Inhaltsverzeichnis

	Seite
Vorwort	**5**
Schwerpunktkapitel: Transportinfrastrukturen für Energie	**9**
Executive Summary	11
Einleitung	14
Erdöl – Transport des „Schwarzen Goldes“	15
Kohle – von der Grube zum Kessel	18
Erdgas – vom Regional- zum Weltmarkt	21
Strom – eine moderne Energie auf Reisen	28
Energie in der Welt	**35**
Die Ökonomie des Klimawandels	39
Kernkraft	41
Fossile Energien – Forschung und Entwicklung bei fortschrittlichen Kraftwerkstechniken	43
Energie in der Europäischen Union	**47**
Strombörse in Deutschland – European Energy Exchange EEX	52
„Intelligentes Stromnetz“	54
Vergabe von Grenzkuppelkapazitäten	55
Energie in Deutschland	**57**
Energiepolitische Entwicklungen	74
Bereich Energiepolitik	76
Energieszenarien für Deutschland (EWI/EEFA-Studie)	81
Abkürzungsverzeichnis	90
Gremien DNK	91
WEC und DNK	92

Vorwort

Das Thema „Energie" war in 2007 so präsent wie seit der zweiten Ölpreiskrise in den 70er-Jahren nicht mehr. Politisch hat es höchste Gipfel erklommen: den G8-Gipfel, den EU-Frühjahrsgipfel, den dritten nationalen Energiegipfel und den Klimagipfel in Bali. Bei der gleichzeitigen G8- und EU-Ratspräsidentschaft hat die Bundesregierung mit ihren Initiativen international große Beachtung gefunden und kaum umkehrbare wichtige politische Prozesse, insbesondere für den Klimaschutz, angeschoben. Dieser Bewusstseinswandel wurde zuletzt auch während der Klimakonferenz in Bali spürbar.

Das herausragende Energiethema beim G8-Gipfel in Heiligendamm war neben der Energieeffizienz und -sicherheit der Klimawandel. Wenngleich keine konkreten Festlegungen hinsichtlich der Reduzierung von Treibhausgasemissionen getroffen werden konnten, war man sich in einem einig: Nur ein entschlossenes und abgestimmtes internationales Vorgehen unter Führung der G8-Staaten kann zielführend sein. Wirksamer Klimaschutz sollte optimal mit Energiesicherheit verbunden werden in Lösungen, die gleichzeitig Wachstum und wirtschaftliche Entwicklung fördern. Ausdrücklich wurden wichtige Länder mit schnell wachsenden Volkswirtschaften wie Brasilien, China, Indien, Mexiko und Südafrika in den gemeinsamen Prozess integriert. Die von der EU, Kanada und Japan vorgesehene Halbierung der globalen Emissionen bis 2050 und damit verbunden eine Begrenzung der globalen Temperaturerhöhung um +2 °C soll unter Einbeziehung der Schwellenländer als gemeinsame Zielvorstellung ernsthaft geprüft werden. Wie dies dann erreicht werden soll, wurde in einem bunten Strauß unterschiedlichster Maßnahmen dargestellt – politischen und technologischen Maßnahmen, die der Weltenergierat in seiner umfangreichen Studie „Energy and Climate Change" in diesem Jahr systematisch auf Akzeptanz und darauf geprüft hat, inwieweit sie den Zugang zu und die Verfügbarkeit von Energie fördern. Insgesamt kann dieses Treffen auch im Hinblick auf die weltweite Medienverbreitung positiv gewertet werden.

Unmittelbarere Wirkung werden die europäischen Festlegungen in den Bereichen Klimaschutz, Energiemärkte und Energieaußenpolitik haben, die im EU-Aktionsprogramm bzw. beim Frühjahrsgipfel formuliert wurden. Sie sollen durch ein ganzes Paket neuer Richtlinien nun bald auch in die nationale Gesetzgebung einfließen.

Entscheidend dabei ist, dass man sich zu einem Gleichgewicht im Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit bekannt hat.

Im Zentrum steht das Ziel, den CO_2-Ausstoß der EU bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Die Energieeffizienz soll um 20 % verbessert und der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20 % angehoben werden. Unter der Voraussetzung, dass sich andere Industrieländer wie die USA, Indien und China gleichermaßen zu festen CO_2-Reduzierungen bekennen, will man bis 2020 sogar die CO_2-Emissionen um 30 % reduzieren.

Offiziell wurde auf EU-Ebene anerkannt, dass die Laufzeitenverlängerung von Kernkraftwerken die CO_2-Bilanz verbessert, ohne jedoch damit eine gemeinsame Festlegung für die EU zu treffen. Eine gemeinsame EU-Position gegenüber Russland als größtem Energielieferanten konnte nicht gefunden werden, wodurch es Russland ermöglicht wird, die einzelnen europäischen Länder gegeneinander auszuspielen.

Die europäischen Aktivitäten lassen erkennen, dass das gleichgewichtige Zieldreieck der Energiepolitik stark zugunsten sehr ambitionierter umweltpolitischer Ziele verändert wurde.

Ausdrücklich zu unterstützen ist das Ziel der EU, schrittweise einen gemeinsamen europäischen Energie-Binnenmarkt zu etablieren. Problematisch wird es jedoch, wenn das Kind mit dem Bade ausgeschüttet wird. Das droht bei der Frage „Ownership Unbundling", also der eigentumsrechtlichen Trennung der Energieerzeugung von ihrem Transport zu geschehen. Denn zum einen ist unklar, ob ein solch einschneidender Schritt in das private Eigentum überhaupt notwendig ist, da viele angestoßene regulatorische Maßnahmen noch gar nicht ihre volle Wirkung entfalten konnten. Zum anderen ist nicht vorhersehbar, ob ein solch radikaler Wechsel des Regulierungsregimes Investitionen in die Netzinfrastruktur nicht eher hemmen als beleben würde. Schließlich ist fraglich, ob die – nach deutschem Grundgesetz gebotene – Verhältnismäßigkeit eines solchen Eingriffes gewahrt ist. Das Schwerpunktthema unserer

Publikation setzt sich vor diesem Hintergrund – wenn auch ganz grundsätzlich und für alle wesentlichen Energieträger – mit der Rolle der Energietransportinfrastruktur auseinander und leistet so vielleicht einen kleinen Beitrag zur Versachlichung der Debatte.

Doch zurück zum aktuellen Vorschlag der EU-Kommission: Wirklich frappierend ist, dass die eigentumsrechtliche Trennung ausgerechnet nur bei bereits privatisierten Unternehmen gelten soll, während Unternehmen in Staatshand (heute rund 80 % der Fälle) de facto kaum gravierende Änderungen zu befürchten haben. Das ist nicht nur widersinnig und steht diametral im Widerspruch zu den Liberalisierungsbemühungen der EU an anderer Stelle, es läuft zudem auf eine einseitige Diskriminierung insbesondere privater deutscher Unternehmen hinaus. Letztlich würde die Kommission mit ihrem Vorschlag der zu Recht viel kritisierten Renationalisierung der Energiewirtschaft Tür und Tor öffnen.

Geht man nun zur deutschen Energiepolitik über und sucht nach den Ergebnissen der diversen Energiegipfel, so wird deutlich, dass wir zwar intensiv Klimapolitik betreiben, Fragen der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit jedoch eher auf der Strecke bleiben.

In einem ehrgeizigen Acht-Punkte-Programm zur Senkung der Treibhausgase um 40 % bis 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf über 27 % und der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung auf 25 % erhöht werden. Das bedeutet, dass dann nicht einmal die Hälfte der Stromerzeugung noch dem freien Wettbewerb unterliegt.

Sowohl durch Effizienzsteigerungen bei neuen Kraftwerken als auch in der Stromanwendung sollen zukünftig insgesamt mehr als die Hälfte des CO_2-Minderungspotenzials aus dem Strombereich gewonnen werden. Der Rest muss im Wesentlichen aus dem Wärmesektor und aus dem Verkehr heraus erreicht werden. Viele regulative, z. T. teure Maßnahmen sind hierzu erforderlich, die am Ende wenig Platz für Lösungen im freien Wettbewerb lassen und darüber hinaus auch den finanziellen Spielraum einengen.

Hier ist es wünschenswert, den Emissionshandel stärker zu internationalisieren und Schritt für Schritt global anzugehen. Wichtig sind noch stärkere Anreize für höhere Investitionen im Ausland, damit auch unsere finanziellen Mittel effektiver für Schadstoffminderungen eingesetzt werden können.

Der deutsche Sonderweg, die Kernenergie definitiv auslaufen zu lassen, verbunden mit dem Ziel, möglichst viel regenerative Energie und KWK-Erzeugung zu etablieren, ist mit Sicherheit die teuerste Lösung, die international wohl kaum Nachahmer finden wird.

Die zaghafte Diskussion vom Ausstieg aus dem Kernenergieausstieg aufgrund der internationalen Signale beim G8-Gipfel und im EU-Rat wurde abrupt abgebrochen und geschickt von Gegnern der Kernenergie und politischen Opportunisten um 180 Grad gedreht, als durch deutliche Kommunikationspannen der betroffenen Wirtschaft und der Landespolitik eher unerhebliche technische Pannen im Betrieb der KKW in Schleswig-Holstein im Sommerloch von den Medien ausgeschlachtet wurden.

Nur mit Weiternutzung von Kohle und Kernenergie – insbesondere in der Grundlaststromerzeugung – wird eine sichere Stromversorgung in Deutschland aufrecht erhalten werden können. Ansonsten drohen Stromlücken verbunden mit dramatischen Preissteigerungen. Dies ist das wesentliche Ergebnis einer aktuellen Studie der Deutschen Energieagentur (dena) vom März 2008. Umso wichtiger ist es daher, langfristig sichere Investitionsbedingungen für die Nutzung aller Energien sicherzustellen.

Die dena hält dabei zur Vermeidung einer Stromlücke eine Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke für unausweichlich. Außerdem sind Investitionen in neue, effizientere Kohlekraftwerke notwendig. Ihre Realisierung ist nicht nur wegen gestiegener Anlagenkosten, sondern insbesondere wegen einer nicht ausreichenden politischen Akzeptanz am jeweiligen Standort und unsicherer zukünftiger Rahmenbedingungen zunehmend gefährdet. Dabei ist der Einsatz alter Anlagen durch neue Erzeugungstechnologien der sicherste Weg, Emissionen zu reduzieren und effizienter mit bestehenden Ressourcen umzugehen.

Über diese energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten und Handlungsspielräume zu informieren und für einen nachhaltigen Erzeugungsmix zu werben bleibt eine zentrale gemeinsame Aufgabe von Politik und Wirtschaft, die wir tatkräftig unterstützen.

Im Bereich der fossilen Kraftwerke bietet die CO_2-Abscheidung und -Speicherung nach 2020 ein wichtiges Potenzial, den Eintritt von CO_2 in die Atmosphäre vergleichbar kostengünstig zu begrenzen. Voraussetzung für den Durchbruch dieser Technologie ist, dass die Politik die rechtlichen Rahmenbedingungen rechtzeitig schafft und bei allen gesellschaftlichen Gruppen für deren Akzeptanz gemeinsam geworben wird. Die Unternehmen müssen die technischen Herausforderungen meistern – dazu gehört u. a. auch eine Begrenzung der Wirkungsgradverluste – und die Kosten

senken, um einen wirtschaftlichen Durchbruch dieser Technologie zu ermöglichen. Global wird die CO_2-Abscheidung und -Speicherung nur dann wirklich relevant werden, wenn sie auch den energiehungrigen Ländern, die stark auf Kohle angewiesen sind, als wirtschaftliche Alternative zur Verfügung steht. Ein wichtiger Schritt auf diesem Weg ist, dass hierfür Kapital aus den Industrieländern eingesetzt wird, was diese sich bei der Emissionsminderung anrechnen lassen dürfen.

Um in dieser Phase eine nachhaltige und bezahlbare Energieversorgung mit höchstmöglichem Klimaschutz zu erreichen, ist gemeinsames Handeln von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft gefragt. Der entscheidende Schlüssel zu nachhaltigen Erfolgen bei der Klimavorsorge ist eine Investitionsoffensive in neue Anlagen mit fortschrittlicher Technik. Allerdings wird das notwendige Vertrauen für Investitionen im Erzeugungs- und Infrastrukturbereich nachhaltig gestört, wenn neue Kartellamtseingriffe angedroht werden und der Ruf nach noch stärkerer Regulierung bis hin zum Ownership Unbundling ertönt. Wenn dies dann auf europäischer Ebene Staaten fordern, bei denen Netz und Erzeugung gleichermaßen in staatlichen Händen liegen und die EU dies legalisiert, dann kommt der Eindruck auf, als ob hier der europäische Wettbewerb zu Lasten der großen privaten Energieversorger verzerrt werden soll. Wie soll dann noch privates Kapital für die notwendigen Investitionen freigemacht werden?

Hoffnung macht es dann doch, wenn anlässlich der 20. Weltenergiekonferenz im November 2007 in Rom über 4000 Energieexperten aus über 100 Ländern zusammenkommen und optimistisch Lösungen aufzeigen, bei der jede Energieart und jeder Verbraucherbereich einen Teil zur Lösung unserer Energie- und Klimaprobleme beitragen kann. Angesichts einer Verdopplung der globalen Energienachfrage bis zum Jahr 2050, wie sie der Weltenergierat in seinen neuen Energieszenarien kommen sieht, werden wir auf keinen Lösungsbeitrag verzichten können.

Energiesparen und Effizienzsteigerungen sind ebenso gefragt wie Technologieentwicklungen und Aufschließung neuer Energiequellen. Voraussetzung ist bei all dem, dass tabufrei und global Hand in Hand gearbeitet wird. Dann werden wir bis zur nächsten Weltenergiekonferenz im September 2010 in Kanada für den Post-Kyoto-Prozess entsprechende Lösungen vorzeigen können.

Berlin, im April 2008

Jürgen Stotz

Präsident
Deutsches Nationales Komitee
des Weltenergierates e.V.

Schwerpunktkapitel: Transportinfrastrukturen für Energie

Transportinfrastrukturen für Energie*

Executive Summary

- Deutschland und Europa müssen einen großen Teil des Bedarfs an Mineralöl, Erdgas und zunehmend auch an Kohle aus dem Ausland importieren. So ist Deutschland heute bereits zu knapp 75 % auf Energieimporte angewiesen, Europa (EU-27) zu 50 %. Diese Importabhängigkeit wird in Zukunft noch deutlich zunehmen. Für die europäische und deutsche Politik ergibt sich somit die Aufgabe, in bilateralen und/oder multilateralen Abkommen auf einen Abbau der Schranken und Hindernisse für internationale Energietransite hinzuwirken und die Transportkorridore so politisch abzusichern. Eine weitere Diversifizierung der Energiebezüge und Transportwege ist dafür essentiell. Eine wichtige Rolle spielt u. a. der Ausbau des Handels mit LNG (Liquefied Natural Gas), der in Bezug auf die Gasbeschaffung deutlich flexibler ist als der mit Pipeline. Neue Erdgaspipelineprojekte wie die geplante Nordeuropäische Gasleitung durch die Ostsee von Russland nach Europa oder das Nabucco-Projekt, das Erdgas aus dem Nahen Osten und dem kaspischen Meer nach Europa bringen soll, haben ebenfalls strategische Bedeutung.

- Mineralöl durchläuft von seiner Gewinnung bis zum Verbraucher mehrere Transport- und Verarbeitungsstufen, wobei die Kosten des Transports lediglich ca. 5–20 % der Kosten der Ölbereitstellung ausmachen. Der Transport von Rohöl und Mineralölprodukten ist heute wettbewerblich organisiert und weist eine hohe Zuverlässigkeit auf. Der Öltransport auf See dominiert, da Schiffstransporte technisch flexibler und weniger anfällig für geopolitische „Machtspiele" sind als Pipelinetransporte und keine Notwendigkeit für Transite (ausgenommen bei Kanalnutzung) besteht. Die wesentlichen zukünftigen Herausforderungen für den Öltransport sind dabei steigende Umweltanforderungen, technische Sicherheit sowie der zu erwartende Investitionsbedarf in neue Schiffs- und Pipelinekapazitäten. Preistreiber sind hierbei neben den erhöhten Umweltanforderungen auch der Trend zu größeren Transportentfernungen. Schwierigkeiten bereitet den privatwirtschaftlich organisierten westlichen Erdölunternehmen nicht der Öltransport, sondern vielmehr der Zugang zu den Reserven bzw. Ressourcen in vielen Ölförderstaaten.

*Das DNK dankt Herrn Dr. Jens Perner, Frontier Economics, Köln, auf dessen Arbeit dieser Beitrag weitgehend beruht. Ergänzungen und Redaktion durch die DNK-Redaktionsgruppe.

- Die Transportkette für importierte Steinkohle umfasst eine Reihe von Stufen. Die Kohle wird zunächst im Tagebaubetrieb gewonnen und per Eisenbahn zu den Häfen transportiert. Der Überseetransport der Kohlen erfolgt in sog. Massengutfrachtschiffen (Dry Bulk Carrier), in denen außer Kohle auch andere Rohstoffe transportiert werden können. Die wichtigsten Exportländer für mit Massengutfrachtern verschiffte Kohle sind Australien, Indonesien, Südafrika, Russland, China und Kolumbien, wobei der chinesische Anteil am internationalen Kohlehandel aufgrund des enormen eigenen Bedarfs stetig sinkt. Der Markt für den Seeverkehr von Massengütern ist dabei von einem starken Wettbewerb geprägt. Aufgrund des erwarteten weiteren Wachstums des weltweiten Kohlebedarfs sind nicht unerhebliche Investitionen in die Kohletransportinfrastruktur notwendig. Allerdings ist der zukünftige Investitionsbedarf deutlich niedriger als bei Erdöl und Erdgas, nicht zuletzt wegen der erheblich geringeren Kapitalintensität der Versorgungskette.

- Ca. 75 % des weltweiten grenzüberschreitenden Erdgashandels wird derzeit über Pipelines abgewickelt. Auch das europäische Pipelinenetz ist in den letzten 40 Jahren stark ausgebaut worden. Heute überzieht ein dichtes Netz von Transportleitungen Europa vom Ural bis nach Großbritannien. Da der Erdgasbedarf in Europa weiter stetig wächst und viele „heimische" und verbrauchsnahe Lagerstätten bereits ausgefördert sind oder die weitere Förderung dort in vielen Fällen kaum noch wirtschaftlich ist, wird der Ausbau des europäischen Pipelinesystems für die erforderlichen Importgasmengen auch zukünftig fortgesetzt werden. Die Pipelineprojekte stehen hierbei auch in Konkurrenz zueinander und sind teilweise eher durch politisch-strategische Erwägungen als durch wirtschaftliches Kalkül motiviert.

- Alternativ zum Pipelineexport gewinnt zunehmend der Transport von verflüssigtem Erdgas (LNG) mit Tankschiffen von den Förderzentren in die Verbrauchsregionen an Bedeutung. Derzeit werden weltweit ca. 180 Mrd. m^3/Jahr LNG gehandelt, was einem Anteil von ca. 25 % am grenzüberschreitenden Gashandel entspricht. In Deutschland existiert derzeit noch kein LNG-Importterminal. Allerdings ist der Bau einer entsprechenden Regasifizierungsanlage in Wilhelmshafen geplant.

- Die Kosten des LNG-Transports, die v. a. durch die Verflüssigungs- und Regasifizierung in die Höhe getrieben werden (der Schiffstransport hat nur einen geringen Anteil), sind damit weniger von der Transportentfernung als vielmehr von den Kosten der Anlagen

und Anlagentechnik abhängig. Die LNG-Verschiffung ist aber technisch ähnlich flexibel wie der Transport von Erdöl in Tankschiffen und somit weniger anfällig für technische oder politische Störungen. Auf lange Sicht wird der Trend zum LNG absehbar auch zu einer Veränderung des Gasmarktes führen: Bisher regional getrennte Märkte, Europa, Nordamerika und Südostasien, entwickeln sich zunehmend zu einem Weltmarkt – ähnlich dem Rohölmarkt.

- Elektrizität unterscheidet sich in mehrerlei Hinsicht von anderen Energieträgern: Im Gegensatz zu Öl, Gas und Kohle ist Strom kein Primärenergieträger, sondern wird erst durch Umwandlung aus Primärenergien gewonnen bzw. erzeugt. Zudem muss Strom, anders als Öl, Gas und Kohle zwingend über Leitungsnetze transportiert werden, es existiert also keine Transportalternative. Der Stromtransport über größere Distanzen, also über Höchst- und Hochpannungsnetze, macht bei Haushalten nur etwa 5 % der Stromkosten aus. Zum Vergleich: Stromerzeugung, -handel und -vertrieb kommen auf einen Anteil von 25 % an der Stromrechnung eines typischen deutschen Haushalts, Steuern, Abgaben und staatlich bedingte Sonderlasten sogar auf über 40 %.

- Eine besondere Herausforderung des Stromtransports ist die Sicherstellung der Netzstabilität und damit der Stromversorgung. Ausreichende Sicherheits- bzw. Kapazitätsreserven im Netz sowie ein effektives „Notfallmanagement" sind dafür essentiell. In diesem Zusammenhang haben sich möglichst große Netzverbünde für die Systemstabilität als vorteilhaft erwiesen. Dies erhöht die Versorgungssicherheit und senkt die Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung. Ein engmaschiges Verbundnetz erstreckt sich nicht nur über Deutschland, sondern über ganz Europa. Allerdings reicht die Kapazität der Leitungsverbindungen in das Ausland, der Interkonnektoren, häufig nicht aus, alle von den Netznutzern gewünschten Stromtransporte zu tragen.

- Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes Ende der 1990er-Jahre hat neben dem Ziel der technischen Integration der Stromnetze auch das Ziel der internationalen kommerziellen Marktintegration gebracht. Für diese neue Funktion waren die Stromnetze ursprünglich nicht ausgelegt. Insofern muss mit dem zunehmenden internationalen Stromaustausch und -handel auch eine Anpassung der Netzkapazitäten und -konfiguration erfolgen. Aber auch die Zunahme regenerativer Energieerzeugung hat Auswirkungen auf das Netz. Insbesondere in Norddeutschland wird die Windkrafterzeugung weiter ausgebaut. Dies macht es notwendig, die neuen Windanlagen an das bestehende Übertragungsnetz anzuschließen und das Stromnetz für den „Abtransport" des Windkraftstroms auszubauen. Neben dem Ausbau der regenerativen Energien, hierbei v. a. der Windkraft, werden in den kommenden Jahren auch eine Reihe neuerer konventioneller Großkraftwerke ans Netz gehen. Auch dies wird einen Netzausbau notwendig machen. Hinzu kommt, dass viele der Ende der 60er- und Anfang der 70er-Jahre errichteten Anlagen in den kommenden Jahren das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen und somit ersetzt werden müssen. Dementsprechend sind wesentliche Investitionen in die Netzkapazität erforderlich – nicht nur in Deutschland, sondern weltweit.

- Die traditionellen Energieträger Kohle, Öl und Gas werden unumgänglich auch in den nächsten Jahrzehnten den überwiegenden Teil des weltweiten Energiebedarfes zu decken haben. Eine umwelt- und ressourcenschonende Deckung des steigenden Energiebedarfes fordert die (Weiter)-Entwicklung zu effizienteren Technologien. Ein Verzicht auf die fossilen Energieträger und die Kernenergie ist weder möglich noch realistischerweise anzustreben. Erneuerbare Energien sind eine wichtige Ergänzung für den Energiemix der Zukunft. Es ist nicht sinnvoll und zielführend, die verschiedenen Energieträger gegeneinander auszuspielen.

- Seit den 1990er-Jahren ist in den Industrieländern ein vermindertes Wachstum des Energieverbrauches zu konstatieren, wohingegen die Schwellenländer in Mittel- und Südamerika sowie im asiatisch-pazifischen Raum einen teils rasanten Anstieg verzeichnen. Wirtschaftliche Dynamik und starkes Bevölkerungswachstum beeinflussen hier den Energieverbrauch.

- Die europäische Energieversorgungsstruktur der Zukunft wird von der derzeitigen abweichen, wobei das Ziel, den generellen Energieverbrauch zu senken, das energiepolitische und technologische Handeln künftig noch stärker bestimmen wird. Dies wird zu grundsätzlichen Veränderungen führen, die sich gruppieren lassen in Verschiebungen im Energiemix, in eine effizientere Energienutzung und in eine zusätzliche Schadstoffabtrennung, hier insbesondere von klimarelevanten Treibhausgasen. Die Änderungen in der Versorgungsstruktur werden allerdings hohe Kosten verursachen. Einer gemeinsamen Energie-Außenpolitik fällt dabei eine besondere Rolle zu. Der weitere Ausbau eines funktionsfähigen und wirkungsvollen Binnenmarkts, dessen Integrationskraft Europa im Globalisierungsprozess stärken soll, wird ebenso als Element der Energiepolitik angesehen.

- Das von der EU-Kommission vorgestellte Energiepaket von Januar 2007 stellt den ersten Versuch auf europäischer Ebene dar, nicht nur bisher eher separat verfolgte Politikansätze – beispielsweise zur Entwicklung des Binnenmarktes und zur Erhöhung der Energieeffizienz – in eine zusammenhängende Politik zu überführen. Darüber hinaus sollen auch übergreifend vor allem im Kontext von Klimawandel und Wettbewerb Lösungswege gesucht werden.

- Nach Ansicht der Kommission sind aufgrund des als ungenügend erachteten Entflechtungsgrades der Unternehmen weitergehende Unbundling-Maßnahmen notwendig. Stark präferiert wird hierbei die vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung. Dieses Ownership Unbundling soll bei einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung eine Trennung des Netzbetriebs von den wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Handel und Vertrieb innerhalb eines Unternehmens erreichen. Begleitend dazu sollen die nationalen Regulierungsbehörden zukünftig auch die Entwicklung des Energiebinnenmarktes auf europäischer Ebene unterstützen. Dabei soll sich die europaweite Harmonisierung am beobachtbaren höchsten Regulierungslevel orientieren.

- Zu den energie- und umweltpolitischen Herausforderungen in Europa und Deutschland zählt der Ausbau der erneuerbaren Energien. Hier sind das Maßnahmenpaket des EU-Frühjahrsgipfels vom März 2007 mit der Vorgabe von einem 20%-igen Anteil an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch von Europa im Jahr 2020 und für Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit quantitativen Vorgaben in Bezug auf den Anteil der Stromerzeugung bis 2020 zu nennen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass entsprechend politisch fixierte Marktanteile die – ebenfalls politisch getriebenen – Marktöffnungsprozesse unterlaufen und zu Markt- und Wettbewerbsverzerrungen führen können.

- „Energieeffizienz" ist in der aktuellen energie- und klimapolitischen Debatte zum Schlüsselbegriff geworden. Als besonders effizienzträchtig gilt der Gebäude- und Wohnungsbestand. Im Verkehr konnte die Effizienz der Energienutzung zwar stetig verbessert werden; jedoch liegt der Durchschnittsverbrauch der Fahrzeugflotte noch deutlich über dem Verbrauchswert neuzugelassener Fahrzeuge. Bei energieintensiven Prozessen der Industrie mit ihrem vergleichsweise hohen Effizienzniveau werden dagegen nur noch geringes Effizienzverbesserungspotzenzial gesehen.

- Ein erklärtes Ziel der zukünftigen europäischen Energie- und Klimapolitik ist die nachhaltige Senkung der globalen CO_2-Emissionen. Durch den in den nächsten Jahren anstehenden Ersatz von Alt-Kraftwerken ergibt sich eine einmalige Chance, die jeweils modernsten Technologien auf den europäischen Standorten anzuwenden. Weltweit werden voraussichtlich 300 GW kohlebefeuerter Kraftwerke vom Netz abgeschaltet. Die europäische Industrie und die politischen Entscheidungsträger können die entstehende Nachfrage dazu nutzen, sowohl den Ersatzbedarf in Europa wie den Zubaubedarf in den Entwicklungsländern zu decken und den Anstieg der CO_2-Emissionen aus kohlebefeuerten Kraftwerken mit entsprechend leistungsfähigen Technologien soweit wie möglich zu bremsen.

- Mit dem Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012) werden die Regeln zur Verteilung der Gesamtzuteilungsmenge der Emissionsberechtigungen an bestehende und neue emissionshandelspflichtige Anlagen festgelegt. Die Zuteilung der Zertifikate für Neu- und Bestandsanlagen der Energiewirtschaft wird im ZUG 2012 auf ein Benchmarksystem umgestellt. Für Neu- und Bestandsanlagen finden einheitlich festgelegte Emissionswerte pro Produkteinheit auf Basis der besten verfügbaren Technik (BAT-Benchmarks) Anwendung.

- Studien wie z. B. der Report von Nicholas Stern kommen zu dem Schluss, dass die volkswirtschaftlichen Kosten selbst ehrgeiziger Klimaziele (Stabilisierung der atmosphärischen CO_2-Konzentration bei 450 ppm) bei „lediglich" rund 1 % des globalen Bruttoinlandsproduktes liegen. Entschiedenes Handeln scheint also die ökonomisch einzig vertretbare Option zu sein. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die minimalen Kosten für ein vorgegebenes Minderungsziel nur dann erreicht werden, wenn generell die günstigsten Möglichkeiten, Emissionen zu mindern, voll ausgeschöpft werden, bevor auf teurere Maßnahmen zurückgegriffen wird.

- Die zunehmende öffentliche Besorgnis in den Industriestaaten, dass die Versorgungssicherheit langfristig nicht gewährleistet sein könnte und die mit dem Klimaschutz verbundenen Anstrengungen die Volkswirtschaften stark belasten würden, hat dazu geführt, dass die Nutzung der Kernenergie weltweit wieder in den Fokus der Aufmerksamkeit gerückt ist. Die vierte Generation der Reaktortechnik wird neue technische Möglichkeiten für die Zukunft der Kernenergie aufzeigen, die zu einer erheblich besseren Nutzung der Uranvorräte, größerer Sicherheit und neuen Anwendungsmöglichkeiten führen werden.

Einleitung

Energie ist Motor und Schmierstoff der modernen Industriegesellschaften zugleich. Energie ermöglicht Wirtschaftsentwicklung, Kommunikation und eine Vielzahl von Erleichterungen im täglichen Leben. Ohne den Energietransport würde dieses Rückgrad unseres heutigen Wohlstands und Lebensstils auseinanderbrechen.

Die Bedeutung des Energietransports spiegelt sich auch in der Wirtschaftshistorie der Industriegesellschaften über die letzten 100 bis 200 Jahre wider. So wurde der Energiebedarf in der vorindustriellen Zeit, Anfang des 19. Jahrhunderts, noch fast ausschließlich durch Wasserkraft, Windkraft, Holz und Torf gedeckt. Diese Energieträger waren i. d. R. in ausreichendem Maße vor Ort verfügbar und konnten, wenn überhaupt, nur über sehr kleine Distanzen transportiert werden.

Mit der industriellen Revolution änderten sich sowohl Energiebedarf als auch die eingesetzten Energieträger grundlegend: Der Energieverbrauch stieg über Jahrzehnte exponentiell an, und die fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas wurden zu den bei weitem dominierenden Energierohstoffen – heute halten sie zusammen einen Anteil von ca. 80 % an der Deckung des weltweiten Energiebedarfs. Anfänglich wurden die Industriebetriebe noch nahe der Rohstoff- und Energiequellen, wie z. B. im Ruhrgebiet, angesiedelt, um teuren Energietransport zu vermeiden. Aufgrund stark sinkender Transportkosten traten allerdings zunehmend andere Standortfaktoren wie die Nähe zu den Abnehmern und Humankapital in den Vordergrund, Energie wurde verstärkt transportiert. Zudem waren Energieträger wie Mineralöl oder Erdgas nicht überall verfügbar. Dementsprechend wandelten sich auch die Anforderungen an den Energietransport: Was Ende des 19. Jahrhunderts mit einigen Tankdampfern und wenige Kilometer langen Leitungen begann, hat sich in der Zwischenzeit zu einem weltumspannenden Transportnetz für Mineralöl, Erdgas und Kohle entwickelt.

Gleichzeitig wurde mit der Elektrizität in den vergangenen 150 Jahren eine Energieform erschlossen, die zwar sehr effizient einsetzbar ist, aber zunächst über Umwandlungsprozesse aus Primärenergieträgern gewonnen werden muss. V. a. aber muss Elektrizität i. d. R. über ein Leitungssystem transportiert werden, was für den flächendeckenden Einsatz den Aufbau einer aufwändigen Transport- und Verteilinfrastruktur erforderte. Dementsprechend kam Elektrizität in Deutschland Ende des 19. Jahrhunderts zunächst nur lokal zum Einsatz. Es folgte die Entwicklung von Inselnetzen, die immerhin die Versorgung einer begrenzten Region aus größeren Kraftwerken ermöglichte. Schließlich wurden die Inselnetze im Laufe des 20. Jahrhunderts nach und nach über ein Verbundnetz zusammengeschaltet, was zu einer deutlichen Erhöhung der Versorgungssicherheit führte.

Der Energietransport ist heute mit einem Investitionsvolumen von jährlich ca. 300 Mrd. US$ weltweit ein wesentlicher strategischer Wirtschaftsfaktor. Der Anteil des Transports an den Energiebereitstellungskosten ist dabei je nach Energieträger sehr unterschiedlich. So liegt z. B. bei Strom und Gas der Transportkostenanteil – einschließlich der Energieverteilung über lokale Netze – für Endkunden in einer Größenordnung von ca. 70 % der gesamten Bereitstellungskosten. Der entsprechende Anteil bei Öl beläuft sich auf lediglich 5 %–20 %. Bei Kohle ist mit einem Transportkostenanteil von 50–70 % zu rechnen.

Im Folgenden werden die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Charakteristika des Transports von Erdöl, Erdgas, Kohle und Strom herausgearbeitet. Hierbei sollen auch jeweils neuere Entwicklungstrends des Energietransports, technisch-ökonomische Herausforderungen sowie politische Schlussfolgerungen diskutiert werden. Die Ausführungen konzentrieren sich wegen der zentralen strategischen Bedeutung auf den Energietransport über weite Entfernungen, d. h. die lokale Energieverteilung „vor Ort" zum Endkunden wird nicht näher diskutiert. Nicht betrachtet wird zudem Uran, da der Urantransport für die Versorgung von untergeordneter Bedeutung ist.

Erdöl – Transport des „Schwarzen Goldes“

Technische Charakteristika des Öltransports: Ölfässer, Pipelines und Supertanker

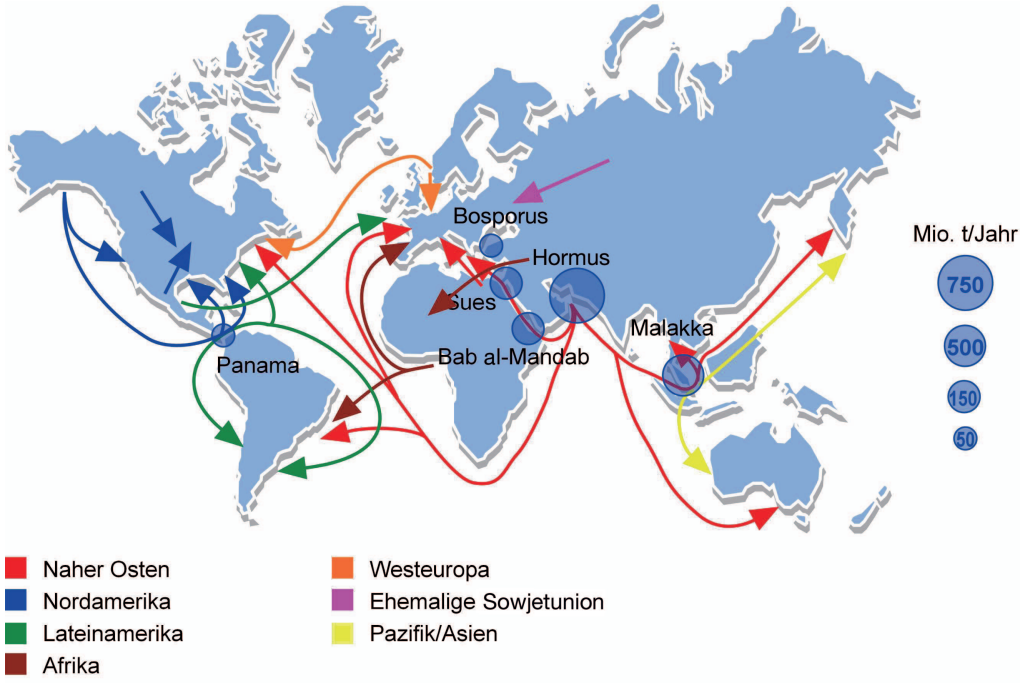
Für den internationalen Rohöltransport stehen unterschiedliche Optionen zur Verfügung. Zu nennen sind hierbei insbesondere der Transport in

- Tankschiffen und
- Rohrleitungen (Pipelines).

Das Mineralöl durchläuft von seiner Gewinnung bis zum Verbraucher mehrere Transport- und Verarbeitungsstufen, wobei die Kosten des Transports lediglich ca. 1–3 $ pro Barrel der Kosten der Ölbereitstellung ausmachen. So wird z. B. Erdöl, das aus dem Nahen Osten stammt, zunächst aus den geologischen Lagerstätten gefördert und – häufig nach einer ersten Aufbereitung – in Pipelines zu den Exporthäfen befördert. Dort wird das Rohöl gelagert, auf Tankschiffe verladen und in die Importländer verschifft, wo das Öl entladen und – ggf. nach nochmaliger Lagerung – über Pipelines oder mit Hilfe von Binnenschiffen in die Raffinerien verbracht wird. In den Raffinerien wird das Rohöl zu Mineralölprodukten weiterverarbeitet und nach Veredelung weitertransportiert: entweder in Tankläger mit Hilfe von „Ölproduktenleitungen“, Binnenschiffen oder in Güterzügen oder mit Tanklastwagen direkt zu den Verbrauchern (z. B. Heizöl) bzw. zu Tankstellen (Kraftstoffe). In einigen Fällen wird das Rohöl bereits in den Exportländern zu Mineralölprodukten weiterverarbeitet. Exportiert und verschifft werden dann schweres oder leichtes Heizöl, Diesel oder andere Mineralölprodukte. Zudem existieren eine Reihe von Pipelines wie die Druschba-Pipeline von Russland über Weißrussland und Polen nach Deutschland, die Rohöl direkt, ohne Schiffstransport, von den Förderländern in die Verbraucherländer transportieren.

Zu Beginn der Erdölförderung, im 19. Jahrhundert, wurde Erdöl zunächst in Holzfässern auf Pferdekarren transportiert: Aus dieser Zeit stammt auch das heutige Volumenmaß für Erdöl, das Barrel (entspricht 159 Liter). Schnell wurde jedoch der Ölbedarf so groß, dass Rohrleitungen (Pipelines) zum wichtigsten Transportmittel für das „Schwarze Gold“ wurden. So wurde die erste Pipeline in den USA im Jahr 1865 im US-Bundesstaat Pennsylvania in Betrieb genommen. Der Tagesdurchsatz belief sich auf 250 t bei einer Entfernung von 8 km. Heutige Pipelines können Längen

Abb. 1: Transportrouten für Erdöl



Quelle: nach Rodrigue (2007)

von Tausenden von Kilometern aufweisen. Ein Beispiel der vergangenen Jahre für eine solche Pipeline ist die Baku-Tiflis-Ceyhan (BTC) Pipeline, die Erdöl aus der ölreichen Region des Kaspischen Meeres zu den Märkten in Europa und den USA bringt. Die BTC, die 2006 in Betrieb genommen wurde, hat eine Länge von 1760 km und verfügt über eine Kapazität von ca. 50 Mio t/Jahr (entspricht ca. 45 % des deutschen Jahresverbrauchs). Sie verläuft von Baku, der Hauptstadt Aserbaidschans, über Georgien an die türkische Mittelmeerküste bei Ceyhan, von wo aus das „schwarze Gold" in Tankern verschifft wird. Der Bau der Pipeline stellte außerordentliche Anforderungen an die Ingenieure: So war ein Höhenunterschied von 2800 Meter zu überwinden, und der Streckenverlauf führt über erdbebengefährdetes Gebiet in Anatolien. Die Baukosten werden auf ca. 2,5 Mrd. US$ beziffert.

Mit der Entwicklung des Welthandels für Mineralöl nahm auch die Bedeutung der Tankschiffe für den Öltransport zu. Heute haben die Tankschiffe die Pipelines als wichtigstes Transportmittel abgelöst. So wird der Erdöltransport zu mehr als 60 % von Tankschiffen beherrscht.

Öltanker transportieren große Ölmengen insbesondere von den OPEC-Ländern im Nahen Osten, Afrika und Südamerika in die Industriestaaten Nordamerikas, Europas und Südostasiens. So werden heute mit Hilfe von etwa 3500 Tankern mehr als 100 Mio. t Mineralöl (entspricht ca. 70 % des jährlichen deutschen Mineralölverbrauchs) auf den Weltmeeren transportiert. Die Hälfte hiervon wird im Nahen Osten verladen und nach Japan, in die USA und nach Europa exportiert. Der Weg nach Japan führt hierbei über die Straße von Malacca, der in die USA und nach Europa entweder durch den Suezkanal oder um das Kap Hoorn herum (Abbildung 1). Die Reisezeit ist hierbei abhängig von der Transportentfernung. So benötigt ein Öltanker z. B. vom Mittleren Osten nach Japan ca. drei Wochen.

Um die spezifischen Kosten des Transports pro transportierter Erdöleinheit zu senken, wurden im Laufe der Jahre immer größere Tankschiffe in Dienst gestellt. Entsprechend ihrer Ladekapazität und der Befahrbarkeit von „kritischen" Schiffspassagen werden Öltanker nach Größenklassen kategorisiert (1 tdw (tons dead weight) entspricht 1017 kg):

- 38000–50000 tdw – Handymax
- 50000–75000 tdw – Panamax
- 75000–120000 tdw – Aframax
- 120000–200000 tdw – Suezmax
- 200000–320000 tdw – Very Large Crude Carrier/VLCC/Malaccamax
- 320000–565000 tdw – Ultra Large Crude Carrier/ULCC

Der erste Tankdampfer, der im Jahr 1886 auf der Transatlantikroute in See stach, die deutsche „Glückauf", hatte noch Fässer geladen und kam auf eine Ladekapazität von 2750 tdw. Heutige Tanker der größten Kategorie, die sog. „Ultra Large Crude Carrier" (ULCC), kommen auf Ladekapazitäten von bis zu 565000 tdw. Die Größe derartiger Supertanker ist beträchtlich: Sie erreichen eine Länge von bis zu 460 Meter und eine Breite von knapp 70 Meter. Erhebliche Probleme bereitet der Tiefgang von bis zu ca. 30 Meter, auf den die meisten Häfen nicht ausgelegt sind. Der einzige europäische Tiefseehafen, der solche Supertanker direkt am Kai löschen kann, befindet sich in Genua. In den anderen Häfen legen die Supertanker an weit im Meer liegenden Piers und Bojen an, von denen aus das Erdöl per Pipeline oder mit Hilfe von „Shuttle-Tankern" an Land verbracht wird. Zudem können die Supertanker wichtige Kanäle wie den Panamakanal oder den Suezkanal nicht befahren und müssen dementsprechend weite Umwege in Kauf nehmen. Dies macht in einigen Fällen den Einsatz kleinerer Tanker wirtschaftlicher.

Herausforderungen für den Öltransport: Umweltschutz, Sicherheit und Investitionsbedarf

Der Transport von Rohöl und Mineralölprodukten ist heute wettbewerblich organisiert und weist eine hohe Zuverlässigkeit auf. Selbst wenn es aufgrund technischer Störungen oder politischer Auseinandersetzungen zwischenzeitlich auf einzelnen Transportrouten zu Lieferunterbrechungen kommt, wie z. B. während des „Ölstreits" zwischen Russland und Weißrussland im Jahr 2006 zu beobachten, als russische Lieferungen durch die Druschba-Pipeline nach Deutschland kurzfristig unterbrochen wurden, existieren ausreichend alternative Transportoptionen, um diese Störungen ausgleichen zu können. Dies gilt insbesondere, da der seewärtige Öltransport heute dominiert: Schiffstransporte sind technisch flexibler als Pipelinetransporte und sind, da keine Transits notwendig sind (ausgenommen bei Kanalnutzung), weniger anfällig für geopolitische „Machtspiele". Zudem verfügen die Industriestaaten über strategische Ölreserven, die bei Notfällen einsetzbar sind und zur Überbrückung eines vollständigen Lieferstopps von bis zu 90 Tagen ausreichen würden.

Die wesentlichen zukünftigen Herausforderungen für den Öltransport sind steigende Umweltanforderungen, Sicher-

heit sowie der zu erwartende Investitionsbedarf in neue Schiffs- und Pipelinekapazitäten:

Die Vereinbarkeit von Umweltschutz, Sicherheit und Öltransport ist in den letzten Jahren vermehrt in den Blickpunkt des öffentlichen Interesses gerückt. Hintergrund sind immer wiederkehrende Unfälle mit Tankschiffen und Pipelines. Besondere Aufmerksamkeit erlangten hierbei die Tankerunglücke der „Exxon Valdez" vor Alaska im Jahr 1990, der „Erika" im Jahr 1999 vor der bretonischen Küste und der „Prestige" vor Spanien im Jahre 2002. Zudem erhöht das zunehmende Verkehrsaufkommen auf wichtigen Wasserwegen wie der Straße von Hormus oder der Straße von Malacca – bei Letzterer wird auch immer wieder von Zwischenfällen mit Piraten berichtet – die Gefahr von Schiffsunglücken.

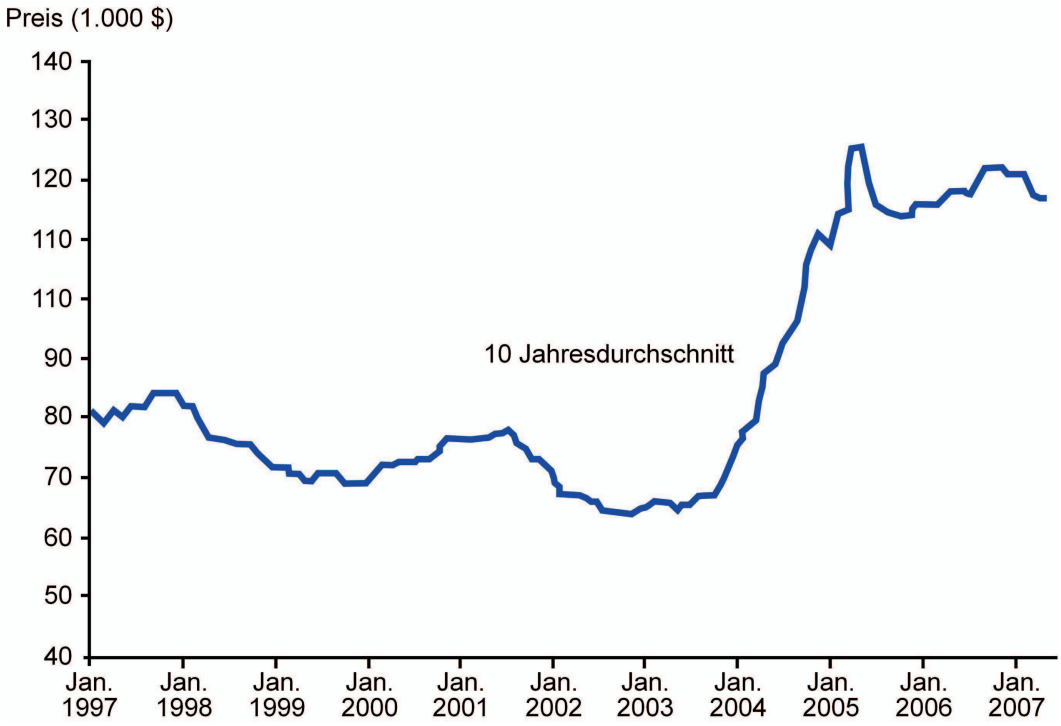
Die Politik hat in den letzten Jahren auf die Herausforderung bezüglich der Sicherheit des Tankertransports reagiert. So wurden nach Aufsehen erregenden Tankerunfällen die Umweltvorschriften deutlich verschärft:

- Die USA haben nach der Havarie der „Exxon Valdez" im Jahr 1990 einen „Oil Pollution Act" verabschiedet, der vorschreibt, dass neu gebaute Tanker mit einer Doppelhülle ausgestattet sein müssen, wenn sie amerikanische Gewässer befahren wollen. Doppelhüllentanker können bei einer Havarie deutlich besser vor einem Entweichen des Öls schützen als klassische Einhüllentanker.

- Die Internationale Schifffahrtsorganisation IMO hat das Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (MARPOL) verschärft: In einem ersten Schritt wurde vorgeschrieben, dass neue Öltanker mit einer Ladekapazität von mehr als 5000 tdw über eine Doppelhülle verfügen sollen. Nach der Havarie der „Erika" im Jahr 1999 beschloss die IMO schließlich ein Fahrverbot für Einhüllentanker ab dem Jahr 2015.

- Unmittelbar nach der Havarie des Tankers „Prestige" vor Spanien im Jahr 2002 hat das Europäische Parlament beschlossen, das Datum für die obligatorische Außerbetriebnahme von Einhüllentanker auf das Jahr 2010 vorzuverlegen (bereits 2005 mussten Einhüllentanker, die älter als 23 Jahre waren, außer Betrieb genommen werden), und hat mit sofortiger Wirkung

Abb. 2: Preise für Mineralöltankschiffe – Typ VLCC



Quelle: Poten & Partners

untersagt, in EU-Gewässern Schweröl in Einhüllentankern zu transportieren.

Höhere Sicherheit hat allerdings auch hier ihren Preis. Die Produktionskosten eines Doppelhüllentankers liegen ca. 10 % über den Kosten eines entsprechenden Einhüllentankers. Auch die laufenden Kosten fallen um ca. 10 % höher aus. Da nach dem Abkommen der IMO Einhüllentanker bis zum Jahr 2015 nicht mehr zugelassen sind, müssen in den kommenden Jahren zahlreiche v. a. kleine und mittlere Tanker außer Betrieb genommen werden. Der Ersatzbedarf ist in diesem Zeitraum entsprechend groß.

Weiterhin stehen undichte Rohrleitungssysteme wie z. B. in Sibirien oder Pipelineunfälle wie in Nigeria, wo oftmals das illegale Anzapfen von Rohrleitungen Unglücksursache ist, in der öffentlichen Kritik. Viele Pipelines weisen zudem ein hohes Alter auf und sind damit anfälliger für Leckagen.

Ersatz und Zubau von Pipelines und Tankschiffen führen zukünftig zu einem hohen Investitionsbedarf für den Öltransport. Preistreiber ist hierbei neben den erhöhten Umweltanforderungen auch der Trend zu größeren Transportentfernungen: So neigen sich die wirtschaftlich erschließbaren Erdölreserven in den „traditionellen", oftmals verbrauchsnahen Förderregionen dem Ende zu. Viele Ölfelder in der Nordsee und den südlichen Bundesstaaten der USA („lower 48") haben ihre maximalen Fördermengen bereits überschritten. Neue Ölfördergebiete müssen erschlossen werden, wobei die neuen Felder vorwiegend abseits der großen Verbrauchszentren, also v. a. im Nahen Osten, in Afrika, in arktischen Regionen und in Mittelasien, liegen. Entsprechend muss auch die Transportinfrastruktur ausgebaut und an den neuen Bedarf angepasst werden.

Insgesamt wird der Investitionsbedarf für neue Öltanker und Ölpipelines von der IEA bis zum Jahr 2030 auf weltweit 260 Mrd. US$ geschätzt. Hiervon entfällt der überwiegende Teil, 190 Mrd. US$, auf neue Tankschiffe. Hintergrund ist die Tatsache, dass der Öltransport in Supertankern wegen der geringeren spezifischen Transportkosten bei weiten Entfernungen gegenüber der Pipeline günstiger ist. So soll die Tankerkapazität nach Schätzung der Internationalen Energieagentur (IEA) von heute über 350 Mio. tdw auf 522 Mio. tdw im Jahr 2030 zulegen.

Legt man heutige Preise für neue Pipelines und Tankschiffe zugrunde, dürfte der Investitionsbedarf für eine neue Öltransportinfrastruktur sogar noch höher ausfallen als von der IEA auf Basis älterer Daten berechnet. So haben die Tankerpreise seit Anfang 2003 um ca. 85 % zugelegt (Abbildung 2). Grund für den starken Preisanstieg für neue Tankschiffe sind knappe Werftkapazitäten und stark gestiegene Rohstoffpreise (u. a. für Stahl und Energie).

Die Erdölindustrie hat in den vergangenen Jahrzehnten gezeigt, dass der Investitionsbedarf für die Transportinfrastruktur privatwirtschaftlich gedeckt werden kann. Die Transportinfrastruktur des Ölmarktes ist über Zehntausende Kilometer Pipelines und tausende von Tankern international hochgradig vernetzt. Zudem wird Frachtkapazität – anders als bei anderen Energiearten — auch relativ kurzfristig auf einem funktionierenden Markt gehandelt, d. h. Tankerfrachtraten entstehen an einer Börse.

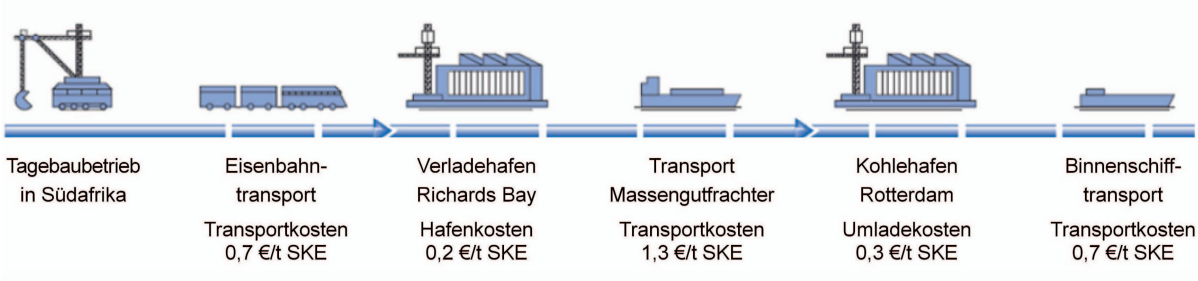
Schwierigkeiten bereitet den privatwirtschaftlich organisierten westlichen Erdölunternehmen nicht der Öltransport, sondern vielmehr der Zugang zu den Reserven bzw. Ressourcen in vielen Ölförderstaaten. In vielen Ländern ist die Erdölindustrie in staatlicher Hand, und der Zugang für ausländische Investoren ist beschränkt oder nicht möglich. So hat sich der Trend zur Verstaatlichung der Energiereserven wie in Russland oder Venezuela in den vergangen Jahren sogar verstärkt. Oftmals fehlen den staatlichen Unternehmen das technische Know-how und der wirtschaftliche Anreiz, in neue Förder- und Transportinfrastrukturen zu investieren. Ob die vorhandenen, in einigen Weltregionen noch substantiellen Ölreserven gewonnen und dem Weltmarkt zugänglich gemacht werden können, wird deshalb nicht zuletzt vom Verhalten der Regierungen in den Erdölexportstaaten und der Öffnung der Märkte für ausländische Investoren abhängen. Hinzu kommt eine weltweit verschärfte Konkurrenz um die knappen Erdölressourcen. So hat z. B. China in den vergangenen Jahren intensiv die Sicherung von Reserven in Afrika und Südamerika vorangetrieben. Diesem Nachfragewettbewerb insbesondere aus Südostasien werden sich die westlichen Industrieländer in den kommenden Jahrzehnten stellen müssen.

Kohle – von der Grube zum Kessel

Technische Charakteristika des Kohletransports: Eisenbahn, Häfen und Frachter

Der Steinkohletransport über größere Distanzen spielte historisch keine bedeutende Rolle. Die Nutzung der Kohlen, z. B. in der Stromerzeugung (Kesselkohle) oder Stahlproduktion (Kokskohle), erfolgte in den meisten Fällen in der Nähe der Tagebaue oder Zechen, also z. B. im Ruhrgebiet. Mit dem Rückgang der Reserven und den immer höheren Förderkosten in den traditionellen Kohlerevieren der Industrieländer veränderte sich das Bild allerdings: Zunächst bildete sich Mitte des vergangenen Jahrhunderts ein signifikanter internationaler Handel mit Kokskohle aus. Im

Abb. 3: Transportkette für Importkohle, Beispiel Südafrika



Quelle: RWE, Weltenergiereport 2002

Laufe der 1970er-Jahre entwickelte sich dann auch ein Weltmarkt für Kesselkohle. Importkohle verdrängt nun in Europa zunehmend die heimische Steinkohle, die, weil in großen Tiefen Untertage gefördert, deutlich teurer zu gewinnen ist als beispielsweise in Südafrika, Indonesien, Australien oder Kolumbien, wo z. T. im Tagebau gefördert werden kann und die Förderkosten niedriger sind.

Braunkohle wird im Gegensatz zu Steinkohle auch heute noch fast ausschließlich nahe der Gruben verbraucht, da die Energiedichte von Braunkohle deutlich niedriger ist als die von Steinkohle und der Transport entsprechend mit höheren Kosten verbunden ist. So wird beispielsweise im rheinischen Braunkohlerevier oder in der Lausitz gewonnene Braunkohle direkt vor Ort in z. T. hochmodernen Kraftwerken „verfeuert" und in Elektrizität umgewandelt.

Steinkohle lässt sich als „trockenes" Massengut über große Distanzen insbesondere befördern mit Hilfe von

- Eisenbahnen und
- Frachtschiffe.

Die Transportkette für importierte Steinkohle umfasst eine Reihe von Stufen. Dies lässt sich am Beispiel Südafrikas veranschaulichen (Abbildung 3). Die Kohle wird zunächst im Tagebaubetrieb gewonnen und per Eisenbahn zu den Häfen an der Küste transportiert. Dort wird die Kohle, ggf. nach Lagerung, auf Schiffe umgeladen und mit Massengutfrachtern zu den Zielhäfen, z. B. nach Rotterdam, verbracht. Die Kohle wird erneut umgeladen, ggf. gelagert und mit Binnenschiffen oder per Eisenbahn zu den Verbrauchern transportiert.

Die Eisenbahn ist das dominierende Transportmittel für Steinkohle im regionalen Verkehr. So wird die Eisenbahn nicht nur genutzt, um die Kohle von den Gruben zu den Häfen und – in den Zielländern – von den Hochseehäfen in das Binnenland zu transportieren, sondern einige Länder wie Russland und Polen exportieren beträchtliche Kohlemengen auch direkt per Bahn ins Ausland. Teile der Transportkette sind hierbei oftmals in staatlicher Hand, was zum einen die Effizienz des Bahnbetriebs und -ausbaus einschränken kann und zum anderen die Bahntarife politischen Einflüssen aussetzt. Neben den Eisenbahnen sind auch einige Ex- und Importhäfen staatliches Eigentum.

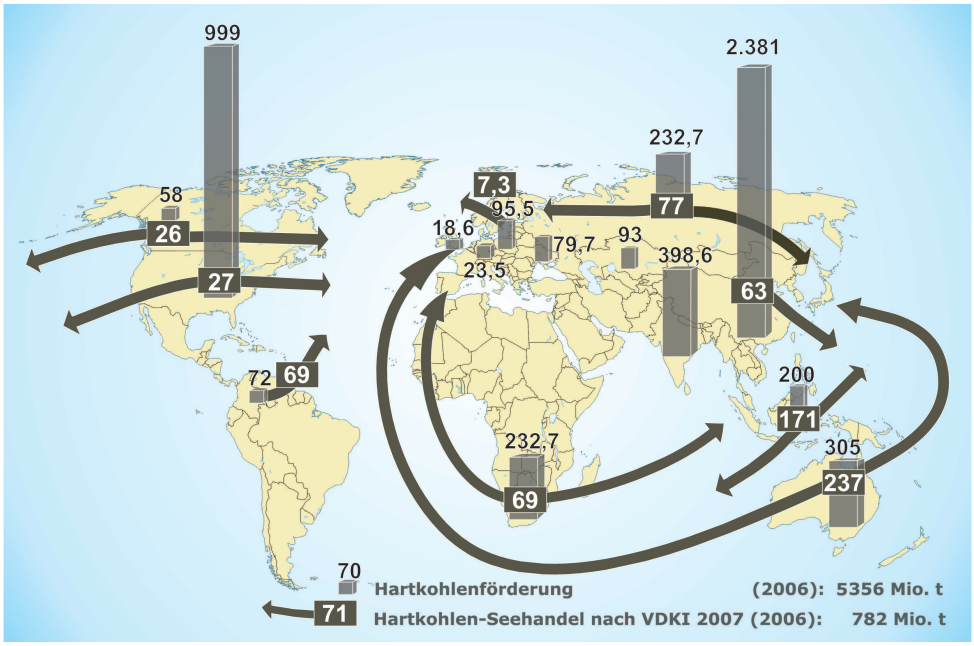
Der Überseetransport der Kohlen erfolgt in sog. Massengutfrachtschiffen (Dry Bulk Carrier), in denen außer Kohle auch Getreide, Eisenerz und andere Rohstoffe transportiert werden können. Größenklassen der Massengutfrachter sind:

- Handysize: 10000–40000 tdw
- Handymax: 40000–60000 tdw
- Panamax: 60000–80000 tdw
- Capesize: über 80000 –> 200000 tdw

Wie beim Erdöltransport weisen größere Schiffe zwar geringere spezifische Kosten (Kosten pro transportierter Tonne Kohle) auf, können aber nicht alle Schifffahrtswege (insbesondere Kanäle) nutzen sowie nicht alle Häfen anlaufen. Die wichtigsten Exportländer für mit Massengutfrachtern verschiffte Kohle sind Australien, Indonesien, Südafrika, Russland, China und Kolumbien, wobei der chinesische Anteil am internationalen Kohlehandel aufgrund des enormen eigenen Bedarfs stetig sinkt. Die wichtigsten Importregionen sind Südostasien und Europa (Abbildung 4).

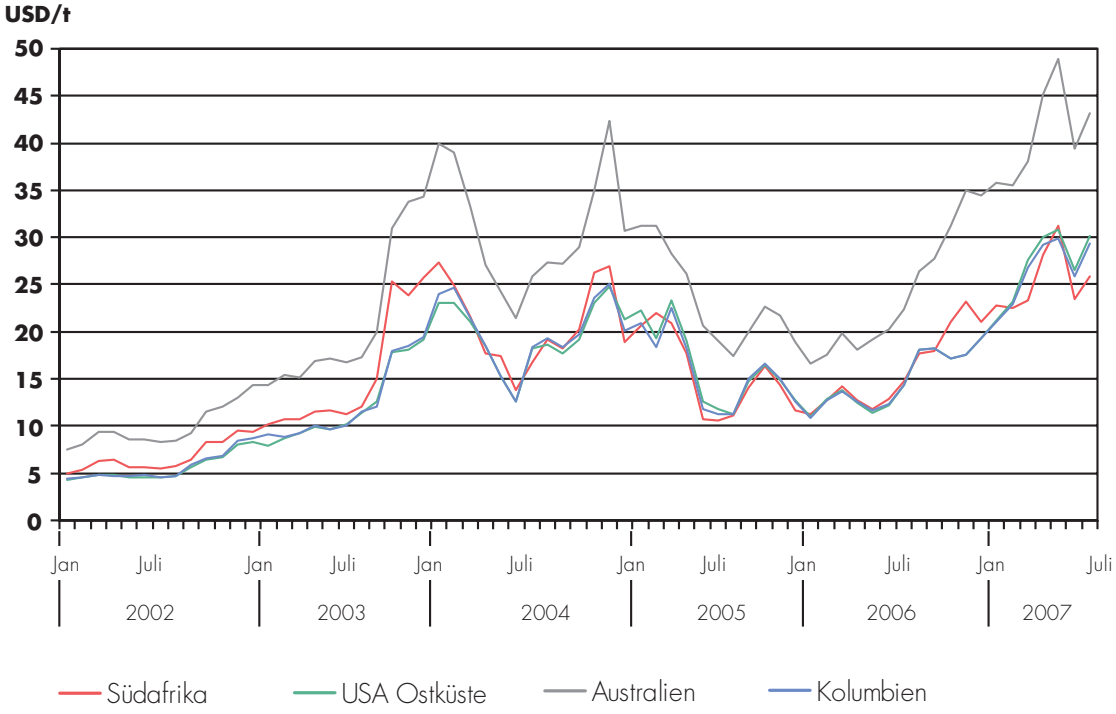
Der Markt für den Seeverkehr von Massengütern, der neben Kohlen auch Eisenerz, Getreide, Kupfer etc. umfasst, ist von einem starken Wettbewerb geprägt. Die Frachtraten für Massengutfrachter bilden sich nach Marktgesetzen,

Abb. 4: Weltweiter Steinkohlen-Seeverkehr 2006 – 782 Mio. t



Quelle: Verein der Kohlenimporteure, Jahresbericht 2006, S. 10

Abb. 5: Frachtraten für Massengüter



Quelle: Frachtcontor Junge & Co.

die durch das Verhältnis von Angebot und Nachfrage determiniert sind. Die Raten weisen dementsprechend kurzfristig starke Schwankungen auf, wie in Abbildung 5 erkennbar. So sind die Frachtraten seit Mitte 2002 bis heute auf historische Höchststände angestiegen. Hintergrund ist v. a. eine aufgrund des hohen weltweiten Wirtschaftswachstums stark gestiegene Nachfrage nach Kohle, Eisenerz und anderen Rohstoffen – vor allem aus China. Mittel- bis langfristig könnten die Frachtraten auch wieder sinken, da erfahrungsgemäß hohe Frachtraten verstärkte Investitionen in Frachtkapazität nach sich ziehen und somit das Angebot an Frachtkapazität durch Auslieferung neuer Tonnage an die Reeder ausgeweitet wird.

Herausforderungen für den Kohletransport: Ausbau von Häfen und Frachtkapazität

Der Transport von Kohle weist heute keine größeren technischen oder ökonomischen Schwierigkeiten auf. Allerdings sind aufgrund des erwarteten weiteren Wachstums des weltweiten Kohlebedarfs nicht unerhebliche Investitionen in die Kohletransportinfrastruktur notwendig. Dabei ist der zukünftige Investitionsbedarf deutlich niedriger als bei Erdöl und Erdgas, nicht zuletzt wegen der geringeren Kapitalintensität der Versorgungskette (nur etwa ein Sechstel). So schätzt die IEA die notwendigen Investitionen in die überregionale Transportinfrastruktur der Kohleindustrie bis 2030 auf insgesamt ca. 80 Mrd. US$, was verglichen mit ca. 260 Mrd. US$ für den überregionalen Mineralöltransport eher moderat erscheint. Auf neue Massengutfrachter entfällt mit ca. 45 Mrd. US$ der größte Anteil des Investitionsbedarfs. Etwa 21 Mrd. US$ werden für den Ausbau der Exporthäfen und 3,4 Mrd. US$ für Importhäfen veranschlagt. Da die Schätzung der IEA noch auf älteren Preisdaten beruht und die Anlagen- und Schiffspreise in jüngerer Zeit stark angezogen haben, dürfte der Investitionsbedarf nach heutigen Maßstäben doch deutlich höher ausfallen.

Die Notwendigkeit des Ausbaus von Eisenbahnen und Häfen betrifft insbesondere Exportländer wie Südafrika, Australien, China, Russland und Kolumbien. Da Eisenbahnen und Häfen dort oftmals als Staatsbetriebe geführt werden, liegt die Verantwortung für Investitionen häufig nicht im Privatsektor, sondern bei Behörden und Regierungen. Gleiches gilt für den Ausbau der Schifffahrtswege, die ganz überwiegend im Verantwortungsbereich des Staates liegen. Hier ist auf politischer wie privatwirtschaftlicher Ebene darauf zu drängen, dass der Kapazitätsausbau am Bedarf des Weltmarktes und nicht an politischen Opportunitäten ausgerichtet wird.

Im Gegensatz zu Eisenbahnen und Häfen ist der Markt für Seetransporte mit Massengutfrachtern ebenso wie der Binnenschifffahrtstransport wettbewerblich geprägt. Die Frachtraten signalisieren hier recht zuverlässig Kapazitätsknappheiten. Staatliche Eingriffe sind hier nicht notwendig, sie können sogar kontraproduktiv wirken.

Erdgas – vom Regional- zum Weltmarkt

Technische Eigenschaften des Gastransports

Im Vergleich zu Erdöl und Kohle ist Erdgas ein Energieträger, dessen Transport technisch deutlich anspruchsvoller ist, da Erdgas „flüchtig" und sehr leicht brennbar ist. Der Erdgastransport ist, wie der von Erdöl und Kohle, Teil einer Wertschöpfungskette: Das Gas wird aus geologischen Lagerstätten (z. T. gemeinsam mit Erdöl) gewonnen, nahe der Förderzentren aufbereitet (z. B. von ungewünschten chemischen Bestandteilen wie Schwefel gereinigt), in die Verbrauchszentren transportiert und dort verteilt. Zudem kann Erdgas zum Ausgleich von saisonalen oder kurzfristigen Nachfrageschwankungen zwischengespeichert werden. Speichertypen sind hierbei v. a. Kavernen- und Porenspeicher sowie Puffer im Leitungssystem.

Für den Erdgasferntransport stehen die folgenden zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Transport in gasförmigem Aggregatzustand in Rohrleitungen (Pipelines) sowie
- Transport in verflüssigter Form (Liquefied Natural Gas, LNG) in Tankschiffen.

Ca. 75 % des weltweiten grenzüberschreitenden Erdgashandels wird derzeit über Pipelines abgewickelt. Auch das europäische Pipelinenetz ist in den letzten 40 Jahren stark ausgebaut worden. Heute überzieht ein dichtes Netz von Transportleitungen Europa vom Ural bis nach Großbritannien. Den Anfang des grenzüberschreitenden Gashandels per Pipeline markieren die ersten Gasexporte aus den Niederlanden im Jahr 1966. 1973 wurde das erste Erdgas aus Russland nach Deutschland transportiert, immerhin über eine Distanz von 1800 km. 1978 erreichte das erste Erdgas aus Westsibirien Westeuropa – über eine Entfernung von 5000 km. Weitere wichtige Pipelines nach Europa kommen heute aus Norwegen (Unterseepipelines) und – mit den Zielländern Spanien und Italien – aus Algerien.

Pipelines unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihren Durchmesser und die Drücke, mit denen das Erdgas in die

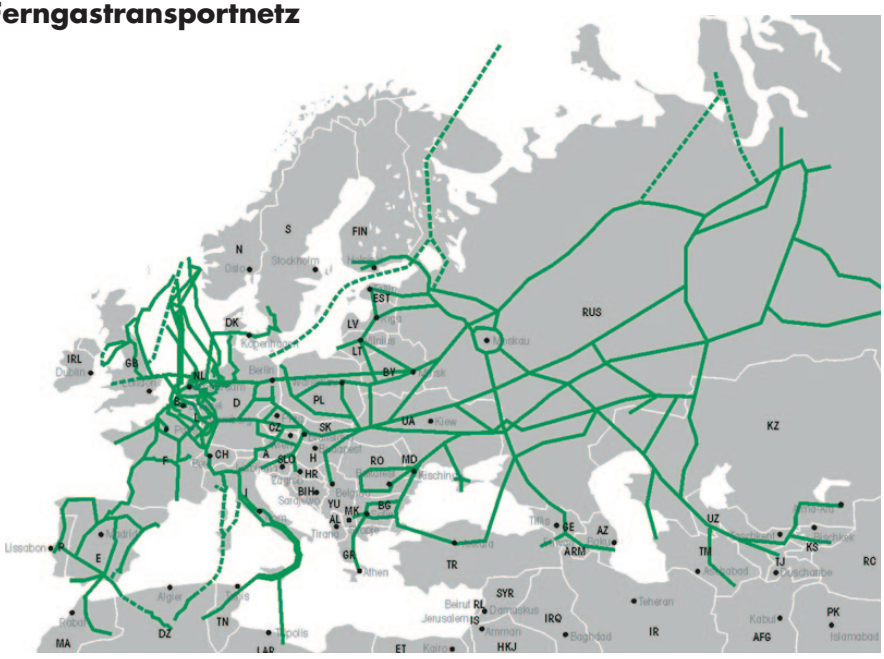
Leitungen eingespeist wird. Die Durchmesser von Ferngasleitungen schwanken von 24 Zoll (ca. 600 mm) oder weniger bei kleinen innereuropäischen Ferngasleitungen bis zu 56 Zoll (ca. 1420 mm) bei großen russischen Pipelines von Westsibirien nach Europa. Offshore Pipelines werden derzeit mit einem Durchmesser von maximal 42 Zoll (1016 mm) gebaut. Beim Fließdruck wird allgemein zwischen Hochdruck (über 1 bar), Mitteldruck (100 mbar bis 1 bar) und Niederdruck (bis 100 mbar) unterschieden. Der Gasferntransport erfolgt ausschließlich über Hochdruckleitungen mit Drücken von bis zu 200 bar. Um den Gasdruck in einer Pipeline aufrechtzuerhalten, muss das Erdgas entlang der Leitung in mehr oder weniger regelmäßigen Abständen verdichtet werden, wobei ein kleinerer Teil des transportierten Gases als „Antriebsgas" verbraucht wird.

Da der Erdgasbedarf in Europa weiter stetig wächst und viele „heimische" und verbrauchsnahe Lagerstätten bereits ausgefördert sind oder die weitere Förderung dort in vielen Fällen kaum noch wirtschaftlich ist, so dass zunehmend Erdgas importiert werden muss, wird der Ausbau des europäischen Pipelinesystems auch zukünftig fortgesetzt werden. Dementsprechend sind eine ganze Reihe neuer Pipelines, die neues Erdgas nach Europa bringen können, projektiert wie z. B.

- North Stream: Pipeline von Russland nach Deutschland durch die Ostsee; mögliche Inbetriebnahme 2010/11 (s. Kasten)
- Nabucco: Pipeline von der Türkei über Südosteuropa nach Österreich; mögliche Inbetriebnahme ab 2011 (s. Kasten)
- South Stream: Pipeline von Russland durch das Schwarze Meer über Bulgarien nach Südosteuropa und ggf. weiter nach Österreich und/oder Italien, Inbetriebnahme unbekannt
- Medgaz: Pipeline von Algerien nach Spanien, Inbetriebnahme 2009
- Galsi: Pipeline von Algerien über Sardinien nach Italien, Inbetriebnahme 2011

Die Pipelineprojekte stehen z. T. in Konkurrenz zueinander und sind teilweise eher durch politisch-strategische Erwägungen als durch wirtschaftliches Kalkül motiviert. So ist am Bau der North Stream Pipeline von Russland nach Deutschland durch die Ostsee vor allem das russische Unternehmen Gazprom interessiert. Gazprom strebt an, für Gaslieferungen nach Deutschland weniger stark auf die Transitstrecken durch Weißrussland und Polen bzw. durch die Ukraine, Slowakei und Tschechien angewiesen zu

Abb. 6: Europäisches Ferngastransportnetz



Quelle: Ruhrgas

Beispiel: North Stream Pipeline

Am 8. September vergangenen Jahres haben die deutschen Konzerne BASF und E.ON in Berlin mit dem russischen Staatskonzern Gazprom die „North European Gas Pipeline Company" (NEGP) als deutsch-russisches Gemeinschaftsunternehmen gegründet. An dem Konsortium sind Gazprom mit 51 Prozent, BASF und E.ON mit jeweils 20 Prozent sowie die niederländische Gasunie mit 9 Prozent beteiligt. Die North Stream Pipeline soll über mehr als 1200 Kilometer Länge von St. Petersburg über die russische Hafenstadt Vyborg zur deutschen Ostseeküste führen. Vorläufig ist Greifswald als Anlandepunkt vorgesehen. Die Streckenführung durch die Ostsee steht aber noch nicht eindeutig fest.

Die Pipeline soll ab dem Jahr 2010 mit zunächst einem Leitungsstrang den Transport von rund 27,5 Milliarden Kubikmetern Erdgas pro Jahr (entspricht ca. 25 % des deutschen Gasverbrauchs) ermöglichen. Zwar wurde mit dem Bau offiziell bereits begonnen, doch wahrscheinlich wird sich die Inbetriebnahme wegen ungeklärter Fragen bezüglich des Verlaufs der Pipeline um mindestens ein Jahr verzögern. Der erste Leitungsstrang soll rund 2,5 Milliarden Euro kosten. Später soll ein zweiter Leitungsstrang die Transportkapazität auf rund 55 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr verdoppeln. Nach Angaben von E.ON belaufen sich die Gesamtkosten des Projekts bei zwei Leitungssträngen auf über vier Milliarden Euro.

Abb. 7: Projektierter Streckenverlauf der North Stream Pipeline

Quelle: Nord Stream

sein. An sich reichen die Kapazitäten der bestehenden Verbindungen durch Weißrußland/Polen und Ukraine/Slowakei/Tschechien auf absehbare Zeit aus. Die offizielle russische Begründung, Transitgebühren einsparen zu wollen, erklärt nur teilweise das starke russische Interesse an einer Direktleitung. Offenbar geht es Russland in erster Linie darum, seinen energiepolitischen Handlungsspielraum gegenüber den Transitländern zu erweitern. So hat es in den vergangenen Jahren immer wieder Konflikte zwischen den Transitstaaten und Gazprom gegeben. Entsprechend misstrauisch wird das Ostsee-Projekt von den Transitstaaten, allen voran Polen, verfolgt.

Die Nabucco-Pipeline dagegen, die Erdgas aus dem Nahen Osten und/oder dem kaspischen Raum nach Europa transportieren soll, soll die Gasversorgung Europas v. a. unabhängiger von russischen Importen machen. Die Pipeline steht mittelbar mit dem North Stream Projekt und unmittelbar mit dem jüngst von Gazprom vorgeschlagenen South Stream Projekt in Konkurrenz: Es ist zweifelhaft, ob alle Pipelineprojekte gleichzeitig auf genügend Erdgas-Nachfrage in Europa treffen werden.

Auch innerhalb Deutschlands sind einige neue Pipelines in Planung und im Bau. So planen mehrere Unternehmen die Anbindung der projektierten North European Gas Pipeline an das bestehende deutsche Pipelinenetz. Mit diesen neuen Leitungen soll das aus Russland stammende und durch die Ostsee transportierte Gas in das mitteleuropäische Ferngasnetz weitergeleitet werden.

Alternativ zum Pipelineexport gewinnt zunehmend der Transport von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) mit Tankschiffen von den Förderzentren in die Verbrauchsregionen an Bedeutung. Der internationale Erdgashandel mit LNG wurde im Jahr 1964 mit Gaslieferungen von Algerien nach Großbritannien aufgenommen. Derzeit werden weltweit ca. 180 Mrd. m^3/Jahr LNG gehandelt, was einem Anteil von ca. 25 % am grenzüberschreitenden Gashandel entspricht. Die wichtigsten Exportländer für

Beispiel: Nabucco

Die 3300 km lange Nabucco-Pipeline soll Gas aus dem Kaspischen Meer durch die Türkei, Bulgarien, Rumänien und Ungarn bis nach Österreich bringen (Abbildung 8). Die Pipeline soll eine Kapazität von bis zu 30 Milliarden Kubikmeter haben und sollte nach ursprünglichen Planungen 2011 in Betrieb gehen. Allerdings gibt es derzeit Anzeichen, dass sich das Projekt verzögert oder erst einmal zurückgestellt wird. Das Erdgas könnte aus Aserbaidschan, Iran, aber auch aus dem Irak und Ägypten kommen. Auch Kasachstan und Russland werden als mögliche Lieferanten nicht ausgeschlossen.

Die Gaspipeline soll von der Gesellschaft „Nabucco Gas Pipeline International" gebaut und betrieben werden. Aktionäre von Nabucco International sind die fünf nationalen Energiegesellschaften der Türkei (BOTAS), Österreichs (OMV), Bulgariens (Bulgargas), Ungarns (MOL) und Rumäniens (Transgaz). Die Kosten für das Projekt werden auf knapp 6 Mrd. US$ geschätzt. Ein Teil der Pipeline soll voraussichtlich von der Europäischen Investitionsbank finanziert werden. Die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung und die International Finance Corporation wollen das Projekt durch langfristige Kredite unterstützen.

Abb. 8: Projektierter Streckenverlauf der Nabucco-Pipeline

Quelle: Wikipedia

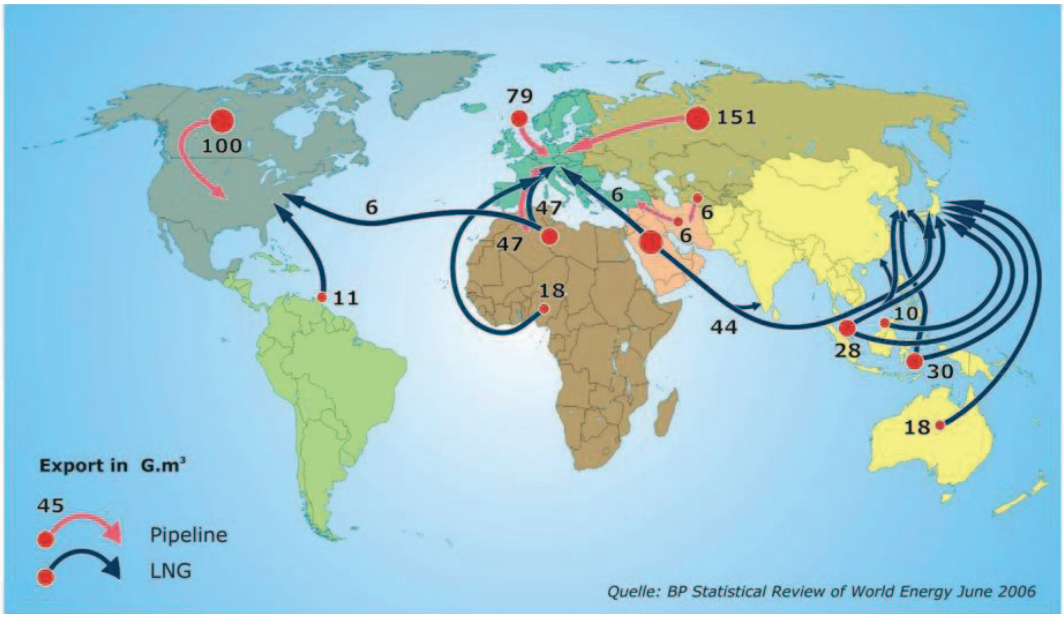
LNG sind Indonesien, Katar, die nordafrikanischen Länder Algerien, Ägypten und Libyen, Nigeria sowie Trinidad und Tobago.

Die LNG-Transportkette umfasst mehrere Stufen von der Verflüssigung über den Tankertransport bis zur Verdampfung (Abbildung 9):

In den Verflüssigungsanlagen wird das Erdgas auf –161,5 °C hinuntergekühlt und verflüssigt, so dass es nur noch ca. 1/600 des zuvor, im gasförmigen Zustand, benötigten Raums einnimmt. Die Reduktion des Raumbedarfs ist Voraussetzung dafür, dass sich das Gas in größeren Mengen wirtschaftlich in Tankbehältern transportieren lässt. Die Energiemenge, die zur Herstellung des verflüssigten Erdgases eingesetzt werden muss, beträgt einschließlich der Verluste zwischen 8 % und 15 % der zu verflüssigenden Gasmenge.

Bei den LNG-Tankern konnten die Ladekapazitäten in den vergangen Jahrzehnten deutlich gesteigert werden. Neuere LNG-Tanker erreichen heute Ladekapazitäten von 200000–260000 m^3 LNG (120–156 Mio. m^3 Erdgas). Einige neuere LNG-Tanker können zudem eine Rückverdampfung des verflüssigten LNG auf See vornehmen, so dass eine Regasifizierung an Land in LNG-Importterminals überflüssig wird und Einspeisepunkte flexibler gewählt werden können. Bei konventioneller Technik wird das Erdgas in flüssiger Form mittels Pumpen aus den Tankern entnommen, in Tanks zwischengespeichert und vor Einspeisung in das Ferngasnetz wieder verdampft.

Abb. 9: Interregionale Gastransporte – 2004 und Projektion für 2030



In Deutschland existiert derzeit noch kein LNG-Importterminal. Allerdings ist der Bau einer entsprechenden Regasifizierungsanlage in Wilhelmshafen geplant. E.on Ruhrgas, der Hauptanteilseigner an dem Projekt, hält eine Fertigstellung bis 2010/11 für möglich. Die Kapazität der Anlage soll bis zu 10 Mrd. m^3 pro Jahr betragen. Die Investitionssumme wird auf über 500 Mio. € geschätzt.

Dem weltweiten Markt für LNG wird in den nächsten Jahrzehnten ein rasantes Wachstum vorhergesagt. So erwarten Energieexperten, dass die weltweiten Verflüssigungskapazitäten in den nächsten fünf Jahren um rund 100 Mio. t/Jahr auf dann rund 285 Mio. t/Jahr steigen werden. Für die darauf folgenden fünf Jahre wird ein weiterer Zuwachs um nahezu 140 Mio. t/Jahr prognostiziert. Auch die IEA erwartet hohe Wachstumsraten für LNG. So soll sich der LNG-Handel bis 2030 von heute 180 Mrd. m^3 im Jahr 2004 auf 470 Mrd. m^3 im Jahr 2030 fast verdreifachen. Der Anteil des LNGs am internationalen Gashandel könnte somit von heute 25 % auf dann 50 % steigen. Zu den wichtigsten Exportländern für LNG könnten sich die Länder des Nahen Ostens, Venezuela, Trinidad und Tobago sowie Australien entwickeln (Abbildung 9).

Kosten des Gastransports

Der Gastransport ist, bezogen auf die beförderte Energiemenge, deutlich kostspieliger als der Transport von Erdöl und Kohle (Abbildung 10), da die Energiedichte (Energiegehalt je Volumen- oder Gewichtseinheit) um ein Vielfaches geringer ist. So hat Erdöl die neunfache Energiedichte von Erdgas, Steinkohle sogar die 12-fache Energiedichte.

Beim Vergleich der Kosten von Pipeline- und LNG-Transport spielen die zurückzulegenden Entfernungen keine entscheidende Rolle. Der Grund liegt darin, dass die Kosten des LNG-Transports v. a. durch die Verflüssigungs- und Regasifizierung in die Höhe getrieben werden und nur zu einem geringen Anteil durch den Schiffstransport. Damit sind die Kosten des LNG-Transports weniger von der Transportentfernung als vielmehr von den Kosten der Anlagen und Anlagentechnik abhängig. Im Ergebnis gilt die Regel, dass der LNG-Transport heute ab Transportentfernungen von 2000–3000 km kostengünstiger ist als der Transport durch neue Pipelines.

Sowohl bei Pipelines als auch bei LNG-Verschiffungen konnten in den letzten Jahrzehnten erhebliche Kostensenkungen realisiert werden. Bei Pipelines waren die Kostensenkungen v. a. auf die Verwendung höherer Drücke und größerer Durchmesser zurückzuführen. Zudem haben z. B. neue Verlegetechniken und eine bessere Projektorganisation zu Einsparungen beigetragen. Bei den LNG-Anlagen

konnten v. a. Größenvorteile realisiert werden: So beträgt die Produktionskapazität neuer LNG-Anlagen (sog. LNG-Züge, „LNG-Produktionsstraßen") bis zu 7,8 Mio. t LNG pro Jahr (ca. 11 Mrd. m^3 Erdgas pro Jahr). Die erste LNG-Verflüssigungsanlage in Algerien hatte nur eine Kapazität von 0,5 Mio. t pro Jahr. Eine ähnliche Entwicklung ist bei den LNG-Tankern zu verzeichnen. Die Tanker der 1960er und Anfang der 70er-Jahre hatten lediglich ein Fassungsvermögen von 20000–90000 m^3, heute in Auftrag gegebene Tanker haben Ladekapazitäten von bis zu 260000 m^3 LNG (ca. 156 Mio. m^3 Erdgas).

Die weitere Nutzung von Größenvorteilen, „Economics of Scale", ist bei Rohrleitungen begrenzt. Bei LNG-Anlagen wird dagegen ein weiteres deutliches Kostensenkungspotenzial vermutet, da die Auslegung der Verflüssigungsanlagen und LNG-Tankschiffe weiter zunimmt. Allerdings ist seit dem Jahr 2003 ein ansteigender Trend bei den Kosten für Neuanlagen zu beobachten, bedingt insbesondere durch höhere Energie- und Rohstoffpreise, hier insbesondere Nickel und Stahl. Bei LNG-Schiffen kommt die derzeitige Knappheit bei Werftkapazitäten hinzu. Dementsprechend sind auch die Kosten für neue LNG-Transportketten in den letzten Jahren wieder angestiegen.

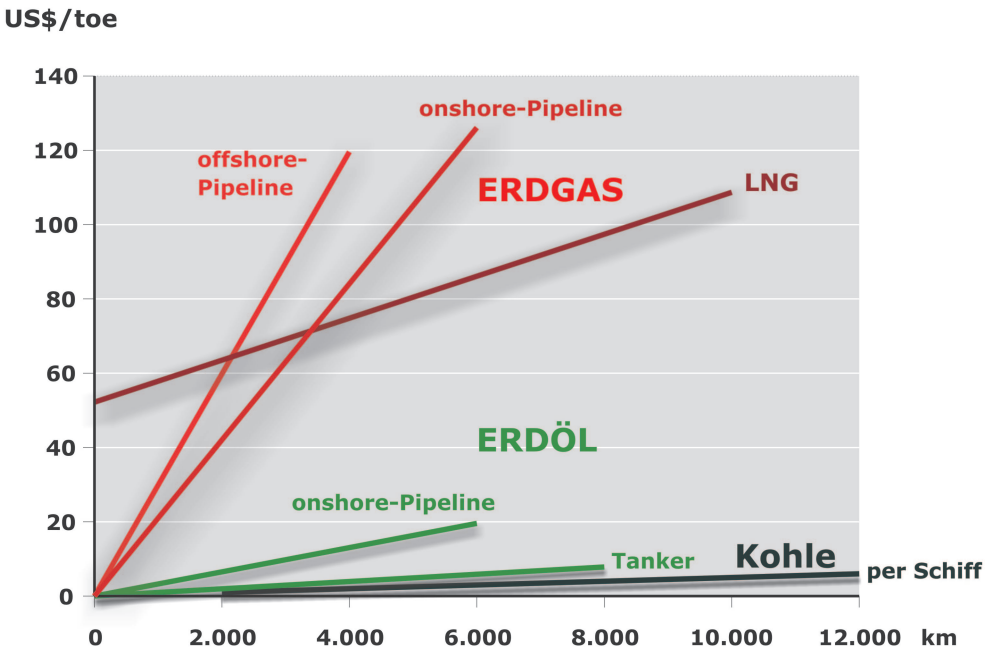
Herausforderungen – Investitionsbedarf und Versorgungssicherheit

Wesentliche Herausforderungen der kommenden Jahrzehnte sind, aus strategischer Sicht für die Erdgasversorgung und den Gastransport, zum einen der extrem hohe Investitionsbedarf, zum anderen mögliche politische Transport- und Transitrisiken.

Preistreiber für den Investitionsbedarf sind das erwartete Wachstum der Gasnachfrage und die Zunahme der durchschnittlichen Transportentfernungen für das in den Verbrauchszentren angelieferte Erdgas. So geht die IEA in ihrem World Energy Outlook 2006 im Referenzszenario davon aus, dass der Gaseinsatz in den nächsten 25 Jahren um durchschnittlich 2 % pro Jahr zunehmen wird. Ob die Gasnachfrage in Deutschland in diesem Zeitraum in einer ähnlichen Größenordnung zulegen kann, hängt insbesondere davon ab, ob Gas in der Stromerzeugung stärker als in der Vergangenheit zum Zuge kommt.

Insgesamt rechnet die IEA mit einem kumulierten Investitionsbedarf in der Gaswirtschaft bis zum Jahr 2030 von weltweit ca. 3900 Mrd. US$. Hiervon entfallen ca. 1400 Mrd. US$ auf den Gastransport, die Verteilung, Speicher und LNG-Anlagen (Verflüssigung, Schiffe, Regasifizierung).

Abb. 10: Linearer Kostenvergleich: Pipeline vs. LNG (Neubau)



Quelle: Jensen (2005)

Allein für den Ausbau der Tankerflotte veranschlagt die IEA ca. 76 Mrd. US$ für den genannten Zeitraum. Den kumulierten Investitionsbedarf für Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen schätzt die IEA auf 240 Mrd. US$. Ein Großteil des übrigen Investitionsbedarfs entfällt auf die regionale und lokale Gasverteilung. Da die Schätzung der IEA auf älteren Preisdaten beruht und die Anlagenpreise in jüngerer Zeit wie bei der Erdöl- und Kohletransportinfrastruktur stark zugelegt haben, dürfte der Investitionsbedarf nach heutigen Bewertungsmaßstäben deutlich höher ausfallen. So sind z. B. die spezifischen Kosten für Verflüssigungsanlagen in den letzten Jahren erheblich gestiegen. Lagen Ende der 90er-Jahre die Preise noch bei 200 $ pro t/Jahr, so betrugen die Preise zuletzt mehr als 350 $ pro t/Jahr. Für neue Projekte sind Preise zwischen 500–800 $ pro t/Jahr möglich.

Dementsprechend ist die nationale und internationale Politik aufgefordert, geeignete Rahmenbedingungen für Investitionen in die Gastransportinfrastruktur zu schaffen. Der Zugang zur Erdgastransportinfrastruktur, Netznutzungsentgelte und die sonstigen Netzzugangsbedingungen unterliegen in der EU der Regulierung. Es ist für die zukünftige Versorgungssicherheit von überragender Bedeutung, dass eine Überregulierung vermieden und die Infrastrukturregulierung mit Augenmaß vorgenommen wird, um Investitionen in dringend erforderliche Infrastrukturen nicht zu gefährden. Dies hat die EU-Kommission erkannt: So besteht die Möglichkeit, neue große Infrastrukturprojekte von der Regulierung zeitweise auszunehmen. Von dieser Option macht die Industrie insbesondere bei neuen großen Pipelineprojekten und dem Bau von LNG-Importterminals Gebrauch. Sofern die Ausnahmeregelung ausgewogen angewandt wird und Wettbewerbsverzerrungen zwischen konkurrierenden Projekten vermieden werden, lässt sich die Versorgungssicherheit mit einem solchen Instrumentarium erhöhen.

Dagegen könnten die jüngsten Bestrebungen der EU-Kommission, den Gastransport vom Erdgashandel bzw. -import eigentumsrechtlich zu trennen (sog. Ownership Unbundling), in Bezug auf die Investitionstätigkeit kontraproduktiv wirken. Die genannte Ausnahmereglung für große Infrastrukturprojekte würde dann ins Leere laufen. Zudem ist generell zweifelhaft, ob eine eigentumsrechtliche Entbündelung der Gastransportaktivitäten von anderen Geschäftsbereichen zu einer höheren Investitionstätigkeit führen würde. Immerhin werden die meisten der größeren neuen Pipeline- und LNG-Projekte, die die Erdgasimportkapazitäten Europas signifikant erhöhen werden, von nicht eigentumsrechtlich entbündelten Gasunternehmen vorangetrieben.

Die zweite wesentliche strategische Herausforderung für die europäische Gaswirtschaft ist aufgrund des hohen Anteils der Pipelineimporte die Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Das nach Europa bzw. Deutschland importierte Erdgas muss, zumindest bei dem über den Landweg transportierten Anteil, i. d. R. eine Vielzahl von Ländergrenzen passieren, bis West- bzw. Mitteleuropa erreicht ist.

Mögliche Gefahren für die Versorgungssicherheit zeigen sich an den in jüngerer Vergangenheit vereinzelt auftretenden politisch-wirtschaftlichen Konflikten zwischen Deutschlands wichtigstem Energielieferanten, Russland, einerseits und den Transitländern Weißrussland, Polen und Ukraine andererseits. So hat es im Winter 2005/06 kurzzeitig Lieferunterbrechungen für russisches Erdgas durch die Ukraine, das wichtigste Transitland für russisches Erdgas, gegeben, allerdings aufgrund des kurzen Zeitraums der Unterbrechung ohne weitere Folgen für die Versorgungssicherheit in Westeuropa. Dieser Vorfall macht deutlich, dass die geopolitische Sicherheit von Energietransporten nach Beendigung des Kalten Krieges nicht zwangsläufig zugenommen hat – gab es doch vor dem Fall des Eisernen Vorhangs keine derartigen Unterbrechungen bei Gaslieferungen.

Für die europäische und deutsche Politik ergibt sich somit die Aufgabe, in bilateralen und/oder multilateralen Abkommen auf einen Abbau der Schranken und Hindernisse für internationale Energietransits hinzuwirken. Hierzu gehört u. a. der Dialog der EU mit Russland und den Transitstaaten. Auch die im Jahre 1994 ins Leben gerufene Europäische Energiecharta könnte einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Allerdings hat Russland, selbst ein wichtiges Transitland für Energielieferungen aus Mittelasien, die Energiecharta bis heute nicht ratifiziert, so dass die in diesem Abkommen festgelegten Regeln für Energietransits dort keine Anwendung finden. Eine Ratifizierung der Energiecharta durch Russland erscheint auf absehbare Zeit unwahrscheinlich.

Der Transport von Erdgas mittels LNG-Tankschiffen stellt eine strategisch interessante Alternative zu Pipelinetransporten dar. Die LNG-Verschiffung ist technisch ähnlich flexibel wie der Transport von Erdöl in Tankschiffen und somit weniger anfällig für technische oder politische Störungen. Zudem wird der weiter zunehmende Transport von Erdgas über Tausende von Kilometern und der Trend zum LNG absehbar auch zu einer Veränderung des Gasmarktes führen: Bisher regional getrennte Märkte, Europa, Nordamerika und Südostasien, entwickeln sich zunehmend zu einem Weltmarkt – ähnlich dem Rohölmarkt. Der Handel von Erdgas auf Kurzfristmärkten, sog. Spotmärkten, der in den USA und in Großbritannien bereits heute dominiert, wird auch in Europa und ggf. in Südostasien die „klassischen"

Gaslieferungen über langfristige Lieferverträge ergänzen. Dieser Trend wird sich mittelfristig positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken.

Strom – eine moderne Energie auf Reisen

Technische Eigenschaften des Stromtransports – der Weg vom Kraftwerk zu den Kunden

Elektrizität unterscheidet sich in mehrfacher Hinsicht von anderen Energieträgern: Im Gegensatz zu Öl, Gas und Kohle ist Strom kein Primärenergieträger, sondern wird erst durch Umwandlung aus Primärenergien gewonnen bzw. erzeugt. Zudem muss Strom, anders als Öl, Gas und Kohle zwingend über Leitungsnetze transportiert werden, es existiert also keine Transportalternative. Schließlich ist Strom nicht bzw. nur sehr schwer speicherbar, so dass Stromerzeugung und -verbrauch praktisch gleichzeitig erfolgen müssen.

Strom durchläuft auf dem Weg vom Kraftwerk zu den Verbrauchern oftmals mehrere Netzstufen und Transformationen. Der in Kraftwerken erzeugte Strom wird in der Regel in das Höchstspannungsnetz eingespeist. (380 kV oder 220 kV). Höchstspannungsnetze dienen dem Transport des Stroms über weite Distanzen, in besonderen Fällen über mehrere 100 Kilometer. Nach Umspannung wird der Strom in Hochspannungsnetzen (110 kV) weiterbefördert. Das Hochspannungsnetz dient dem regionalen Stromtransport und der Stromversorgung von Ballungszentren sowie von großen Industriekunden. Zudem sind einige Kraftwerke an das 110 kV Netz angeschlossen. Über weitere Umspannungen gelangt der Strom in die Mittel- (10–20 kV). und Niederspannungsnetze (400 Volt), aus denen mittelgroße und kleine Industriebteriebe sowie Haushalte und Gewerbe versorgt werden.

Der Stromtransport über größere Distanzen, also über Höchst- und Hochpannungsnetze, macht bei Haushalten nur etwa 5 % des Strompreises aus. Zum Vergleich: Stromerzeugung, -handel und -vertrieb kommen auf einen Anteil von 25 % an der Stromrechnung eines typischen deutschen Haushalts. Steuern, Abgaben und staatlich bedingte Sonderlasten machen über 40 % aus.

Eine besondere Herausforderung des Stromtransports ist die Sicherstellung der Netzstabilität und damit der Sicherheit der Stromversorgung. Vereinzelte großräumige Stromausfälle, die in den vergangen Jahren sowohl in Europa als auch in den USA mit großem öffentlichen Interesse verfolgt wurden, zeigen, wie wichtig ein störungsfreier Betrieb der Elektrizitätsnetze für die Stromversorgung und damit für das gesamte öffentliche und private Leben ist. So muss v. a. vermieden werden, dass einzelne Leitungen überlastet werden, infolgedessen ausfallen und damit möglicherweise eine Kettenreaktion auslösen: Durch den Leitungsausfall weichen Stromflüsse auf andere Leitungsstränge aus, die hierdurch wiederum überlastet werden könnten, ausfallen, die verbleibenden Leitungen im Netz weiter belasten usw. Ausreichende Sicherheits- bzw. Kapazitätsreserven im Netz sowie ein effektives „Notfallmanagement" sind also essentiell.

Da Strom nur schwer speicherbar ist, müssen dementsprechend Verbrauch und Erzeugung ständig im Gleichgewicht gehalten werden. Ist dies nicht der Fall – z. B. wenn unvorhergesehen Kraftwerke ausfallen, Windenergieanlagen nicht mit der erwarteten Leistung produzieren, weil die Windstärken geringer oder zu stark ausfallen als prognostiziert, oder weil der Stromverbrauch höher ist als erwartet – kann es zum Spannungs- und Frequenzabfall im Netz kommen. Derartige Störungen können zum einen die Netzstabilität gefährden und sogar über den Domino-Effekt bis zum Zusammenbruch der Stromversorgung führen, und zum anderen können die mit dem Strom betriebenen Geräte und Motoren Schäden nehmen.

Aus diesen Gründen sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, für eine (nahezu) gleichbleibende Spannung und Frequenz im Netz Sorge zu tragen und entsprechende Vorkehrungen zu treffen, dass sich Stromerzeugung und -verbrauch zu jedem Zeitpunkt (d. h. in jeder Sekunde) entsprechen. Um dies sicherzustellen, „bestellen" die Netzbetreiber bei den Stromerzeugern Kraftwerkskapazitäten, die als Reserve für unvorhergesehene Störungen vorgehalten werden: Fallen kurzfristig Erzeugungsanlagen aus, oder ist die Stromnachfrage unerwartet hoch, werden die Kraftwerksreserven – automatisch oder per Anweisung – abgerufen. Besteht andersherum die Gefahr, dass weniger Strom verbraucht als erzeugt wird, wird der Übertragungsnetzbetreiber bei den unter Vertrag stehenden Kraftwerken eine Reduktion der Stromproduktion veranlassen. Auch dies geschieht entweder „automatisch" (Bsp.: „Sekundenregelung") oder auf Anweisung (Beispiel: „Minutenregelung").

Derartige Systemdienstleistungen sind zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität unerlässlich, erzeugen aber Kosten. So ist für viele der genannten Maßnahmen, wie erläutert, die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitätsreserven notwendig, die dann nicht mehr frei für die Stromproduktion einsetzbar sind. Insbesondere in Ländern wie Deutschland, die über einen hohen Anteil unregelmäßiger Windenergieeinspeisung verfügen, sind der Reservebedarf und damit

die Reservekosten entsprechend hoch. Letztlich werden diese Kosten für Reservekapazität auf die Netzentgelte aufgeschlagen und den Netznutzern, also am Ende den Verbrauchern, in Rechnung gestellt.

Das europäische Verbundnetz

Deutschland verfügt über ein engmaschiges Höchst- und Hochspannungsnetz, das sich im Verlauf der letzten 150 Jahre schrittweise herausgebildet hat. Zu Beginn der Stromversorgung gab es in Deutschland eine Vielzahl von Inselnetzen, die zunächst getrennt voneinander betrieben wurden. Da es sich allerdings für die Systemstabilität als vorteilhaft erwies, möglichst große Netzverbünde zu schaffen, wurden die Inselnetze nach und nach zusammengeschaltet. Auf diese Weise kann z. B. ein Kraftwerksausfall in einem Netzgebiet durch den Einsatz noch nicht genutzter Kraftwerkskapazität in einem anderen Netzgebiet kompensiert werden, ohne dass es zu einem Stromausfall kommt. Dies erhöht die Versorgungssicherheit und senkt die Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung.

Heute erstreckt sich ein engmaschiges Verbundnetz nicht nur über Deutschland, sondern über ganz Europa. So verfügt Deutschland über Netzverbindungen zu allen Nachbarländern. Über die Leitungsverbindungen wird ein reger Austausch von und Handel mit Strom abgewickelt (Abbildung 12). Gemäß der Marktgesetze wird Strom in der Regel von Niedrigpreisgebieten, z. B. Frankreich, in Hochpreisgebiete, z. B. die Niederlande exportiert. Bei den Import- und Exportrichtungen kann es durchaus zu kurzfristigen Änderungen, z. B. zwischen Nacht und Tag, kommen. Allerdings reicht die Kapazität der Leitungsverbindungen in das Ausland, der Interkonnektoren, häufig nicht aus, alle von den Netznutzern gewünschten Stromtransporte zu tragen. In solchen Situationen mit Netzengpässen müssen Stromhandel und Stromaustausch beschränkt bzw. rationiert werden, um Überlastungen der Netze zu vermeiden. Engpässe an den deutschen Außengrenzen sind insbesondere an den Interkonnektoren zu den Niederlanden, Dänemark, Polen, Tschechien und in die Schweiz zu konstatieren.

Herausforderungen – Investitionen in neue Netzkapazität

Deutsche und europäische Stromnetze haben eine Vielzahl neuer Aufgaben zu bewältigen, die unabdingbar mit Investitionen in neue Netzkapazitäten verbunden sind. Für Deutschland stellt sich die Herausforderung im Einzelnen wie folgt dar:

- Marktliberalisierung: Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes Ende der 1990er-Jahre hat zusätzlich zum bereits realisierten Ziel der technischen Integration der Stromnetze auch das Ziel der internationalen kommerziellen Marktintegration gebracht. Für diese neue Funktion waren die Stromnetze ursprünglich nicht ausgelegt. Insofern muss mit dem zunehmenden internationalen Stromaustausch und -handel eine Anpassung der Netzkapazitäten und -konfiguration erfolgen. Schon heute sind an einer Vielzahl von Staatsgrenzen Netzengpässe zu beobachten. Hier gilt es, zum einen die verfügbaren Kapazitäten über marktgerechte Verfahren, d. h. Auktionen, zu bewirtschaften und somit effizienter zu nutzen als in der Vergangenheit und zum anderen die physischen Interkonnektorkapazitäten zu erhöhen.

- Integration der Windkraft: Insbesondere in Norddeutschland wird die Windkrafterzeugung weiter ausgebaut. Dies macht es notwendig, die neuen Windkraftanlagen an das bestehende Übertragungsnetz anzuschließen und das Stromnetz für den weiträumigen „Abtransport" des Windkraftstroms auszubauen. So wird in einer Studie der Deutschen Energie-Agentur geschätzt, dass sich allein bis zum Jahr 2010 die Netzausbaukosten für die Windkraft auf 800 Mio. € belaufen werden. Für den Anschluss von Windparks, die in Küstengewässern entstehen sollen (Offshore Windparks), werden für diesen Zeitraum zusätzlich 2,6 Mrd. € veranschlagt (bei Anschluss von 5500 MW). Die Kosten für einen späteren verstärkten Ausbau der Wind-Offshore-Erzeugung sind um ein Vielfaches höher. Nicht mitgerechnet sind hierbei zusätzliche Kosten, die wegen der Vorhaltung von Reserve im konventionellen Kraftwerkspark für den Ausgleich von Einspeiseschwankungen der Winderzeugung entstehen werden.

- Neubau von Großkraftwerken: Neben dem Ausbau der regenerativen Energien, hierbei v. a. der Windkraft, werden in den kommenden Jahren auch eine Reihe konventioneller Großkraftwerke ans Netz gehen. Auch dies wird einen Netzausbau notwendig machen.

- Ersatz alter Netzanlagen: Die europäischen Stromnetze wurden zu einem guten Teil Ende der 60er- und Anfang der 70er-Jahre ausgebaut. Die damals errichteten Anlagen werden in den kommenden Jahren bzw. Jahrzehnten das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen und müssen somit ersetzt werden.

Dementsprechend sind im wesentlichen Umfang Investitionen in Netzkapazität erforderlich – nicht nur in Deutschland, sondern weltweit. So schätzt die IEA den Investitionsbedarf in die Strominfrastruktur auf weltweit ca. 6100 Mrd. US$ bis zum Jahr 2030. Von dieser Summe entfallen ca. 30 % auf den Ausbau und Ersatz von Höchst- und Hochspannungsanlagen. Für Europa wird der Investitionsbedarf für den genannten Zeitraum auf ca. 550 Mrd. US$ geschätzt. Der Anteil der Stromübertragung soll hierbei ca. 25 % betragen.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber verfolgen derzeit eine Reihe von Investitionsprojekten mit dem Ziel, die internationalen und nationalen Übertragungskapazitäten zu erhöhen. Hierbei sind allerdings eine Vielzahl von Widerständen zu überwinden. So verlaufen Genehmigungsverfahren für neue Leitungstrassen oder für den Ausbau bestehender Leitungsverbindungen häufig schleppend, v. a. wegen der Widerstände von Landbesitzern und betroffenen Anwohnern. Die Akzeptanz der Bevölkerung für neue Überlandleitungen ist bei vielen Projekten gering. Hauptkritikpunkte sind hierbei mögliche Auswirkungen elektromagnetischer Strahlung, ökologische Folgen des Trassenbaus sowie Eingriffe in das Landschaftsbild. Diese Widerstände gilt es, durch eine offene Kommunikation mit politischer Unterstützung zu überwinden.

Neben der physischen Erhöhung der Netzkapazität ist auch ein effizientes Management von Netzengpässen wesentlich, um die internationale Marktintegration zu erhöhen und die Engpasskosten zu minimieren. So werden heute an den meisten deutschen Außengrenzen knappe Kapazitätsrechte in „expliziten" Auktionen an die Netznutzer versteigert, so dass diejenigen Erzeuger, Händler oder Verbraucher Netzkapazität erhalten, die diesen den höchsten Wert beimessen. Diese Auktionsverfahren werden in den nächsten Jahren weiter verfeinert. So kann durch die Einbeziehung der Strombörsen in den Auktionen die Effizienz der Netznutzung weiter gesteigert werden (sog. „implizite" Auktionen). Zudem bestehen Bestrebungen, die Berechnung der verfügbaren Netzkapazitäten durch lastflussbasierte Simulationen u. ä. zu verfeinern.

Schlussfolgerungen für die Regulierung

Stromnetzbetreiber unterliegen – wie auch die Betreiber von Gasnetzen – staatlicher Regulierung. Reguliert werden hierbei insbesondere der Zugang zu den Strom- und Gasnetzen für die Netznutzer, die hiermit verbundenen wirtschaftlichen und administrativen Konditionen einschließlich der von den Netznutzern zu zahlenden Netznutzungsentgelte sowie Beschaffung und Abrechnung von Netzdienstleistungen.

Angesichts der für die Versorgungssicherheit essentiellen zukünftigen Herausforderungen ist es von Bedeutung, den Regulierungsrahmen so auszugestalten, dass ein bedarfsgerechter Netzausbau gesichert ist. In Deutschland sollen in Zukunft die Netzbetreiber im Rahmen einer sog. Anreizregulierung Anreize für eine Steigerung der Effizienz des Netzbetriebs erhalten. In diesem Zusammenhang hat das BMWi Anfang April 2007 einen Entwurf für eine „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze" vorgelegt, nach der das neue Regulierungsregime zum 1. Januar 2009 eingeführt werden könnte. Nachteilig bei der neuen Regulierungsform kann sich auswirken, dass Netzbetreiber Anreize erhalten können, Netzinvestitionen zu unterlassen, um auf diese Weise Kosten zu sparen.

Das BMWi hat in seinem Verordnungsentwurf zur Anreizregulierung ein Maßnahmenpaket formuliert, das dazu führen soll, dass Netzbetreiber auch zukünftig in Netzkapazität investieren. So soll die Netz- und Versorgungsqualität im Rahmen der Anreizregulierung Berücksichtigung finden. Zudem sollen Netzbetreiber „Investitionsbudgets" bei der Berechnung der Netzentgelte ansetzen können, die von der Anreizregulierung ausgenommen bleiben. Übertragungsnetzbetreiber müssen diese Budgets mit der Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur, im Vorhinein vereinbaren. Es bleibt abzuwarten, ob die bisher vorgeschlagenen Elemente in der Anreizregulierung für Investitionsanreize genügen, um ausreichend Netzinvestitionen sicherzustellen. Dies hängt auch von der konkreten Ausgestaltung des vorgeschlagenen Systems ab.

Schlussfolgerungen und politische Empfehlungen

Für den Energietransport nach und innerhalb Deutschlands ergeben sich aus den Herausforderungen für die zukünftige Energieversorgung eine Reihe von Kernthemen, die durch unternehmerische Initiativen sowie flankierendes energiepolitisches Handeln zu lösen sind:

1. Transportwege politisch absichern
   Deutschland und Europa müssen einen großen Teil des Bedarfs an Mineralöl, Erdgas und zunehmend auch an Kohle aus dem Ausland importieren. So ist Deutschland heute bereits zu knapp 75 % auf Energieimporte angewiesen, Europa (EU-27) zu 50 %. Diese Importabhängigkeit wird in Zukunft noch deutlich zunehmen: So schätzt die Europäische Kommission den Einfuhranteil der EU für das Jahr 2020 auf 70 %.

   Die nach Europa bzw. Deutschland importierte Energie, zumindest der über den Landweg transportierte

Anteil, muss i. d. R. eine Vielzahl von Ländergrenzen passieren, bis West- bzw. Mitteleuropa erreicht ist. Die in jüngerer Vergangenheit vereinzelt auftretenden politisch-wirtschaftlichen Konflikte zwischen Deutschlands wichtigstem Energielieferanten Russland einerseits und den Transitländern Weißrussland, Polen und Ukraine andererseits zeigen den politischen Handlungsbedarf. Im Jahr 2006 hat es sowohl bei russischem Erdgas (Winter 2005/06) als auch bei russischem Erdöl (Herbst 2006) kurzzeitig Lieferunterbrechungen gegeben.

Für die europäische und deutsche Politik ergibt sich somit die Aufgabe, in bilateralen und/oder multilateralen Abkommen auf einen Abbau der Schranken und Hindernisse für internationale Energietransits hinzuwirken und die Transportkorridore so politisch abzusichern. Die im Jahre 1994 ins Leben gerufene Europäische Energiecharta gehört hierzu ebenso dazu wie der Dialog der EU mit Russland und den Transitstaaten. Allerdings hat Russland, selbst ein wichtiges Energietransitland für Energieexporte aus Mittelasien, die Energiecharta nach wie vor nicht ratifiziert.

Daneben ist die Energiewirtschaft aufgefordert, über die Erschließung neuer Energiebeschaffungsoptionen eine weitere Diversifizierung der Energiebezüge und Transportwege herbeizuführen. Eine wichtige Rolle spielt hierbei der Ausbau des Handels mit LNG, das in Bezug auf die Gasbeschaffung deutlich flexibler ist als es Pipelines sind. Strategisch bedeutsam sind zudem neue Erdgaspipelineprojekte wie die geplante North Stream Pipeline durch die Ostsee von Russland nach Europa, das Nabucco-Projekt, das Erdgas aus dem Nahen Osten und dem kaspischen Meer nach Europa bringen könnte, sowie weitere Gasleitungen von Nordafrika nach Südeuropa.

2. Zugang zu Ressourcen sichern

Ergänzend muss der Zugang zu den Ressourcen in den Förderländern selbst gesichert werden. Die globale Verfügbarkeit fossiler Energieträger, zumindest von Erdöl und Erdgas, ist zunehmend auf wenige Regionen bzw. Länder wie den Nahen Osten, Russland, Mittelasien, einige Regionen in Nord- und Südamerika sowie Afrika beschränkt. Es handelt sich hierbei zum Teil um Regionen, die als politisch instabil gelten oder für ausländische Investoren nur schwer zugänglich sind. Gleichzeitig nimmt der globale Wettbewerb um den Zugang zu diesen Ressourcen zu. Neben den traditionellen Industriestaaten wollen zunehmend auch die asiatischen Staaten China und Indien ihren Energiehunger im Ausland stillen. China z. B. sichert sich derzeit in Konkurrenz zur USA und Europa sehr proaktiv Energiereserven in Afrika und Südamerika.

Die europäische und deutsche Politik ist aufgefordert, diese Herausforderung anzunehmen und gemeinsam mit der Energieindustrie den Ressourcenzugang für Europa zu sichern. Eine weitergehende Öffnung der Förderländer für ausländische Investoren kann dazu beitragen, dass moderne Technologie und Kapital für die Erschließung neuer Erdöl-, Erdgas- und Kohleressourcen bereitgestellt werden. Es ist dann Aufgabe der europäischen Energieunternehmen, diese Spielräume zu nutzen und neue Energiebeschaffungsoptionen zu erschließen. Denn nicht eine mangelnde geologische Verfügbarkeit von Energieressourcen treibt heute die Energiepreise in die Höhe, sondern die knappen Förder- und Transportkapazitäten der Energieinfrastruktur sowie der Zugang privater Investoren zu den Ressourcen im Staatsbesitz.

3. Investitionen sichern, bestehende Infrastruktur effizient nutzen

Die Analyse hat gezeigt, dass ein erheblicher Investitionsbedarf für Energieinfrastrukturen besteht. Dies betrifft insbesondere den Strom- und Gassektor, aber auch Mineralöl und Kohle. Der Investitionsbedarf fällt nicht nur in Deutschland, sondern v. a. auch in den Energieexport- und Transitländern an. Zudem haben auch heute noch weltweit ca. zwei Mrd. Menschen keinen Zugang zu Energie. Auch diesen Menschen eine vernünftige Energieversorgung zu ermöglichen, gehört zu den strategisch essentiellen Herausforderungen und Aufgaben von Politik und Wirtschaft.

Es ist in der Regel nicht Aufgabe der Regierungen und Behörden, selbst in diese Infrastrukturen zu investieren oder die Investitionsentscheidungen zu treffen, d. h. Investitionslenkung zu betreiben. Dies sollte erstrangig Aufgabe der Industrie bleiben. Es ist vielmehr Aufgabe der Politik, geeignete und zuverlässige Rahmenbedingungen für Investitionen in die Transportinfrastruktur zu schaffen. Insbesondere im Strom- und Gassektor ist die Regulierung der Netzindustrien mit Augenmaß vorzunehmen. Ob eine eigentumsrechtliche Entbündelung des Netzes von anderen energiewirtschaftlichen Aktivitäten – wie von der EU-Kommission vorgeschlagen – der Königsweg ist, bleibt allerdings zweifelhaft. Eine höhere Investitionsaktiviät entbündelter Netzbetreiber ist bisher nicht nachzuweisen. Auch führt eine eigentumsrechtliche Trennung von Netz und Produktion keineswegs automatisch zu mehr Wettbewerb. Die Erfahrungen anderer europäischer Länder sind diesbezüglich nicht überzeugend.

Entflechtung/Unbundling

In Deutschland sind – wie in einigen anderen europäischen Ländern auch – die meisten Stromunternehmen nicht nur im Netzbetrieb, sondern auch in der Stromerzeugung, dem Stromhandel und dem Stromvertrieb tätig. Damit sind diese Unternehmen nicht nur in den wettbewerblichen Bereichen der Stromwirtschaft, sondern auch im Monopolbereich – den Stromnetzen – aktiv. Um einen diskriminierungsfreien Zugang der Wettbewerber zu den Stromnetzen zu sichern, ist vorgeschrieben, die Stromnetze in separaten Tochtergesellschaften mit eigenem Management, also rechtlich und organisatorisch getrennt von den anderen Aktivitäten, zu führen.

Kritiker vertreten die Ansicht, dass diese Vorschriften nicht ausreichen, einen diskriminierungsfreien Netzzugang sicherzustellen. So deutet die Europäische Kommission in einem Thesenpapier zu den Aussichten für einen internen Gas- und Strommarkt („Prospects for the internal gas and electricity market") an, man halte das „von der aktuellen Gesetzgebung geforderte rechtliche und funktionale Unbundling" für „unzureichend, wenn es darum geht, einen wirklich wettbewerbsfähigen europäischen Markt für Strom und Gas zu entwickeln". Die Kommission benennt weiterhin drei Bereiche, die sich im Zuge des aktuellen Modells des rechtlichen und funktionalen Unbundling als potenzielle Problembereiche herauskristallisiert haben:

- ein diskriminierungsfreier Informationszugang könne nicht gewährleistet werden;
- es bestünden Diskriminierungsanreize hinsichtlich des Netzzugangs Dritter; und
- Netzinvestitionsentscheidungen würden nicht unvoreingenommen getroffen, sondern hingen vielmehr davon ab, welchen möglichen Einfluss sie auf die (integrierte) Erzeugung oder das Einzelhandelsgeschäft hätten.

Die Kommission überprüft derzeit zwei Möglichkeiten für ein zukünftiges Unbundling von Übertragungsnetzbetreibern:

- Ownership Unbundling: Die eigentumsrechtliche Abspaltung aller Netzaktivitäten von kommerziellen Aktivitäten wie Erzeugung, Handel und Stromvertrieb; sowie
- Independent System Operator (ISO) oder Regional System Operator (RSO): Die Aufspaltung des Netzgeschäftes in einen Netzsystembetreiber und einen Netzeigentümer (Asset Owner), wobei der Netzsystembetreiber eigentumsrechtlich getrennt wird von den kommerziellen Aktivitäten (Erzeugung, Handel und Stromvertrieb). Das Netzeigentum dürfte hingegen bei einem auch in Erzeugung, Handel und Stromvertrieb engagierten Unternehmen verbleiben. Der Netzeigentümer würde dem Systembetreiber das Netz – nach vertraglichen Regeln – für den Betrieb überlassen.

Das Thesenpapier der Kommission zeigt eine Präferenz zugunsten des Ownership Unbundling, wobei die Kommission anerkennt, dass nationale Vorbehalte gegen ein vollständiges Ownership Unbundling bestehen könnten, was dessen Umsetzung verhindern oder zumindest verzögern könnte. Der Kommission zufolge würde der ISO Ansatz zwar „den Status quo verbessern", würde aber einer detaillierteren und kostspieligeren Regulierung bedürfen und „wäre weniger effektiv, wenn es darum geht, fehlende Netzinvestitionsanreize zu beseitigen".

In ihrem Papier bleibt die EU-Kommission allerdings den Nachweis schuldig, dass das Ownership Unbundling anderen Modellen tatsächlich überlegen ist. Insofern bleiben starke Zweifel, ob der vorgeschlagene massive Eingriff in das Eigentum im Verhältnis zum zu erwartenden Nutzen steht und sich die Ziele der EU-Kommission – Intensivierung des Wettbewerbs, Steigerung des grenzüberschreitenden Stromhandels, Erhöhung der Netzinvestitionen – mit einem Ownership Unbundling erreichen lassen. Faktisch liegen der Bundesnetzagentur keine signifikanten Diskriminierungen des Netzzugangs von Wettbewerbern in Deutschland vor. Die Interkonnektivität des deutschen Netzes mit dem Ausland ist weit besser als die der meisten anderen Länder der EU. Ferner investieren Netzbetreiber in Deutschland Milliarden und haben eine sehr hohe Netzqualität im EU-Vergleich. Beim ISO bleiben zudem eine Vielzahl von Fragen offen, die bei Umsetzung des Modells zu klären wären. So ist unklar, mit welchen Rechten und Pflichten der ISO auszustatten wäre, welche Organisations- und Rechtsform er erhalten und in welchem Verhältnis der ISO zu den Netzeigentümern stehen soll. Gerade aber die Klärung der letzten Frage ist von wesentlicher Bedeutung für die Sicherstellung von Netzinvestitionen, da bei einem ISO-Modell Betreiber des Netzes einerseits und Eigentümer andererseits nicht mehr identisch sein müssen.

Vielmehr kann mit einer stärkeren internationalen Öffnung der Strommärkte der Wettbewerb schneller und wirkungsvoller angekurbelt werden. So sollte sichergestellt sein, dass die Regulierung so ausgestaltet wird, dass ausreichende Anreize für die Erneuerung sowie den Ausbau der Transportinfrastrukturen und internationalen Netzverbünde gesetzt werden, da hierdurch Wettbewerb und Versorgungssicherheit gestärkt werden können.

Daneben sollten die heute verfügbaren Transportinfrastrukturen effizient genutzt werden. Im Strombereich bedeutet dies z. B., bei Kapazitätsengpässen Netzkapazität über marktbasierte Verfahren, d. h. Auktionen, an die Netznutzer zu verteilen. Es ist erklärtes Ziel der europäischen Regulierungsbehörden und der EU-Kommission, auf diesem Gebiet in den nächsten Jahren in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern weitere Fortschritte zu erzielen.

4. Neue Technologien vorantreiben

Um Kosten zu senken und öffentliche bzw. politische Widerstände abzubauen, die neuen Transportinfrastrukturprojekten oftmals entgegenstehen, ist die Industrie aufgefordert, auch in Zukunft die Entwicklung neuer Technologien voranzutreiben. So können z. B. neue Sicherheits- und Leittechnikkonzepte bei Stromübertragungsnetzen den Bedarf an Netzreservekapazität für Leitungsausfälle senken und somit zu einer besseren Auslastung der bestehenden Netzkapazität beitragen.

Weiterhin können neue Techniken helfen, Lösungen für die erhöhten Anforderungen an den Umweltschutz zu finden. So stellen Doppelhüllentanker einen weiteren Schritt Richtung mehr Sicherheit beim Öltransport dar. Zudem lassen sich mit neuen Techniken in manchen Fällen politische oder öffentliche Widerstände gegen neue Energieinfrastrukturprojekte überwinden. So stellen die Verflüssigung von LNG direkt am Schiff und schwimmende Regasifizierungsanlagen eine Alternative zu neuen Regasifizierungsanlagen an Land dar. Die lokalen Vorbehalte der Öffentlichkeit gegen diese Anlagen fallen dementsprechend geringer aus.

Neue Technologien benötigen allerdings auch politische und gesellschaftliche Akzeptanz. So wird z. B. für die Stromerzeugung heute mit Hochdruck an der CO_2-Abscheidung sowie am CO_2-Transport und an der Speicherung geforscht (Carbon Capture and Storage, CCS). CO_2-Abscheidung und Speicherung könnten es in Zukunft erlauben, Kohle- und Gaskraftwerke nahezu ohne Freisetzung von CO_2-Emissionen zu betreiben. Die Technologie ist allerdings nur dann erfolgversprechend, wenn das abgeschiedene CO_2 auch transportiert und gelagert werden darf. Hier ist die Politik aufgerufen, den erforderlichen organisatorischen und gesetzgeberischen Rahmen zu schaffen. Neben der Klärung heute noch offener rechtlicher Fragen beinhaltet dies, sollte sich die Technologie als technisch und wirtschaftlich machbar erweisen, auch die politische Unterstützung zur Schaffung der notwendigen gesellschaftlichen Akzeptanz.

Die Erwartungen an technologische Durchbrüche sollten aber realistisch bleiben. Neue Technologien können helfen, Transporthemmnisse zu überwinden und technische Grenzen des physischen Energietransports zu verschieben. Zentral für die zukünftige Energieversorgung bleibt aber trotz technischen Fortschritts weiterhin die Bewältigung der strategischen Herausforderungen insbesondere hinsichtlich der Investitionen in neue Infrastrukturen und der Sicherung des Zugangs zu Energieressourcen.

Energie in der Welt

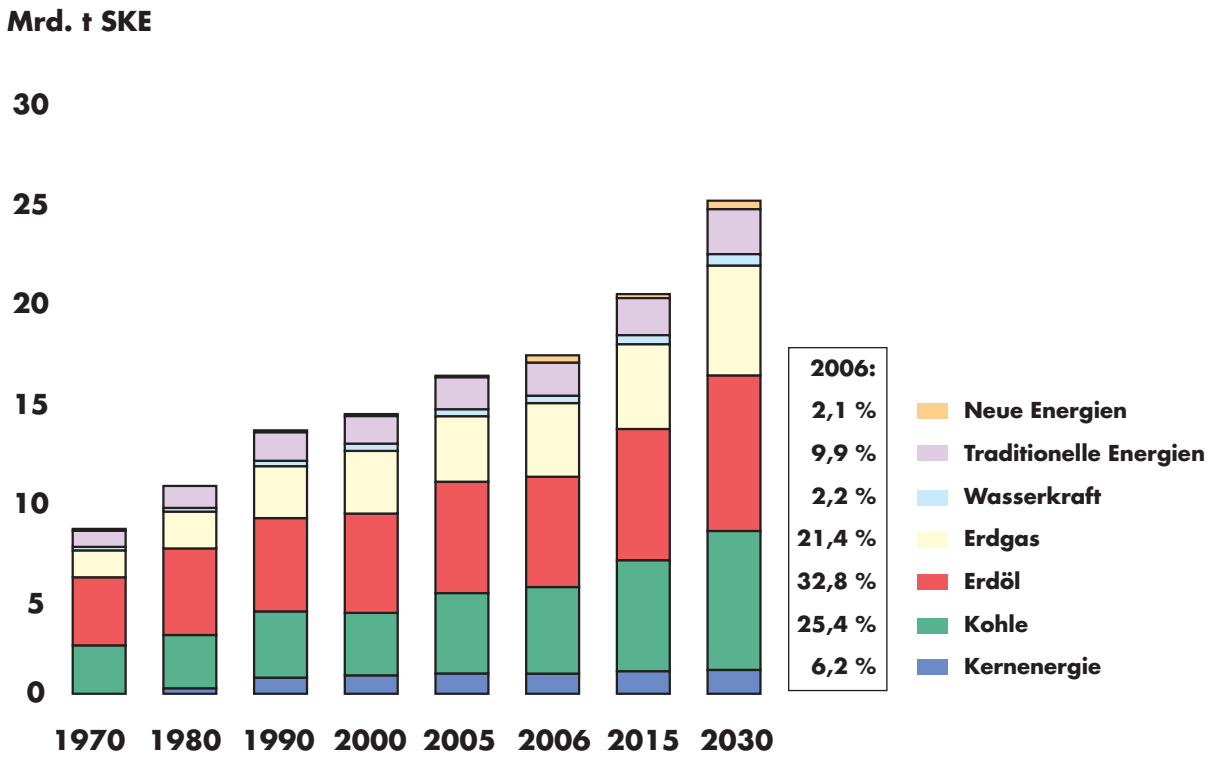
Im Jahre 2007 erhöhte sich der Weltenergieverbrauch – nach ersten Einschätzungen – um gut 2,5 % gegenüber dem Vorjahr auf rund 17,4 Mrd. t SKE. Maßgeblich hierfür war ein mit etwa 3,5 % erneut gestiegenes weltwirtschaftliches Wachstum, das allerdings geringer als im Vorjahr ausgefallen ist. Die stark volatilen Preise für Energien und Rohstoffe waren einer der Ursachen hierfür. In China, aber auch in den anderen der sogenannten „BRIC-Staaten" Brasilien, Russland und Indien ist die Wirtschaft weiterhin überdurchschnittlich gewachsen. Auf diese Staaten sowie Lateinamerika und den südostasiatischen Raum entfiel der überwiegende Anteil an der weltwirtschaftlichen Gesamtentwicklung. In den Industrieländern, vor allem in den USA, waren die Wachstumsraten – ausgehend von einem allerdings hohen Niveau – wesentlich geringer.

Auch im Jahre 2007 wurde der Weltenergieverbrauch zu mehr als 80 % von den fossilen Energieträgern Öl, Kohle und Erdgas gedeckt; mit gut 8 % trugen Kernenergie und Wasserkraft zur Bedarfsdeckung bei. Traditionelle und neue Erneuerbare Energien erreichten schätzungsweise 12 %.

Die IEA hat in ihrem World Energy Outlook 2007 ein besonderes Augenmerk auf China und Indien gerichtet und sieht in diesen beiden Staaten zwei wesentliche Antriebsquellen sowohl für den künftigen Energieverbrauch als auch für das globale Wirtschaftswachstum. In ihrem Referenz-Szenario beziffert die IEA den Anstieg bei dem Primärenergieverbrauch – ausgehend vom Jahre 2005 bis zum Jahre 2030 – auf 55 %, von etwa 16,4 Mrd. t SKE auf etwa 25,4 Mrd. t SKE. Die fossilen Energieträger müssen nach dieser Einschätzung etwa 82 % oder 20,8 Mrd. t SKE des Gesamtverbrauches tragen. Kernenergie und Wasser werden mit gut 1,8 Mrd. t SKE beteiligt sein; traditionelle erneuerbare Energie (Brennholz, Holzkohle, Abfall, Dung und Pflanzenreste) liefern etwa 2,3 Mrd. t SKE. Die neuen Erneuerbaren Energien werden mit einem Beitrag von 0,45 Mrd. t SKE veranschlagt.

Seit den 90er-Jahren des vergangenen Jahrhunderts ist in den Industrieländern ein vermindertes Wachstum des Energieverbrauches zu konstatieren, wohingegen die Schwellenländer in Mittel- und Südamerika sowie im asiatisch-pazifischen Raum einen teils rasanten Anstieg verzeichnen.

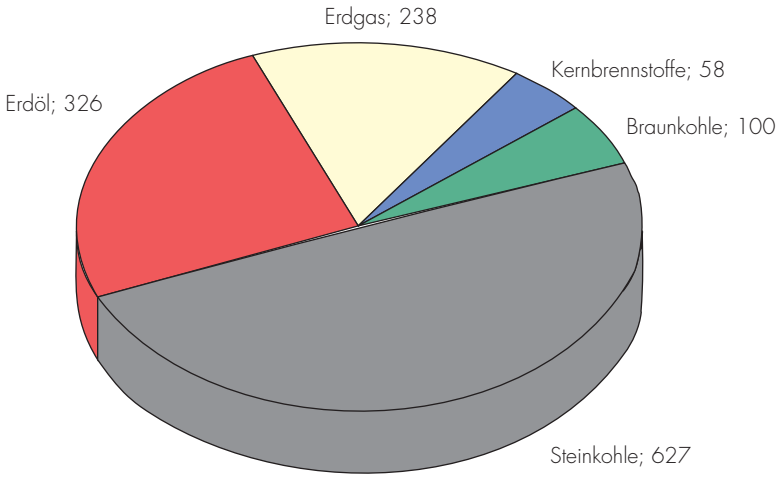
Weltenergieverbrauch nach Energieträgern



Quelle: IEA, World Energy Outlook 2007

Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2006

Reserven* 1349 GT SKE



*Fossile Energieträger inklusive „nicht konventionelle" Reserven (z. B. Ölsande); Kernbrennstoffe (Uran und Thorium) ohne Brütertechnologie und Wiederaufbereitung

Quelle: BGR, 2007

Wirtschaftliche Dynamik und starkes Bevölkerungswachstum beeinflussen hier den Energieverbrauch. Ein starkes Wachstum weisen auch die Staaten der ehemaligen UdSSR und die mittel- und osteuropäischen Volkswirtschaften auf, die die Transformationskrise der 90er-Jahre weitgehend überwunden haben. Die Industrieländer verzeichnen seit Jahren abgeschwächte Verbrauchsraten, die auf dem geringen Bevölkerungswachstum und effizienterer Energieverwendung beruhen.

Einschätzungen gehen jedoch davon aus, dass immer noch etwa zwei Milliarden Menschen ohne einen Zugang zu verlässlicher Energieversorgung leben müssen. Hier besteht weiterhin die größte Herausforderung für die globale Energiewirtschaft: Es besteht ein großer Konsens darin, dass eine sichere, wirtschaftliche, sozial akzeptable und umweltverträgliche Energieversorgung helfen kann, die Armutsunterschiede in weiten Teilen der Welt zu überwinden. Damit wird zugleich ein Beitrag zu einer insgesamt humaneren, sichereren Welt geleistet. Insbesondere die Industrieländer stehen vor der Herausforderung und der Verpflichtung, durch adäquaten Technologietransfer den Energiebedarf in den Entwicklungs- und Schwellenländern zu sichern und decken zu helfen und damit nachhaltig das Gleichgewicht in der Welt zu stärken.

Unter Einbeziehung auch der nichtkonventionellen Erdöl- und Erdgasvorräte sind nach Auffassung des Weltenergierates ausreichende Energiereserven vorhanden, um noch weit bis ins 21. Jahrhundert hinein den weltweiten Energiehunger nach fossilen Energieträgern zu decken (siehe Schaubild Reserven). Kernbrennstoffe wie Uran und Thorium ergänzen die Vorräte und haben den Vorteil, dass ihre Nutzung für die Strom- und ggf. auch Wärmeerzeugung klimaneutral ist. Die für über zwei Jahrzehnte fast ganz eingestellte Suche nach neuen Lagerstätten wurde wieder aufgenommen. Mit der Inbetriebnahme stillgelegter Bergwerke und bekannter Gruben wurde begonnen, nachdem die großen Lagerbestände abgebaut waren. Die rechnerische Reichweite der Uranreserven wird daher rasch wieder steigen. Sie lässt sich auch durch Wiederaufarbeitung und Rezyklierung gebrauchter Brennelemente sowie durch Weiterentwicklung der Reaktortechnik in Richtung verbesserter Brennstoffausnutzung wesentlich strecken und – falls erforderlich – durch Brütertechnologien vervielfachen.

Anlass zu Besorgnis geben die ungleiche Verteilung der Energierohstoffe und die globalen Verbrauchsstrukturen. Die Importabhängigkeit der großen Verbrauchsregionen Europa und Nordamerika von den energierohstoffreichen Regionen – insbesondere vom Nahen und Mittleren Osten

und von Russland – wird weiterhin zunehmen. Auf den Gasmärkten könnte sich wegen der zunehmenden Diversifizierung durch den Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) aus unterschiedlichen Herkunftsregionen eine Entspannung ergeben. Gewisse Entwicklungen lassen es aber auch als möglich erscheinen, dass sich auf diesem Markt ein weiteres globales Kartell etabliert.

Zur Sicherstellung der Primärenergieversorgung in den Importländern müssen jedoch deren politische Handlungsspielräume und alle technischen Möglichkeiten offengehalten werden. Nur auf diese Weise kann den Wünschen und Bedürfnissen nach sicherer und zuverlässiger Energiebedarfsdeckung entsprochen werden.

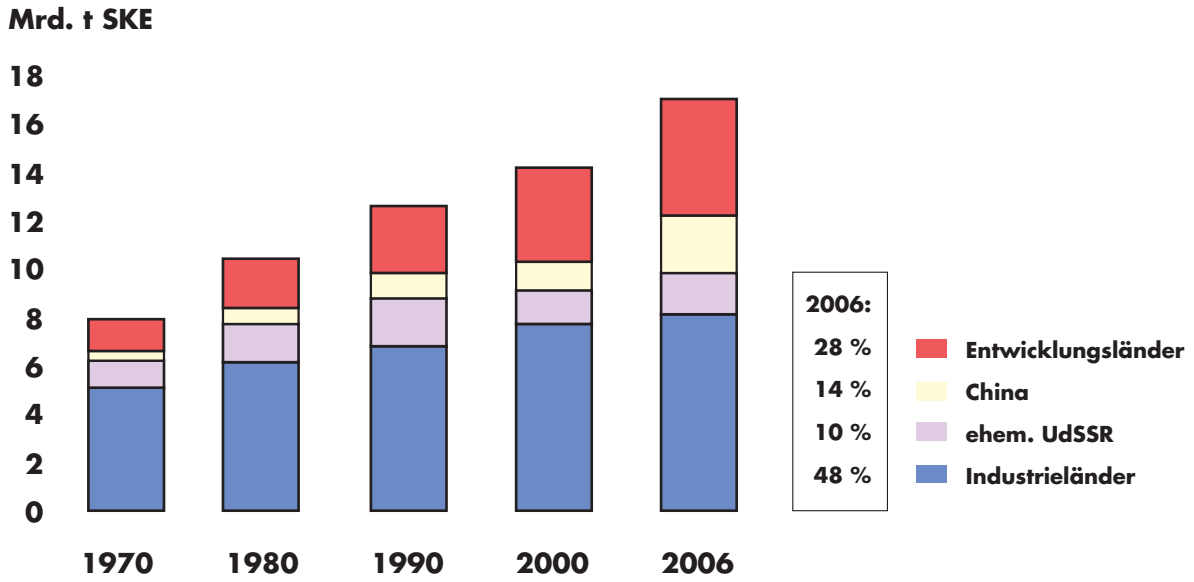
Die traditionellen Energieträger Kohle, Öl und Gas werden unumgänglich auch in den nächsten Jahrzehnten den überwiegenden Teil des weltweiten Energiebedarfes zu decken haben. Ebenso wird der Zuwachs der Energienachfrage bis zum Jahre 2030 mit bis zu 90 % durch die fossilen Energieträger zu leisten sein. Öl trägt heute mit knapp 33 %, Kohle mit knapp 26 % und Gas mit etwa 21 % zur Deckung des Weltenergiebedarfes bei.

Eine umwelt- und ressourcenschonende Deckung des steigenden Energiebedarfes fordert die (Weiter)-Entwicklung von effizienten Technologien – insbesondere im Bereich der Stromerzeugung bei den Kohle- und Gaskraftwerken mit einer weiteren Verbesserung des Wirkungsgrades. Die globale Verbreitung dieser Technologien wird ein wesentlicher Faktor zur Erreichung dieser Ziele sein.

Kernenergie leistet mit rund 6 % einen seit Jahren etwa konstanten Beitrag zur Primärenergiebedarfsdeckung. Der weitere Ausbau dieser Energiequelle ist in einer Reihe von Ländern geplant; in anderen Ländern läuft ihre Nutzung aus. Absolut gesehen ist mit einem weiteren Zuwachs zu rechnen; ihr Anteil wird jedoch bis 2020 rückläufig sein. Wasserkraft, die mit etwa 2 % zur Weltenergieversorgung beiträgt, ist in den industrialisierten Staaten weitestgehend ausgebaut; in einigen Entwicklungsländern in Afrika sowie in der Volksrepublik China besitzt sie noch Wachstumspotenziale. Der Beitrag der Wasserkraft und der Kernenergie zur weltweiten CO_2-freien Stromerzeugung beträgt jeweils knapp 50 %. Die neuen erneuerbaren Energien liegen noch unter 2 %.

Die nichtkommerziellen Energien wie Viehdung, Holz und andere von alters her genutzte Energieträger machen etwa 10 % des Weltenergieverbrauches aus. Ein Übergang zu weniger umweltschädlicher, kommerzieller Energie wird nur langfristig und mit einer entsprechenden Steigerung des Wohlstandes in diesen Ländern möglich sein. Für die „neuen" erneuerbaren Energien wie Windkraft, Biomasse, Erdwärme und Solarenergie – derzeit mit ca. 2 % an der Weltenergiebedarfsdeckung beteiligt – erwartet man nicht zu-

Weltenergieverbrauch nach Regionen



Quelle: BP Energy Review 2007, eigene Berechnungen

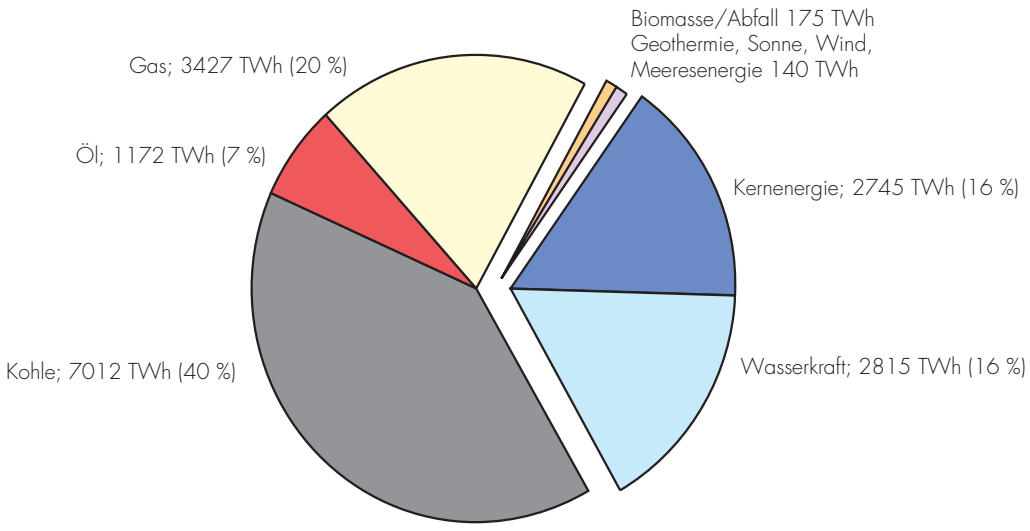
letzt aufgrund der staatlichen Förder- und Anreizprogramme eine dynamische Entwicklung. Hier sind vor allem auf längerfristige Sicht zunehmende Beiträge zur Energieversorgung zu erwarten.

Der Weltenergierat formuliert die Herausforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung folgendermaßen:

- Nutzung aller verfügbaren Energieträger. Ein Verzicht auf die fossilen Energieträger und die Kernenergie ist weder möglich noch realistischerweise anzustreben. Erneuerbare Energien sind eine wichtige Ergänzung für den Energiemix der Zukunft. Es ist nicht sinnvoll und zielführend, die verschiedenen Energieträger gegeneinander auszuspielen.
- Ferner ist ein energiepolitisches Umfeld vonnöten, das Investitionen in die Erzeugung, den Transport und die Verteilung sowie die Entwicklung neuer und umweltschonender Technologien ermöglicht, die durch einen globalen Technologietransfer begünstigt werden. Dies muss das Ziel der gemeinsamen Anstrengungen der Regierungen und der weltweiten Energiewirtschaft sein.

Es erfordert ferner, dass Energieeinsparpotenziale auf der Verbraucherseite erkannt und möglichst umfassend realisiert werden können. Die Klima- und Umweltschutzdiskussion und die daraus abzuleitenden Notwendigkeiten machen es notwendig, alle Anstrengungen zu unternehmen, den Bedarfsanstieg weltweit zu begrenzen und so niedrig wie möglich zu halten.

Struktur der weltweiten Stromerzeugung (2006)[1]



Quelle: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Bundesumweltministerium 2007

1 Der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung beträgt weltweit 17,9 % und ist seit dem Jahr 1990 (19,3 %) rückläufig. Ursächlich hierfür ist das relativ geringe Wachstum der Wasserkraftnutzung in den westlichen Industrieländern (OECD), das hinter dem Anstieg der gesamten Stromerzeugung zurückblieb. Durch die Nutzung anderer Ressourcen, wie z. B. der Biomasse oder Windenergie, konnte dies nicht kompensiert werden.

Die Ökonomie des Klimawandels

Die intensive Forschungsarbeit von Klimawissenschaftlern hat viel Licht in die Wirkungszusammenhänge des Klimawandels gebracht. Welchen Temperaturanstieg eine bestimmte Treibhausgas-Konzentration in der Atmosphäre genau bewirkt, mag noch mit Unsicherheit behaftet sein. Dass der Mensch das Klima verändert, kann aber inzwischen als sicher gelten. Immer wichtiger wird damit die Frage, welche ökonomischen Folgen der Klimawandel hat.

Dabei sind zwei Fragen klar zu trennen:

1. Welche Folgen haben die prognostizierten Klimaveränderungen für die einzelnen Volkswirtschaften?
2. Was kosten die Anstrengungen, die Treibhausgas-Emissionen zu verringern?

Die Gegenüberstellung dieser beiden Fragen ist deshalb so wichtig, weil sich aus ihrer Beantwortung – zumindest theoretisch – die richtige Mischung aus Minderungsanstrengungen („Mitigation") einerseits und Anpassungsmaßnahmen an die eintretenden Klimaveränderungen („Adaptation") andererseits ergibt. Stellt sich beispielsweise heraus, dass Minderungsmaßnahmen die Volkswirtschaften mehr kosten als der dadurch vermiedene volkswirtschaftliche Schaden, dann ist die Minderung aus ökonomischer Perspektive nicht sinnvoll. In diesem (hypothetischen) Fall wäre es sinnvoller, beispielsweise durch den Bau von Dämmen in Küstenregionen die Folgen der Erderwärmung abzumildern. Könnte man die beiden oben gestellten Fragen quantitativ und mit Gewissheit beantworten, wäre die Handlungsanweisung an die globale Klimapolitik klar: Reduziere die Emissionen so lange, wie die Kosten zur Vermeidung einer weiteren Tonne CO_2 noch geringer sind als ihr Nutzen, d. h. als der durch die Minderemission abgewendete volkswirtschaftliche Schaden. Die Quantifizierung der volkswirtschaftlichen Kosten sowohl der Folgen als auch der Bekämpfung des Klimawandels ist jedoch in der Praxis mit großen Unsicherheiten behaftet.

So müssen beispielsweise die Auswirkungen einer bestimmten Temperaturerhöhung auf Struktur und Output einzelner Volkswirtschaften abgeschätzt werden. Dabei können die Wirkungen so unterschiedlicher Natur sein wie die Veränderung landwirtschaftlicher Nutzungsmuster einerseits und der entstehende Sachschaden durch die Häufung extremer Wetterereignisse wie Wirbelstürme und Überschwemmungen andererseits. Es liegt auf der Hand, dass bei einer solchen Abschätzung, noch dazu, wenn sie mehrere Dekaden in die Zukunft blicken soll, die Fehlerbalken groß sind. Werden diese Unsicherheiten angemessen berücksichtigt, so lassen sich durchaus Größenordnungen und Tendenzen aufzeigen, die für die internationale Klimapolitik handlungsrelevant sind. In diesem Zusammenhang ist der Stern-Report hervorzuheben. Die von der britischen Regierung in Auftrag gegebene und Ende 2006 veröffentlichte Studie stellt eine der umfassendsten und aktuellsten Untersuchungen zu dieser Thematik dar. Der Stern-Report kommt zu dem Schluss, dass die zu erwartende globale Erwärmung zwischen zwei und fünf Grad zu dauerhaften Einbußen beim globalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 5–20 % gegenüber einem Szenario ohne Klimawandel führen wird.

Die Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten von Anstrengungen zur Emissionsminderung ist etwas belastbarer machbar, aber ebenfalls mit Unsicherheiten verbunden. Es geht um eine Erfassung aller Minderungsoptionen, sowohl nach ihren Kosten als auch nach dem verbleibenden globalen Minderungspotenzial. Minderungsoptionen reichen dabei von Energieeffizienzmaßnahmen wie der Wärmeisolierung von Wohngebäuden über den weltweiten Ausbau der Kernenergienutzung bis hin zur Wiederaufforstung entwaldeter Flächen. Kennt man Potenzial und Kosten all dieser Maßnahmen, kann man abschätzen, welche globalen Minderungen zu welchen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten zu erzielen sind. Die Unternehmensberatung McKinsey hat hierzu eine detaillierte Untersuchung vorgelegt, die zu dem Schluss kommt, dass die volkswirtschaftlichen Kosten selbst ehrgeiziger Klimaziele (Stabilisierung der atmosphärischen CO_2-Konzentration bei 450 ppm) bei „lediglich" rund 1 % des globalen BIP liegen würden. Sowohl der Stern-Report als auch der jüngst veröffentlichte Fourth Assessment Report des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) kommt zu vergleichbaren Ergebnissen.

Vergleicht man die zu erwartenden volkswirtschaftlichen Kosten (5–20 % des globalen BIPs) eines ungebremsten Klimawandels mit denen seiner Bekämpfung (~1 % des globalen BIPs), so wird deutlich, dass entschiedenes Handeln ökonomisch die einzig vertretbare Option ist. Der Stern-Report schlussfolgert weiter, dass auch der Zeitpunkt des Handelns eine ganz entscheidende Rolle für die ökonomischen Folgen spielt: Je früher die Welt-Emissionen gesenkt werden, desto geringer sind die weltwirtschaftlichen Minderungskosten.

Anders als dies häufig in den Medien dargestellt wird, hat der Stern-Report diesen makroökonomischen Zusammenhang allerdings einzig für die Welt als ganze dargestellt: Nur in einer globalen Betrachtungsweise ist es richtig, dass Vermeidung billiger als Adaptation ist und zeitlich frühe Maßnahmen billiger als spätere sind. Aus der Perspektive eines einzelnen Landes oder einer nicht signifikanten Teilregion der Welt können die heimischen Kosten der Vermeidung eigener Emissionen aufgrund der

Nicht-Kooperation der restlichen Länder deutlich höher sein als die eignen Adaptationskosten; auch frühes Handeln ist dann in den meisten Fällen für den Vorreiter teuerer.

Diese Betrachtungsweise deckt auch den eigentlichen Kern der internationalen Klimaproblematik auf: Die Verhinderung des Klimawandels ist ein typisches sogenanntes ‚öffentliches Gut'. Die Emissionsvermeidung eines Landes kommt allen Ländern (durch den vermiedenen Klimawandel) zugute und jedes Land hat einen Vorteil davon, die anderen Länder für Vermeidungskosten aufkommen zu lassen und selbst vom vermiedenen Klimawandel zu profitieren (sogenannter free-rider). Dieser in der Politischen Ökonomie vieldiskutierte Sachverhalt ist ein Kernproblem bei der Lösung des Klimawandels.

Zusätzlich ist zu beachten, dass die minimalen Kosten für ein vorgegebenes Minderungsziel nur dann erreicht werden, wenn die unterschiedlichen Optionen der Emissionsreduktion auch tatsächlich in der Reihenfolge ihrer spezifischen Minderungskosten zum Einsatz kommen, das heißt wenn zuerst die günstigsten Möglichkeiten, Emissionen zu mindern, voll ausgeschöpft werden, bevor teurere Maßnahmen ergriffen werden.

Dies ist aber global durchaus nicht gewährleistet. Im Gegenteil: Häufig werden die Minderungen mit vergleichsweise teuren Maßnahmen und Technologien realisiert, während günstige Optionen brachliegen. Ein Beispiel: Die größten Minderungsanstrengungen werden derzeit in den Industrieländern vorgenommen, wo aufgrund der hohen Effizienzstandards der Industrie nur noch wenig Potenzial vorhanden ist. Gleichzeitig bleiben sehr günstige Optionen wie beispielsweise die Modernisierung von alten und ineffizienten Kohlekraftwerken in Entwicklungsländern ungenutzt. Um diese Potenziale zu erschließen, müssen Instrumente wie beispielsweise der Clean Development Mechanism des Kyoto-Protokolls, der es Industrienationen erlaubt, diese Potenziale in ärmeren Ländern zu erschließen, dringend entbürokratisiert und gestärkt werden. Ein weiteres Beispiel: Durch den Kernenergieausstieg wird in Deutschland eine emissionsfreie Technologie aus politischen Gründen vom Markt genommen. Die dadurch auftretenden Mehremissionen in der deutschen Energiewirtschaft müssen mit ungleich teureren Methoden wieder reduziert werden. All das führt dazu, dass die Erreichung der dringend gebotenen Emissionsreduktionen die Volkswirtschaften viel teurer zu stehen kommen, als ökonomisch nötig ist.

Kernkraft

Die friedliche Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung ist seit über 50 Jahren etabliert. Ihr Anteil an der weltweiten Stromversorgung beträgt heute etwa 16 %. Sie trägt damit in etwa genau so viel zur Stromversorgung bei wie die klassische Wasserkraft. Beide Energieträger zusammen stehen für etwa 98 % der weltweiten CO_2-freien Stromerzeugung. Sonne, Wind, Biomasse, kleine Wasserkraft und Geothermie steuern die restlichen 2 % bei.

Auf dem Treffen der acht wichtigsten Industriestaaten (G8-Gipfel) im Juni 2007 in Heiligendamm wurde der Beitrag der Kernenergie zur Versorgungssicherheit und zum Klimaschutz hervorgehoben. Von allen G8-Staaten wurde eine wirksame Reduzierung der durch die Verbrennung der fossilen Brennstoffe freigesetzten CO_2-Mengen gefordert. Sieben der acht beteiligten Länder sprachen sich für die weitere Nutzung der Kernenergie aus und treten, vor dem Hintergrund eines verstärkten Klimaschutzes, auch für deren Ausbau ein.

Das starke Wirtschaftswachstum der meisten Schwellenländer in den vergangenen Jahren drückte sich auch in einer rasch steigenden Nachfrage nach Rohstoffen, Primärenergieträgern und Strom aus. Dies führt zu einem massiven Ausbau des bestehenden Kraftwerksparks, wobei die Kerntechnik einen wichtigen Baustein im Energiemix darstellt.

Die klassischen Industrieländer müssen nicht nur ihre Energieeffizienz weiter steigern, sondern zugleich Ersatz für veraltete und ineffiziente fossile Kraftwerke schaffen. Insgesamt stehen alle Länder vor der Herausforderung, einen für ihre Wirtschaft und ihre Verbraucher optimalen Energiemix zu finden, der wirtschaftlich ist, langfristig die Versorgung sicherstellt und den Belangen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung gerecht wird. Eine bewährte und wieder verstärkt in den Fokus der Diskussion gerückte Technik ist dabei auch die Kernenergie.

Aus den genannten Gründen – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz – haben seit einigen Jahren viele Länder zum Teil sehr konkrete Planungen vorgelegt, wie die Kernenergie in ihren Volkswirtschaften den Wirtschaftsstandort stärken kann. Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet daher den Zubau von ca. 125 Reaktoren in den nächsten 30 Jahren.

Für die Länder, die bisher an dem Kernenergieausbauprogramm nicht teilgenommen haben oder nur über einzelne Anlagen verfügen, haben die USA die Initiative „Global Nuclear Energy Partnership" (GNEP) ins Leben gerufen, mit der die in den letzten Jahren aufkommenden Zweifel an der ausschließlich friedlichen Nutzung der Kerntechnik in manchen Staaten verringert werden soll. Kernstück dieser Initiative ist, dass die Urananreicherung sowie die Wiederaufarbeitung und Endlagerung der radioaktiven Reststoffe von wenigen Ländern z. B. in den USA oder auch Europa durchgeführt werden soll. Die neuen Kernenergiestaaten können mit modernen Kraftwerken ihre Versorgung sichern. Dieser Initiative haben sich mehrere Staaten unter Führung der USA bereits angeschlossen, erste Entwicklungsschritte sind eingeleitet.

Für die ferne Zukunft der Kerntechnik ist ein Programm unter dem Stichwort „Generation IV" etabliert worden. In einem aufwendigen Findungsprozess wurden dabei sechs unterschiedliche Reaktortypen als zukunftsfähig ausgewählt, deren technische und kommerzielle Eigenschaften geprüft werden. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Proliferationsfestigkeit der Anlagen gelegt (das ist der Schutz vor der Weitergabe sensibler Materialien und Techniken, die unter Umständen auch zum Bau von Atomwaffen eingesetzt werden könnten). Ein wesentliches Ziel der Entwicklung ist es, den Wirkungsgrad der Anlagen von heute etwa 35 % deutlich zu steigern, um auf diese Weise die reichlich vorhandenen Uranreserven weiter zu strecken. Dabei kommt der Weiterentwicklung der Brütertechnologie, also von Kraftwerken, die den zur Stromerzeugung notwendigen Brennstoffbedarf sich selbst erbrüten, eine wesentliche Rolle zu.

Zugleich können mit dem Hochtemperaturreaktor als einem der ausgewählten Reaktorkonzepte auch neue Anwendungen im Bereich der Wasserstoffproduktion erschlossen werden.

Die heute genannten Uran-Reichweiten von 60 bis 70 Jahren beruhen auf einer vor ca. 20 Jahren abgeschlossenen Explorationsphase und stellen den damaligen Stand von Wissenschaft und Technik dar. In den vergangenen zwei Jahrzehnten fand aufgrund der äußerst niedrigen Preise am Uranmarkt die Exploration und Erschließung neuer Uranminen praktisch nicht statt, da sie wirtschaftlich unattraktiv war. Vor dem Hintergrund der jüngst stark gestiegenen Preise hat die Explorationstätigkeit massiv zugenommen. Die Minenbetreiber und unabhängige geologische Institute gehen davon aus, dass diese Entwicklung dazu führt, dass mit modernen Explorationsmethoden sowie intensiver Suche die Reichweiten um mindestens eine Größenordnung verlängert werden können.

Das Endlager Konrad für schwach- und mittelradioaktive Abfälle ist in Deutschland seit fast einem Jahrzehnt genehmigt und im Jahr 2007 endgültig auch juristisch bestätigt worden. Konrad könnte, so die Bundesregierung die Gelder für die Entwicklung des Endlagers freigibt, in etwa sieben Jahren in Betrieb genommen werden. Die La-

gerung von hochradioaktiven Abfällen ist wegen eines Moratoriums, das spätestens 2010 enden wird, weiterhin im Verzug. Im Rahmen dieses Moratoriums wurden alle Untersuchungen und Forschungsarbeiten gestoppt, die zu einer Klärung der Eignung des Standorts Gorleben (Salzgestein) führen könnten. Nach Aussagen der zuständigen Genehmigungsbehörde, dem Bundesamt für Strahlenschutz, liegt kein bekannter Grund vor, der nach heutigem Wissen gegen die Eignung spricht.

Fazit

Die zunehmende öffentliche Besorgnis in den Industriestaaten, dass die Versorgungssicherheit langfristig nicht gewährleistet sein könnte und die mit dem Klimaschutz verbundenen Anstrengungen die Volkswirtschaften stark belasten könnten, hat dazu geführt, dass die Nutzung der Kernenergie weltweit wieder in den Fokus der Aufmerksamkeit gerückt ist. Die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke hat sich in den Kernenergie nutzenden Ländern bestätigt. Seit den ersten IPCC-Berichten zur Klimaveränderung ist die CO_2-Freiheit der Stromerzeugung durch Kernenergie ein weiteres gewichtiges Argument für den Ausbau der Kernenergienutzung. Die IEA hat daher empfohlen, in den nächsten 30 Jahren ca.125 Kernkraftwerke zu bauen, um die Versorgung zu sichern, die fossilen Ressourcen zu schonen und das Klima zu entlasten.

Neue Konzepte wie das der GNEP, berücksichtigen die im Wesentlichen politischen Vorbehalte gegen die Nutzung der Kernenergie, wie z. B. die Wiederaufarbeitung, die Plutoniumnutzung, die Endlagerung u. a., und ermöglichen den beteiligten Staaten dennoch die Nutzung der Kerntechnik für zivile Zwecke.

Generation IV wird neue technische Möglichkeiten für die Kernenergie aufzeigen, die zu einer erheblich besseren Nutzung der Uranvorräte und neuen Anwendungen führen werden. Die bekannten Uranreserven werden sich in den nächsten Jahren erheblich ausweiten und eine dauerhafte nachhaltige Versorgung der Anlagen sicherstellen. Die Endlagerung der radioaktiven Reststoffe wird sicherlich in den kommenden Jahren weitere Fortschritte machen, wenn die politisch begründeten Blockaden – besonders in Deutschland – beendet sein werden.

Die kerntechnische Herstellerindustrie ist heute bereit und technisch in der Lage, die Ersatzbauten und Neubauten, wie sie die IEA prognostiziert, wirtschaftlich abzuwickeln. Die ersten Schritte wurden in Europa in Finnland und Frankreich getan. Andere europäische Staaten und auch z. B. die USA, China und Brasilien werden diesem Weg folgen.

Fossile Energien – Forschung und Entwicklung bei fortschrittlichen Kraftwerkstechniken

Hoher Verbrauch fossiler Energieträger und Ziele zur Minderung von CO_2-Emissionen

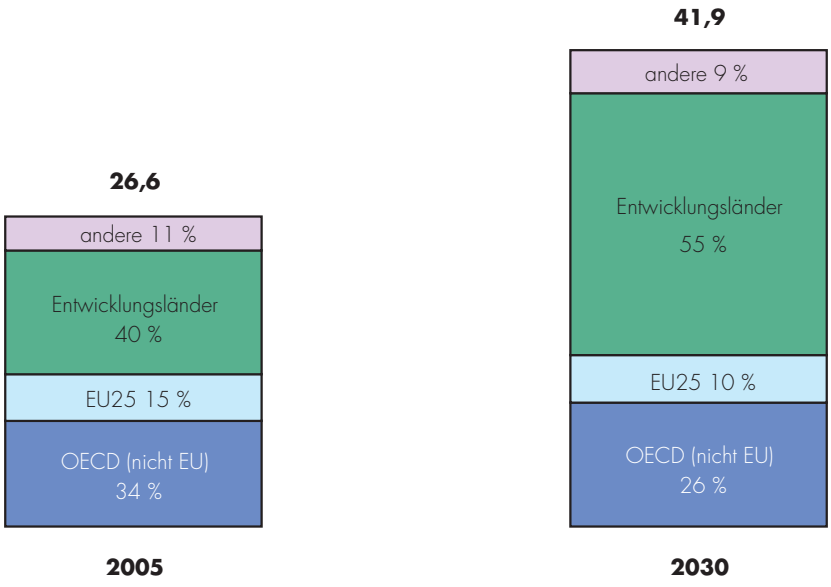
Ein erklärtes Ziel der zukünftigen europäischen Energie- und Klimapolitik ist die nachhaltige Senkung der globalen CO_2-Emissionen. Um die Auswirkungen des Klimawandels auf ein tragbares Maß zu begrenzen, strebt die EU an, die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 20 % bis 30 % gegenüber den Werten von 1990 zu senken.

Die ökonomische Entwicklung und der Energieverbrauch sind noch in vielen Regionen, insbesondere in den Schwellen- und Entwicklungsländern, aneinander gekoppelt. Den Verschiebungen der wirtschaftlichen Aktivitäten und der dortigen Bevölkerungszunahme folgt ein shift des Energieverbrauchs und demzufolge eine Verlagerung der CO_2-Emissionen von den Industrie- in die Entwicklungsländer. Nach der Erwartung der Internationalen Energie-Agentur (IEA) wird sich – abgesehen von den absoluten Zahlen – z. B. der Anteil der EU an den weltweiten CO_2-Emissionen von 15 % im Jahr 2005 auf 10 % im Jahr 2030 vermindern. Gleichzeitig wird eine entsprechende Zunahme in den Entwicklungsländern von 40 % auf rund 55 % vorausgesagt. Allein auf China werden dann ca. 27 % der zukünftigen, weltweiten CO_2-Emissionen entfallen. Ein wesentlicher Grund dafür ist eine zunehmende Nachfrage nach fossilen Energieträgern.

Je nach verwendeten Szenarien werden sie im Jahr 2030 zwischen 77 % und 82 % zur Deckung der weltweiten Energienachfrage beitragen, d. h in der gleichen Größenordnung wie heute. Dem insbesondere in den Entwicklungsländern schnell wachsenden Stromsektor kommt hierbei eine besondere Rolle zu. Bei der projizierten Verdreifachung der Nutzung fossiler Energieträger zur Stromerzeugung werden ihre Anteile auf mehr als 75 % ansteigen. Die Nutzung von Kohle, dem Energieträger mit den höchsten spezifischen CO_2-Emissionsfaktoren, wird sich dabei verdreifachen. Es ist gleichzeitig zu bedenken, dass in den Regionen, wo der Aufbau der Stromversorgungsinfrastruktur hohe Priorität genießt, der Technologieentwicklung und der Brennstoffwahl eher sekundäre Bedeutung beigemessen wird. Diese Entwicklung darf seitens der Industrieländer nicht grundsätzlich angeklagt werden. Gerade die Länder, in denen die höchsten Zuwächse des Stromverbrauchs prognostiziert werden, können auf die Nutzung eigener Kohle-Ressourcen nicht verzichten.

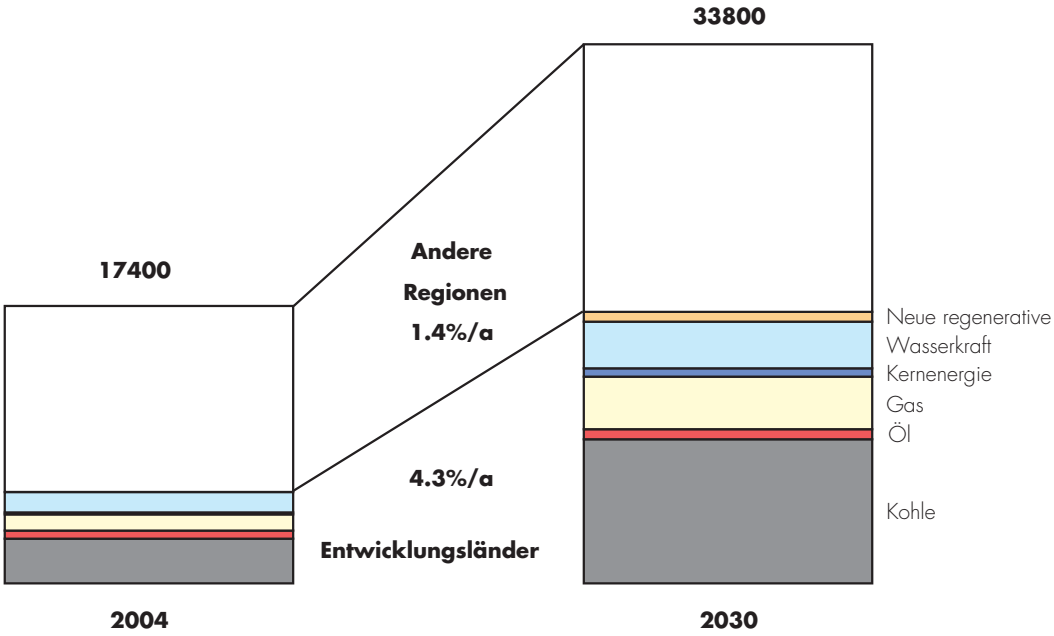
Diese Erwartungen und Signale zeigen, dass die beobachteten Energie-Trends und formulierten Klimaziele widersprüchlich sind. Eine gewichtige Rolle bei der Lösung die-

CO_2-Emissionen nach Ländergruppen in Mrd. t CO_2



Quelle: IEA, World Energy Outlook, Reference case, 2007

Struktur der weltweiten Stromerzeugung, TWh



Quelle: IEA, World Energy Outlook, Reference case, 2006

ses Dilemmas muss den Industrieländern, dort tätigen Unternehmen und politischen Entscheidungsgremien zufallen. Eine dringende Aufgabe wird es dabei sein, neben der Formulierung und Einhaltung eigener CO_2-Reduktionsziele die besten Technologien zum Aufbau möglichst CO_2-armer Kraftwerkinfrastruktur in den Entwicklungsländern bereitzustellen. Letztendlich bedeutet dies, dass es ohne Festlegung einer kohärenten privatwirtschaftlich und staatlich getragenen Strategie zur Technologie-Entwicklung und hier insbesondere zur Kohlenutzung eine besondere Herausforderung sein wird, die CO_2-Emissionen im Stromerzeugungssektor deutlich zu senken.

Technologiefenster öffnet sich

Durch den in den nächsten Jahren anstehenden Ersatz von Alt-Kraftwerken ergibt sich eine einmalige Chance, die jeweils modernsten Technologien an den europäischen Standorten anzuwenden. Eine herausragende Rolle fällt dabei der Kohle zu. Es wird geschätzt, dass bis zum Jahr 2020 allein in Europa etwa 100 GW kohlebefeuerter Leistung stillgelegt werden. Weltweit werden voraussichtlich 300 GW kohlebefeuerte Kraftwerke vom Netz genommen. Die europäische Industrie und die politischen Entscheidungsträger können die entstehende Nachfrage dazu nutzen, sowohl den Ersatzbedarf in Europa wie den Neubaubedarf in den Entwicklungsländern zu decken und den Anstieg der CO_2-Emissionen aus kohlebefeuerten Kraftwerken mit entsprechend leistungsfähigen Technologien soweit wie möglich zu bremsen. Welche Möglichkeiten kommen hier in Frage?

Aus heutiger Sicht gibt es dazu relativ wenige Optionen. Ein Weg, der bereits seit Jahren erfolgreich beschritten wird, ist die Erhöhung der Wirkungsgrade von Kraftwerken. Durch die effizientere Nutzung der Primärenergie steigt der Anteil der gewonnenen Nutzenergie. Damit einher geht die Reduzierung der Schadstoffe und des CO_2, die beim Verbrennungsprozess entstehen. Es ist absehbar, dass durch die bereits eingeleiteten Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen Wirkungsgrade von mehr als 50 % bei kohlebefeuerten Dampfkraftwerken und Anlagen mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) sowie von mehr als 60 % bei gasbefeuerten GuD-Kraftwerken erreicht werden können. Weitere Steigerungen sind zwar bei zukünftigen Prozess- und Komponentenverbesserungen noch möglich, liegen aber bei wenigen zusätzlichen Prozentpunkten. Es ist heute erkennbar, dass sich mit diesen Maßnahmen allein das Ziel einer signifikanten Reduzierung der CO_2-Emissionen fossil befeuerter Kraftwerke nicht erreichen lässt.

Der zweite, nicht weniger anspruchsvolle Weg ist in der Entwicklung von Anlagen zu sehen, die möglichst hohe Wirkungsgrade mit hohen CO_2-Abtrennungsgraden kom-

binieren. Dies geschieht durch Anwendung bester konventioneller Technologie mit aktiven Maßnahmen zur CO_2-Abtrennung und Speicherung (Carbon Capture and Storage: CCS). Die aktive-CO_2-Abscheidung kann prozesstechnisch auf unterschiedliche Weise geschehen. Drei prinzipiell wichtigste Varianten zeichnen sich gegenwärtig ab: als Dekarbonisierung des Brennstoffs vor der Verbrennung („pre-combustion") bei IGCC-Anlagen oder als eine Verbrennung mit reinem Sauerstoff bei sogenannten „Oxyfuel"-Verfahren in Dampfkraftwerken. Das dritte Verfahren: Eine Abtrennung von CO_2 aus dem Rauchgas mit Hilfe chemischer CO_2-Wäsche („post-combustion") zielt hauptsächlich auf die Nachrüstung existierender Anlagen ab. Wegen der weltweit schnell wachsenden Flotte kohlebefeuerter Kraftwerke wird diesem Verfahren eine wichtige Rolle beigemessen.

Alle Verfahren mit aktiver CO_2-Abscheidung verbrauchen einen Teil des Primärenergie-Einsatzes und schlagen sich in einem bis zu 10 % niedrigeren Wirkungsgrad der Kraftwerke nieder. Deshalb ist es erforderlich, beide Entwicklungspfade, den der Wirkungsgradsteigerung und den der aktiven CO_2-Abtrennung aus dem Kraftwerksprozess, konsequent zu verfolgen.

Förderung der Schlüsseltechnologien erforderlich

Angesichts der Dimension anstehender Herausforderungen bei der Entwicklung von neuen, zum Teil sehr komplexen Technologien und des engen, politisch gesteckten Zeitrahmens müssen die Aktivitäten der Unternehmen sowie der nationalen und europäischen Einrichtungen exakt koordiniert und gezielt gefördert werden. Das gemeinsame Ziel von Industrie und Politik muss es sein, Forschungsförderung zu stärken und eine effiziente Allokation der zur Verfügung stehenden Mittel zu erreichen.

Der Handlungsbedarf ist erkannt. Das für die Jahre 2007–2013 aufgelegte siebte EU-Rahmen-Forschungsprogramm mit einem Gesamtumfang von ca. 32 Mrd. € sieht z. B. ca. 2,3 Mrd € für neun Energiethemen vor. Zwei davon, „CO_2-capture and storage technologies for zero emission power generation" und „Clean coal technologies," haben das Ziel, CO_2-emissionsarme, kohlebefeuerte Kraftwerke zu entwickeln. Gleichzeitig werden in dem erwähnten EU-Rahmenprogramm 6 Mrd. € für Informations- und Kommunikationstechnologien bewilligt. In diesem Vergleich drängt sich hinsichtlich der Wichtigkeit der Themen die Frage auf, ob die Gewichte bei der Fördermittelzuteilung richtig verteilt sind. Es darf dabei nicht nur bei der Frage bleiben. Die Energietechnik entwickelt sich zu einer der Schlüsseltechnologien des 21. Jahrhunderts. Der bereits erreichte hohe Stand an Innovation und Kompetenz europäischer Forschung und Entwicklung sowie der Fertigungs- und Verfahrenstechnik muss durch konzentrierte und ausgewogene Politik zum Wohl der Umwelt und zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Industrie gezielt gefördert werden.

Zwar weisen weitere F&E-Initiativen, wie z. B. die Etablierung einer europäischen Technologie-Plattform für die Entwicklung von „zero emission fossil fuel power plants", die Weiterführung des COORETEC/COMTES-Programms oder die geplante Verabschiedung eines strategischen Energie-Technologie Plans der EU in die richtige Richtung, reichen aber nicht aus, um den CCS-Technologien in wenigen Jahren zum erforderlichen und massiven Durchbruch zu verhelfen. Weitere verbindliche Schritte für die Entwicklung und Optimierung von Gesamtanlagen-Konzepten, ihren Schlüsselkomponenten, von Werkstoffen, Fertigungsprozessen und nicht zuletzt von gesellschaftlich akzeptierten, gesicherten und dauerhaften CO_2-Speicherungskonzepten sollen festgelegt werden. Die Entwicklungs-, Finanzierungs- und Betriebsrisiken sollen über geeignete Modelle und auf faire Weise verteilt werden. Der Plan zum Bau von zwölf CCS-Demonstrationsprojekten in Europa bis zum Jahr 2015 soll verwirklicht werden. Erst dann kann das Ziel gelingen, im Jahr 2020 CO_2-freie Kraftwerke zu realisieren, und nur so lassen sich der zunehmende Bedarf an Strom und die Auswirkungen auf die Umwelt weitgehend entkoppeln.

Implementierung setzt CO_2-Speicherkapazitäten voraus

Der bereits angesprochene Plan zum Bau von zwölf CCS-Demonstrationsprojekten bis zum Jahr 2015 ist an sich schon ein sehr ambitioniertes Vorhaben. Jedoch: In dem Kontext haben viele Personen in erster Linie den Bau der entsprechenden Kraftwerke mit Abscheidungstechnologien vor Augen. Das abgeschiedene CO_2 muss jedoch auch noch komprimiert, transportiert und gespeichert werden. Während Kompression und Transport von CO_2 – abgesehen vom Einfluss von „Verunreinigungen" auf Materialbeständigkeit – grosso modo beherrscht wird, sind mit der CO_2-Speicherung noch eine Reihe offener Fragen verknüpft. Und diese gilt es angesichts des engen Zeitgerüstes, vehement anzupacken.

Für den Standort Deutschland kommen beispielsweise nur die beiden Speicheroptionen ausgeförderte bzw. nahezu ausgeförderte Erdgasfelder sowie tiefliegende, Sole führende Aquifere („saline Aquifere") in Betracht. Von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe wer-

den für diese beiden Optionen Speicherpotenziale von ca. 2,5 Gt bzw. 20±8 Gt CO_2 ausgewiesen.

Auf Erdgasfelder wird man vermutlich zuerst zugreifen, da Speicher- und Abdeckschichten sehr gut bekannt sind, eine Langzeitsicherheit durch die Existenz der Lagerstätten per se gegeben ist, eine erhöhte Ausbeute durch die CO_2-Injektion (EGR) möglich ist und auf diese Weise die Einlagerung nach Bundesberggesetz möglich ist. Ein potenzielles Sicherheitsrisiko sind die Altbohrungen, deren Langzeitdichtigkeit nachzuweisen ist. FuE-Bedarf existiert zudem bei der Speicher- und Abdeckertoleranz für CO_2 und begleitende Kontaminanten.

Die Speicherkapazität der salinen Aquifere ist zwar etwa zehnfach höher ausgewiesen, jedoch ist der Kenntnisstand über beispielsweise Verbreitung der Speicher, Qualität der Abdeckung, Homo-/Heterogenität von Porenraum und Durchlässigkeiten im Speicher, geochemische Interaktionen zwischen Lagerungsmedium und Gestein sowie tektonische Elemente sehr viel geringer, so dass für einen Nachweis der geotechnisch nutzbaren Speicherkapazität dieser Lokationen eine kosten- und zeitintensive Explorationsphase vor der eigentlichen Speichereinrichtung erfolgen muss. Abgesehen von diesen Rahmenbedingungen müssen für derartige Standorte Regelwerke – gesetzliche und untergesetzliche – geschaffen werden.

Neben diesen standortspezifischen Kenntnislücken gilt es zu berücksichtigen, dass die Verteilung von Speicherstrukturen in einer Region, aber auch im Bundesgebiet ungleichmäßig ist. Konsequenterweise muss der Zugang zu diesen Lagerungsstandorten in angemessener Form geregelt werden. An dieser Stelle geht es nicht nur darum, einen „Wettkampf" um die besten Strukturen zu unterbinden, auch muss dem Gedanken der konkurrierenden Nutzung ggf. Rechnung getragen werden.

All diese Überlegungen und Ansätze werden zur Makulatur, sofern es nicht gelingt, die Öffentlichkeit einzubinden. Dazu müssen Politik, Industrie und Geo-Fachleute noch viel intensiver als bisher das Thema „geologische CO_2-Speicherung" an die Öffentlichkeit herantragen.

Energie in der Europäischen Union

Der Klimawandel, die zunehmende Energienachfrage und die künftigen Ungewissheiten der Energieversorgung stellen Europa ebenso wie die anderen Weltregionen vor energie- und umweltpolitische Herausforderungen. Die Forderung nach einer wettbewerbsfähigen und sauberen Energieversorgung Europas bedarf deshalb einer zielgerichteten energiepolitischen Strategie aller Mitgliedstaaten. Die Schwerpunkte dieser Strategie müssen sein: Bekämpfung des Klimawandels, Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern. Eine der wichtigsten Einflussgrößen dafür ist die Senkung des generellen Energieverbrauchs – möglichst ohne Abstriche an Wohlstand und Lebensqualität –, denn jede Form der Energieerzeugung hat unerwünschte Nebenwirkungen, die jedoch individuell unterschiedlich gewichtet werden.

Energieverbrauch

Der gesamte Bedarf an Primärenergie in der EU-25 beträgt ca. 2,5 Mrd. t SKE und bleibt seit drei Jahren fast unverändert. Sein Anstieg betrug lediglich 2006 ca. 0,4 %. Wichtigster Energieträger bleibt mit 39 % nach wie vor Erdöl, gefolgt von Erdgas mit 24 %. Es folgen feste Brennstoffe mit 17 % und Kernenergie mit 12 %. Der Anteil erneuerbarer Energien liegt bei rund 8 %.

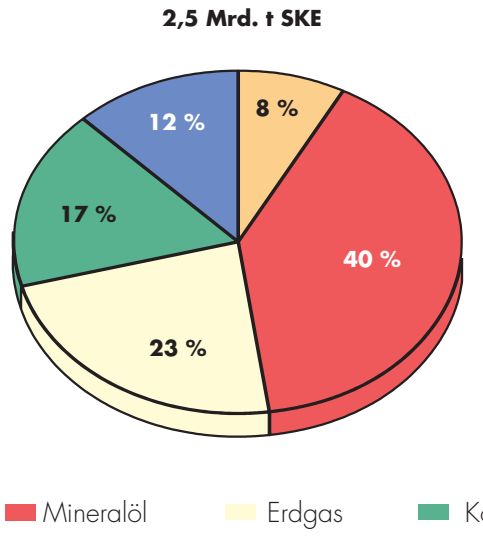
Maßgeblich für die Zunahme des Anteils regenerativer Energieträger ist der vehemente Zuwachs der Windenergie, die ihre installierte Leistung in 2006 um 16 % auf ca. 47 GW erhöht hat. Dies entspricht rund 60 % der weltweit installierten Windenergie-Leistung. Neben Windenergie sind Solarenergie und Biomasse die Energieträger mit zweistelligen Zuwachsraten. Insbesondere wird bei der Biomasse mit einem starken Ausbau gerechnet, als Folge der erwarteten Nutzung für die Treibstoffherstellung und Wärmerzeugung.

Ein zweiter wichtiger Trend betrifft den Rückgang der Eigenproduktion von Energieträgern und die Zunahme der Importe. Der damit verbundene Anstieg der Importabhängigkeit entwickelt sich zu einer der größten Herausforderungen europäischer Energiepolitik. Darauf wird im Folgenden näher eingegangen.

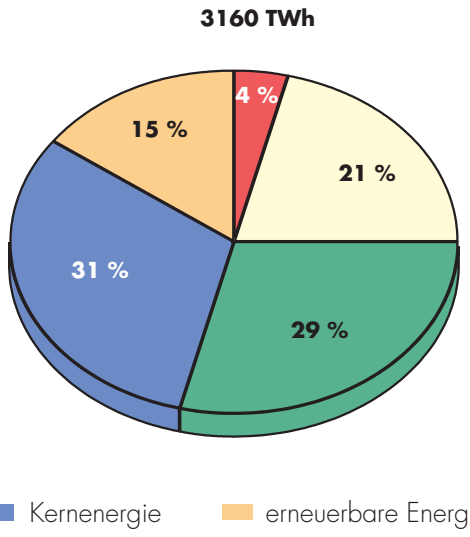
Der mittlere Energieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung in der EU beträgt rund 5 t SKE. Unter den Ländern gibt es jedoch erhebliche Unterschiede, und die Bandbreite reicht von 7,4 (Finnland) bis 2,1 t SKE (Lettland). Zum Vergleich: Der spezifische Energieverbrauch in den USA liegt bei 11, in Japan bei 6 und in China bei 2 t SKE pro Kopf.

Für die 27 EU-Mitgliedstaaten erwartet die Europäische Kommission einen moderaten Anstieg des Energiever-

Primärenergieverbrauch der EU-25, 2006



Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU-25, 2006



Mineralöl Erdgas Kohle Kernenergie erneuerbare Energien

Quelle: BP, Statistical review of World Energy 2007, Eurostat, Statistics in Focus, 2006

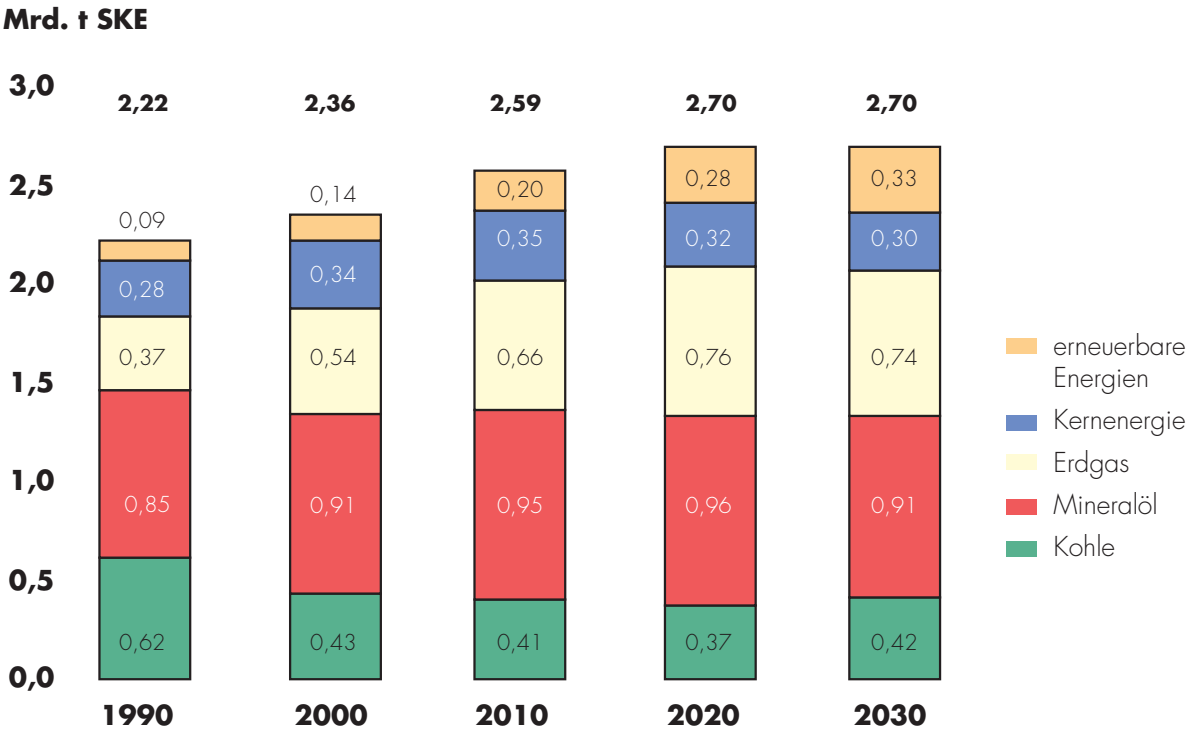
brauchs um ca. 15 % von 2000 bis 2030. Steigerungen werden dabei bis 2020 prognostiziert, danach wird mit einem etwa gleichbleibenden Energieverbrauch gerechnet. Damit wird das eigentliche Ziel, eine Senkung, nicht erreicht.

Die Brutto-Stromerzeugung in der EU-25 stieg von ca. 3130 TWh im Jahr 2005 auf ca. 3200 TWh im Jahr 2006 an. Bei der Erzeugung entfallen 30 % auf Kernenergie, 29 % auf Kohle und über 20 % auf Erdgas. Öl wird dagegen zur Stromerzeugung kaum noch eingesetzt. Etwa 15 % beruhen auf erneuerbaren Energien, wobei der überwiegende Anteil davon Wasserkraft ist (rund 10 %). Am weltweiten Stromverbrauch hat die EU einen Anteil von nahezu 20 %. Die EU-weite Pro-Kopf-Stromerzeugung liegt bei rund 6800 kWh/Kopf. Auch hier gibt es unter den Ländern erhebliche Unterschiede, und die Bandbreite reicht von rund 17000 in Schweden bis knapp über 2000 kWh/Kopf in Lettland (zum Vergleich: USA 15000 kWh, Japan 8300 und China 2000 kWh).

Die europäische Energieversorgungsstruktur der Zukunft wird von der heutigen abweichen, wobei das Ziel, die Senkung des generellen Energieverbrauchs, das energiepolitische und technologische Handeln künftig noch stärker bestimmen wird. Dies wird zu grundsätzlichen Veränderungen führen, die sich gruppieren lassen in Verschiebungen im Energiemix, in eine effizientere Energienutzung und in eine zusätzliche Schadstoffabtrennung, hier insbesondere von klimarelevanten Treibhausgasen.

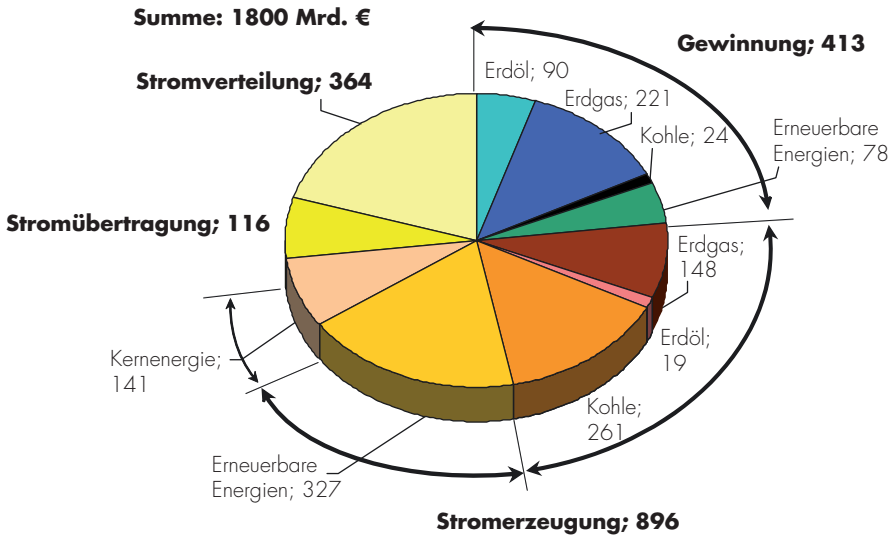
Wie bereits erwähnt, wird für den Primärenergiebedarf in der EU ein Anstieg bis 2030 prognostiziert. Im Energiemix werden sich die bereits seit einigen Jahren abzeichnenden Trends im Wesentlichen fortsetzen. Die erneuerbaren Energien, und hier besonders Windkraft, werden einen höheren Anteil gewinnen, während Erdöl an Bedeutung verlieren wird. Erdgas wird seinen Anteil etwa gleich halten, und die Anteile von Kohle werden leicht abnehmen. Obwohl die Rolle der Kernenergie im zukünftigen Energiemix umstritten bleibt, mehren sich die Stimmen für ein Umdenken und eine Neubewertung. Entscheidungen und konkrete Pläne für die Laufzeitverlängerung bzw. für den Neubau von Kernkraftwerken liegen bereits in mehreren Ländern der EU vor.

Primärenergieverbrauch in der EU-25



Quelle: Europäische Kommission

Kumulative Investitionen in den Energiesektor 2005–2030 – Anteile in Mrd. €



Quelle: European Commission, DG TREN 2007

Die Energieintensität, die schon in den vergangenen Jahren deutlich gesunken ist, wird in den nächsten 25 Jahren nochmals um rund ein Drittel abnehmen. Ursachen dafür sind die effizientere Nutzung insbesondere der fossilen Energien und die relative Abnahme der energieintensiven Prozesse und Geräte in Industrie und Haushalt. Kombiniert mit zunehmenden Anteilen von „sauberen" Energien spiegeln sich diese Entwicklungen auch in der Abnahme der CO_2-Intensität wider, und das trotz Zunahme des Energieverbrauchs.

Die Änderungen in der Versorgungsstruktur werden hohe Kosten verursachen. Für die Schaffung neuer Produktionskapazitäten im Energiesektor sowie für die Erneuerung der Energie-Infrastruktur wird in der Zeitperiode 2005–2030 ein Investitionsvolumen von 1800 Mrd. € veranschlagt. Neben der Wahrung des Prinzips der zuverlässigen Energieversorgung sind aber im zunehmenden Maß die Effizienzsteigerung bei der Energieumwandlung und die Senkung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen wesentliche Elemente von zukünftigen Investitionsentscheidungen. Etwa die Hälfte der Gelder wird voraussichtlich in den Stromerzeugungssektor investiert, davon allein ein Drittel für den Kapazitätsaufbau zur Nutzung erneuerbarer Energieträger.

Als Brennstoff mit den höchsten Verbrauchszuwachsraten wird Erdgas angesehen. Hier werden Investitionen in die Infrastruktur von 220 Mrd. € und in Kraftwerke von 150 Mrd. € vorausgesagt. Diese Beträge unterstreichen die Bedeutung von Gas für die zukünftige Energieversorgung Europas.

Der steigende Energieverbrauch der EU-25 und die im weltweiten Vergleich geringen lokalen Reserven fossiler Energieträger werden die Importabhängigkeit merklich erhöhen. Dies wird als eine der größten zukünftigen Herausforderungen der EU angesehen. Derzeit liegt der Importanteil bei rund 50 %. Dabei kann vor allem der Kohlebedarf zu zwei Dritteln aus eigenen Quellen gedeckt werden, zur Deckung des Ölbedarfs dagegen müssen über 80 % importiert werden. Trotz des erwarteten zukünftigen Rückgangs des relativen Erdöl-Anteils in der europäischen Energieversorgung ist ein weiterer Anstieg der Erdölimporte und der Importabhängigkeit (>90 % in 2030) zu befürchten. Auch beim Erdgas, bei dem der Importanteil derzeit bei 57 % liegt, wird eine deutliche Zunahme auf bis zu 84 % des Gesamtverbrauchs im Jahr 2030 prognostiziert. Hier gilt es, die Herkunft der Importe weiterhin zu diversifizieren und bei Erdgas durch Ausbau der LNG-Infrastruktur den sich gerade etablierenden LNG-Markt zu stärken. Die wichtigsten außereuropäischen Lieferländer sind Russland und andere GUS-Staaten (Öl und Gas), die OPEC-Länder (Öl) sowie Südafrika, Kolumbien und Australien (Steinkohle).

Mit Ausnahme von Dänemark sind alle EU-Mitgliedstaaten von Energieimporten abhängig. Die Niederlande, Großbritannien, Schweden, Polen, Tschechien, Bulgarien, Rumänien und Litauen können ihren Energiebedarf zu mehr

als 50 % aus eigenen Quellen decken, alle anderen EU-Mitgliedsländer dagegen sind vorwiegend auf Importe angewiesen. Nach Schätzungen der Europäischen Kommission könnte die Energie-Importabhängigkeit bis 2030 auf mehr als zwei Drittel steigen.

Energie- und Klimapolitik

Für die europäischen Wirtschaftsstandorte ist die zuverlässige und kostengünstige Energieversorgung von erstrangiger Bedeutung. Gleichzeitig nimmt der Stellenwert des Umweltschutzes weiter zu und wird zu einem wichtigen Entscheidungsfaktor für die Energiepolitik. Die Arbeits- und Sozialpolitik ergänzen das Spektrum der Kräfte, die einen signifikanten Einfluss auf energiepolitische Entscheidungen ausüben. Dieses Spektrum bildet auch den Rahmen, in dem eine gesamteuropäische Strategie festgelegt werden muss.

Nachdem die Strategien in der Energielandschaft des 21. Jahrhunderts in dem von der Europäischen Kommission im März 2006 vorgelegten Grünbuch mit dem Titel „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie" dargelegt und öffentlich diskutiert worden sind (s. Sonderthema des Heftes, Ausgabe 2006), legte die EU-Kommission am 10. Januar 2007 ein umfassendes Maßnahmenpaket zur zukünftigen Energie- und Klimapolitik vor. Auf dem EU-Frühjahrsgipfel im März 2007, der unter deutscher Ratspräsidentschaft stattfand, ist ein zugehöriger Aktionsplan verabschiedet worden. Darin sind aus der globalen Perspektive und unter dem Motto „Neue industrielle Revolution: Transformation Europas in CO_2-arme Wirtschaft" die wichtigsten Zielsetzungen im Hinblick auf Klimawandel, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der EU formuliert worden. Mit dem Papier ist es der EU gelungen, erstmals zum Thema Energie- und Klimapolitik ein integriertes Gesamtpaket vorzulegen und zu verabschieden. Angesichts der globalen Herausforderungen wurde gleichzeitig der Versuch unternommen, mehr Einfluss auf die nationale Energie- und Klimapolitik zu gewinnen.

Eine der wichtigsten strategischen Zielsetzungen des Papiers ist die Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen. Das formulierte Ziel, die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 20 % gegenüber den Werten von 1990 zu senken, wird im Kontext der internationalen Bestrebungen zur Reduktion der CO_2-Emissionen gesehen. Sollten internationale Vereinbarungen verwirklicht werden, wird eine Reduzierung des CO_2-Ausstoßes in Industrieländern um 30 % bis 2020 angestrebt. Hält man darüber hinaus am Ziel fest, die globalen Emissionen von Treibhausgasen bis 2050 um 50 % zu reduzieren, wird eine Minderung des Ausstoßes in den Industrieländern um 60 bis 80 % als notwendig angesehen. Mit diesen anspruchsvollen Zielen will die europäische Führung ihre Bemühungen zum Ausdruck bringen, die Auswirkungen des Klimawandels nachhaltig zu bewältigen.

Die zugehörigen Maßnahmen erstrecken sich von der Steigerung der Energieeffizienz, darunter:

- Umsetzung des Energieeffizienz-Aktionsplans vom 16. Oktober 2006 (darunter 20 % Einsparung beim Primärenergieverbrauch)
- beschleunigte Nutzung Kraftstoff sparender Fahrzeuge
- strengere Standards und bessere Kennzeichnung
- Verbesserung der Energieeffizienz in vorhandenen Gebäuden
- verstärkte Nutzung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK)

über Stärkung der Rolle regenerativer Energieträger, darunter:

- massiver Ausbau von Stromerzeugung und Biokraftstoffen
- Vorlage neuer Legislativen
- Einführung von nationalen Aktionsplänen
- verbindliche Mindestanteile bis 2020: erneuerbare Energien 20 %, Biokraftstoffe 10 %

bis zum Vorantreiben innovativer Technologien und des richtigen Energiemix, darunter:

- Bau von zwölf großen Kraftwerken als Demonstrationsanlagen für die CO_2-Abtrennung und -Speicherung
- Bau von Kernkraftwerken der vierten Generation, allerdings mit Priorität von nationalen Entscheidungen.

Neben den klimarelevanten Inhalten sind in der neuen europäischen Energiepolitik ebenso Aspekte der Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Stärkung des Binnenmarkts konkret formuliert worden. Einer gemeinsamen Energie-Außenpolitik fällt dabei eine besondere Rolle zu. Für ihre Umsetzung sind zunächst der Abschluss internationaler Energieeffizienz-Abkommen, umfassende Partnerschaften zu Russland und weiteren EU-Nachbarn (u. a.

Norwegen, Libyen, Algerien), Dialoge mit Energieerzeuger- und Transitländern und eine Afrika-Europa-Energiepartnerschaft geplant. Der weitere Ausbau eines funktionsfähigen und wirkungsvollen Binnenmarkts, dessen Integrationskraft Europa im Globalisierungsprozess stärken soll, wird ebenso als Element der Energiepolitik angesehen. Dies wird zusammen mit den bereits benannten Eckpfeilern Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz die zukünftige europäische Energie-Strategie definieren.

Strombörse in Deutschland – European Energy Exchange EEX

Die deutsche Strombörse EEX hat sich seit ihrer Gründung im Jahr 2002 hervorragend entwickelt und sie garantiert ein Funktionieren auf dieser elektronischen Handelsplattform.

Sie ist ein wesentliches Element der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte. In den zurückliegenden Monaten war das wettbewerbliche Funktionieren des deutschen Strommarktes Inhalt wissenschaftlicher Studien und Gutachten, zum Teil aber auch Gegenstand öffentlicher Diskussion und willkürlicher Behauptungen. Sorgfältige wissenschaftliche Ergebnisse bestätigen nun das Funktionieren dieser Handelsplattform.

Die Vorbehalte werden häufig nur mit den beobachtbaren Preisschwankungen an der Börse begründet. Dabei standen der Stromgroßhandel sowie insbesondere die Strombörse EEX im Zentrum des Interesses und auch der Kritik. Diese reichte von angeblichen Preismanipulationen

Internationale Teilnehmer und Handelsvolumen EEX

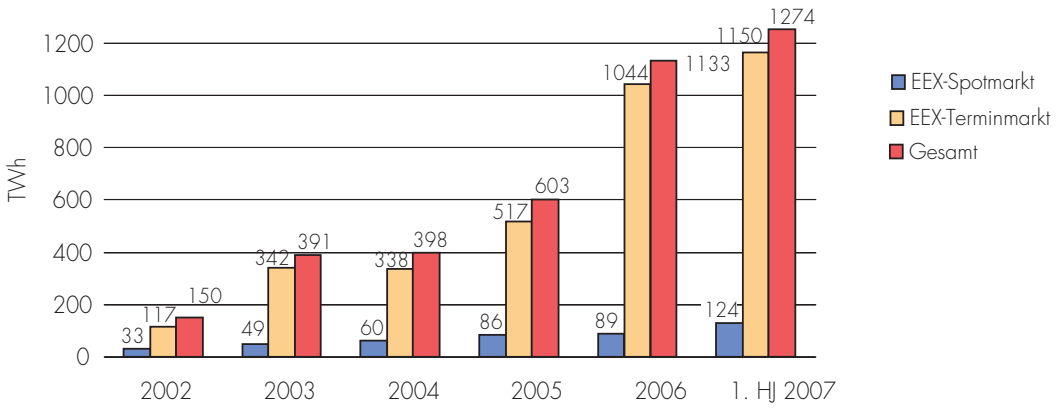
Belgien	1	Dänemark	3	Griechenland	1
Luxemburg	1	Niederlande	7	Tschechien	5
Frankreich	5	Österreich	11	Polen	7
Slowenien	2	Deutschland	69	Slowakei	2
Norwegen	3	Schweiz	21	Cayman Island	2
Italien	4	Großbritannien	25	USA	3
Spanien	3				

Insgesamt 175 Teilnehmer aus 19 Ländern

Spotmarkt
- 152 Teilnehmer (5 Market Maker)
- 11 Clearing Mitglieder
- 4 Broker

Terminmarkt
- 92 Teilnehmer (7 Market Maker)
- 15 Clearing Mitglieder
- 5 Broker

Liquideste Strombörse in Kontinentaleuropa



Quelle: Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.

durch Kapazitätszurückhaltung bis hin zur Infragestellung des Funktionierens der Börse überhaupt. Im Folgenden sollen die wesentlichen Zusammenhänge der Preisbildung im Großhandel und auf dieser Basis die wesentlichen Vorwürfe diskutiert werden.

An der Börse gibt es eine große Anzahl von Unternehmen, die day-ahead, d. h. für den nächsten Tag, oder auf Termin für einen Lieferzeitpunkt in der Zukunft (mehrere Tage bis Jahre) Strom anbieten oder nachfragen.

Die Börse nimmt dann den Abgleich der Kauf- und Verkaufsgebote vor und errechnet, welche Angebote zum Zuge kommen. Es wird dabei sichergestellt, dass die Angebote in der Reihenfolge ihrer Preise, beginnend mit dem günstigsten, berücksichtigt werden. Der erzielte Preis ist dann für alle diese Anbieter gleich und entspricht dem Angebotspreis des teuersten, gerade noch zur Nachfragedeckung benötigten Angebots. Dieses Preisbildungsprinzip ist typisch für liberalisierte Märkte und findet auf nahezu allen Rohwarenmärkten z. B. auf dem für Kupfer und auf dem für Aluminium breite Anwendung. Es führt zu einem Ranking des Kraftwerkseinsatzes nach variablen Produktionskosten – zur sogenannten Merit Order. Im perfekten Wettbewerb würde so der Großhandelspreis stets den kurzfristigen Grenzkosten des zur Bedarfsdeckung gerade noch benötigten Kraftwerks („Grenzkraftwerk") entsprechen. Hätte ein Unternehmen dagegen eine stark marktbeherrschende Stellung, was für Deutschland nicht zutreffend ist, so könnte es – allerdings nur theoretisch – versuchen, durch Zurückhaltung eines günstig produzierenden Kraftwerks die Merit Order hin zu den „teureren" Kraftwerken zu verkürzen und damit für eigene Kraftwerke, aber eben auch für die Anlagen der Konkurrenten den erzielbaren Preis zu erhöhen. In der Praxis sind diese Voraussetzungen nicht gegeben.

Auf diese rein theoretische Möglichkeit zielten die meisten in letzter Zeit geäußerten Manipulationsvorwürfe. Die meisten seriösen Studien kommen zu dem Schluss, dass ein nennenswerter Marktmacht-Missbrauch im deutschen Strommarkt nicht nachweisbar ist.

So kommt die Studie von Prof. Axel Ockenfels von der Universität Köln zu dem Ergebnis: „Auf Basis der vorliegenden Evidenz erscheint der Schluss unzulässig, dass Marktmacht an der Strombörse hinreichend preistreibend gewirkt hat, um wettbewerbspolitische Eingriffe in die Preisbildung rechtfertigen zu können. Insbesondere gibt es überzeugende theoretische und empirische Evidenz dafür, dass die stark kritisierten Strompreiserhöhungen und die daraus resultierenden Gewinnsteigerungen der Anbieter im Jahr 2005 nicht auf die Ausübung von Marktmacht zurückgeführt werden können, sondern vielmehr vornehmlich die direkte Folge der Emissionshandelspolitik einschließlich der Ausgestaltung des Nationalen Allokationsplans (sowie von Brennstoffpreisentwicklungen) sind."

Alle Studien, die sich Fragen der Preismanipulation widmen, stehen vor der Herausforderung, die Angebotskurve des deutschen Kraftwerksparks mit vielen verschiedenen Stromerzeugern mit hoher Genauigkeit modellieren zu müssen, was angesichts der z. Z. nur teilweisen Verfügbarkeit der Daten äußerst fehleranfällig ist. Dies gilt für ein Gutachten von Prof. Christian von Hirschhausen von der Universität Dresden, das Anzeichen für ein manipuliertes Preisniveau zu erkennen glaubte und dem hier vorgehalten werden muss, beim Ersetzen fehlender Daten von falschen Annahmen hinsichtlich der Kostenstruktur der Angebotsseite ausgegangen zu sein. So wurden dort z. B. die Grenzkosten für einzelne Kraftwerke nur geschätzt, und die Vorhaltung von notwendigen Kraftwerksreserven zur Sicherung der Netzstabilität und zur Erfüllung der Lieferzusagen blieben unberücksichtigt.

Ein weiteres im Auftrag der EU-Kommission erstelltes Gutachten kommt zu der Einschätzung, dass das Preisniveau im deutschen Großhandel in der Vergangenheit zum Teil über einem sich wettbewerblich einstellenden Wert lag. Als Schlussfolgerung wird vermutet, dass damit Hinweise auf Ausübung von Marktmacht gegeben seien.

Diese Studie zeigt deutliche methodische Schwächen: Es wurde beispielsweise – entgegen der einhelligen Bewertung zahlreicher Volkswirte – der Wert der bei der Stromerzeugung eingesetzten CO_2-Emissionsrechte nicht als Kostenbestandteil berücksichtigt. Dies trug maßgeblich zu dem wahrgenommenen Preisaufschlag bei und wurde dann als marktmachtbedingt interpretiert.

Ungeachtet der Defizite der o. g. Untersuchungen ist allerdings ein definitiver Nachweis, dass zu keinem Zeitpunkt Marktmacht ausgeübt wurde, prinzipiell kaum zu führen. Dies gilt für alle Börsenplätze in Europa. Insofern erscheint es allgemein geboten, die im europäischen Vergleich recht hohe Transparenz der EEX trotzdem weiter zu erhöhen, um generell das Vertrauen aller Marktteilnehmer in den Großhandel und seine wichtigste Plattform, die EEX, zu stärken.

„Intelligentes Stromnetz“

In der aktuellen Debatte über neueste Entwicklungen der Stromnetze fallen immer wieder die Schlagworte Smart Grid (EU), Intelligent Grid (USA) – oder einfach auf Deutsch „Intelligentes Stromnetz“.

Gemeinsam ist diesen Konzepten, dass sie die Leistungsfähigkeit der bestehenden Stromnetze durch eine Integration von moderner Sensor- und Messtechnik, IuK-Anwendungen und leistungsstarken Steuersystemen zu steigern suchen.

Auch heutige Stromnetze werden bereits mit viel maschineller Intelligenz betrieben. In den modernen Leitwarten werden große Datenmengen in Echtzeit analysiert und interpretiert, auf deren Basis werden Diagnosen erstellt und der Betrieb des Netzes wird gesteuert.

Auch werden schon heute Verbraucher und Erzeuger im Netz über IuK-Technologien zentral gesteuert – bei den Verbrauchern z. B. über die Rundsteuerung bei Wärmespeicherheizungen, bei der Erzeugung beispielsweise beim Einsatz von Regelenergie.

Das aktuelle Interesse an dem Thema „Intelligente Stromnetze“ wird aus zwei Richtungen angefacht.

Zum einen dringt die IuK-Anbindung in immer weitere Bereiche des Alltags in Industrie und Privatleben vor. Kommunikationsnetze stehen überall und jederzeit zu geringen Kosten zur Verfügung, und viele Geräte und Anlagen sind bereits mit diesen Netzen verbunden. Da drängt sich die Frage auf, ob mit diesen leicht zugänglichen Informationen nicht Energie gespart oder Erzeugungskapazitäten geschont werden könnten.

Zum anderen verändern sich die Anforderungen an die seit Langem bestehenden und sehr leistungsfähigen Stromnetze. Eine zusätzliche Anforderung entspringt dem Auseinanderdriften der Orte von Erzeugung und Verbrauch in Deutschland: Die Einspeisung von Windkraft geschieht hauptsächlich in den ländlichen Regionen Norddeutschlands, während der Verbrauch in den wirtschaftlich starken südlichen Bundesländern besonders hoch ist. Dazu kommt noch die Tendenz, neue fossile Kraftwerke in Küstennähe in Norddeutschland zu bauen, um die Transportkosten für Kohle zu reduzieren. Eine weitere Veränderung der Anforderungen an die Stromnetze hat ihren Ursprung in der Schaffung eines einheitlichen, liberalisierten Strommarktes in Europa. Durch den internationalen Handel steigt die durchschnittliche Entfernung, über die Strom von der Erzeugung zum Verbrauch transportiert wird. Folglich sind die bestehenden Netze höher ausgelastet – und es wird interessant, „Stau im Stromnetz“ durch neue Technologien prognostizieren und durch geeignete Maßnahmen vermeiden zu können.

Konzepte „Intelligenter Stromnetze“ zeigen auf, wie die Nutzung der Netze und die Erfüllung der neuen Anforderungen an sie mit Hilfe der Elektrotechnik und IuK besser gelöst werden können als mit den bestehenden Technologien. Die Themen reichen von der Optimierung des Netzaufbaus wie z. B. durch Gleichstromübertragung über große Distanzen oder Leistungselektronik bis hin zur optimalen Abstimmung von Angebot und Nachfrage selbst bei kleineren Strommengen – beispielsweise durch virtuelle Kraftwerke. Integrativer Bestandteil dieser Überlegungen sind neue Kommunikationsstrukturen zur täglichen Steuerung des Energieeinsatzes – z. B. über Internetplattformen.

http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf

http://www.epri.com/IntelliGrid/

Vergabe von Grenzkuppelkapazitäten

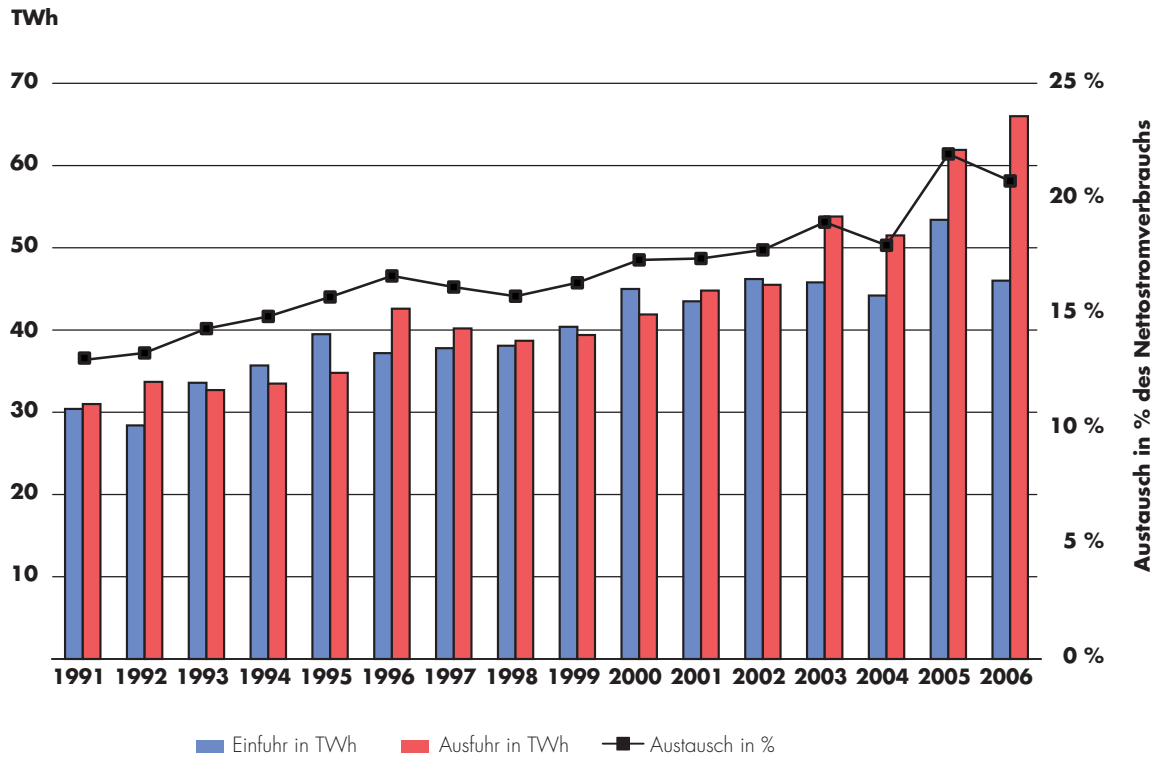
Die Liberalisierung und das Zusammenwachsen der europäischen Energiemärkte haben eine neue Situation im grenzüberschreitenden Stromhandel geschaffen. Zwar gab es schon immer Stromim- und exporte zwischen europäischen Ländern, die entsprechenden Kuppelstellen dienten aber in erster Linie dem kurzfristigen Austausch kleinerer Mengen zur Sicherung von Netzstabilität und anderer systemischer Notwendigkeiten.

Mit der Liberalisierung der Märkte und der Herausbildung der Wertschöpfungsstufe Handel sind neue Möglichkeiten für Energiehändler entstanden – von der kurzfristigen Arbitrage eines Gefälles zwischen zwei nationalen Preiszonen bis hin zum Abschluss langfristiger Bezugs- oder Lieferverträge mit einem Partner im Ausland. Die Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels ist ein von der EU äußerst erwünschter Prozess und wichtiges Element eines funktionierenden Binnenmarktes: Das Zusammenwachsen der Energiemärkte (Stichwort „EU-Binnenmarkt") erhöht die ökonomische Effizienz der Bedarfsdeckung und schwächt oligopolistische Strukturen auf nationaler Ebene, wo solche noch vorhanden sind.

Die vorhandenen Interkonnektor-Kapazitäten sind allerdings für den wachsenden Übertragungsbedarf meist nicht ausgelegt. Langfristig besteht daher die Notwendigkeit, die Interkonnektorkapazität in Europa auszubauen, soweit ökonomisch sinnvoll, kurz- und mittelfristig wird allerdings die effiziente und diskriminierungsfreie Nutzung der bestehenden Grenzkuppelkapazitäten im Vordergrund stehen. Hierzu existieren diverse Lösungen.

Mit Ausnahme der österreichischen Grenze, der einzigen derzeit noch engpassfreien deutschen Grenze, werden derzeit an allen deutschen Grenzen explizite Auktionen durchgeführt. Dabei werden die verfügbaren Kapazitäten in Jahres-, Monats- und Tagesauktionen versteigert. Dadurch werden in einem transparenten Verfahren belastbare explizite Preissignale generiert. Des Weiteren ermöglicht die Vergabe der Kuppelkapazitäten durch explizite Auktion die Absicherung physischer grenzüberschreitender Lieferverpflichtungen. Der Nachteil dieser Methode liegt in der geringen Reaktionsfähigkeit gegenüber kurzfristigen Preisdifferentialen zwischen den Marktgebieten und sich daraus ergebenden Arbitrage-Optionen.

Deutscher Stromaustausch mit Exportüberschuss



Quelle: VdEW 2007

Dies liegt an der unterschiedlichen Motivation – primär sollen dadurch physische Lieferverpflichtungen abgesichert werden. Im kurzfristigen Zeitfenster (day-ahead) ist der Auktionsprozess zu aufwendig und träge, um auf kurzfristige Preisentwicklungen zu reagieren.

Dadurch ist in bestimmten Situationen eine ökonomisch sinnvolle Nutzung der Interkonnektoren-Kapazität nur eingeschränkt möglich, was sich beispielsweise in ökonomisch widersinnigen Stromflüssen von der Hochpreiszone in die Niedrigpreiszone äußert.

Eine weitere Form der Integration zweier Märkte stellt das sogenannte Market Coupling dar. Dabei wird die Übertragungskapazität über einen Abgleich der Börsenangebote gleichzeitig mit der Strommenge „implizit" vergeben. Die Kauf- und Verkaufsgebote der beteiligten Börsen werden zu aggregierten Angebots- und Nachfragekurven zusammengefasst, und daraus wird der optimale Austausch über den Interkonnektor ermittelt. Übersteigen die resultierenden Lastflüsse die Kapazität des Interkonnektors, tätigen die beteiligten Börsen entsprechende „Gegengeschäfte", um den Engpass zu beseitigen.

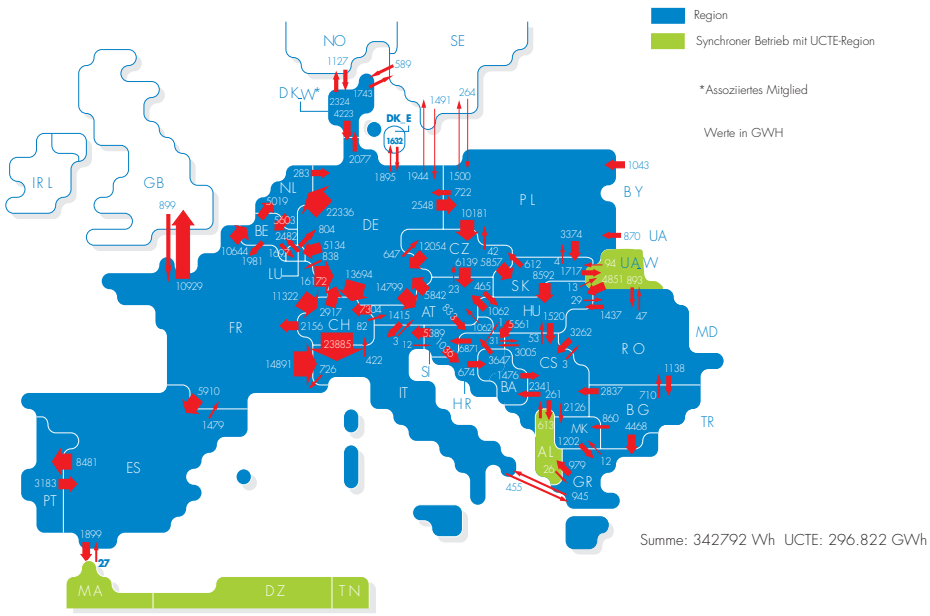
Market Coupling kommt bereits zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden zur Anwendung und hat zu einer deutlichen Annäherung der Preisniveaus zwischen den drei Ländern geführt. Auf den Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und Dänemark (z. B. Kontek-Kabel) soll die Methode bis Ende 2007 eingeführt werden. Mittelfristig wird die Integration der nationalen Märkte durch Market Coupling und den Ausbau der Kuppelstellen zu einer Annäherung der Preisniveaus und einem ökonomisch effizienteren Kraftwerkseinsatz über Grenzen hinweg führen.

Market Coupling für den nordwesteuropäischen Regionalmarkt startet 2009

Vertreter der Regierungen, der Regulierungsbehörden, der Übertragungsnetzbetreiber, der Strombörsen sowie der Verbände der Elektrizitätswirtschaft haben am Rande des Energieministerrats am 6. Juni 2007 ein sogenanntes Memorandum of Understanding (MoU) zur Kopplung der Stromhandelsmärkte im nordwesteuropäischen Regionalmarkt unterzeichnet.

Das MoU sieht eine Kopplung der Stromhandelsmärkte (Market Coupling) mit einem zentralen Auktionsbüro und harmonisierten Handelsregeln in diesem Markt (Deutschland, Frankreich, Benelux) möglichst bis zum 1. Januar 2009 vor. Durch die Kopplung der Märkte werden die Handelsmöglichkeiten der Marktteilnehmer deutlich ausgeweitet. Darüber hinaus werden die Strommärkte der fünf Länder noch enger verzahnt und sind somit auf dem Weg zu einem europäischen Regionalmarkt. Durch die verstärkte Anbindung der fünf Märkte wird eine steigende Liquidität und eine zunehmende Konvergenz der Großhandelspreise erwartet.

Abb. 12: Physischer Stromaustausch in Europa, 2006



Quelle: UCTE

Energie in Deutschland

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

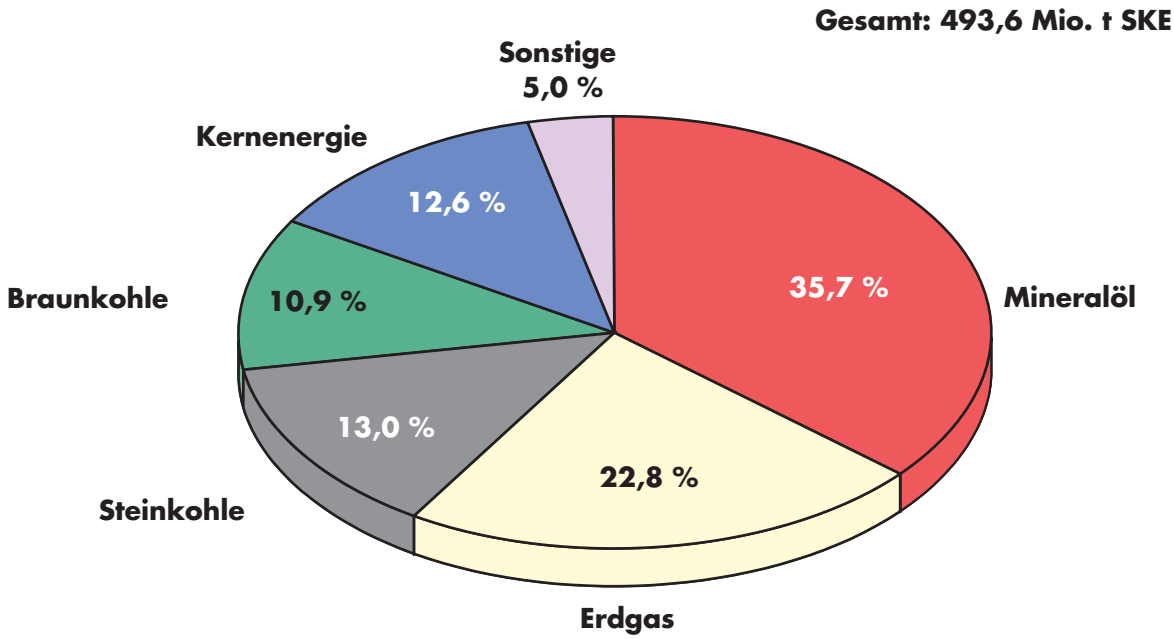
Im Jahr 2006 wurden in Deutschland 493,6 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach den USA, China, Russland, Japan und Indien an sechster Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 6,0 t SKE pro Jahr. Dies ist fast das Dreifache des weltweiten Durchschnitts und andererseits etwa die Hälfte des Verbrauchs in den USA. Setzt man dies in Relation zu den erwirtschafteten Gütern und Dienstleistungen (Energieintensität), so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So betrug der Energieverbrauch in Deutschland 2006 nur rund 214 kg SKE pro 1000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch und z. B. in China dreimal so hoch.

Deutschlands eigene Energiereserven beschränken sich im Wesentlichen auf Kohle. Der Anteil an den weltweiten Reserven ist bei Erdöl sehr gering und bei Erdgas mit 1,5 % eher marginal; aus diesen Reserven wird mit der inländischen Förderung etwa 1/6 des deutschen Gasbedarfs und 3 % des Ölbedarfs gedeckt. Deshalb ist Deutschland bei diesen Energieträgern in hohem Maß auf Importe angewiesen.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2006 zu 38 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2006 mit 75,8 Mio. t SKE bzw. 40,0 % zur gesamten inländischen Gewinnung (189,6 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 54,2 Mio. t SKE auf Braunkohle und 21,6 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 62,3 Mio. t SKE, Erdgas mit 20,1 Mio. t SKE, Mineralöl mit 5,0 Mio. t SKE, Wasser- und Windkraft mit 6,4 Mio. t SKE sowie sonstige Energien mit 20,0 Mio. t SKE.

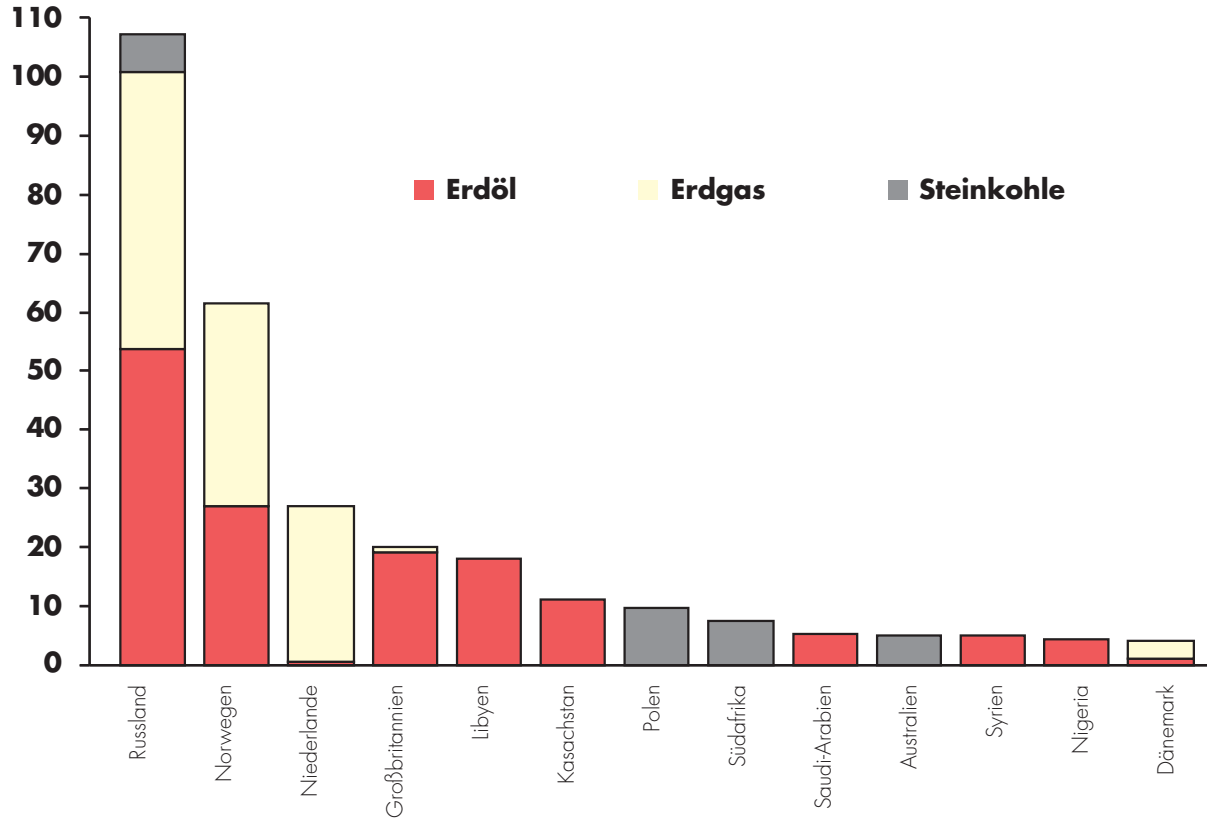
Importenergien decken 62 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Wichtigster ausländischer Energielieferant Deutschlands ist die Russische Föderation. Die Erdgas-, Rohöl- und Steinkohlenbezüge aus Russland trugen 2006 mit einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien und Libyen. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas, aus Libyen Öl, aus Norwegen und Großbritannien sowohl Rohöl als auch Erdgas. Wichtigste Steinkohlelieferanten Deutsch-

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2006



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 01/2007

Energie-Rohstofflieferanten 2006 – Angaben für Deutschland in Mio. t SKE



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2007

lands sind Polen, Südafrika, Russland, Australien und Kolumbien.

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2006 rund 68,1 Mrd. €. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 44,5 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Erdgas mit 21,4 Mrd. €. Auf Kohle entfielen 3,3 Mrd. € und auf Uran 0,5 Mrd. €. Bei Strom wurde 2006 ein Exportsaldo von 1,6 Mrd. € erzielt.

Schwerpunkte der Energiegewinnung

Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

CO_2-Emissionen

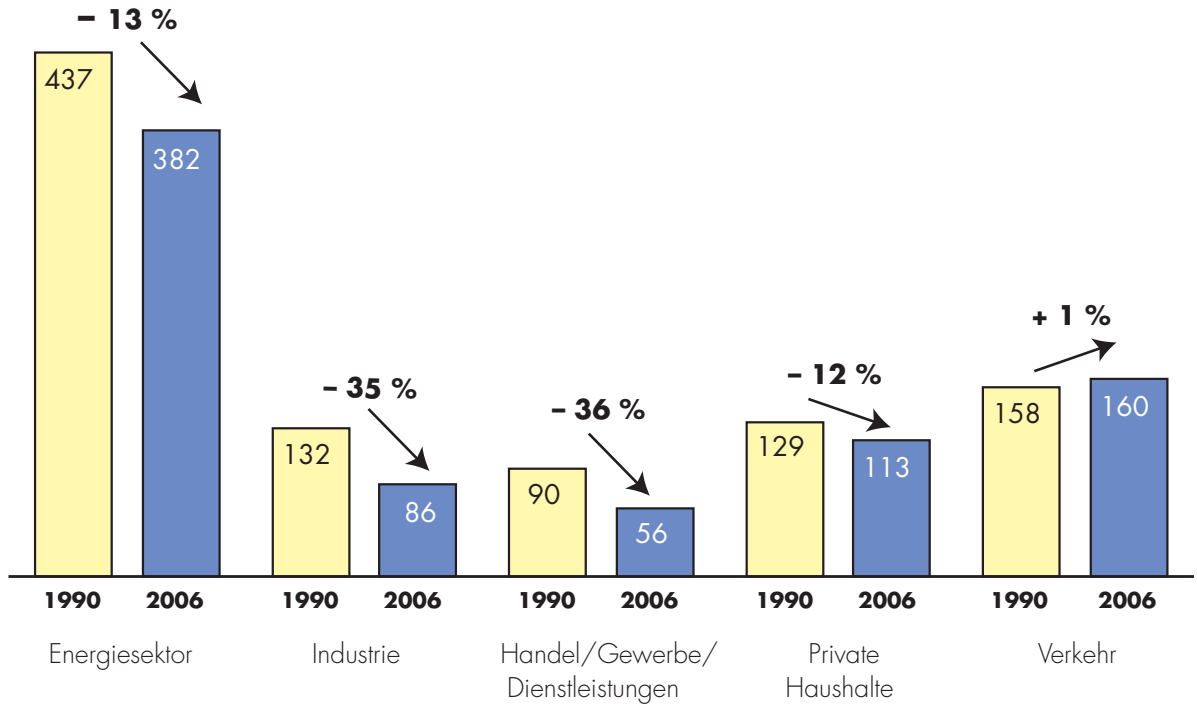
Die energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland beliefen sich 2006 auf 797 Mio. t. Unter Einbeziehung der prozessbedingten Emissionen betrug der CO_2-Ausstoß insgesamt 879 Mio. t. Das waren 14,9 % weniger als 1990. Im Jahr 1990 beliefen sich die nationalen Gesamtemissionen an CO_2 auf 1032 Mio. t.

Die Entwicklung der energiebedingten CO_2-Emissionen nach Sektoren im Zeitraum 1990 bis 2006 zeigt die nachstehende Grafik:

Die Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll von 1997 beziehen sich auf insgesamt sechs Treibhausgase. Das sind – neben Kohlendioxid (CO_2) – Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF_6). Die Emissionen an CH_4, N_2O, H-FKW, FKW und SF_6 sind in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2006 von 200 auf 132 Mio. t CO_2-Äquivalente und damit um insgesamt mehr als ein Drittel gesunken.

Die Emissionen aller sechs genannten Treibhausgase haben sich seit 1990 um 221 Mio. t CO_2-Äquivalente entsprechend 18 % verringert. Damit ist Deutschland auf gutem Weg, seine Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll und dem EU-Burden-Sharing (- 21 % im Zeitraum 1990 bis 2008/12) zu erfüllen. Bis 2008/2012 müssen hierzu die Emissionen der sechs Kyoto-Gase um weitere 38 Mio. t CO_2-Äquivalente gesenkt werden.

Energiebedingte CO_2-Emissionen in Deutschland 1990 und 2006 in Mio. t



Industrie, Gewerbe und Energiesektor haben in Deutschland den wesentlichen Beitrag zur CO_2-Minderung geleistet.

Quelle: H.-J. Ziesing, ET 05/07 sowie eigene Schätzungen

Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2006 aus der Erhebung von Verbrauchsteuern (Mineralöl-, Öko- und Stromsteuer) auf Energie 46,2 Mrd. €. Dies entspricht mehr als zwei Drittel des Werts der gesamten Energieeinfuhren (netto) Deutschlands. Von dem Energieverbrauchssteuer-Aufkommen entfielen 2006 mit 37,0 Mrd. € rund 80 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 2,9 bzw. 6,3 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei.

Verbrauchssteuersätze für Energie seit dem 01.01.2003

Energieart	Einheit	Regelsatz
Ottokraftstoff > 10 mg/kg Schwefel	ct/l	66,98
Ottokraftstoff ≤ 10 mg/kg Schwefel	ct/l	65,45
Dieselkraftstoff > 10 mg/kg Schwefel	ct/l	48,57
Dieselkraftstoff ≤ 10 mg/kg Schwefel	ct/l	47,04
Leichtes Heizöl	ct/l	6,13
Schweres Heizöl	€/t	25,00
Erdgas	ct/kWh	0,55
Flüssiggas	€/t	60,60
Strom	ct/kWh	2,05

Quelle: Bundesministerium für Finanzen

Für das produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft gelten ermäßigte Steuersätze, die für Erdgas, Flüssiggas sowie für Strom 60 % und für leichtes Heizöl 73 % der Regelsätze entsprechen. Außerdem werden 95 % des Differenzbetrages zwischen der im Kalenderjahr für Erdgas, Flüssiggas sowie Strom gezahlten Ökosteuer und der Ersparnis beim Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen erstattet. Maßgeblich für diesen sogenannten Spitzenausgleich ist die Ersparnis, die sich aus der Absenkung der Beitragssätze zwischen 1998 (20,3 %) und dem jeweiligen Antragsjahr ergibt.

Zusätzlich ist die Bereitstellung von Energie mit folgenden Abgaben und Umlagen belastet:

- Konzessionsabgaben in Höhe von rund 3,3 Mrd. € pro Jahr. Hierbei handelt es sich um Zahlungen der Strom- und Gasversorger an die Kommunen als Gegenleistung für das Recht, die öffentlichen Straßen und Plätze zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen zu benutzen.

- Förderabgaben auf die inländische Gewinnung von Erdöl und Erdgas sowie der Beitrag an den Erdölbevorratungsverband, der für seine Mitglieder die gesetzlich vorgeschriebene Erdölbevorratung sicherstellt, belaufen sich auf insgesamt rund 1,0 Mrd. €/Jahr.

  Darüber hinaus ergeben sich für den Stromverbraucher Belastungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G):

- Das EEG sichert den begünstigten Einspeisern von Strom u. a. auf Basis Wind, Wasser, Sonne, Biomasse und Geothermie Vergütungen weit oberhalb der marktüblichen Preise. Die vom Stromverbraucher über diese gesetzliche Regelung finanzierten Subventionen zu Gunsten des Einsatzes erneuerbarer Energien sind 2006 auf 3,3 Mrd. € angestiegen.

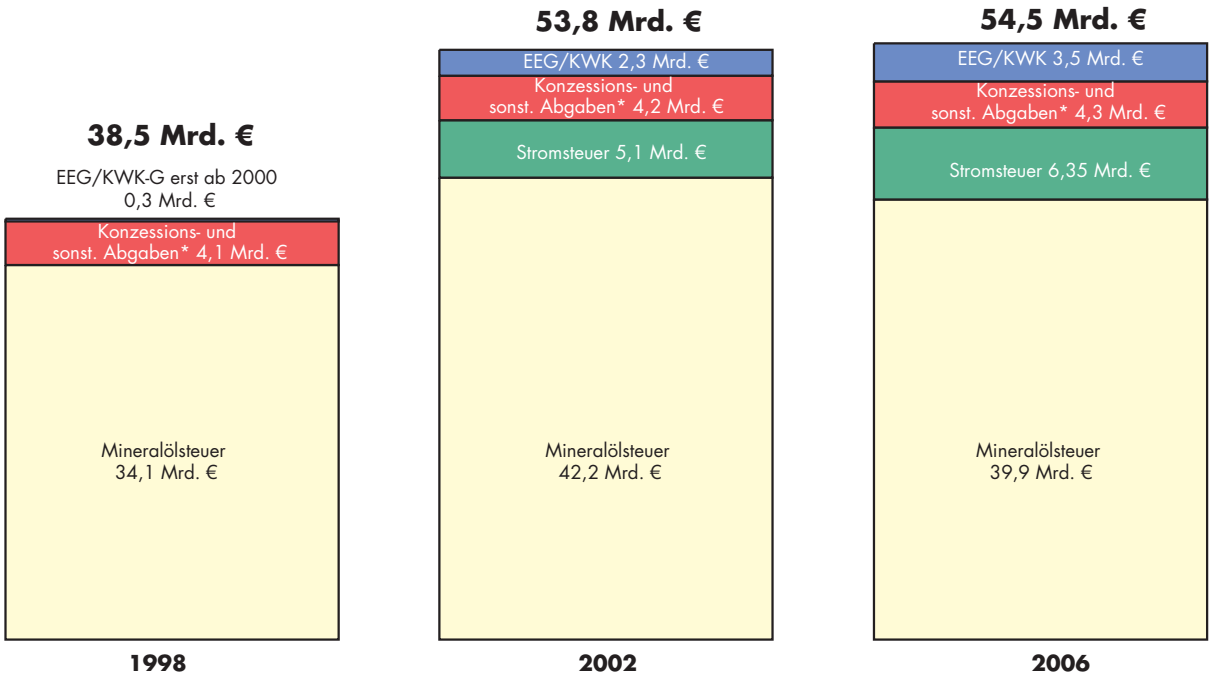
- Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz) schreibt von der Art der Anlage abhängige gestaffelte Bonuszahlungen des Netzbetreibers für Strom vor, der aus KWK-Anlagen eingespeist wird. Daraus ergibt sich für 2006 ein Subventionsvolumen von 0,7 Mrd. €.

Damit belief sich die gesamte staatliche Belastung der Energie-Bereitstellung im Jahr 2006 auf 54,5 Mrd. €. Das sind 16 Mrd. € mehr als im Jahr 1998. Im privaten Bereich und bei einigen Wirtschaftszweigen, z. B. öffentlichen Einrichtungen, kommt die Mehrwertsteuer als weitere Komponente zu den genannten Zahlen noch hinzu.

Die hohe Belastung des Energieverbrauchs durch Steuern, Abgaben etc. findet ihren Niederschlag in einem Staatsanteil am Endverbraucherpreis von 65 % (Ottokraftstoff) bzw. 56 % (Dieselkraftstoff) bei Kraftstoffen, wo zusätzlich auf den hohen Mineralölsteueranteil noch Mehrwertsteuer erhoben wird, 38 % bei Elektrizität und 23 % bei Erdgas (Durchschnittswerte für Privatkunden – Stand 2006).

Die inländische Förderung von Erdöl und Erdgas wird zusätzlich mit Förderabgaben beaufschlagt, die im Jahr 2006 den Wert von rund 1 Mrd. € erreichten.

Energiesteuern und -abgaben in Deutschland

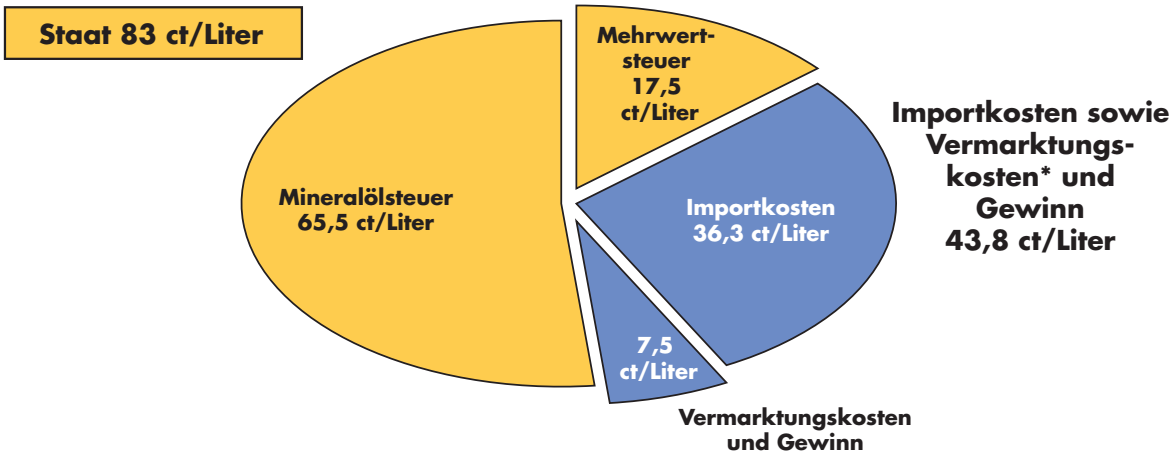


*davon Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr, Förderabgabe Erdgas und Erdöl 0,4 Mrd. € (2002 und 2003) bzw. 0,5 Mrd. € und Erdölbevorratungsabgabe 0,5 Mrd. €/Jahr.

Quelle: Bundesminister für Finanzen sowie Schätzung des VDEW

Benzinpreis 2006: Staatsanteil von 65 %

Durchschnittspreis Eurosuper: 126,8 ct/Liter

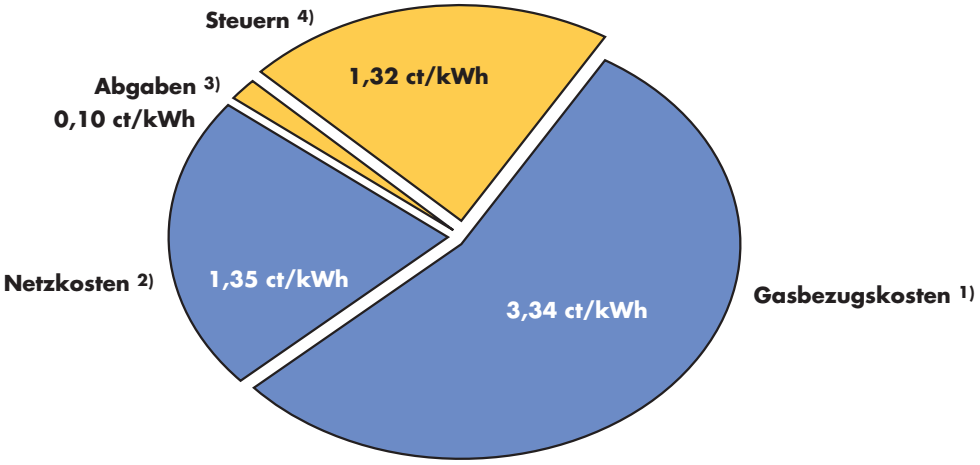


* Inlandstransport, Lagerung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Erdgaspreis 2006: Staatsanteil von 23 %

Mengengewichteter Mittelwert: 6,11 ct/kWh*



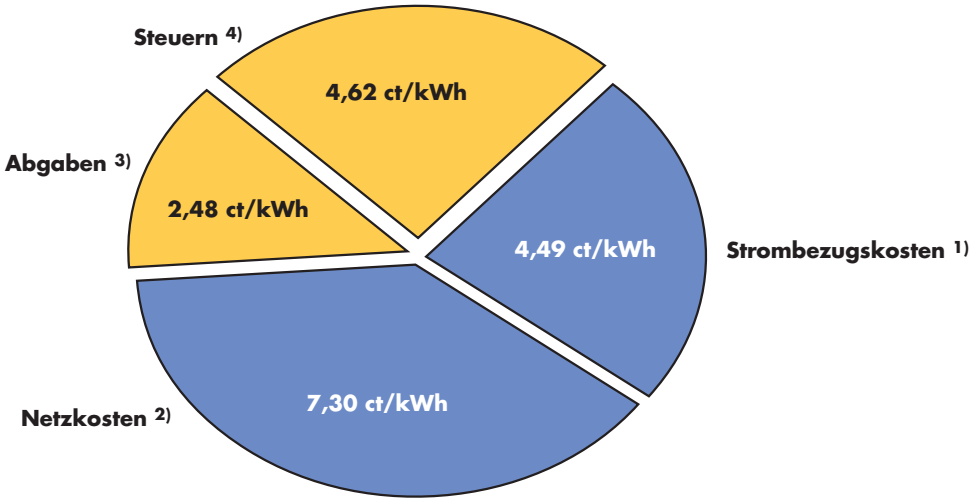
1) plus Versorgungsmarge 2) einschl. Verrechnungsentgelt 3) Konzessionsabgaben 4) Erdgassteuer inkl. Rabatt und Umsatzsteuer

* Bezogen auf den Preis je kWh für einen vollversorgten Haushalt (23260 kWh pro Jahr); Stand 01.04.2006

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2006, Bonn, August 2006, S. 110

Strompreis 2006: Staatsanteil von 38 %

Mengengewichteter Mittelwert: 18,89 ct/kWh*



1) plus Versorgungsmarge 2) einschl. Verrechnungsentgelt 3) Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Aufschlag 4) Stromsteuer und Umsatzsteuer

* Bezogen auf Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh, darunter 1300 kWh Nachtstrom; Stand 01.04.2006

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2006, Bonn, August 2006, S. 63

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 3 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden kann. Sie beliefen sich 2006 auf 109,5 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 36,4 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

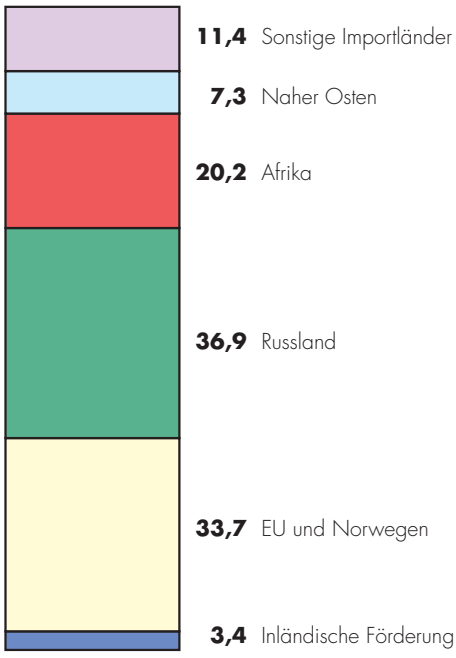
Die Rohöleinfuhren stammten 2006 zu 31 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 34 % aus Russland, zu 18 % aus Afrika, zu 7 % aus dem Nahen Osten und zu 10 % aus anderen Regionen. Der OPEC-Anteil betrug 21 %.

Die Rohöldestillationskapazität lag 2006 bei 115,8 Mio. t/Jahr. Die Kapazität an Konversionsanlagen, die der Umwandlung schwerer Produkte und Halbfabrikate in höherwertige leichtere Erzeugnisse wie Benzin, Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl dienen, betrug 2006 rund 46,2 Mio. t/Jahr.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten erreichte 2006 knapp 113,2 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 22,6 Mio. t; Dieselkraftstoff: 29,1 Mio. t), das leichte Heizöl mit dem Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (26,5 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (17,0 Mio. t), Flugkraftstoff (8,5 Mio. t) und schweres Heizöl (6,3 Mio. t).

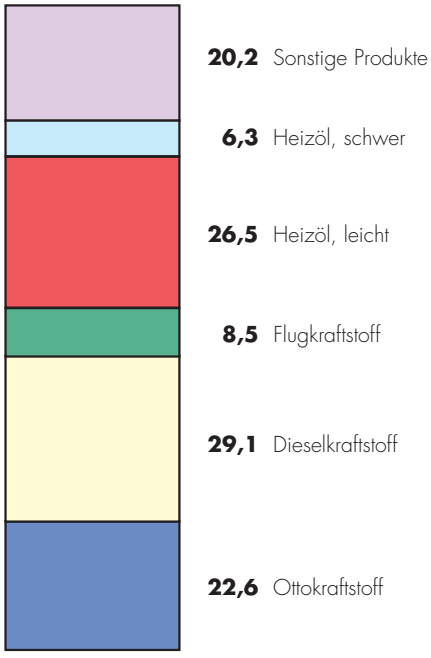
Mineralöl bleibt – trotz eines absolut rückläufigen Verbrauchs – auch in der langfristigen Perspektive der wichtigste Energieträger in Deutschland. Die Entwicklung bei den Hauptprodukten wird gemäß der Prognose des Mineralölwirtschaftsverbandes differenziert eingeschätzt. Die Nachfrage nach Ottokraftstoffen wird sich demnach bis 2025 um etwa 40 % vermindern. Entscheidende Bestimmungsfaktoren dafür sind der Rückgang des Bestands an benzinbetriebenen PKW, abnehmende Jahresfahrleistungen und eine kontinuierliche Verringerung des spezifischen Verbrauchs bei Neufahrzeugen.

Rohölaufkommen 2006 nach Herkunft (in Mio. t)



112,9 Insgesamt

Inlandsabsatz 2006 Mineralölprodukte (in Mio. t)



113,2 Insgesamt

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Der Verbrauch an Dieselkraftstoff wird in den nächsten Jahren aufgrund eines weiter zunehmenden Bestandes an PKW mit Dieselantrieb bis 2010 voraussichtlich noch ansteigen, in den Folgejahren aber absinken, und für 2025 wird ein um etwa 10 % unter dem im Jahr 2006 liegendes Niveau prognostiziert. Für leichtes und schweres Heizöl zusammen wird in 2025 ein um fast ein Drittel geringerer Bedarf als 2006 erwartet. Demgegenüber wird bei Flugkraftstoff auch künftig noch mit einer Zunahme der Nachfrage gerechnet, die bis 2025 etwa 45 % entspricht.

Erdgas

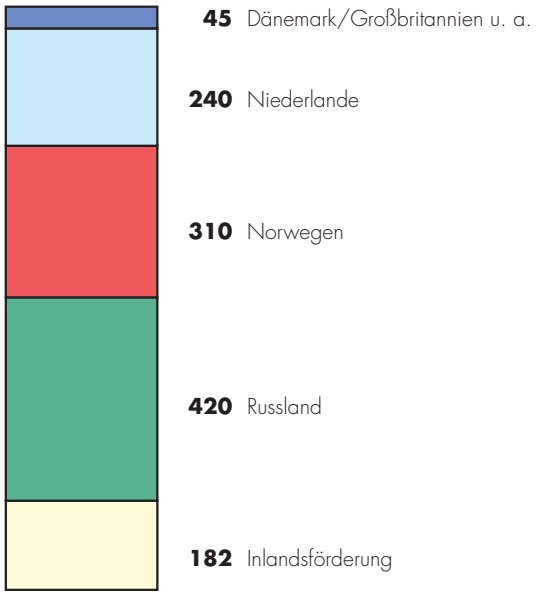
Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen stammte 2006 zu rund 20 % aus heimischer Förderung und zu etwa 80 % aus Importen verschiedener Herkunft: 34 % aus Russland, 24 % aus der norwegischen Nordsee, etwa 20 % aus den Niederlanden sowie 4 % aus Großbritannien und Dänemark. Der Bezug des Erdgases aus dem Ausland erfolgt zum weit überwiegenden Teil auf der Basis langfristiger Verträge zwischen den Lieferanten und einer Reihe von auf dem deutschen Markt tätigen Importgesellschaften.

Der Erdgasverbrauch betrug 2006 rund 1016 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 47 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2006 hatten 48 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 25 % am Erdgasverbrauch beteiligt, der Einsatz zur Stromerzeugung mit 14 % und die Verwendungen nicht energetischer Verbrauch, Fernwärmeerzeugung und Eigenbedarf zusammen mit 14 %.

Erdgas hat auf dem deutschen Energiemarkt weiterhin Wachstumsperspektiven. Weitere geringe Zuwächse werden im Haushalts- und im Kleinverbrauchssektor erwartet. In der Industrie wird mit einer leichten Zunahme des Versorgungsanteils gerechnet. Größere Wachstumspotenziale bestehen längerfristig aber vor allem in der Stromerzeugung.

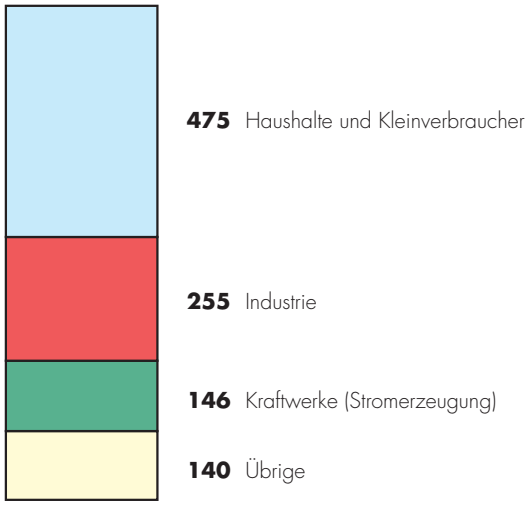
Beschaffungsseitig wird sich die deutsche Erdgasversorgung künftig in weiter steigendem Maße auf Importe abstützen. Mit ihrer langfristig angelegten Beschaffungspolitik hat sich die deutsche Gaswirtschaft bereits jetzt für die nächsten Jahrzehnte Mengen aus heutigen Lieferländern in beachtlichem Umfang vertraglich gesichert und damit schon Vorsorge für eine auch künftig sichere Erdgasversorgung getroffen. Ein weiterer Beitrag zur Versorgungssicherheit ist die Erschließung von heimischen Erdgaslagerstätten, der Ausbau der Bezugswege sowie die Entwicklung des Marktes für LNG (Liquified Natural Gas).

Erdgasaufkommen 2006 (in TWh)



1197 Insgesamt

Erdgasverbrauch 2006 (in TWh)



1016 Insgesamt

Quelle: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW)

Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2006 21,6 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 73 % auf das Ruhr-Revier, 18 % auf das Saar-Revier und 9 % auf das Ibbenbürener Revier.

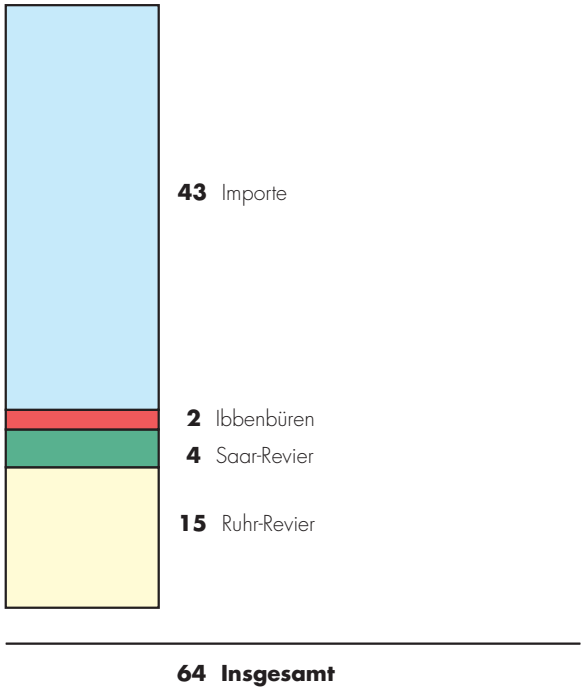
Im Jahr 2006 deckten die Steinkohlenimporte etwa 66 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu etwa 80 % auf fünf Lieferländer, nämlich Polen, Südafrika, Russland, Australien und Kolumbien.

Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2006 ein Volumen von 64 Mio. t SKE. Der Verbrauch an Steinkohle verteilte sich mit 44 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 18 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

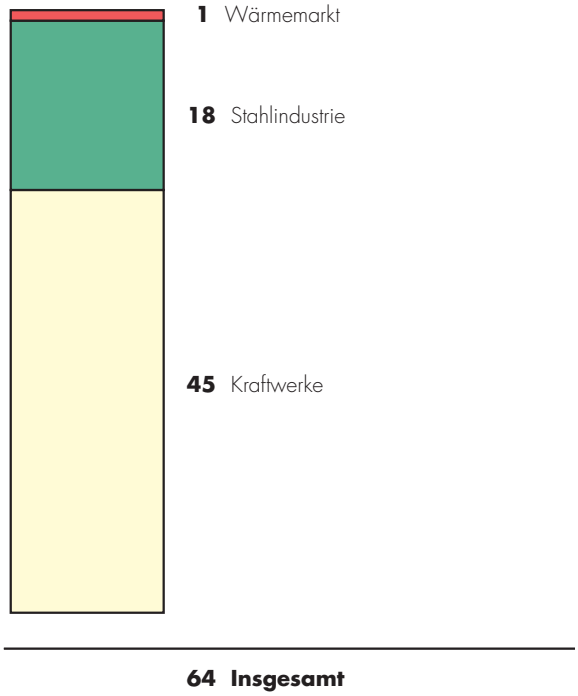
Vor allem aufgrund der geologischen Bedingungen kann die deutsche Steinkohle bei den Produktionskosten nicht mit der Kohle aus überseeischen Lagerstätten konkurrieren. Der deutsche Steinkohlenbergbau wurde durch eine energiepolitisch begründete (d. h. zur Verringerung der Importabhängigkeit bei der Energieversorgung) finanzielle Unterstützung gesichert. Der zunehmend liberalisierte und offene Welthandel für fossile Energieträger, bi- und multilaterale Lieferverträge und die angestrebte Energiecharta machen diese Subvention überflüssig. Bis 2012 ist daher gemäß der Anfang 2007 aktualisierten Bergbauplanung eine Förderreduktion auf 12 Mio. t vorgesehen.

Im Hinblick auf die Zukunft der heimischen Steinkohle gab es Ende Januar/Anfang Februar 2007 zwischen der Bundesregierung, den Länderregierungen der Bergbauländer NRW und Saarland sowie der IG BCE und dem RAG-Konzern eine Kompromiss-Einigung, die Subventionierung der heimischen Steinkohle spätestens bis zum Jahr 2018 zu beenden. Sie steht jedoch unter dem Vorbehalt einer nochmaligen eingehenden Überprüfung des Ausstiegsbeschlusses im Jahr 2012.

Steinkohlenaufkommen 2006 (in Mio. t SKE)



Steinkohlenverbrauch 2006 (in Mio. t SKE)



Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)

Braunkohle

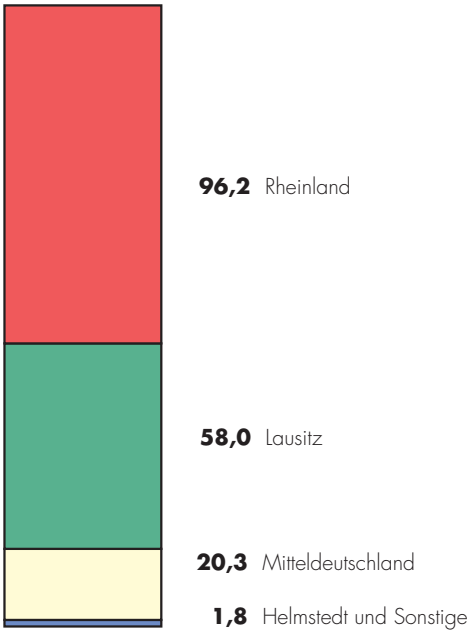
In Deutschland wurden 2006 rund 176 Mio. t Braunkohle – entsprechend 54,2 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden knapp 0,1 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentriert sich auf vier Regionen: das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden, das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig und das Helmstedter Revier in Niedersachsen. 2006 entfielen von der Gesamtförderung 54,6 % auf das Rheinland, 32,9 % auf die Lausitz, 11,5 % auf Mitteldeutschland sowie 1,0 % auf Helmstedt.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die sogenannte Grundlast. 2006 wurden rund 163 Mio. t Braunkohle in Kraftwerken eingesetzt. Daraus wurden 152 TWh Strom erzeugt. Dies entsprach 23,9 % der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland.

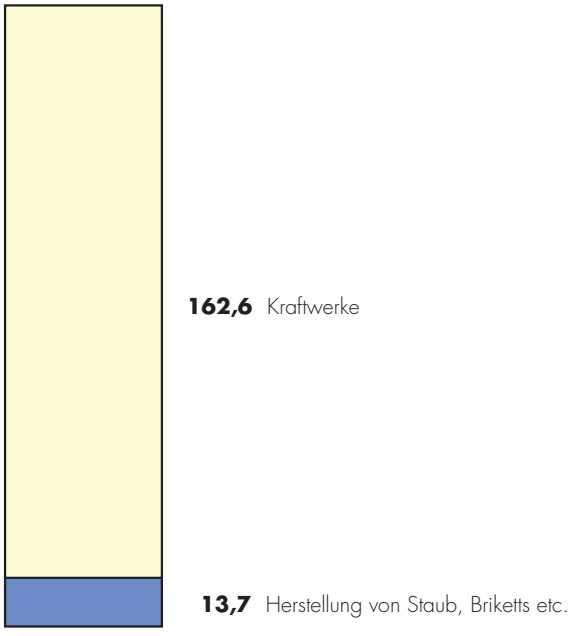
Bei energiepolitischen Rahmenbedingungen, die Investitionssicherheit gewährleisten, ist zu erwarten, dass fortgesetzt in die Erneuerung des Braunkohlenkraftwerksparks in Deutschland investiert wird. Dies schließt den Bau von Kraftwerken mit weiter gesteigerten Wirkungsgraden sowie die Entwicklung von Anlagen mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung ein.

Braunkohlenförderung 2006 (in Mio. t)



176,3 Insgesamt

Braunkohlenverwendung 2006 (in Mio. t)



176,3 Insgesamt

Quelle: DEBRIV

Uran

Der Uranabbau wurde in Deutschland mit der Schließung der Gruben in Wismut nach der Wende 1990 eingestellt. Insgesamt wurden etwa 230000 t Uran in Deutschland gefördert. Die BGR schätzte die verbliebenen deutschen „Reserven" (2004) auf rund 74000 t U (nat.)

Wegen der bis vor einigen Jahren sehr niedrigen Preise für Uran stagnierte jahrzehntelang weltweit die Uranförderung und Exploration. Der weit unter den Erwartungen liegende Ausbau der Kernenergie, die Auflösung der Atomwaffenarsenale in der ehemaligen Sowjetunion und den USA sowie der großen Lagerbestände der Betreiber und Brennelementhersteller hatten zur Konsequenz, dass seit Jahren die Förderung unter den Bedarf der zivilen Kernkraftwerke fiel. Heute liegen die Preise auf einem Niveau, das den Ausbau der bestehenden Minen bzw. die Suche nach neuen Lagerstätten wirtschaftlich interessant macht.

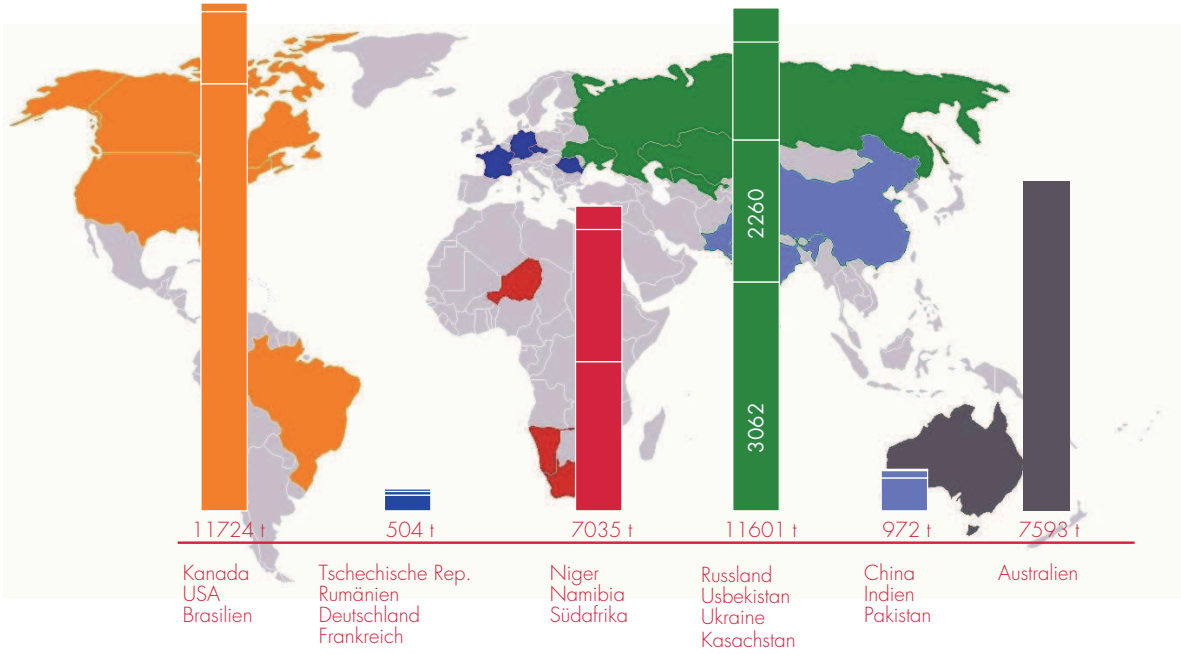
Für die noch 17 Leistungsreaktoren in Deutschland werden knapp 3500 t U (nat.) benötigt. Die wichtigsten Lieferländer sind dabei Kanada, Australien, Niger, aber auch Kasachstan.

In Deutschland wird Uran in der Anlage der URENCO in Gronau angereichert und im Brennelementwerk der AREVA in Lingen für den Betrieb der Kernkraftwerke verarbeitet. Die Kapazität der Anlage in Gronau (2700 t UTA) reicht aus, um rund 20 Anlagen mit Brennstoff zu versorgen. In Lingen können mit einer Kapazität von 600 t angereichertem Uran pro Jahr Brennelemente für etwa 30 Anlagen – 17 deutsche und darüber hinaus für den Export – gefertigt werden.

Kernkraftwerke sind für den Grundlastbetrieb (Stromerzeugung rund um die Uhr) aus betriebswirtschaftlichen und technischen Gründen besonders gut geeignet. 2006 wurden rund 167,4 TWh Bruttostrom in Kernkraftwerken erzeugt. Dies entspricht 26,3 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland.

Das seit 2002 gültige Atomgesetz verbietet den Neubau und begrenzt die Laufzeit der Anlagen. Bis 2022 sollten nach den Planungen der Bundesregierung alle Kernkraftwerke abgeschaltet werden. Die G8-Konferenz im Juni 2007 und das Strategiepapier der EU-Kommission zur sicheren Energieversorgung vom Januar 2007 lassen es in der Einschätzung und Verantwortung der Länder, ob die Stromversorgung mit Kernenergie erfolgt.

Uranförderung 2006



Quelle: AREVA NP

Strom

2006 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 635,8 TWh. Davon entfielen 85 % auf Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (einschließlich Deutsche Bahn), 8 % auf Industrie-Kraftwerke und 7 % auf Anlagen anderer privater Erzeuger (z. B. Windkraftanlagen).

Die gesamte Stromerzeugung nach Einsatzenergien war 2006 folgendermaßen strukturiert: Kernenergie 26,3 %, Braunkohle 23,9 %, Steinkohle 21,4 %, Erdgas 11,6 %, erneuerbare Energien 12 % sowie Heizöl und sonstige Energien 5 %. Braunkohle und Kernenergie decken den größten Teil des Grundlastbedarfs an Elektrizität.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren elektrischer Energie in Höhe von 46,0 TWh. Bei Stromausfuhren von 66,0 TWh ist die Bilanz nicht ausgeglichen. Deutschland ist die Drehscheibe im europäischen Stromhandel.

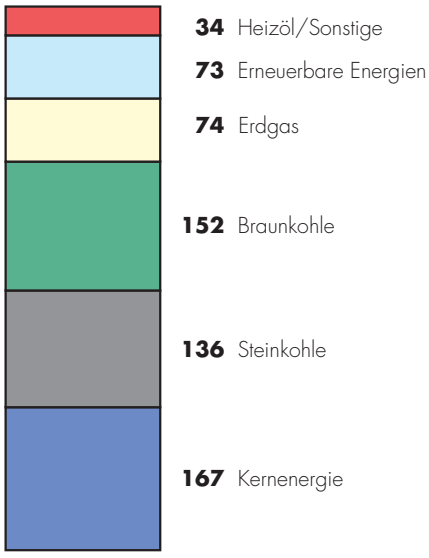
Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 615,8 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit nur 4 % sehr niedrig.

Der Netto-Stromverbrauch von 539,5 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2006 mit 47 % auf die Industrie, mit 26 % auf private Haushalte sowie mit 27 % auf Handel und Gewerbe, öffentliche Einrichtungen, Verkehr und Landwirtschaft.

Es wird erwartet, dass der Verbrauch künftig weitgehend stabil bleiben wird. 2006 lag der Netto-Stromverbrauch bei 234 kWh pro 1000 € Bruttoinlandsprodukt. Strom wird zunehmend effizienter eingesetzt, die Stromintensität sinkt.

Die deutsche Stromwirtschaft steht vor einer umfassenden Modernisierung und Erneuerung ihres Kraftwerksparks. Ab 2010 sind – mit dem Ende ihrer technischen Lebensdauer – verstärkt fossil gefeuerte Kraftwerke zu ersetzen. Auch die politisch beschlossene Beendigung der Nutzung der Kernenergie erfordert die Bereitstellung von Ersatzkapazitäten. Allein in der Dekade 2010 bis 2020 sind 30000 bis 40000 Megawatt Kraftwerksleistung zu errichten. Die Rahmenbedingungen müssen daher so gestaltet werden, dass die Optionen für einen breit angelegten Energie- und Technikmix nicht schrittweise reduziert, sondern erweitert werden.

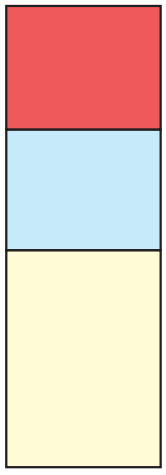
Brutto-Stromerzeugung 2006 (in TWh)



34 Heizöl/Sonstige
73 Erneuerbare Energien
74 Erdgas
152 Braunkohle
136 Steinkohle
167 Kernenergie

636 Insgesamt

Netto-Stromverbrauch 2006 (in TWh)



144 Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Verkehr
142 Private Haushalte
253 Industrie

539 Insgesamt

Quelle: VDEW

Erneuerbare Energien

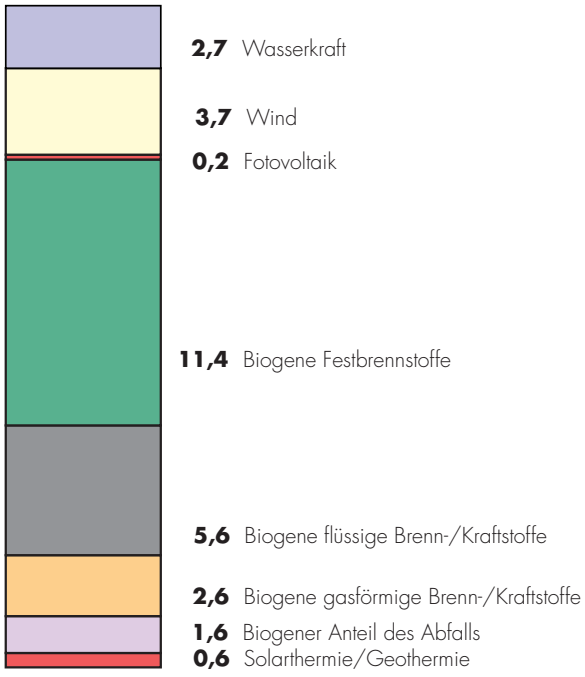
Erneuerbare Energien trugen 2006 mit 5,8 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Bedeutendster Wirtschaftszweig zur Nutzung der erneuerbaren Energien ist die Elektrizitätswirtschaft.

2006 wurden von Stromversorgern und privaten Anlagenbetreibern 73,2 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dies entsprach 11,9 % der gesamten Stromversorgung in Deutschland. Wichtigste erneuerbare Energien in diesem Sektor sind Wind und Wasser. 2006 basierten 30,5 TWh auf Windkraft, 21,6 TWh auf regenerativ eingestufter Wasserkraft, 15,5 TWh auf Biomasse, 3,6 TWh auf Müll sowie 2,0 TWh auf Fotovoltaik.

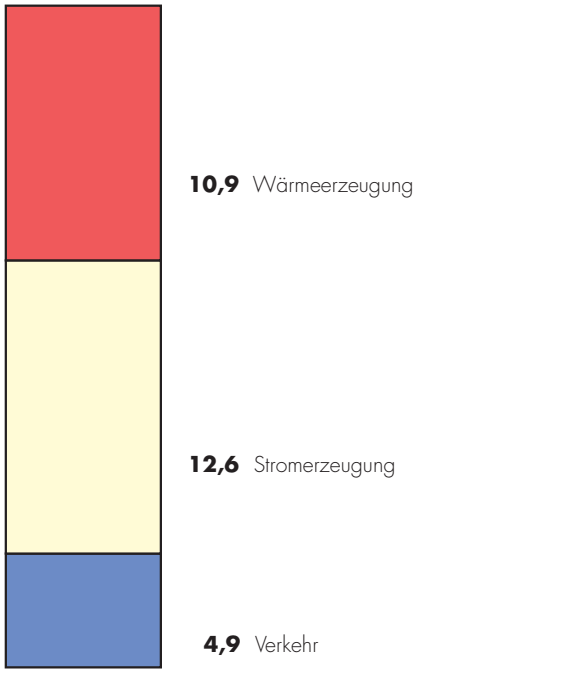
Entscheidend für den 2006 erneut verzeichneten Anstieg des Beitrags erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Danach hat der Netzbetreiber dem Einspeiser von Strom aus EEG-Anlagen die im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelte Mindestvergütung zu entrichten.

Die gesamte Vergütung für EEG-Einspeisungen belief sich im Jahr 2006 auf 5,33 Mrd. € (2005: 4,50 Mrd. €). Bei 50,34 TWh EEG-Einspeisungen (2005: 44,00 TWh) errechnet sich daraus für 2006 ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 10,30 ct/kWh (2005: 9,995 ct/kWh). Die EEG-Einspeisungen sind niedriger als der Gesamtbeitrag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung. Ursachen sind: Die Einspeisung aus Wasserkraft wird gemäß EEG grundsätzlich nur bei Anlagen bis 5 MW gefördert (seit dem 01.08.2004 wird allerdings die Einspeisung aus einer um mindestens 15 % erhöhten Leistung für diesen Teil der Anlagen über 5 MW ebenfalls gefördert). Der als regenerativ definierte Strom aus Müll ist nicht vom EEG erfasst. Dagegen wird die Stromerzeugung aus Grubengas durch das EEG gefördert, wobei Grubengas keine erneuerbare Energie ist.

Aufkommen erneuerbarer Energien 2006 (in Mio. t SKE)



Verwendung erneuerbarer Energien 2006 (in Mio. t SKE)



Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Am 1. August 2004 ist das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) in Kraft getreten. In diesem Gesetz, das Teil des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004 ist, ist als Ziel verankert, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf mindestens 12,5 % bis zum Jahr 2010 (Verdoppelung gegenüber 2000) und auf mindestens 20 % im Jahr 2020 zu steigern. Des Weiteren ist – zusätzlich zum Klima- und Umweltschutz – auch der Naturschutz mit in den Gesetzeszweck aufgenommen worden.

Das EEG regelt den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas in Deutschland an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität. Es wird die vorrangige Pflicht zur Abnahme, Übertragung und Vergütung des Stroms durch die Netzbetreiber rechtlich verankert. Ferner enthält das Gesetz eine Regelung über den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms zwischen den Netzbetreibern und schlussendlich den Stromlieferanten. Außerdem ist der Kreis der energieintensiven Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, für die eine Begrenzung der Belastungen aus dem EEG vorgesehen ist, im Vergleich zu den vorher geltenden Bestimmungen erweitert worden.

Die im Gesetz festgelegten Vergütungssätze sind abhängig von der Art der Anlage sowie vom Jahr der Inbetriebnahme. Der Vergütungszeitraum, für den die Vergütungssätze in der gesetzlich fixierten Höhe garantiert werden, beträgt in der Regel 20 Jahre. Für Wasserkraftanlagen bis 5 MW ist die Förderdauer grundsätzlich auf 30 Jahre festgelegt; für Anlagen über 5 MW (nur bei Leistungserhöhung über 15 % für diesen Teil) erfolgt eine Förderung in der gesetzlich garantierten Höhe für die Dauer von 15 Jahren. Für Bestandsanlagen existieren darüber hinaus Übergangsregelungen.

Die Vergütungssätze sind im Vergleich zu der zuvor geltenden Regelung für Strom aus Biomasse, Geothermie und kleinen Wasserkraftwerken erhöht worden. Weiterhin ist eine geringe Absenkung bei den Vergütungen für Onshore-Windanlagen bei gleichzeitiger Verbesserung der Rahmenbedingungen für Offshore-Windanlagen erfolgt. Die Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie, die aufgrund des Auslaufens des 100000 Dächer-Solarstrom-Programms bereits mit Wirkung zum 1. Januar 2004 erhöht worden war, ist seit dem 1. August 2004 auf Sätze zwischen 45,7 ct/kWh (bei Freiflächenanlagen) und 62,4 ct/kWh (wenn die Anlage Bestandteil eines Gebäudes, aber nicht auf dem Dach oder als Dach des Gebäudes angebracht ist und die Leistung höchstens 30 kW beträgt) festgelegt.

Die im Gesetz ausgewiesenen Mindestvergütungsbeträge gelten bei Inbetriebnahme im Jahr 2004 in der festgelegten Höhe für den gesamten im Gesetz ausgewiesenen Vergütungszeitraum. Bei späterer Inbetriebnahme kommen überwiegend abgesenkte Vergütungssätze zur Anwendung. Diese degressive Ausgestaltung greift allerdings teilweise erst ab 2006 (Biomasse), ab 2008 (offshore Wind), ab 2010 (Geothermie) bzw. gar nicht (neue Wasserkraftwerke bis 5 MW) und betrifft nur ab den genannten Jahren neu errichtete Anlagen, für die dann die Vergütungssätze in der reduzierten Höhe des Inbetriebnahmejahres innerhalb des gesamten Vergütungszeitraumes fix sind.

Hinweis:

2006 fielen drei Viertel des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms unter die Förderung des EEG.

Perspektiven

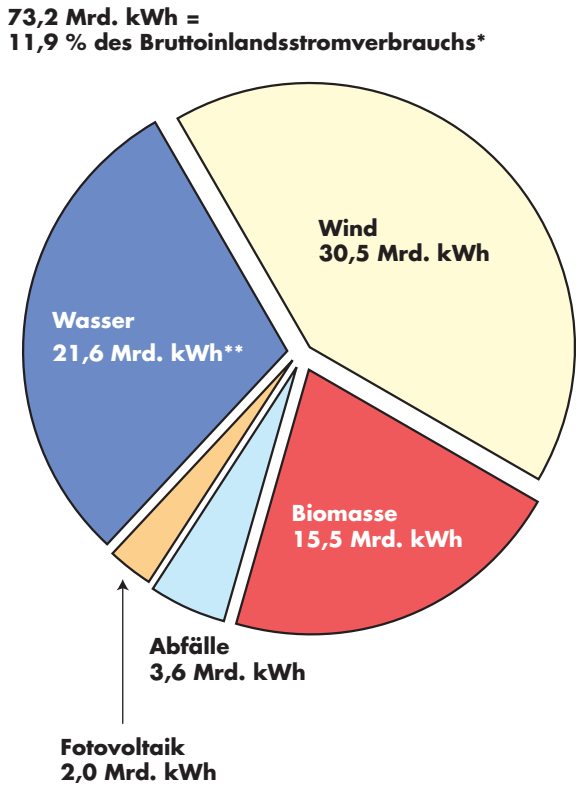
Die energiepolitischen Rahmenbedingungen und das Marktumfeld für die Energiewirtschaft haben sich in den vergangenen Jahren auf allen Ebenen erheblich verändert. Dabei kommt insbesondere den politischen Weichenstellungen zum Klimaschutz eine herausragende Bedeutung zu. In den kommenden Jahren und Jahrzehnten werden die Anstrengungen zum Schutz des Klimas weltweit, insbesondere in den Industrieländern, erheblich intensiviert. Die deutsche Energiewirtschaft wird hierzu im Rahmen ihrer Möglichkeiten ihren Beitrag leisten. Bei dem erforderlichen Strukturwandel – hin zu einer Steigerung der Energieeffizienz und zunehmend CO_2-ärmerer Stromerzeugung – müssen die beiden anderen Aspekte einer nachhaltigen Energieversorgung, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, gleichrangig verfolgt werden. Die gleichrangige Umsetzung dieser drei Ziele muss die gemeinsame Aufgabe von Energiewirtschaft und Energiepolitik sein.

Um eine belastbare Basis für den hierzu erforderlichen Dialog – insbesondere zur Ausgestaltung des von der Bundesregierung für das zweite Halbjahr 2007 angekündigten Energieprogramms – zu erhalten, haben BDI, DEBRIV, GVSt, VDEW, VDN, VGB PowerTech und VRE die wissenschaftliche Studie „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030" initiiert.

Die Studie, die vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA), Münster, erarbeitet wurde, untersucht in vier Szenarien die Bandbreite der energie- und volkswirtschaftlichen Entwicklung als Folge energiepolitischer Vorgaben in den Handlungsfeldern Klimaschutz, Förderung erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie Kernenergienutzung. Dabei wurden die Beschlüsse des Europäischen Rates vom 8./9. März 2007 für eine integrierte Klimaschutz- und Energiepolitik berücksichtigt.

Neben der sich verändernden „Angebotsseite", der Energieerzeugung, die in der Regel bei entsprechenden Studien im Fokus steht, werden in der vorliegenden EWI/EEFA-Studie in allen Szenarien auch die Rückkopplungen hieraus resultierender Auswirkungen auf der Nachfrageseite, d. h. in den weiteren volkswirtschaftlichen Sektoren (Industrie, Verkehr, private Haushalte sowie Handel/Gewerbe/Dienstleistungen), explizit mit einbezogen. Die Studie betrachtet zudem nicht ausschließlich Sensivitäten einzelner Parameter, sondern untersucht in den Szenarien die energiewirtschaftliche Entwicklung Deutschlands bis 2030 – eingebettet in den europäischen Markt – also jeweils die Auswirkungen einer Variation auf die zugrunde liegenden Handlungsfelder („Politikszenarien").

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2006



* Schätzung
** Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss nicht mitgerechnet

Quelle: VDEW

Energiepolitische Entwicklungen

Energiepolitik in Deutschland

Die deutsche Energiepolitik zeigt gegenwärtig einen klaren Trend zur Re-Regulierung und zur Re-Nationalisierung und damit eine Abkehr vom liberalisierten Markt und von den tragenden Grundsätzen der Europäischen Union. Begründet werden die politischen Zielvorstellungen oft einzig und allein mit dem Argument Klimaschutz. Das Klima zu schützen, ist eine wichtige Aufgabe, nicht nur für unsere Zeit, sie wird es dauerhaft auch für kommende Generationen bleiben. Umso wichtiger also, nachhaltige Konzepte zu entwickeln, welche das Zieldreieck der Energiewirtschaft bestehend aus Umweltschutz, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit angemessen in der Lastenteilung und in der zeitlichen Dimension berücksichtigen – die Betonung eines Ziels bei Vernachlässigung der anderen beiden ist nicht nachhaltig und damit zum Scheitern verurteilt.

Erneuerbare Energien

Langfristiges Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 27 % bis zum Jahr 2020 und 45 % bis 2030 zu steigern. Den Weg dahin soll das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) weisen – Alternativen zu diesem ordnungspolitischen Weg sind bislang kaum diskutiert worden. Zusammen mit der Zielvorgabe von 25 % für KWK-Strom bis 2020 heißt dies vor allem eines: Der Wettbewerb im Erzeugungsbereich wird durch verbindliche Vorgaben des Staates kontinuierlich auf ein immer kleineres Marktsegment reduziert. Im Jahr 2020 wird weniger als die Hälfte des Marktes im freien Wettbewerb stehen, im Jahr 2030 nur noch 30%. Der Wettbewerb in Deutschland wird also geschwächt. Damit werden ordnungspolitische Technologievorgaben zunehmend sichtbar bei der Preisbildung an den Energiebörsen.

Ebenso wird der Wettbewerb in Europa erheblich eingeschränkt. In der EU-25 wurden im Jahr 2004 etwa 3000 TWh elektrischer Energie eingesetzt, Deutschland allein hat daran einen Anteil von ca. 19 %. Der Austausch mit dem Ausland ist aufgrund der geografischen Lage Deutschlands sehr intensiv. Die Erhöhung des regulierten Anteils in Deutschland berührt zwangsläufig den Wettbewerb im europäischen Binnenmarkt erheblich. Energie erhält so wieder einen starken nationalen Fokus.

Für die Weiterentwicklung erneuerbarer Energien wird das eher zu einem Hemmnis werden. Anlagen werden nicht dort gebaut, wo die energetische Ausbeute am höchsten ist, sondern wo die Fördermittel am reichlichsten fließen. Im Sinne des Umwelt- und Klimaschutzes ist das nicht: Es wird mehr Geld als notwendig ausgegeben, um ein vorgegebenes Mengenziel an erneuerbaren Energien zu erreichen. Das wirtschaftlich effiziente Potenzial wird so nicht voll ausgeschöpft.

Erneuerbare Energien sind eine wichtige Energiequelle für die Zukunft. Gerade daher sollten sie frühzeitig in den Wettbewerb einsteigen, um ihr Potenzial demonstrieren zu können. Eine Studie der DLR im Auftrag des BMU erwartet die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien zum Jahr 2020. Daher müssen bereits heute die Weichen gestellt werden, um erneuerbare Energien perspektivisch in den Markt zu führen. Die exportorientierten deutschen Firmen im Bereich der erneuerbaren Energien können sich in einem globalen Rahmen langfristig nur dann behaupten, wenn sie sich frühzeitig auf Wettbewerb einstellen.

Durch die Intensivierung des Wettbewerbs für die Technologien der erneuerbaren Energien können diese auch erschwinglich und damit verfügbar gemacht werden für die Vielzahl der Menschen in den Regionen weltweit, die aktuell unter Energiearmut leiden. Im Wettbewerb mit den staatlichen Fördersystemen in den entwickelten Ländern können Entwicklungsländer nur unterliegen: Mangels Wettbewerb sind erneuerbare Energien ein Luxus für reiche Länder. Interessanterweise ist die EU beim Klimaschutz von Beginn an einen anderen Weg gegangen: Hier wird es dem Markt überlassen, wie die Umweltziele erreicht werden. Durch die Technologieoffenheit kann der Markt seine Suchfunktion erfüllen. Dies gilt auch für den in einzelnen Marktsegmenten eingeführten Emissionszertifikatehandel. Zum Erreichen des Ziels ist sogar ein europaweiter Austausch von Emissionsrechten explizit erwünscht – denn dadurch wird die ökonomisch effizienteste Art und Weise gefunden, CO_2 zu mindern. Für die Umwelt ist es unerheblich, ob die Minderung von Treibhausgasen zu hohen oder zu niedrigen Kosten stattfindet, wichtig ist nur, dass sie passiert. Für den einzelnen Bürger ist es dagegen entscheidend, weil er sie als Wohlfahrtseinbuße aus seinem Einkommen zu finanzieren hat. So bewirkt auf nationaler Ebene der politische Widerspruch zwischen dem Ausstieg aus der Kernenergie mit dadurch bedingten Mehremissionen bei gleichzeitiger Förderung der erneuerbaren Energien zur Emissionsminderung gerade keinen Fortschritt im Sinne des Klimaschutzes.

Emissionshandel

Der Emissionshandel ist das Leitinstrument zum Erreichen von Klimazielen in der EU-27. Durch den Marktpreis für Emissionsrechte rechnen sich Investitionen in klimaschonende Technologien – der Markt reagiert mit innovativen Lösungen zur Minderung von Treibhausgasen.

Im April 2007 legte die Bundesregierung einen Acht-Punkte-Plan zur Senkung der CO_2-Emissionen in Deutschland um bis zu 40 % bis zum Jahr 2020 vor. Der Plan betont zwar das Primat des Emissionshandels, bei näherem Hinsehen ergibt sich jedoch ein anderes Bild. Statt auf Marktkräfte zu vertrauen und dem Markt eine langfristige Perspektive zu verschaffen, werden starke regulative Maßnahmen ergriffen, um überambitionierte nationale CO_2-Minderungsziele zu erreichen. Ökonomische Gegebenheiten haben hierbei keinen Einfluss – Geld spielt keine Rolle. Damit läuft der Klimaschutz Gefahr, von anderen Ländern und Regionen nicht so ehrgeizig verfolgt bzw. sogar abgelehnt zu werden. Ausschließlich eine erfolgreiche ökonomische Umsetzung des Klimaschutzes kann hingegen die erforderliche Sogwirkung in Europa und in der Welt entfalten, um einen globalen Emissionshandel zu erreichen.

Durch ein Mehr an Wettbewerb im Bereich der Energieversorgung kann in Deutschland aufgrund des so bedingten effizienten Mitteleinsatzes viel erreicht werden: Umweltziele können mit Hilfe von geeigneten Rahmenbedingungen erreicht werden – je wettbewerbsintensiver die Rahmenbedingungen desto geringere Kosten für die Volkswirtschaft und desto höhere Exportchancen für die Hersteller. Notwendig hierfür ist ein Stärken der Marktkräfte und ein Festhalten am europäischen Binnenmarkt – ein möglicher Rückfall der Energiepolitik in die Kleinstaaterei wird alle drei Ziele, Umweltschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, gleichermaßen beschädigen.

Bereich Energiepolitik

Erneuerbare Energien (Integrationsmodell) bzw. Regeneratives Wärmegesetz

Zu den energie- und umweltpolitischen Herausforderungen in Europa und Deutschland zählt der Ausbau der erneuerbaren Energien. Hier sind das Maßnahmenpaket des EU-Frühjahrsgipfels vom März 2007 mit der Vorgabe eines Anteils erneuerbarer Energien von 20 % am Gesamtenergieverbrauch von Europa im Jahr 2020 und für Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit quantitativen Vorgaben an die Stromerzeugung bis 2020 zu nennen.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass entsprechend politisch fixierte Marktanteile die ebenfalls politisch getriebenen Marktöffnungsprozesse (Liberalisierung nationaler Energiemärkte zur Schaffung eines gemeinsamen europäischen Energiebinnenmarktes) unterlaufen und zu Markt- und Wettbewerbsverzerrungen führen können. Mochten diese Effekte in der Vergangenheit angesichts geringer Marktanteile noch vernachlässigbar gewesen sein, so ist die politische Gestaltungsaufgabe für faire Marktbedingungen bei den quantitativ ambitionierten Politikzielen mehr als akut.

In einem Wettbewerbsmarkt entscheiden ausschließlich Effizienzgewinne über steigende Marktanteile und nicht politische Zielvorgaben. Diese Ansätze sind langfristig inkompatibel. Insofern gilt es, den Ausbau der erneuerbaren Energien mit einer schrittweisen Integration in den deutschen (europäischen) Wettbewerbsmarkt „Strom" zu vollziehen. Dazu gibt es zielführende Ideen und konstruktive Ansätze.

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft hat bereits frühzeitig in 2005 einen tragfähigen Vorschlag skizziert und der Öffentlichkeit das „Integrationsmodell Erneuerbare Energien" vorgestellt. Konzeptionelle Grundlage des Integrationsmodells ist die Einführung eines europäischen Handels mit „Grünstrom-Zertifikaten". Die politischen Ausbauziele für erneuerbare Energien können so deutlich kosteneffizienter erreicht werden als über ein festes Einspeisevergütungssystem, wie es das derzeit gültige EEG vorsieht. Mit der Vermarktung der Stromprodukte erhalten die Produzenten zunehmend mehr Verantwortung für die Marktfähigkeit ihrer Produkte und integrieren sich wie alle Stromerzeuger in den Wettbewerb.

Das Integrationsmodell nennt als Anforderungen zur Förderung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien folgende Merkmale:

- Es gilt, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Wettbewerbsmarkt generell marktfähig zu machen. Ihre Zukunftsfähigkeit ist dann gewährleistet, wenn sich diese langfristig subventionsfrei im Wettbewerb behaupten können.

- Es gilt, Anreize zur Effizienzsteigerung auch bei erneuerbaren Energien zu schaffen. Ein marktintegriertes Fördersystem stimuliert zu technologischer Weiterentwicklung und zur nachhaltigen Senkung der Stromgestehungskosten.

- Es gilt, die europäischen Potenziale an erneuerbaren Energien zu nutzen sowie eine EU-Konformität zu bewirken und dauerhaft zu gewährleisten. Partiell abgeschottete Märkte führen zu Wettbewerbsverzerrungen und wären in einem liberalisierten Binnenmarkt nicht zu vertreten. Mit der Nutzung der jeweils attraktivsten Standorte zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden die gewünschten komparativen Kostenvorteile realisiert.

- Es gilt, den Ausbau der erneuerbaren Energien mit der Infrastruktur zu synchronisieren. Der rasante Ausbau erneuerbarer Energie nach den Impulsen der Förderinstrumente stößt zunehmend an technische Grenzen der Infrastruktur von Kraftwerken und Stromnetzen. Einschränkungen beim grenzüberschreitenden Stromhandel sind bereits festzustellen.

Eine weitere Option für eine mehr marktwirtschaftlich ausgerichtete Förderung der erneuerbaren Energien stellt das so genannte „Bonus-Modell" dar. Auch hier vermarktet der Betreiber einer Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seinen Strom selbst, erhält aber als Vergütung für den hierfür erforderlichen Aufwand sowie als Anerkennung für den „ökologischen Mehrwert" von Strom aus erneuerbaren Energien einen Bonus, der zusätzlich zum aktuellen Mehrpreis des Stroms gezahlt wird.

In einem ersten Schritt ist es erforderlich, die zahlreichen unterschiedlichen Förderinstrumente in den Mitgliedstaaten der EU-27 zu harmonisieren. So kann man europaweit die günstigsten Erzeugungsstandorte für die jeweiligen Technologien/Energiequellen nutzen, eine effiziente Verwendung von Fördermitteln bewirken und Wettbewerbsverzerrungen im liberalisierten EU-Binnenmarkt vermeiden.

Nur wenn es gelingt, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tatsächlich in den wettbewerblichen Markt zu integrieren, können erneuerbare Energien langfristig einen relevanten Beitrag zur Stromerzeugung liefern.

Die Politik ist aufgerufen, eine sinnvolle Ausgestaltung zur Förderung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung des Ziels eines EU-Binnenmarktes zu konkretisieren.

Eine Nutzung erneuerbarer Energien in allen Anwendungen ist ein weiterer Schritt zur Förderung dieser Energie-

quellen. Hier gibt es bereits erste politische Initiativen. So ist im Koalitionsvertrag der Regierungsfraktionen die Entwicklung eines ordnungsrechtlichen Instruments zur Förderung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien vorgesehen. Auch das Europäische Parlament hat 2006 eine Entschließung zum Heizen und Kühlen aus erneuerbaren Energiequellen an die Europäische Kommission verabschiedet. Insofern wird auch auf europäischer Ebene an einem Richtlinienentwurf gearbeitet.

Bei den Förderkonzepten ist der Weg einer politisch bedingten Verteuerung von konventionell erzeugten Energien für EU-Verbraucher als Anreiz und zur Finanzierung von Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien bereits in anderen Handlungsfeldern der Politik weitestgehend ausgeschöpft und dürfte hier nicht zur Verfügung stehen. Vielmehr wird heute nach Ausgestaltungen gesucht, die – wie etwa im Klimaschutz – die Schnittstellen zu anderen Lenkungsinstrumenten stärker berücksichtigen. Erste Vorschläge deuten eher auf eine effiziente Förderung mit verursachergerechter Kostenverteilung bei möglichst geringen Transaktionskosten hin. Eine Abwälzung der Pflichten/Kosten auf Strom und Fernwärme wird als nicht zielführend abgelehnt.

Der Prozess der Meinungsbildung im politischen Raum ist Mitte 2007 in Deutschland noch nicht abgeschlossen. So sind zahlreiche Fragen zum Biomasseeinsatz (es bestehen Nutzungskonkurrenzen zu anderen politischen Handlungsfeldern wie dem Verkehrssektor oder der Wasserstoffwirtschaft), zur Solarthermie sowie Geothermie, insbesondere aber der Einsatz von erneuerbaren Energien bei Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärme ordnungsrechtlich ungeklärt. Es besteht allerdings weitgehend Einigkeit, dass nur ein integriertes Wärmekonzept unter Berücksichtigung aller Faktoren die politischen Zielsetzungen erfüllen kann.

CO_2-Emissionshandel – Zuteilungsgesetz 2012

Am 22. Juni 2007 hat der Deutsche Bundestag das „Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012" beschlossen. Dieses Gesetzeswerk schafft die Grundlage für die Zuteilung der Emissionsberechtigungen in der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012.

Mit dem Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012) werden die Regeln zur Verteilung der Gesamtzuteilungsmenge – das so genannte Cap – von jährlich 453,1 Mio. Emissionsberechtigungen an bestehende und neue emissionshandelspflichtige Anlagen festgelegt. Das Emissionsbudget für Energiewirtschaft und Industrie in Deutschland wird mit dem ZuG 2012 ab 2008 um mehr als 35 Mio. t entsprechend 7,5 % verglichen mit dem Emissionsniveau im Zeitraum 2000 bis 2006 verringert. Von dieser Gesamtmenge wird die Neuanlagen-Reserve (23 Millionen Berechtigungen pro Jahr) sowie die für eine kostenpflichtige Abgabe vorgesehene Menge (40 Millionen Berechtigungen pro Jahr) abgezogen, die für eine Zuteilung an Bestandsanlagen und Neuanlagen nicht zur Verfügung stehen. Die 40 Millionen Berechtigungen entsprechen 8,8 % des Caps. Damit wird der Spielraum, den die europäische Emissionshandelsrichtlinie gibt (danach müssen mindestens 90 % kostenlos zugeteilt werden), fast vollständig ausgeschöpft. Die 40 Millionen t werden ausschließlich von den Mengen abgezogen, die auf die Energiewirtschaft entfallen. Demgegenüber wird für Industrieanlagen ein auf 1,25 % beschränkter Kürzungsfaktor angewandt.

Die Zuteilung der Zertifikate für Neu- und Bestandsanlagen der Energiewirtschaft wird auf ein Benchmarksystem umgestellt. Für Neu- und Bestandsanlagen finden einheitlich festgelegte Emissionswerte pro Produkteinheit auf Basis der besten verfügbaren Technik (BAT-Benchmarks) Anwendung. Der Strom-Benchmark beträgt 750 Gramm Kohlendioxidäquivalent pro Kilowattstunde (kWh). Dieser Benchmarkwert ist berechnet als gewichteter Durchschnitt der Emissionswerte für die Stromerzeugung in modernen Kraftwerken. Für Kraftwerke, die gasförmige Brennstoffe einsetzen können, beträgt der Strom-Benchmark 365 Gramm Kohlendioxidäquivalent pro kWh.

Die kostenlose Zuteilung für Neuanlagen bestimmt sich als Produkt aus den genannten Benchmarks auf der Grundlage von Standardauslastungsfaktoren (7500 bzw. 8250 Stunden pro Jahr) und der Kapazität der Anlage. Dabei gelten als Neuanlagen solche Anlagen, die ab dem 1. Januar 2008 in Betrieb genommen werden. Die so ermittelte kostenlose Zu-

teilung für Neuanlagen wird aber noch um den Anteil gekürzt, der auf die kostenpflichtige Abgabemenge entfällt.

Aufgrund des hohen Standardauslastungsfaktors erhalten neue Gaskraftwerke, deren Wirkungsgrad dem Stand der Technik entspricht, de facto eine Überausstattung. Neue Steinkohlenkraftwerke erhalten wegen der anteiligen Kürzung durch die kostenpflichtige Abgabe eine ca. 17 %-ige Unterausstattung. Demgegenüber müssen neue Braunkohlenkraftwerke, deren Wirkungsgrad ebenfalls dem Stand der Technik entspricht, eine sehr deutliche Unterausstattung hinnehmen. Der Stand der besten verfügbaren Technik bedeutet nämlich bei Braunkohle 950 g CO_2 pro kWh. Als Teilkompensation wird der Standardauslastungsfaktor von 7500 Volllaststunden pro Jahr für neue Braunkohlenkraftwerke um 10 % auf 8250 Volllaststunden pro Jahr angehoben. Daraus resultiert eine rechnerische Unterdeckung für Braunkohlenkraftwerke, die gemäß dem Stand der Technik errichtet werden, von 36 %.

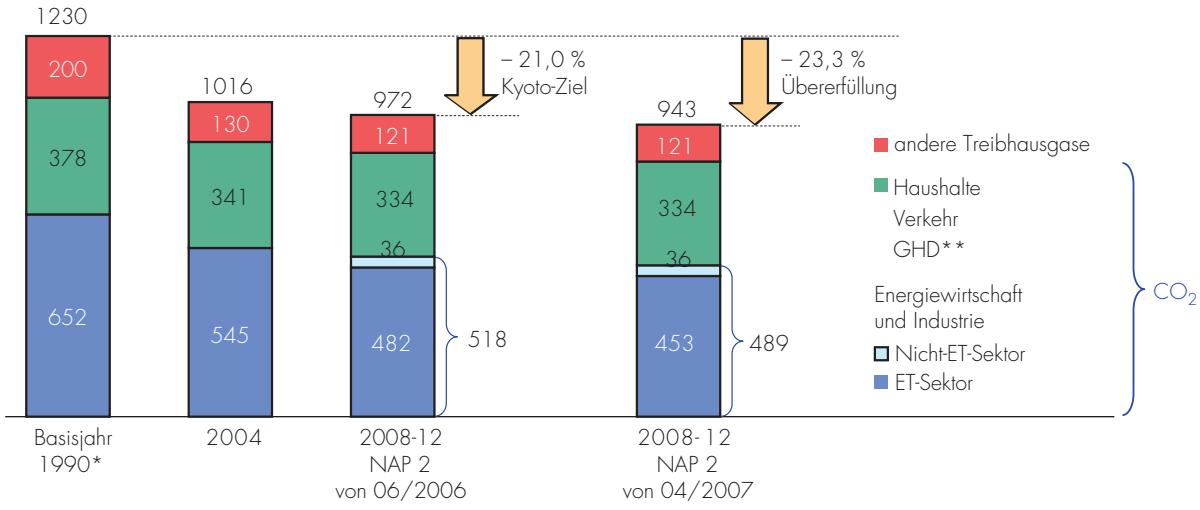
Grundlegende Allokationsmethode in 2008 bis 2012 für Bestandsanlagen im Energiebereich ist die Vergabe von Emissionszertifikaten auf Basis der historischen Produktion in der Basisperiode 2000 bis 2005 und Benchmarks auf Basis der besten verfügbaren Technik. Diese Basisperiode findet Anwendung bei allen Anlagen, die vor dem 1. Januar 2000 in Betrieb gegangen sind. Für Anlagen, die in den Jahren 2000 bis 2002 in Betrieb gegangen sind, ist die Basisperiode der Zeitraum von dem Jahr, das dem Jahr der Inbetriebnahme folgt, bis einschließlich des Jahres 2005. Die Anlagen, die in den Jahren 2003 bis 2007 in Betrieb gegangen sind, erhalten eine kostenlose Zuteilung auf der Basis von BAT-Benchmarks sowie den für Neuanlagen festgelegten Standardauslastungsfaktoren.

Sofern die insgesamt beantragte Menge an Zertifikaten die vorgesehene Gesamtmenge übersteigt, werden die Zuteilungen für alle Energieanlagen anteilig gekürzt (Erfüllungsfaktor). Ausgenommen von der anteiligen Kürzung sind Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2008 sowie Bestandsanlagen, sofern sie einen mit hocheffizienten Neuanlagen vergleichbaren technischen Standard einhalten.

Als Neuheit wurde eine anlagenspezifische Malusregel in das ZuG 2012 eingeführt. Demnach wird die Zuteilung für alle Bestandsanlagen in Abhängigkeit vom Effizienzstandard der jeweiligen Anlagen über einen anlagenspezifischen Erfüllungsfaktor weiter gekürzt. Von dieser anteiligen Kürzung werden nur hocheffiziente Bestandsanlagen, wie die in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung errichteten neuen Blöcke, und Neuanlagen ausgenommen.

EU-Cap führt zur Übererfüllung des deutschen Burden-Sharing-Ziels

Emissionen in Mio. t CO_2-Äquivalenten pro Jahr



*für HFC, PFC und SF6 Basisjahr 1995
**Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
RWE Power • PFMHB GZ D07/0053-PCK-W -1

Quelle: VdEW 2007

Die Gültigkeit der beschriebenen Regelungen für die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 wird auf den Zeitraum bis 2012 beschränkt. Es gibt somit keine Bindungswirkung über 2012 hinaus.

Die Obergrenze für die Nutzung von Emissionsgutschriften aus den beiden projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (JI und CDM) zur Erfüllung der jährlichen Abgabepflicht wird auf 22 % der anlagenbezogenen Zuteilungsmenge festgelegt. Dies entspricht einer jährlichen Menge anrechenbarer Emissionsgutschriften von 90 Mio. t.

Die insbesondere für die Ausstattung von Neuanlagen vorgehaltene Reserve wird mit 23 Mio. t pro Jahr angesetzt.

Die Zuteilung der CO_2-Zertifikate für die Handelsperiode 2008 bis 2012 soll spätestens Ende 2007 erfolgen. Die Ausgabe der Zertifikate durch die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) ist spätestens zum 28. Februar 2008 geplant.

Energieeffizienz

In der aktuellen energie- und klimapolitischen Debatte ist Energieeffizienz zum Schlüsselbegriff geworden. Dies gilt sowohl für die politische Diskussion auf europäischer als auch auf nationaler Ebene. Die Argumente sind dabei im Hinblick auf alle Sektoren zu bewerten, denn sie reichen von der Rohstoffgewinnung über alle Wertschöpfungsstufen bis hin zur Energieverwendung bei den Endverbrauchern.

Zum Verständnis von Effizienzfortschritten sind nun weniger die Entwicklungen der absoluten Verbrauchszahlen als vielmehr geeignete spezifische Energieverbrauchskennziffern zu betrachten. Zur Messung der Energieeffizienz wird häufig die Energieintensität herangezogen, also der Verbrauch an Energie je Einheit der Produktion oder volkswirtschaftlich ausgedrückt des Bruttoinlandsprodukts (BIP). Umgekehrt spricht man von der Kennziffer Energieproduktivität, wenn die Produktion bzw. das BIP auf eine Energieeinheit bezogen wird. Die Effizienzfortschritte ergeben sich aus den jährlichen Änderungen. Unabhängig ob Energieintensität oder Energieproduktivität, auf beide Kennziffern wirken sich eine Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren aus. So beeinflussen konjunkturelle Entwicklungen die Kennziffern genauso wie Standortverlagerungen oder statistische Effekte.

Im langfristigen Trend wurden in Deutschland Produktivitätsfortschritte von durchschnittlich etwa 1 % pro Jahr beobachtet. In der letzten Dekade vor der Jahrtausendwende konnte insbesondere durch den Strukturwandel der ostdeutschen Wirtschaft nach der Wiedervereinigung ein Produktivitätsanstieg von etwa 1,8 % pro Jahr erreicht werden. Mit Abschwächung der Konjunktur seit Anfang der laufenden Dekade ist ein Rückgang der Steigerung der Energieproduktivität auf unter 1 % zu verzeichnen.

Für die Primärenergieeffizienz (rund 150 Euro BIP real je Primärenergieeinheit im GJ) lag der durchschnittliche Anstieg bei 0,97 % pro Jahr und bei der Endenergieeffizienz bei 0,77 % pro Jahr für den Zeitraum von 2000 bis 2005. Dies korrespondiert mit einer Erhöhung von 223 auf 232 Euro BIP real je Endenergieeinheit (GJ). Die Stromintensität (Stromverbrauch je 1000 Euro BIP real) konnte im gleichen Zeitraum von 240 auf 237 kWh abgesenkt werden. Damit zählt Deutschland im weltweiten Vergleich auch weiterhin zu den Ländern der höchsten Energieproduktivitäten. In diesen Kennziffern sind die Anstrengungen der Energiewirtschaft zur Effizienzverbesserung im eigenen Sektor und bei den Energieverbrauchern enthalten. Neu in der politischen Debatte ist die Forderung nach einer generellen Verstetigung der Produktivitätssteigerungen, um die außerordentlich ambitionierten Initiativen und Ziele für den Klimaschutz zu unterstützen.

- Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vom 11.11.2005 ist eine Verdoppelung der Energieproduktivität (Wirtschaftsleistung pro Primärenergieeinsatz) in Deutschland von 1990 bis 2020 vereinbart. (Um dieses Ziel der Verdoppelung zu erreichen, wäre eine jährliche Steigerung der Energieeffizienz um 3 % für den verbleibenden Zeitraum erforderlich, die somit etwa doppelt so hoch ausfallen würde wie das erwartete durchschnittliche Wirtschaftswachstum).

- In der EU-Energiedienstleistungsrichtlinie vom 05.04. 2006 ist für jeden einzelnen Mitgliedstaat der Nachweis an Endenergie-Einsparungen in Höhe von 9 % im Zeitraum von 2008 bis 2016 vorgeschrieben. (Diese Vorgabe gilt unabhängig von der Entwicklung der Wirtschaft und des Energieverbrauchs).

- Beim EU-Frühjahrsgipfel 2007 ist eine Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs um 20 % bis 2020 beschlossen worden. (An der Umsetzung wird bei der Europäischen Kommission aktuell gearbeitet, die Vorlage des Entwurfs einer europäischen Richtlinie wird für den Herbst 2007 erwartet).

Um die Energieeffizienz zu erhöhen und die natürlichen Ressourcen zu schonen, müssen alle einen Beitrag leisten. Die Herausforderung liegt darin, dabei zugleich dem Einzelnen ein Höchstmaß an Komfort und Lebensqualität zu bieten und die Energieeinsparungen ohne Einbußen für das Wirtschaftswachstum zu realisieren. Hier sind politische Antworten vonnöten, die von allen verstanden und mitgetragen werden.

Grundsätzlich gilt es, die zahlreichen kleineren und größeren Energie-Verschwendungen und -Ineffizienzen zu beseitigen bzw. zumindest stark zu reduzieren. Dies betrifft sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite und umfasst alle verfügbaren Energieträger. Nur auf den ersten Blick geht es dabei um die Erhöhung der technischen Wirkungsgrade bei der Energieumwandlung (Steigerung des Verhältnisses Nutzenergie zu Energieinput) und die Modernisierung von Geräten und Anlagen. Hinzu kommen energie- und materialsparende Prozesse durch Innovationen sowie ein grundsätzlich rationales Nutzer- und Anwenderverhalten.

Würden durch energiepolitische Vorgaben Standortverlagerungen von insbesondere energieintensiven Wirtschaftsunternehmen erzwungen werden, würden sich diese positiv auf die Energieverbrauchskennziffern auswirken. Es handelte sich dabei jedoch nur um nationale Einmaleffekte (vgl. Produktivitätsanstiege aufgrund der Wiedervereinigungseffekte), die in der internationalen klimapolitischen Debatte zu berücksichtigen sind. Insofern gilt es für die Politik, die Grenzen des Machbaren und klimapolitisch Sinnvollen zu identifizieren und angemessene Zielvorgaben zu formulieren.

Auf der Angebotsseite unternimmt die gesamte Energiewirtschaft erhebliche Anstrengungen, um von der Energiegewinnung über die -aufbereitung und den -transport klimaschonende und energieeffiziente Prozesse zu etablieren und einen Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung zu leisten. Dies gilt für alle Sparten der Energiewirtschaft. Im Bereich der Stromerzeugung erreichen Kohlekraftwerke heute einen Wirkungsgrad von 45 %. Durch die Anwendung modernster Technologien wird ein Wirkungsgrad von 47 % angestrebt, bis 2020 sollen Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von mehr als 50 % gebaut werden.

Auch auf der Nachfrageseite werden erhebliche Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz gesehen. Als besonders effizienzträchtig gilt der Gebäude- und Wohnungsbestand. Knapp 20 % des Primärenergieverbrauchs dienen der Beheizung. Der spezifische Energiebedarf je qm Wohnfläche ist bei allen bisher erreichten Effizienzfortschritten mit 190 kWh weiterhin noch fast dreimal so hoch wie es der gesetzlich fixierte Standard für Neubauten mit im Mittel 70 kWh vorgibt.

Diese möglichen Effizienzverbesserungen durch Modernisierung des Kapitalstocks (im obigen Beispiel Gebäude) sind allerdings nur in modifizierter Form übertragbar auf Dienstleistungsunternehmen wie etwa Banken, Versicherungen oder Hotels/Gaststätten. In diesem Bereich steht mehr der effiziente Energieeinsatz/Energieverbrauch im Fokus.

Weitere Effizienzsteigerungen sind auch im Verkehrssektor möglich. Allerdings trägt der gesamte private Straßenverkehr in Deutschland nur 10 % zu den CO_2-Emissionen bei, auch relativ große Effizienzsprünge in diesem Sektor würden daher nur relativ geringe Emissionsreduktionen für ganz Deutschland hervorbringen. Weiter gilt es, zu berücksichtigen, dass der Pro-Kopf-Verbrauch von Öl im Transportsektor (inkl. industrieller Straßenverkehr) in Deutschland faktisch relativ gering ist und innerhalb der EU-15 an drittletzter Stelle liegt (vor Portugal und Griechenland). Große Effizienzgewinne lassen sich daher besonders in den anderen EU-Staaten erzielen (in denen der Verbrauch anders als in Deutschland zudem stark steigt).

Anders liegt der Sachverhalt im Bereich von Industrie und Gewerbe. Mit der Modernisierung des Kapitalstocks sind bei spezifischen Prozessen in der Vergangenheit bereits erhebliche Effizienzfortschritte bewirkt worden. In der Stahlindustrie liegt der tatsächliche Einsatz von Brennstoffen und Reduktionsmitteln schon heute nur noch um 12 % über dem theoretisch bestimmten verfahrenstechnischen Mindestverbrauch.

Neue wissenschaftliche Untersuchungen stützen die Aussage, dass Potenziale für Effizienzverbesserungen in den einzelnen Verbrauchssektoren sehr differenziert zu betrachten sind. Eine generelle Verdoppelung der Energieproduktivität im Rahmen marktwirtschaftlicher Prozesse kann auf Basis dieser Untersuchungen nicht belegt werden. Zwar werden für einige Bereiche der Wirtschaft mit energieextensiven Produktionsprozessen sowie für den Verkehrssektor und auch bei Gebäuden durch verstärkte Modernisierungsbestrebungen erhebliche Effizienzsteigerungen als realistisch eingeschätzt, bei energieintensiven Prozessen der Industrie mit ihrem vergleichsweise hohen Effizienzniveau dagegen werden nur noch geringe Effizienzverbesserungen gesehen.

Forschung und Technologie schaffen innovative Verfahren sowie Geräte und Anlagen und damit Wahlmöglichkeiten für Nutzer und Anwender. Wo diese Wahlmöglichkeiten bestehen, sollte eine zügige Umsetzung helfen, ehrgeizige Ziele beim Schutz von Klima und Ressourcen zu erreichen. Überforderungen bei fehlenden Wahlmöglichkeiten sollten aber im politischen Kalkül keinen Raum als Instrument zur Effizienzsteigerung bekommen. Dies wäre letztlich kontraproduktiv für den Standort Deutschland und wäre dem Ziel Klimaschutz wenig förderlich.

Energieszenarien für Deutschland

Beschreibung der Politikszenarien (Auszug aus der Studie „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030“)

Konzeption der Szenarien in der EWI/EEFA-Studie

Szenario 1: Berücksichtigung der Vorgaben des Europäischen Rats vom März 2007 zur Minderung der Treibhausgasemissionen in der EU-27 (-20 % bis 2020 gegenüber 1990) unter Fortschreibung der derzeitigen energiepolitischen Rahmensetzung in Deutschland

Szenario 2: Gleichgewichtige Berücksichtigung von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeiten/Setzen auf Marktmechanismen (keine Restriktionen bei der Kernenergienutzung, EU-weit harmonisiertes Fördermodell zugunsten erneuerbarer Energien, kostenfreie Zuteilung der CO_2-Zertifikate nach Maßgabe brennstoffspezifischer Benchmarks)

Szenario 2a: wie Szenario 2, allerdings 100 % Auktionierung der CO_2-Emissionsrechte nach 2012

Szenario 3: Priorität Umweltschutz und Kernenergieausstieg (100 % Auktionierung der CO_2-Zertifikate nach 2012 – wie in Szenario 2a)

- Szenario I: „Umsetzung der EU-Ratsbeschlüsse unter Fortschreibung der derzeitigen Energiepolitik bis 2030“
- Szenario II: „Balance der energiepolitischen Ziele/Marktmechanismen bis 2030 – Ausgabe von CO_2-Zertifikaten ohne Auktionierung“
- Szenario IIa: Annahmen wie Szenario II mit Sensivität „Vollauktionierung von CO_2-Zertifikaten“
- Szenario III: „Priorität Umweltschutz und Kernenergieausstieg bis 2030“

Um der Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Energiepreisentwicklung Rechnung zu tragen, wurden die verschiedenen Politikszenarien jeweils unter Zugrundelegung zweier Brennstoffpreispfade gerechnet. Bei jeweils unveränderten Kohlenpreisen wird damit zugleich eine Bandbreite für den Gas/Kohle-Preisspread und damit für die sensible Gas-Kohle-Konkurrenz in der Stromerzeugung abgedeckt.

Übersicht Politikszenarien (1)

		Szenario 1	Szenario 2/2a	Szenario 3
THG-Minderung[1]				
EU	2010	– 8 %	– 8 %	– 8 %
	2020	– 20 %	– 20 %	– 30 %
	2030	– 25 %	– 25 %	– 40 %
DE	2010	– 21 %	– 21 %	– 21 %
	2020	– 25 %	– 25 %	– 40 %
	2030	– 30 %	– 30 %	– 50 %
NAP			Fortschreibung NAP II nach 2012	100 % Auktionierung nach 2012
JI/CDM[2]		maximal 50 % der jeweiligen Minderung (Vorgabe EU-Kommission)		

1) gegenüber 1990
2) wahlweise gegenüber Basisjahr, 2004 oder ggf. Prognose

Quelle: EWI/EEFA, Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, 23.05.2007

Übersicht Politikszenarien (2)

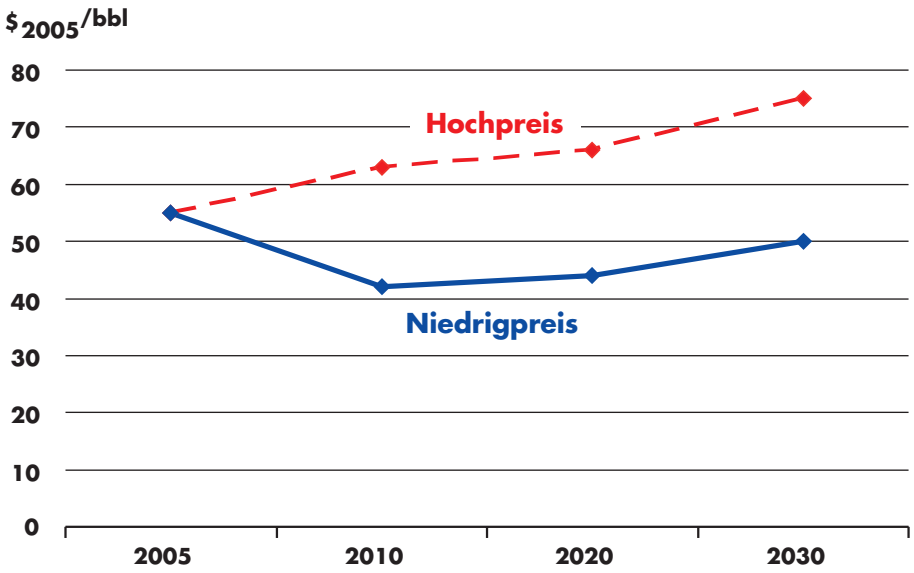
REG-Ziele[1]		Fortschreibung EEG	Marktwirtschaftliches EU-Integrationsmodell	Forcierung EEG
EU	2010	17 %	17 %	22 %
	2020	22 %	22 %	30 %
	2030	27 %	27 %	35 %
DE	2010	13 %	13 %	15 %
	2020	20 %	Marktergebnis	25 %
	2030	26 %	Marktergebnis	35 %
KWK		Fortschreibung KWK-Mod-G	Auslaufende Förderung	Quote: Verdoppelung KWK-Stromerzeugung bis 2030
Kernenergie		Ausstieg	keine Restriktionen	Ausstieg

1) Anteil am Bruttostromverbrauch

Quelle: EWI/EEFA, Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, 23.05.2007

Rohölpreis (Parameter)

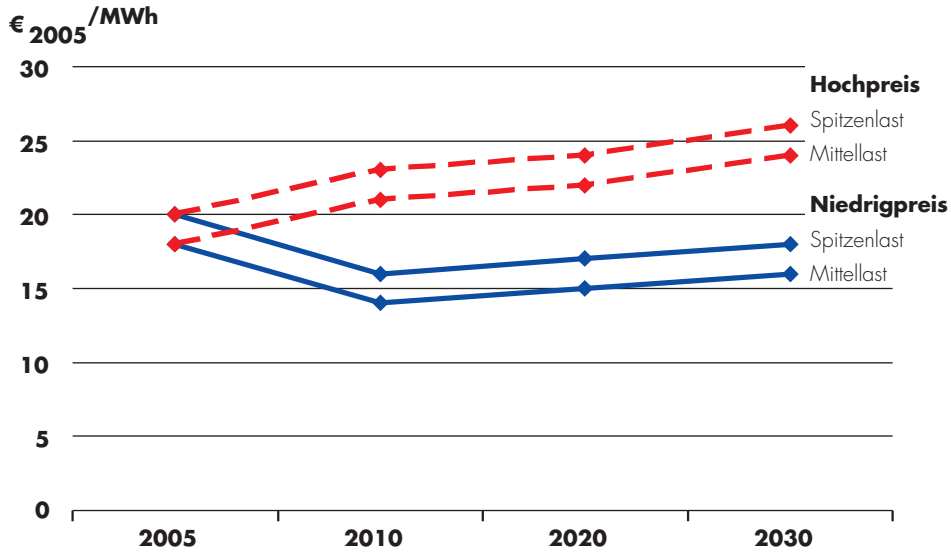
Hochpreis- und Niedrigpreispfad



Quelle: EWI/EEFA, Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, 23.05.2007

Gaspreise frei Kraftwerk (Parameter)

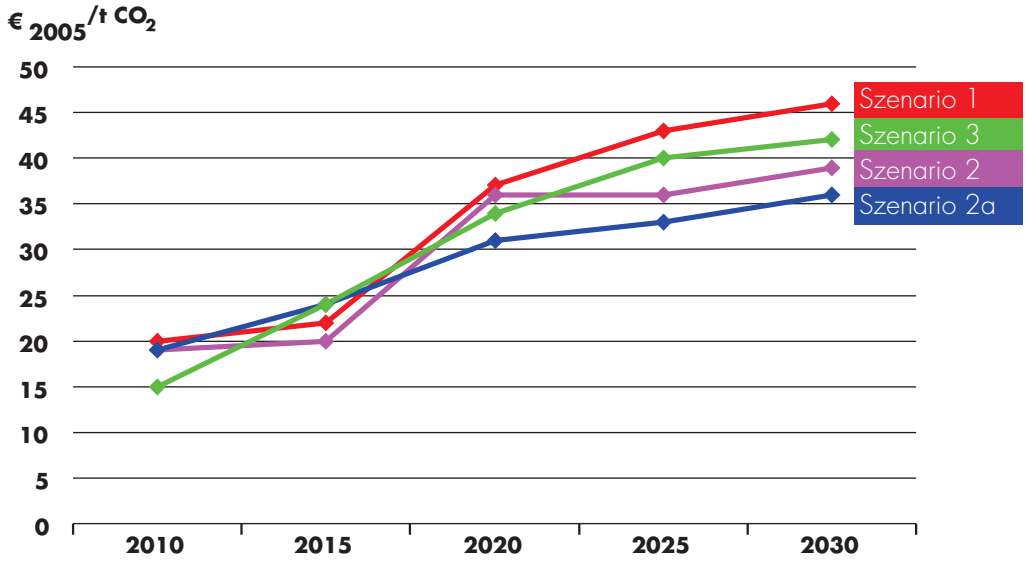
Niedrig- und Hochpreis, Mittel- und Spitzenlast



Quelle: EWI/EEFA, Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, 23.05.2007

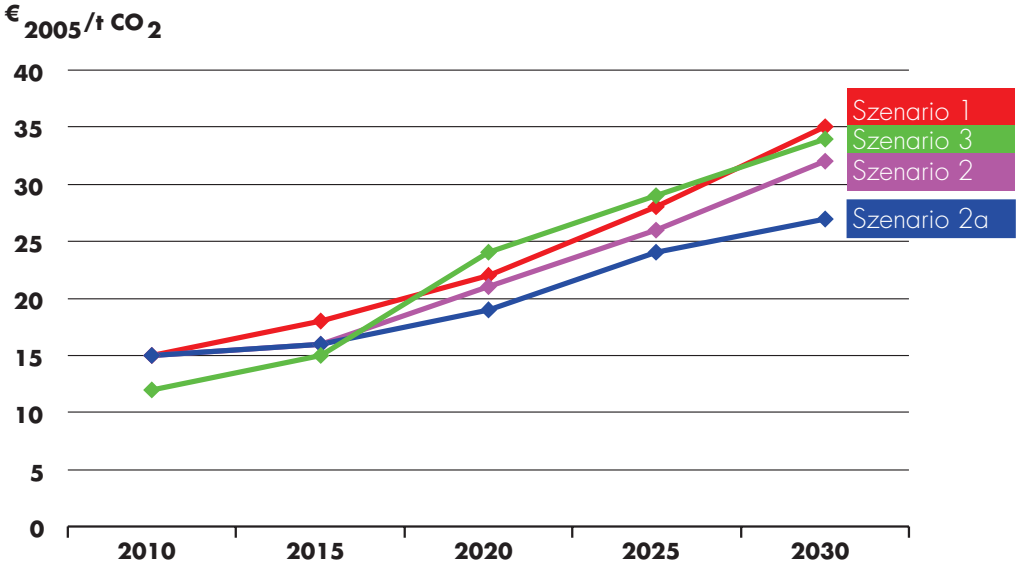
Reale CO_2-Preise in Szenarien (Marktergebnisse)

Preisbasis 2005, Hochpreis



Quelle: EWI/EEFA, Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, 23.05.2007

Reale CO_2-Preise in Szenarien (Marktergebnisse)
Preisbasis 2005, Niedrigpreis



Quelle: EWI/EEFA, Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, 23.05.2007

Szenarienergebnisse

Für die untersuchten Politikszenarien wurden wesentliche Ergebnisse zu folgenden Punkten erzielt:

- Preise für CO_2-Zertifikate
- Entwicklung der Stromerzeugung
- Strompreise auf der Großhandels- und Endverbraucherebene
- Energieeffizienz auf der Nachfrageseite (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr)
- Primärenergieverbrauch und Importabhängigkeit
- Entwicklung der Treibhausgasemissionen
- Sektorale Produktions- und Beschäftigungseffekte

Preise für CO_2-Zertifikate

Die Preise für CO_2-Emissionsrechte bilden sich auf dem Europäischen Markt. Sie sind ein maßgeblicher Indikator für die „Schärfe" der Klimapolitik auf EU-Ebene. Neben den EU-weiten Emissionsminderungsvorgaben sind sie durch weitere Politikvorgaben (Energieeffizienz, Förderung erneuerbarer Energien in Europa, Kernenergiepolitik) und die unterstellte Brennstoffpreisentwicklung bestimmt.

Im Falle hoher Öl- und Gaspreise steigen die realen CO_2-Preise in den Szenarien von 15–20 €(2005)/t im Jahr 2010 auf 36–46 €(2005)/t im Jahr 2030. Im Niedrigpreisfall liegen sie anfangs etwas tiefer und erreichen bis 2030 Werte von 27–35 €(2005)/t CO_2.

Die CO_2-Preise liegen in Szenario II etwas tiefer als in Szenario I. Grund ist die vermehrte CO_2-freie Stromerzeugung aus Kernenergie, die bei unveränderten Minderungszielen den CO_2-Preis etwas entlastet. In Szenario II liegen die CO_2-Preise etwas höher als in Szenario IIa, da die kostenfreie CO_2-Zuteilung in Szenario II Energieträger mit höherer CO_2-Intensität (gegenüber Szenario IIa mit Auktionierung) begünstigt, wodurch sich die CO_2-Grenzvermeidungskosten im Handelssystem erhöhen. In Szenario III liegen die CO_2-Preise trotz schärferer Minderungsziele teilweise tiefer als in Szenario I. Dies ist durch den EU-weit stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien in Szenario III bedingt, wodurch die CO_2-Preise (nicht jedoch die Gesamtkosten der CO_2-Minderung) entlastet werden.

Insgesamt zeigt sich, dass die Emissionsminderungsvorgaben des Europäischen Rates vom März 2007 (- 20 % THG-Minderung bis 2020 gegenüber 1990) die CO_2-Preise stark in die Höhe treiben. Diese Anstiege der CO_2-

Preise führen im Rahmen der Szenarien bis 2030 teils zu erheblichen Veränderungen im deutschen Stromerzeugungsmix.

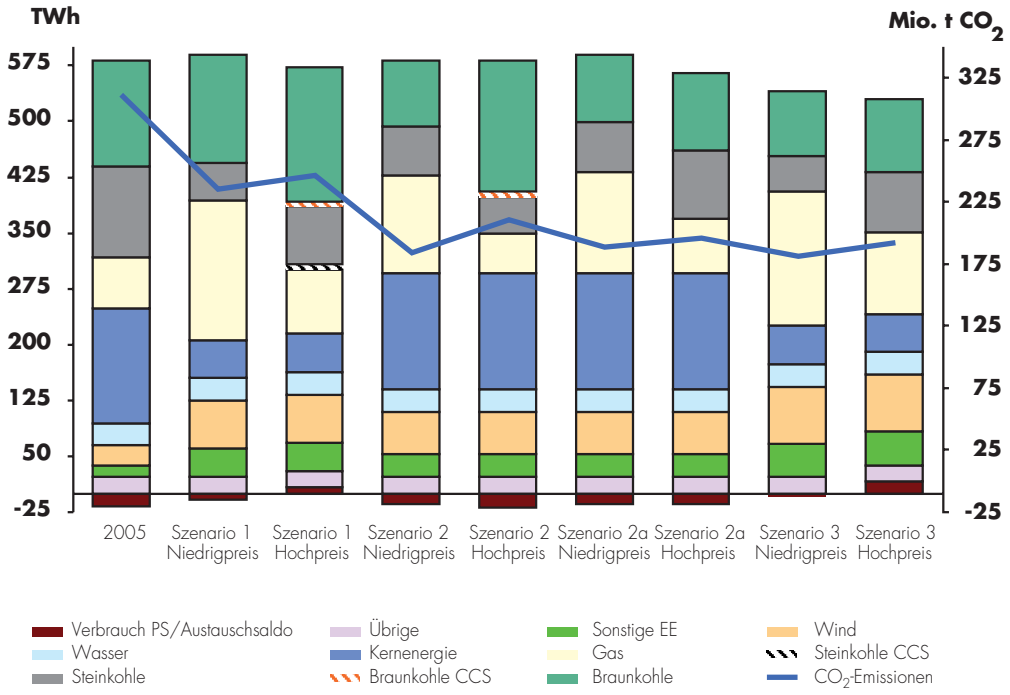
Stromerzeugung

Die Szenarienergebnisse für die Stromerzeugnisse hängen sensibel von den unterstellten Brennstoffpreisentwicklungen und den sich einstellenden CO_2-Preisen ab. Dies gilt vor allem für die Konkurrenz zwischen Kohle und Gas in der Verstromung.

Szenarienübergreifend lassen sich zur Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland bis 2030 folgende Tendenzen feststellen:

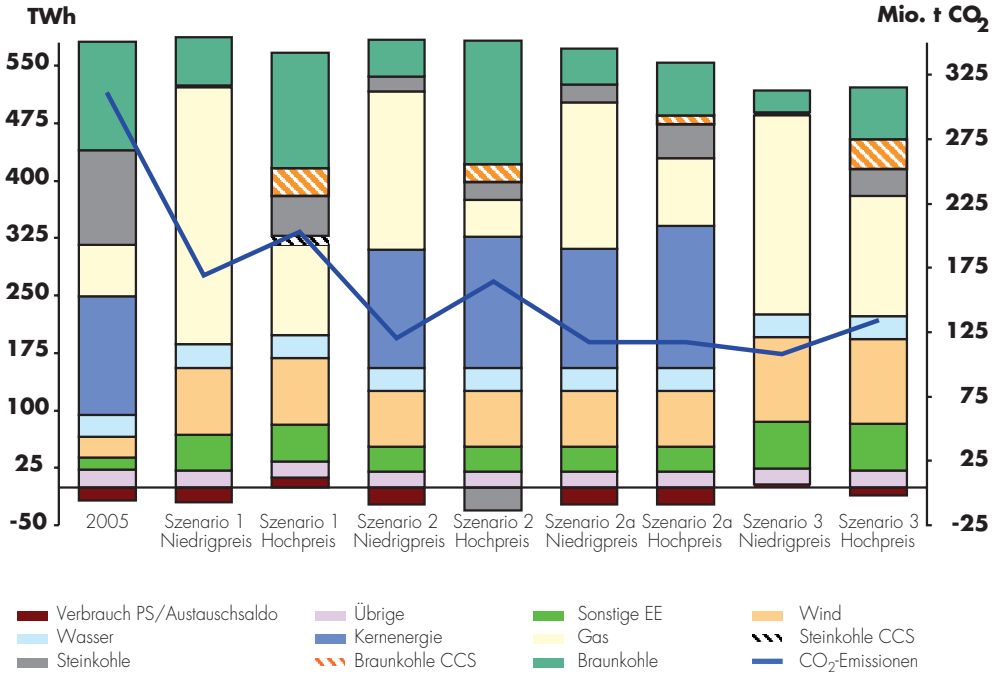
- In allen Szenarien steigt der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromerzeugung stark an. Der Anstieg basiert vorwiegend auf Windenergie (onshore und offshore) und Biomasse.
- Insbesondere die Einspeisung von Strom aus Windenergie wirkt auf das konventionelle Erzeugungssystem: Die nach EE-Einspeisung verbleibende, vom konventionellen Kraftwerkspark abzufahrende residuale Last weist eine zunehmend volatile und stochastische Struktur auf, wodurch sich die durchschnittliche Auslastung der Kraftwerke vermindert. Hierdurch gewinnen tendenziell flexiblere (Erdgas-)Kraftwerke an Bedeutung und die Kosten der Stromerzeugung steigen.
- Die höchste Windkraftkapazität ist mit rd. 45000 MW in Szenario III installiert. Hier werden unter den getroffenen Annahmen technische Grenzen der Integrierbarkeit von flukturierender Erzeugung erreicht: Aus Gründen der Netzstabilität – insbesondere der Erfordernis der Bereitstellung einer negativen Minutenreserve – muss in diesem Szenario knapp jede fünfte MWh-Windstromerzeugung abgeschaltet werden, sofern nicht zusätzliche Flexibilitäten im Elektrizitätssystem in Form von z. B. (Druckluft-)Stromspeichertechnologien, verschiebbaren Lasten oder grenzüber-

Nettostromerzeugung in Deutschland/ CO_2-Emissionen aus Stromerzeugung, Jahr 2020



Quelle: EWI/EEFA, Studie „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030" – Szenarienüberblick – Stand 23.05.07

Nettostromerzeugung in Deutschland/ CO_2-Emissionen aus Stromerzeugung, Jahr 2030



Quelle: EWI/EEFA, Studie „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030" – Szenarienüberblick – Stand 23.05.07

schreitendem Stromaustausch im europäischen Markt verfügbar sein werden.

– Insbesondere in den Niedrigpreisvarianten der Szenarien nimmt der Anteil des Erdgases an der Stromerzeugung deutlich zu. Dieser Zuwachs beruht zum einen auf Gas-GuD-Kondensationskraftwerken, zum anderen auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die Ausweitung der KWK-Stromerzeugung erfolgt marktgetrieben vorwiegend an großen Fernwärme- und Industriestandorten im Zuge des Ersatzes alter kohlegefeuerter Anlagen durch neue gasgefeuerte KWK-Anlagen mit deutlich höherer Stromkennziffer (Verhältnis von Strom- zu Wärme-Output) auf Basis einer stagnierenden oder gar leicht rückläufigen Wärmenachfrage.

– In den Hochpreisvarianten der Szenarien bleibt der Gaseinsatz in der Verstromung vergleichsweise begrenzt. Es kommt dann der Wettbewerb zwischen anderen Brennstoffen und Technologien stärker zum Tragen. Unter den getroffenen Annahmen sind dies insbesondere i) die Kernenergie, die in Szenario II/IIa politisch nicht restringiert ist, ii) Braunkohle ohne und mit CO_2-Abtrennung und -Speicherung (CCS) und iii) Steinkohle mit CCS.

– Braunkohle weist im Vergleich zur Steinkohle in den Szenarien einen wirtschaftlichen Vorteil auf. Dieser beruht mit darauf, dass für die kommenden zwei bis drei Dekaden keine neuen Braunkohlengruben aufgeschlossen werden müssen, um eine Braunkohlenförderkapazität von maximal 50 Mio. t SKE/a aufrechtzuerhalten. Die bereits offenen Gruben bedeuten einen merklichen Kostenvorteil, der die CO_2-bedingten Mehrkosten der Braun- gegenüber der Steinkohle selbst bei vergleichsweise hohen CO_2-Preisen überkompensiert. Dies betrifft den Einsatz bestehender Braunkohlenkraftwerke, den Zubau neuer Anlagen und in den Hochpreis-Varianten der Szenarien ab 2020 das Eindringen der CCS-Technologie in den Markt, das unter Kostengesichtspunkten zuerst für Braunkohle und dann für Steinkohle zu erwarten ist.

– In allen Szenarien mit Kernenergieausstieg in Deutschland (Hochpreis- und Niedrigpreis-Varianten der Szenarien I und III) kommt es im benachbarten Ausland (in

Frankreich, Großbritannien und Tschechien) zu einer Ausweitung der Stromerzeugung aus Kernenergie.

Strompreise (Szenarienergebnisse)

Auf der Großhandelsebene wird die Entwicklung der Strompreise (Erzeugerpreise) wesentlich von Brennstoff- und CO_2-Preisen beeinflusst. In nominalen Preisen ergeben sich in allen Szenarien – unter Annahme einer Inflationsrate von 1,9 % pro Jahr – langfristig steigende Großhandelspreise.

Mittelfristig besteht in allen Szenarien ein den Strompreis entlastender Effekt durch die für die kommenden Jahre erwarteten Kraftwerkszugänge und die damit verbundene Angebotsausweitung. Dieser Effekt wird in den Szenarien unterschiedlich stark von anderen Einflüssen überlagert. Szenario III mit Priorität Umweltpolitik und Kernenergieausstieg weist die höchsten Erzeugerpreise auf. Hauptgründe sind die ambitionierten CO_2-Minderungsziele, die den CO_2- und damit den Strompreis in die Höhe treiben, sowie das vorzeitige Ausscheiden von KKW-Grundlastkapazität mit geringen variablen Kosten und dem damit verbundenen vermehrten Kraftwerkszubaubedarf. In Szenario II mit kostenfreier CO_2-Zuteilung sind die Erzeugerpreise niedriger als in Szenario IIa mit Auktionierung. Der Grund hierfür ist, dass die kostenfreie Zuteilung wie ein Investitionsabschlag wirkt und dadurch für die Kraftwerksbetreiber Kapazität verbilligt. Dies führt im Vergleich zur Auktionierung zu beschleunigter Kraftwerksmodernisierung und entlastet den Strompreis. Ein weiterer Grund für höhere Strompreise durch CO_2-Auktionierung kann in einem auktionsbedingt stärkeren Vordringen von Gaskraftwerken liegen, deren Einsatz mit höheren Grenzkosten verbunden ist – dies kommt im Hochpreis-Fall der Szenarien II/IIa zum Tragen (im Niedrigpreis-Fall wird das Vordringen des Gases durch CO_2-Auktionierung nicht noch weiter verstärkt). Die Strompreise für Endverbraucher berücksichtigen neben den Großhandelspreisen Netzentgelte, EEG- und KWK-Umlage, Vertriebskosten, Stromsteuer, Konzessionsabgaben und Mehrwertsteuer. In nominalen Größen steigen die Endverbraucherpreise in allen Szenarien an. Die höchsten Preise ergeben sich durchgängig in Szenario III, die niedrigsten Preise in Szenario II. Je nach Höhe der Brennstoffpreise und in Abhängigkeit vom jeweiligen Szenario besteht im Jahr 2030 für Industrie- und Haushaltsstrompreise durchschnittlich eine Preisbandbreite von etwa 20 %.

Energieeffizienz auf der Nachfrageseite

In den energieintensiven Prozessen der Industrie sind selbst bei einer forcierten Modernisierung des Kapitalstocks nur noch vergleichsweise geringe Effizienzverbesserungen zu erwarten. Wesentlich größere Potenziale zur Effizienzverbesserung bestehen im Gebäude- und Wohnungsbestand, in dem gegenwärtig knapp 20 % des gesamten Primärenergieverbrauchs zur Beheizung verwendet wird. So ist der spezifische Energiebedarf im Wohngebäudebestand je Quadratmeter Wohnfläche zurzeit noch fast dreimal so hoch wie der inzwischen geltende gesetzlich forcierte Standard für Neubauten. Mit der Heranführung des Wohnungsbestandes an das energetische Niveau von Neubauten kann der Energieverbrauch in den nächsten 25 Jahren erheblich reduziert werden.

Ähnliche Potenziale existieren auch für den Bereich der Dienstleistungen (Banken, Versicherungen, Hotels und Gaststätten, sonstige Dienstleistungen). Zwar steigt der Wärmebedarf aufgrund der steigenden Anzahl der in diesen Sektoren Beschäftigten, doch wird dieser Anstieg im Wärmeenergieeinsatz im Zeitablauf durch die geschilderten Effizienzverbesserungen im Gebäudebestand mehr als kompensiert.

Im Verkehr konnte die Effizienz der Energienutzung zwar stetig verbessert werden; der Durchschnittsverbrauch der Fahrzeugflotte liegt jedoch noch deutlich über dem Verbrauchswert der neu zugelassenen Fahrzeuge. Mit dem Umschlag des gesamten Fahrzeugbestandes innerhalb von 15 Jahren wird die Norm für Neufahrzeuge, nach Angaben des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) gegenwärtig rund 7 Liter/100 km, bis 2020 für den gesamten Bestand wirksam.

Für den Personenverkehr kommt hinzu, dass mit dem Dieselmotor eine Technik zur Verfügung steht, die im Vergleich zum Ottomotor deutlich effizienter ist und in den letzten Jahren erhebliche Marktanteile gewinnen konnte. Lag der Anteil der Neuzulassungen von Dieselfahrzeugen Mitte der 90er-Jahre noch bei 15 %, wird gegenwärtig fast jeder zweite PKW mit einem Dieselmotor neu zugelassen. Verstärkt wird dieser Effizienzeffekt noch dadurch, dass die Nachfrage nach Kompaktfahrzeugen der unteren Mittelklasse in den letzten Jahren überproportional zugenommen hat, wohingegen die Zulassungen in hubraumstärkeren Fahrzeugklassen, einmal abgesehen von Geländefahrzeugen (+ 8 %) und den sogenannten SUV („Sport Utility Vehicles") (+ 21 %), rückläufig waren. In diesem Käuferverhalten dürften sich auch die schon seit Längerem zu beobachtenden kontinuierlichen Preissteigerungen bei Kraftstoffen niedergeschlagen haben, die insbesondere in den Hochpreisszenarien auch in Zukunft ihre Wirksamkeit behalten dürften.

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Verkehrsbereich und bei der Beheizung der Gebäude und

Wohnungen senken allerdings nicht nur den Energieverbrauch, sondern verringern gleichzeitig die Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten, da in beiden Verbrauchssegmenten der Einsatz von Öl und Gas dominiert. Insoweit kann in diesen Bereichen eine doppelte Dividende, nämlich die der Energieverbrauchssenkung und der geringeren Abhängigkeit von Öl und Gas, erzielt werden.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland verringert sich künftig in allen Szenarien. Der bis 2030 im Vergleich zu 2005 verzeichnete Rückgang beträgt – je nach Szenario und Brennstoffpreispfad – zwischen einem Sechstel und einem Drittel. Damit setzt sich die Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Primärenergieverbrauch fort.

Der künftige Primärenergiemix ist stark abhängig von der Brennstoffpreisentwicklung und dem zugrundegelegten Szenario.

- Der Primärenergieverbrauch an Mineralöl verringert sich zwar in allen Szenarien, und zwar in beiden betrachteten Brennstoffpreis-Fällen. Dennoch ist Mineralöl auch noch im Jahr 2030 der wichtigste Energieträger. Nur im Niedrigpreis-Fall von Szenario I schiebt sich Erdgas nach 2025 vor Mineralöl auf den ersten Rang.

- Steinkohle und Braunkohle büßen in allen Szenarien Marktanteile ein. Besonders stark fällt der Rückgang bei einem niedrigen Öl-/Erdgaspreispfad aus.

- Erdgas gewinnt im Niedrigpreis-Fall in allen Szenarien – sowohl in absoluten Größen als auch anteilig – an Gewicht. Im Hochpreis-Fall gilt dies allerdings nur für Szenario III.

- Die künftige Höhe des Beitrags der Kernenergie hängt von der – nach den jeweiligen Szenarien unterschiedlichen – politischen/gesetzlichen Vorgabe hinsichtlich der Nutzung dieses Energieträgers ab.

- Erneuerbare Energien legen in sämtlichen Szenarien und bei beiden Brennstoffpreispfaden deutlich zu. Sie werden – neben den konventionellen Energien – zu einer starken Säule im Primärenergiemix.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen ist zwar einerseits eine Vorgabe für die einzelnen Szenarien und die dabei angenommenen Minderungsziele, andererseits das Ergebnis der Reaktionen der am Emissionshandel beteiligten Anlagenbetreiber oder der staatlichen Klimaschutzpolitik. In Szenario I und II wurde angenommen, dass Deutschland eine Minderungsverpflichtung der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 30 % trägt. Bezogen auf das Ausgangsniveau im Basisjahr 1990 von 1230 Mio. t entspricht dies einer Emissionsminderung innerhalb von 40 Jahren auf 861 Mio. t. Die energiebedingten CO_2-Emissionen, die im Treibhausgasinventar mehr als 95 % der CO_2-Emissionen ausmachen – der Rest stammt aus der Nutzung carbonatischer Rohstoffe (Kalkstein) und aus Sekundärbrennstoffen –, sinken in diesem Zeitraum um mehr als 30 %. Der Minderungsbeitrag schwankt in Abhängigkeit vom Energiepreispfad und Zuteilungsmechanismus. Neben strukturellen Veränderungen im Kraftwerkspark sind dafür vor allem die Produktionskürzungen in den kohlenstoffintensiven, im internationalen Wettbewerb operierenden Unternehmen verantwortlich.

Sektorale Produktions- und Beschäftigungseffekte

Für die erste Handelsperiode und nach den bisher von der EU-Kommission genehmigten Plänen auch für die zweite Handelsperiode wird die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie vom Zukauf von Emissionsberechtigungen weitgehend freigestellt. Mit der Änderung hin zu einer vollständigen Auktionierung entfällt dieser Schutz gegenüber Wettbewerbern aus Staaten, die nicht am Emissionshandel teilnehmen. Für die konkreten Wirkungen ist zu berücksichtigen, dass Effizienzverbesserungen im Bereich der industriellen Grundstoffproduktion zunehmend kostenträchtiger werden und weitergehende Emissionsminderungen relativ rasch an technische Grenzen stoßen. Deshalb besteht die Gefahr, dass die Zusatzkosten nicht durch interne Anpassungsmaßnahmen aufgefangen werden können, sondern zu Wettbewerbsnachteilen gegenüber Anbietern aus Drittländern führen – um den Preis entsprechender Produktions- und Beschäftigungsverluste. Der vollständige Zukauf von Emissionsminderungen müsste insoweit mit dem Verlust von Produktion und Beschäftigung am Standort Deutschland bezahlt werden.

Die Auswirkungen auf die Beschäftigung werden mit einer Differenz zwischen Szenario III und Szenario II von mehr als 200000 Arbeitsplätzen bis 2020 und sogar fast 400000 Arbeitsplätzen bis 2030 ausgewiesen.

Energieeinheiten

Ausgangseinheit \ Zieleinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh
1 Mio. t Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7000	8,14
1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10^3	= Tausend
Mega	= M	= 10^6	= Million
Giga	= G	= 10^9	= Milliarde
Tera	= T	= 10^{12}	= Billion
Peta	= P	= 10^{15}	= Billiarde

Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BP	British Petrolium
BHKW	Blockheizkraftwerk
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit
CDM	Clean Development Mechansim
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO_2)
CO_2	Kohlendioxid
COORETEC	Initiative des BMWi zur CO_2-Reduktionstechnologien in fossil befeuerten Kraftwerken
ct	Eurocent
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein
dena	Deutsche Energie-Agentur
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DNK	Deutsches Nationales Komitee des Weltenergierates
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchange (Energiebörse)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt
GTZ	Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten
IAEO	Internationale Atomenergie-Organisation
IEA	Internationale Energieagentur
IMO	Internationale Seeschifffahrts-organisation
InK	Information- und Kommunikation
IGCC	Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung
JI	Joint Implementation
JV	Joint Venture
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
m^2/a	Quadratmeter Nutzfläche
MW	Megawatt
OE	Öläquivalent
OPEC	Organisation Erdöl exportierender Länder
PEV	Primärenergieverbrauch
PPA	Power Purchase Agreements
PPP	Kaufkraftstandards (Purchasing Power Parities)
RÖE	Rohöleinheiten
SKE	Steinkohleneinheiten
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Coordination and Transmission of Electricity
UN	United Nations
USD	US-Dollar
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VNG	Verbundnetz Gas AG
WEC	World Energy Council
WTO	World Trade Organization

Mitglieder des DNK-Präsidiums

Jürgen Stotz, Präsident
Prof. Dr. Gerhardt Wolff, Schatzmeister
Berthold Bonekamp
Hans-Jürgen Cramer
Dr. Uwe Franke
Ulrich Gräber
Dr. Klaus-Ewald Holst
Jens Peters
Dr. Michael Süß
Dr. Johannes Teyssen
Hans-Peter Villis

Mitglieder des Präsidialausschusses

Dr. Rainer Abbenseth, Vorsitzender
Jürgen Cuno
Gert von der Groeben
Dr. Peter Heinacher
Jürgen Hogrefe
Dr. Hermann Holfeld
Bernhard Kaltefleiter
Rainer Knauber
Mathias Schuch

Arbeitsgruppe „Energie für Deutschland“

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, Vorsitzender
Martin Czakainski
Dr. Peter Gerling
Enno Harks
Dr. Jörg Jasper
Achim Lange
Dr. Ireneus Pyc
Heino Rath
Jörg Schupan
Christian Meyer zu Schwabedissen
Dr. Stefan Ulreich
Marcus Wiemann

DNK-Geschäftsführer

Dr. Carsten Rolle, v.i.S.d.P

World Energy Council

Der Weltenergierat (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute 96 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der Weltenergierat ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen der Energiewirtschaft, der Energiepolitik und der Energietechnik. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet er ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des Weltenergierates umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger – Kohle, Öl, Erdgas, Kernenergie und erneuerbare Energien – sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige Energieträger übergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen, insbesondere der rund zwei Milliarden Menschen, die heute noch ohne Zugang zu ausreichender und bezahlbarer Energie sind.

Mit diesem Ziel führt der Weltenergierat Studien sowie technische und regionale Programme durch, die alle drei Jahre auf den Weltenergiekongressen präsentiert werden:

20. Weltenergiekongress:
11.–15. November 2007 – Rom

21. Weltenergiekongress:
2010 – Montreal

WEC: www.worldenergy.org

DNK

Das DNK (Deutsches Nationales Komitee) ist das nationale Mitglied des Weltenergierates für Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an. Als nichtstaatlicher, gemeinnütziger Verein ist das DNK unabhängig in seiner Meinungsbildung. Im Präsidium des Vereins sind alle Energieträger repräsentiert.

Das DNK arbeitet an den Positionen und Studien des Weltenergierates intensiv mit. Daneben organisiert es auch eigene Veranstaltungen und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland" jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

DNK-Energietag
24.10.2007 in Berlin

DNK-Empfang zur Weltenergiekonferenz
13.11.2007 in Rom

Präsentation des World Energy Outlook der IEA
22.11.2007 in Berlin

Energy and Mobility
28./29.02.2008 in Wien

DNK: www.weltenergierat.de