Anforderungen an eine zukünftige Energiepolitik.

1. Einleitung.

Ausgehend von den drei zentralen Zielen der Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit, Umweltverträglichkeit – haben in den vergangenen Monaten die Themen Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung zusehends an Bedeutung gewonnen. Gründe hierfür sind u. a. rasant steigende Erdöl- und Erdgaspreise sowie die massive Erhöhung der Strompreise.

Spätestens seit dem Erdgasstreit zwischen Russland und der Ukraine zum Jahreswechsel 2005/2006 ist die Ausgestaltung der zukünftigen Energiepolitik zum Top-Thema der nationalen, europäischen und internationalen Politik avanciert.

Auf nationaler Ebene hat Bundeskanzlerin Angela Merkel am 3. April 2006 mit einem Spitzengespräch zwischen Politik, Energiewirtschaft, Industrie und Umweltschutzverbänden den Startschuss für die Entwicklung eines energiepolitischen „Gesamtkonzepts“ bis zum Jahr 2020 gegeben. Dieses plant die Bundesregierung nach einem weiteren Treffen im Herbst in der zweiten Jahreshälfte 2007 vorzulegen.

Angesichts der ungelösten Probleme der zukünftigen Energieversorgung Europas hat die europäische Kommission mit dem am 8. März 2006 veröffentlichten Grünbuch[1] einen Maßnahmenkatalog an Vorschlägen zur nachhaltigen Absicherung der Versorgungssicherheit erarbeitet.

Auch während des diesjährigen G8-Gipfels in St. Petersburg (15.-17. Juli 2006) war die globale Energieversorgungssicherheit einer der drei thematischen Schwerpunkte. Außerdem plant Deutschland, die globale Energiepolitik im Rahmen seiner EU-Ratspräsidentschaft und seiner Präsidentschaft im G8-Prozess im Jahr 2007 wieder aufzugreifen.

All diese politischen Initiativen deuten darauf hin, dass wir vor sehr großen Herausforderungen stehen. Jedoch, welcher Natur sind diese? Wie ernst müssen sie genommen werden? Und noch wichtiger, was sind konkrete Anknüpfungspunkte, um diese zu lösen? Auf den nachstehenden Seiten gilt es, Antworten auf diese Fragen zu finden.

---

[1] EU-Kommission, 2006, Grünbuch – Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie.

2. Langfristige Trends: Global und national.

2.1 Weltweiter Primärenergieverbrauch steigt.

Der weltweite Primärenergieverbrauch wird in den nächsten Jahrzehnten weiter ansteigen. Dies zumindest geht aus der aktuellen Prognose der Internationalen Energieagentur (IEA) hervor. Demzufolge erhöht sich der globale Primärenergieverbrauch zwischen 2003 und 2030 um rund 52 %, was einer jährlichen Steigerungsrate von 1,6 % entspricht (Tabelle 1).[2]

Und auch in den kommenden drei Jahrzehnten werden die fossilen Energieträger die dominierende Energiequelle bleiben. So werden voraussichtlich über 80 % des bis 2030 prognostizierten Energiemehrverbrauchs durch eine verstärkte Nutzung von Kohle, Erdöl und Erdgas abgedeckt und ebenfalls über 80 % des Gesamtverbrauchs in 2030 werden auf diese drei Energieträger entfallen.[3]

Tabelle 1: Weltweiter Primärenergieverbrauch in Millionen Tonnen Rohöl-Äquivalent (Mtoe)

	1971	*2003*	*2010*	*2020*	*2030*	*2003-2030*
Kohle	1.439	2.582 (24,1 %)	2.860	3.301	3.724 (22,9 %)	+44,2 %
Erdöl	2.446	3.785 (35,3 %)	4.431	5.036	5.546 (34,1 %)	+46,5 %
Erdgas	895	2.244 (20,9 %)	2.660	3.338	3.942 (24,1 %)	+75,7 %
Kernenergie	29	687 (6,4 %)	779	778	767 (4,7 %)	+11,6 %
Wasserkraft	104	227 (2,1 %)	278	323	368 (2,3 %)	+62,1 %
Biomasse/Abfälle	683	1.143 (10,7 %)	1.273	1.454	1.653 (10,2 %)	+44,6 %
Restl. Erneuerbare	4	54 (0,5 %)	107	172	272 (1,7 %)	+403,7 %
Welt	*5.600*	*10.723 (100 %)*	*12.389*	*14.402*	*16.271 (100 %)*	*+51,7 %*
* Mio. Tonnen Rohöl-Äquivalent.						

Quelle: IEA, eigene Berechnungen (2005).

2.2 Nicht-erneuerbare Energieträger sind begrenzt und teilweise regional stark konzentriert[4].

Gleichzeitig sind die weltweiten Vorräte an fossilen Energieträgern begrenzt und teilweise regional stark konzentriert.

---

[2] Die Berechnungen der IEA berücksichtigen die politischen Rahmenbedingungen mit Stand Mitte 2005. Für den Prognosezeitraum wird unterstellt, dass diese unverändert bleiben.

[3] Vgl. IEA, 2005, World Energy Outlook 2005.

[4] Vgl. BGR, 2005, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Rohstoffen 2004.

Kasten 1: Reserven, Ressourcen, Gesamtpotential und statische Reichweite.

Reserven: zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Energierohstofflagerstätte.

Ressourcen: nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Energierohstoffen („yet to find").

Gesamtpotential: kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen.

Statische Reichweite: Quotient aus Reserven/Ressourcen und letzter Jahresförderung [in Jahren].

Berechnungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) haben ergeben, dass bis Ende 2004 bereits über 46 % der bisher nachgewiesenen Ölreserven gefördert wurden. Die Hälfte der seit Beginn der industriellen Erdölförderung gewonnenen Mengen entfällt dabei auf die letzten 22 Jahre. Aber auch unter Berücksichtigung der erwarteten Ressourcen sind schon über 36 % des geschätzten Gesamtpotentials an konventionellem **Erdöl** verbraucht.

Bei gleich bleibender Jahresförderung (Stand: 2004) und ohne zusätzliche Erdölfunde wird der „depletion mid-point" für konventionelles Erdöl, bei dem die Hälfte des Gesamtpotentials gefördert ist, in rund 13 Jahren erreicht. Aufgrund des dann zu erwartenden Rückgangs der globalen Erdölförderung muss also spätestens ab 2017 mit einer Deckungslücke gerechnet werden.[5] Über diesen Umstand sollte auch nicht die statische Reichweite der Erdölreserven von 42 Jahren hinwegtäuschen (Tabelle 2).

An dieser Stelle sei jedoch angemerkt, dass es sich sowohl bei der Berechnung des Zeitpunkts der maximalen Fördermenge als auch bei der statischen Reichweite nur um grobe Schätzungen handelt, die in der Realität durchaus nach oben und unten abweichen können. Denn schließlich hängt die Höhe der Reserven sowie die Höhe der maximalen Förderung entscheidend von den Rohstoffpreisen und dem technologischen Fortschritt ab. Und auch der Erdölverbrauch, welcher wiederum maßgeblichen Einfluss auf die Rohölpreise hat, kann über die Zeit hinweg u. a. in Abhängigkeit vom Wirtschafts- oder Bevölkerungswachstum stark variieren.

Verschärft wird die drohende Erdölknappheit zukünftig durch die starke regionale Konzentration der Vorräte im Nahen Osten (OPEC[6]), wo sich 62 % (76 %) aller konventionellen Reserven befinden. Schon heute entfallen über 30 % der globalen Erdölförderung auf diese poli-

[5] Gemäß der sog. HUBBERT-Kurve fällt der Zeitpunkt der maximalen Erdölförderung mit dem „depletion mid-point" zusammen. Dieses von HUBBERT im Jahre 1956 für die Erdölproduktion der USA (ohne Alaska) entwickelte Konzept sagte seinerzeit den Förderhöhepunkt für den Zeitraum 1965 bis 1970 voraus. Tatsächlich trat er 1971 ein (Vgl. BGR, 2005).

[6] OECD = Organization of Petroleum Exporting Countries; Mitgliedsländer: Algerien, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate.

tisch relativ instabile Region. Und die Bedeutung dieser Staaten für die weltweite Erdölförderung dürfte zukünftig wegen der dort lagernden enormen Reserven weiter steigen (Tabelle 3).

Tabelle 2: Statische Reichweite der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe 2004

	Reserven	Ressourcen
Erdöl*	42	21
Erdgas*	63	74
Steinkohle	177	907
Braunkohle	244	1101
Uran**	67	140

* Nur konventionelles Erdöl und Erdgas.

** Reserven der Kostenkategorie < 130 USD/kg Uran

Quelle: BGR, eigene Berechnungen (2006).

Tabelle 3: Verteilung der Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2004 in Exa Joule (EJ)

	Erdöl*	Erdgas*	Steinkohle	Braunkohle	Uran
Europa	115 (1,7 %)	194 (3,5 %)	336 (1,8 %)	409 (20,7 %)	1 (0,1 %)
GUS	634 (9,5 %)	1.789 (32,0 %)	4.596 (24,5 %)	188 (9,5 %)	168 (23,4 %)
Afrika	612 (9,2 %)	447 (8,0 %)	1.205 (6,4 %)	0 (0,0 %)	110 (15,4 %)
Naher Osten	4.183 (62,7 %)	2.294 (41,0 %)	10 (0,0 %)	0 (0,0 %)	0 (0,0 %)
Austral-Asien	252 (3,8 %)	410 (7,3 %)	6.214 (33,1 %)	971 (49,1 %)	297 (41,4 %)
Nordamerika	293 (4,4 %)	234 (4,2 %)	6.077 (32,3 %)	357 (18,1 %)	122 (17,0 %)
Lateinamerika	586 (8,7 %)	225 (4,0 %)	362 (1,9 %)	51 (2,6 %)	19 (2,7 %)
Welt	*6.674 (100 %)*	*5.593 (100 %)*	*18.801 (100 %)*	*1.977 (100 %)*	*717 (100 %)*
OECD	419 (6,3 %)	502 (9,0 %)	8.008 (42,6 %)	940 (47,6 %)	405 (56,5 %)
EU-25	55 (0,8 %)	110 (2,0 %)	292 (1,6 %)	188 (9,5 %)	0 (0,0 %)
OPEC	5.073 (76,0 %)	2.799 (50,1 %)	76 (0,4 %)	28 (1,4 %)	0 (0,0 %)

* Es wurden nur konventionelle Reserven berücksichtigt.

Quelle: BGR, eigene Berechnungen (2006).

Eine etwas entspanntere Situation ergibt sich für **Erdgas**. Bis Ende 2004 wurden 31 % der bisher insgesamt entdeckten Reserven bzw. 17 % des Gesamtpotentials gefördert. Davon entfiel die Hälfte allein auf die letzten 18 Jahre. Setzt man eine gleich bleibende Jahresförderung und keine Reservezunahme durch Neufunde oder verbesserte Produktionstechnologie voraus, dann wäre die Hälfte des Gesamtpotentials in rund 45 Jahren aufgezehrt. Gemessen

an dem gegenwärtigen Jahresverbrauch (statische Reichweite) werden die globalen Erdgasreserven auf 63 Jahre und die Ressourcen auf zusätzliche 74 Jahre geschätzt.

Analog zum Erdöl ist aber auch bei den Erdgasreserven die regionale Verteilung sehr ungleichmäßig. Nur zwei Regionen, nämlich die GUS[7] und der Nahe Osten verfügen über 73 % der weltweiten Gasvorräte. Noch kritischer stellt sich die geographische Konzentration der Erdgasvorräte bei einer Einzellandbetrachtung dar. Über die Hälfte der Erdgasreserven ist in drei Ländern konzentriert: Russland (27 %), Iran (16 %), Katar (15 %). Die Staaten der EU-25 spielen mit einem Anteil von 2 % eine untergeordnete Rolle.

Im Unterschied zu Erdöl und Erdgas ist **Kohle** in ausreichendem Maße vorhanden, um den weltweiten Energiebedarf noch über hunderte von Jahren zu bedienen. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass Steinkohle heute zu relativ geringen Transportkosten international gehandelt wird. Braunkohle hingegen ist wegen ihres hohen Wassergehalts in erster Linie für eine lagerstättennahe Verstromung geeignet. Demzufolge sind für die Bewertung der Versorgungssicherheit mit Blick auf die Braunkohle vornehmlich die nationalen Reserven und Ressourcen von Relevanz. Legt man die gegenwärtige jährliche Fördermenge von rund 180 Mio. t Braunkohle zugrunde, dann reichen die nationalen Braunkohlereserven noch für 36 Jahre[8] und die Braunkohleressourcen für weitere 424 Jahre.

Außerdem sind sowohl die Steinkohle- als auch die Braunkohlereserven geographisch breit gestreut und lagern – anders als Erdöl und Erdgas – in größeren Mengen in den OECD-Staaten. Die Länder mit den größten Steinkohle- und Braunkohlereserven sind Australien, Indien, USA und China.

Die globalen **Uran**vorräte reichen aus, um die weltweit existierenden Atomkraftwerke über Jahrzehnte hinaus mit Rohstoffen zu versorgen. Die statische Reichweite der Reserven liegt aktuell bei 67 Jahren.

Allerdings ist auch bei Uran eine starke geographische Konzentration der Lagerstätten festzustellen. So befinden sich Dreiviertel der globalen Uranreserven in nur sechs Ländern. Mit

---

[7] GUS = Gemeinschaft Unabhängiger Staaten. Dazu gehören: Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Kasachstan, Kirgistan, Moldawien, Russland, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland.

[8] Die BGR weist nur jene Tagebaue als Reserven (2004: 6,6 Mrd. t) aus, die bereits erschlossen und genehmigt sind. Nach Angaben des Bundesverbands Braunkohle liegen die wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte (d. h. Lagerstätten welche ein Kohle zu Abraum Verhältnis von 1:10 oder besser aufweisen) mit 40,9 Mrd. t erheblich höher. Würde man diese als Reserven definieren, stiege die statische Reichweite der Reserven auf 227 Jahre. 2004 betrug das Leistungsverhältnis zwischen Abraum und Kohle im Bundesdurchschnitt 5,4:1.

Australien (25 %), Kasachstan (16 %), Kanada (11 %), Südafrika (10 %), USA (8 %) und Namibia (5 %) handelt es sich jedoch mehrheitlich um politisch relativ stabile Staaten.

2.3 Steigende Preise für nicht-erneuerbare Energieträger.

Angesichts der zukünftig weiterhin steigenden Energienachfrage, der stärkeren regionalen Konzentration der Förderländer sowie der knappen Reserven werden die Preise für **Erdöl** und **Erdgas** langfristig weiter steigen und an Volatilität gewinnen. Die Erdöl- und Erdgasproduktion wird insgesamt krisenanfälliger.

Berechnungen des DIW zufolge, könnten die Ölpreise (real, Preisbasis 2000) bis 2025 auf knapp 80 USD je Barrel steigen. Nominal entspräche dies für 2025 einem Ölpreis von 160 USD je Barrel.[9] Kurzfristig, das heißt für die nächsten 1-5 Jahre, gehen sowohl das DIW als auch die IEA davon aus, dass es zu einer leichten Entspannung auf den Rohöl- und Erdgasmärkten kommt. Als Gründe für diese Einschätzung werden u. a. erhöhte Förderkapazitäten angeführt.[10] Zudem ist zu erwarten, dass der Preisanstieg Anpassungsreaktionen auf der Nachfrageseite auslösen wird, die sich ebenfalls Preis dämpfend auswirken.

Im Vergleich zu den massiven Preissteigerungen bei Erdöl (1991-2005, nominal: +131 %) und Erdgas (1991-2005, nominal: +57 %) ist der Preis für **Steinkohle** in den vergangenen 15 Jahren verhältnismäßig stabil geblieben (1991-2005, nominal: +24 %). Gleiches gilt für die **Braunkohle**. In Deutschland liegen die Förderkosten für Braunkohle seit Jahren konstant bei rund 10 EUR/Tonne. Und auch in Zukunft dürften die Preise für Steinkohle und Braunkohle aufgrund der immensen Größe der vorhandenen Lagerstätten sowie deren gleichmäßiger geographischen Verteilung weit weniger stark ansteigen als jene für Erdöl und Erdgas.

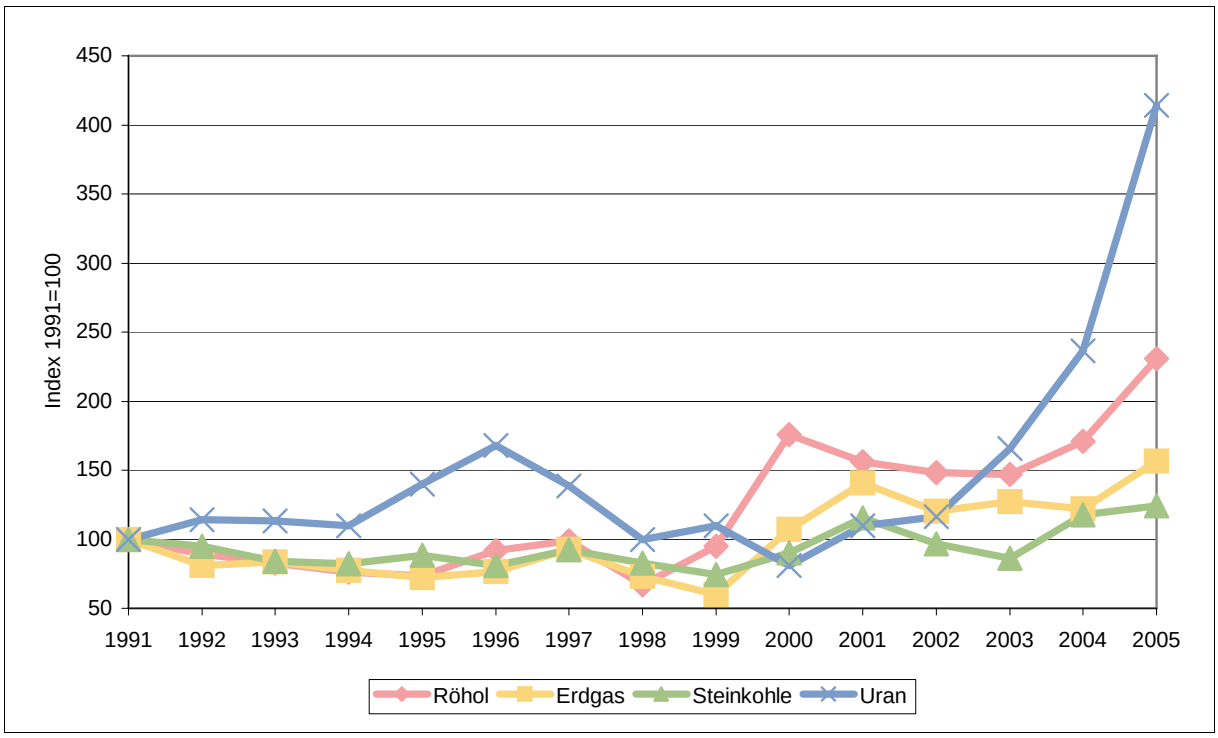
Der Preisverfall für **Uran** in den 80er-Jahren führte in den zurückliegenden Jahren verstärkt zu Minenschließungen. Seit Anfang der 90er-Jahre wurde rund die Hälfte des weltweiten Uranbedarfs durch Sekundärquellen wie der Abreicherung von Waffenuran oder aus Lagerbeständen gedeckt. Inzwischen sind die Lagerbestände weitgehend aufgebraucht und der Uranbedarf weiter gestiegen. Dieser Nachfrageschub, in Verbindung mit dem Abbau der Förderkapazitäten, führte in den vergangenen Jahren zu einer wahren Explosion der Uranpreise (1991-2005, nominal: +314 %), was wiederum eine Erweiterung der Förderkapazitäten nach sich ziehen wird. Der davon ausgehende Preis dämpfende Effekt dürfte, in Verbin-

[9] Vgl. DIW, 2005, Wohin entwickelt sich der Ölpreis?, Wochenbericht Nr. 41.

[10] Vgl. IEA, 2005, World Energy Outlook 2005.

dung mit den ausreichend vorhandenen Uranreserven, langfristig zu einer Beruhigung der Uranpreise führen.[11]

Ungeachtet dieser Tatsache, spielt für die Gestehungskosten von Strom aus Kernenergie das Uranpreisniveau nur eine untergeordnete Rolle, so dass sich selbst bei stark steigenden Urankosten die Atomstrompreise nur unwesentlich erhöhen würden. Bei der Stromgewinnung aus fossilen Energieträgern spielen hingegen die Kosten des eingesetzten Brennstoffs eine entscheidende Rolle für die Gestehungskosten.[12]



Quelle: BMWi, The Ux Consulting Company (2006).

Grafik 1: Einfuhrpreise (nominal) nach Deutschland für Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Uran

2.4 Importabhängigkeit Deutschlands bei fossilen Energieträgern steigt.

In den vergangen Jahren sind aber nicht nur die Kosten für nahezu alle Energieträger gestiegen, sondern auch Deutschlands Importabhängigkeit. Inzwischen werden knapp 75 % des deutschen Primärenergiebedarfs durch Importe gedeckt (1991: 62,2 %). Das entspricht einer Steigerung der Importabhängigkeit um rund 20 % innerhalb von 14 Jahren.

Besonders hoch ist die Importabhängigkeit bei Mineralöl (2004: 96,5 %) und Erdgas (2004: 83,2 %). Also genau jenen fossilen Energieträgern, die sich in Zukunft tendenziell verteuern

[11] Vgl. BRG, 2005, Commodity Top News No. 22, Energie hat ihren Preis.

[12] Für Kernkraftwerke beläuft sich der Anteil der Brennstoffkosten an den Stromgestehungskosten auf rund 20 %. Bei Kohlekraftwerken liegt der Anteil hingegen bei 60 % oder mehr (Vgl. Informationskreis KernEnergie, 2006).

werden. Sieht man einmal von der hoch subventionierten Steinkohle ab, dann ist aktuell die Braunkohle der einzige heimische, fossile Energieträger, der in nennenswertem Umfang zur Deckung des deutschen Primärenergiebedarfs herangezogen werden kann (Tabelle 4).

Tabelle 4: Primärenergieverbrauch in Peta Joule (PJ) und Nettoimporte in % in 2004

	Primärenergieverbrauch in PJ		Nettoimporte in %	
	1991	2004	1991	2004
Steinkohle	2.330 (16,0 %)	1.940 (13,5 %)	12,3 %	60,7 %
Braunkohle	2.507 (17,1 %)	1.647 (11,4 %)	0,8 %	- 0,7 %
Mineralöl	5.547 (38,0 %)	5.214 (36,2 %)	96,5 %	96,1 %
Naturgase*	2.433 (16,6 %)	3.280 (22,8 %)	75,3 %	83,2 %
Kernenergie	1.609 (11,0 %)	1.823 (12,6 %)	100,0 %	100,0 %
Wasser/Wind	53 (0,4 %)	164 (1,1 %)	0,0 %	0,0 %
Sonstige	132 (0,9 %)	340 (2,4 %)	-	-
Gesamt	*14.611 (100,0 %)*	*14.408 (100,0 %)*	*62,2 %*	*74,4 %*
* Umfasst Erdgas, Erdölgas, Grubengas. Davon in 2004 3.236 Peta Joule Erdgas und Erdölgas.				

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, BMWi (2006).

Im Jahr 2004 beliefen sich Deutschlands Nettoimporte an fossilen Brennstoffen (Kohle, Koks, Briketts, Erdöl, Erdölerzeugnisse, Gas) auf 39,5 Mrd. EUR.[13] Davon entfielen wiederum rund 93 % (36,7 Mrd. EUR) auf Erdöl, Erdölerzeugnisse und Gas.

Ein 10-prozentiger Preisanstieg für Erdöl, Erdölerzeugnisse und Gas würde Deutschlands Handelsbilanz um 3,7 Mrd. EUR belasten, mit entsprechend negativen Konsequenzen für das Wirtschaftswachstum. Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung geht davon aus, dass ein unerwarteter 10-prozentiger dauerhafter Anstieg des realen Ölpreises die Zuwachsrate des deutschen BIP in einem Zeitraum von drei Jahren um jahresdurchschnittlich 0,1 Prozentpunkte senkt.[14] Demzufolge könnte der in 2005 zu verzeichnende 33-prozentige Ölpreisanstieg das Wirtschaftswachstum in 2006 um rund 0,3 Prozentpunkte reduzieren.[15]

[13] Vgl. Destatis, 2005, Statistisches Jahrbuch 2006.

[14] Vgl. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, 2004, Erfolge im Ausland – Herausforderungen im Inland, Jahresgutachten 2004/05.

[15] Ölpreis Brent 1.1.05: 50,34 USD/barrel, 1,3465 USD/EUR; 31.12.05: 58,87 USD/barrel, 1,1849 USD/EUR.

2.5 Zwischenfazit: Gefahren für Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.

Die zunehmende Verknappung der Erdöl- und Erdgasreserven, deren geographische Konzentration in wenigen und teilweise politisch instabilen Regionen sowie der stetig steigende Weltprimärenergieverbrauch werden die Preise für Erdöl- und Erdgas im Trend in den nächsten Jahrzehnten weiter in die Höhe treiben, wobei speziell bei Erdgas weniger die Verknappung, sondern vielmehr die zunehmende regionale Konzentration der Reserven problematisch erscheint.

Den daraus resultierenden Risiken für die deutsche Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit gilt es, mit einer langfristig angelegten, umfassenden Energiepolitik zu begegnen, die auch weiterhin die Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit der Energieversorgung beachtet. Im Folgenden werden zentrale Anknüpfungspunkte einer solchen Energiepolitik skizziert.

Kasten 2: Kennzeichnung der Energienachfrage in Deutschland[16].

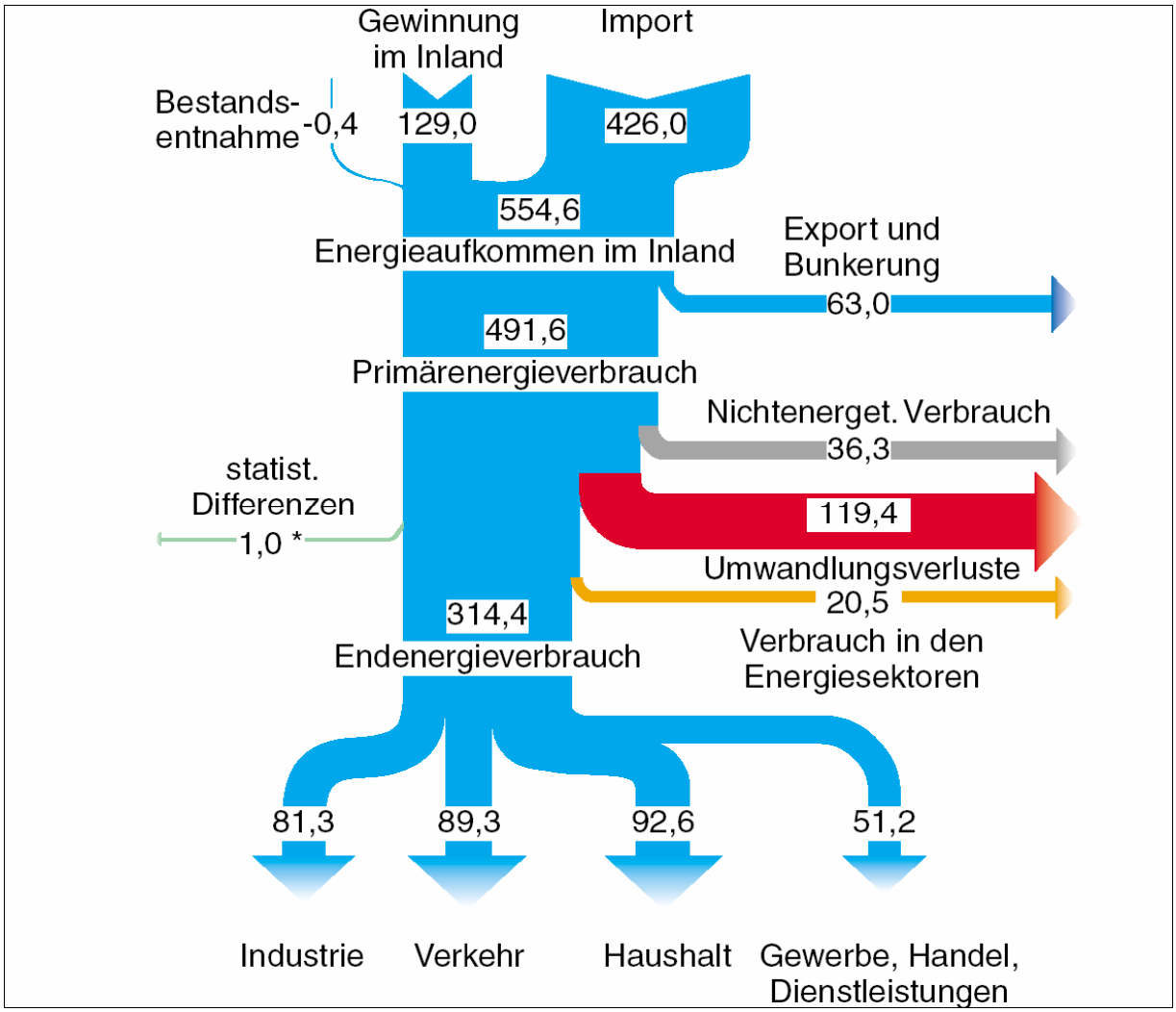
Der Primärenergieverbrauch Deutschlands ergibt sich rechnerisch als Summe aus der Gewinnung im Inland, den Bestandsveränderungen sowie dem Außenhandelssaldo abzüglich der Hochseebunker. In diesem Zusammenhang bezeichnet man Primärenergie als den Energieinhalt von Energieträgern, die in der Natur vorkommen und technisch noch nicht umgewandelt wurden (z. B. Rohöl, Kohle, Biomasse, Sonnenstrahlung).

Der Endenergieverbrauch (z. B. Fernwärme, Strom, Mineralöle, aufbereitete Gase) umfasst den energetisch genutzten Teil des Primärenergieverbrauchs. Abgeleitet wird der Endenergieverbrauch aus dem Primärenergieverbrauch, vermindert um den Nicht-energetischen Verbrauch (z. B. Schmierstoffe, Bitumen für den Straßenbau) sowie den Verbrauch und die Verluste bei der Umwandlung bzw. Veredlung von Energieträgern (z. B. Kohle in Strom).

Nutzenergie umfasst alle technischen Formen der Energie, welche der Verbraucher letztendlich nutzt (z. B. Raumwärme, mechanische Energie, Licht). Nutzenergie wird im Allgemeinen zum Zeitpunkt und Ort des Bedarfs aus Endenergie mittels Energiewandlern (z. B. Heizungen, Generatoren, Motoren) erzeugt.

Energiedienstleistungen sind die aus dem Einsatz von Nutzenergie und anderen Produktionsfaktoren befriedigten Bedürfnisse bzw. erzeugten Güter (z. B. beleuchtete Räume, behagliche Raumkonditionierung, Bewegung oder Transport, Herstellung von Gütern). Die Nachfrager sind nicht an den Energieträgern, wie Öl, Gas, Kohle oder Strom als solchen interessiert, sondern an den Energiedienstleistungen, die unter Einsatz von Energieträgern erstellt werden.
Der Einsatz von Nutzenergie zur Erbringung der gewünschten Energiedienstleistung kann unterschiedlich effizient erfolgen. Zum Beispiel kann die gleiche Raumwärme je nach Außenwanddämmung und Lüftungsverhalten mit mehr oder weniger Nutzenergie in Form von Heizungsleistung erbracht werden.

[16] Vgl. Schiffer, H., 2005, Energiemarkt Deutschland.



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2005).

Grafik 2: Energieflussbild 2004 für Deutschland in Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE)

3. Anknüpfungspunkte für eine nachhaltige Energiestrategie.

Zentrale Anknüpfungspunkte für eine nachhaltige Energiepolitik sind aufgrund ihrer das Angebot stabilisierenden bzw. erweiternden oder die Nachfrage senkenden Wirkung:

- die breite Diversifizierung der Bezugsregionen und Transportwege,
- die Veränderung der Primärenergieträgerstruktur,
- die Reduktion des Primärenergiebedarfs bzw. der Energieintensität,
- die Erhöhung der Energieeffizienz in den großen Verbrauchsländern sowie
- die Intensivierung der Energieforschung.

3.1 Breite Diversifizierung der Bezugsregionen und Transportwege.

Deutschlands Bedarf an Erdöl und Erdgas wird momentan durch Importe aus einer Vielzahl von Ländern gedeckt, wobei Russland der mit Abstand wichtigste Rohstofflieferant ist (Tabelle 5 und 6). Diese breite Diversifizierung garantiert einen hohen Grad an Versorgungssicherheit und stärkt die Verhandlungsmacht gegenüber einzelnen Rohstofflieferanten.

Noch immer bezieht Deutschland einen beträchtlichen Teil seines Erdöls und Erdgases aus europäischen Ländern. Politische Instabilitäten, welche in Lieferunterbrechungen münden können, sind hier nicht zu erwarten. Allerdings sind es gerade diese Länder, die nur noch über begrenzte Reserven verfügen. Die norwegischen und britischen Erdölreserven weisen eine statische Reichweite von nur 8 bis 9 Jahren auf, bestreiten aber noch immer über 30 % der deutschen Ölimporte. Bei Erdgas ergibt sich ein ähnliches Bild. Ein Viertel des deutschen Bedarfs wird aus heimischen oder niederländischen Erdgasfeldern bedient, welche eine statische Reichweite der Reserven von 13 (Deutschland) bzw. 20 Jahren (Niederlande) aufweisen.

Um zukünftig eine all zu starke Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern (z. B. Russland) zu vermeiden, muss der zu erwartende Förderrückgang innerhalb der EU durch neue Partner kompensiert werden. Ausgehend von der Höhe der noch vorhandenen Reserven könnten die Erdölimporte aus Afrika (z. B. Algerien, Libyen, Nigeria), dem Nahen Osten (z. B. Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien, VAE), der Region um das Kaspische Meer (z. B. Aserbaidschan, Kasachstan) sowie Venezuela an Bedeutung gewinnen.

Beim Erdgas könnten durch den Bau neuer Pipelines sowie den verstärkten Einsatz von LNG-Transporten[17] ebenfalls neue Bezugsquellen erschlossen werden. Zu denken ist hierbei vornehmlich an Afrika (z. B. Algerien, Nigeria), an den Nahen Osten (z. B. Iran, Katar, Saudi-Arabien, VAE), an die Region um das Kaspische Meer (z. B. Aserbaidschan, Kasachstan, Usbekistan, Turkmenistan) sowie an Venezuela. Hinsichtlich Algerien ist allerdings anzumerken, dass die EU-15 bereits heute rund 25 % ihres Erdgasbedarfs aus Algerien bezieht (Russland 33 %, Norwegen 29 %).[18]

---

[17] LNG (Liquified Natural Gas) ist die englische Bezeichnung für verflüssigtes Erdgas. Erdgas wird bei einer Temperatur von minus 162° C flüssig und sein Volumen reduziert sich auf den 600ten Teil. Dadurch wird erst ein Transport von Erdgas über weite Distanzen wirtschaftlich. An Verflüssigungsanlagen in den Förderländern wird das LNG auf spezielle Tanker verladen, die es zu einem Anlande-Terminal transportieren, wo die Flüssigkeit wieder zu Gas in Pipelines verdampft. In Deutschland gibt es bisher keine solche Anlandemöglichkeit. E.ON verfügt allerdings über die Genehmigung zum Bau eines Terminals in Wilhelmshaven.

[18] Vgl. European Commission, 2005, Energy & Transport in Figures.

Tabelle 5: Rohöleinfuhr Deutschland nach Herkunftsland, 2004

	Anteil an Gesamteinfuhr	Statische Reichweite der	
		Reserven	Ressourcen
Naher Osten	7,8 %	86	18
Afrika	15,4 %	33	22
Venezuela	0,7 %	68	20
Russland	33,7 %	21	29
Norwegen	19,8 %	8	12
Großbritannien	11,8 %	9	12
Sonstige Länder	10,8 %	-	-

Quelle: BMWi, BGR, eigene Berechnungen (2006).

Tabelle 6: Erdgasbezugsquellen Deutschlands und statische Reichweite, 2004

	Erdgasbezugsquellen Deutschlands	Statische Reichweite der	
		Reserven	Ressourcen
Deutschland	16 %	13	10
Russland	35 %	75	131
Norwegen	24 %	30	41
Niederlande	19 %	20	3
Sonstige	6 %	-	-

Quelle: BGW, BGR, eigene Berechnungen (2006).

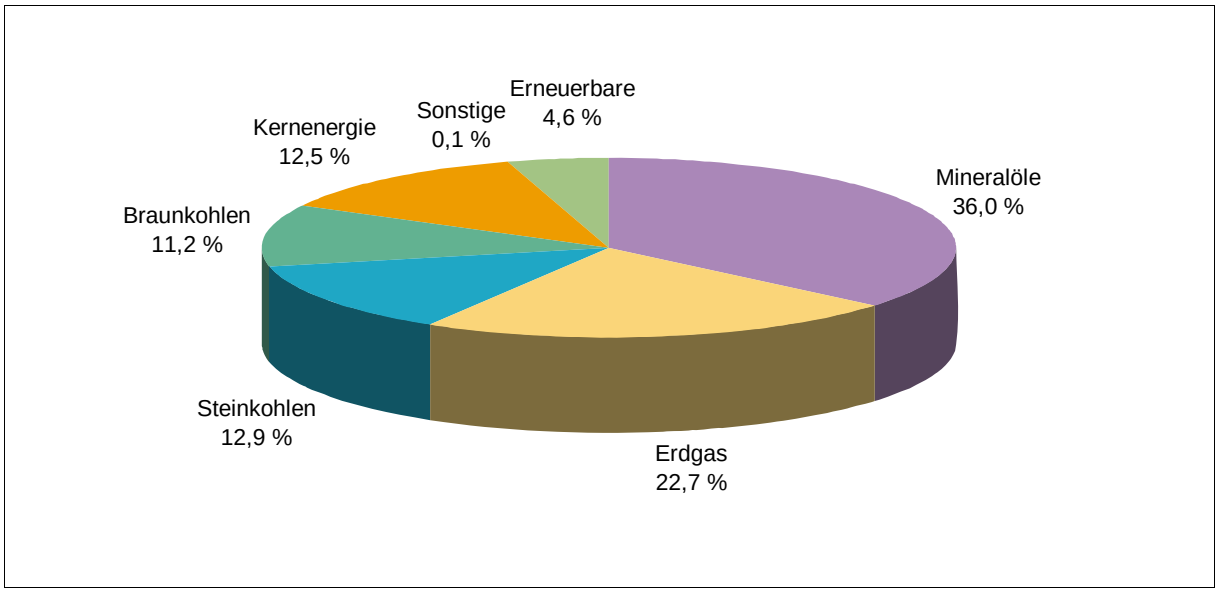
Neben der Diversifizierung der Bezugsregionen ist auch eine breite Diversifizierung der Transportwege unter Berücksichtigung potentieller Transitstaaten von Bedeutung. Die 2005 eingeweihte Erdölpipeline von Baku (Aserbaidschan) nach Ceyhan (Türkei) verbindet beispielsweise die Erdölförderung des Kaspischen Meeres zukünftig direkt mit dem Mittelmeer, unter Umgehung von Russland, dessen Einfluss auf die Erdölförderung am Kaspischen Meer dadurch deutlich verringert wird. Ein ähnliches Ziel wird mit dem Bau der neuen Erdgaspipeline durch die Ostsee verfolgt. Bisher verfügt Deutschland über keinen direkten Zugang zu den Erdgasreserven Russlands. Alle Gaspipelines verlaufen über das Territorium von Drittstaaten. Welche Risiken sich daraus ergeben können, hat der Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine zum Jahreswechsel 2005/2006 gezeigt, als in Deutschland ein plötzlicher Druckabfall in der aus der Ukraine kommenden russischen Pipeline festgestellt werden musste.

Vor diesem Hintergrund sollte die deutsche Außenpolitik auch zukünftig gute und vertrauensvolle Beziehungen zu den wichtigsten Förder- und Transitländern unterhalten. Politischen Krisen, welche die Rohstoffförderung oder deren Transport gefährden könnten, sind frühzeitig zu identifizieren und einzudämmen. Auf diese Weise kann die Außenpolitik einen entscheidenden Beitrag zur Steigerung der Versorgungssicherheit Deutschlands leisten.

3.2 Veränderung der Primärenergieträgerstruktur.

Deutschlands Primärenergieverbrauch stützt sich bis heute maßgeblich auf Erdöl und Erdgas, welche zusammengenommen knapp 60 % des heimischen Energiebedarfs decken (Graphik 3). Deshalb sollte die Strategie der Diversifizierung der Bezugsregionen und der Transportwege durch eine verstärkte Substitution von Erdöl und ggfls. Erdgas durch andere Energieträger ergänzt werden.

Grundsätzlich könnte dabei neben den Erneuerbaren auch auf eine weiterführende Nutzung anderer Energieträger (insbesondere der Kohle) zurückgegriffen werden, wobei die Chancen und Risiken der einzelnen Alternativen sorgfältig gegeneinander abzuwägen sind.



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2006).

Grafik 3: Primärenergieverbrauch in Deutschland, 14.238 Peta Joule in 2005

3.2.1 Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht es Deutschland, seine Importabhängigkeit von Erdöl und Erdgas zu reduzieren. Allein in den letzten fünf Jahren konnte der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch von 2,6 % (2000) auf 4,6 % (2005) nahezu verdoppelt werden (Tabelle 7). Damit erreicht die Bundesregierung ihr Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis 2010 auf 4,2 % zu steigern, fünf Jah-

re früher als geplant. Bis 2020 sieht der Koalitionsvertrag eine abermalige Verdopplung des Erneuerbaren-Energien-Anteils auf dann 10 % vor.

Tabelle 7: Anteile der Erneuerbaren Energien (EE) am Endenergieverbrauch (in %)

	2000	2005
Stromerzeugung aus EE (bezogen auf gesamten Bruttostromverbrauch)	6,7	10,2
Wärmebereitstellung von EE (bezogen auf gesamte Wärmebereitstellung)	3,9	5,4
Kraftstoffverbrauch aus EE im Straßenverkehr (bezogen auf gesamten Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr)	0,3	3,4
Anteil am Primärenergieverbrauch	2,6	4,6

Quelle: Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, BMWi, BMU (2006).

Besonders hoch ist der Anteil der Erneuerbaren bei der Stromerzeugung. Jede zehnte Kilowattstunde wird heute bereits durch den Einsatz von Windkraft, Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik oder Geothermie bereitgestellt, wobei Wind- und Wasserkraft die mit Abstand wichtigsten regenerativen Energiequellen zur Stromerzeugung darstellen.[19] Und der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung soll auch in Zukunft massiv gesteigert werden. So sieht der Koalitionsvertrag vor, dass im Jahr 2020 jede fünfte Kilowattstunde Strom regenerativ erzeugt wird (Ziel bis 2010: 12,5 %).

Eine jüngst im Auftrag des BMU erstellte Studie hält bis 2020 sogar einen Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch von 25 % für realistisch. Insbesondere aufgrund der geplanten Windkraftanlagen im Offshore-Bereich wächst die Dominanz der Windkraft gegenüber den anderen Erneuerbaren dabei weiter an, so dass im Jahr 2020 rund 54 % (2005: 43 %) des EE-Stroms aus Windkraftanlagen stammen könnten (27 % allein aus Offshore Wind).[20]

Mit Ausnahme der großen Wasserkraftanlagen und ausgewählten Windkraftstandorten liegen die Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien noch immer deutlich über jenen für Strom aus konventionellen Kraftwerken.[21] Deshalb sollten sich die Forschungsan-

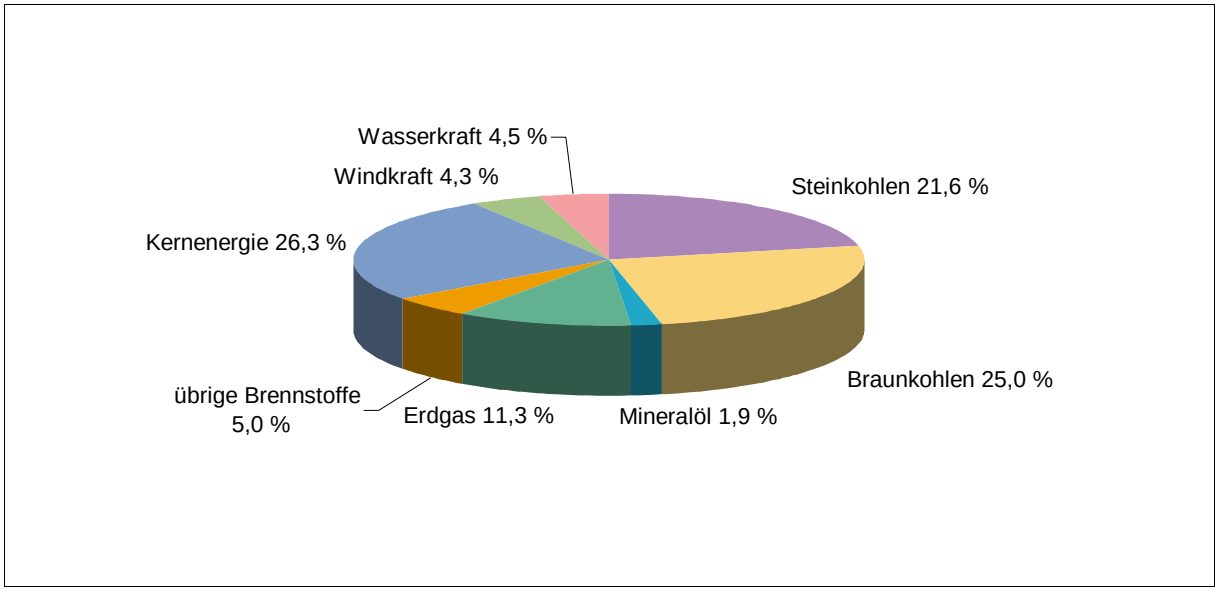
[19] Strom aus Erneuerbaren in 2005: Gesamt 62 Mrd. kWh; Windenergie 26,5 Mrd. kWh; Wasserkraft 21,5 Mrd. kWh; Biomasse 10 Mrd. kWh; PV 1 Mrd. kWh.

[20] Vgl. DLR/ZSW/Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie, 2005, Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020.

[21] Wasserkraft 3-10 ct/kWh; Windkraft (Küste) 6-8 ct/kWh; Windkraft (Binnenland) 5-12 ct/kWh; Biomasse 5-30 ct/kWh; Photovoltaik (Mitteleuropa) 40-55 ct/kWh; Photovoltaik (Nordafrika) 25-35 ct/kWh (Vgl. BMU, 2006, Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft.). Zum Vergleich EEX-Spotpreis: Grundlast 5,64 ct/kWh; Spitzenlast 6,51 ct/kWh (Stand: 5.4.2006).

strengungen in den kommenden Jahren auf eine weitere Kostenreduktion konzentrieren. Außerdem gilt es, den bestehenden Kraftwerkspark, die zeitliche Struktur der Stromnachfrage (Lastmanagement), das Erzeugungs- und Einspeisemanagement sowie die Stromnetze so auszugestalten, dass diese mit den besonderen Charakteristika der Erneuerbaren kompatibel sind. Besonderes Augenmerk muss dabei auf die Windkraft und die Photovoltaik gelegt werden, denn beide unterliegen – im Unterschied zu konventionellen Kraftwerken oder der Biomasse/Geothermie – beachtlichen tages- und jahreszeitlichen Produktionsschwankungen, so dass die Suche nach geeigneten Speichertechnologien weiter geführt werden sollte. Zudem ist die Windenergie vornehmlich in Norddeutschland konzentriert, einer Region mit verhältnismäßig geringer Stromnachfrage.[22]

Anders als im Strombereich liegt im Wärme- und im Verkehrsektor der Beitrag der Erneuerbaren noch deutlich niedriger (Wärme: 5,4 %; Verkehr: 3,4 %; in 2005). Dabei sind es gerade diese beiden Bereiche, die in hohem Maße auf Erdöl und Erdgas als zentrale Energieträger angewiesen sind. Während bei der Stromerzeugung Erdöl nur eine untergeordnete Rolle spielt und lediglich 11,3 % des Stroms mittels Erdgas erzeugt werden (Graphik 4), sind Erdöl und Erdgas die tragenden Säulen des Wärme- und des Verkehrssektors.



Quelle: BMWi (2006).

Grafik 4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, 619 TWh in 2005

Raumwärme, auf dessen Bereitstellung ein Drittel des Endenergieverbrauchs zurückzuführen ist, wird zu 32 % mittels Erdöl und zu 46 % mittels Gas bereitgestellt. Im Verkehrssektor, auf den 28 % des Endenergieverbrauchs entfallen, ist die Abhängigkeit vom Erdöl sogar

[22] Vgl. DENA, 2005, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.

noch größer. Nahezu der komplette Endenergiebedarf des Verkehrssektors (rd. 95 %) wird mit Erdöl befriedigt.

Kurzum, der bisherige Ausbau der Erneuerbaren vornehmlich im Stromsektor ist ein wichtiger Beitrag zum Klimaschutz.[23] Er sichert zudem Deutschlands Unternehmen zukunftsträchtige Exportmärkte und ist eine Grundvoraussetzung für den (geplanten) Atomausstieg. Damit die Erneuerbaren aber auch als Absicherung gegenüber zukünftig steigenden Erdöl- und Erdgaspreisen dienen können, bedarf es jedoch eines verstärkten Einsatzes dieser Technologien in den Bereichen Wärme und Verkehr.

Im Wärmesektor zeigen sich erste positive Tendenzen u. a. durch die zunehmende Verbreitung von Holzpelletöfen im privaten und gewerblichen Bereich. Daneben ist zukünftig für eine umfassende, regenerative Wärmeversorgung der Ausbau von Nahwärmenetzen von Bedeutung. Sie erlauben den Einsatz größerer und damit häufig kostengünstigerer Anlagen (z. B. Biogas-Anlagen, Holzhackschnitzelkessel, Sonnenkollektoren mit Langzeitspeicher, Geothermie-Anlagen) sowie deren Vernetzung mit fossilen Heizsystemen. Nahwärmenetze sind damit sowohl der „Missing-Link“ zwischen zentraler und dezentraler Energieversorgung wie auch zwischen der heute überwiegend fossil basierten Wärmeversorgung und der zukünftig regenerativ gestützten.[24]

Mit Blick auf die vermehrte Nutzung von Biokraftstoffen (Biodiesel, Bioethanol, BtL) im Verkehrssektor ist zu beachten, dass deren Kosten noch immer über denjenigen von fossilen Kraftstoffen liegen. Ohne Steuerbefreiung wäre Biodiesel und Bioethanol momentan erst ab einem Rohölpreis von etwa 100 USD/Barrel wettbewerbsfähig. Die Herstellung von BtL-Kraftstoffen befindet sich noch in der Erprobungsphase. Biomass-to-Liquid (BtL) ist ein synthetisch durch Vergasung und Verflüssigung von Biomasse hergestellter Treibstoff. Durch technische Weiterentwicklungen, Verbesserungen bei der Herstellung und bei Fertigung in größeren Serien können allerdings die Kosten im Vergleich zu etablierten, fossil basierten Kraftstoffen noch reduziert werden.[25]

3.2.2 Die zukünftige Bedeutung von Kohle, Kernenergie und Kernfusion.

Würde man die Entscheidung über die zukünftige Struktur der Stromgewinnung in Deutschland nur auf Basis der Kriterien Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz treffen, dann würde die **Stein- und die Braunkohle** weiterhin eine tragende Säule der Energieversorgung

[23] Insgesamt konnten durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2005 rund 83 Mio. t CO_2 vermieden werden. Das sind über 8 % der jährlichen Treibhausgasemissionen in Deutschland.

[24] Vgl. BMU, 2006, Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft.

[25] Vgl. BMVBS, 2004, Die Kraftstoffstrategie – Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebe.

bleiben, insbesondere vor dem Hintergrund des geplanten Atomausstiegs. Denn beide Energieträger stehen kostengünstig zur Verfügung und bieten gegenüber dem Erdgas langfristig ein höheres Maß an Versorgungssicherheit.[26]

Mit Blick auf den Klimaschutz weist die Stromgewinnung aus Kohle allerdings deutliche Nachteile auf. So produziert beispielsweise ein modernes Braunkohlekraftwerk 930 g CO_2/kWh und Steinkohlekraftwerke 730 g CO_2/kWh. Bei Gaskraftwerken sind es hingegen nur 340 g CO_2/kWh. Das heißt, unter ansonsten unveränderten Bedingungen würde eine verstärkte Substitution von Gaskraftwerken durch Kohle zu einem deutlichen Anstieg der Treibhausgasemissionen führen.

Einen Ausweg aus diesem Dilemma könnte die Entwicklung von CO_2-freien Kohlekraftwerken bieten. Die Grundidee eines „Clean coal"-Kraftwerks (sog. CCS-Technologie[27]) basiert darauf, das CO_2 direkt an seinem Entstehungsort, dem Kraftwerk, abzufangen und anschließend im Erdreich zu speichern. Als mögliche Lagerorte kommen neben leeren Kohleflözen, Salzbergwerken und salinen Aquiferen (Salzwasser führende Grundwasserleiter) auch ältere Erdgas- und Ölfelder in Betracht. Bei älteren Ölfeldern könnte durch die Verpressung von CO_2 die Ölausbeute deutlich verbessert werden, was wiederum einen Teil der durch die CO_2-Abscheidung entstehenden Kosten decken könnte.

Bisher befindet sich CCS noch in der Entwicklungsphase. Anfang 2006 verkündete der Energiekonzern RWE, dass er bis 2014 das weltweit erste CO_2-freie Großkraftwerk errichten möchte.[28] Mit einem breit angelegten Einsatz der neuen Technologie rechnet die IEA nicht vor 2030. Die Kosten der CO_2-Abscheidung und Verpressung werden aktuell auf 50-100 USD pro vermiedener Tonne CO_2 geschätzt und könnten bis 2030 auf 25-50 USD/tCO_2 sinken. Um dieses Kostenziel zu erreichen, bedarf es jedoch weiterer umfangreicher Forschungsanstrengungen.[29]

Knackpunkt der CCS-Technologie ist die langfristig sichere unterirdische Einlagerung des CO_2. Denn sollte es zu Leckage-Effekten kommen, hätte dies verheerende Auswirkungen für den Klimaschutz. Außerdem ist CCS sehr energieintensiv. Aktuellen Abschätzungen zufolge reduziert CCS den Wirkungsgrad eines Kraftwerks um rund 10 Prozentpunkte. Bezogen auf den Wirkungsgrad eines modernen Kohlekraftwerks von etwa 40 % entspräche dies – bei

---

[26] Stromgestehungskosten ohne Berücksichtigung der Kosten des Emissionshandels/Zertifikatepreise: Braunkohle 2-3 ct/kWh, Steinkohle 3-4 ct/kWh, Erdgas 4-5 ct/kWh (Vgl. Pfaffenberger / Hille, 2004, Investitionen am liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen).

[27] CCS = CO_2 capture and storage.

[28] Vgl. RWE, 2006, Pressemitteilung 30.03.2006.

[29] Vgl. IEA, 2004, Prospects for CO_2 Capture and Storage.

konstanter Stromproduktion – einem Kohlemehrbedarf von 25 %. Die höhere Energieintensität der CCS-Technologie kann zudem zu einer Verschärfung der Lagerungsproblematik von CO_2 führen: Wenn das CO_2 nicht langfristig sicher eingelagert werden kann, würde durch ihren Einsatz der CO_2-Ausstoß sogar überproportional steigen.

Gelingt es jedoch die genannten Probleme beherrschbar zu machen, dann könnte CCS für die nächsten 50-100 Jahre als interessante Übergangstechnologie hin zu einer wirklich nachhaltigen, CO_2-armen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien dienen.

Bis die CCS-Technologie hinreichend ausgereift ist und die Erneuerbaren in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, könnte theoretisch durch eine Verlängerung der Laufzeiten von **Kernkraftwerken** die notwendige Zeit gewonnen werden. Allerdings stünde dies im klaren Widerspruch zu dem im Jahr 2000 zwischen der Bundesregierung und den Kernkraftwerksbetreibern beschlossenen Atomausstieg und würde das noch immer ungelöste Problem der Entsorgung der radioaktiven Abfälle weiter verschärfen. Darüber hinaus wäre zu prüfen, ob einer Verlängerung der Laufzeiten sicherheitstechnische Aspekte entgegen stehen.

Die Vereinbarung zur zeitlichen Befristung der Nutzung der vorhandenen Atomkraftwerke begrenzt die Regellaufzeit der bestehenden Atommeiler auf 32 Jahre, wobei jedes Atomkraftwerk über eine entsprechende Reststrommenge verfügt. Demnach dürfte das letzte Atomkraftwerk voraussichtlich im Jahr 2021 vom Netz gehen. Allerdings können Strommengen älterer AKWs auf jüngere übertragen werden und somit die Abschaltung des letzten AKWs in Deutschland hinauszögern.

Fusionskraftwerke,[30] welche regelmäßig als Lösung zukünftiger Energieversorgungsprobleme angeführt werden, befinden sich noch im Forschungsstadium und werden frühestens in drei bis vier Jahrzehnten kommerziell zur Verfügung stehen. Damit dürfte die Kernfusion, wenn überhaupt, nur sehr langfristig eine tragende Rolle in der Energieversorgung übernehmen. Die Bundesregierung fördert die Fusionsforschung jährlich mit über 100 Mio. EUR, rund ein Viertel der öffentlichen Forschungsgelder für moderne Energietechnologien.[31]

---

[30] Kernfusion ist der Prozess, mit dem die Sonne und die Sterne die Energie erzeugen, die sie kontinuierlich abstrahlen. Die Fusionsforschung verfolgt das Ziel, diesen Prozess auf der Erde nachzubilden und so eine Energiequelle zu erschließen, die eine Reihe günstiger Eigenschaften in sich vereint: große Brennstoffreserven, günstige Sicherheitseigenschaften und geringe Umweltbelastungen.

[31] Vgl. BMWi, 2005, Innovation und neue Energietechnologien – Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung.

3.3 Primärenergiebedarf senken.

Neben einer breiteren Diversifizierung der Bezugsregionen fossiler Energieträger und der Veränderung der Primärenergiestruktur ist die nachhaltige Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. der Energieintensität der dritte wichtige Ansatzpunkt zur langfristigen Verbesserung der Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Darüber hinaus hilft die Verringerung des Primärenergieverbrauchs, den Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase zu verringern.

In den letzten 15 Jahren konnte der Primärenergieverbrauch Deutschlands bereits um 4,5 % gesenkt werden. Bei der Energieintensität – dem Verhältnis des Primärenergieverbrauchs zum BIP – war sogar eine Reduktion von 23,2 % zu beobachten (Tabelle 8). Allerdings blieben die Energieproduktivitätsverbesserungen mit durchschnittlich 0,9 % p. a. in den letzten 5 Jahren (2000-2005) deutlich hinter dem langjährigen Trend zurück (1990-2005: 1,7 % p. a.), welcher insbesondere in den 90er-Jahren durch einmalige Sondereffekte der Wiedervereinigung (grundlegende Modernisierung der ostdeutschen Industrie und Energieversorgung) beeinflusst wurde.

Tabelle 8: Primärenergieverbrauch und Energieintensität in Deutschland

	1990	2000	2005	1991-2005
Primärenergieverbrauch	14.905 PJ	14.401 PJ	14.238 PJ	-4,5 %
Energieintensität[a]	8,67 GJ	6,98 GJ	6,66 GJ	-23,2 %
Energieverbrauch pro Kopf[b]	187,81 GJ	175,22 GJ	172,66 GJ	-8,1 %

[a] Primärenergieverbrauch je 1.000 EUR Bruttoinlandsprodukt (2000).

[b] Primärenergieverbrauch je Kopf der Bevölkerung.

Quelle: BMWi (2006).

Im internationalen Vergleich belegt Deutschland mit Blick auf die Energieintensität nach wie vor einen der vorderen Plätze. Pro Einheit BIP werden hierzulande rund 10 % weniger Energie benötigt als im OECD-Durchschnitt. In Russland ist die Wertschöpfung sogar dreimal so energieintensiv. Nichtsdestotrotz bestehen in Deutschland noch erhebliche Potentiale, um die Energieintensität weiter zu senken.

Tabelle 9: Energieintensität im internationalen Vergleich in 2003

	Primärenergieverbrauch toe / 1.000 USD BIP*
Großbritannien	0,14
Japan	0,15
Deutschland	0,17
OECD	0,19
Indien	0,19
USA	0,22
China	0,23
Russland	0,51
Welt	*0,21*
* BIP kaufkraftbereinigt in Preisen von 2000.	

Quelle: IEA (2005).

Die beiden zentralen Anknüpfungspunkte zur Verringerung des Primärenergieverbrauchs bzw. der Energieintensität sind:

- die Minimierung der Umwandlungsverluste (Energieeffizienz auf der Angebotsseite) und
- die Reduktion des Endenergieverbrauchs (Energieeffizienz auf der Nachfrageseite).

Eine rein statistische Verringerung der Energieintensität (im Industriesektor), herbeigeführt durch den Export energieintensiver Vorleistungsketten, ist hingegen nicht Ziel führend. Denn bei international steigenden Preisen für fossile Energieträger würden sich die dann zu importierenden Vorleistungen verteuern, was die heimische Wirtschaft in gleichem Maße belastet, wie wenn die Vorleistungen in Deutschland produziert worden wären.

3.3.1 Umwandlungsverluste minimieren (Energieeffizienz auf der Angebotsseite).

In Deutschland geht rund ein Viertel des gesamten Primärenergieverbrauchs in Form von Umwandlungsverlusten (2004: 3.399 PJ) verloren. Deshalb ist es besonders wichtig, bei dem Bau neuer Kraftwerke auf den Einsatz modernster Technik zu achten und deren Wirkungsgrade durch intensive FuE-Anstrengungen weiter zu erhöhen.

Angesichts des in den nächsten Jahren anstehenden umfassenden Kraftwerkserneuerungsbedarfs gewinnt diese Thematik besondere Relevanz. Bis 2030 muss voraussichtlich mehr

als die Hälfte der bestehenden Kraftwerkskapazität ersetzt werden. Gründe hierfür sind u. a. der geplante Atomausstieg sowie die Altersstruktur des fossil betriebenen Kraftwerksparks.

Orientiert man sich an der heute installierten deutschen Gesamtkraftwerksleistung in Höhe von knapp 130.000 MW, wäre also ein Zubau von rund 65.000 MW innerhalb der nächsten 24 Jahre notwendig.[32] Die dabei verwendeten Techniken werden die deutsche Kraftwerksstruktur über Jahrzehnte prägen. So hat beispielsweise ein modernes Kohlekraftwerk eine Lebensdauer von etwa 40 Jahren.

Hinsichtlich der technischen Möglichkeiten fossil befeuerter Kraftwerke gilt folgendes: Bereits heute können Braunkohlekraftwerke mit Wirkungsgraden von 43 %-45 % und Steinkohlekraftwerke mit Wirkungsgraden von 46 %-48 % gebaut werden. Bis 2020 könnten diese für Braun- und Steinkohle auf 55 % gesteigert werden, was den Kohlebedarf und somit die Treibhausgasemissionen je kWh-Strom um knapp 20 % verringern würde. Moderne erdgasbefeuerte Gas- und Dampfkraftwerke (sog. GuD-Anlagen) weisen schon jetzt Wirkungsgrade von etwa 58 % auf. Bis 2020 könnten diese auf 65 % gesteigert werden.[33] Aktuell liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad des deutschen Kraftwerkparks bei rund 36 %.[34]

Eine zukunftsträchtige Option zur noch besseren Ausnutzung der Brennstoffe bietet die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Im Unterschied zu konventionellen Kraftwerkstypen, wird hier die bei der Stromerzeugung entstehende Wärme nicht einfach in die Luft oder in Gewässer abgegeben, sondern u. a. für Heizzwecke bei Endverbrauchern in der Umgebung genutzt. Auf diese Weise kann die Ausnutzung der eingesetzten Brennstoffe auf 80 %-90 % gesteigert werden, was enorme Brennstoffeinsparungen ermöglicht. Momentan entfallen erst rund 14 % der deutschen Stromerzeugung auf die KWK, während man in den Niederlanden, Finnland und Dänemark bereits Anteile zwischen 30 % und 50 % verzeichnet.

Grundsätzlich können KWK-Anlagen große Heizkraftwerke für die Versorgung ganzer Regionen oder Blockheizkraftwerke sein, die einzelne Gebäude, Siedlungen oder Betriebe versorgen. Als Brennstoffe für KWK-Anlagen eignen sich fossile Energieträger ebenso wie Biomasse, Biogas, Siedlungsabfälle oder Bioethanol. Für den erfolgreichen Einsatz von KWK-Anlagen ist es entscheidend, dass der Strom dort produziert wird, wo die entstehende Ab-

---

[32] Vgl. BMWi/BMU, 2006, Energieversorgung für Deutschland – Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006.

[33] Vgl. EWI / prognos, 2005, Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030.

[34] Vgl. BMU, 2006, Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft.

wärme auch Verwendung findet. In diesem Zusammenhang ist der Ausbau von entsprechenden Wärmeverteilnetzen (Fern- und Nahwärme) von zentraler Bedeutung.

3.3.2 Endenergieverbrauch reduzieren (Energieeffizienz auf der Nachfrageseite).

Der zweite wichtige Ansatzpunkt zur Reduktion des Primärenergiebedarfs ist die Steigerung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite. Trotz der hohen Energieeffizienz in Deutschland belaufen sich die Verluste auf der zweiten Umwandlungsstufe – also der Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie – auf rund 50 %. Das heißt, die Hälfte der bereitgestellten Endenergie bzw. ein Drittel des gesamten Primärenergiebedarfs gehen bei der Umwandlung (beim Beispiel Verkehr der Motor, im Gebäudebereich z. B. die Heizung) von Endenergie (Benzin bzw. Erdgas) in Nutzenergie (Bewegungsenergie bzw. Raumwärme) verloren.[35]

Wichtige Ansatzpunkte zur Steigerung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite ist die Erschließung ungenutzter Effizienzpotentiale:

- im Wärmebereich,
- im Verkehrssektor sowie
- beim Stromverbrauch.

a) Wärmeversorgung.

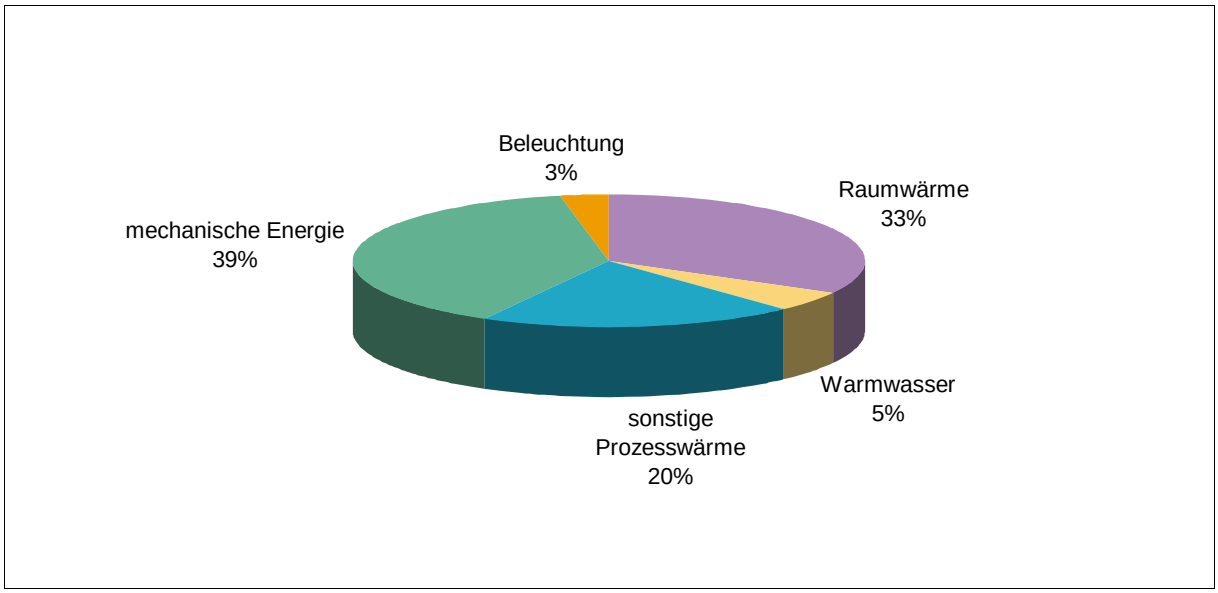
Der überwiegende Teil der Endenergie wird für die Bereitstellung von Wärme benötigt. Gemessen am gesamten Endenergieverbrauch entfallen 58 % (2003) auf die Bereiche Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme, wobei die Bedeutung der einzelnen Wärmeformen in den unterschiedlichen Sektoren variiert.

Wenden beispielsweise private Haushalte durchschnittlich 76 % ihres Endenergieverbrauchs für Raumwärme und 11 % für Warmwasser auf, liegt dieser Prozentsatz in der Industrie mit 9,5 % (Raumwärme) bzw. 1 % Warmwasser deutlich niedriger. Hier ist es die Prozesswärme (z. B. für Schmelz-, Trocknungs- und Brennprozesse), welche die Struktur des Endenergieverbrauchs dominiert. Auf sie entfallen rund Zweidrittel des gesamten industriellen Endenergiebedarfs.[36]

---

[35] Vgl. Wagner, U./ Treutsch, J. / et al., 2005, Nachhaltige Energiepolitik für Deutschland – Anforderungen an die zukünftige Energiepolitik.

[36] Vgl. BMWi, 2006, Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung.



Quelle: BMWi (2006).

Grafik 5: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 9.297 Peta Joule in 2003

Die Steigerung der Energieeffizienz im **Gebäudebereich** bietet – zusammen mit einem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung – eine wichtige Option, Deutschlands Erdöl- und Erdgasverbrauch signifikant zu reduzieren. Legt man den Endenergieverbrauch an Gas (Öl) zugrunde, dann entfallen davon etwa 55 % (26 %) allein auf die Bereitstellung von Raumwärme, wobei die Bedeutung von Erdgas gegenüber Erdöl zukünftig weiter zunehmen wird.[37] Immerhin entscheidet sich heute ein Bauherr in drei von vier Fällen für den Einbau einer Gasheizung.[38]

Knapp 60 % des deutschen Wohnungsbestands wurde zwischen 1949 und 1986 fertig gestellt (Graphik 6). Bei einem durchschnittlichen Renovierungszyklus von 45-50 Jahren für die Gebäudehülle und 25 Jahre für Ölkessel bedeutet dies, dass in den nächsten zwei Jahrzehnten ein Großteil der existierenden Häuser grundlegend renoviert werden muss. Viele der alten Gebäude sind heute durch eine schlechte thermische Qualität gekennzeichnet.[39]

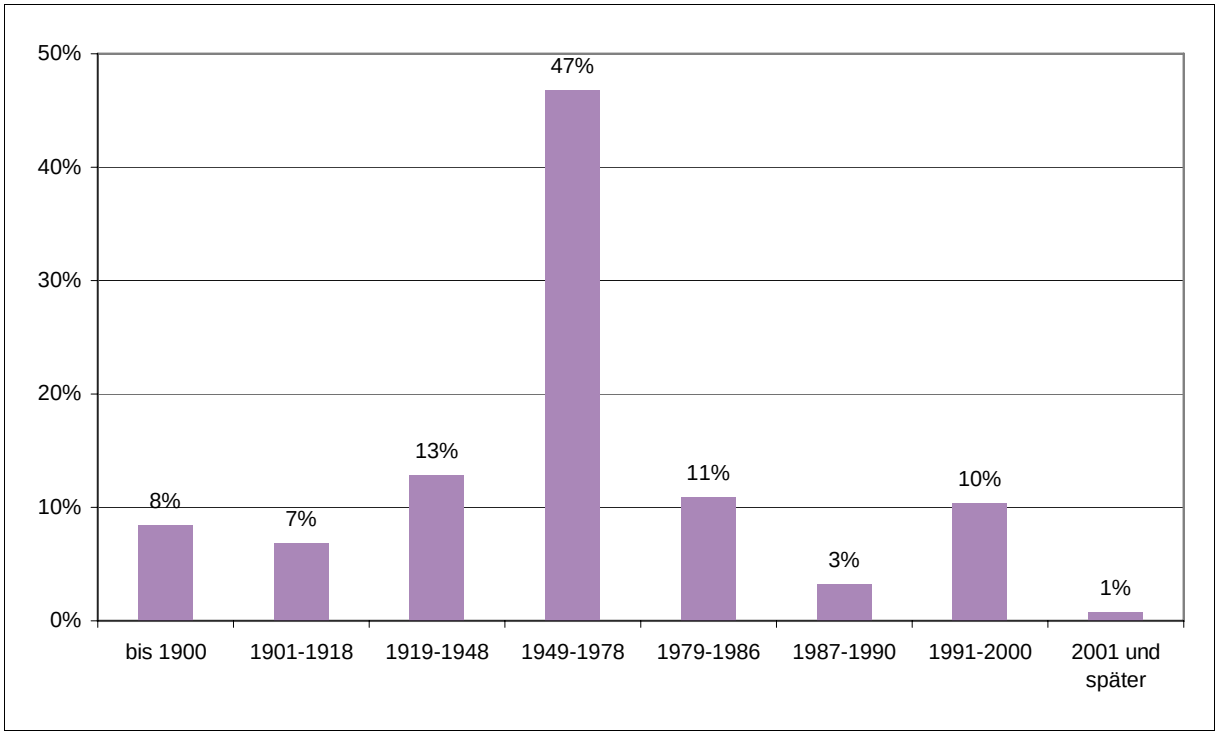
Gelingt es, den anstehenden Modernisierungsschub auf einem energetisch hochwertigem Niveau durchzuführen und gleichzeitig zu beschleunigen, so besteht in den kommenden Jahren die einmalige Chance, den Energieverbrauch im Gebäudebereich drastisch zu senken. Der dadurch ausgelöste Investitionsschub hilft dann nicht nur die Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern zu reduzieren, sondern schafft auch neue Arbeitsplätze in der heimischen

[37] Vgl. BMWi, 2006, Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung.

[38] Vgl. Statistisches Bundesamt, 2004, Statistisches Jahrbuch 2004.

[39] Vgl. Kleemann, 2006, Evaluierung der CO_2-Minderungsmaßnahmen im Gebäudebereich, in: Energieeffizienz in Gebäuden – Jahrbuch 2006.

(mittelständischen) Wirtschaft. Parallel dazu sollten für Neubauten höchste energetische Standards forciert werden.



Quelle: Statistisches Bundesamt (2004).

Grafik 6: Häufigkeitsverteilung Wohneinheiten nach Baujahr in Deutschland, 2002

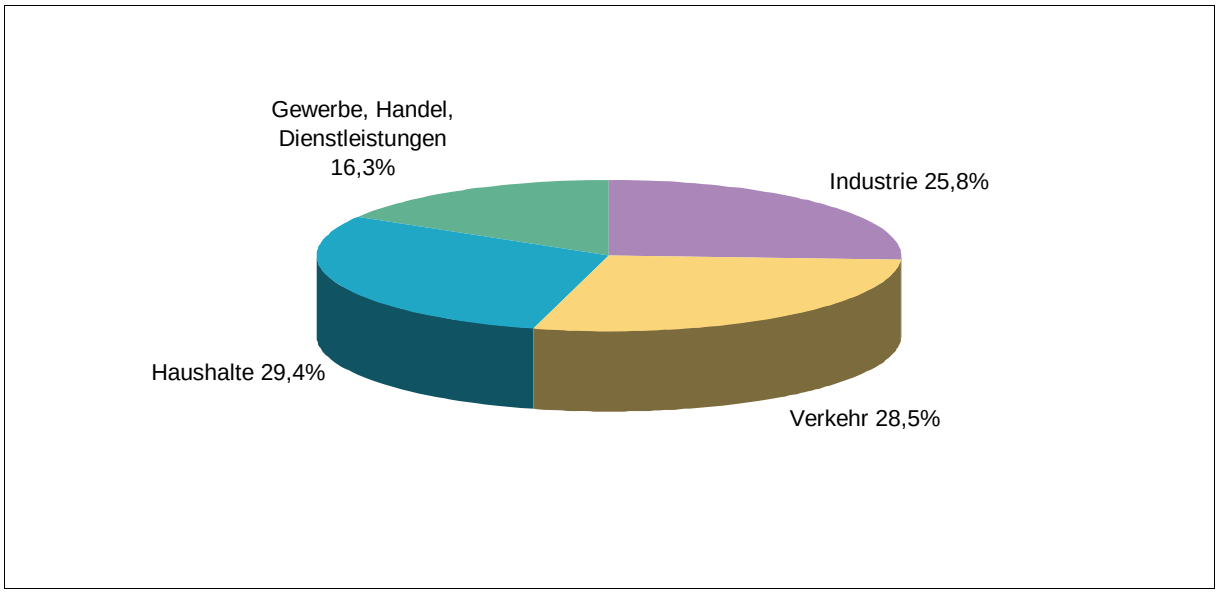
Parallel zur Reduktion des Energiebedarfs im Gebäudebereich ist eine konsequente Strategie zur Steigerung der Energieeffizienz im **Industriebereich** zu verfolgen. Eine Möglichkeit dies zu erreichen, ist der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung im industriellen Sektor.

b) Verkehrsbereich.

Der Verkehrssektor (insbesondere der Straßenverkehr[40]) ist die Achillesferse der deutschen Energieversorgung. Bei einem Anteil von lediglich 28,5 % am Endenergieverbrauch entfallen etwa 65 % (2003) des gesamten, deutschen Erdölverbrauchs auf den Verkehrsbereich (Graphik 7).[41] Und noch immer speist sich dessen Endenergieverbrauch zu 95 % aus Erdöl.

[40] Innerhalb des Verkehrsbereichs nimmt der Straßenverkehr mit einem Anteil von 86 % am Endenergieverbrauch eine dominierende Rolle ein, gefolgt vom Luftverkehr (11 %). Der Schienenverkehr (3 %) und die Binnenschifffahrt (0,4 %) sind vernachlässigbar. (Quelle: BMWi/BMU, 2006, Energieversorgung für Deutschland – Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006.)

[41] Endenergieverbrauch Erdöl Verkehrssektor in 2003: 2.494 PJ; Endenergieverbrauch Erdöl (d.h. Kraftstoff, Heizöl leicht, Heizöl schwer) Deutschland in 2003: 3.869 PJ. (Quelle: BMWi, 2006).



Quelle: BMWi (2006).

Grafik 7: Endenergieverbrauch nach Sektoren, 9.237 Peta Joule in 2004

Ein langfristig deutlicher Rückgang des Erdölbedarfs im Verkehrssektor konnte bisher nicht beobachtet werden. Seit Anfang der 90er-Jahre ist zwar der Inlandsabsatz von Ottokraftstoffen konstant gesunken (1991-2004: -20,2 %). Allerdings wurde dieser positive Trend durch einen höheren Dieselabsatz (1991-2004: +26,7 %) konterkariert, so dass der Kraftstoffabsatz insgesamt nahezu unverändert blieb (1991-2004: -0,5 %). Erst seit 2000 ist eine Stabilisierung des Dieselverbrauchs sowie ein beschleunigter Rückgang des Benzinverbrauchs festzustellen (Graphik 8). Mögliche Ursachen hierfür dürften u. a. der schwache Konjunkturverlauf, die gestiegenen Rohölpreise sowie die Einführung der Ökosteuer sein.

Um die Abhängigkeit des Verkehrssektors vom Erdöl weiter zu reduzieren, gilt es, neben der bereits erwähnten Steigerung des Einsatzes von Biokraftstoffen, sowohl den spezifischen Spritverbrauch der KFZ-Flotte zu verbessern als auch das automobile Verkehrsaufkommen insgesamt zu verringern.

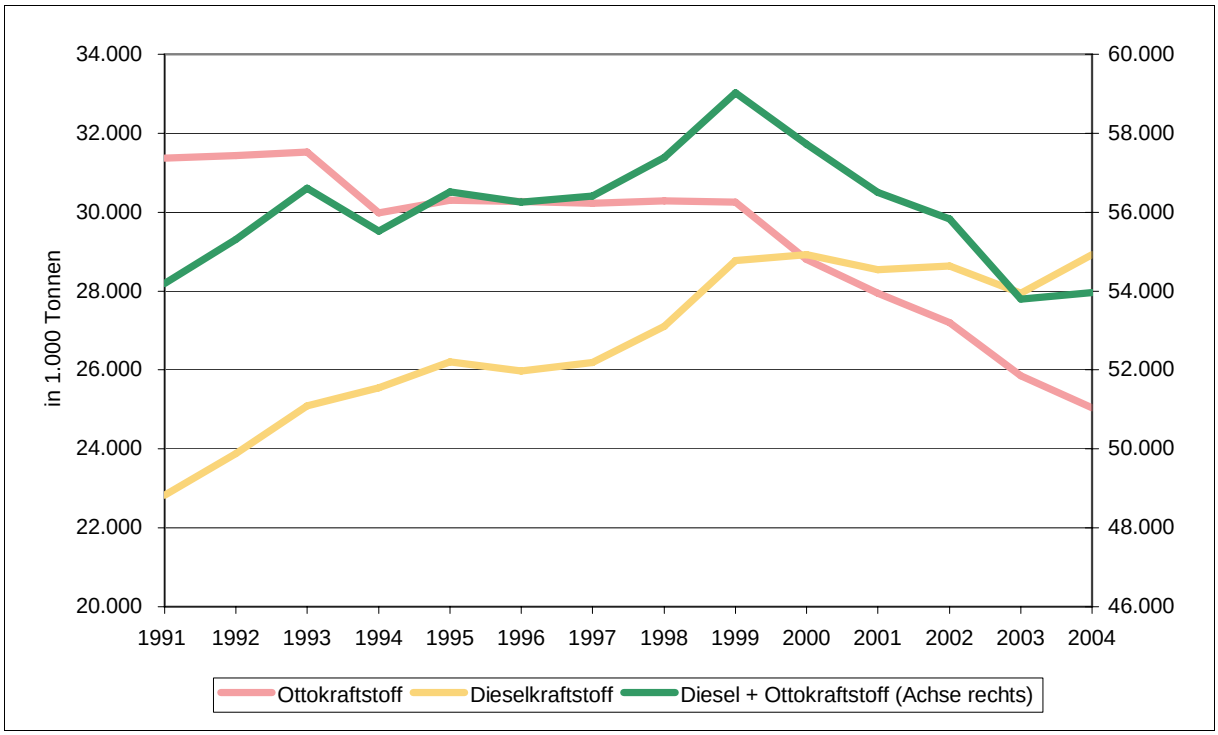
Ansatzpunkte für eine Reduktion des spezifischen Verbrauchs (d. h. Kraftstoffverbrauch je km) sind:

- die konsequente Entwicklung effizienterer Fahrzeuge als zentrales Instrument,
- ergänzt durch die Beeinflussung des Nachfrageverhaltens der Konsumenten (z. B. Verbraucherinformation) zugunsten effizienter Automobile und
- eine bessere Aufklärung über Einsparmöglichkeiten durch Kraftstoff sparendes Fahrverhalten.

Instrumente zur Verringerung des Verkehrsaufkommens sind:

- eine nachhaltige Raumordnungs- und Stadtentwicklungspolitik, die eine Philosophie der kurzen Wege verfolgt (d. h. räumliche Nähe von Arbeit, Wohnen, Einkaufen, Freizeit) sowie

- die Förderung alternativer, verbrauchsarmer Verkehrsträger (z. B. Bahnverkehr, ÖPNV, Fahrrad- und Fußverkehr).



Quelle: Mineralölwirtschaftsverband (2006).

Grafik 8: Inlandsabsatz Kraftstoffe in Deutschland

Der Schwerpunkt der Anstrengungen sollte dabei auf die Entwicklung und Verbreitung effizienterer Fahrzeuge (z. B. Hybridfahrzeuge) und neuer Kraftstoffe (z. B. BtL-Kraftstoffe) gelegt werden, da dies nicht nur der Versorgungssicherheit dienlich ist und die Umwelt schont, sondern auch zusätzliche Exportmärkte für die deutsche Automobilindustrie erschließen dürf-

te. Wasserstoffbetriebene Fahrzeuge[42] könnten ab 2020 eine marktrelevante Bedeutung erlangen.[43]

c) Stromverbrauch.

Der dritte wichtige Anknüpfungspunkt zur Verbesserung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite ist eine effektivere Stromanwendung. Inzwischen sind knapp 20 % des deutschen Endenergieverbrauchs dem Stromsektor zuzurechnen; Tendenz steigend (1991: 17,2 %, 2004: 19,7 %). Diesen Trend gilt es zukünftig umzukehren oder zumindest abzuschwächen!

Der mit Abstand größte Stromverbraucher ist die Industrie, die knapp die Hälfte des gesamten Strombedarfs auf sich vereint (Graphik 9).[44] Innerhalb des Industriesektors entfallen wiederum rund Zweidrittel (165 TWh) des Verbrauchs auf elektrische Antriebe. Gelänge es also die Effizienz der **elektrischen Antriebe** zu verbessern, könnten enorme Strommengen eingespart werden.

Der Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. geht davon aus, dass sich allein durch den verstärkten Einsatz von Energiesparmotoren und elektronischen Drehzahlregelungen der jährliche Stromverbrauch der Industrie um rund 28 TWh reduzieren ließe. Bezogen auf den Gesamtstromverbrauch entspräche dies einer Einsparung von 5 %. Obwohl die Einsparmaßnahmen in der Regel eine Amortisationszeit von weniger als 3 Jahren aufweisen, werden sie bisher nur zögerlich umgesetzt. Gründe hierfür sind häufig Unwissenheit sowie mangelnde Verantwortlichkeit für die entstehenden energiebedingten Betriebskosten seitens der Investitionsentscheider.[45]

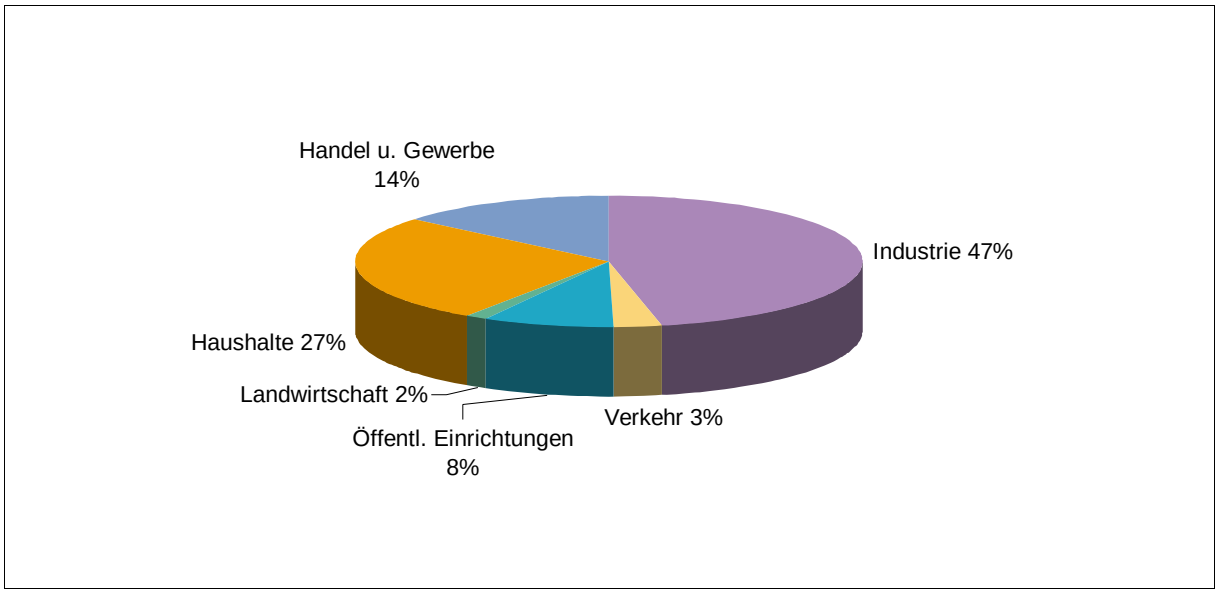
---

[42] Prinzipiell kann Wasserstoff entweder direkt in Verbrennungsmotoren oder mit höherer Effizienz in Brennstoffzellen eingesetzt werden. In der Brennstoffzelle wird die chemische Energie der Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff in elektrische Energie und Nutzwärme umgewandelt. Wasserstoff ist allerdings nur ein Energiespeicher, der beispielsweise unter Einsatz von Strom durch Elektrolyse gewonnen wird. Woher wiederum die Energie zur Stromerzeugung stammt bleibt dabei offen. Umweltverträglich wäre diese Alternative, wenn der Strom zuvor aus erneuerbaren Energien (z. B. Offshore-Windkraft) erzeugt würde. Eine weitere Option der Wasserstoffherstellung könnte zukünftig die Kohlevergasung (in sog. IGCC-Kraftwerken) mit anschließender Verpressung des abgeschiedenen CO_2 im Erdreich darstellen. Heute wird der überwiegende Teil des Wasserstoffs noch aus Erdöl oder Erdgas gewonnen.

[43] Vgl. BMVBS, 2004, Die Kraftstoffstrategie – Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebe.

[44] Stromübertragungsverluste, Eigenverbrauch der Kraftwerke, Pumpstromverbrauch sowie Stromexport blieben unberücksichtigt.

[45] Vgl. ZVEI, 2006, Energiesparen mit elektrischen Antrieben – Einsparpotentiale in Milliardenhöhe.



Quelle: BMWi (2006).

Grafik 9: Stromverbrauch nach Verbrauchsgruppen, 527,7 TWh in 2004

Mit Blick auf den Haushaltssektor sowie Handel/Gewerbe existieren weitere kostengünstige Stromsparpotentiale. So könnte beispielsweise der spezifische Stromverbrauch von **Haushalts- und Bürogeräten** weiter gesenkt werden. Berechnungen von EWI/prognos haben ergeben, dass bis 2030 der spezifische, jährliche Stromverbrauch für die gängigen Geräte um 20 %-35 % verringert werden könnte (Tabelle 10). Ergänzend sind zunehmend energiesparende Stand-by-Schaltungen zu verwenden.

Tabelle 10: Entwicklung von Technikkomponenten* des spezifischen Verbrauchs p. a.

	2002	*2020*	*2030*	*2002-2030*
Kühlschrank	255 kWh/Gerät	192 kWh/Gerät	167 kWh/Gerät	-35 %
Waschmaschine	146 kWh/Gerät	112 kWh/Gerät	107 kWh/Gerät	-27 %
Wäschetrockner	273 kWh/Gerät	229 kWh/Gerät	207 kWh/Gerät	-24 %
Geschirrspüler	214 kWh/Gerät	183 kWh/Gerät	169 kWh/Gerät	-21 %
Farb-TV	165 kWh/Gerät	180 kWh/Gerät	134 kWh/Gerät	-19 %

* ohne Veränderung der Nutzungsintensitäten, ohne den Effekt zukünftig durchschnittlich kleinerer Haushalte und ohne Zweitgeräteeinfluss.

Quelle: EWI / prognos, eigene Berechnungen (2006).

Beachtliche Stromeinsparmöglichkeiten sind auch bei der **Beleuchtung** zu finden. Grundlage für die Erschließung dieses Potentials ist u. a. der verstärkte Einsatz von Energiesparlampen, die technisch ausgereift sind und bei gleicher Lichtausbeute etwa 80 % weniger Energie als eine klassische Glühbirne verbrauchen. Darüber hinaus lassen sich Einsparungen durch automatisches, vom Tageslicht abhängiges Dimmen erzielen. Auch sollte die in-

tensivere Nutzung des Tageslichts bereits beim Bau neuer Gebäude architektonisch berücksichtigt werden.[46]

3.4 Erhöhung der Energieeffizienz in den großen Verbrauchsländern.

Eine langfristig und umfassend angelegte Energiepolitik sollte sich neben dem heimischen Energiebedarf auch dem Energieverbrauch in den großen Industrieländern sowie den aufstrebenden Entwicklungs- und Schwellenländern zuwenden. Denn einen besonders dynamischen Anstieg des Weltprimärenergiebedarfs wird man gerade in jenen Ländern beobachten, die zukünftig sowohl auf eine rasch wachsende Bevölkerung als auch auf eine dynamische Wirtschaftsentwicklung verweisen können. Beides sind typische Charakteristika für zahlreiche Entwicklungs- und Schwellenländer, weshalb zukünftig der Grossteil des zusätzlichen Weltenergiebedarfs von diesen Ländern ausgehen wird, mit entsprechend negativen Konsequenzen für die Reichweite der fossilen Brennstoffe.

Besonders deutlich wird dies beim Erdöl. Hier entfallen über 70 % des für 2030 von der IEA prognostizierten Mehrverbrauchs auf die Entwicklungsländer. Beim Erdgas liegt der Anteil der Entwicklungsländer am zukünftigen Mehrverbrauch mit 55 % etwas niedriger (Tabelle 11). Folglich wird der Anstieg des globalen Primärenergiebedarfs nur dann nachhaltig zu dämpfen sein, wenn es zu einem grundlegenden Wandel der Energiepolitik sowohl in den Industriestaaten als auch in den Entwicklungs- und Schwellenländern kommt.

Deutschland sollte sich deshalb mit Nachdruck für eine Steigerung der Energieeffizienz sowie den intensivierten Einsatz erneuerbarer Energien gerade in diesen Ländern einsetzen. Hier könnte der Export zukunftsweisender deutscher Technologien einen wichtigen Beitrag leisten, denn dieser hilft, den Weltverbrauch fossiler Rohstoffe zu senken, schafft neue Arbeitsplätze in Deutschland und reduziert den globalen Treibhausgasausstoß.

[46] Vgl. EWI / prognos, 2005, Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030.

Tabelle 11: Entwicklung der globalen Erdöl- und Erdgasnachfrage

	2003		*2030*		*2003-2030*	
	*Erdöl**	*Erdgas***	*Erdöl**	*Erdgas***	*Erdöl*	*Erdgas*
OECD	47,0	1.436	55,1	2.061	+17,2 %	+43,5 %
Transformationsländer	4,2	637	6,2	925	+47,6 %	+45,2 %
Entwicklungsländer	25,0	636	50,9	1.803	+103,6 %	+183,5 %
- China	5,4	39	13,1	152	+142,6 %	+289,7 %
- Indien	2,5	28	5,2	98	+108,0 %	+250,0 %
Bunker	3,0	-	3,3	-	+10,0 %	-
Welt	79,2	2.709	115,4	4.789	+45,7 %	+76,8 %

* Mio. Barrel pro Tag.

** Mrd. m³ pro Jahr.

Quelle: IEA, eigene Berechnungen (2006).

3.5 Energieforschung als Querschnittsaufgabe.

Innovationen und neue Technologien sind ein zentraler Schlüssel zur Bewältigung der bisher genannten Herausforderungen. Die Themen rationelle Energienutzung und Umwandlung werden sich zukünftig über den traditionellen Energiesektor hinaus auf weite Bereiche der Volkswirtschaft (z. B. Automobilbau, Maschinenbau, Gebäudetechnik, Haushaltsgeräte, Landwirtschaft) erstrecken.

Nur wenn es Deutschland gelingt, seine weltweite Spitzenposition auf den Gebieten effiziente Energienutzung und Umwandlung zu verteidigen und/oder auszubauen, kann es die beschriebene Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern weiter reduzieren, den Klimaschutz voranbringen und sich gleichzeitig neue Exportmärkte erschließen.

Allein die weltweiten Investitionen im Energiesektor werden von der IEA für den Zeitraum 2004-2030 auf 17 Billionen USD (kumuliert) geschätzt, wobei rund die Hälfte auf die Entwicklungsländer entfällt.[47] Angesichts der drohenden Verknappung des Erdöls (und in begrenztem Umfang des Erdgases) wird in den nächsten Jahren eine zunehmende Substitution von Energie durch Kapital zu beobachten sein.

Damit Deutschland von diesem Trend profitiert, muss es seine Anstrengungen im Bereich der Energieforschung verstärken. Deshalb ist die im Rahmen des Energiegipfels am 3. April 2006 verkündete 30-prozentige Aufstockung der Bundesmittel für Energieforschung zu be-

[47] Vgl. IEA, 2005, World Energy Outlook 2005.

grüßen. Im Zeitraum 2006 bis 2009 wird die Regierung nun insgesamt 2 Mrd. EUR in neue Energietechnologien investieren. Allerdings sollte nicht übersehen werden, dass sowohl die USA als auch Japan schon heute deutlich höhere Beträge für die Energieforschung aufwenden (Tabelle 12).

Tabelle 12: Ausgaben für Energieforschung in Mio. USD (real 2001)

	1997	2004
USA	2.229,5	2.850,4
Japan	3.726,5	3.963,1
Deutschland	342,0	461,1

Quelle: BMWi (2006).

4. Schlussfolgerung.

Die zunehmende Verknappung der Erdöl- und Erdgasreserven, deren geographische Konzentration in wenigen und teilweise politisch instabilen Regionen sowie der stetig steigende Weltprimärenergieverbrauch werden die Preise für Erdöl- und Erdgas in den nächsten Jahrzehnten weiter in die Höhe treiben, wobei speziell bei Erdgas weniger die Verknappung, sondern vielmehr die zunehmende regionale Konzentration der Reserven problematisch erscheint.

Der daraus resultierenden Gefährdung der deutschen Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit gilt es, mit einer langfristig und umfassend angelegten Energiepolitik zu begegnen, ohne die Umweltverträglichkeit aus dem Blick zu lassen.

Eine zukunftsträchtige Energiepolitik sollte fünf zentrale Stoßrichtungen verfolgen:

- Erstens, übermäßige Abhängigkeiten von einzelnen Rohstofflieferanten gilt es zu vermeiden. Deutschland muss insbesondere bei Erdöl und Erdgas weiterhin auf eine breite **Diversifizierung der Bezugsregionen und Transportwege** achten. Darüber hinaus sollten gute und vertrauensvolle Beziehungen zu den wichtigsten Förder- und Transitländern unterhalten werden. Politische Krisen, welche die Rohstoffförderung oder deren Transport gefährden könnten, sind frühzeitig zu identifizieren und einzudämmen.

- Zweitens, hinsichtlich der Primärenergiebedarfsstruktur ist eine verstärkte **Substitution von Erdöl und ggf. Erdgas** einzuleiten. Dies sollte durch eine intensivierte Nutzung der erneuerbaren Energien insbesondere im Verkehrs- und Wärmesektor geschehen. Stein- und Braunkohlekraftwerke werden eine tragende Säule der Strom-

versorgung bleiben, wobei deren Umweltverträglichkeit durch eine konsequente Strategie der Wirkungsgradsteigerung sowie durch die Fortentwicklung der Technologie zur CO_2-Abtrennung und Speicherung gewährleistet werden könnte. Eine Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke ist politisch nicht gewünscht. Fusionskraftwerke stehen voraussichtlich frühestens in drei bis vier Jahrzehnten kommerziell zur Verfügung.

- Drittens, der **Primärenergiebedarf sollte insgesamt gesenkt werden**, um so die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren. Hierbei sind die Anstrengungen gleichermaßen auf die Steigerung der Energieeffizienz auf der Angebotsseite und der Nachfrageseite zu konzentrieren.
    - Die **Energieeffizienz auf der Angebotsseite** kann durch die Steigerung der Kraftwerkswirkungsgrade sowie den verstärkten Einsatz von KWK-Anlagen erreicht werden.
    - Die **Energieeffizienz auf der Nachfrageseite** ließe sich insbesondere durch die Erschließung ungenutzter Effizienzpotentiale im Wärmebereich, im Verkehrssektor sowie beim Stromverbrauch verbessern.
- Viertens, ist eine Erhöhung der **Energieeffizienz sowie der Ausbau erneuerbarer Energien insbesondere in den großen Industrieländern und den aufstrebenden Entwicklungs- und Schwellenländern** u. a. durch den Export moderner, effizienter Technologien anzustreben.
- Fünftens, die **Energieforschung** muss über den traditionellen Energiesektor hinaus auf weitere Bereiche der Volkswirtschaft (z. B. Automobilbau, Maschinenbau, Gebäudetechnik, Haushaltsgeräte, Landwirtschaft) ausgedehnt und intensiviert werden.

Wenn es gelingt, Deutschlands Energieversorgung rechtzeitig an die neuen Gegebenheiten anzupassen, dann wird auch in den kommenden Jahrzehnten eine sichere und verlässliche Bereitstellung von Energiedienstleistungen gewährleistet sein. Von dem bevorstehenden globalen Strukturwandel könnte die deutsche Industrie sogar profitieren. Grundvoraussetzung hierfür ist allerdings, dass sie die Technologien bereit hält, welche für die Bewältigung der kommenden Herausforderungen (Erdölverknappung, Klimawandel) notwendig sind.

Ansprechpartner: Max Wirsching: 069 7431-9476