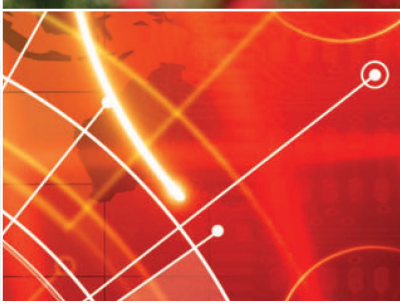
Energie für Deutschland 2006

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext



Schwerpunktthema:

Anforderungen an ein konsistentes energiepolitisches Konzept

World Energy Council
CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

Deutsches Nationales Komitee des Weltenergierates (DNK)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Vorwort	**5**
Anforderungen an ein konsistentes energiepolitisches Konzept	**7**
Executive Summary	9
Die Aufgabe der Energiepolitik	11
Herausforderungen	11
Rahmenbedingungen für Wettbewerb	19
Anforderungen an die Energiepolitik	22
Energie in der Welt	**27**
Energie in der Europäischen Union	**37**
Exkurs zur Erdgasspeicherung – ein Überblick	45
Energie in Deutschland	**49**
Abkürzungsverzeichnis	70
Gremien DNK	71
WEC und DNK	72

Vorwort

Zwei Themen haben in den vergangenen Monaten dafür gesorgt, dass energiepolitische Fragen national wie international wieder höchste politische Priorität genießen: Zum einen sind dies die signifikant gestiegenen Rohstoffpreise insbesondere von Öl und Gas. Sie spiegeln eine stark zunehmende globale Energienachfrage wieder, die vorrangig von Staaten wie China (vgl. „Energie für Deutschland 2005“) und Indien getrieben wird.

Zum anderen ist die Sorge um eine langfristig sichere Energieversorgung gewachsen. Obwohl die Ursache für den kurzzeitigen Konflikt um Gaslieferungen zwischen Russland und der Ukraine Anfang des Jahres vorrangig darin lag, dass Russland einigen osteuropäischen Staaten aus politischen Gründen Gas deutlich unter Marktpreis anbietet, hat die Situation dennoch den Blick für eines geschärft: Eine wachsende Importabhängigkeit Europas und eine zunehmende Konzentration der Lieferung auf wenige, politisch z.T. sensible Staaten birgt Risiken in sich. Dies gilt umso mehr im Hinblick darauf, dass viele Länder weltweit ihren Einfluss auf die Energiewirtschaft wieder verstärken – bis hin zur Reverstaatlichung der Industrie.

Die Europäische Kommission hat begonnen, mit der Vorlage eines Grünbuchs für eine europäische Energiestrategie diesen Ball aufzunehmen (vgl. Seite 42 in dieser Publikation). Die europäischen Mitglieder des Weltenergierates haben im Gespräch mit Kommissar Piebalgs Mitte dieses Jahres die Ideen zu einer stärkeren gemeinsamen außenpolitischen Flankierung der Energiepolitik unterstützt, zugleich aber auch vor umfangreicheren Kompetenzverlagerungen und vor Überregulierungen gewarnt, die z.T. die Anreize für dringend benötigte Investitionen im Energiebereich hemmen würden.

In einer ähnlichen Weise hat sich auch EU-Chefdiplomat Solana für eine stärkere europäische Energieaußenpolitik ausgesprochen. Im Juli rückten Fragen der Energiesicherheit sogar ins Zentrum der G-8 Gipfelgespräche in St. Petersburg. Dabei wurde erneut deutlich, wie isoliert Deutschland unter den Industriestaaten mit dem Beschluss dasteht, aus der Kernenergie auszusteigen. Denn während weltweit Laufzeiten für Kernkraftwerke verlängert und neue Anlagen gebaut werden, ist dies in der Bundesregierung aufgrund der Koalitionsvereinbarung ein Tabuthema; das wurde bereits beim ersten nationalen Energiegipfel der Bundesregierung im Frühjahr 2006 sichtbar.

Uneingeschränkt positiv zu bewerten, ist jedoch das Kernanliegen des Gipfels, zukünftig eine Energiepolitik aus einem Guss zu entwickeln. Das Deutsche Nationale Komitee des Weltenergierates begrüßt daher ausdrücklich das Ziel der Bundesregierung, eine konsistente energiepolitische Strategie zu erarbeiten. In der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland 2006“ haben wir uns aus diesem Grund vorgenommen, auf Basis einer nüchternen Analyse der Handlungsspielräume, die die internationalen energiewirtschaftlichen Restriktionen zulassen, einige Erwartungen und Anforderungen für eine solche Strategie zu formulieren. Hierzu zählt im ersten Schritt, sich dieser international bestehenden Restriktionen und der Rolle Deutschlands im internationalen Wettbewerb bewusst zu werden.

Diese Analyse zeigt zunächst klar, dass die globale Energie- und Rohstoffnachfrage weiter wachsen wird, weil große Staaten den Schritt zur Industrialisierung, Motorisierung und Urbanisierung nachvollziehen, den wir bspw. in Europa bereits weitgehend vollzogen haben. Diese wirtschaftlich begrüßenswerte Entwicklung verantwortungsvoll so zu unterstützen, dass sie auch ökologisch nachhaltig ausgestaltet ist, stellt eine gemeinsame Herausforderung dar, die wir annehmen müssen. Denn nur über eine Weiterentwicklung der heute bekannten Technologien, weitere Fortschritte im Bereich der Effizienzsteigerung sowie ein wachsendes Bewusstsein dafür, dass mit Energie verantwortlich umgegangen werden muss, wird dies möglich sein.

Ebenso klar ist, dass die Entwicklung dazu notwendiger verbesserter und neuer Technologien Zeit und finanzielle Ressourcen benötigt. Ressourcen, über die wir nicht unbegrenzt verfügen und die wir daher so einsetzen müssen, dass sie den größten Nutzen bringen. Einseitige nationale Vorleistungen im Klimaschutzbereich bspw. können dagegen durch die so induzierten Standortverlagerungen in Regionen mit niedrigeren Umweltstandards letztlich sogar kontraproduktiv wirken.

Über das energiepolitische Zieldreieck – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit – gibt es heute einen breiten Konsens, wenngleich die Betonung einzelner Ecken des Dreiecks etwas variiert. Entscheidend ist, die Erreichung dieser Ziele nicht über eine Vielzahl sich zum Teil sogar widersprechender Einzelmaßnahmen von vielen Institutionen aus anzustreben, sondern in eine in sich konsistente energiepolitische Strategie einzubetten. Zentrale Anforderungen an diese Strategie sind in dieser Publikation genannt:

- Außenpolitische Flankierung der Energiepolitik zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit, insbesondere auf politisch unsicheren Märkten

- Weiterentwicklung des energiepolitischen Rahmens: Markt und Regulierung müssen im Interesse der Anbieter und Verbraucher vernünftig aufeinander abgestimmt sein, so dass einerseits die Energierechnungen bezahlbar bleiben und andererseits die Anbieter genug verdienen, um neue Anlagen bauen zu können.

- Umweltschutz – insbesondere die Reduzierung der Treibhausgase – ist ein globales Thema und muss auch so behandelt werden; d.h. neben den Kyotoländern und Kyotozielen müssen Lösungen für alle übrigen Länder gefunden werden, die insgesamt fast drei Viertel der globalen Emissionen verursachen. Dort wo man mit dem eingesetzten Kapital am meisten erreicht, müssen Schwerpunkte gesetzt werden.

- Ein breiter Energiemix unter Einschluss aller Energieträger und Energietechnologien ist anzustreben. Kernenergie gehört neben den konventionellen Brennstoffen gleichermaßen dazu wie alle regenerativen Quellen.

- Energieeffizienz erhöhen, im Erzeugungsbereich ebenso wie in alten und neuen Gebäuden.

- Finanzielle Förderung – insbesondere bei regenerativen Energien – umschichten weg von betriebsbegleitenden Subventionen hin zur Förderung von Grundlagenforschung und zur Markteinführung.

- Breite Akzeptanz für die sinnvollen energiepolitischen Maßnahmen schaffen. Das geht nur, wenn wir offen, ohne Tabus und ideologiefrei, über die komplizierten Zusammenhänge informieren und bereits in der Schulerziehung damit beginnen. Dazu müssen wir uns das Vertrauen aller Beteiligten erarbeiten.

Ein Schlüssel für die Bewältigung der zukünftigen Herausforderungen liegt sowohl national wie international darin, die Voraussetzungen für Zukunftsinvestitionen sicherzustellen. Denn nur so können wir dem Satzungsziel des Weltenergierates näher kommen: „To promote the sustainable supply and use of energy for the greatest benefit of all people"

Während der Fußballweltmeisterschaft im Sommer dieses Jahres waren – neben dem motivierenden sportlichen Erfolg des deutschen Teams – manche im Ausland positiv davon überrascht, wie weltoffen und begeisternd sich Deutschland als Gastgeber gezeigt hat. Ich würde mir wünschen, dass wir uns ein wenig dieser vorurteilsfreien Zuversicht auch für die laufende energiepolitische Diskussion bewahren würden. Denn nur wenn wir eingefahrene ideologische Gräben überspringen, haben wir zukünftig die Chance, die globalen energiewirtschaftlichen Herausforderungen zu meistern. Für die Formulierung der dazu notwenigen konsistenten Strategie wünsche ich uns allen viel Erfolg und hoffe, dass wir mit der vorliegenden Publikation einen Beitrag dazu leisten können.

Berlin, im Oktober 2006

Jürgen Stotz

Präsident
Deutsches Nationales Komitee
des Weltenergierates e.V.

Anforderungen an ein konsistentes energiepolitisches Konzept

Executive Summary

- Knappe Angebotsreserven bei wachsender globaler Energienachfrage und hohe Preise insbesondere bei Erdöl und Erdgas rücken Fragen der Versorgungssicherheit in den Blickpunkt. Versorgungssicherheit wird damit ein zentrales Thema der künftigen Energiepolitik in Deutschland und Europa sein.

- Bei der Weiterentwicklung des Wettbewerbsrahmens im Energiebereich muss neben den Unternehmen auch die Politik einen kulturellen Wandel vollziehen, indem sie sich auf die Bedingungen des Marktes einstellt und ihre Rolle im Hinblick auf den Markt definiert.

- Eine zweite Herausforderung für die Politik ist, eine ausreichende Qualität der Rahmenbedingung für die Zielsetzung Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Nachhaltigkeit zu liefern. Die dabei entscheidenden Qualitätsindikatoren sind angesichts des langfristigen Charakters der Energiepolitik Klarheit, Konsistenz und Kalkulierbarkeit.

- Die internationalen Märkte für Energierohstoffe sind mittlerweile Verkäufermärkte. Europa ist bei Erdöl und Erdgas in hohem Maße importabhängig und damit den Entwicklungen mit den besonderen — z.T. wachsenden – politischen Risiken in diesen Märkten ausgesetzt.

- Bei Kohle sind Versorgungs- und Preisrisiken aufgrund der weltweit ausreichenden weitläufig verteilten Vorkommen geringer. Sie ist zudem der einzige konventionelle Energieträger mit nennenswerten heimischen Ressourcen. Verbesserung der Kraftwerkwirkungsgrade und die Chancen der Speicherung von CO_2 ermöglichen der Kohle auch zukünftig eine wichtige Rolle in der Stromerzeugung.

- Bei der Reduktion der Treibhausgase ist für die Zukunft entscheidend, welche Mengenziele verfolgt werden und in welcher Weise die Umsetzung stattfindet. Dabei muss die Reduktion auch in all denjenigen Ländern erfolgen, die signifikant zu Emission oder auch zu deren Steigerung beitragen. Der Anteil der Emissionen derjenigen Länder mit Reduktionsverpflichtungen beträgt heute nur rund 28 % der weltweiten Emissionen.

- Für Deutschland ergibt sich aufgrund der starken Preissteigerungen der letzten zehn Jahre für die Energieträgereinfuhren ein zusätzlicher Preiseffekt von 33 Mrd. Euro, also ca. 1,5 % des BIP. Dieser Effekt ist im Wesentlichen bei Erdöl und Erdgas aufgetreten.

- Ein Weiterbetrieb der Kernkraftwerke in Deutschland bis zu ihrem technisch gebotenen Ende würde den finanziellen und zeitlichen Spielraum schaffen, um die Energieversorgung im Sinne der langfristig notwendigen Zielsetzungen umzustrukturieren, also den Anteil erneuerbarer Energieträger auszuweiten und zur Versorgungssicherheit beizutragen.

- Eine Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebestand und bei Neubauten ist ein wirksames Mittel, um die Energieausgaben der Haushalte von den Preisbewegungen der Energiemärkte stärker abzukoppeln. Auch im Bereich der Stromerzeugung liegen erhebliche Effizienzpotenziale. Ein Großteil davon ist allerdings an Neuinvestitionen von Kraftwerken gebunden.

- Für die volkswirtschaftliche Entwicklung sind wettbewerbsfähige Energiepreise von erheblicher Bedeutung. Ein ausgewogener Energiemix kann dazu beitragen, dass über die naturgegebenen Faktoren hinaus keine Verschlechterung eintritt. Bei den Energiepreisen für die Endverbraucher sind die in den letzten zehn Jahren aufgrund von erhöhten oder zusätzlich eingeführten Steuern und Umlagen verursachten Aufwendungen der Haushalte größer als der Preiseffekt, der von den Weltmärkten ausgeht. Auch die zusätzlich eingeführten CO_2-Zertifikate wirken auf die Endverbraucherpreise wie eine zusätzliche Steuer.

- Liberalisierung der Energieversorgung bedeutet primär die Entfernung von Schutzzäunen und die Möglichkeit von Wettbewerb. Die Freiheit der Marktakteure ist die Voraussetzung dafür, dass sich diese Vorteile einstellen können.

- Für eine funktionierende Marktwirtschaft ist entscheidend, dass die Regierung diese Freiheit respektiert, um der Gesellschaft die Vorteile des Wettbewerbs für zu ermöglichen. Interventionen in das Marktgeschehen etwa in Form von Regulierung sind nur dann gerechtfertigt, wenn aufgrund besonderer Umstände der Markt gar nicht

oder nur teilweise funktionieren kann oder das Marktergebnis gesellschaftlich unerwünscht ist.

- Angesichts der vom Weltmarkt gesetzten Energiepreissteigerungen und einem zunehmend globalen Standortwettbewerb müssen alle zukunftsorientierten Entscheidungen über den Energiemix und die Maßnahmen zum Klimaschutz auch ökonomischen Kriterien folgen. Dafür ist ein offener Wettbewerbsrahmen in der EU erforderlich, der allen Energieträgern und -technologien die gleichen Chancen einräumt.

- Die Sicherung der Energieversorgung für die Zukunft in der „importabhängigen" EU erfordert eine gemeinsame europäische Politik zur Versorgungssicherheit. Das macht eine breite Diversifizierung einerseits und eine intensive Kooperation mit den Lieferantenländern andererseits notwendig.

- Die bisherigen Erfahrungen mit dem Handel von Emissionszertifikaten haben gezeigt, dass die Transparenz des Marktes für Zertifikate noch verbessert werden muss, damit die Preissignale verstetigt werden. Auch sollten zukünftig die technischen und rechtlichen Voraussetzungen für eine Sequestrierung von CO_2 geschaffen werden.

- Für die Bewältigung der Zukunftsaufgaben im Bereich Energie ist im höheren Maße als bisher Grundlagenforschung auf dem Gebiet der Energieumwandlung und der Energieeffizienz erforderlich. Anwendungsorientierte Forschung ist auch in einem liberalisierten Energiemarkt Aufgabe der Energieunternehmen.

- Bei den erneuerbaren Energien ist zukünftig das Ziel der Markteinführung stärker in den Vordergrund zu rücken. Für die Grundlagenforschung eingesetzte Gelder können langfristig mehr bewirken als an Anlagen gebundene Dauersubventionen, die nach dem Abschalten der Anlage ohne längerfristige Effekte bleiben. Das technologische Lernen erfordert keineswegs das derzeit geförderte Volumen.

Anforderungen an ein konsistentes energiepolitisches Konzept*

Die Aufgabe der Energiepolitik

Die internationale Entwicklung der Energiemärkte ist in den letzten Jahren durch die steigende Nachfrage aus wirtschaftlich nachholenden Ländern geprägt. Dies geschieht bei gleichzeitig knappen Angebotsreserven mit der Konsequenz hoher und steigender Preise insbesondere bei Erdöl und Erdgas. Angesichts der weiter steigenden Bedeutung dieser Energieträger und dem hohen und wachsenden Importanteil in Deutschland und Europa ist damit die Frage der Versorgungssicherheit insbesondere hinsichtlich dieser Energieträger aufgeworfen. Sie wird ein zentrales Thema der Energiepolitik der Zukunft in Deutschland und Europa sein müssen.

Ein zweites zentrales Thema ist die Weiterentwicklung des Wettbewerbsrahmens im Energiebereich. Zu den geöffneten Märkten für Energie und der stärker marktwirtschaftlichen Orientierung der Umweltpolitik gehört ein neues Rollenverständnis der Energiepolitik. Die politische Entscheidung für die Marktöffnung der leitungsgebundenen Energieversorgung ist keine „graduelle", sondern eine Systementscheidung und kommt einem Paradigmenwechsel gleich. Einerseits erfordert sie den kulturellen Wandel in den Unternehmen, die Anpassung technischer Systeme und unternehmerischer Geschäftsmodelle an die Ausgestaltung der Austauschbeziehungen zwischen den Unternehmen und ihren Kunden, und andererseits muss auch die Politik einen kulturellen Wandel vollziehen, indem sie sich auf die Bedingungen des Marktes einstellt und ihre Rolle im Hinblick auf den Markt definiert und auf ihn ausrichtet.

Die wesentliche Herausforderung für die Politik ist, eine ausreichende Qualität der Rahmenbedingungen für die Zielsetzungen Verfolgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Nachhaltigkeit zu liefern. Die entscheidenden Qualitätsindikatoren sind dabei Klarheit, Konsistenz und Kalkulierbarkeit. Unternehmen folgen, entsprechend den Gesetzen des Marktes, eigenen Zielen. Ob und wie weit sich die Summe aller Unternehmenshandlungen und Entscheidungen zu einem gewünschten volkswirtschaftlichen Ganzen zusammenfügt, diese Frage muss von der Energiepolitik aufgegriffen werden. Daraus folgt, dass die vorrangige Aufgabe der Energiepolitik langfristigen Charakter hat. Dies wiederum verlangt besondere Klarheit hinsichtlich der von der Energiepolitik verfolgten Ziele. Es muss sichergestellt werden, dass der Volkswirtschaft hinreichend Energie zu wettbewerbsfähigen Bedingungen zur Verfügung steht, damit sich Produktion und Konsum an den Märkten entfalten können, bei gleichzeitiger Wahrung von qualitativen Standards wie z.B. dem Umweltschutz.

Insofern kommt der Energiepolitik eine Art Führungsaufgabe zu. Diese Aufgabe lautet: Die langfristigen Erfordernisse so in Rahmenbedingungen umsetzen, dass die Marktparteien hierdurch eine Orientierung erhalten und ihre eigenen Pläne daran ausrichten können. Diese Aufgabe lautet aber nicht, in die kurzfristigen laufenden Entscheidungen der Marktparteien einzugreifen und diese nach jeweilig opportun erscheinenden Gesichtspunkten korrigieren zu wollen. Politik braucht einen langen Atem und darf sich von der markttypischen Dynamik, insbesondere auch den markttypischen Preisbewegungen, nicht aus dem Konzept bringen lassen.

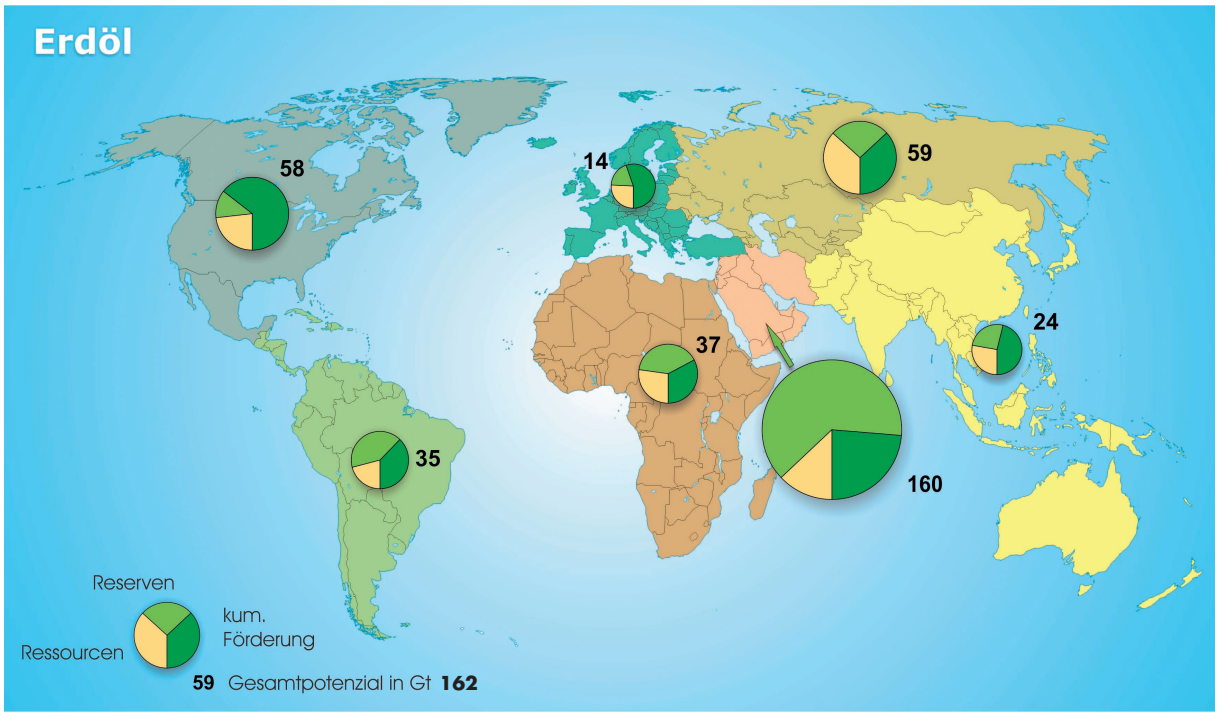
Herausforderungen

Die internationalen Energiemärkte

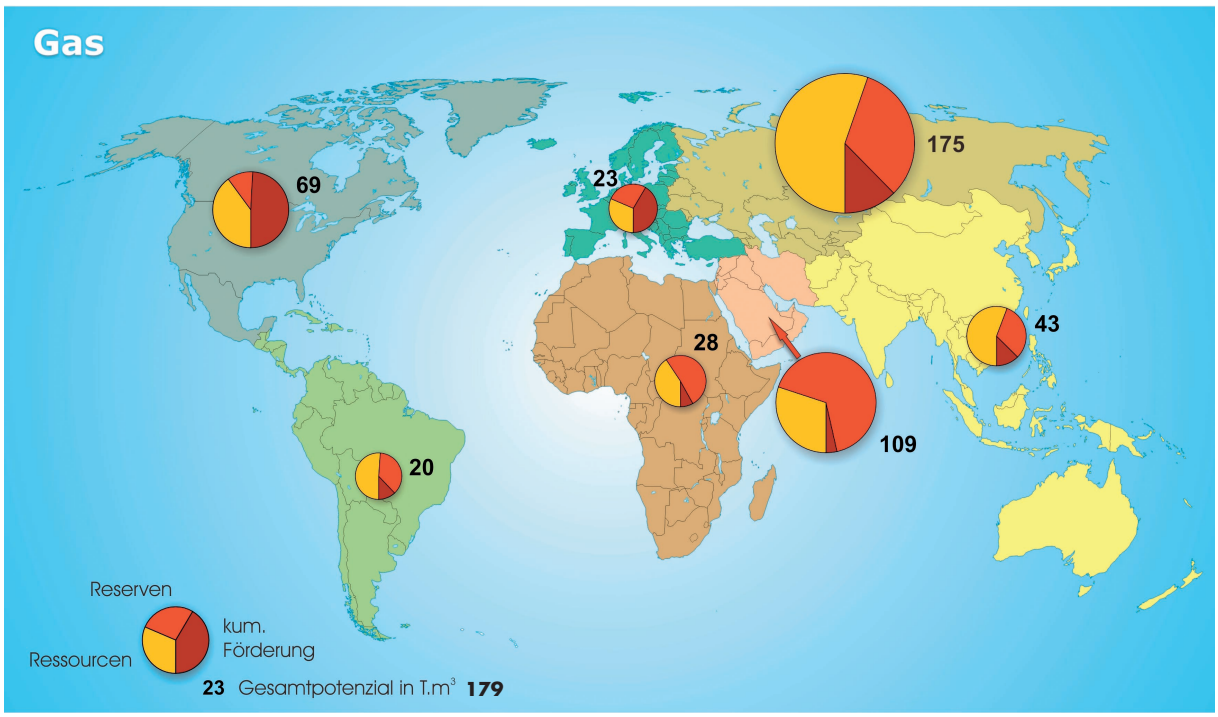
Während man in den 70er Jahren bei uns bereits von der Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch zu sprechen begann, befinden sich heute Länder mit nachholender Entwicklung in einer Phase, in der nach unseren gegenwärtigen Maßstäben überproportionaler Energieverbrauch sowohl Wachstumsvoraussetzung als auch Wachstumsfolge ist. Die damit verbundenen Veränderungen der Angebots-/Nachfrageverhältnisse auf den Märkten für Rohstoffe führten zwar bisher nicht zu echten Versorgungsengpässen, haben aber in erheblichem Maße die Preise beeinflusst. Die Märkte für Energierohstoffe werden dadurch zu Verkäufermärkten.

Europa ist bei Öl und Gas in hohem Maße importabhängig und damit den Entwicklungen auf den globalen Märkten für diese Energieträger ausgesetzt. Das Produkt Erdöl unterliegt besonderen Produktionsstrukturen. Der Zeitbedarf und das Investitionsvolumen für die Erschließung neuer Quellen sind bedeutend. Daraus folgt, dass Nachfrageschwankungen, die an die Grenzen der kurzfristigen Angebotskapazität stoßen, erhebliche Preisbewegungen zur Folge haben können. Diese auch als Preisvolatilität bezeichnete – die realen Verhältnisse möglicherweise stark überzeichnende – Preisreaktion ist für solche Marktgegebenheiten typisch.

*Das DNK dankt Herrn **Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger,** auf dessen Arbeit dieser Beitrag weitgehend fußt. Ergänzungen und Redaktion durch die DNK-Arbeitsgruppe.



Quelle: BGR



Quelle: BGR

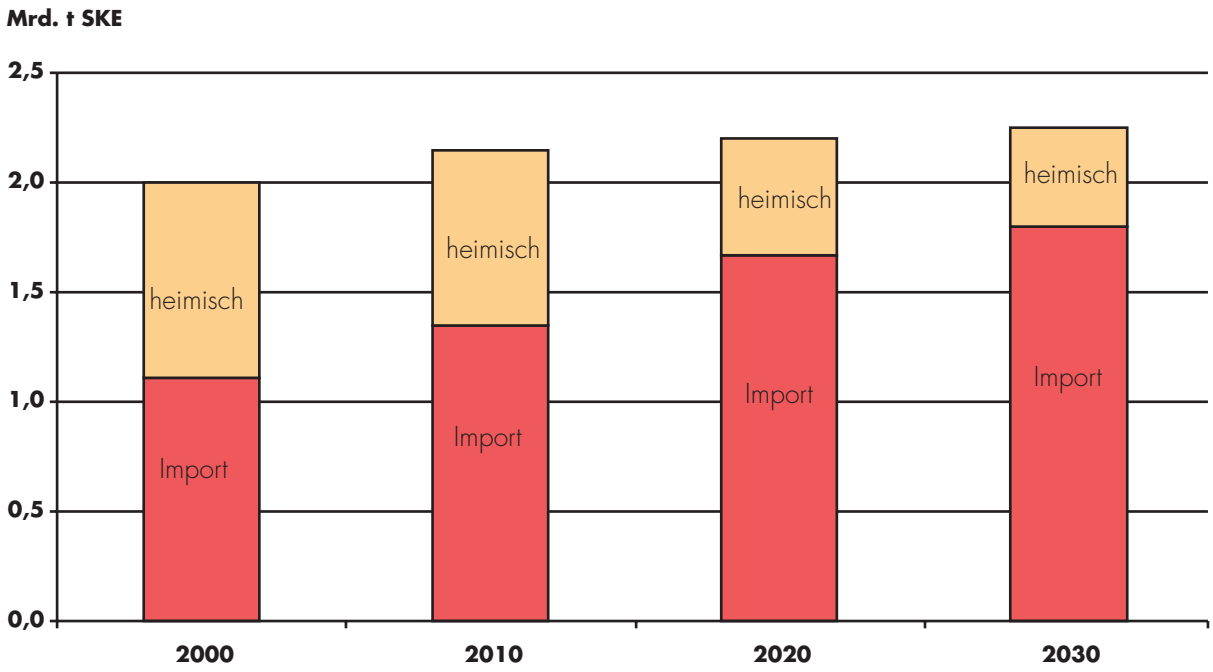
Dazu kommen die besonderen politischen Risiken in diesem Markt. Da ein bedeutender Teil der Reserven von Erdöl und Erdgas in politischen Krisenregionen liegt, können daraus zusätzliche Verstärkungen marktbedingter Preisbewegungen resultieren, die u.a. die Erwartungen der Marktteilnehmer widerspiegeln.

Schließlich können sich auch die Finanzmärkte die Preisbewegungen zunutze machen, um aus erwarteten Preisdifferenzen Renditen für Kapitalanlagen abzuleiten. Zwar ändert dies an der realen Angebots-Nachfragekonstellation nichts, aber die von Finanzinstitutionen veröffentlichten Preiserwartungen können die der Marktteilnehmer verändern und damit – zumindestens für begrenzte Zeiträume – das Geschehen an den realen Märkten beeinflussen.

Rohstoffmärkte sind also in gewisser Weise „Märkte pur". Für viele andere Märkte von Gütern und Dienstleistungen sind dagegen eher Preiskonstanz und periodische Preiskorrektur typisch, wobei die regelmäßig stattfindende Preiskorrektur häufig das Risiko von Preisänderungen zu antizipieren versucht, um damit die Intervalle zwischen Preiskorrekturen möglichst auszudehnen. Durch starke Preisbewegungen werden die Planung von Einkaufs- und Produktionsentscheidungen in vielen Bereichen und auch die Interaktion zwischen Lieferanten und Abnehmern einer Belastungsprobe ausgesetzt. Denn solche starken Preisänderungen führen zu einem Margen- bzw. Vermögenstransfer, der früher getätigte Planungen obsolet macht.

Die geografische Ressourcenverteilung einerseits und der hohe Investitionsbedarf für die Erschließung neuer Energiequellen und der dafür erforderliche Zeitaufwand insbesondere bei Erdöl und Erdgas andererseits lassen es wahrscheinlich erscheinen, dass die lange Phase der niedrigen Energiepreise der 90er Jahre Vergangenheit ist.

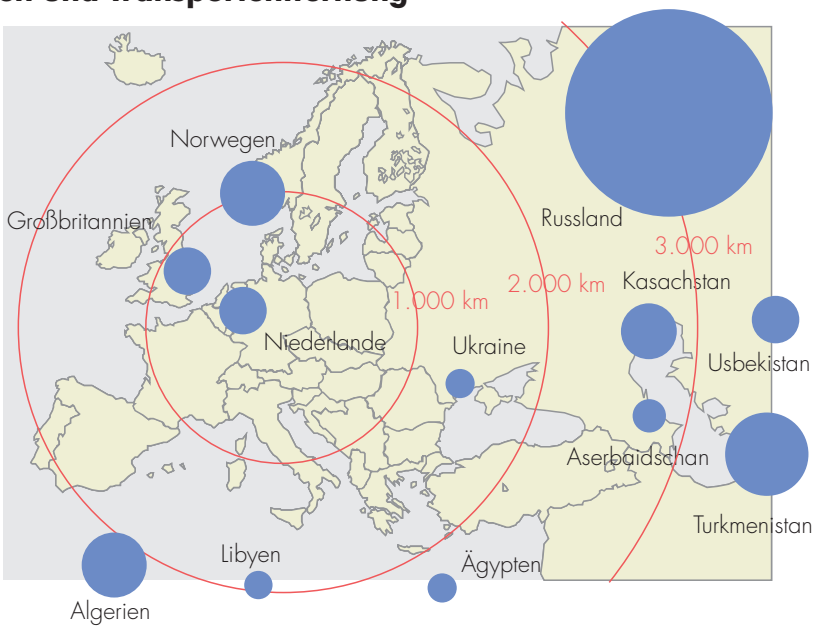
Importabhängigkeit der EU 25 bei Öl, Gas, und Kohle



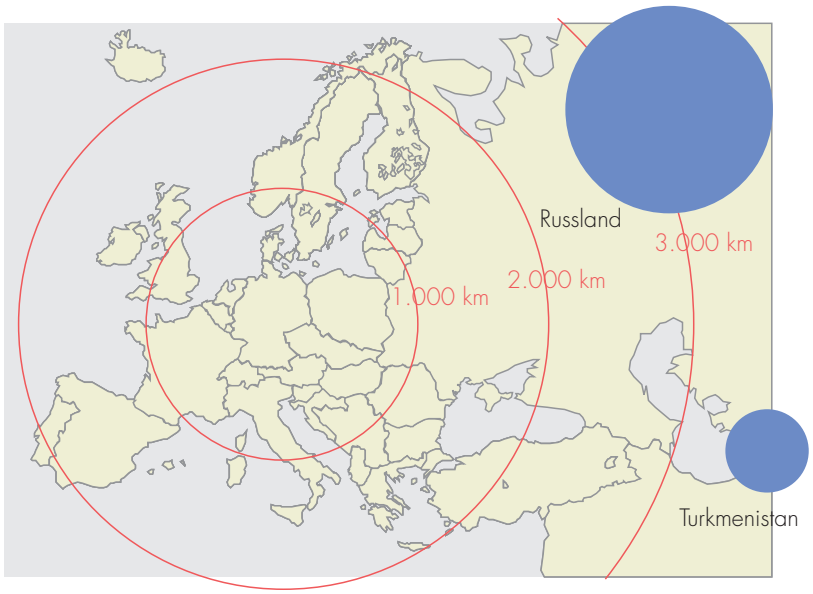
Quelle: Europäische Kommission

Gasvorkommen und Transportentfernung

2010



2025



Quelle: RWE AG

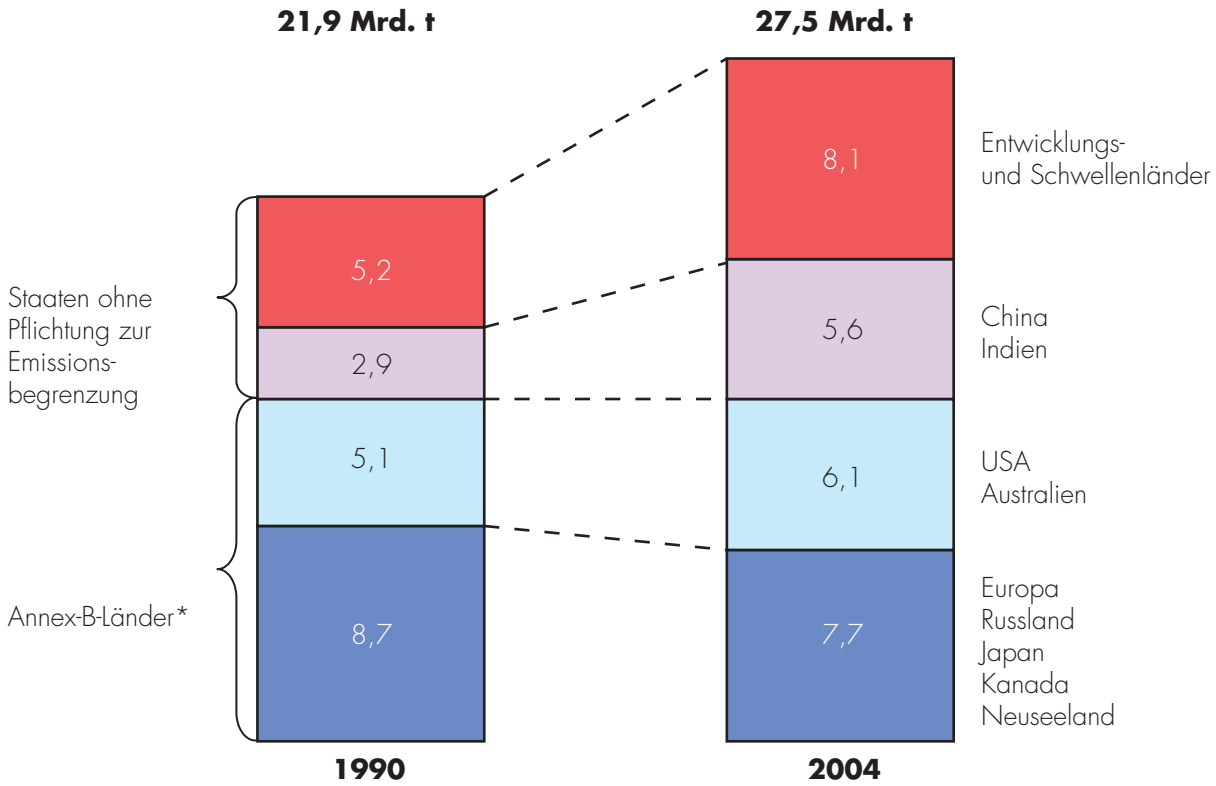
Der Importanteil von Erdöl und Erdgas in Europa wird aufgrund der verringerten Reserven weiter ansteigen, gleichzeitig ist damit zu rechnen, dass Erdgas an Bedeutung zunimmt und Erdöl der wichtigste Energieträger bleibt. Erdgas wird die Europäische Union zukünftig aus weiter entlegenen Regionen importieren müssen, da die heimischen Quellen in absehbarer Zeit zur Neige gehen werden. Für die Zukunft stellt sich damit die Frage der Versorgungssicherheit stärker als in der Vergangenheit.

Die Europäische Union wird daher ihr Augenmerk auf die langfristige Sicherung der Energieversorgung richten müssen. Die bisherigen Bemühungen haben sich vorwiegend auf die erneuerbaren Energieträger konzentriert. Die erneuerbaren Energieträger (Was-

serkraft, Wind, Biomasse und Sonne) tragen derzeit in Deutschland etwa vier % und in Europa insgesamt knapp sieben % zur Primärenergieversorgung bei. Auch wenn es gelingt, diese Anteile in erheblichem Umfang zu steigern, müssen die überwiegenden Anteile der Primärenergieversorgung durch andere Energieträger gedeckt werden. Um zukünftig über Energie für Mobilitätszwecke, Wärme, industrielle Prozesse und mechanische Bewegung zu verfügen, ist daher ein umfassendes Konzept erforderlich. Dabei ist auch davon auszugehen, dass in den genannten Bereichen durch steigende Komfortansprüche der Energiebedarf weiter steigt und damit die ebenfalls stattfindende Verbesserungen der Energieeffizienz kompensiert, sodass nur von einer sehr moderaten Reduktion des gesamten Energieverbrauchs auszugehen ist. Es ist deshalb zielführend, alle möglichen Beiträge von Energieträgern für die verschiedenen Anwendungsbereiche nüchtern zu bilanzieren und den Einsatz erneuerbarer Energieträger auf den Wärme- und Verkehrssektor auszuweiten, da gerade hier die Importabhängigkeit von Öl und Erdgas besonders hoch ist.

Bei Kohle sind Versorgungs- und Preisrisiken aufgrund der weltweit ausreichenden und großflächig verteilten Vorkommen geringer. Hinzu kommt, dass Kohle der einzige konventionelle Energieträger mit nennenswerten heimischen Ressourcen ist. Bei der Kohle steht der günstigen Bewertung hinsichtlich Versorgungssicherheit und Preisstabilität jedoch die ungünstigere Bewertung im Hinblick auf Umwelt- bzw. Klimaverträglichkeit der gegenwärtig eingesetzten Umwandlungstechniken gegenüber. Durch die erwartete Verbesserung der Kraftwerkswirkungsgrade bei neuen Kraftwerken und die zukünftigen Möglichkeiten der Speicherung von CO_2 wird aber Kohle auch in

Entwicklung der weltweiten CO_2-Emissionen



* Staaten mit Emissionsbegrenzungsverpflichtungen gemäß Kyoto-Protokoll

Quelle: DIW-Wochenbericht Nr. 39/2005

Zukunft einen wichtigen Stellenwert in der Stromerzeugung einnehmen.

Treibhausgasreduktion

Die internationale Gemeinschaft hat sich im Rahmen des Kyotoprotokolls auf eine Reduktion der Treibhausgase geeinigt. Die Europäische Kommission hat für große Emittenten in Europa ein System mit handelbaren Zertifikaten eingeführt. Die Preise für diese Zertifikate verteuern die Produkte von Unternehmen, die an diesem System teilnehmen, je nach der Kohlenstoffhaltigkeit ihrer Produkte. Das Nebenprodukt CO_2 hat damit erstmalig einen Preis erhalten, der sich ebenfalls am Markt bildet. Insbesondere an der Zuteilpraxis im Rahmen der Nationalen Allokationspläne hat sich eine heftige Diskussion entzündet. Dazu ist festzustellen, dass solche Zertifikatesysteme nur eine Wirkung entfalten können, wenn der für die Zertifikate zu zahlende Preis in die Produktpreise übergeht. Wäre dies nicht der Fall, so würde es sich bei dem gesamten CO_2-Handel-System um eine administrative Kontrolle von CO_2-Emissionsrechten handeln, bei der der Staat durch die Zuteilung von Emissionsrechten die Produktion der entsprechenden Produkte steuert. Dies wäre Interventionismus pur und mit den Grundregeln einer Marktwirtschaft absolut nicht vereinbar.

Die Einführung dieses Systems stellt einen Paradigmenwechsel dar und steht im Gegensatz zu den bisher eingeführten Energiesteuern. Für die Zukunft ist die entscheidende Frage, welche Mengenziele in der Treibhausgaspolitik verfolgt werden und in welcher Weise die Umsetzung erfolgt. Dabei ist insbesondere bedeutend, ob die Reduktion von Treibhausgasen bei all denjenigen Ländern erfolgt, die signifikant zur Emission oder auch zur Steigerung der Emission beitragen. Dies ist beim gegenwärtigen Stand der internationalen Vereinbarungen nicht der Fall. Die Länder mit Reduktionsverpflichtungen tragen heute nur zu 28 % zu den weltweiten Emissionen bei. Insofern sind die Europäer hier in Vorleistung gegangen, eine Vorleistung, die aber nur Sinn macht, wenn es gelingt, die anderen größeren Emittenten mit ins Boot zu holen.

Dies ist für die europäischen Volkswirtschaften auf Dauer eine überaus bedeutende Frage, da die hiesigen Produktionsstrukturen bei hohen Klimaschutzanforderungen nicht wettbewerbsfähig bleiben können, wenn andere Großemittenten die Klimaschutzanforderungen nicht beachten.

Energiesituation in Deutschland

Aufgrund der starken Preissteigerungen der letzten zehn Jahre ergibt sich für die Energieträgereinfuhren in Deutschland ein zusätzlicher Preiseffekt (berechnet auf der Basis konstanter Mengen) in Höhe von 33 Mrd. Euro, also ca. 1,5 % des Bruttoinlandsproduktes. Pro Kopf der Bevölkerung entspricht dies ca. 400 Euro. Dieser Effekt ist im Wesentlichen bei Erdöl und Erdgas aufgetreten. Soweit Unternehmen im Wettbewerb mit ausländischen Unternehmen stehen, die aufgrund einer anderen Energieträgerstruktur geringere Belastungen aufweisen, können die Preisänderungen die Konkurrenzfähigkeit nachteilig beeinflussen. Für die Haushalte bedeutet Preissteigerung einen Entzug von Kaufkraft und damit eine Reduktion der Konsumausgaben in diversen Bereichen.

Tabelle 1 gibt einen knappen Überblick über die Verwendung des Endenergieverbrauchs in Deutschland nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Einsatzbereichen. Deutlich wird, welche Einsatzbereiche bzw. Verwendungszwecke auf Änderungen der Marktsituation der Energiemärkte besonders sensibel reagieren. Der jeweils dominante Verbrauchssektor ist in der Tabelle hervorgehoben.

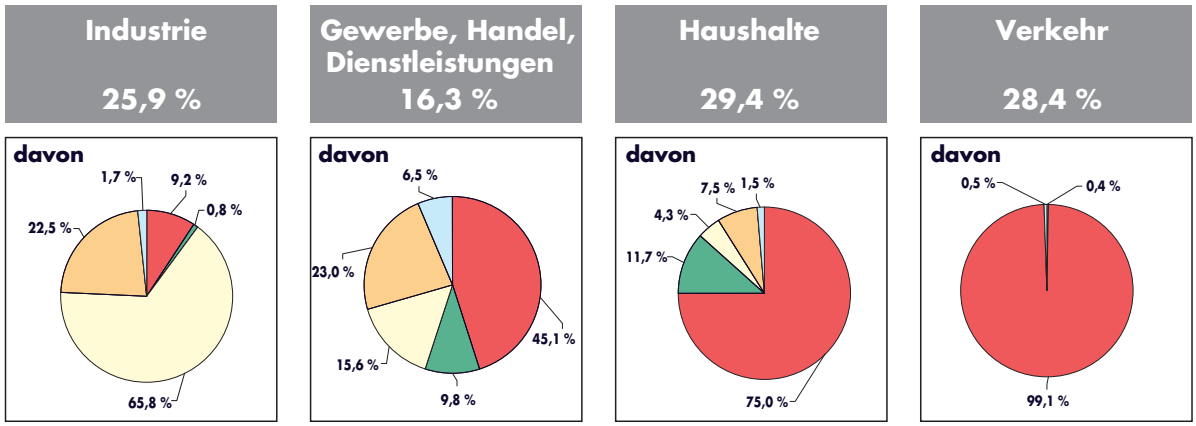
Energienachfrage

Der Haushaltssektor ist der größte Verbraucher von Endenergie und zwar im Wesentlichen für den Bereich Wärmeerzeugung (Raumwärme und Warmwasser). Hier ist er besonders von Öl und Gas abhängig. Der Verkehr ist weitestgehend ölabhängig. Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist die Abhängigkeit von Energieträgern relativ gleichmäßig verteilt, während bei der Industrie eine besondere Abhängigkeit von Erdgas und Strom vorliegt.

Der Erdgasanteil bei der Stromerzeugung ist relativ niedrig, allerdings schlagen Preisänderungen in der Mittel- und Spitzenlast auf den Erzeugungsmarkt durch. Relativ stabil ist die Situation bei Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie. Öl spielt in der Stromerzeugung kaum eine Rolle. Aufgrund der staatlichen Förderung gewinnen die erneuerbaren Energieträger Marktanteile. Allerdings spielten bei der Preisbildung heute auch die Bewertung der inzwischen eingeführten CO_2-Zertifikate eine bedeutende Rolle, ebenso wie die durch staatliche Politik beeinflussten Vergütungen für die Einspeisung erneuerbarer Energieträger in das Stromnetz und die Begrenzung der Laufzeit der Kernkraftwerke.

Struktur des Energieverbrauchs 2004

314 Mio. t SKE

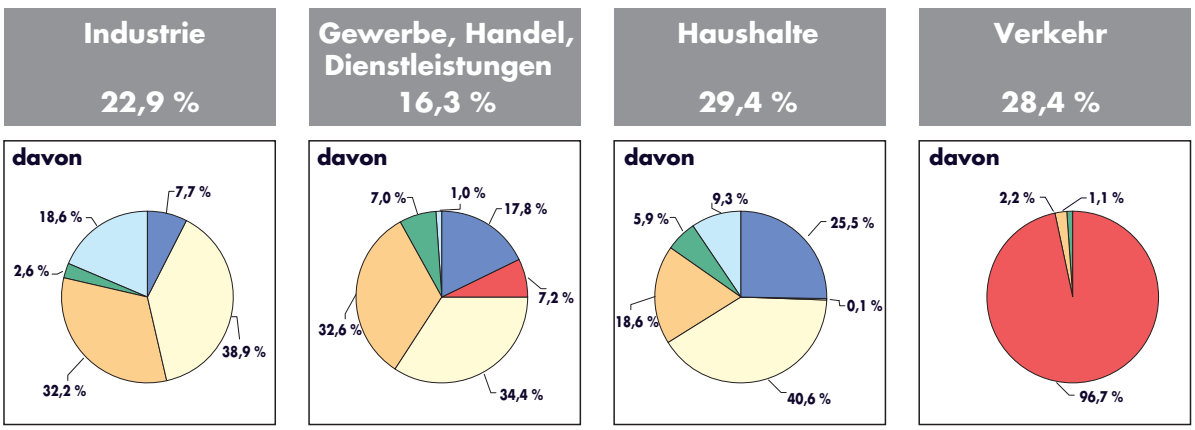


Anwendungen Endenergieverbrauch: 2004

- Raumwärme: 32,0 %
- Warmwasser: 5,2 %
- Prozesswärme: 20,8 %
- Mechanische Energie: 39,9 %
- Beleuchtung: 2,1 %

Quelle: VDEW-PGr „Nutzungsenergiebilanzen"

314 Mio. t SKE

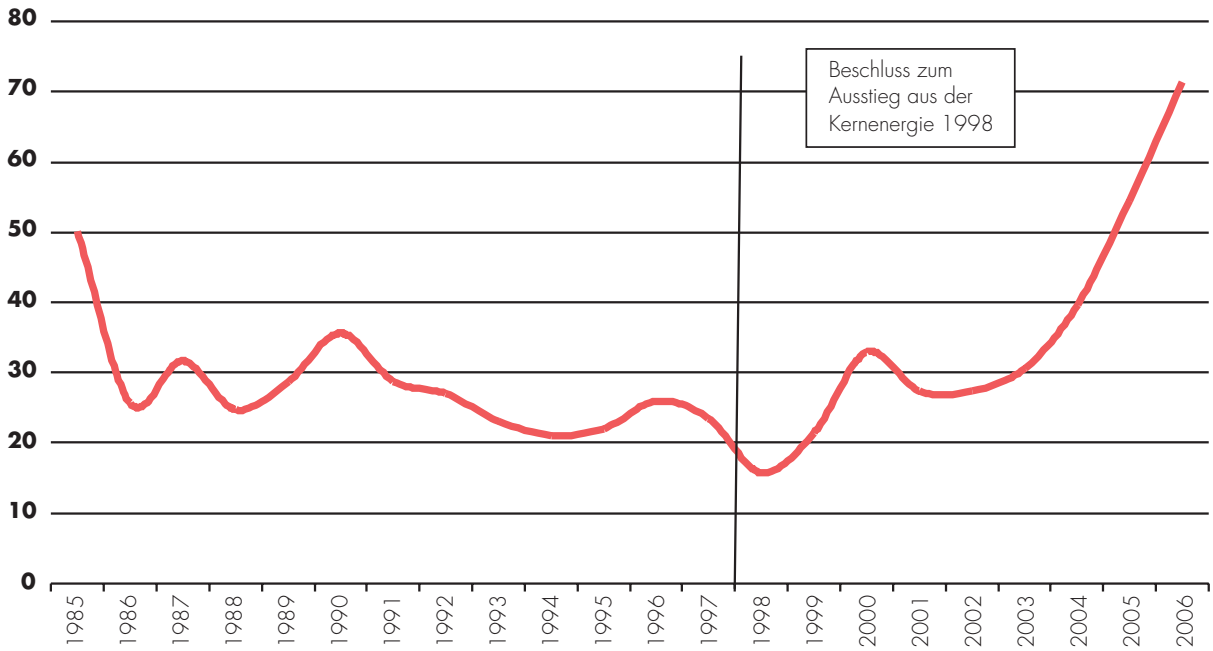


Anteile Energieträger am Endenergieverbrauch 2004

- Heizöle: 12,4 %
- Kraftstoffe: 28,7 %
- Gase: 27,6 %
- Strom: 19,8 %
- Fernwärme: 3,6 %
- Feste Brennstoffe: 7,9 %

Quelle: VDEW-PGr „Nutzungsenergiebilanzen"

Rohölpreis 1985 – 2006 in $ von 2004



Quelle: BP und eigene Berechnungen, Basis Brent

Kernenergie

Im Bereich der Stromerzeugung wird der im Jahr 2000 beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie zukünftig eine Lücke reißen, die durch das in Deutschland vorhandene und realisierbare Potenzial erneuerbarer Energieträger im Ausstiegszeitraum nicht gefüllt werden kann. Die Entscheidung zum Ausstieg erfolgte im Jahr 1998, als der Ölpreis und damit verbunden der Preis für Erdgas ihr Tief erreicht hatten (vgl. Abbildung) und die Illusion bestand, langfristig könnte Erdgas kostengünstig bedeutende Anteile der Kernenergie ersetzen und die erneuerbaren Energieträger für den Rest des Ersatzes sorgen.

Der realistisch gesehen eher mögliche Ersatz von Kernkraftwerken durch eine Mischung aus Erdgas- und Kohlekraftwerken würde die Abhängigkeit von fossilen Energieträgerimporten weiter steigern, da ohnehin klar ist, dass Kohle in der Stromerzeugung eine dominante Rolle spielen muss. Ein Weiterbetrieb der Kernkraftwerke bis zu ihrem technisch gebotenen Ende würde den finanziellen und zeitlichen Spielraum schaffen, um die Energieversorgung im Sinne der langfristig notwendigen Zielsetzungen umzustrukturieren, also den Anteil erneuerbarer Energieträger auszuweiten und zur Versorgungssicherheit beizutragen.

Auch aus umweltpolitischer Sicht ist der Ausstieg aus der Kernenergie zu hinterfragen. Für die deutsche Volkswirtschaft mit ihrem hohen Kohleanteil in der Stromversorgung ergibt sich aus dem Ausstieg gegenüber anderen europäischen Ländern mit einem wesentlich geringeren Kohlenstoffanteil in der Stromerzeugung ein Nachteil, wenn aufgrund hoher Preise für CO_2 Emissionen das Strompreisniveau steigt und der große Vorteil des Kohleeinsatzes, nämlich die große Verfügbarkeit bei niedrigem Preis, dadurch aufgehoben wird.

Energieeffizienz

Ein weiteres wichtiges Element langfristig orientierter Energiepolitik – auch als Folgerung der gegenwärtigen Verknappungstendenzen an den Märkten für Energierohstoffe – ist die systematische Verbesserung der Energieeffizienz. Wie oben gezeigt wurde, ist insbesondere der Haushaltssektor von Öl und Gas als Quelle der Raumwärmeenergie abhängig. Eine Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebestand und bei Neubauten ist ein wirksames Mittel, um die Energieausgaben der Haushalte von den Preisbewegungen der Energiemärkte stärker abzukoppeln. Die dafür notwendigen Investitionen tragen darüber hinaus zur inländischen Wertschöpfung bei, sind häufig wirtschaftlich und dienen dem langfristigen Ziel der Ressourcenschonung.

Auch im Bereich der Stromerzeugung liegen erhebliche Effizienzpotenziale. Ein großer Teil davon ist allerdings an Neuinvestitionen von Kraftwerken gebunden. Angesichts der Altersstruktur des deutschen Kraftwerkparks sind solche Investitionen auch notwendig. Soweit dafür technisch/wirtschaftliche Potenziale gegeben sind, lässt sich ein besonderer Effizienzgewinn realisieren, wenn Strom in Kraft-Wärme-Kopplungsprozessen erzeugt werden kann. Die Realisierung des Effizienzpotenzials im Kraftwerksektor erfordert klare und zuverlässige Rahmenbedingungen.

Wettbewerbsfähige Energiepreise

Für die volkswirtschaftliche Entwicklung sind wettbewerbsfähige Energiepreise von erheblicher Bedeutung. Dies gilt im Verhältnis der europäischen Länder untereinander ebenso wie im internationalen Vertrag. Standortgegebene Unterschiede (wie z.B. die Verfügbarkeit von größeren Wasserkraftpotenzialen) kann die Politik nicht ausgleichen. Auf der anderen Seite kann sie aber durch einen ausgewogenen Energiemix dazu beitragen, dass über die naturgegebenen Faktoren hinaus keine Verschlechterung eintritt. Wettbewerbsfähige Preise sind daher der entscheidende Maßstab.

Zu den Standortfaktoren gehören auch günstige Energiepreise für die Endverbraucher. In diesem Zusammenhang sind die im europäischen Vergleich hohen Energiesteuern in Deutschland, die zu Zeiten niedriger Energiepreise eingeführt wurden, kein positiver Faktor. In Deutschland ist der Energiepreis in den letzten Jahren für Industrie und Haushalte zu einem Belastungsfaktor geworden, wie auch die heftigen Diskussionen über die Energiepreisentwicklung gezeigt haben. Es wäre zwar völlig falsch, wenn der Staat die Konsumenten vor der Preisentwicklung an den Märkten schützen wollte. Für Verbrauchssteuern aber sind Energieträger durch die Preisentwicklung auf den Energiemärkten weniger als in der Vergangenheit geeignet.

Allerdings ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass in den letzten zehn Jahren die zusätzlichen Aufwendungen der Haushalte für Energie aufgrund von erhöhten oder zusätzlich eingeführten Steuern und Umlagen größer sind als der Preiseffekt, der von den Weltmärkten ausgeht (vgl. Tabelle). Insofern handelt es sich bei den gegenwärtigen Auseinandersetzungen um die Endverbraucherenergiepreise in Deutschland auch um einen Umverteilungsvorgang zugunsten eines Staates mit erheblichen Finanzproblemen gegenüber der Energie anbietenden Industrie. Interessanterweise sind die zusätzlichen steuerverursachten Belastungen des Haushaltssektors, da teilweise in Zeiten niedrigerer Preise eingeführt, viel weniger auf Widerstand gestoßen als die Preiserhöhungen durch Unternehmen. Auch die zusätzlich eingeführten CO_2-Zertifikate wirken auf die Endverbraucherpreise wie eine zusätzliche Steuer.

Rahmenbedingungen für Wettbewerb

Liberalisierung der Energieversorgung bedeutet primär die Entfernung von Schutzzäunen und die Eröffnung von Wettbewerb. An den Wettbewerbsbegriff knüpfen sich sehr unterschiedliche Vorstellungen. Aus diesem Grunde wird im Folgenden ein kurzer Abriss der wesentlichen Elemente von Wettbewerb gegeben, und diese werden auf die Energieversorgung bezogen.

1. Wettbewerb lässt sich durch die folgenden Kriterien charakterisieren:
   - Es gibt Märkte (Vertragsfreiheit für die Teilnehmer).
   - Es gibt mehrere Akteure auf der Seite von Angebot und Nachfrage.
   - Die Akteure konkurrieren miteinander.

Betrachtet man dies statisch, so ist Wettbewerb ein Nullsummenspiel (Vorteile des einen, sind die Nachteile des anderen). In einer dynamischen Sichtweise kann jedoch die Rivalität der Akteure im Lauf der Zeit zu volkswirtschaftlichen Vorteilen führen in Form von Kostenreduktionen, neuen bzw. qualitativ verbesser-

ten Produkten und vielen anderen positiven Effekten. Wettbewerb kann zu einem höheren Wohlstandsniveau führen und in diesem Sinne ein Positivsummenspiel sein.

2. Die Freiheit der Akteure ist die Voraussetzung dafür, dass sich diese Vorteile einstellen können. Dazu gehört die Wahlfreiheit für die im Wettbewerb einzusetzenden Parameter und die Freiheit des Marktzugangs, sodass neue Akteure die etablierten herausfordern können.

3. Für eine funktionierende Marktwirtschaft ist essenziell, dass die Regierung diese Freiheit respektiert, um die Vorteile des Wettbewerbs für die Gesellschaft zu ermöglichen. Interventionen in das Marktgeschehen sind nur gerechtfertigt, wenn aufgrund besonderer Umstände der Markt gar nicht oder nur teilweise funktionieren kann oder das Marktergebnis gesellschaftlich unerwünscht ist. In solchen Fällen kann Regulierung nötig sein, sie muss sich jedoch auf die Gründe für das Marktversagen beschränken, sie wird sonst zur Intervention, die den Marktprozess an sich stört. Die Freiheit der Akteure findet jedoch ihre Grenze in der Möglichkeit, den Wettbewerbsprozess als solchen zu beseitigen. Dies könnte der Fall sein, wenn die Akteure bedeutende Marktmacht besitzen und diese Marktmacht so einsetzen, dass die potenziellen Vorteile des Wettbewerbs reduziert werden. Marktmacht und ihre missbräuchliche Ausnutzung sind jedoch nicht leicht festzustellen. In jedem Falle müssen die besonderen Umstände eines Marktes berücksichtigt werden (wie z.B. die lange Kapitalbindungszeit in der leitungsgebundenen Energieversorgung). Insbesondere muss auch der potenzielle Wettbewerb durch andere Produkte oder Substitute berücksichtigt werden (Definition des relevanten Marktes).

4. Netzgebundene Wirtschaftszweige haben zum Teil Infrastrukturcharakter, weil der Zugang zur Infrastruktur die Voraussetzung für die Partizipation an den Leistungen ist, die durch das Netz verfügbar gemacht werden (z.B. Strom und Gas). Deshalb werden solche Wirtschaftszweige oft einer besonderen Regulierung unterzogen. Man muss hier jedoch zwischen einer Marktintervention und einer Regulierung im engeren Sinne unterscheiden. Regulierung im engeren Sinne bezieht sich auf die Netzinfrastruktur selbst, während Intervention oft darüber hinaus geht und auch die Leistungen, die durch das Netz verfügbar gemacht werden, reguliert (so sind in vielen Ländern Endkundentarife reguliert). Nach in den Wirtschaftswissenschaften herrschender Meinung ist Regulierung im engeren Sinne legitimiert, wenn die Netzinfrastruktur selbst ein Monopol darstellt und daher in diesem Bereich Wettbewerb nicht stattfinden kann. Intervention in die Dienstleistungen, die durch das Netz erbracht werden, ist dagegen nicht gerechtfertigt, weil der Markt für solche Leistungen durchaus funktionieren kann.

5. Regulierung in diesem Sinne ist gerechtfertigt, wenn das Netz einen so genannten „monopolistischen Flaschenhals" darstellt, also die durch das Netz ermöglichten Dienstleistungen nur verfügbar sind, wenn Zugang zum Netz vorliegt. Dies wird erwartet, wenn das Netz ein nicht bestreitbares natürliches Monopol darstellt, wenn also ein einzelner Anbieter das Netz zu günstigeren Preisen betreiben kann als mehrere miteinander im Wettbewerb stehende Anbieter. Dabei muss man beachten, dass die Bedingungen für ein natürliches Monopol, die in einigen Netzindustrien vorherrschen, entweder temporär sind oder durch Substitute herausgefordert werden. Wächst der entsprechende Markt, so kann sich das natürliche Monopol auflösen, weil mehrere Anbieter aktiv werden können (Beispiel: mehrere Ferngasunternehmen mit eigenem Leitungsnetz wie in Deutschland, mehrere Anbieter für Ferntransport im Bereich Telekommunikation). Im Strommarkt ist dagegen im Übertragungs- und Verteilnetz davon auszugehen, dass die Bedingungen eines monopolistischen Flaschenhalses vorliegen. Allerdings könnte auch hier in Teilbereichen Konkurrenz durch kommerzielle Gleichstromübertragungsleitungen entstehen.

6. In Deutschland wird seit Anbeginn der Bundesrepublik im Bereich Energie die Mineralölwirtschaft als Markt betrachtet, Pipelines bleiben aufgrund alternativer Transportmöglichkeiten unreguliert, und es wird davon ausgegangen, dass die Anbieter dafür sorgen werden, dass das Angebot die jeweilige Nachfrage decken kann. Dafür werden die starken Preisbewegungen in diesem Sektor akzeptiert.

7. Der Erdgassektor als relativ junger Sektor hat sich in Deutschland rein privatwirtschaftlich sehr dynamisch entwickelt. Die Preisbindung zum Öl

sorgte für konkurrenzfähige Preise, und die langfristigen Verträge mit den wenigen Lieferländern bewirkten hohe Versorgungssicherheit. Die Anwendung der Binnenmarktregeln auf den Erdgassektor verändert an der starken Stellung der Lieferländer nichts, sondern bezieht sich lediglich auf die Bereiche Transport (innerhalb der europäischen Länder) und Verteilung. Netzzugang und damit reduzierte Marktmacht der integrierten Händler/Transporteure öffnet den Wettbewerb nach innen, ohne dass von Außen (vonseiten der Lieferanten) eine entsprechende Marktvielfalt gegeben ist. Was von Innen her konsequent erscheint, muss nach außen, gegenüber dem Lieferanten, nicht erfolgreich sein: Es ergibt sich heute ein Spannungsverhältnis zwischen Konkurrenz und reduzierter Marktmacht der Händler/Transporteure, was zu reduzierter Einkaufsmarktmacht gegenüber den Lieferanten führt.

Damit verändert sich die Frage nach der zukünftigen Versorgungssicherheit. Die bisherige Risikoteilung zwischen Lieferanten und Händlern/Transporteuren verändert sich durch das neue Marktparadigma. Dies kann die Marktmacht der Lieferanten erhöhen und damit die Situation zugunsten der Lieferanten verändern. Direkte Investitionen von Großhandelsunternehmen in Erzeugung und internationalen Ferntransport ebenso wie langfristig gesicherte Lieferbeziehungen sind daher eine logische Antwort im Rahmen des Wettbewerbs.

8. Im Bereich Elektrizität haben sich seit der Liberalisierung wettbewerbliche Strukturen herausgebildet. Ein einheitlicher europäischer Binnenmarkt kann einerseits dadurch entstehen, dass europaweit agierende Unternehmen in Konkurrenz zueinander tätig werden, und andererseits dadurch, dass zwischen den Ländern ein Austausch stattfindet, der zu einem Ausgleich von Preisen und Mengenflüssen führen kann.

   Das Erste setzt eine Kartellpolitik voraus, die sich an der europäischen Dimension orientiert und nationale Interventionen in Unternehmenskooperationen und -zusammenschlüsse meidet. Das Zweite würde einen ungehinderten Austausch zwischen den Ländern voraussetzen, was wiederum größere Austauschkapazitäten im Bereich der Übertragungsnetze erfordern würde. Da es erweiterte Netzkapazitäten nicht zum Nulltarif gibt, ist eine Abwägung zwischen Vor- und Nachteilen von Investitionen in solche Übertragungskapazitäten bzw. in die Stromerzeugung selbst vorzunehmen. Aufgrund der vielen natur- und politikbedingten Preisunterschiede zwischen den europäischen Regionen (Bedeutung der Wasserkraft, Einstellung zur Kernenergie etc.) sind gerade die wesentlichen Preisunterschiede auf den Großhandelsmärkten durch solche Strukturen bedingt.

   Hieraus ergibt sich eine sehr unterschiedliche Interessenlage der beteiligten Länder/Akteure. In Ländern mit niedrigerem Preisniveau besteht vonseiten der Politik möglicherweise nur begrenztes Interesse an einer Verbesserung der Übertragungskapazität, soweit Überschusskapazitäten verkauft werden sollen. Sie könnten aber eine Nivellierung der Strompreise nach oben befürchten, wenn die Übertragungskapazitäten keinen Engpass darstellen. Hier handelt es sich also um eine kurzfristige und um eine langfristige Optimierungsaufgabe. Kurzfristig können entsprechende Zugangsmöglichkeiten bei gegebenen Kapazitäten in Erzeugung und Übertragung den Einsatz von Überschusskapazitäten zu bestimmten Zeiten verbessern, langfristig stellt sich dagegen die Frage der Optimierung der Erzeugungskapazitäten und der Optimierung der Übertragungskapazitäten im Verhältnis zueinander. Diese Einschätzung gilt auch für den Bereich Gas. Damit wird deutlich, dass eine auf den Netzzugang bezogene Regulierung mit dieser Fragestellung vollständig überfordert ist. Daraus wird in manchen Ländern die Schlussfolgerung gezogen, dass Regulierung sich auf Erzeugung und Übertragung beziehen muss. Implizit bedeutet dies allerdings eine Verabschiedung vom Liberalisierungsprojekt. Auch hier gilt also, wie bereits oben angemerkt, dass staatliche Politik einen langen Atem braucht und Marktbewegungen aushalten muss.

   Manche gegenwärtige Diskussion legt den Schluss nahe, dass die heutige Politik von einer heimlichen Sehnsucht nach einer Rückkehr zu den früheren Bedingungen getrieben ist. In der früheren Ordnung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft mit staatlich sanktionierten Monopolstellungen waren die Preise hoch und die Risiken klein. Im marktwirtschaftlichen Umfeld sind die Risiken höher, aber die Preise können niedriger sein. Eine Mischung aus beiden Welten –

niedrige Preise und niedrigere Risiken – kann Regulierung nicht erreichen. Die Aufgabe der Regulierung ist lediglich, den Marktzugang zu ermöglichen, jedoch keinesfalls den Markt zu ersetzen. Deshalb muss sich Regulierung auf diese Aufgabe beschränken.

9. Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz wurde auch in Deutschland eine Regulierungsbehörde eingerichtet, die nun den Netzzugang und darüber hinausgehende Fragen behandeln soll. Der Paradigmenwechsel gegenüber den früheren freiwilligen Vereinbarungen bei gleichzeitiger Missbrauchsaufsicht durch das Kartellamt ist erheblich. Angesichts der Preisentwicklung auf den Energiemärkten steht die Regulierungsbehörde unter dem Erwartungsdruck, Preisänderungen zugunsten der Kunden bei Strom und Gas herbeizuführen.

   Auch in der Regulierung geht es um eine Abwägung zwischen dem langfristigen Ziel einer sicheren Energieversorgung und dem kurzfristigen Ziel niedriger Preise. Die Netzinfrastrukturen bei Strom und Gas sind durch privatwirtschaftliche Tätigkeit gewachsen und haben quantitativ und qualitativ ein überhaus hohes Niveau erreicht. In einem gegebenen Netzsystem können Kostenänderungen kaum vorgenommen werden, die wesentlichen Möglichkeiten liegen in den Bereichen des Betriebs und des Personals, die aber nur einen kleinen Teil der Kosten ausmachen. Veränderungen mit strukturellen Auswirkungen entstehen durch die Neu- und Ersatzinvestitionen. Für die Unternehmen sind Investitionen einer der entscheidenden Aktionsparameter. Wird ein Wirtschaftsbereich reguliert, so hat dies unmittelbare Konsequenzen für die Investitionstätigkeit der Unternehmen, ohne dass der Regulierer hierauf direkt Einfluss nehmen kann.

   Investitionen in privatwirtschaftlichen Unternehmen finden statt, wenn die zu erzielenden Renditen mindestens den Erwartungen des Kapitalmarktes (Konkurrenz um Kapital ist konstitutiv für den Kapitalmarkt) entsprechen. Es gilt für die Zukunft, Modelle zu entwickeln, die den langfristigen Erfordernissen der Investitionen im Bereich der Netze Rechnung tragen. Eine ausufernde Bürokratisierung der Regulierung kann hier nicht die richtigen Antworten liefern. Es gilt vielmehr unter dem Stichwort „beyond regulation" (s. Littlechild) zu entwickeln, wie gesellschaftliche Anforderungen an die Infrastrukturentwicklung einerseits und Markterfordernisse andererseits vereinbar gemacht werden können.

Anforderungen an die Energiepolitik

Aus den dargestellten Überlegungen zur Situation auf den Energiemärkten und die Herausforderungen, die sich daraus ergeben, lassen sich folgende Anforderungen an die Energiepolitik ableiten:

1. Energie ist in den letzten Jahren teurer geworden. Diese vom Weltmarkt gesetzte Tatsache kann nicht durch nationale Maßnahmen beseitigt werden. Jedoch wird dadurch umso wichtiger, dass alle zukunftsorientierten Entscheidungen über den Energiemix und die Maßnahmen zum Klimaschutz nach ökonomischen Kriterien erfolgen. Dafür ist ein offener Wettbewerbsrahmen in der EU erforderlich, der allen Energieträgern und -technologien die gleichen Chancen einräumt

2. Die Sicherung der Energieversorgung für die Zukunft in der hoch importabhängigen Europäischen Union erfordert eine gemeinsame europäische Politik in diesem Zusammenhang. Dies macht eine breite Diversifizierung einerseits und eine intensive Kooperation mit den Lieferantenländern andererseits notwendig. Hierzu ist es notwendig, das Gewicht der Europäischen Union als Gegengewicht zur Anbietermacht der Produzentenländer im Sinne einer koordinierten Außenpolitik einzusetzen und so die Energiepolitik in den Dienst der Weiterentwicklung der Volkswirtschaft für Wachstum und Beschäftigung zu stellen.

3. Klimaschutz ist eine wichtige Aufgabe internationalen Maßstabs. Für die Zukunft kommt es darauf an, Vereinbarungen mit allen Ländern zu treffen, die in größerem Umfang zur Gesamtemission beitragen. Vorrangig ist Klimaschutz so effizient wie möglich zu betreiben. Dazu gehört auch die verstärkte Nutzung der flexiblen Mechanismen des Kyotoprotokolls, um Emissionen da zu verringern, wo dies möglichst kostengünstig realisierbar ist. Auch müssen die Zuteilungsregeln für CO_2-Zertifikate in der EU vereinheitlicht werden.

   Die bisherigen Erfahrungen mit dem Zertifikatehandel haben gezeigt, dass die Transparenz

des Marktes für Zertifikate noch erheblich verbessert werden muss, damit die Preissignale verstetigt werden. Auch sollte die Sequestrierung von CO_2 in Zukunft ermöglicht werden. Dies erfordert eine Rechtsgrundlage für die Speicherung von CO_2 und eine Berücksichtigung gespeicherter Mengen im Rahmen des Zertifikatehandels.

4. Deutschland allein kann nicht nennenswert zur Reduktion der Treibhausgase im Weltmaßstab beitragen. Deutsche Klimaschutzpolitik muss sich daher einerseits an den in Deutschland gegebenen wirtschaftlichen Möglichkeiten ausrichten und andererseits den internationalen Prozess der Zielfindung und Umsetzung beeinflussen. Bedingungslose Vorleistungen sind im komplexen internationalen Verhandlungsgefüge nicht wirksam, sondern aufgrund dadurch induzierter Standortverlagerungen in Regionen mit niedrigeren Umweltstandards sogar kontraproduktiv.

5. Der europäische Emissionshandel bezieht sich derzeit nur auf große Emittenten. Andere CO_2-emittierende Bereiche wie Haushalte, Gewerbe und Verkehr können zwar auch zur Reduktion von Treibhausgasen beitragen; dies wirkt sich jedoch nicht auf den Preis der Emissionszertifikate aus. Insofern trägt das gegenwärtige System nicht der Forderung Rechnung, dass Treibhausgase dort reduziert werden sollen, wo dies für die Volkswirtschaft am kostengünstigsten möglich ist. Damit die Märkte diese Potenziale herausfinden können, ist eine Gleichbehandlung aller volkswirtschaftlichen Bereiche notwendig.

   Dem steht entgegen, dass die teilweise ebenfalls umweltpolitisch motivierte Besteuerung von Mineralölprodukten, Erdgas und Strom bereits in die Energiepreise eingerechnet ist, sodass CO_2-Zertifikate in diesem Bereich zusätzliche Preisbelastungen hervorrufen würden. Es bedarf also einer Abstimmung der Energiebesteuerung mit der Weiterentwicklung des CO_2-Handelssystems. Dabei muss auch dem Gesichtspunkt Rechnung getragen werden, dass Energieeffizienzverbesserungen bei Verkehr und im Wärmebereich, die zur Reduktion von Treibhausgasen beitragen, durch entsprechende Gutschriften von CO_2 belohnt werden können.

6. Die veränderte Preislandschaft macht die Verbesserung der Energieeffizienz zu einer wichtigen Aufgabe für die Zukunft. Wirtschaftliche Potenziale für einen effizienteren Energieeinsatz sind in vielen Anwendungsbereichen gegeben. Damit diese entwickelt werden können, muss es entsprechende Anreizsysteme geben und es bedarf eines geeigneten Informationstransfers zur Unterstützung der Realisierung dieser Potenziale.

7. Für den Bereich der Stromerzeugung bedeutet ein Preis für CO_2 eine relative Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit des Kohleeinsatzes. Die Bedeutung CO_2-armer bzw. kohlenstofffreier Energieträger in der Stromerzeugung gewinnt damit in der Zukunft an Bedeutung. Stromerzeugung aus Kernenergie ist die einzige kostengünstige CO_2-freie Quelle, über die Deutschland derzeit verfügt. Durch die Einführung des CO_2-Zertifikatehandels und im Zusammenhang mit der Preisentwicklung an den internationalen Energiemärkten (insbesondere mit der Entwicklung des Preises für Erdgas) ist die Kernenergie sehr stark aufgewertet worden. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen ist daher der Weiterbetrieb der Kernkraftwerke in Deutschland essenziell, um Klimaschutzziele bei gleichzeitig kostengünstiger Stromerzeugung zu erreichen.

8. Kohle bleibt ein wichtiger Energieträger. Kohleverflüssigung kann andere Brennstoffe ersetzen und damit zur Reduzierung der Abhängigkeit von Erdöl und Erdgas beitragen. Der Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung ist für die Zukunft unverzichtbar zur Sicherung einer kostengünstigen Basis der Stromerzeugung. Die Entwicklung von Clean Coal Technologien sind daher zu fördern ebenso wie die Abscheidung und Lagerung von CO_2.

9. Für die Bewältigung der Zukunftsaufgaben im Bereich Energie ist in höherem Maße als bisher Grundlagenforschung auf dem Gebiet der Energieumwandlung und der Energieeffizienz erforderlich. Die kumulierte Förderung (Mehrbelastung) der Windenergie im Zeitraum 2000 – 2005 betrug 6,64 Mrd. Euro. Weiterentwicklungen im Bereich der Kraftwerkstechnik, der industriellen Energieanwendung, des Verkehrs, im Bereich der Wärmeerzeugung und -verteilung und im Bereich der Stromnetze sind wichtige Zukunftsbausteine für eine nachhaltige Energieversorgung einerseits und erhöhen die Leistungsfähigkeit der Industrie am Standort Deutschland andererseits. Anwendungsorientierte Forschung

ist dabei auch Aufgabe der Energieindustrie. Zu einem liberalisierten Energiemarkt gehören daher auch Forschungsanstrengungen der Unternehmen.

10. Die Förderung der erneuerbaren Energieträger ist in der Vergangenheit sehr stark auf den Stromsektor konzentriert worden. Insbesondere wurde der Ausbau der Windenergie gefördert. Nach 15 Jahren Förderung durch verschiedene Einspeisegesetze trägt die Windenergie heute 4,6 % zur Nettostromerzeugung bei. Die kumulierte Förderung von 2000 bis 2005 betrug dafür 6,4 Mrd. Euro. Mit einer installierten Leistung von 18,4 GW (Quelle: BWE) beträgt der Anteil an der installierten Kraftwerksleistung etwa 20 %. Diese Anlagen tragen aber nur knapp fünf % zur Produktion bei, die zudem pro Einheit mit mehreren Cent/kWh gefördert werden muss. Gleichzeitig können die Anlagen aufgrund der unregelmäßigen und nicht planbaren Einspeisung nur in sehr geringem Umfang planbare Kraftwerksleistung ersetzen. Physische und wirtschaftliche Grenzen des Windenergie-Beitrags werden dadurch deutlich. Für die Zukunft ist das Ziel der Markteinführung stärker in den Vordergrund zu rücken. Für die Grundlagenforschung eingesetzte Gelder können langfristig mehr bewirken als an Anlagen gebundene Dauersubventionen, die nach dem Abschalten der Anlage ohne längerfristigen Effekt bleiben. Das technologische Lernen erfordert keineswegs das derzeit geförderte Volumen.

11. Die bisherige Förderung der erneuerbaren Energieträger wird in den Mitgliedsländern der EU national gestaltet. Damit können die möglichen großen Vorteile einer internationalen Arbeitsteilung bei der Erzeugung von erneuerbarer Energie nicht realisiert werden. Gerade die naturbedingten Potenziale erneuerbarer Energie, die innerhalb Europas für verschiedene erneuerbare Energie-Optionen ungleich verteilt sind, erfordern die Möglichkeit eines internationalen Handels und Ausgleichs, was, durch die Realisierung der internationalen Arbeitsteilung entsprechend den Kostenunterschieden, zu einer effizienten Nutzung auch der erneuerbaren Energieträger beitragen kann. Ein solcher Handel wird nur möglich, wenn die Förderinstrumente in Europa harmonisiert werden.

12. Erneuerbare Energieträger sind in allen Bereichen der Energieanwendung einzusetzen, in denen dies nach dem Prinzip der relativen Wirtschaftlichkeit geboten ist. Dafür kommen neben der Stromerzeugung insbesondere der Bereich der Wärmeerzeugung und der des Verkehrs in Frage. Allerdings sind auch hier Verfügbarkeitsrestriktionen beispielsweise bei der Biomasse zu berücksichtigen. Auf lange Sicht können regenerative Energieträger den Bedarf an teuer zu importierender Energie signifikant verringern und sie so schrittweise ersetzen. Allerdings können sie heute noch keinen wirtschaftlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten.

13. Die Regulierung der leitungsgebundenen Energie dient primär der Ermöglichung von Wettbewerb bei Strom und Gas. Die Regulierung ist daher keine Antwort auf die von den internationalen Märkten ausgehenden Herausforderungen im Bereich der Brennstoffe; sie ist auch kein probates Mittel zur Senkung der Erzeugungskosten im Bereich der Stromerzeugung. Denn in diesem Bereich sind es häufig die politischen Rahmenbedingungen (Kernenergie) bzw. die natürlichen Voraussetzungen (Bsp. Verfügbarkeit von Wasserkraft), die die Erzeugungskosten bestimmen. Die Regulierung des Netzzugangs und der Netzentgelte darf die langfristige Zielsetzung einer Sicherung der Energieversorgung nicht aus den Augen verlieren. Nur leistungsfähige, kompetente Unternehmen und ertragreiche Investitionen können langfristig die Energieversorgung sichern. Für zukunftssichernde Investitionen, die in sehr großem Umfang in den nächsten Jahren weltweit notwendig sind, ist darüber hinaus besonders wichtig, dass die staatlichen Rahmenbedingungen langfristig zuverlässig gestaltet werden.

Energie in der Welt

Energie in der Europäischen Union

Energie in Deutschland

Energie in der Welt

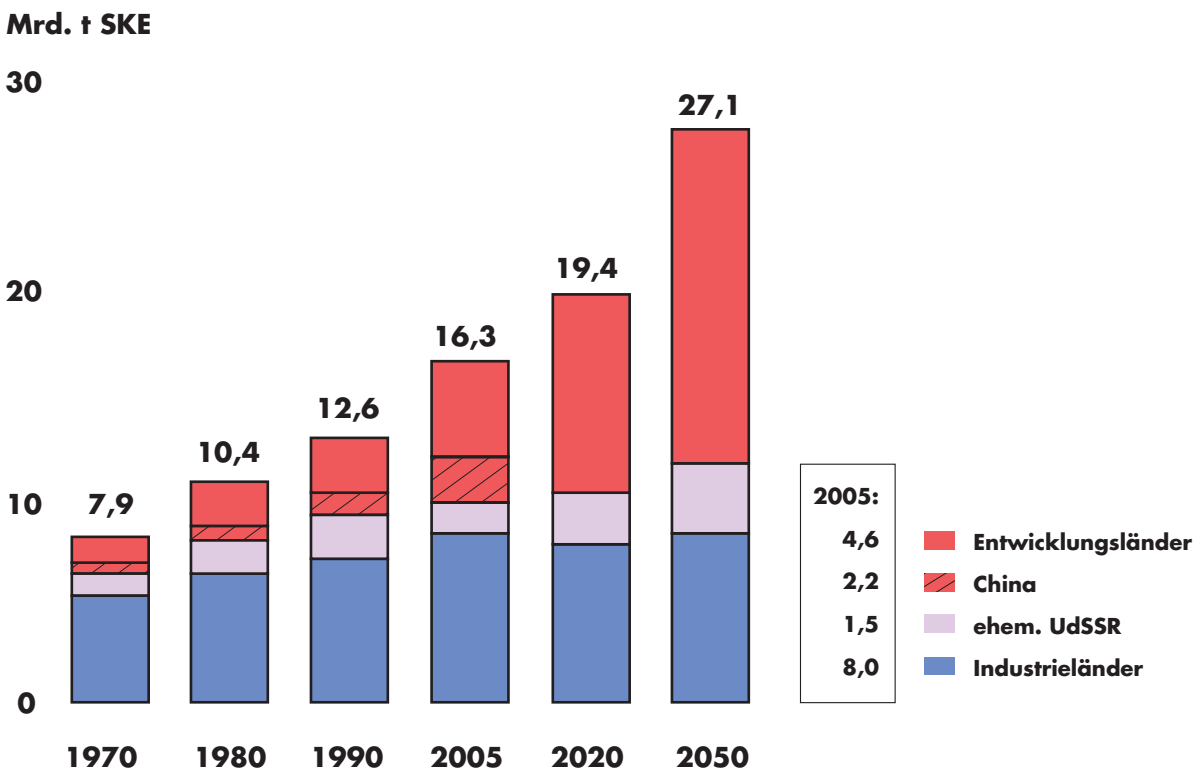
Im Jahre 2005 erhöhte sich der weltweite Energieverbrauch – nach vorläufigen Berechnungen – um zwei % gegenüber dem Vorjahr, vor allem aufgrund eines wiederum erheblichen Wirtschaftswachstums in China, aber auch in den anderen so genannten „BRIC"-Staaten. Brasilien, Russland, Indien und China verzeichneten im Durchschnitt eine Wirtschaftswachstumsrate von 7,7 % gegenüber 2004 und trugen damit maßgeblich zur weltwirtschaftlichen Gesamtentwicklung bei.

Mit rd. 16,3 Mrd. t SKE war der Weltenergieverbrauch im Jahr 2005 doppelt so hoch wie im Jahr 1970. Seit Beginn der 90er Jahre des vergangenen Jahrhunderts hat sich das Wachstum des Energieverbrauchs insbesondere in den Industrieländern zwar abgeschwächt. Bis zum Jahr 2020 wird aber dennoch mit einem weiteren Anstieg des globalen Energieverbrauchs auf dann 19,4 Mrd. t SKE gerechnet.

Ein besonders hohes Wachstum des Energieverbrauchs wird für die Schwellenländer Südostasiens und Lateinamerikas erwartet. Dort treffen wirtschaftliche Dynamik und ein weiterhin starkes Bevölkerungswachstum zusammen. In den Nachfolgestaaten der UdSSR und in anderen mittel- oder osteuropäischen Volkswirtschaften geht die wirtschaftliche Erholung nach der Transformationskrise der 90er Jahre wieder mit einem zunehmenden Energieverbrauch einher. In den westlichen Industrieländern dürfte die Verbrauchszunahme dagegen deutlich schwächer ausfallen. Der mit zunehmendem Wohlstand wachsende Energiebedarf der Industrieländer wird bei einem nur geringen Bevölkerungsanstieg durch die effizientere Verwendung von Energie beeinflusst.

Trotz des enormen Zuwachses des Weltenergieverbrauchs haben noch weltweit annähernd zwei Milliarden Menschen keinen Zugang zu verlässlicher kommerzieller Energie. Die Versorgung dieser Menschen ist die größte Herausforderung für die globale

Weltenergieverbrauch nach Regionen



Quelle: bis 2005 BP und eigene Schätzungen; danach Weltenergierat

Energiewirtschaft. Im Zugang zu einer sicheren, wirtschaftlichen, sozial akzeptablen und umweltverträglichen Energieversorgung liegt der Schlüssel zur Überwindung von Armut. Vor allem die Industrieländer stehen in der Verpflichtung, durch adäquaten Technologietransfer einen Beitrag zur Deckung der steigenden Energienachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern, d.h. zur weltweiten nachhaltigen Energieversorgung, zu leisten.

Weltweit sind bei Einbeziehung von nicht-konventionellen Vorkommen von Erdöl und Erdgas nach Auffassung des WEC ausreichend Energiereserven vorhanden, um die wachsende Energienachfrage bis weit in das 21. Jahrhundert hinein zu decken. Allerdings folgt aus der ungleichen regionalen Verteilung der Energierohstoffe und deren Verbrauch, dass die Importabhängigkeit der großen Verbraucherländer in Europa und Nordamerika von den Rohstoffproduzenten, insbesondere des Nahen Ostens und Russlands, weiter zunehmen wird. Auf den Gasmärkten wird in einigen Regionen mit einer zunehmenden Diversifizierung der Lieferbeziehungen aufgrund einer wachsenden Rolle des Handels mit verflüssigtem Erdgas (LNG, vgl. nachstehender Infokasten) gerechnet.

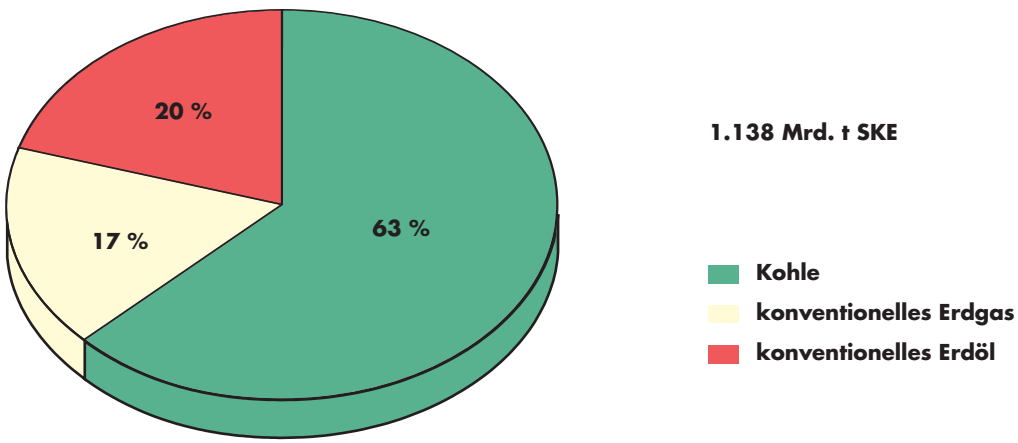
Um die Energieversorgung in den einzelnen Regionen weltweit sicherzustellen, müssen daher alle energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten und alle technischen Optionen offengehalten werden. Nur so kann den Bedürfnissen nach Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung entsprochen werden.

Kohle, Öl und Gas werden auch in den nächsten Jahrzehnten den überwiegenden Teil des Weltenergiebedarfs decken. Heute tragen Öl zu 34 %, Erdgas zu 22 % und Kohle zu 26 % zur Weltenergieversorgung bei. Prognosen gehen davon aus, dass 90 % des zusätzlichen globalen Energiebedarfs bis 2030 von den fossilen Energien gedeckt werden müssen. Die Entwicklung effizienter Technologien, vor allem zur Steigerung des Wirkungsgrades bei der Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis und ihre weltweite Verbreitung, werden wesentlich dazu beitragen, auch bei wachsendem Bedarf eine umweltschonende Energieversorgung sicherzustellen.

Kernenergie deckt gegenwärtig gut sechs % des globalen Primärenergieverbrauchs. Während in einigen Ländern von einem Rückgang der Kernenergie auszugehen ist, planen eine Reihe anderer Staaten Laufzeitverlängerungen bzw. – insbesondere in Asien – einen weiteren Ausbau. Trotz absoluter Zuwächse wird jedoch der relative Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch weltweit bis 2020 zurückgehen.

Wasserkraft trägt mit rd. zwei % zur weltweiten Energieversorgung bei. Ihr größtes Wachstumspotenzial wird in China und einigen Ländern Afrikas gesehen. Der Anteil der sog. nichtkommerziellen Energien (Verbrennung von Viehdung, Holz etc.) am Weltenergieverbrauch beträgt derzeit rd. zehn %. Diese traditionelle – aus der Armut geborene und äußert umweltschädliche – Form der Energienutzung wird nur mit steigendem Wohlstand, vor allem in den Entwicklungs- und Schwellenländern, allmählich zu beseitigen sein.

Reserven an fossilen Energieträgern



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2006

Für die „neuen" erneuerbaren Energien, Windkraft, Biomasse, Geothermie und Solarenergie, mit einem aktuellen Anteil von gut einem % an der Weltenergieversorgung wird langfristig – unterstützt durch staatliche Fördermaßnahmen – eine dynamische Entwicklung erwartet. Die erneuerbaren Energien werden künftig einen zunehmenden Beitrag zur Energieversorgung leisten; bis 2050 könnte ein Anteil von rd. fünf % erreicht werden.

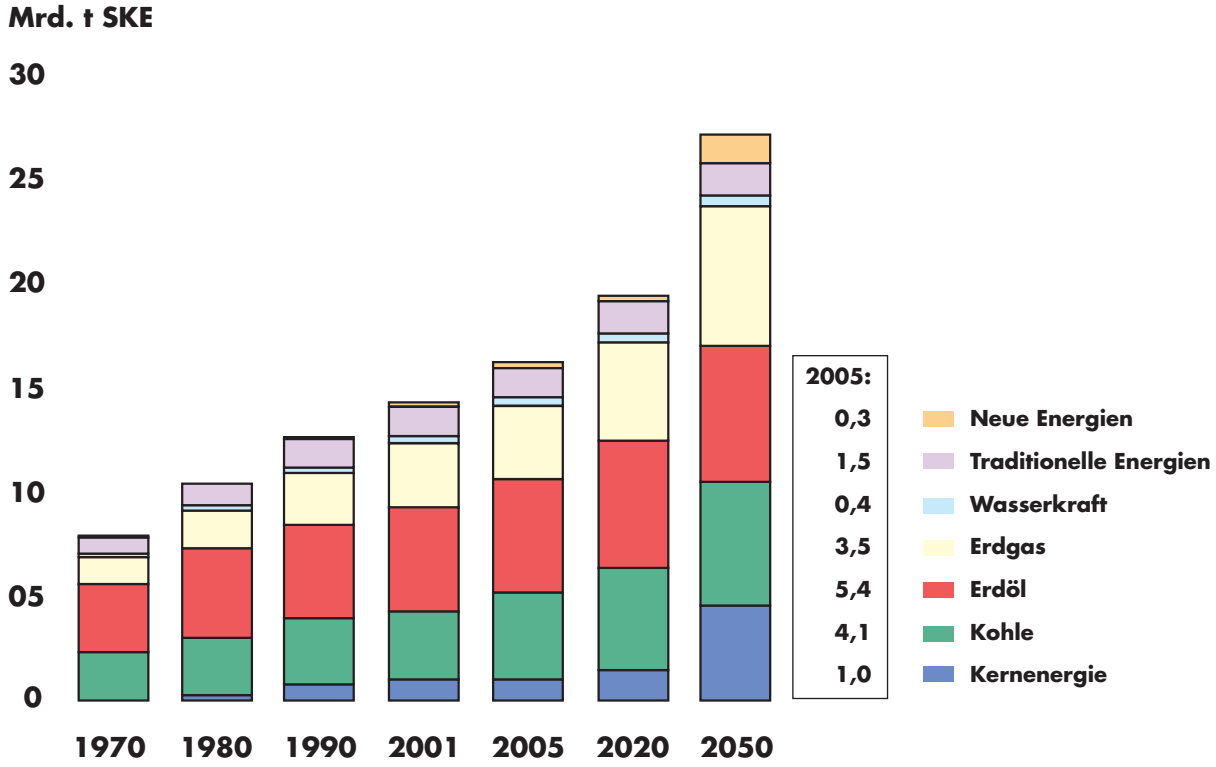
Um die wachsenden Herausforderungen für die Weltenergieversorgung zu bewältigen, ist eine ausgewogene Energiepolitik notwendig:

- Dazu werden alle verfügbaren Energieträger benötigt. Ein Verzicht auf die Nutzung fossiler Energieträger und Kernenergie ist in den nächsten Jahrzehnten nicht realistisch; die erneuerbaren Energien stellen eine wichtige Ergänzung für den künftigen Energiemix dar. Es macht jedoch keinen Sinn, verschiedene Energieträger gegeneinander auszuspielen.

- Unerlässlich ist ein energiepolitisches Umfeld, das Investitionen in Erzeugungskapazitäten, in den Ausbau der Transport- und Verteilsysteme, in Forschung und Entwicklung neuer umweltschonender Technologien und in einen globalen Technologietransfer begünstigt. Dazu bedarf es der gemeinsamen Anstrengung von Regierungen und Energiewirtschaft.

Darüber hinaus ist es erforderlich, Energieeinsparpotenziale auf der Nutzerseite zu erkennen und durch geeignete Maßnahmen möglichst umfassend zu realisieren. Nicht zuletzt Umwelt- und Klimaschutzerfordernisse machen es notwendig, dass alle Anstrengungen unternommen werden, um den künftigen Energieverbrauchsanstieg weltweit so niedrig wie möglich zu halten.

Weltenergieverbrauch nach Energieträgern



Quelle: bis 2005 BP und eigene Schätzungen; danach Weltenergierat

Der LNG-Markt

Der internationale Handel mit verflüssigtem Erdgas – Liquefied Natural Gas (LNG) – lag 2005 bei rd. 200 Mrd. m^3, das sind rd. sieben % des weltweiten Erdgasverbrauchs und derzeit weniger als zwei % des globalen Primärenergieaufkommens. Obwohl LNG gegenwärtig noch einen sehr kleinen Beitrag zur Weltenergieversorgung leistet, wächst das Interesse an diesem Energieträger (besser: Erdgas-Transportart) angesichts des rasanten Wachstums der LNG-Industrie in den letzten Jahren stark. Es stellt sich die Frage, ob sich dieser Wachstumstrend in den kommenden Jahren fortsetzt.

Die Technologie für die Verflüssigung von Gasen existiert bereits seit über einem Jahrhundert. Der erste kommerzielle LNG-Transport auf dem Seeweg erfolgte 1964 von Algerien nach Großbritannien. Der Handel mit LNG hat sich seit den 1960er Jahren in zwei voneinander getrennten Märkten entwickelt: in der atlantischen und der asiatisch-pazifischen Region. Die atlantische Region umfasst Europa und die Ostküste Amerikas einschließlich der Karibik und wird von Algerien, Libyen, Nigeria, Trinidad und Tobago sowie Ägypten versorgt. Die asiatisch-pazifische Region besteht aus Japan, Südkorea, Taiwan sowie Indien und wird von Lieferanten aus dem südasiatischen Raum sowie des Nahen Ostens beliefert.

Die weltweiten LNG-Lieferungen im Jahr 2005 von jährlich rd. 200 Mrd. m^3 stellen einen Anteil am grenzüberschreitenden Erdgashandel von knapp 25 % dar. Die wesentlichen Lieferbeziehungen zwischen 13 Produzenten- und 15 Importländern sind in Bild eins dargestellt. Pragmatische Marktabschätzungen gehen davon aus, dass die globale LNG-Nachfrage bis 2015 auf etwa 500 Mrd. m^3 pro Jahr ansteigen wird.

Mit zwei Drittel aller LNG-Mengen ist Asien die größte Abnehmerregion gefolgt von Europa. In Europa entfallen rd. acht % des Gasverbrauchs auf LNG-Importe, die insbesondere in Südeuropa eine immer stärker werdende Rolle einnehmen. Die Importe in die USA, dem weltweit größten Erdgasverbraucher, sind bisher gering. Es wird aber damit gerechnet, dass sich das Land zu einem der größten Importeure für LNG entwickeln wird. Der atlantische und der asiatisch-pazifische Markt für LNG beginnen zusammenzuwachsen. Aufgrund der steigenden Bedeutung des Nahen Ostens als Produzent für LNG, der aufgrund seiner geografischen Lage beide Märkte versorgen kann, wird der LNG-Handel zunehmend globaler. Der Golfstaat Katar wird dabei eine entscheidende Rolle einnehmen, da das Land nach Russland und dem Iran über die drittgrößten Erdgasreserven der Welt verfügt.

Um die wachsende LNG-Nachfrage zu bedienen, müssen in den kommenden Jahren ausreichende Verflüssigungskapazitäten errichtet werden. Derzeit besteht bereits ein leichtes Angebotsdefizit an LNG. Zudem übertreffen die Kapazitäten des Imports die der Exportseite um ein Vielfaches.

LNG-Transportkette

Unter LNG versteht man im Prinzip nur eine Transportform für Erdgas. Die Technik zur Verflüssigung dient dazu, Erdgas per Tanker transportieren zu können. Dabei verknüpft die LNG-Kette drei Prozesse: Das Verflüssigen im Exportland, den Seetransport und das Rückverdampfen im Bestimmungsland. Das geförderte Erdgas wird zunächst via Pipeline zum Exportterminal transportiert und dort verflüssigt. In den Verflüssigungsanlagen wird das Erdgas durch allmähliche Kühlung unter Atmosphärendruck auf unter minus 161 °C für den anschließenden Schiffstransport verflüssigt. Für die Verflüssigung stehen mehrere Verfahren zur Verfügung, die vom Prinzip her ähnlich funktionieren wie Kühlschränke. Das verflüssigte Erdgas benötigt nur knapp ein Sechshundertstel seines ursprünglichen Gasvolumens. Dadurch lässt es sich in größeren Mengen wirtschaftlich über weite Strecken in speziell isolierten Schiffen transportieren. Der Schiffstransport dauert in Abhängigkeit von der Distanz zwischen fünf und 45 Tagen. Am Regasifizierungsterminal wird das LNG in Speichertanks entladen, zwischengespeichert und durch Zufuhr von Wärme regasifiziert. Im Anschluss fließt das wieder gasförmige Erdgas in Pipelines zum Endverbraucher.

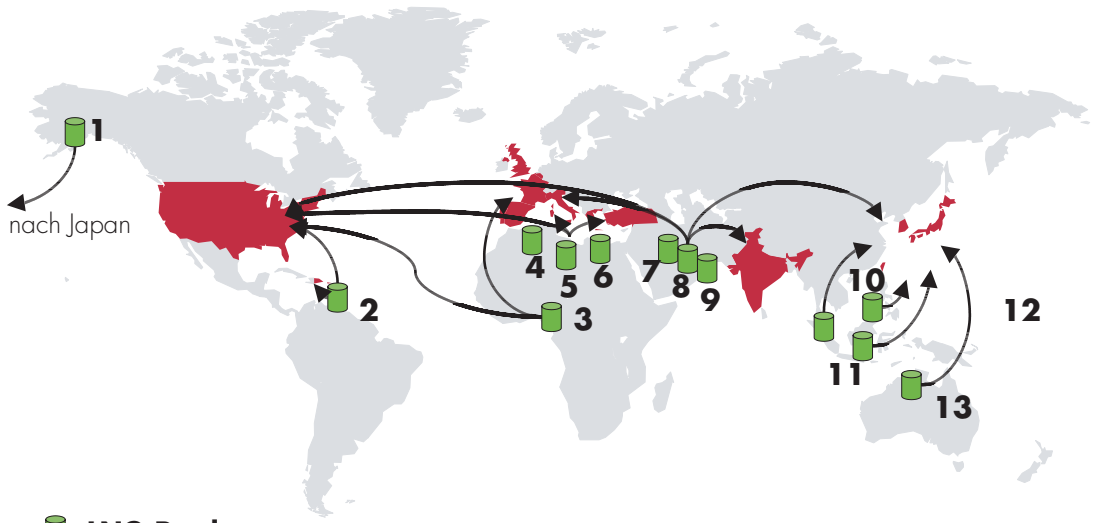
LNG und Versorgungssicherheit

Europa verfügt derzeit über insgesamt zwölf LNG-Anlandeterminals, davon fünf in Spanien, je zwei in Frankreich sowie je eine in Belgien, Italien, Griechenland, Großbritannien und Portugal. Die jährliche Gesamtkapazität beträgt rd. 85 Mrd. m^3. Durch die Expansion bestehender Anlagen und die Neubauten vor allem in Großbritannien und Italien wird die Kapazität in den kommenden Jahren um weitere 100 Mrd. m^3 wachsen.

Mittelfristig wird LNG auf dem europäischen Gasmarkt weiter an Bedeutung gewinnen. Sein Anteil am Gesamtaufkommen für Europa wird bis 2015 auf etwa 15 % veranschlagt. LNG stellt somit eine sinnvolle Ergänzung des europäischen Beschaffungsportfolios dar.

Die Flexibilität von LNG-Transporten trägt dazu bei, dass die weltweiten Erdgasmärkte zusammenwachsen. Inwieweit LNG neben der Diversifizierung auch einen angemessenen Beitrag zur Versorgungssicherheit Europas leisten kann, hängt wesentlich von der Liefer-Vertragsgestaltung und der Inanspruchnahme dieser Flexibilitäten ab. Europa ist in der vorteilhaften Situation, dass rd. 80 % der weltweiten Erdgasreserven in einem Umkreis von etwa 4.500 km um Berlin liegen und weit überwiegend mittels Pipeline in den europäischen Markt eingespeist werden können. Russland, die Nordsee und Nordafrika werden daher auch zukünftig die tragenden Säulen der Versorgung bleiben. LNG ist daher sicherlich ein Additiv, aber keine Alternative für die Pipeline-Versorgung aus europäischen Quellen.

Weltenergieverbrauch nach Energieträgern



LNG-Produzenten:

1	USA	8	VAE
2	Trinidad und Tobago	9	Oman
3	Nigeria	10	Malaysia
4	Algerien	11	Indonesien
5	Libyen	12	Brunei
6	Ägypten	13	Australien
7	Katar		

LNG-Importeure:

USA	Italien
Dominikanische Republik	Griechenland
Puerto Rico	Türkei
Portugal	Indien
Spanien	Taiwan
Frankreich	Südkorea
Großbritannien	Japan
Belgien	

Quelle: WINGAS

Reserven, Ressourcen und die Reichweite von Erdöl

Erdöl wurde in der geologischen Vergangenheit unter wohlverstandenen Bedingungen gebildet. Es steht außer Frage, dass es sich weltweit um endliche Mengen handelt, die durch den Verbrauch tagtäglich geringer werden. Ein trivialer Zusammenhang besagt, dass die Erdöllagerstätten erst gefunden werden müssen, bevor man das Öl aus ihnen gewinnen kann. Anerkanntermaßen war der Höhepunkt der Neufunde von Erdölfeldern („Peak Discovery") in den 1960er Jahren – danach fiel die Neufundrate im Mittel kontinuierlich ab. Durch eine systematische Erkundung weltweit sind die möglichen Lagerstätten weitgehend bekannt. Ähnliche Zusammenhänge sind nun auch für die Erdölgewinnung zu erwarten. Mit anderen Worten: Auf den bevorstehenden Zeitpunkt der weltweit maximalen Erdölförderung – „Peak Production" oder „Peak Oil" – folgt unausweichlich ein Abfall in der Erdölproduktion. Dieser langfristige Aspekt ist von aktuellen Marktknappheiten angesichts der Schwankungen bei den Investitionen (zyklischer Verlauf) deutlich zu unterscheiden.

Trotz dieser im Prinzip zwischen den Experten anerkannten Zusammenhänge besteht seit Jahrzehnten eine grundsätzliche Diskussion zwischen Geologen und Ökonomen über das Thema, wobei Ökonomen das marktwirtschaftliche Prinzip heranziehen: Jede Ware hat ihren Preis. Anders ausgedrückt: Wenn man nur genug Geld investiert, kann die gewünschte Menge Erdöl gefördert werden. Allerdings werden hohe Preise verbrauchsreguliernd wirken und die Suche nach Alternativen, z.B. im Verkehrssektor, beschleunigen. Die heute noch uneingeschränkte Verfügbarkeit wird beendet sein bevor die Reserven erschöpft sind.

Im Kern geht es bei diesem für den Verkehrssektor heute noch praktisch unverzichtbaren Energieträger um folgende vier Fragen:

- Wie hoch ist maximal die weltweit mögliche Erdöljahresproduktion?
- Wann tritt der Zeitpunkt der maximalen Erdöljahresproduktion ein?
- Kann man Fördermenge und Zeitpunkt beeinflussen?
- Wie viel Zeit bleibt, um Alternativen zu entwickeln und in den Markt einzuführen?

Reserven und Ressourcen konventionellen Erdöls

Fachleute verstehen unter dem Begriff Reserven die Mengen an Erdöl, die mit heute vorhandener Technologie und zu heutigen Preisen gewonnen werden können. Zum 01. Januar 2006 beliefen sich die weltweit bekannten Erdölreserven auf eine Menge von knapp 162 Mrd. t. Mehr als 20 % dieser Menge konventionellen Erdöls befinden sich allein in Saudi-Arabien. Unter den „Top Ten" der Reservenländer sind acht OPEC-Staaten zu finden, ergänzt durch Russland und Kasachstan.

Wenn man sich die globale Verteilung der Reserven vor Augen führt, spitzt sich die Lage weiter zu: Etwa 71 % aller Erdölreserven befinden sich innerhalb einer strategischen Ellipse. Diese verläuft von NW-Sibirien über den Kaspiraum bis in die Region der OPEC-Anrainerstaaten des Persischen Golfs. Alle Staaten in dieser Region zeichnen sich nun nicht durch besonders stabile politische Verhältnisse aus – ein besorgniserregender Aspekt beim Thema Versorgungssicherheit.

Über die Reserven hinaus kategorisieren Fachleute so genannte Ressourcen. Diese umfassen all diejenigen Erdölmengen, für deren Gewinnung zurzeit weder der Finanzrahmen noch die technologischen Möglichkeiten gegeben sind. Zudem gehören hierzu Mengen, die aufgrund geologischer Analogschlüsse zu erwarten sind. Die Menge der weltweit bekannten Ressourcen beläuft sich auf 82 Mrd. t.

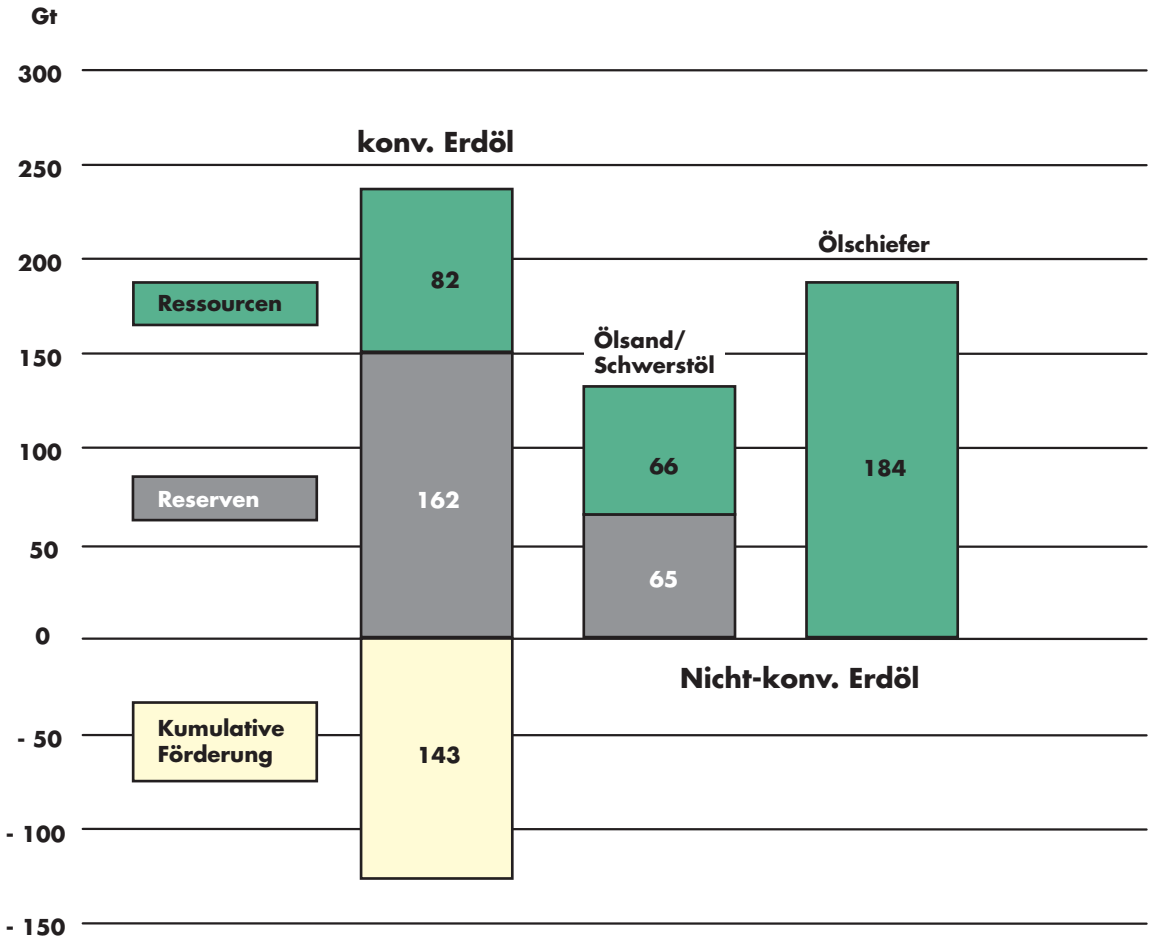
Das Potenzial der nicht-konventionellen Erdöle

Hinter dem Begriff „nicht-konventionelle Erdöle" verbergen sich spezielle Erdöle. Dazu zählen Schwerstöl und Bitumen aus Ölsanden (beide mit einer Dichte von über 1 g/cm^3 schwerer als Wasser), Ölschiefer sowie synthetisches Erdöl (hergestellt aus Erdgas, Kohle oder Biomasse). Das Gesamtpotenzial der nicht-konventionellen Erdöle ist ungefähr genauso groß wie das der konventionellen Erdöle. Dennoch: Die Erschließung dieser Potenziale ist ebenfalls mit hohen Investitionen verbunden, und Förderung sowie Aufbereitung sind zudem gekoppelt an erhebliche ökologische Risiken. Dies alles hat zur Konsequenz, dass die Marktverfügbarkeit nicht-konventioneller Erdöle wesentlich träger ist.

Wie lange reicht das Erdöl denn nun?

Es wird zweifellos auch in 100 Jahren und darüber hinaus noch Erdöl geben, vermutlich jedoch nur noch für Anwendungen in Chemie, Pharmazie und Medizin. Die alle interessierende Frage betrifft nicht die Reichweite, sondern die uneingeschränkte Verfügbarkeit von Erdöl. Grundsätzlich sind alle Glieder der Verfügbarkeitskette (Geologie, Technik, Transport, Politik) bei der Diskussion dieser Frage zu beachten. Politische Aspekte sol-

Das weltweite Erdöl-Gesamtpotenzial (Reserven, Ressourcen und Produktion) am 01. Januar 2006



Quelle: BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

len an dieser Stelle jedoch ausgeklammert werden – Ungleichgewichte in der Verfügbarkeit von Förder-, Aufbereitungs- und Transportkapazitäten werden in überschaubaren Zeiträumen durch Marktmechanismen reguliert. Somit lautet die zentrale Frage: Wie lange reicht die uneingeschränkte geologische Verfügbarkeit von Erdöl zur Befriedigung der weiter ansteigenden Nachfrage?

Das Angebot

Eine Glockenkurve spiegelt im Grunde den Idealtyp der Produktion bzw. des Verbrauchs eines nicht-erneuerbaren Rohstoffs wider. Die Fläche unter der Kurve entspricht dem Volumen des Rohstoffs, der Kurvenverlauf mit einem exponentiellen Anstieg und Abfall wird unterbrochen durch einen Punkt bzw. eine Phase maximaler Förderung.

Im Idealfall fällt die maximale Förderung („Peak Oil") mit der 50 %igen Rohstofferschöpfung zusammen, dem so genannten „depletion mid-point" („dmp"). Dieses von HUBBERT für die Erdölproduktion der USA (Lower 48) entwickelte Modell sagte seinerzeit zutreffend für das Jahr 1968 das Fördermaximum vorher.

Nun unterscheidet sich die Wirklichkeit – unter Markteinfluss – bekanntermaßen deutlich von der Idealkurve. Beispielsweise ist die abfallende Flanke der Erdölproduktion in Westdeutschland – dies gilt im Übrigen auch für andere Länder – durch EOR-Maßnahmen in den 1980er Jahren sowie die spezifischen Bedingungen für die Entwicklung des Erdölfeldes Mittelplate erheblich modifiziert. Dadurch verschob sich der Zeitpunkt der halben Rohstofferschöpfung „dmp" (1975) hinter den Zeitpunkt

„Peak Oil" (1968). Was sich jedoch nicht ändert, ist der grundsätzliche Kurvenverlauf – mit einem klar erkennbaren Zeitpunkt der maximalen Förderung.

Kann man diesen Zeitpunkt der maximalen Förderung vorhersagen? Die Frage kann eindeutig mit „nein" beantwortet werden. Eine exakte Bestimmung von Zeitpunkt und Höhe des Fördermaximums ist bereits unter dem Aspekt der geologischen Verfügbarkeit nicht machbar, weil

- die vom Feldbetreiber vorgenommene Reservenbestimmung einzelner Lagerstätten einer gewissen Dynamik unterliegt, die in vielen Fällen dazu führt, dass die endgültige Ausbeute höher ist als die eingangs bestimmte Reservenmenge.
- Reservenzahlen von Technologie und Preisgefüge abhängen: Es liegt auf der Hand, dass durch Innovation, beispielsweise Horizontalbohrungen oder 3D/4D-Seismik, die Ausbeutung von Erdölfeldern optimiert werden kann. Ebenso ermöglicht ein höherer Ölpreis die Ausbeutung von heute nicht wirtschaftlichen Lagerstätten.
- Unschärfen in der Datenbasis über die weltweiten Erdölreserven vorliegen. Insbesondere ist die Kenntnis über die Reserven in den Golf-OPEC-Staaten – hier befinden sich über 60 % der Reserven konventionellen Erdöls – nicht ausreichend gut.

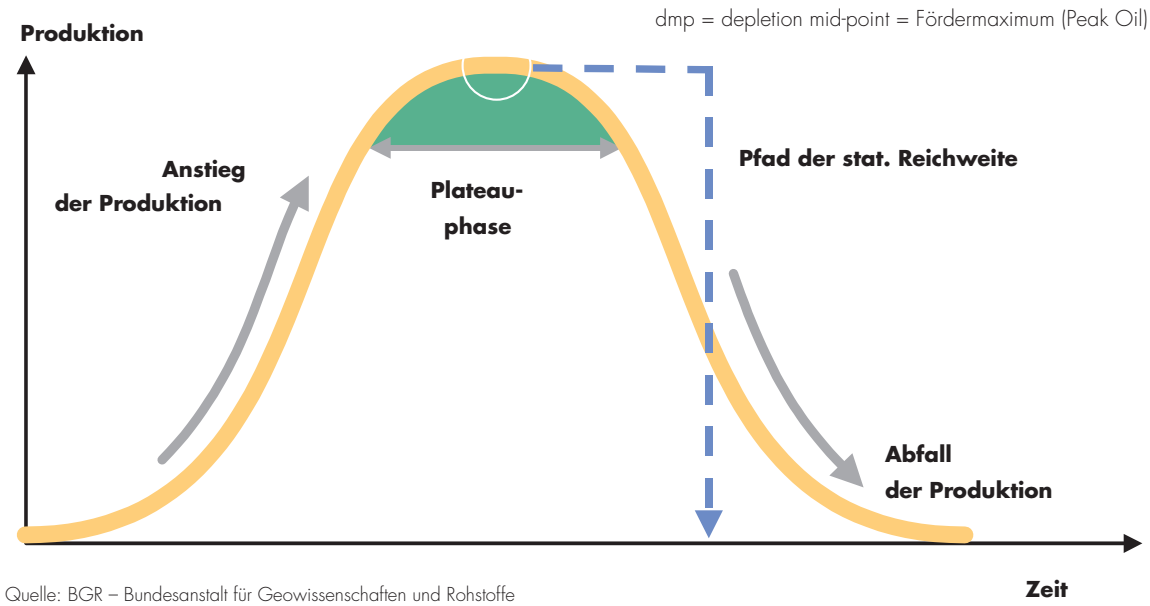
Die Nachfrage

Organisationen wie beispielsweise die IEA in Paris veröffentlichen regelmäßig fundierte Prognosen über die zu erwartende Entwicklung der Erdölnachfrage. Entsprechend dem Referenzfall im World Energy Outlook 2005 der IEA benötigt die Welt im Jahre 2030 mehr als 5,5 Gt Erdöl (heute gut 3,8 Mrd. t). Davon sollen allein die OPEC-Staaten ca. drei Gt aufbringen. Diese Menge erscheint vielen Geologen eher als eine sehr ambitionierte Wunschvorstellung denn als eine realisierbare Projektion. Angesichts des zunehmenden Gewichts der OPEC-Staaten für die weltweite Erdölversorgung können wir also bereits heute mit großer Wahrscheinlichkeit annehmen, dass spätestens zu diesem Zeitpunkt die weltweite Nachfrage und das geologisch mögliche Angebot auseinanderklaffen.

Die Sicht des DNK

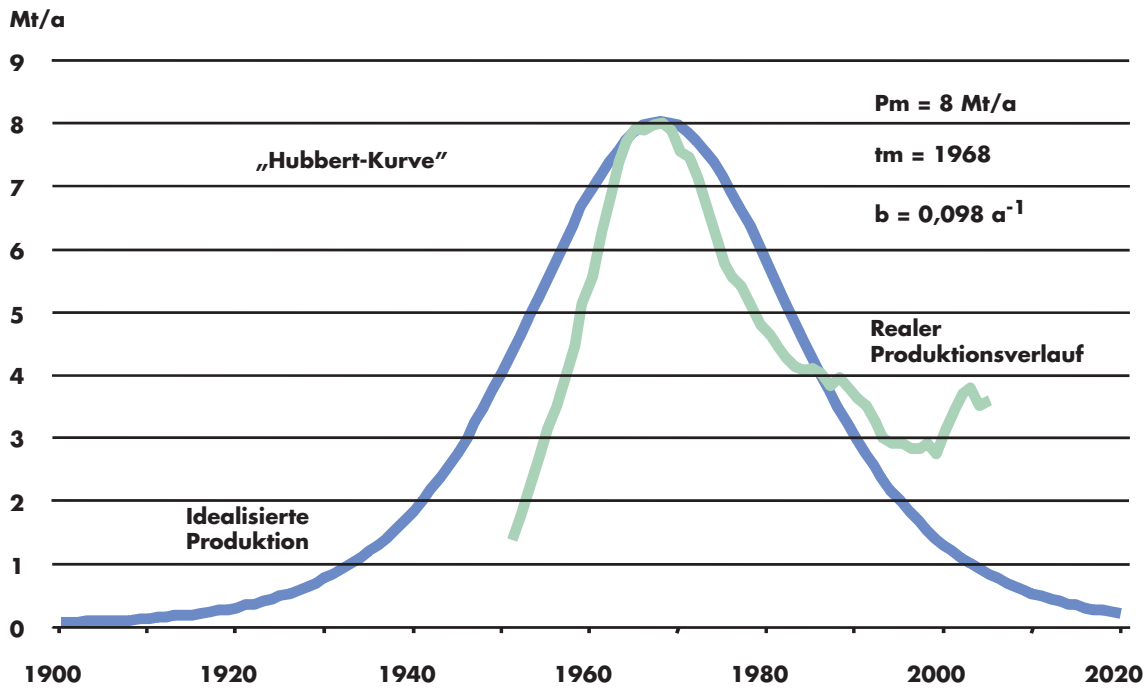
Da, wie oben dargelegt, der Zeitpunkt und die Höhe des Fördermaximums nicht vorherzusagen sind, bleibt als erste Näherung nur das Fördermaximum (dmp) zu erfassen. Dies kann lediglich in Form einer statischen Betrachtung eines an sich dynamischen Systems geschehen. Somit ist der auf diese Weise ermittelte Zeitpunkt bestenfalls ein Anhaltswert: Wenn man also von der Hälfte des augenblicklichen Gesamtpotenzials an konventionellem Erdöl

Idealisierter glockenförmiger Verlauf der Produktion eines Rohstoffs. Die unterbrochene Linie beschreibt das irreführende Modell einer statischen Reichweite



Quelle: BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Gegenüberstellung einer idealen „Hubbert-Kurve“ für die Erdölförderung in Westdeutschland mit dem wirklichen Förderverlauf



Quelle: BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

(194 Mrd. t) die bisherige Produktion (143 Mrd. t) abzieht, verbleiben bis zum Erreichen des „dmp“ noch 51 Mrd. t, die wiederum etwa dem Dreizehnfachen der letztjährigen Förderung (reichlich 3,8 Mrd. t) entsprechen.

Mit anderen Worten: Wenn man nur das konventionelle Erdöl zugrunde legt und kein Abweichen zwischen „Peak Oil“ und „dmp“ zulässt, würde bereits in der zweiten Hälfte der kommenden Dekade der Förderhöhepunkt überschritten.

Nun ist nicht auszuschließen, dass das Fördermaximum dem „dmp“ vorweg läuft – somit könnte die Situation „Peak Oil“ bereits früher eintreten. Andererseits sind die Reserven- und Ressourcenzahlen des konventionellen Erdöls mit zahlreichen Unschärfen behaftet, die vermutlich sogar eher in höheren Zahlen münden. Zudem sind umfangreiche Potenziale bei den nicht-konventionellen Erdölen vorhanden. Diese sind voraussichtlich wegen der Rahmenbedingungen (hohe Investitionsvolumina sowie zu vermeidende Umweltbelastungen) jedoch nur sukzessive für den Markt zu erschließen. Daraus resultiert letztendlich die Erwartung, dass die nicht-konventionellen Erdöle früher die Rolle einnehmen werden, den abfallenden Ast der „Glockenkurve“ zu modifizieren. Weiter sind auch die zukünftigen Entwicklungen zur Effizienzverbesserung auf der Nachfrageseite zu betrachten, die den Energieeinsatz reduzieren, die weltweite Nachfrage begrenzen und somit ebenfalls zur Modifikation der Glockenkurve beitragen können.

Energie in der Europäischen Union

Energieverbrauch

In der Europäischen Union betrug der gesamte Primärenergiebedarf 2,5 Mrd. t SKE in 2005, das entspricht 16 % des weltweiten Energiebedarfs. Gemessen an der Bevölkerungszahl ist die EU-25 überproportional stark am weltweiten Energieverbrauch beteiligt. Verglichen mit anderen industrialisierten Regionen ist die Energieintensität (d.h. der Energieverbrauch pro Bruttoinlandsprodukt) allerdings deutlich niedriger, da Energie hier wesentlich effizienter eingesetzt wird, und seit 1990 ist die Energieeffizienz im Schnitt um 1,3 % pro Jahr deutlich gestiegen.

Der Endenergiebedarf von 1,6 Mrd. t SKE teilt sich zu 28 % auf den Industriesektor, 30 % auf den Verkehrssektor, zu 26 % auf Haushalte und zu 16 % auf Gewerbe und andere Sektoren auf. Der Anteil des Verkehrssektors steigt dabei seit Jahren kontinuierlich und liegt seit Mitte der 90er Jahre über dem des Industriesektors.

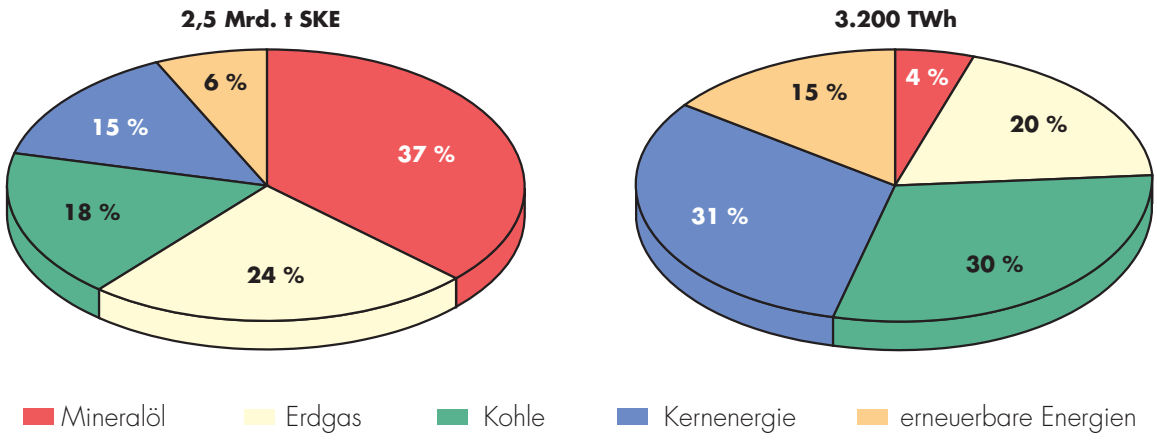
Wichtigster Energieträger war 2005 mit Abstand Mineralöl (37 %), das hauptsächlich zu Transportzwecken und als Rohstoff in der chemischen Industrie eingesetzt wird. Erdgas, das Kohle seit Mitte der 90er Jahre an Bedeutung überholt hat, war mit einem Anteil von 25 % am zweitwichtigsten. Darauf folgen Kohle und Kernenergie, die im Wesentlichen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Erneuerbare und sonstige Energien deckten einen Anteil von ca. sieben %, wobei vor allem der Anteil der Windenergie in den letzten zehn Jahren deutlich zunahm (jährliches Wachstum der installierten Kapazität um 32 %). Die Anteile der einzelnen Energieträger weisen in den 25 Mitgliedstaaten erhebliche Bandbreiten auf: Sie reichen z.B. beim Erdgas von einem % in Schweden bis nahezu 50 % in den Niederlanden, beim Mineralöl von weniger als 30 % in Ungarn bis zu zwei Drittel in Portugal und bei der Kohle von fünf % in Frankreich bis 60 % in Polen.

Die CO_2-Emissionen sanken um drei % in den 90er Jahren, vor allem bedingt durch die Entwicklung in den osteuropäischen Ländern. In den EU15-Ländern dagegen stiegen sie um zwei % gegenüber 1990.

Für die 25 EU-Mitgliedstaaten erwartet die Europäische Kommission einen moderaten Anstieg des Energieverbrauchs um 15 % von 2000 bis 2030. Steigerungen werden dabei bis 2020 gesehen, zwischen 2020 und 2030 dagegen wird aufgrund der stagnierenden Bevölkerungszahl und daraus resultierend einem gebremsten Wirtschaftswachstum ein gleich bleibender Energieverbrauch prognostiziert. Insgesamt dürfte sich durch eine weiter steigende Energieeffizienz die Energieintensität so um 1,5 % pro Jahr verringern.

In der EU-25 lag die Brutto-Stromerzeugung im Jahr 2004 bei rd. 3.100 TWh. Davon entfielen jeweils knapp ein Drittel auf Kernenergie und Kohle und et-

Primärenergieverbrauch der EU-25, 2005



Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU-25, 2005

Quelle: Europäische Kommission 2006

wa ein Fünftel auf Erdgas. Öl wird dagegen zur Stromerzeugung kaum noch eingesetzt. 15 % beruhen auf erneuerbare Energien, wobei der überwiegende Anteil durch Wasserkraft gedeckt wird (rd. 11 %). Am weltweiten Stromverbrauch hat die EU einen Anteil von ca. 18 %. Der EU-weite Pro-Kopf-Stromverbrauch lag 2004 bei 6.600 kWh (zum Vergleich USA 14,800 kWh).

Energiereserven

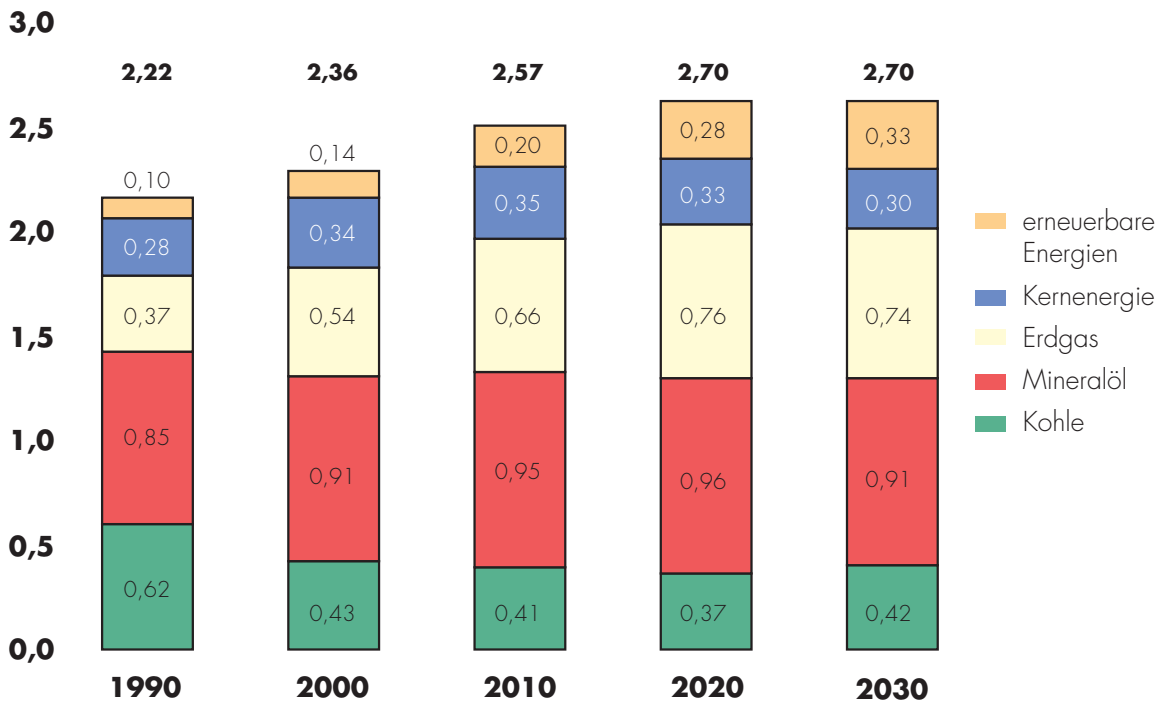
Die Energiereserven der EU sind vergleichsweise gering. Die gesamten Reserven dieser Staaten an fossilen Energieträgern belaufen sich auf etwa 75 Mrd. t SKE, das sind weniger als fünf % der weltweit bekannten Reserven. Innerhalb der EU stellen die Kohlevorkommen mit knapp 70 Mrd. t SKE den größten Anteil. Die Mengen sind dabei etwa zu gleichen Teilen auf Braun- und Steinkohle verteilt. 92 % der Steinkohlereserven finden sich in Deutschland und Polen, anteilig etwa gleich verteilt. Dagegen konzentrieren sich die Braunkohlereserven fast ausschließlich auf Deutschland (80 %). Weitere Länder mit nennenswerten Kohlereserven sind die Tschechische Republik, Großbritannien, Griechenland und Ungarn.

Die Erdgasreserven (4 Mrd. t SKE, ca. 1,8 % der weltweiten Reserven) sind vorwiegend auf die Niederlande und die britische Nordsee konzentriert. Die überwiegend in der britischen und dänischen Nordsee lagernden Erdölreserven betragen noch 1,3 Mrd. t SKE. Die Förderung aus diesen Feldern ist weitgehend erschöpft und wird daher in den nächsten Jahren stark zurückgehen.

Importabhängigkeit

Die wachsende Importabhängigkeit ist eine der größten Herausforderungen der Europäischen Union. Derzeit liegt der Importanteil bei knapp 50 %. Dabei kann vor allem der Kohlebedarf zu zwei Dritteln aus eigenen Quellen erfüllt werden, beim Ölbedarf dagegen müssen über drei Viertel des Bedarfs durch Importe gedeckt werden. Die wichtigsten

Primärenergieverbrauch in der EU-25



Quelle: Europäische Kommission 2006

außereuropäischen Lieferländer sind Russland und andere GUS-Staaten (Öl und Gas), die OPEC-Länder (Öl) sowie Südafrika, Kolumbien und Australien (Steinkohle). Nach Schätzungen der Europäischen Kommission wird die Abhängigkeit bis 2030 auf mehr als zwei Drittel steigen.

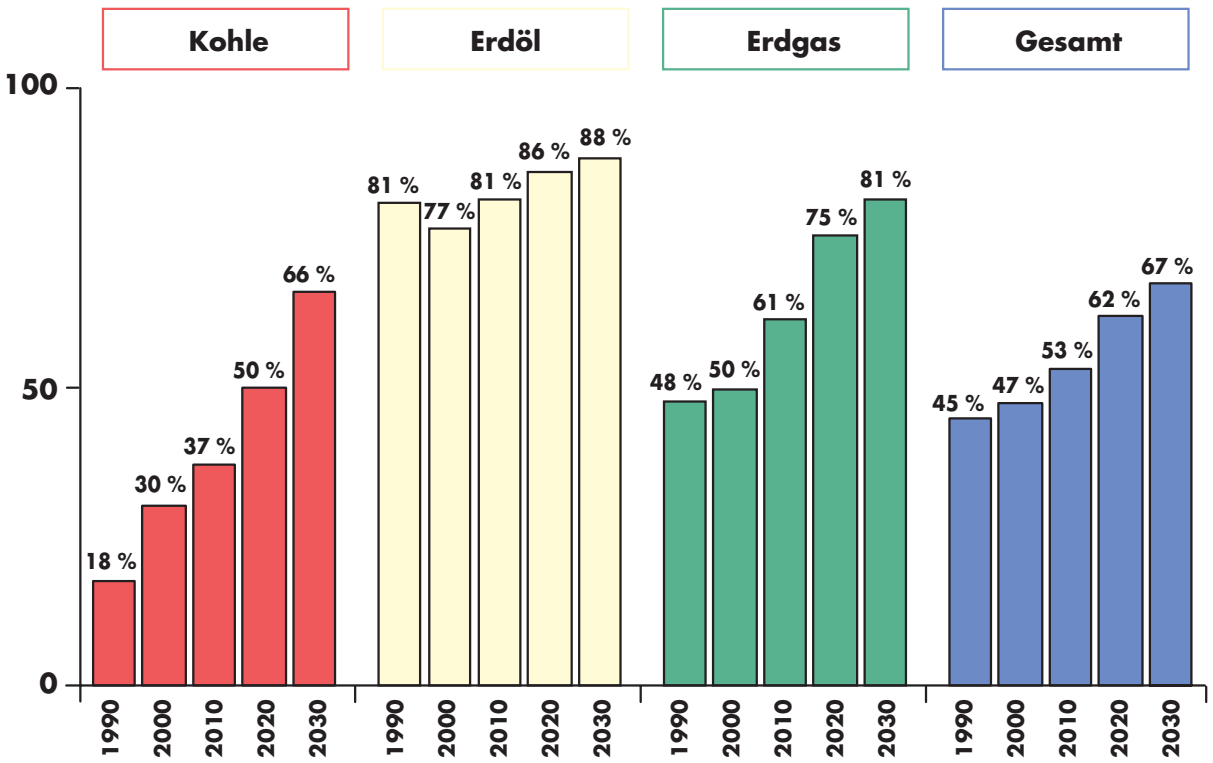
Alle EU-Mitgliedstaaten sind Nettoimporteure von Energierohstoffen. Einige Staaten (wie Großbritannien, Dänemark, Niederlande, Schweden, Polen, Tschechien und die baltischen Staaten) können ihren Energiebedarf zumindest mehrheitlich durch eigene Quellen decken.

Energiepolitik

Laut dem Entwurf für die Europäische Verfassung sind die vorrangigen Ziele der Europäischen Energiepolitik das Funktionieren des Energiemarktes sicherzustellen, die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten und die Energieeffizienz sowie die Entwicklung neuer Technologien und erneuerbarer Energiequellen zu fördern. Strategien zur Bewältigung der Herausforderungen im 21. Jahrhundert werden in einem neuen Grünbuch mit dem Titel „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie" dargelegt, das, von der Europäischen Kommission im März 2006 vorgelegt, derzeit öffentlich diskutiert wird (siehe nachstehendes Sonderthema).

Ein weiteres aktuelles Grünbuch das im Juni 2005 veröffentlicht wurde, betrifft die Steigerung der Energieeffizienz. Die Europäische Kommission weist in ihm auf die zentrale Bedeutung von Energieeinsparung für die Wettbewerbsfähigkeit, Beschäftigung und Reduktion der Importabhängigkeit hin. Demnach könnten bis 2020 mindestens 20 % des gegenwärtigen Energieverbrauchs eingespart und die Energieausgaben um 60 Milliarden Euro jährlich verringert werden. Die Kommission betont dabei, dass Energieeinsparung die schnellste, wirksamste und kosten-

Energieimportabhängigkeit der EU-25



Quelle: Europäische Kommission 2004

günstigste Art zur Verringerung von Treibhausgasemissionen ist.

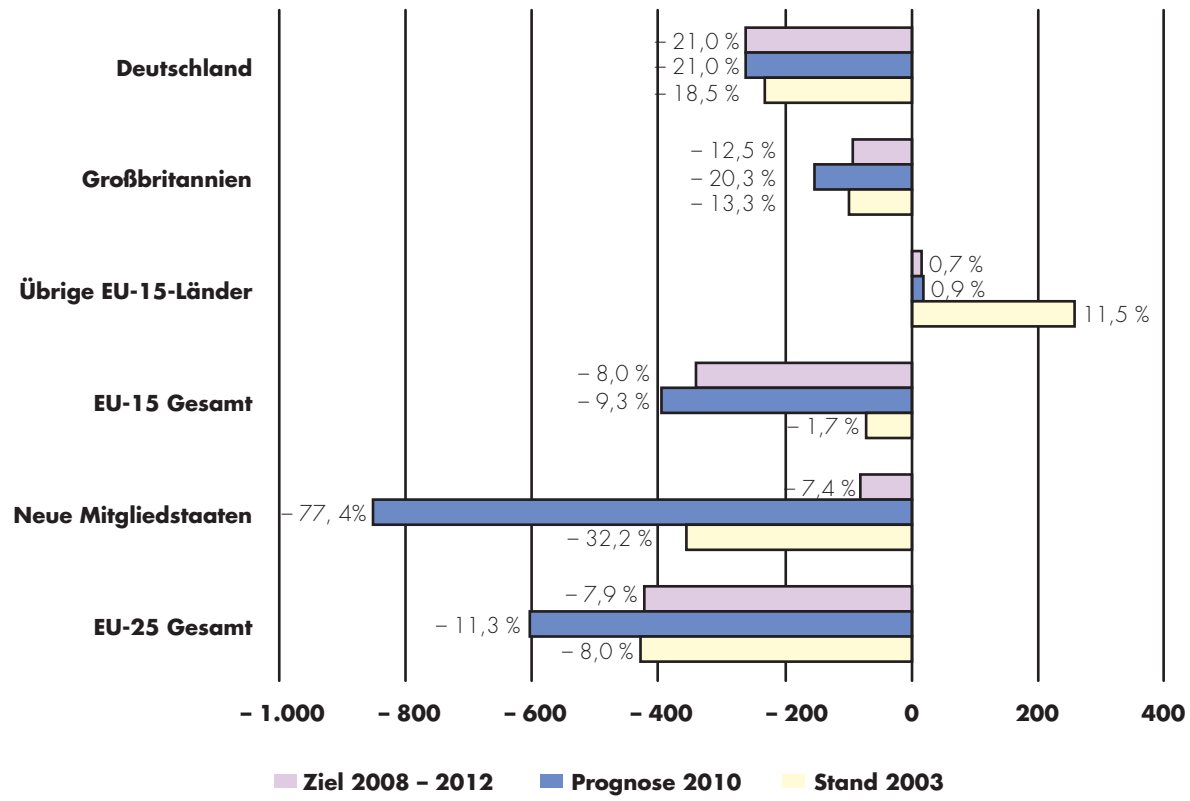
Klimapolitik

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat sich die Europäische Union dazu verpflichtet, den Ausstoß von Treibhausgasen der EU-15 um acht % bis spätestens 2012 zu verringern. Durch die vereinbarte Lastenteilung (burden sharing) wurde dieses Ziel sehr unterschiedlich auf die EU-15-Mitgliedstaaten aufgeteilt. Auch acht der zehn neuen Mitgliedsländer haben sich zur Begrenzung der Emission von Treibhausgasen verpflichtet. Die Reduktionsverpflichtungen belaufen sich auf sechs % für zwei und acht % für sechs dieser Staaten (jeweils im Vergleich zur Basisperiode).

Die Europäische Union ist zuversichtlich, dass die bestehenden und angekündigten politischen Strategien und Maßnahmen zusammen mit den klimapolitischen Instrumenten (Emissionshandel und Kyoto-Mechanismen) ausreichen, die Gesamtemissionen der EU-15 bis 2010 auf 9,3 % unter den Stand von 1990 zu verringern. Während Deutschland, Frankreich, Großbritannien und Schweden auf einem gutem Weg sind die Ziele zu erreichen, ist in fast allen anderen Ländern eine gegenteilige Entwicklung festzustellen, sodass die EU-15 insgesamt bis 2003 erst eine Reduktion von 1,7 % erreicht hat.

In den zehn Beitrittsstaaten stellt sich die Situation günstiger dar. Aufgrund der Umstrukturierung der Industrie und des Wegfalls von Energiepreissubventionen haben sich der Energieverbrauch und parallel dazu auch die Treibhausgasemissionen während der vergangenen Jahre stark vermindert. Nur in Slowenien ist ein Zuwachs zu verzeichnen. Die EU-Kommission rechnet damit, dass sich die CO_2-Emissionen in den zehn Beitrittsstaaten bis 2010 noch einmal deutlich auf 77,4 % des Werts der Basisjahre reduzieren werden. Insgesamt dürften die Emissionen der EU-25 damit um mehr als elf % abnehmen.

Kyoto-Gas-Emissionen 2003



Quelle: Europäische Kommission 2005

CO_2-Preis

Quelle: EEX

Kernstück der klimapolitischen Instrumente in der EU ist der Emissionsrechtehandel, der zum 1. Januar 2005 eingeführt wurde. In den nationalen Zuteilungsplänen (NAP – national allocation plans) wird die Gesamtmenge der CO_2-Emissionen festgelegt, die die Mitgliedstaaten den ansässigen Unternehmen gewähren und die dann von den Unternehmen gehandelt werden können. Nationale Zuteilungspläne müssen regelmäßig erstellt werden. Bis zum 31. März 2004 (bzw. bis zum 1. Mai 2004 für die zehn neuen Mitgliedstaaten) musste jeder Mitgliedstaat einen ersten nationalen Zuteilungsplan für den Handelszeitraum 2005 – 2007 ausarbeiten und veröffentlichen. Diese wurden in den folgenden Monaten von der Europäischen Kommission überprüft und genehmigt. Über 11.500 energieintensive Anlagen in der gesamten EU werden von dem System erfasst, was fast der Hälfte der europäischen CO_2-Emissionen entspricht. Die Preise für Emissionszertifikate verzeichneten bis April 2006 einen nahezu kontinuierlichen Anstieg, mit einem jähen Abfall Ende des Monats, der durch Berichte über deutliche CO_2-Reduktionen in sechs Teilnahmeländern verursacht wurde.

Die nationalen Zuteilungspläne für den zweiten Handelszeitraum 2008 – 2012 mussten bis zum 30. Juni 2006 erstellt und veröffentlicht werden.

2005 hat die Europäische Kommission eine Strategie für ihre Klimapolitik nach 2012 vorgelegt. Folgende Elemente sollen im Mittelpunkt der Strategie stehen: eine weltweit breitere Beteiligung, um alle großen Verbraucherländer einzubeziehen; die Ausweitung der Maßnahmen auf alle Treibhausgas und Sektoren; Vorantreiben von Innovationen; die fortgesetzte Nutzung marktorientierter Instrumente (insbesondere EU-Emissionshandelssystem) sowie die Einbeziehung von Anpassungsstrategien in Europa und weltweit zur Bewältigung der Auswirkungen des Klimawandels. Verbindliche Ziele zur Emissionsreduktion wurden nicht genannt; diskutiert wird jedoch derzeit eine Verringerung um 15 – 30 % bis 2020.

Grünbuch „Eine europäische Strategie für eine nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“

Die Europäische Kommission hat mit ihrem am 8. März 2006 vorgelegten Strategiepapier „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“ den Weg hin zu einer „integrierten europäischen Energiepolitik“ eingeleitet. Dabei erhält das Thema Versorgungssicherheit im energiepolitischen Zieldreieck einen besonderen Stellenwert Im Rahmen des bis zum 24. September 2006 andauernden öffentlichen Konsultationsprozesses sollen konkrete Ideen zur zukünftigen Energieversorgung der EU entwickelt werden.

Die Idee zum Grünbuch geht auf den EU-Gipfel in Hampton Court im Oktober 2005 zurück, auf dem von der britischen Ratspräsidentschaft eine Europäische Energiepolitik thematisiert worden war. Durch den Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine zur Jahreswende rückte die Notwendigkeit einer europäischen Energiestrategie verstärkt in den Mittelpunkt auch des öffentlichen Interesses und wurde von der EU-Kommission als eines der Topthemen auf ihrer aktuellen Agenda identifiziert. Dies zeigt sich auch in der Tatsache, dass das Grünbuch gemeinsam von EU-Energiekommissar Piebalgs und dem Präsidenten der EU-Kommission Barroso der Öffentlichkeit präsentiert wurde.

Als Antwort auf die veränderte globale Energielandschaft im 21. Jahrhundert sollen anhand von sechs zentralen Maßnahmenbereichen, die aus Sicht der EU-Kommission europäisch und nicht mehr national zu regeln sind, die Grundzüge der künftigen europäischen Energiepolitik festgeschrieben werden:

1. Vollendung der europäischen Binnenmärkte für Strom und Gas

- Schaffung einer europäischen Regulierungsbehörde
- Entwicklung eines „European Grid Code“
- Aufstellung eines prioritären Interkonnektoren-Plans

Auf der Grundlage eines zu entwickelnden „European Grid Code“ (Netz-Kodex) könnte eine europäische Regulierungsbehörde für gleichwertige Netzzugangsbedingungen sorgen. Als Voraussetzung für einen einheitlicheren und wettbewerbsorientierteren europäischen Markt wird die Erhöhung des Verbundgrades, der mit einer Verringerung des Bedarfs an Reservekapazitäten einhergingе und zu einer Senkung der Kosten beitrüge, angesehen. Alle Maßnahmen im Hinblick auf die Umsetzung dieser Zielvorgabe sowie für weiterhin als erforderlich erachtete Infrastrukturinvestitionen sollen individuell und primär auf der Ebene der Mitgliedstaaten erfolgen. Darüber hinaus werden für den Fall, dass keine Fortschritte bei der Angleichung der Wettbewerbsbedingungen der nationalen Energiemärkte erzielt werden sollten, weitere noch nicht näher genannte Schritte in Betracht gezogen.

2. Versorgungssicherheit im Energiebinnenmarkt und Solidarität

- Einrichtung eines „European Energy Supply Observatory“
- Schaffung eines Europäischen Zentrums für Energienetzwerke (ECEN)
- Entwicklung eines Mechanismus zu gegenseitiger Hilfe der Mitgliedstaaten bei Infrastrukturausfällen
- Ggf. neue Regelungen zur Gasbevorratung

Grundlage für eine sichere Versorgung mit Energie bilden zunächst marktorientierte Investitionsanreize für die Marktteilnehmer. Dabei ist für die Berechenbarkeit der Energieversorgung der physische Schutz der europäischen Energieinfrastruktur gegen Naturkatastrophen, terroristische Bedrohungen, politische Risiken oder Versorgungsunterbrechungen ausschlaggebend. Als hilfreich werden auch intelligente Elektrizitätsnetze, Nachfragesteuerung und dezentrale Energieerzeugung bei Versorgungsengpässen angesehen.

Eine europäische Stelle zur Beobachtung der Energieversorgung („European Energy Supply Observatory“) könnte Versorgungslücken durch Beobachtung der Angebots- und Nachfragemuster auf den Energiemärkten frühzeitig feststellen. Stärkere Zusammenarbeit und verbesserter Informationsaustausch sollen zu einer Verbesserung der Netzsicherheit beitragen. Langfristig könnte ein europäisches Zentrum für Energienetze diese Aufgaben koordinieren.

Im Hinblick auf die physische Sicherheit der Infrastruktur regt das Grünbuch einen neuen Mechanismus an, der solidarisches Handeln und Unterstützung von Ländern nach Schäden an ihrer Infrastruktur gewährleisten soll. Darüber hinaus wird vorgeschlagen, zum Schutz der Infrastruktur gemeinsame Standards festzulegen oder gemeinsame Maßnahmen zu ergreifen. Zur Reaktion auf kürzere Unterbrechungen der Erdgasversorgung empfiehlt die Kommission einen Legislativvorschlag für Erdgasvorräte, bei dem unter Berücksichtigung der landesspezifischen Speichermöglichkeiten eine Solidarität unter den Mitgliedstaaten geschaffen werden soll.

3. Nachhaltig ausgerichteter, effizienterer und vielfältigerer Energieträgermix

- Detaillierte Analyse aller Energiequellen hinsichtlich ihres Beitrags zu den energiepolitischen Zielen Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit
- Offene Debatte über den zukünftigen europäischen Energiemix
- Festlegung eines Minimal-Anteils aus sicher verfügbaren CO_2-armen Energiequellen als Referenzpunkt für nationale Energiepolitik

Eine sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung erfordert die Überprüfung der bisherigen EU-Energiestrategie, welche den Rahmen für einzelstaatliche Entscheidungen zum Energieträgermix bildet. Daher sollen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Energiequellen untersucht und die Folgewirkungen von Veränderungen des Energieträgermixes für die EU insgesamt analysiert werden. Auch im Hinblick auf die Nutzung der Kernenergie wird eine transparente und objektive Debatte gefordert.

Energienutzung, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit sollen in einem ausgewogenen Verhältnis zur Formulierung eines übergeordneten strategischen Zieles führen. Dies könnte die Festlegung eines Mindestanteils an sicheren und CO_2-armen Energiequellen am gesamten Energieträgermix innerhalb der EU sein.

4. Integrierter Ansatz für Klimaschutz

- Ausbau der internationalen Vorreiterrolle der EU (u.a. Emissionshandel, Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch)
- Aktionsplan zur Weiterentwicklung der EU zur energieeffizientesten Region der Welt
- „Road Map" zur Förderung erneuerbarer Energiequellen (u.a. Vorschläge für neue Zielsetzungen zum Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix nach 2010)
- Kohlendioxidsequestrierung und unterirdische Speicherung

Die Vorgabe, den Anstieg der weltweiten Temperaturen auf die vereinbarte Zielvorgabe von höchstens zwei Grad über dem vorindustriellen Stand zu begrenzen, erfordert ehrgeizige Maßnahmen vor allem im Bereich der Energieeffizienz, der erneuerbaren Energien und der Umwelttechnologien. Das EU-Emissionshandelssystem schafft einen ersten Rahmen für eine klimafreundliche Energieerzeugung und bietet darüber hinaus den Unternehmen einen Vorsprung im weltweit expandierenden CO_2-Markt.

Die Kommission verweist auf ein Energieeinsparpotenzial von 20 % bis 2020. Dies würde zu erheblichen Einsparungen bei den Energieimporten führen und einen wichtigen Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit leisten. Weitere Einsparmaßnahmen sieht die Kommission in den Bereichen Energieeffizienz in Gebäuden, im Verkehrssektor, durch Förderung von Energieeffizienz-Projekten, durch ein europaweites System „weißer Zertifikate" (Anreizsystem durch Ausgabe veräußerbarer Zertifikate für besonders energieeffiziente Marktteilnehmer) sowie Orientierungshilfen für Verbraucher und Hersteller. Letztlich sollte die EU ein internationales Energieeffizienz-Abkommen vorschlagen und fördern.

5. Innovation

- Europäischer Strategieplan zur Entwicklung und Marktdurchdringung innovativer Energie-Technologien

Das Grünbuch fordert einen strategischen Plan für Energietechnologien, der die Option gemeinsamer Technologieinitiativen umfasst.

Europas Ressourcen sollen dabei in effizienter Weise genutzt werden. Der strategische Plan zielt auf die (finanzielle) Unterstützung einer breiten Palette von zukunftsweisenden Technologien. Überschneidungen mit nationalen Technologie- und Forschungsprogrammen sind zu vermeiden. Ziel ist es, eine europäische Vision für die Transformation der Energiesysteme zu entwerfen.

6. Kohärente Energieaußenpolitik

- Überprüfung der EU-Energiestrategie
- Klares politisches Konzept für die Sicherung und Diversifizierung der Energieversorgung
- Stärkere Integration energiepolitische Zielsetzungen in die EU-Außen-, Handels- und Entwicklungspolitik
- Entwicklung gemeinsamer außenpolitischer Zielsetzungen, insbesondere in Bezug auf Infrastrukturprojekte (Pipelines)
- Energiepartnerschaften und Dialoge mit den Liefer- und Verbraucherländern von Primärenergieträgern, insbesondere mit Russland
- Schaffung einer „pan-europäischen Energiegemeinschaft"

Volatile Ölpreise, steigende Importabhängigkeit und eine stark wachsende weltweite Energienachfrage bei zunehmender Angebotskonzentration erfordern eine gemeinsame und kohärente Energieaußenpolitik der EU, um international eine wirksamere Rolle bei der Behandlung gemeinsamer Probleme zu spielen. Hierfür sind zunächst gemeinsame Prioritäten festzulegen sowie gemeinschaftlich- von einzelstaatlich erforderlichen Maßnahmen abzugrenzen.

Für die Energiewirtschaft und insbesondere für die Gasversorgung wird ein klares politisches Konzept für die Sicherung und Diversifizierung der Energieversorgung gefordert. Insbesondere können eindeutige Prioritäten für die Modernisierung und den Neubau von Infrastruktureinrichtungen (Pipelines, LNG-Terminals) Unterstützung bieten.

Wichtige Eckpunkte sind die Konzipierung eines Vertrages zur Gründung einer europaweiten Energiegemeinschaft, eine neue Energiepartnerschaft mit Russland sowie ein neuer Gemeinschaftsmechanismus, der eine schnelle und koordinierte Reaktion auf Energieversorgungsnotfälle in Drittländern möglich macht. Darüber hinaus sollte der Dialog mit wichtigen Energieerzeuger- und Verbrauchsländern intensiviert werden. Angestrebt wird auch ein internationales Abkommen über Energieeffizienz.

Bewertung

Deutlich ist das Bemühen der Kommission, die mit dem Gaskonflikt Russland/Ukraine zur Jahreswende offenbar gewordene internationale Dimension der Energiepolitik dazu zu nutzen, de facto mehr Kompetenzen für eine europäische Energiepolitik zu erhalten und die EU-25-Staaten auf eine gemeinsame Energiestrategie einzuschwören. In der Konsequenz bei der Verwirklichung der Ideen dieses Grünbuchs müssten die EU-Mitgliedstaaten auf nationale Kompetenzen zugunsten der EU verzichten.

Allerdings haben gerade die jeweils vorliegenden Spezifika und die vorsorgenden Investitionen bei den Energieunternehmen zur Energieversorgung in den einzelnen EU-Ländern zu der gegebenen diversifizierten Versorgungssicherheit Europas beigetragen. Daher ist die Mehrheit der Mitgliedstaaten nicht bereit, Teile Ihrer Souveränität an die EU abzugeben (z.B. durch zentral gesteuerte Solidaritätsmechanismen) und ihre Energiepolitik (z.B. bei der nationalen Festlegung des Energiemixes) zu europäisieren.

Der Schwerpunkt des Grünbuchs liegt auf dem Strom- und Gassektor. Andere Anwendungsbereiche, wie z.B. Verkehr und Haushalte, werden allerdings nahezu vollständig ausgeklammert. Insbesondere im Hinblick auf die steigende Abhängigkeit von Ölimporten ist deren Einbeziehung in eine tatsächlich integrierte europäische Energiepolitik erforderlich. Ferner gilt es, die bisher erfolgte reine Auflistung von Maßnahmemöglichkeiten zu konkretisieren und darüber hinaus ihre Wirkungsweise (auch untereinander) noch stärker zu verdeutlichen.

Zusätzlich zur Verbesserung der Energieeffizienz erfordern die aktuellen energiepolitischen Herausforderungen verstärkt ein abgestimmtes Auftreten der EU und eine verbesserte Verhandlungsposition der Energieimporteure. Durch die Gewährleistung von Liefersicherheit für die Abnehmer und Nachfragesicherheit für die Produzenten kann eine Win-Win-Situation erreicht werden. Grundlage hierfür wären verlässliche, eingriffsfreie und investitionsfreundliche Marktbedingungen, die Lieferungen von Energie auf dem deutschen und europäischen Markt gegenüber Märkten in Asien oder Amerika vorteilhafter erscheinen lassen.

Exkurs zur Erdgasspeicherung – ein Überblick

Neben einem ausgebauten Leitungsnetz sind Erdgasspeicher im importabhängigen Europa ein wichtiger Bestandteil der Infrastruktur für die Sicherung der Erdgasvorsorgung. Vor allem vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklung auf den Weltenergiemärkten gewinnen die Speicher für Europa eine neue Bedeutung. Im Rahmen des von der Europäischen Kommission eingeleiteten Liberalisierungsprozesses des Energiesektors durchläuft der europäische Speichermarkt grundlegende Veränderungen, um den neuen Anforderungen im Hinblick auf Markt und Wettbewerb gerecht zu werden. Neben der europäischen Energiebinnenmarktrichtlinie sind für die Speicherbetreiber und Speichernutzer der EU-Mitgliedstaaten die so genannten Speicherleitlinien verpflichtend.

Arten der Erdgasspeicherung

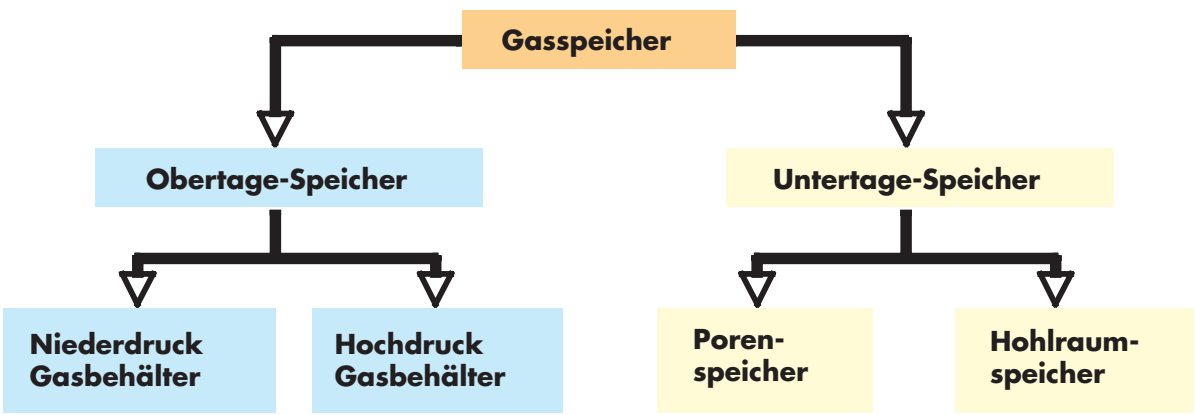
Erdgas kann sowohl untertage als auch obertage gespeichert werden. Die Obertagespeicherung erfolgt in Niederdruck- oder Hochdruckgasbehältern und eignet sich vor allem für die Speicherung kleinerer Mengen Erdgas. Große Mengen Erdgas werden in Untertagespeichern gelagert, die sich in Poren- und Hohlraumspeicher unterteilen.

Porenspeicher sind erschöpfte Erdöl- bzw. Erdgaslagerstätten oder Aquiferstrukturen, d.h. Strukturen mit porösen, wasserführenden Horizonten. Aus diesen wird das Wasser durch die Einbringung von Erdgas unter hohem Druck herausgepresst. Die umliegenden undurchlässigen Gesteinsschichten hindern das Erdgas am Austreten. Die Nutzung von Porenspeichern ist hinsichtlich der Umschlaghäufigkeit des eingelagerten Erdgases begrenzt. Ebenso gibt es Beschränkungen bei der Einspeise- und Entnahmeleistung, da Ein- und Ausspeisung homogen erfolgen müssen. Aus diesem Grund werden Porenspeicher vorwiegend zum Ausgleich saisonaler Bedarfsschwankungen genutzt.

Hohlraumspeicher sind entweder Kavernenspeicher, d.h. ausgesolte Steinsalzkavernen oder Felskavernen, oder Bergwerksspeicher. Letzt genannter Speicher spielt aber nur eine untergeordnete Rolle, da das Abdichten von Schächten alter Bergwerke nur unter hohem Aufwand möglich ist. Gegenüber Porenspeicher zeichnen sich Hohlraumspeicher zum einen durch eine besonders hohe Umschlaghäufigkeit und zum andern durch eine hohe Einspeise- bzw. Entnahmeleistung aus. Aus diesem Grund dienen sie nicht nur dem langfristigen saisonalen Ausgleich, sondern auch dem kurzfristigen Spitzenlastausgleich.

Untertagespeicher benötigen Obertageanlagen, die die Ein- und Ausspeisung von Erdgas ermöglichen und gleichzeitig die Schnittstellen zum Leitungssystem der Gastransportunternehmen bilden. Für den Betrieb von Untertagespeichern ist ebenso das so genannte Kissengas notwendig, das zusammen mit der Arbeitsgasmenge das maximal zulässige Gesamtvolumen des Speichers ausmacht. Das Kissengas ist die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die zur Aufrechterhaltung eines bestimmten Mindestdrucks erforderlich ist, um die Stabilität des Untertagespeichers zu gewährleisten. Als Arbeitsgas bezeichnet man hingegen den Teil des Gases, der tatsächlich aus dem Speicher entnommen oder eingelagert werden kann.

Speicherarten



Quelle: VNG

Erdgasspeicherung in Deutschland und Europa

Hauptzweck der Erdgasspeicherung ist die Gewährleistung von Versorgungssicherheit durch den saisonalen Ausgleich von Bedarfsschwankungen. Im Sommer wird kaum Erdgas zur Wärmegewinnung verbraucht. Bleibt die Bezugsmenge von Erdgas das ganze Jahr über konstant, kann während der Sommermonate Erdgas für den erhöhten Bedarf im Winter eingelagert werden. Aber nicht nur jahreszeitliche Verbrauchsschwankungen werden mit der Speicherung von Erdgas ausgeglichen, sondern auch bei Auftreten ein Spitzenbedarf gedeckt. Zudem dient sie im Havariefall zur Sicherstellung der Versorgung und begünstigt durch die bereitgestellte Flexibilität die Wirtschaftlichkeit des Gastransports.

Der Bau von Untergrundspeichern in Europa begann in den 50er Jahren. Von den heute 65 Speicherstandorten befinden sich 75 % in Westeuropa, aufgeteilt auf die besonders importabhängigen Länder Deutschland, Italien und Frankreich. Dabei ist Deutschland mit 43 Speicherbetrieben Spitzenreiter in Europa und nach den USA zweitgrößter Speicherbetreiber der Welt. In den traditionell gasexportierenden Nationen Großbritannien und den Niederlanden gibt es im Vergleich dazu nur wenige Speicher. Saisonale oder Spitzenlastschwankungen können dort durch eine Erhöhung oder Drosselung der Produktion ausgeglichen werden. Ein Ausgleich von Verbrauchsschwankungen über die Produktion ist in den importabhängigen Ländern hingegen nicht möglich bzw. unwirtschaftlich. Zum einen würde sich eine entsprechende Ausgestaltung der Lieferverträge schwierig gestalten. Zum anderen wäre aufgrund der sehr langen Transportwege, teilweise Strecken von mehreren tausend Kilometern, der Bau von Leitungen mit sehr großem Durchmesser, die für Bewältigung der Ausgleichsmengen notwendig wären, viel zu kostenintensiv. In Deutschland, Italien und Frankreich werden daher etwa 20 % des Jahresverbrauchs durch Speicherkapazitäten gesichert. In Deutschland entsprechen diese 20 % etwa 18,8 Milliarden Kubikmetern Arbeitsgas. Im weltweiten Maßstab nimmt Deutschland damit nach Russland, der Ukraine und den USA den vierten Platz ein. In Großbritannien werden lediglich vier % des Jahresverbrauchs gespeichert, d.h. ca. 3,6 Milliarden Kubikmeter Arbeitsgas. Abbildung drei gibt einen Überblick über die Speicherkapazitäten ausgewählter EU-Mitgliedstaaten.

Die globale Entwicklung der Energiemärkte, d.h. die steigende Nachfrage nach Ressourcen und deren sinkende Verfügbarkeit, sowie die damit verbundene starke Marktstellung der Produzentenländer treiben Planungsprojekte für neue Speicher bzw. den Ausbau alter Speicher in den importabhängigen Staaten voran. Allein innerhalb der Europäischen Union sol-

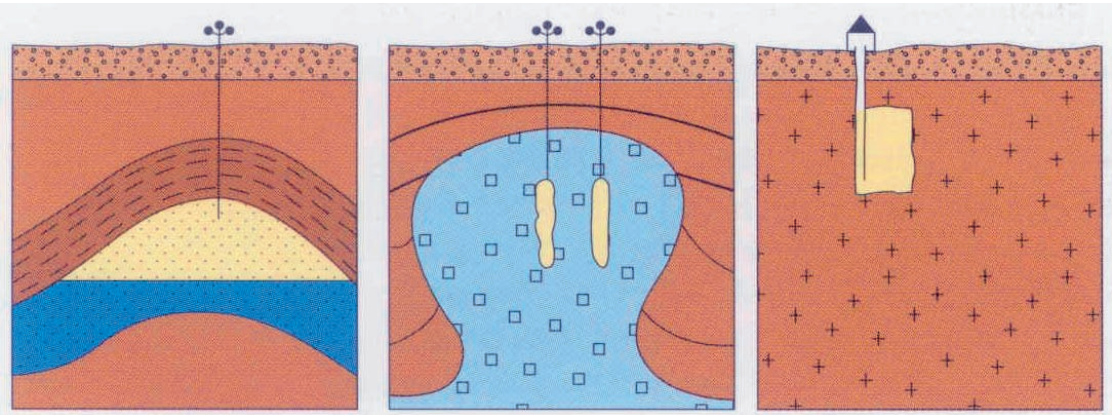
Poren- und Hohlraumspeicher

Porenspeicher (z.B. ehemalige Lagerstätte)

Hohlraumspeicher

Kavernenspeicher

Bergwerkspeicher



Quelle: VNG

len die Speicherkapazitäten in den kommenden Jahren um etwa 14.885 Milliarden Kubikmeter Arbeitsgas steigen. Der Konflikt zwischen Russland und der Ukraine, der zu weniger Gaslieferungen in Richtung Osten führte, oder der kalte und lange Winter in Europa, der in Deutschland die Speichervorräte praktisch auf Null schrumpfen ließ, machte die Notwendigkeit von Speicheranlagen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit deutlich.

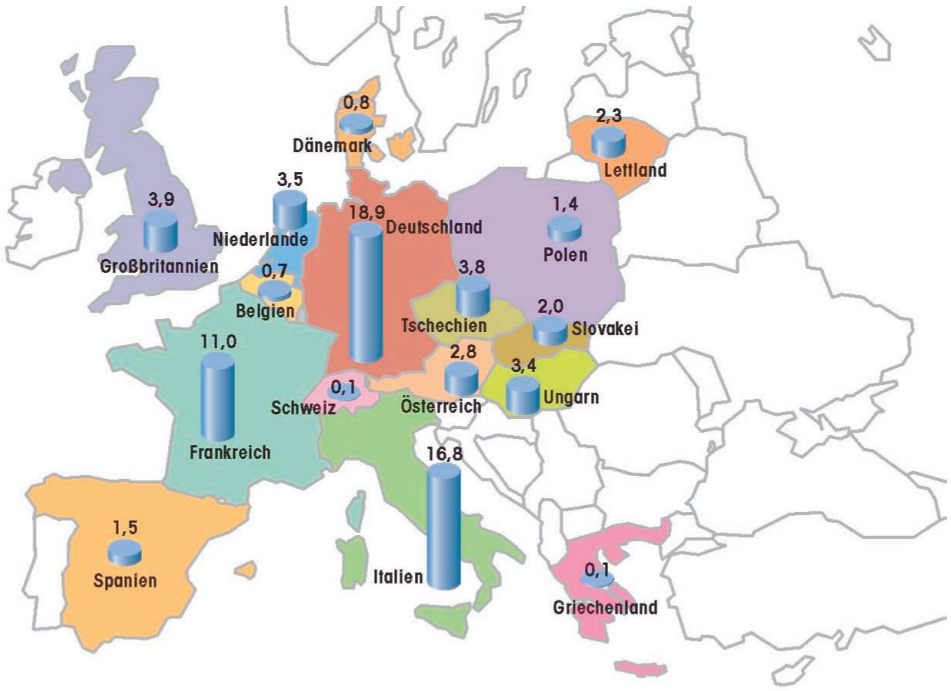
Regulierung des Speicherzugangs in Europa

Am 26. Juni 2003 wurde durch das Europäische Parlament und den Rat die Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Ergasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG erlassen. Die neue Richtlinie sollte den Erdgasbinnenmarkt weiter vorantreiben. Insbesondere waren konkrete Maßnahmen zur Bekämpfung der hohen Marktkonzentration notwendig. Mit ihren Vorschriften für die Fernleitung, Verteilung, Lieferung und Speicherung von Erdgas griff die neue Richtlinie weit reichend in die Organisation und Funktionsweise des Erdgasmarktes ein.

Bereits im Jahr 1999, ein Jahr nach Erlass der ersten Richtlinie, rief die Europäische Kommission ein europäisches Gasregulierungsforum ins Leben, auf dem wichtige Maßnahmen zur Schaffung des Erdgasbinnenmarktes diskutiert werden sollten. Das Forum trifft sich zweimal jährlich in Madrid und wird aufgrund dessen auch Madrid Forum genannt. Am Forum nehmen u.a. nationale Regulierungsbehörden, die EU-Mitgliedstaaten, die Europäische Kommission, Netzbetreiber und -nutzer sowie Erdgasliefanten und -händler teil.

Im Rahmen des Madrid Forums wurden die „Leitlinien für Speichersystembetreiber für eine gute fachliche Praxis beim Speicherzugang durch Dritte" erarbeitet (Guidelines for Good Third Party Access Practice for Storage System Operators – GGPSSO). Die Leitlinien richten sich an alle Speicherbetreiber und -nutzer der EU-Mitgliedstaaten. Deren Einhaltung geschieht auf freiwilliger Basis, sie sind nicht rechtsver-

Erdgasspeicher in Europa (31.12.2005)
Volumen Arbeitsgas in Mrd. m³



Quelle: VNG 2006

bindlich. Die GGPSSO sollen die Umsetzung der Erdgasbinnenmarktlinien (Richtlinie 2003/55/EG) fördern, d.h. sie sollen sicherstellen, dass Speicherbetreiber ihre Dienstleistungen den Speichernutzern auf diskriminierungsfreier Basis bereitstellen.

Die Speicherleitlinien stellen ein Gerüst von Regelungen dar, mit deren Hilfe der Markt für Speicherkapazitäten organisiert werden kann. Umsetzungsfrist der Leitlinien war der 1. April 2005. Für einige Anforderungen, die mit erheblichen IT-Entwicklungen einhergehen, gilt als Umsetzungsfrist der 1. April 2006 bzw. spätestens der 1. Dezember 2006.

Mit dem Monitoring der Umsetzung der GGPSSO wurde die Gruppe der Europäischen Regulierungsbehörden ERGEG (European Regulators Group for Electricity an Gas) von der Europäischen Kommission beauftragt. Zu diesem Zweck versandte ERGEG Fragebögen an die nationalen Regulierungsbehörden, Speicherbetreiber und Speichernutzer. Anhand der beantworteten Fragebögen erstellte ERGEG einen ersten Monitoringbericht, der auf dem Madrid Forum im September 2005 präsentiert wurde. Der Endbericht wurde im Dezember 2005 veröffentlicht. Im Großen und Ganzen wurden die Fortschritte der Speicherbetreiber anerkannt. Allerdings wurde festgestellt, dass aufgrund bestehender Defizite ein diskriminierungsfreier Speicherzugang für Dritte nicht gewährleistet ist. Einige grundsätzliche Anforderungen, wie beispielsweise die Veröffentlichung von Tarifen, wurden noch nicht von allen Speicherbetreibern erfüllt. Ebenso ist in einigen Fällen nur mangelhafte Transparenz bei den Speicherkapazitäten gegeben. Außerdem ist der Sekundärmarkt kaum entwickelt. Im Februar 2006 startete ERGEG eine zweite Befragung von nationalen Regulierungsbehörden, Speicherbetreibern und -nutzern. Ein erster Bericht über die Ergebnisse der Befragung soll auf dem kommenden Madrid Forum, voraussichtlich Anfang Mai 2006, vorgelegt werden. Bleiben die Ergebnisse des Monitoringberichts weiterhin unbefriedigend, könnten die GGPSSO trotz ihrer freiwilligen Natur in eine rechtsverbindliche EU-weite Verordnung oder Richtlinie münden.

Energie in Deutschland

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

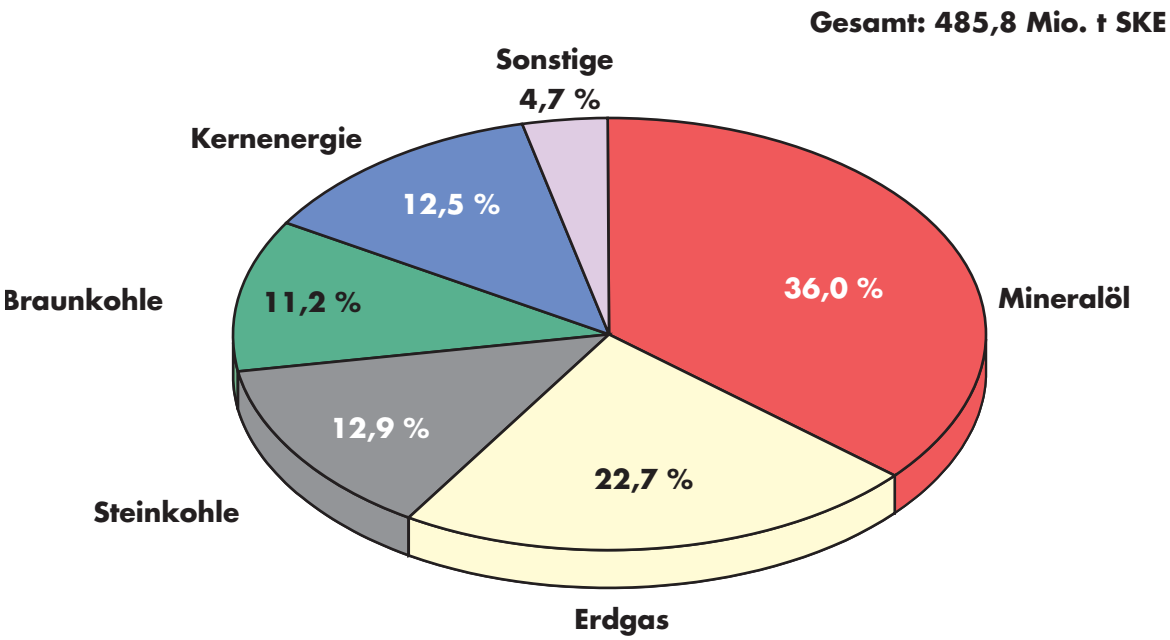
Im Jahr 2005 wurden in Deutschland 485,8 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach den USA, China, Russland, Japan und Indien an sechster Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,9 t SKE pro Jahr. Dies entspricht fast dem Dreifachen des weltweiten Durchschnitts, andererseits allerdings der Hälfte des Vergleichswertes der USA. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2005 rund 216 kg SKE pro 1000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch.

Deutschlands eigene Energiereserven beschränken sich im Wesentlichen auf Kohle. Der Anteil an den weltweiten Reserven ist bei Erdöl und Erdgas marginal. Deshalb ist Deutschland bei diesen Energieträgern in hohem und steigendem Ausmaß auf Importe angewiesen.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2005 zu 39 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die aufgrund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2005 mit 80,7 Mio. t SKE bzw. 42,4 % zur gesamten inländischen Energiegewinnung (190,5 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 54,9 Mio. t SKE auf Braunkohle und 25,8 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 60,7 Mio. t SKE, Erdgas mit 20,4 Mio. t SKE, Mineralöl mit 5,0 Mio. t SKE, Wasser- und Windkraft mit 5,8 Mio. t SKE sowie sonstige Energien mit 17,9 Mio. t SKE.

Importenergien decken 61 % 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 2005 mit einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien und Li-

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2005



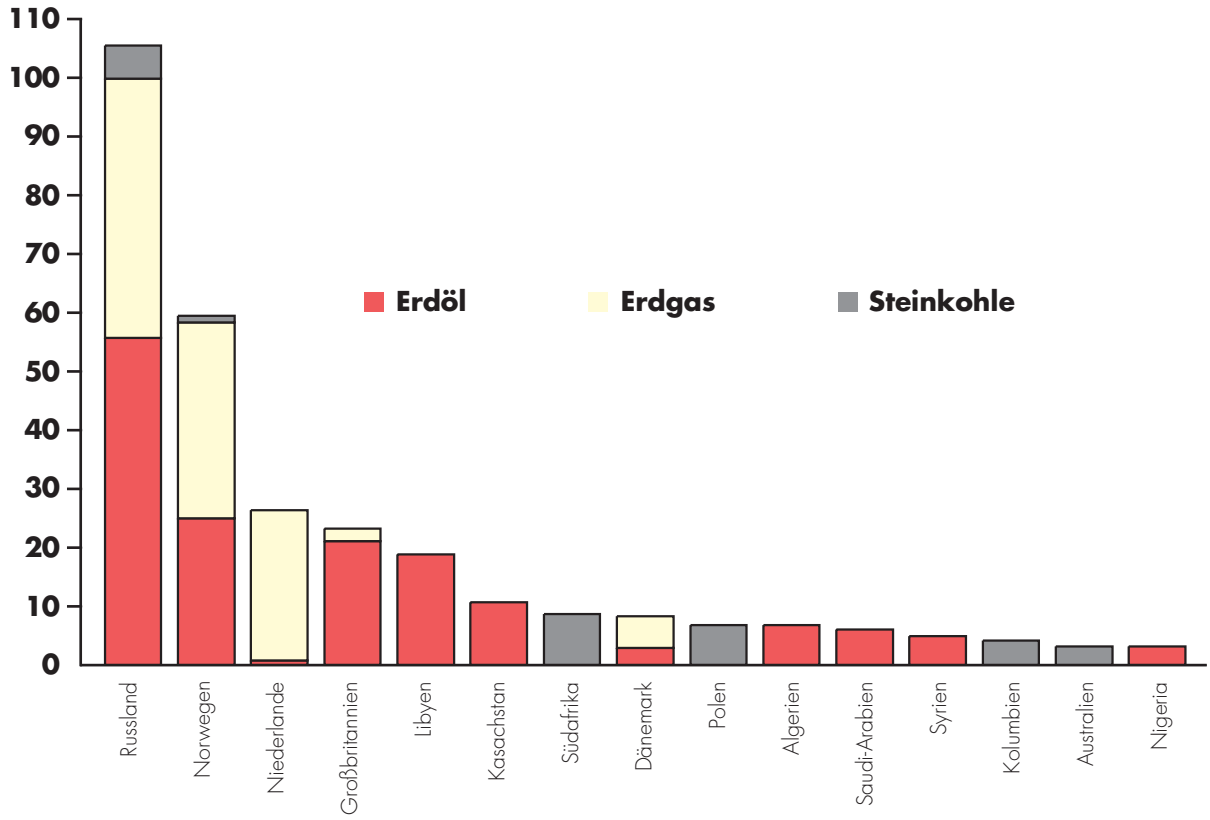
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 01/2006

byen. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas, aus Libyen Öl, aus Norwegen und Großbritannien sowohl Rohöl als auch Erdgas. Wichtigste Steinkohlelieferanten Deutschlands sind Südafrika, Polen, Russland, Kolumbien und Australien.

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2005 rund 51 Mrd. €. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 36 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Erdgas mit gut 12 Mrd. €. Auf Kohle entfielen knapp 3 Mrd. €.

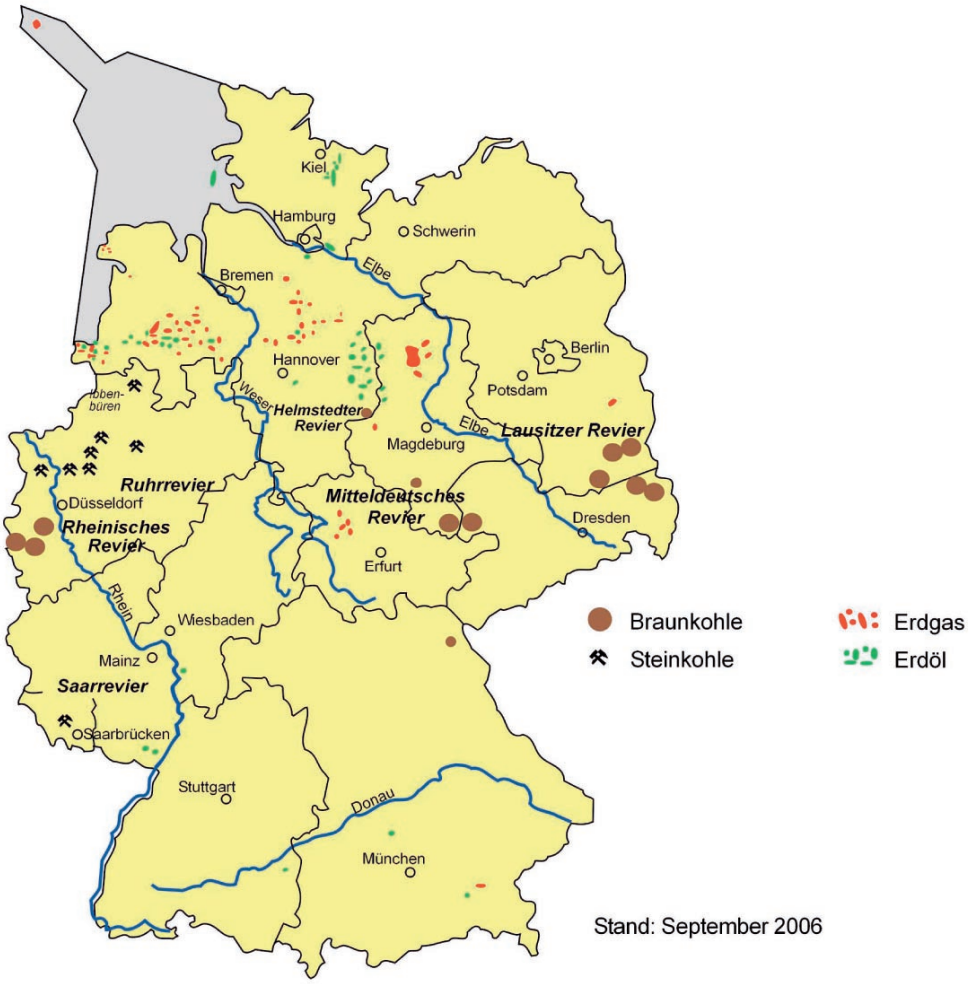
Im Jahr 2005 betrug die Zahl der Beschäftigten im Energiesektor rund 232.000. Damit hat sich die Beschäftigtenzahl seit der Wiedervereinigung (rund 560.000) deutlich mehr als halbiert. Dieser Prozess ist einerseits auf vereinigungsbedingte Anpassungsprozesse zurückzuführen, die insbesondere in den ostdeutschen Braunkohlefördergebieten zu stark rückläufigen Beschäftigtenzahlen geführt haben; andererseits sind sie im Steinkohlebergbau Ergebnis der mit dem Abbau öffentlicher Hilfen verbundenen Personalanpassungen. Auch in der Elektrizitätswirtschaft sank die Zahl der Beschäftigten signifikant – nicht zuletzt durch den wachsenden Wettbewerbsdruck im Zuge der Liberalisierung. Die unmittelbaren Beschäftigungswirkungen des Energiesektors sind mit insgesamt rund 232.000 Arbeitsplätzen im Bergbau und in der Energieversorgung nach wie vor gesamtwirtschaftlich bedeutend; richtig betrachtet gehen sie über diese Zahl deutlich hinaus, wenn die mit ihr zusammenhängenden Bereiche der Kraftwerksherstellung, Energieforschung und -beratung u.a. mit einbezogen werden.

Energie-Rohstofflieferanten 2005 – für Deutschland in Mio. t SKE



Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis BAFA)

Schwerpunkte der Energiegewinnung



Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis BAFA)

Beschäftigte im Energiesektor

	1991	1994	1997	2000	2003	2005
Steinkohlenbergbau und -brikettherstellung	123.341	100.907	80.348	63.153	47.839	41.346
Braunkohlenbergbau und -brikettherstellung	115.507	48.064	29.581	19.538	15.069	14.044
Fernwärmeversorgung	17.567	15.083	13.164	13.384	9.525	8.683
Mineralölverarbeitung	47.501	31.376	22.854	21.559	20.066	18.215
Gewinnung von Erdöl und Erdgas	7.665	6.435	5.708	5.193	5.293	5.128
Gasversorgung	32.122	35.487	33.013	26.268	24.806	21.713
Elektrizitätsversorung	217.600	196.300	171.100	137.197	131.373	122.700

Quelle: Statistisches Bundesamt, VDEW

CO_2-Emissionen

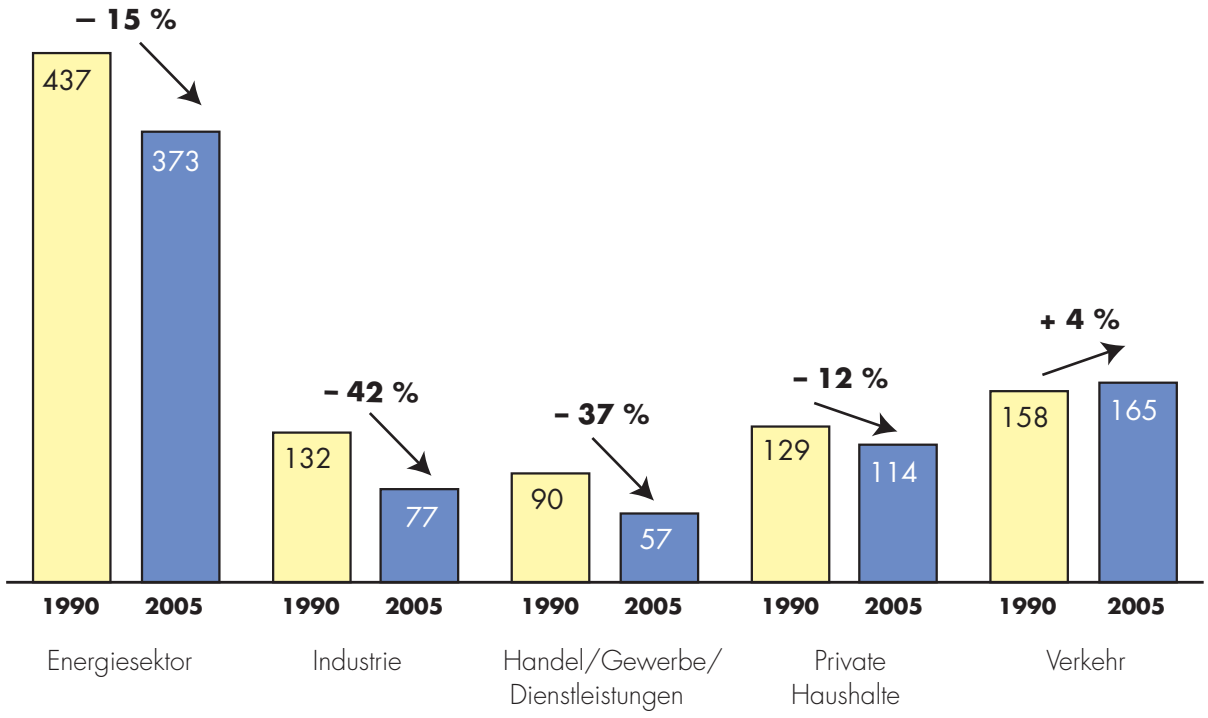
Die energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland beliefen sich 2005 auf 786 Mio. t. Unter Einbeziehung der prozessbedingten Emissionen betrug der CO_2-Ausstoß insgesamt 866 Mio. t. Das waren 15,8 % weniger als 1990. Im Jahr 1990 beliefen sich die nationalen Gesamtemissionen an CO_2 auf 1.029 Mio. t.

Die Entwicklung der energiebedingten CO_2-Emissionen nach Sektoren im Zeitraum 1990 bis 2005 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 2005 um insgesamt mehr als ein Drittel gesunken.

Die Emissionen aller sechs genannten Treibhausgase haben sich seit 1990 um 19 bis 20 % verringert. Damit ist Deutschland auf einen guten 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 nach Berechnungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung, Berlin, noch um weitere 14 bis 18 Mio. t CO_2-Äquivalente gesenkt werden.

Energiebedingte CO_2-Emissionen in Deutschland 1990 und 2005 in Mio. t



Energiewirtschaft und Industrie haben in Deutschland den wesentlichen Beitrag zur CO_2-Minderung geleistet.

Quelle: DIW-Wochenbericht Nr. 12/2006 und eigene Berechnungen

Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2005 aus der Erhebung von Verbrauchssteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 46,6 Mrd. €. Dies entspricht fast der Größenordnung des Werts der gesamten Energieeinfuhren (netto) Deutschlands. Von dem Energieverbrauchssteuer-Aufkommen entfielen 2005 mit 37,0 Mrd. € rund 80 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 3,1 bzw. 6,5 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei.

Verbrauchssteuersätze für Energie seit 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 für leichtes Heizöl, Erdgas und Flüssiggas (Ökosteueranteil) sowie für Strom, die 60 % der Regelsätze entsprechen. Außerdem werden 95 % des Differenzbetrages zwischen der im Kalenderjahr gezahlten Ökosteuer und der Ersparnis beim Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen erstattet. Maßgeblich ist in diesem Zusammenhang 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, die sich 2005 auf knapp 0,5 Mrd. € beliefen.
- Der Beitrag an den Erdölbevorratungsverband, der für seine Mitglieder die gesetzlich vorgeschriebene Erdölbevorratung sicherstellt. Die Beiträge belaufen sich auf rund 0,5 Mrd. €/Jahr.

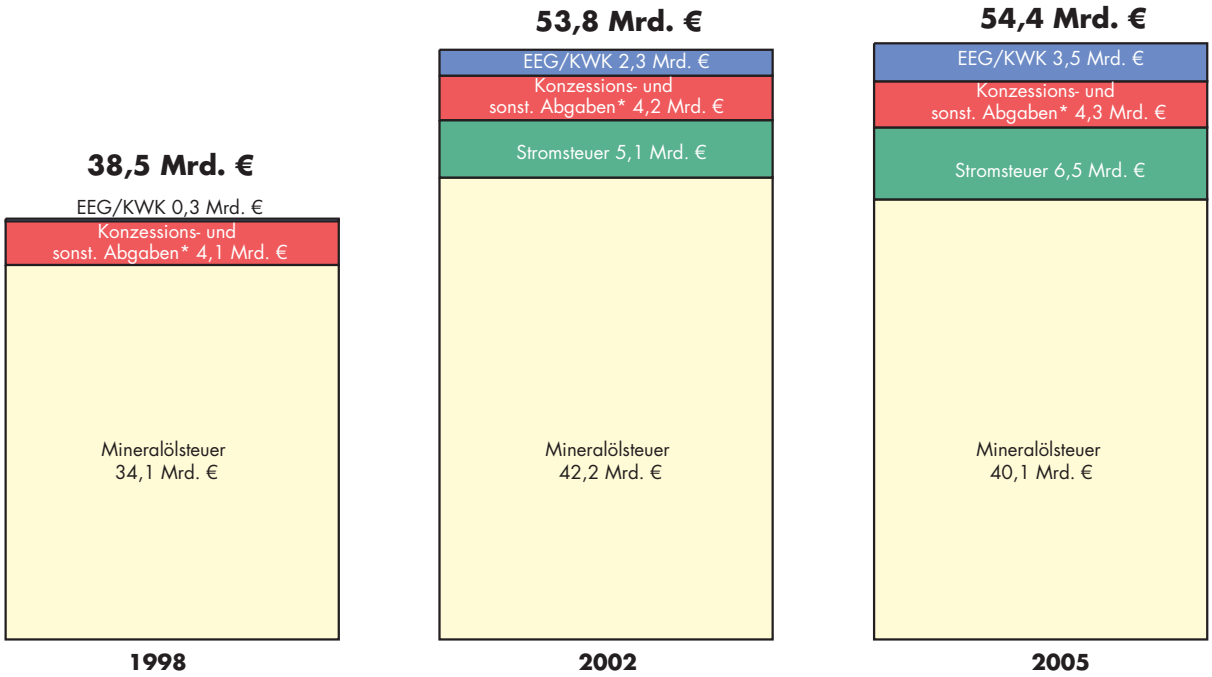
Darüber hinaus ergeben sich für den Stromverbraucher Belastungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das zum 1. August 2004 novelliert worden war, und aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) vom 19. März 2002:

- Das EEG sichert den begünstigten Einspeisern von Strom u.a. auf der Basis von Wind, Wasser, Sonne, Biomasse und Geothermie Vergütungen weit oberhalb der marktüblichen Preise. Die vom Stromverbraucher über diese gesetzliche Regelung finanzierten Subventionen zugunsten des Einsatzes Erneuerbarer Energien sind 2005 auf 2,8 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. So ergibt sich 2005 ein Subventionsvolumen von 0,7 Mrd. €.

Damit belief sich die gesamte staatliche Belastung der Energie-Bereitstellung im Jahr 2005 auf 54,4 Mrd. €. Das sind rund 16 Mrd. € mehr als im Jahr 1998. Im privaten Bereich und bei einigen Wirtschaftszweigen, z.B. öffentliche 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 mehr als zwei Dritteln (Ottokraftstoff) bzw. 58 % (Dieselkraftstoff) bei Kraftstoffen, 40 % bei Elektrizität und 27 % bei Erdgas (Durchschnittswerte für Privatkunden – Stand 2005).

Energiesteuern und -abgaben in Deutschland

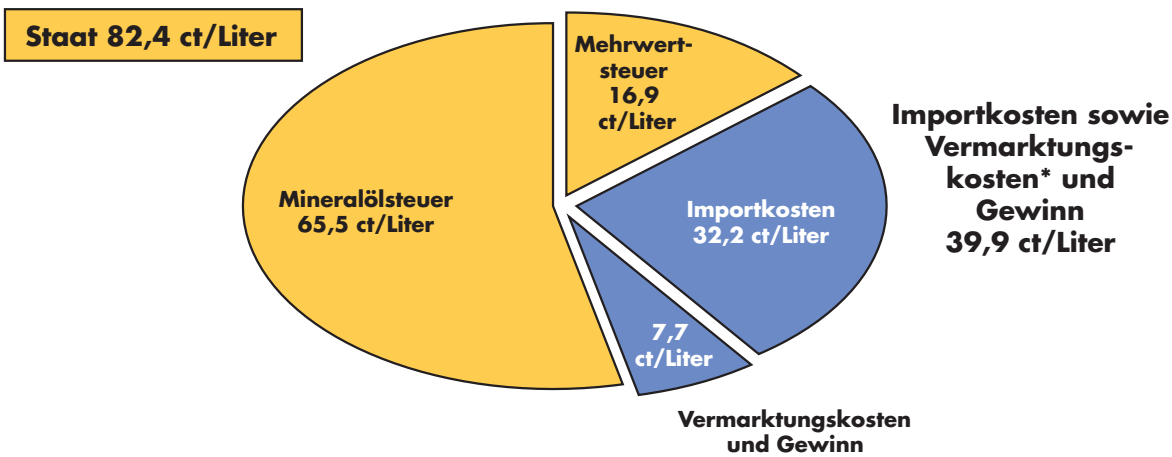


*davon Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr, Förderabgabe Erdgas und Erdöl 0,4 Mrd. € (2002 und 2003) bzw. 0,5 Mrd. € und Erdölbevorratungsabgabe 0,5 Mrd. €/Jahr.

Quelle: Bundesminister für Finanzen sowie Schätzung des VDEW

Benzinpreis 2005: Staatsanteil von 67 %

Durchschnittspreis Eurosuper: 122,3 ct/Liter

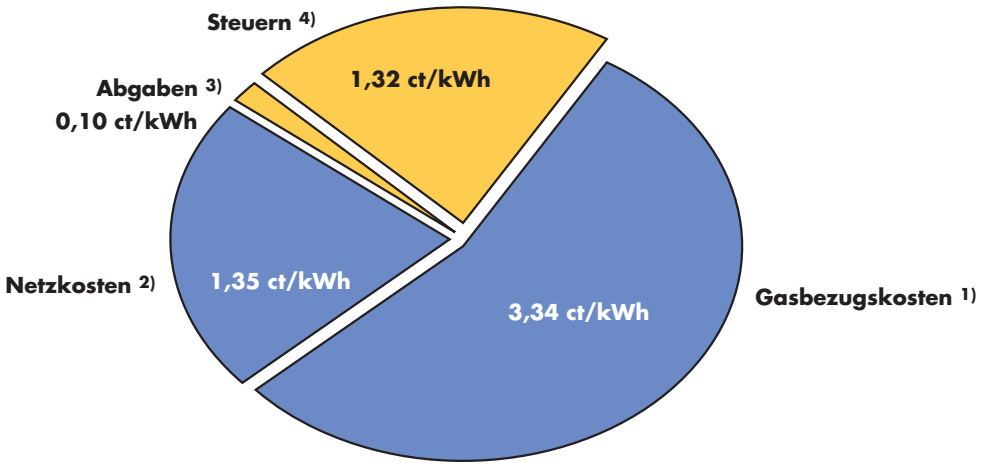


* Inlandstransport, Lagerung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Erdgaspreis 2006: Staatsanteil von 23 %

Mengengewichteter Mittelwert: 6,14 ct/kWh*



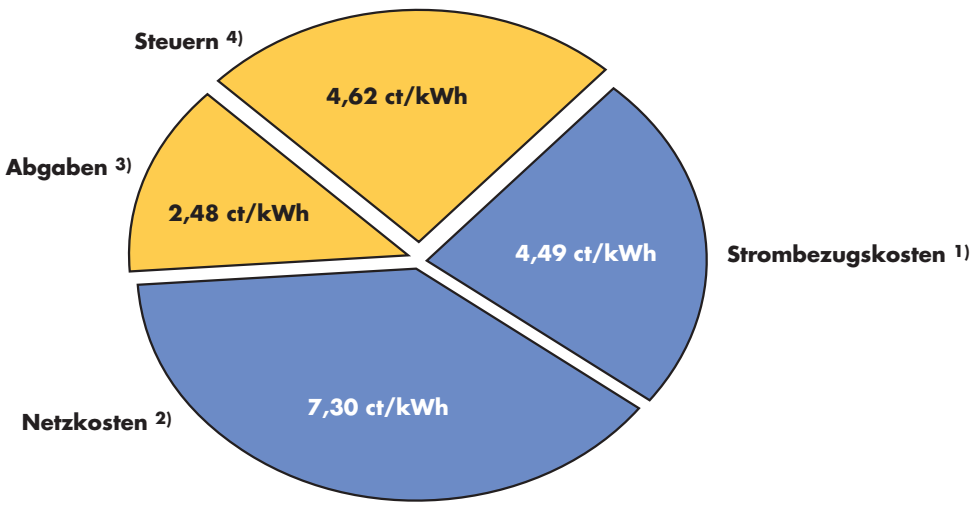
1) plus Versorgungsmarge 3) Konzessionsabgabe 2) einschl. Verrechnungsentgelt 4) Erdgassteuer inkl. Rabatt und Umsatzsteuer

* Bezogen auf den Preis je kWh für einen voll versorgten Haushalt (23.260 kWh pro Jahr); Stand 01.04.2006

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2006

Strompreis 2006: Staatsanteil von 38 %

Mengengewichteter Mittelwert: 18,89 ct/kWh*



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

* Bezogen auf Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh, darunter 1.300 kWh Nachtstrom.

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2006

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 3 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Die Rohöleinfuhren beliefen sich 2005 auf 112,2 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 35,0 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

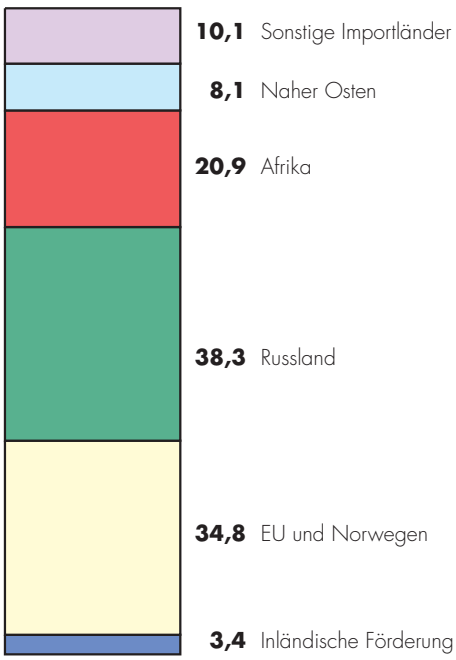
Die Rohöleinfuhren stammten 2005 zu 31 % aus Westeuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 34 % aus Russland, zu 19 % aus Afrika, zu 7 % aus dem Nahen Osten und zu 9 % aus anderen Regionen. Der OPEC-Anteil betrug 23 %.

Die Rohöldestillationskapazität lag 2005 bei 115,5 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, hat 2005 rund 47,6 Mio. t/Jahr betragen.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten erreichte 2005 rund 111 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 23,5 Mio. t, Dieselkraftstoff: 28,7 Mio. t), das leichte Heizöl mit dem Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (24,7 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (18,0 Mio. t), Flugkraftstoff (8,1 Mio. t) und schweres Heizöl (6,1 Mio. t).

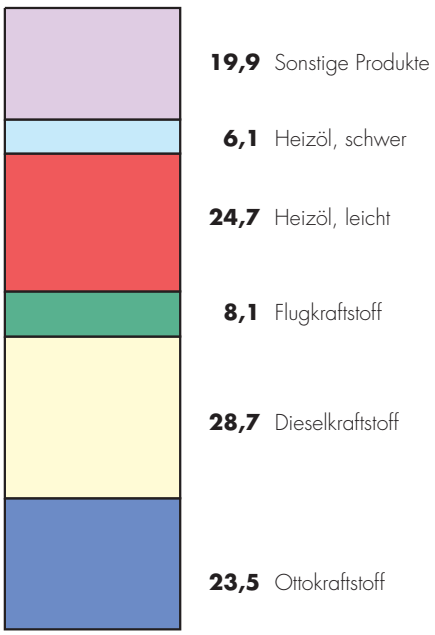
Mineralöl bleibt – trotz eines absolut rückläufigen Verbrauchs – auch in der langfristigen Perspektive der wichtigste Energieträger in Deutschland. Die Entwicklung bei den Hauptprodukten wird differenziert eingeschätzt. Die Nachfrage nach Ottokraftstoffen wird sich bis 2020 um etwa ein Viertel vermindern. Entscheidende Bestimmungsfaktoren dafür sind der Rückgang des Bestands an benzinbetriebenen PKW, abnehmende Jahresfahrleistungen, Tanktourismus ins steuergünstigere Ausland und eine kontinuierliche Verringerung des spezifischen Verbrauchs.

Rohölaufkommen 2005 nach Herkunft (in Mio. t)



115,6 Insgesamt

Inlandsabsatz 2005 Mineralölprodukte (in Mio. l)



111,0 Insgesamt

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Der Verbrauch an Dieselkraftstoff steigt in den nächsten Jahren aufgrund eines zunehmenden Bestandes an PKW mit Dieselantrieb zunächst noch an, sinkt aber in den Folgejahren und dürfte 2020 unter dem im Jahr 2005 erreichten Niveau liegen. Für leichtes und schweres Heizöl zusammen ist 2020 ein um ca. 20 % geringerer Bedarf als 2005 zu erwarten. Demgegenüber wird bei Flugkraftstoff auch künftig noch mit einer leichten Zunahme der Nachfrage gerechnet.

Erdgas

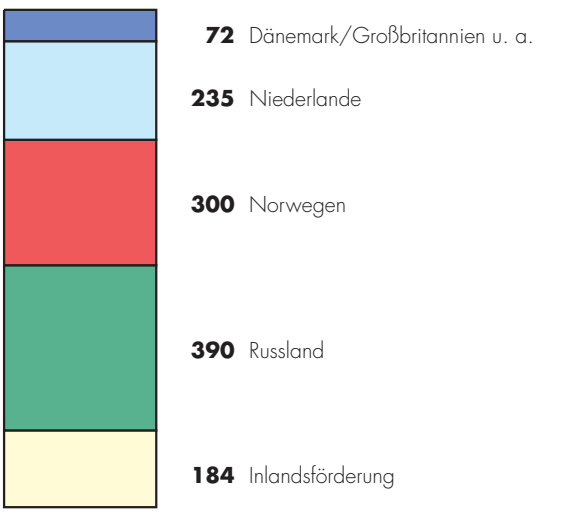
Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen stammte 2005 zu 16 % aus heimischer Förderung und zu 84 % aus Importen verschiedener Herkunft: 33 % aus Russland, 25 % aus der norwegischen Nordsee, 20 % aus den Niederlanden sowie 6 % aus Großbritannien 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 2005 rund 992 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 47 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2005 hatten 48 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 25 % am Erdgasverbrauch beteiligt, der Einsatz zur Stromerzeugung mit 14 % und die Verwendungen nichtenergetischer Verbrauch, Einsatz zur Fernwärmeerzeugung und Eigenbedarf zusammen mit 14 %. (Die Differenz zwischen Erdgasaufkommen und Inlandsverbrauch erklärt sich nahezu vollständig durch in der Abbildung nicht ausgewiesene Erdgasausfuhren in Höhe von 196 TWh.)

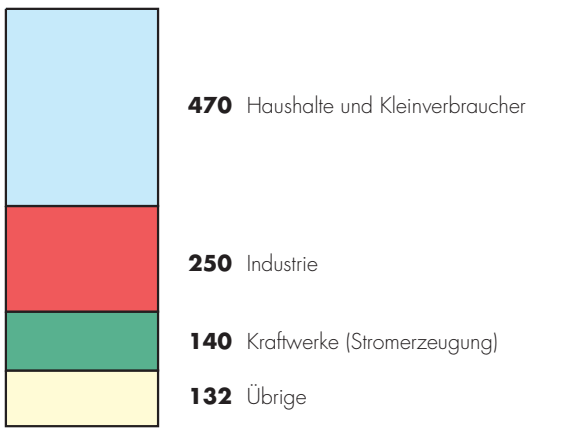
Erdgas hat auf dem deutschen Energiemarkt weiterhin Wachstumsperspektiven. Geringe Zuwächse sind vor allem im Haushalts- und im Kleinverbrauchssektor zu erwarten. In der Industrie wird mit einer Festigung bzw. einem leichten Ausbau des Versorgungsanteils gerechnet. Wachstumspotenziale bestehen längerfristig 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 die deutsche Gaswirtschaft bereits jetzt für die nächsten Jahrzehnte Mengen aus heutigen Lieferländern in beachtlichem Umfang vertraglich gesichert und damit jetzt Vorsorge für eine auch künftig sichere Erdgasversorgung getroffen. Entsprechende Importverträge reichen teilweise bis zum

Erdgasaufkommen 2005 (in TWh)



Erdgasverbrauch 2005 (in TWh)



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

Gasantrieb von Fahrzeugen

Der Gasantrieb von Fahrzeugen ist derzeit und in nennenswertem Umfang auch in absehbarer Zukunft die einzige verfügbare, umweltschonende und vor allem wirtschaftliche Alternative zu den konventionellen Kraftstoffen.

Angeboten werden zwei unterschiedliche Systeme: Flüssiggas (LPG) – das so genannte Autogas – sowie Erdgas (CNG) als Kraftstoff. Beide Kraftstoffe sind nicht untereinander austauschbar.

Weltweit (ca. 10 Mio. Fahrzeuge) und auch in Europa (ca. 4 Mio. Fahrzeuge) ist Autogas verhältnismäßig stark verbreitet. Erdgas ist weltweit ebenfalls etabliert. In Südamerika fahren mehr als 2,5 Mio. Fahrzeuge (weltweit ca. 5. Mio.). In Deutschland hat Erdgas in den vergangenen Jahren zunehmend als alternativer Kraftstoff an Bedeutung gewonnen. Italien ist in Europa mit ca. 400.000 Fahrzeugen seit Jahren Vorreiter.

Der Vorteil beider Antriebsarten liegt in der nahezu vollständigen Verminderung des Ausstoßes von Kohlenmonoxid, Schwefeldioxid sowie von Ruß- und anderen Partikelemissionen. Beide Kraftstoffe emittieren gegenüber den herkömmlichen Treibstoffen deutlich weniger CO_2, Erdgas noch ausgeprägter als Autogas. Die deutsche Erdgaswirtschaft beabsichtigt, bis 2010 dem Erdgaskraftstoff ca. 10 % regenerativ gewonnenes Biogas beizumischen, was zu einer weiteren signifikanten CO_2-Minderung führen wird.

Sowohl Erdgas als auch Flüssiggas als Kraftstoffe werden von der EU als förderungswürdig eingestuft. In Deutschland unterstützt eine bis 2018 befristete Steuerermäßigung die weitere Markteinführung der beiden Kraftstoffe.

Insgesamt fuhren laut Angaben des Kraftfahrt-Bundesamtes zum Jahresanfang über 80.000 Fahrzeuge mit Gasantrieb. Inzwischen ist diese Zahl weiter angestiegen. Diesen stehen ca. 1.400 Autogas-Tankstellen und weit über 700 Erdgas-Tankstellen zur Verfügung.

Jahr 2030. Weitere Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit umfassen die zunehmende Diversifikation der Bezugsquellen, die Beteiligung an der Entwicklung und Exploration von Erdgasfeldern, den Ausbau der Bezugswege (z.B. North European Gas Pipeline) sowie die Entwicklung des Marktes für Liquified Natural Gas (LNG).

Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2005 25,8 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 73 % auf das Ruhrrevier, 19 % auf das Saarrevier und 8 % auf das Ibbenbürener Revier.

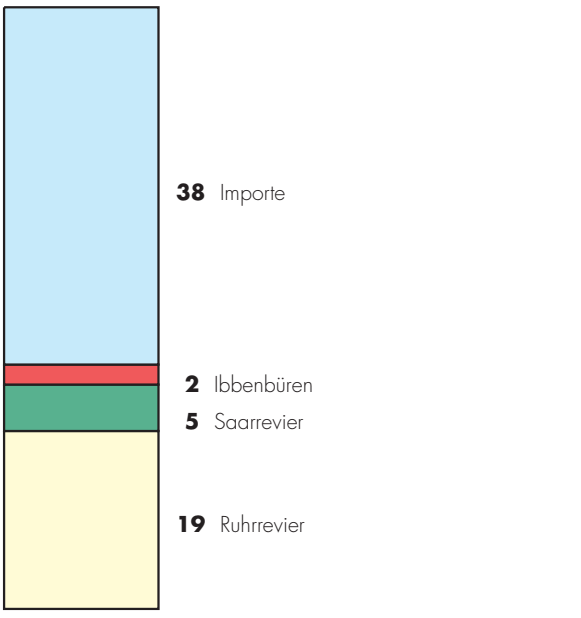
Im Jahr 2005 deckten die Steinkohlenimporte etwa 60 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu etwa zwei Dritteln auf fünf Lieferländer, nämlich Südafrika, Polen, Russland, Kolumbien und Australien. Die Herkunft der Kokseinfuhren konzentrierte sich auf Polen und China.

Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2005 ein Volumen von 63 Mio. t SKE. Der Verbrauch an Steinkohle verteilte sich mit 44 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 17 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 2 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Vor allem auf Grund der geologischen Bedingungen kann die deutsche Steinkohle bei den Produktionskosten nicht mit der Kohle aus überseeischen Lagerstätten konkurrieren. Der deutsche Steinkohlenbergbau wird durch eine energiepolitisch begründete finanzielle Unterstützung gesichert.

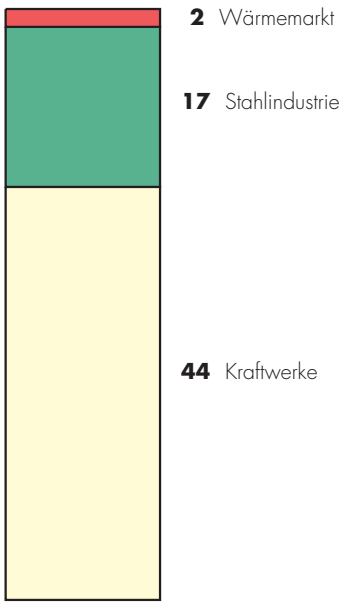
Ende des Jahres 2005 ist die kohlepolitische Vereinbarung vom März 1997 ausgelaufen, die eine Halbierung der Steinkohlenhilfen im Zeitraum 1997 bis 2005 zum Ziel hatte. Im Ergebnis wurde die Steinkohlenförderung von rd. 50 Mio. t auf 26 Mio. t verringert und die Beschäftigtenzahl von rd. 84.000 auf unter 35.000 gesenkt. Die im Jahr 2003 beschlossene Anschlussregelung sieht bis zum Jahr 2012 eine weitere Rückführung der Förderung auf 16 Mio. t und einen weiteren Beschäftigtenabbau auf rd. 20.000 vor.

Steinkohlenaufkommen 2005 (in Mio. t SKE)



64 Insgesamt

Steinkohlenverbrauch 2005 (in Mio. t SKE)



63 Insgesamt

Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)

Der auf der 2003 verhandelten Anschlussregelung basierende langfristige Umstrukturierungsplan für den deutschen Steinkohlenbergbau wurde von der EU-Kommission bis zum Jahr 2010 genehmigt. Bis zu diesem Jahr gilt die aktuelle EU-Beihilfeverordnung für den Steinkohlenbergbau.

Die für die Jahre 2006 bis einschließlich 2008 zugesagten Steinkohlehilfen sind per Zuwendungsbescheid rechtsverbindlich zugeteilt.

Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)

Braunkohle

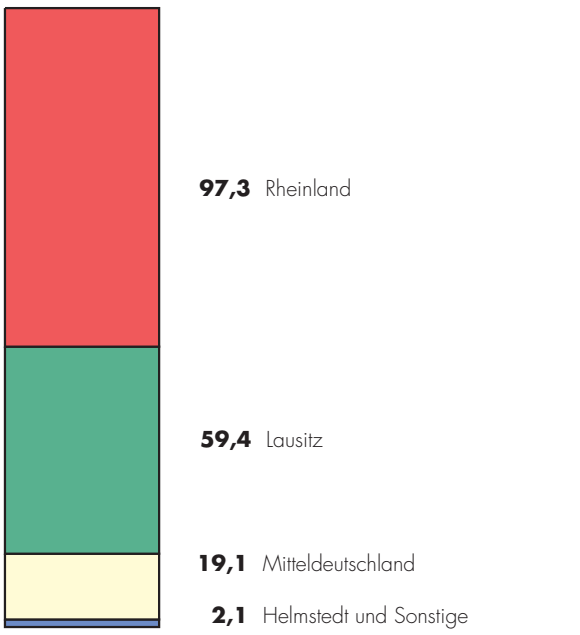
In Deutschland wurden 2005 rund 178 Mio. t Braunkohle – entsprechend 54,9 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden knapp 0,1 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

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. 2005 entfielen von der Gesamtförderung 54,7 % auf das Rheinland, 33,4 % auf die Lausitz, 10,7 % auf Mitteldeutschland sowie 1,2 % auf Helmstedt.

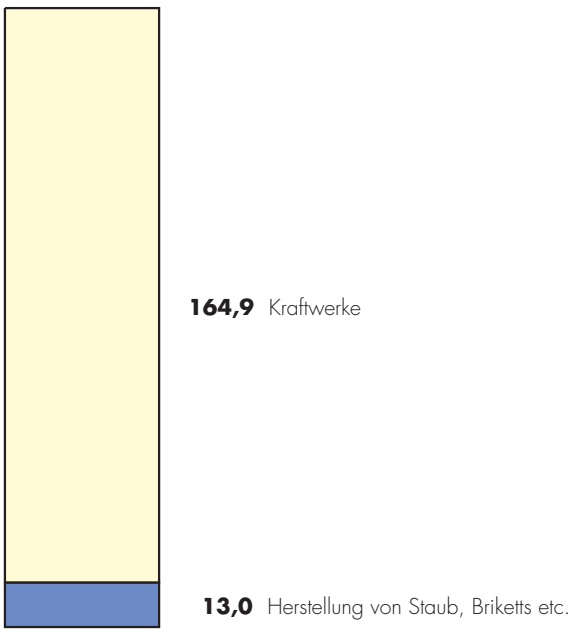
Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die so genannte Grundlast. 2005 wurden rund 165 Mio. t Braunkohle in Kraftwerken eingesetzt. Daraus wurden 155 TWh Strom erzeugt. Dies entsprach 25,0 % der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland.

Bei energiepolitischen Rahmenbedingungen, die Investitionssicherheit gewährleisten, ist zu erwarten, dass fortgesetzt in die Erneuerung des Braunkohlenkraftwerksparks in Deutschland investiert wird. Mit

Braunkohlenförderung 2005 (in Mio. t)



Braunkohlenverwendung 2005 (in Mio. t)



Quelle: DEBRIV

der dadurch bewirkten weiteren Effizienzverbesserung kann bei konstanter Brennstoffeinsatzmenge eine steigende Stromerzeugung auf der Basis von Braunkohle realisiert werden.

Strom

2005 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 619,0 TWh. Davon entfielen 86 % auf Kraftwerke zur allgemeinen Versorgung (einschließlich Deutsche Bahn), 8 % auf Industrie-Kraftwerke und 6 % auf Anlagen anderer privater Erzeuger (z.B. Windkraftanlagen).

Die Struktur der gesamten Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2005 folgendes Bild: Kernenergie 26,3 %, Braunkohle 25,0 %, Steinkohle 21,6 %, Erdgas 11,3 %, erneuerbare Energien 10,0 %, Heizöl 1,9 % sowie sonstige Energien 3,9 %. 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 53,4 TWh. Bei Stromausfuhren von 61,9 TWh ist die Bilanz noch weitgehend ausgeglichen. Deutschland wird zunehmend zur Drehscheibe im europäischen Stromhandel.

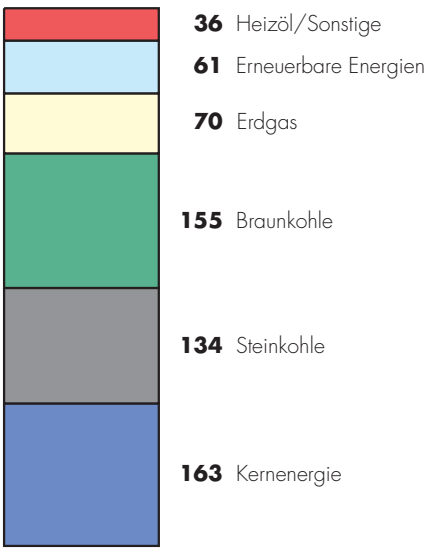
Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 610,5 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit nur 4 % sehr niedrig.

Der Netto-Stromverbrauch von 536,9 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2005 mit 47 % auf die Industrie, mit 26 % auf private Haushalte mit 27 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen, Verkehr und Landwirtschaft.

2005 lag der Netto-Stromverbrauch bei 239 kWh pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Strom wird zunehmend effizienter eingesetzt, sodass die Stromintensität weiter sinkt.

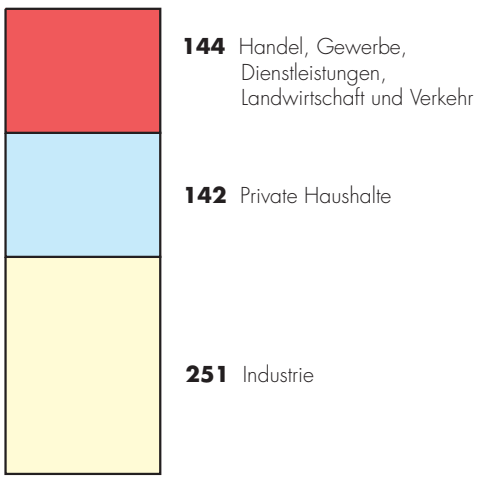
Die deutsche Stromwirtschaft steht vor einer umfassenden Modernisierung und Erneuerung ihres Kraftwerkparks. Ab 2010 sind verstärkt fossil gefeuerte Kraftwerke mit dem Ende ihrer technischen Lebensdauer zu ersetzen. Die politisch beschlossene Beendigung der Nutzung der Kernenergie würde zusätzlich die Bereitstellung von entsprechenden Ersatz-

Brutto-Stromerzeugung 2005 (in TWh)



619 Insgesamt

Netto-Stromverbrauch 2005 (in TWh)



537 Insgesamt

Quelle: VDEW

Kohlekraftwerke der Zukunft (Clean Coal Technologies)

Angesichts eines signifikant zunehmenden Energiebedarfs wird die Welt auch zukünftig auf die Nutzung von fossilen Energieträgern nicht verzichten können. Sämtliche Energieträger, auch die Kohle, müssen absolut steigende Beiträge zur Versorgung leisten. Die Nutzung der Kohle bleibt vor allem aus Gründen der Versorgungssicherheit, aber auch der Wirtschaftlichkeit attraktiv: Die Kohlereserven sind im Gegensatz zu den Öl- und Gasvorräten global breit verteilt, und viele Länder – so auch Deutschland – besitzen ausreichend Kohlevorkommen. Daher ist die internationale Handelsintensität geringer als bei Öl und Gas.

Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung

Haupteinsatzbereich der Kohle ist die Elektrizitätserzeugung. Weltweit hat Kohle einen Anteil von 39 % an der gesamten Stromversorgung, in Deutschland sogar rund 50 %. Damit ist sie global und auch hierzulande wichtigste Energiequelle für die Stromerzeugung. Die Kohlepreise sind erheblich niedriger als die Preise für Öl und Gas. Sie sind zudem deutlich stabiler als die Notierungen der genannten Konkurrenzenergien. Kohle wird auch in Zukunft eine bedeutende Rolle bei der Stromerzeugung spielen.

Die Kohlenutzung kann in ihrer derzeitigen Form mit spezifischen Umweltbelastungen verbunden sein. Unter Einsatz verfügbarer Technologien ist allerdings eine weitgehende Vermeidung der Emissionen an Luftschadstoffen, wie SO_2, NO_x und Partikel möglich. In deutschen Kraftwerken sind entsprechende Rauchgasreinigungsanlagen bereits seit langem durchgängig installiert. Die konsequente Anwendung weltweit und die Möglichkeiten einer nahezu vollständigen Abscheidung sind die weiteren Entwicklungsmöglichkeiten.

Nachteile hat die Kohle – im Vergleich zu anderen Energieformen – aufgrund spezifisch höherer CO_2-Emissionen bei der Verbrennung. Zur Begrenzung dieser Emissionen setzen die Stromerzeuger auf eine abgestufte Strategie, die sich auf drei Zeithorizonte erstreckt. Dabei handelt es sich um die Anwendung modernster verfügbarer Technologien, konsequente Neu- und Weiterentwicklungen von Technologien zur Effizienzsteigerung sowie langfristig die Realisierung CO_2-freier Kraftwerke durch Abscheidung und Speicherung (Capture and Storage – CCS).

Erneuerung des Kraftwerksparks gemäß Stand der Technik

Die durchschnittliche Effizienz der weltweit installierten Kohlekraftwerke beträgt derzeit nur 33 % (IEA 2004). Anlagen nach dem heutigen Stand der Technik dagegen können Wirkungsgrade von 45–48 % erreichen. Ein vollständiger Ersatz der bestehenden Anlagen durch ‚state-of-the art'-Technologie würde nicht nur fast 30 % der benötigten Kohle einsparen, sondern sie wäre rechnerisch auch mit einer CO_2-Minderung von 1,8 Mrd. t/Jahr verbunden. Zum Vergleich: Das entspricht dem Doppelten der CO_2-Emissionen aller Sektoren, also Verkehr, Haushalte, Industrie, Gewerbe und Kraftwerke, in der Bundesrepublik Deutschland.

Fortentwicklung der Kraftwerkstechnik

Bei der technologischen Weiterentwicklung von Kohlekraftwerken stehen insbesondere konventionelle Dampfkraftwerke und GuD-Anlagen mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) im Mittelpunkt. Durch Braunkohlevortrocknung und Verfahrensverbesserungen auch bei der Steinkohle sowie die Weiterentwicklung von Werkstoffen und eine dadurch mögliche Steigerung der Dampftemperatur auf 700°C wird bei konventionellen Kohle-Kraftwerken eine Effizienzverbesserung auf über 50 % angestrebt. IGCC-Anlagen profitieren insbesondere von den Fortschritten in der Entwicklung von GuD-Anlagen, von der vereinfachten Abtrennung und Aufbereitung von Schadstoffen sowie von der Produktflexibilität (kombinierte Erzeugung von Strom und Synthesegas/Wasserstoff). Dabei wird mittelfristig ein Wirkungsgrad von bis zu 55 % prognostiziert. Langfristig können auch Wirbelschichtfeuerungen in Kombination mit GuD-Anlagen vergleichbare Wirkungsgrade erreichen.

CO_2-Abtrennung und -Speicherung

Schließlich ist die konsequente Anwendung von Techniken zur (nahezu) vollständigen CO_2-Abtrennung eine langfristige Zielrichtung bei der Entwicklung „sauberer" Kohlekraftwerke. Nach gegenwärtigem Forschungsstand kommen hierfür drei Verfahren in Betracht.

- Post combustion capture: Der Brennstoff wird im konventionellen Kraftwerksprozess verbrannt. Das CO_2 wird nach der Verbrennung in einem Waschverfahren aus dem Rauchgas abgeschieden und kann dann verflüssigt werden.
- Pre-combustion capture: Der Brennstoff wird vor der Verbrennung in ein Synthesegas aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff umgewandelt. Das Kohlenmonoxid wird in einem weiteren Schritt mit Wasserdampf zu CO_2 und Wasserstoff umgewandelt. Während das CO_2 abgeschieden und verflüssigt werden kann, dient der Wasserstoff zur Stromerzeugung.
- Oxyfuel-Verfahren: Die Kohle wird anstatt mit Luft in einer Atmosphäre aus reinem Sauerstoff und rezirkuliertem Rauchgas verbrannt. Durch Reinigung und Auskondensieren des Rauchgasstromes kann das CO_2 in einer Konzentration von etwa 98 % abgeschieden und mittels hohem Druck verflüssigt werden.

Während bei IGCC-Anlagen relativ einfach eine CO_2-Abtrennung vor der Verbrennung möglich ist, ist die Abtrennung nach der Verbrennung, wie sie bei Dampfkraftwerken gegeben ist, durch die größeren Volumenströme mit höherem Aufwand verbunden. Die als dritte Route skizzierte Oxyfuel-Technik, bei der durch die Verbrennung mit reinem Sauerstoff und der Aufbereitung des CO_2-reichen Abgasstroms ein reiner CO_2-Strom erzeugt werden kann, stellt ebenfalls eine attraktive Option dar.

Diese an sich sehr positive Tendenz birgt noch einen Wermutstropfen: Je nach Abscheideverfahren und Kraftwerkskonzept ergeben sich nach heutigem Kenntnisstand Wirkungsgradeinbußen von 6–14 Prozentpunkten. Diese erfordern bei gleicher Nennleistung einen Mehrbedarf an Brennstoff (10–35 %) sowie erhebliche zusätzliche Investitionen. Hier sind weitere FuE-Anstrengungen in Kombination mit Kraftwerskoptimierungen erforderlich.

Natürlich ist eine sichere und akzeptierte Langzeitspeicherung die Grundvoraussetzung zur Realisierung emissionsfreier Kraftwerke. Während die Einspeisung von CO_2 in Ölfeldern zur erhöhten Förderung von Erdöl (enhanced oil recovery, EOR) bereits kommerziell genutzt wird und ein Spektrum an ausgebeuteten Ölfeldern zur Verfügung stehen würde, sind für die Speicherung in ausgeförderten Erdgasfeldern, in Kohleflözen oder tief gelegenen Aquiferen noch geowissenschaftliche, ökonomische, ökologische und juristische Fragen zu klären. Diese werden in einer Reihe von Forschungsprojekten derzeit untersucht. Das internationale Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) unterstützt den Know How-Transfer.

Projekte zum Bau CO_2-freier Kraftwerke

Mehrere Stromerzeugungsunternehmen in Europa haben unterdessen schon Pläne zur Entwicklung und zum Bau CO_2-freier Kraftwerke bekannt gegeben, andere prüfen diese noch. RWE plant, bis 2014 in Deutschland ein Großkraftwerk mit integrierter Kohlevergasung, CO_2-Abtrennung und -Speicherung zu errichten. Die Kosten für dieses Projekt werden auf rund 1 Mrd. Euro veranschlagt. Parallel dazu wird RWE die CO_2-Wäsche als Abtrenntechnologie aus Rauchgasen weiter entwickeln. Vattenfall baut bis 2008 eine Pilotanlage zur Erprobung der Oxyfuel-Technik. Auf Basis der Erkenntnisse aus einem dreijährigen Testbetrieb dieser Pilotanlage soll ein Demonstrationskraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 250 bis 300 MW geplant werden. In Großbritannien gibt es ähnliche Vorhaben. Forschungsprogramme, wie Encap und die Technologieplattform „zero emission fossil fuel power plants" in Europa sollen in Verbindung mit dem 7. EU-Forschungsrahmenprogramm weitergehende Initiativen anstoßen. COORETEC mit zahlreichen Projekten in Deutschland sowie Großprojekte wie FutureGen in den USA oder Coal21 in Australien treiben die technologische Weiterentwicklung national und international ebenfalls voran.

kapazitäten erforderlich machen. Damit wären bis zum Jahr 2020 30.000 bis 40.000 Megawatt Kraftwerksleistung zu errichten. Die Rahmenbedingungen müssen daher so gestaltet werden, dass die Optionen für einen breit angelegten Energie- und Technikmix nicht schrittweise verengt, sondern erweitert werden.

Erneuerbare Energien

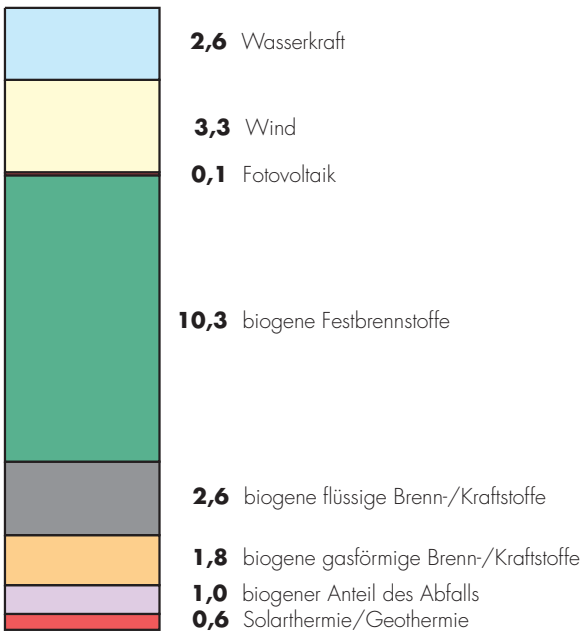
Erneuerbare Energien trugen 2005 mit 4,6 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Bedeutendster Wirtschaftszweig zur Nutzung der erneuerbaren Energien ist die Elektrizitätswirtschaft.

2005 wurden von Stromversorgern und privaten Anlagenbetreibern 61,2 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dies entsprach 10,0 % der gesamten Stromversorgung in Deutschland. Wichtigste erneuerbare Energien in diesem Sektor sind Wind und Wasser. 2005 basierten 26,5 TWh auf Windkraft, 21,5 TWh auf regenerativ eingestufte Wasserkraft, 10,0 TWh auf Biomasse, 2,0 TWh auf Müll sowie 1,0 TWh auf Photovoltaik.

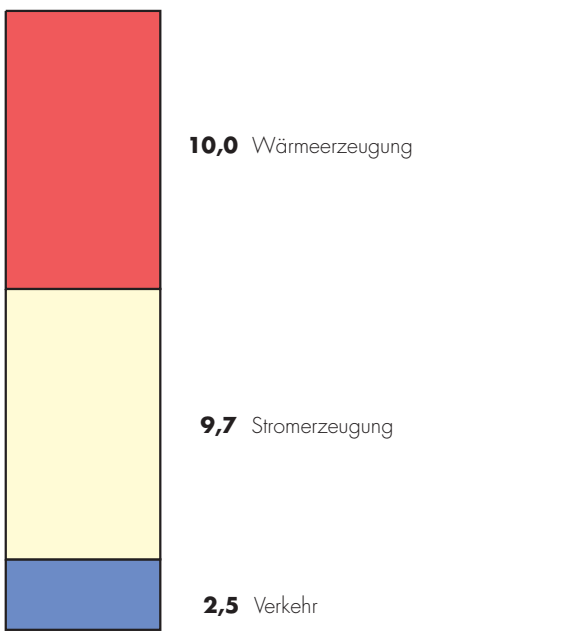
Entscheidend für den 2005 erneut verzeichneten Anstieg des Beitrags erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ist das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Danach hat der Netzbetreiber dem Einspeiser von Strom aus EEG-Anlagen die im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelte Mindestvergütung zu entrichten.

Die gesamte Vergütung für EEG-Einspeisungen belief sich im Jahr 2005 auf 4,19 Mrd. € (2004: 3,61 Mrd. €). Bei 43,69 TWh EEG-Einspeisungen (2004: 38,51 TWh) errechnet sich daraus für 2005 ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 9,58 ct/kWh (2004: 9,29 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

Aufkommen erneuerbarer Energien 2005 (in Mio. t SKE)



Verwendung erneuerbarer Energien 2005 (in Mio. t SKE)



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

Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft

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, wurde 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 auch vom Jahr ihrer Inbetriebnahme. Der Vergütungszeitraum, für den die Vergütungssätze in der gesetzlich fixierten Höhe garantiert werden, beträgt in der Regel 20 Jahre. Für Wasserkraftanlagen < 5 MW ist die Förderdauer grundsätzlich auf 30 Jahre festgelegt; für Anlagen > 5 MW (nur bei Leistungserhöhung > 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 100.000 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.

gefördert (seit 01.08.2004 wird allerdings die Einspeisung aus einer um mindestens 15 % erhöhten Leistung für diesen Teil der Anlagen > 5 MW ebenfalls gefördert). Der als regenerativ definierte Strom aus Müll ist nicht vom EEG erfasst.

2005 fielen fast drei Viertel des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms unter die Förderung des EEG.

Perspektiven

Die Energiemärkte in Deutschland befinden sich im Umbruch. Der Trend zu einer Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum wird sich weiter fortsetzen und intensivieren. Für die Erzeugung von Gütern und Dienstleistungen wird immer weniger Energie benötigt. Forschungsinstitute kommen zu dem Ergebnis, dass der Primärenergieverbrauch bis 2030 in Deutschland bei einer – in realen Größen – um etwa 40 % zunehmenden Wirtschaftsleistung um 15 % sinken wird. Im Unterschied zu diesem generellen Verlauf wird beim Bedarf an elektrischer Energie allerdings, wie bereits erwähnt, noch von einer weitgehenden Konstanz ausgegangen.

Deregulierung und Liberalisierung für die leitungsgebundenen Energien Strom und Gas werden zu einer engeren Integration der verschiedenen nationalen Märkte hin zu einem einzigen gesamteuropäischen Binnenmarkt für Energie führen.

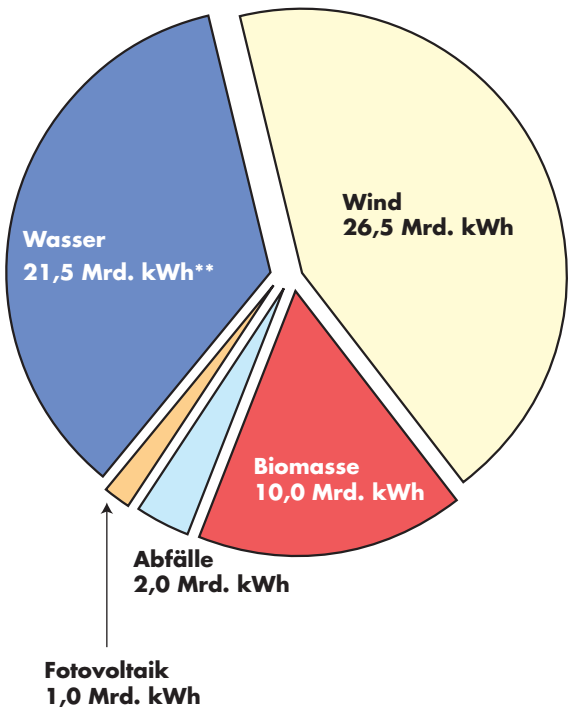
Die Unternehmen konkurrieren dabei zunehmend mit Wettbewerbern aus dem benachbarten Ausland – nicht immer unter gleichen Bedingungen. Dieser Wettbewerb auf stagnierenden bis leicht schrumpfenden Märkten stellt die Unternehmen vor besondere Herausforderungen.

Die Politik muss die geeigneten Rahmenbedingungen schaffen, damit die Versorgungssicherheit langfristig auch unter den Bedingungen des Wettbewerbs aufrecht erhalten werden kann. Es macht keinen Sinn, verschiedene Energieträger gegeneinander auszuspielen. Angesichts des stark wachsenden Weltenergiebedarfs werden zunehmende Versorgungsbeiträge sämtlicher Energiearten benötigt. Insoweit ergänzen sich fossile Energien, Kernenergie und erneuerbare Energien gegenseitig.

Nationale Sonderwege in der Energie- und Umweltpolitik sind weder für die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Deutschland noch für die Erreichung der globalen umweltpolitischen Ziele selbst sinnvoll. Denn weitergehende Klimagas-Reduktionen im nationalen Alleingang, die über die Verpflichtungen Deutschlands im Rahmen des EU-Burden-Sharings (– 21 % 1990 bis 2008/2012) hinausgehen, sind unrealistisch, wenn Deutschland als Erzeugungsstandort für Energie und als Industriestandort insgesamt nicht gefährdet werden soll.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005

61,2 Mrd. kWh =
10,0 % des Bruttoinlandsstromverbrauchs*



* Schätzung
** Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss nicht mitgerechnet

Quelle: VDEW

Im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke

– differenziert nach Jahr der voraussichtlichen Inbetriebnahme – (Stand: Juli 2006)

Kurzzeichen für die vorgesehenen Primärenergieträger:

Bi = Biomasse	Dg = Deponiegas	Gg = Gicht-/Koksgas	Lw = Laufwasser
So = Solar	We = Wellenkraftwerk	Br = Braunkohle	Dr = Druckluftspeicher
Gt = Geothermie	Mü = Müll	St = Steinkohle	Bg = Biogas
Eg = Erdgas	Gr = Grubenggas	Ps = Pumpspeicher	Wi = Wind

Ankündigung / in Planung / in Genehmigungsverfahren / Inbetriebnahmetermin bekannt

Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW_{el}	Energieträger	voraussichtl. Inbetriebnahme	Projektkosten in Mio. Euro
RWE Power	Weisweiler (Erweiterung)	+ 540	Eg	2006	150
Trianel Power	Hamm-Uentrop	800	Eg	2007	450
Mark-E / Statkraft	Herdecke	400	Eg	2007	220
Statkraft	Hürth	800	Eg	2007	450
Vattenfall Europe	Hamburg-Tiefstack	125	Eg	2007	82
Remondis	Staßfurt	25	Mü	2007/08	150
Vattenfall Europe	Schwarze Pumpe (Pilotprojekt CO_2-frei; nur Dampfauskopplung)	30	Br	2008	50
Concord Power	Lubmin I	1.200	Eg	2008	600
E.ON / N-ERGIE / Mainova	Irsching 5	800	Eg	2008	450
Braunschweiger Versorgungs AG	Braunschweig	400	Eg	2008	
E.ON Wasserkraft	Waldeck I (Edersee) (Austausch)	70	Ps	2008	
Vattenfall Europe	Rüdersdorf	30	Mü	2008	111
swb AG (Bremen)	Standort Hafen	30	Mü	2008	112
„Infraserv Knapsack/Sotec"	Hürth	30	Mü	2008	105
Vattenfall Europe	Rostock	20	Mü	2008	
RWE Power	Lingen	850	Eg	2009	
„Advanced Power AG (CH) Siemens Project Ventures"	Bocholt	400	Eg	2009	250
Norddt. Affinerie AG (NA)/ Stadtreinigung Hamburg	Hamburg B1	100	Mü	2009	320
RWE Power	BoA Neurath	2.100	Br	2010	2.200
STEAG / EVN AG	Duisburg-Walsum 10	750	St	2010	800
Iberdrola	Mecklar-Marbach (Nordhessen)	1.000	Eg	2010	300
Stw. Ulm (SWU)	Blaubeuren	45	Ps	2010	
Electrabel	Norddeutschland	800	St	2010/11	700
EnBW	Niedersachsen	150-600	Dr	2010/11	75-300
E.ON	Datteln	1.000	St	2011	
swb AG (Bremen)	Bremen-Mittelbüren	800	St	2011	800

Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW_{el}	Energieträger	voraussichtl. Inbetriebnahme	Projektkosten in Mio. Euro
EWMR und internat. Stadtwerkekonsortium	Ruhrgebiet (offen)	1.100	St	2011	1.000
KMW	Mainz	800	St	2011	900
STEAG	Herne 5	750	St	2011	800
E.ON	Irsching 4	530	Eg	2011	
Vattenfall Europe	Boxberg	675	Br	2011	800
Energiedienst AG (EnBW)	Ausbau Rheinfelden	+ 74	Lw	2011	
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg	1.676	St	2011/12	1.800
RWE Power	Hamm	1.500	St	2012	1.300
Trianel Power	Lünen	750	St	2012	
STEAG	Lünen (noch offen)	750	St	2012	800
Vattenfall Europe	Berlin (genauer Standort noch offen)	800	St (Br)	2012	880
RWE	„IGCC-Kraftwerk (CO_2-frei)				
(Standort offen)“	450	Br (St)	2014	1.000	
E.ON / Stw. Hannover	offen	1.100	St	2015	1.200
Vattenfall Europe	GuD-Lichterfelde	150	Eg	2016	

Ankündigung / in Planung / in Genehmigungsverfahren / kein Inbetriebnahmetermin bekannt

Unternehmen	Kraftwerk	Leistung MW_{el}	Energieträger	voraussichtl. Inbetriebnahme	Projektkosten in Mio. Euro
EnBW	Karlsruhe	820	St	offen	830
GKM	Mannheim	280	St	offen	
MIBRAG	Profen	500	Br	offen	750
Concord Power	Lubmin II	1.200	Eg	offen	600
N-ERGIE	Dettelbach	800	Eg	offen	400
EnBW	evtl. Karlsruhe	410	Eg	offen	220
Electrabel	„Südwestdeutschland / Mitteldeutschland“	400	Eg	offen	
Südweststrom	Wertheim	400	Eg	offen	
STEAG	Quierschied/Saarland	400	Eg	offen	
Gesellschaft f. Stromhandel	Ruhrgebiet	400	Eg	offen	
„Stadtwerke Lippstadt/ Deutsche Essent“	Lippstadt	260	Eg	offen	200
EnBW	Ausbau Iffezheim	+ 38	Lw	offen	

Die Realisierung der genannten Projekte ist zum Teil noch von unterschiedlichen Voraussetzungen abhängig, teilweise handelt es sich auch um Alternativplanungen, sodass die Projekte nicht ohne weiteres summiert werden können.

Quelle: VDEW

Energieeinheiten

Zieleinheit / Ausgangseinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh
1 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

(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
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit
CO_2	Kohlendioxid
ct	Eurocent
CDM	Clean Development Mechansim
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein
dena	Deutsche Energie-Agentur
DNK	Deutsches Nationales Komitee des Weltenergierates
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchangge (Energiebörse)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EU	Europäische Union
GGPSSO	Guidelines für Good Third Party Access Practice for Storage System Operators
GW	Gigawatt
GTZ	Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten
IAEO	Internationale Atomenergie-Organisation
IEA	Internationale Energieagentur
IGCC	Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung
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
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UN	United Nations
USD	US-Dollar
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
WEC	World Energy Council
WTO	World Trade Organization

Mitglieder des DNK-Präsidiums

Jürgen Stotz, Präsident
Dr. Klaus Rauscher, stv. Präsident
Prof. Dr. Gerhardt Wolff, Schatzmeister
Prof. Dr. Utz Claassen
Dr. Ralf Güldner
Dr. Klaus-Ewald Holst
Thierry Pflimlin
Prof. Dr. Peter Rißler
Dr. Johannes Teyssen
Klaus Voges

Mitglieder des Präsidialausschusses

Dr. Rainer Abbenseth, Vorsitzender
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
Hanns Richard Hareiner
Dr. Peter Hufschmied
Christian Meyer zu Schwabedissen
Heino Rath
Dr. Chistiane Schmid
Jörg Schupan
Ingo Seeligmüller
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 nicht-staatliche, 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 2 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 nicht-staatlicher, 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.

Deutsch-italienische Energietagung
5./6. Oktober 2006 in Berlin

DNK-Energietag
8. November 2006 in Berlin

Präsentation des World Energy Outlook der IEA
20. November 2006 in Berlin

DNK: www.weltenergierat.de

World Energy Council
CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

Herausgeber:

Deutsches Nationales Komitee des Weltenergierates e.V. (DNK)
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin
Tel: +49 (0) 30 / 20 61 67 50 · Fax: +49 (0) 30 / 20 28 25 95
Mail: DNK@freenet.de

www.worldenergy.org · www.weltenergierat.de

Schutzgebühr: 18,– €