

Neu, Axel Dietmar

Working Paper — Digitized Version

Der Beitrag des Naturgases zur globalen Energieversorgung seit 1950: Rückblick und Ausblick

Kiel Working Paper, No. 674

Provided in Cooperation with:

Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Neu, Axel Dietmar (1995) : Der Beitrag des Naturgases zur globalen Energieversorgung seit 1950: Rückblick und Ausblick, Kiel Working Paper, No. 674, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/47064>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Kieler Arbeitspapiere

Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 674

Der Beitrag des Naturgases zur globalen Energieversorgung seit 1950

- Rückblick und Ausblick -*

von

Axel D. Neu

Januar 1995



Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel
The Kiel Institute of World Economics

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 674

**Der Beitrag des Naturgases zur globalen
Energieversorgung seit 1950**

- Rückblick und Ausblick -*

von

Axel D. Neu

Januar 1995

589214

* Für Inhalt und Verteilung der Kieler Arbeitspapiere ist der jeweilige Autor allein verantwortlich, nicht das Institut.

Da es sich um Manuskripte in einer vorläufigen Fassung handelt, wird gebeten, sich mit Anregung und Kritik direkt an den Autor zu wenden und etwaige Zitate vorher mit ihm abzustimmen.

INHALTSVERZEICHNIS**Gliederung****Seite**

1. Der globale Energieverbrauch seit 1950: Erdgas als Nachzügler mit starker Expansion	1
2. Ressourcen und Reserven der fossilen Energieträger sowie ihre Verbrauchsstruktur	8
3. Globales Marktpotential des Erdgases: Veränderung der regionalen Struktur von Förderung und Verbrauch von Naturgas	13
4. Transportlogistik, internationaler Handel mit Naturgas sowie Struktur und Verflechtung der Erdgaswirtschaft	17
5. Energieträger, Marktsegmente, Wettbewerbsstrukturen und Preisentwicklungen	26
6. Umweltauswirkungen eines veränderten Beitrages von Erdgas zur Energieversorgung	39
7. Marktpotentiale des Erdgases, Bezugsquellen, Preise und Kosten: Einschätzungen und Aussichten	47

Verzeichnis der Schaubilder und Tabellen**Schaubilder:**

1 Globaler Energieverbrauch nach Primärenergieträgern in den Jahren 1950-1992	2
2 Globale Produktion und Ausfuhr der Primärenergieträger Kohle, Erdöl und Naturgas in den Jahren 1950-1992	3
3 Bestandteile der Erdgasförderung	6
4 Zur Entwicklung der Weltversorgung mit Erdöl und Erdgas: Förderung und Reserven	12
5 Regionale Verteilung der Weltförderung (netto) von Naturgas in den Jahren 1950-1992	15
6 Regionale Verteilung des Weltverbrauchs von Naturgas in den Jahren 1950-1992	16
7 Europäischer Erdgasverbund 1994	19
8 Für den Inlandsmarkt verfügbares Erdgas nach Verwendungsbereichen in der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre	28
9 Entwicklung ausgewählter Energiepreise in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1950-1993 in DM pro Tonne SKE	32
10 Durchschnittserlöse aus dem Gasabsatz der Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland nach Abnehmergruppen und Gasarten	33
11 Treibhausgase, Emissionsquellen und globaler Beitrag zum zusätzlichen Treibhauseffekt in den achtziger Jahren	41

12	Preise für ausgewählte Energieträger und Regionen von 1975-1993 in US-Dollar pro MBTU	53
----	--	----

Texttabellen:

1	Komponenten der globalen Bruttoförderung von Erdgas für ausgewählte Jahre	6
2	Weltvorräte von sicher gewinnbaren Reserven und geschätzten zusätzlichen Ressourcen an fossilen Primärenergieträgern - Stand 1.1.1988 -	10
3	Sicher gewinnbare Vorräte an fossilen Energieträgern nach Regionen und Reichweite der Vorräte - Stand 1993 -	10
4	Globale Produktion von Erdgas und internationaler Handel mit Erdgas nach Art der Übertragung von 1970-1993	19
5	Förderung, Verbrauch und Einfuhren von Erdgas nach der Herkunft und der Art der Übertragung in der Welt insgesamt sowie für ausgewählte Regionen im Jahr 1993	22
6	Produktion, Einfuhren und Ausfuhren sowie Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergieträgern in der Europäischen Union im Jahr 1992 - in RÖE und in vH ...	24
7	CO ₂ -Koeffizienten fossiler Energieträger	41
8	Tägliche Schadstoffemissionen eines neuen 450 MWe-Kraftwerkes in der Grundlast	44
9	Schadstoffemissions-Indikatoren zur thermischen Energienutzung in privaten Haushalten und bei gewerblichen Kleinverbrauchern	44
10	Schadstoffemissions-Indikatoren der industriellen Erzeugung von Elektrizität und Prozeßwärme	44
11	Schätzung des globalen Energieverbrauchs bis zum Jahr 2005 durch die Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Stand: 1992	49
12	Schätzung des globalen Energieverbrauchs bis zum Jahr 2010 durch die Internationale Energieagentur (IEA), Stand: 1994	51

Tabellen im Anhang:

A1	Globaler Energieverbrauch nach Primärenergieträgern in den Jahren 1950-1992	58
A2	Globale Produktion und Export der Primärenergieträger Kohle, Erdöl und Naturgas in den Jahren 1950-1992	59
A3	Regionale Verteilung der Weltförderung (netto) von Naturgas in den Jahren 1950-1992	60
A4	Regionale Verteilung des Weltverbrauchs von Naturgas in den Jahren 1950-1992	61
A5	Welthandel mit Erdgas nach Art der Übertragung 1993 ..	62
A6	Entwicklung ausgewählter Energiepreise in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1950-1993 in DM pro Tonne Steinkohleneinheiten	63

A7 Durchschnittserlöse aus dem Gasabsatz der Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland nach Abnehmergruppen und Gasarten 64

Literaturverzeichnis 65

Energie-Umrechnungsfaktoren und Maßeinheiten III

1. Energie-Umrechnungsfaktoren:

	kJ	kWh	kg SKE	kg RÖE
1 Kilojoule (kJ)	-	0,000278	0,000034	0,000024
1 Kilowattstunde (kWh)	3 600	-	0,123	0,086
1 kg Steinkohleneinheiten (SKE)	29 308	8,14	-	0,7
1 kg Rohöleinheiten (RÖE)	41 868	11,63	1,428	-
1 m ³ Erdgas > < (Naturgas):				
- Bundesrepublik Deutschland	35 169	9,7692	1,200	0,840
- UN/OECD/EU - Statistiken	39 021	10,8397	1,332	0,932

2. Maßeinheiten:

Kilo = **k** = 10³ = Tausend

Mega = **M** = 10⁶ = Million

Giga = **G** = 10⁹ = Milliarde

Tera = **T** = 10¹² = Billion

Peta = **P** = 10¹⁵ = Billiarde

Exa = **E** = 10¹⁸ = Trillion

1. Der globale Energieverbrauch seit 1950: Erdgas als Nachzügler mit starker Expansion.

Zu Beginn der fünfziger Jahre waren die festen Brennstoffe (Braun- und Steinkohle) noch die mit Abstand dominierenden Primärenergieträger, sie deckten gut 60 vH des globalen Bedarfs an kommerziellen Primärenergieträgern (*Schaubild 1*).

In den fünfziger und sechziger Jahren expandierte die internationale Erdgas- und Erdölwirtschaft weitaus stärker als die globale Nachfrage nach kommerziellen Energieträgern. Dieser Prozeß ging keineswegs mit einem absolut rückläufigen Verbrauch an festen Brennstoffen einher, im Gegenteil: Auch der Verbrauch dieses Primärenergieträgers erhöhte sich im Zeitverlauf, wenn auch mit einem deutlich moderateren Anstieg. Stärker noch als das Erdöl hat im Verlauf des betrachteten Zeitraums das Naturgas Marktanteile am globalen Primärenergieverbrauch hinzugewonnen: Es konnte im Verlauf der vier Dekaden seinen Marktanteil von knapp 10 vH zu Beginn der fünfziger Jahre bis zum Anfang der neunziger Jahre mit einem Anteil von gut 25 vH mehr als verdoppeln.

Deutliche Unterschiede bestanden bei den bislang betrachteten Primärenergieträgern während des gesamten Beobachtungszeitraums in Hinblick darauf, welcher Anteil der globalen Produktion des jeweiligen Primärenergieträgers für den Export gewidmet wird (*Schaubild 2*).

Bei den festen Brennstoffen ist der Exportanteil der globalen Produktion zwar im Zeitverlauf ansteigend; er erlangt aber auch gegen Ende des Beobachtungszeitraums mit gut 10 vH nur einen vergleichsweise niedrigen Wert. Beim Naturgas war der Exportanteil der globalen Produktion in den fünfziger und sechziger Jahren noch deutlich niedriger als bei den festen Brennstoffen; erst ab Beginn der siebziger Jahre nimmt der Exportanteil der globalen Produktion deutlich zu und übertrifft am Ende des Beobachtungszeitraums merklich jenen bei den festen Brennstoffen.

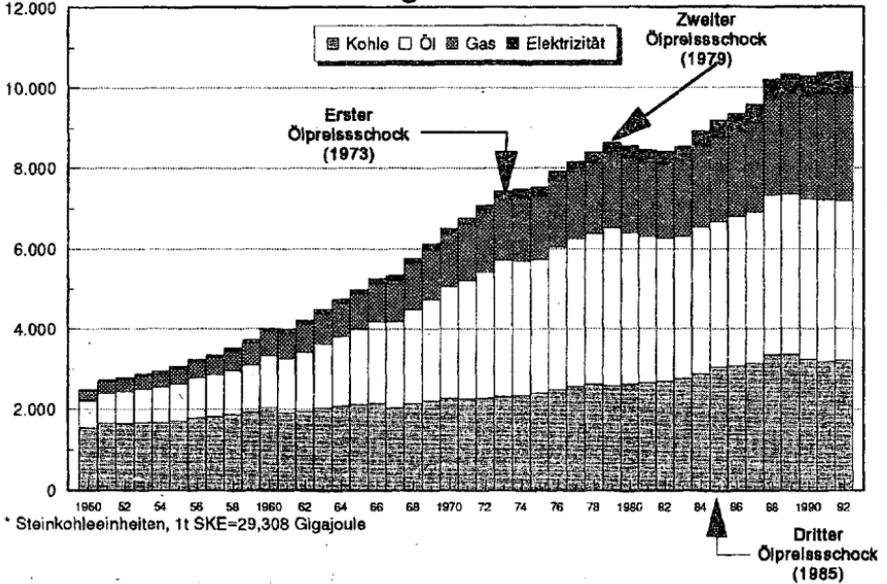
Deutlich höher und im Zeitverlauf noch ansteigend war in den fünfziger und sechziger Jahren der Exportanteil der globalen

Schaubild 1

Globaler Energieverbrauch nach Primärenergie-trägern in den Jahren 1950 - 1992

Mill t SKE*

Globaler Energieverbrauch in SKE*



vH

Globaler Energieverbrauch in vH

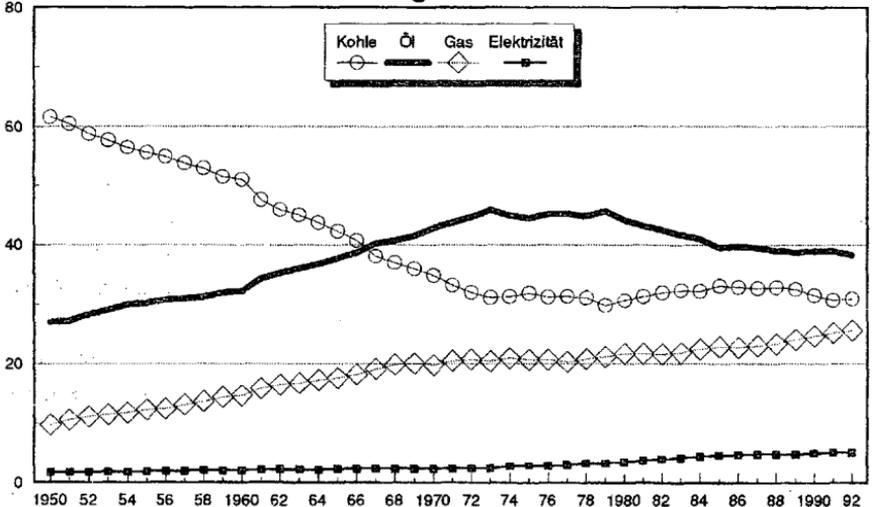
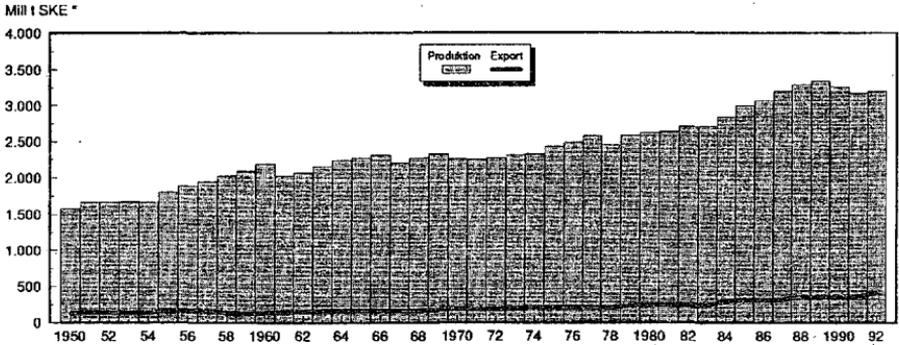


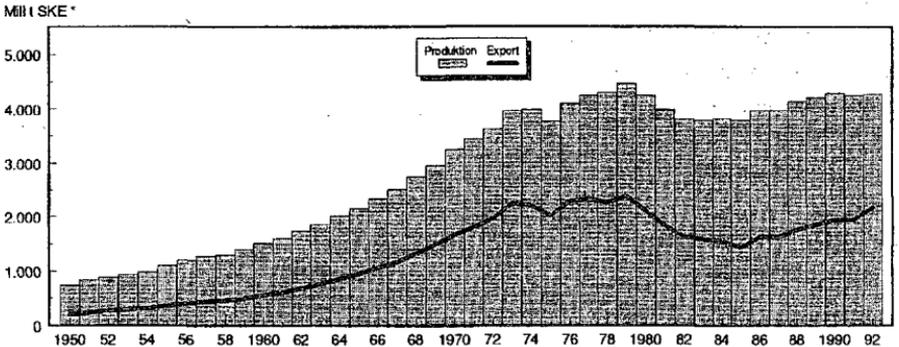
Schaubild 2

Globale Produktion und Ausfuhr der Primärenergieträger Kohle, Erdöl und Naturgas in den Jahren 1950 - 1992

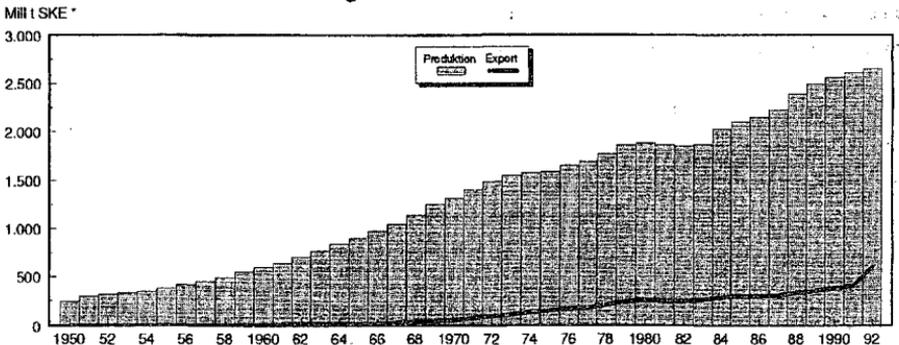
Kohle: Produktion und Ausfuhr



Erdöl: Produktion und Ausfuhr



Naturgas: Produktion und Ausfuhr



* Steinkohleinheiten, 1t SKE=29,308 GigaJoule

Rohölproduktion angesiedelt. Durch die starke Expansion der internationalen Erdölwirtschaft in den ersten beiden Dekaden hat sich die Außenhandelsintensität der globalen Produktion an kommerziellen Primärenergieträgern deutlich und nachhaltig erhöht. Durch diese nachhaltige Außenhandelsintensivierung der globalen Primärenergieproduktion ist der Einsatz von Primärenergie zunehmend zu einem "ubiquen Gut" geworden: Der Einsatz an Primärenergie entkoppelte sich zunehmend von der Region ihrer Gewinnung. Die Verfügbarkeit an Primärenergieträgern verlor so zunehmend eine mögliche Engpaßwirkung bei der ökonomischen und technischen Entwicklung von Wirtschaftszweigen und Volkswirtschaften. Der Beitrag der internationalen Erdölwirtschaft zur globalen Versorgung mit kommerziellen Energieträgern hat sich im Zeitverlauf nicht stetig entwickelt, sondern ist in deutliche Expansions- und Kontraktionsphasen unterscheidbar (Schaubild 1).

Eine ähnliche Entwicklung ist auch in der internationalen Erdgaswirtschaft zu beobachten, wengleich mit einer erheblichen Zeitverzögerung. Bis zum ersten Ölpreisschock Anfang der siebziger Jahre waren die jahresdurchschnittlichen Zuwachsraten des Erdölverbrauchs in etwa der gleichen Größenordnung angesiedelt wie der Erdgasverbrauch (Tabelle A 1); die Exportquote der Erdgasförderung blieb seit den fünfziger Jahren bis dahin vernachlässigbar gering (Tabelle A 2). Nach 1973 wandelt sich das Bild nachhaltig: Die Erdgasnachfrage steigt bis 1992 mit knapp 4 vH pro Jahr mehr als dreimal so stark wie die Nachfrage nach Erdöl und die Exportquote steigt deutlich; bis 1992 erreicht sie gut ein Fünftel (Tabelle A 2). Erdgas wurde demnach deutlich später als das Erdöl zu einem "ubiquen Gut", ist danach aber von einer sehr viel stärkeren Wachstumsdynamik als die Erdölnachfrage.

Allerdings ist bei dieser Einschätzung zu beachten, daß das Naturgas nur einen Teil der globalen und regionalen Gaswirtschaft darstellt und ein Gutteil des durch den verstärkten Naturgaseinsatz ausgelösten Substitutionsprozesses in der Gaswirtschaft selbst stattgefunden hat.

Nach der produktionstechnischen Herkunft, der physikalischen und chemischen Beschaffenheit sowie nach den vorrangigen

Absatzgebieten unterscheidet man in der Gaswirtschaft vorrangig die folgenden drei Gasfamilien: Naturgas, Gase aus Mineralölprodukten und Synthesegas [Dach, 1980, S. 606 f.; Brecht, 1981, S. 323 f.].

Naturgas

Die aufkommensmäßig bedeutsamste Gruppe ist heute die Familie der Naturgase. Neben Erdgas, das überwiegend aus Methan (CH_4) mit geringen Beimischungen von Äthan (C_2H_6) besteht, zählen hierzu auch die sogenannten Erdgasflüssigkeiten (Natural Gas Liquids = NGL). Neben den Flüssiggasen (Liquefied Petroleum Gas = LPG), bestehend aus verflüssigtem Propan (C_3H_8) und Butan (C_4H_{10}) sowie einem Gemisch dieser beiden Gase, sind hierin Kondensate enthalten. Darunter fallen das Pentan (C_5H_{12}), die schweren Kohlenwasserstoffe sowie Mischungen derselben (Schaubild 3).

Das Erdgas mit seinen "nassen" Bestandteilen kann sowohl als Erdölbegleitgas bei der Rohölgewinnung oder aus reinen Gasfeldern gewonnen werden. Die Durchmischung von Erdgas mit Erdgasflüssigkeiten ist vor allem in Nordamerika und den Förderregionen der OPEC recht häufig, während die Erdgasförderung in Westeuropa - bei weitaus größerer durchschnittlicher Fördertiefe - kaum von Erdgasflüssigkeiten begleitet (und demzufolge "trocken") ist.

Neben dem Erdgas aus Erdgasfeldern sowie in Form von Erdölbegleitgas bilden das Grubengas aus Kohlenbergwerken sowie das Klärgas aus Klärwerken eine weitere - wenn auch nicht sehr bedeutsame - Aufkommensquelle an Naturgas.

Gase aus Mineralölprodukten

Vorrangig nach der produktionstechnischen Herkunft sind von den Naturgasen die hergestellten Gase zu unterscheiden. Sie werden im Umwandlungsprozeß auf der Basis anderer Primärenergieträger erzeugt und dem Endenergieverbrauch als Sekundärenergie zugeführt. Das bedeutsamste Aufkommen an hergestelltem Gas stellen im weltweiten Maßstab die Gase aus Mineralölprodukten, welche in der Mineralölwirtschaft bei der Raffination des Rohöls als

Tabelle 1 - Komponenten der globalen Bruttoförderung von Erdgas für ausgewählte Jahre (Mrd. m³)

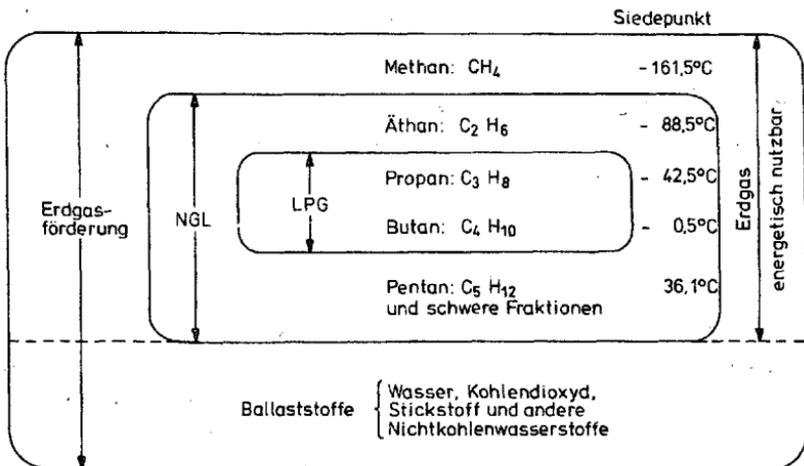
Jahr	Brutto- produktion (1)	zurückge- preftes Erdgas (2)	abge- fackeltes Erdgas (3)	verwertbares Aufkommen (4)	Verwer- tungsrate in vH (5)	andere Verluste (a) (6)	marktfähiges Aufkommen (7)
1960	613,6	72,2	75,9	465,5	75,9	20,3	445,2
1970	1 330,3	84,9	160,8	1 084,7	81,5	44,5	1 040,1
1975	1 566,7	77,9	173,2	1 315,6	84,0	52,2	1 263,4
1980	1 854,7	112,9	164,2	1 577,6	85,1	58,5	1 519,1
1981	1 872,4	132,7	126,1	1 613,6	86,2	68,3	1 545,3
1982	1 871,6	148,8	111,1	1 611,7	86,1	66,7	1 545,0
1983	1 883,5	155,6	98,8	1 629,1	86,5	79,5	1 549,6
1984	2 030,1	166,5	99,8	1 763,8	86,9	84,9	1 678,9
1985	2 105,0	171,1	103,4	1 830,5	87,0	88,2	1 742,3
1986	2 161,5	176,3	102,0	1 883,2	87,1	94,2	1 789,0
1987	2 274,9	200,2	94,0	1 980,7	87,1	99,9	1 880,8
1988	2 380,5	218,2	95,3	2 067,0	86,8	106,3	1 960,7
1989	2 464,8	219,2	107,3	2 138,3	86,8	109,2	2 029,1
1990	2 525,5	234,5	110,2	2 180,8	86,4	109,6	2 071,2
1991	2 605,4	249,6	131,7	2 224,1	85,4	115,1	2 109,0
1992	2 598,3	264,7	110,8	2 222,8	85,6	117,1	2 105,7
1993	2 663,4	278,0	106,0	2 279,4	85,6	121,1	2 158,3

(a) Volumensverluste infolge der Gasaufbereitung zur Reinigung des Rohgases und Abspaltung von Flüssiggaskomponenten.

Quelle: Cedigaz (Hrsg.), Natural Gas in the World. 1994 Survey. Paris 1994, S. 26 - Eigene Berechnungen.

Schaubild 3

Bestandteile der Erdgasförderung



Kuppelprodukte anfallen. Die hierbei gewonnenen Gase bestehen aus einem Gasgemisch, dem Raffineriegas, sowie aus den Flüssiggasen (Propan und Butan). Die Flüssiggase aus dem Raffinerieprozeß unterscheiden sich vom LPG der Erdgasflüssigkeiten nicht durch ihre Beschaffenheit, sondern lediglich durch ihre Herkunft im produktionstechnischen Zusammenhang.

Synthesegase

Einen deutlichen Unterschied in der Beschaffenheit zu den Naturgasen weist die dritte Gasfamilie der sogenannten Synthesegase auf. Sie werden durch Prozesse der Kohleveredelung wie Schwelung (Vergasung unter Luftabschluß bei langsamer Erhitzung mit Wasserdampf) gewonnen und bestehen aus einem Gemisch aus (giftigem) Kohlenmonoxid und Wasserstoff bei geringen Anteilen von Methan sowie Ballaststoffen. Der Bereich der Synthesegase umfaßt vor allem die Kokerei- und Stadtgase; ihr kalorischer Brennwert ist - bezogen auf eine Volumeneinheit - nur etwa halb so hoch wie der von Erdgas (Methan).

Die Synthesegasherstellung bildete bis Mitte der sechziger Jahre in Westeuropa die Ausgangsbasis der Gaswirtschaft, und als Vergasungstechnologien standen - oder stehen - etwa 35 Verfahren zur Verfügung. Seitdem ist dieser Rohstoff der Gasdarbietung bis Anfang der achtziger Jahre in der öffentlichen Gaswirtschaft Westeuropas fast vollständig durch Erdgas ersetzt worden [Brecht, 1981, S. 335 f.]. Ein derartiger Prozeß der Umstellung vollzieht sich derzeit auch in der Gaswirtschaft der neuen Bundesländer seit 1990, allerdings mit erheblich beschleunigtem Tempo, nicht zuletzt wegen des erheblichen Preisnachteils von Stadtgas [Neu, 1992]. Dies wird in Kapitel 5 noch etwas ausführlicher erörtert.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied der Erdgasförderung im Vergleich zur Rohölförderung besteht darin, daß eine Diskrepanz zwischen der Bruttoförderung und der verwertbaren **Nettoförderung** des Naturgases besteht. Bei feuchten Erdgasquellen wird das Erdölbegleitgas zu einem Gutteil zur Streckung der Ergiebigkeit der Rohölvorkommen reinjiziert: Daß im Rohöl enthaltene Gas erhöht den Druck und verringert die Viskosität des Rohöls, wodurch die Ergiebigkeit der Förderung teils erheblich erhöht

wird. Soweit in den Rohölfördergebieten eine vermarktungsfähige Infrastruktur für das Erdölbegleitgas fehlt, wird dieses über den Reinjektionsbedarf hinaus ohne weitere Nutzung "abgefackelt". Es hat hier den Charakter eines Ballaststoffes.

Die einzelnen Komponenten der globalen Bruttoerdgasförderung seit den sechziger Jahren sind aus *Tabelle 1* ersichtlich. Demnach hat sich der Anteil des zurückgepreßten Erdgases an der Bruttoförderung von zunächst über 10 vH in den siebziger Jahren fast halbiert; er hat sich dann aber in den achtziger Jahren wieder erhöht und seit Beginn der neunziger Jahre auf einem Niveau von etwa 10 vH der Bruttoförderung stabilisiert (*Tabelle 1*).

Kontinuierlich vermindert hat sich hingegen der Anteil des abgefackelten Erdgases von ursprünglich über 12 vH der Bruttoförderung auf knapp 4 vH zu Ende der achtziger Jahre; Anfang der neunziger Jahre erhöhte er sich kurz auf 5 vH, fiel dann aber wieder rasch auf 4 vH zurück (*Tabelle 1*). Die Verluste durch Abfackelung konzentrieren sich zwar nach wie vor auf die OPEC-Länder, doch konnten auch dort die Abfackelungsverluste von 63 vH im Jahr 1973 bis 1992 auf knapp 14 vH reduziert werden [OPEC, 1992, S. 56]. Die Bewertung der Erdgasressourcen und ihrer Vorräte ist demnach auch abhängig vom Stand der Fördertechnik und damit verbunden der Vermarktungsfähigkeit von Erdölbegleitgas.

2. Ressourcen und Reserven der fossilen Energieträger sowie ihre Verbrauchsstruktur

Eine international einheitliche Definition von Energieressourcen und Reserven gibt es bislang noch nicht; allein schon aus diesem Grunde weichen die in der Literatur auffindbaren Angaben zum Teil recht erheblich voneinander ab.

Die nachfolgend dargestellten Angaben über Schätzungen des Umfangs und der Reichweite der Ressourcen und Reserven an fossilen Energieträgern basieren auf den zuletzt veröffentlichten

Zahlen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover [BGR, 1989].

Dabei werden die insgesamt abbaubaren und gewinnbaren Ressourcen an fossilen Primärenergieträgern unterschieden in:

- **"Sicher gewinnbare Reserven"**. Es ist dies jener Anteil an den Gesamtressourcen eines fossilen Energieträgers, der nachgewiesen ist und mit gegenwärtig beherrschter Technik wirtschaftlich gefördert werden kann.
- **"Geschätzte zusätzliche Ressourcen"**. Hiermit wird jener Teil der Gesamtressourcen bezeichnet, der zwar noch nicht entdeckt, aber geologisch möglich und unter der Voraussetzung eines akzeptablen Preisniveaus förderbar ist.

In der weiten Fassung der Gesamtressourcen an fossilen Energieträgern betragen diese knapp 11 Billionen t Steinkohleeinheiten (Tabelle 2, 1 t SKE = 29,308 Gigajoule). Es ist dies eine im Vergleich zur derzeitigen Produktion an fossilen Energieträgern von ca. 10 Mrd. t SKE imposante Zahl, denn diese Ressourcen würden, den heutigen Verbrauch zugrundegelegt, für mehr als tausend Jahre diesen Verbrauch abdecken können. Allerdings ist die Annahme einer Konstanz des Energieverbrauchs unrealistisch und läßt den Gesichtspunkt der Umweltverträglichkeit eines derartigen Verbrauchspfades außer acht (s. hierzu Abschnitt 6).

Von den Gesamtressourcen sind allerdings nur etwa 10 vH der Kategorie "sicher gewinnbare Reserven/Vorräte" zuordenbar, davon entfällt knapp die Hälfte auf die Kohlenwasserstoffe (Tabelle 2).

Hierbei sind die Vorräte an Ölschiefer etwa gleich hoch bewertet wie die Vorräte an konventionellem Rohöl, obgleich die Ausbeutung der Ölschiefer bei dem derzeitigen Preisniveau noch keineswegs die Schwelle der Wirtschaftlichkeit überschritten hat.

Bezieht man nur die konventionellen fossilen Energieträger in die Betrachtung ein (Tabelle 3, Stand 1993), so ergibt sich folgendes Bild:

Tabelle 2 - Weltvorräte von sicher gewinnbaren Reserven und geschätzten zusätzlichen Ressourcen an fossilen Primärenergieträgern - Stand 1.1.1988 -

Fossiler Energieträger	sicher gewinnbare Reserven		geschätzte zusätzliche Ressourcen		Vorräte insgesamt (Ressourcen)	
	Mrd. t SKE	vH	Mrd. t SKE	vH	Mrd. t SKE	vH
Feste Brennstoffe insges.	612	51,7	7 472	76,3	8 084	73,6
- Steinkohle	503	42,5	6 701	68,4	7 204	65,6
- Braunkohle	106	9,0	724	7,4	830	7,6
- Torf	3	0,3	47	0,5	50	0,5
Kohlenwasserstoffe insges.	571	48,3	2 323	23,7	2 894	26,4
- Erdöl	182	15,4	223	2,3	405	3,7
- Erdgas	146	12,3	300	3,1	446	4,1
- Ölschiefer	180	15,2	1 050	10,7	1 230	11,2
- Teersande	10	0,9	465	4,8	475	4,3
- Schweröl	53	4,5	285	2,9	338	3,1
Fossile Energieträger insgesamt	1 183	100,0	9 795	100,0	10 978	100,0

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover 1989. - Eigene Berechnungen.

Tabelle 3 - Sicher gewinnbare Vorräte (a) an fossilen Energieträgern nach Regionen und Reichweite der Vorräte (b) - Stand 1993 -

Region	Kohle	Erdöl	Erdgas	Insgesamt
- in vH vertikal -				
Westeuropa	6,3	1,5	3,8	5,2
darunter:				
Europäische Union	6,0	0,5	2,4	4,5
Osteuropa	6,6	0,2	0,4	4,6
Vormalige UdSSR	21,1	5,8	38,9	21,1
Afrika	7,9	6,0	7,4	7,5
Naher Osten	0,0	66,0	31,2	15,7
Nordamerika	26,8	3,0	5,6	19,6
Lateinamerika	1,3	13,0	5,9	4,0
VR China	12,0	2,4	1,0	8,8
Sonst. Asien	10,0	1,9	5,4	8,0
Australien	8,0	0,2	0,4	5,6
darunter:				
OPEC-Länder	0,1	76,5	40,3	12,4
Welt insgesamt				
- Mrd. t SKE	786,4	195,5	170,4	1 152,3
- in vH horizontal	68,2	17,0	14,8	100,0
- Reichweite	236,0	43,1	64,9	115,8
(a) Wirtschaftlich gewinnbare heute bekannte Vorräte beim heutigen Stand der Technik. - (b) Vorräte nach (a) in Relation zur Förderung eines Jahres = statische Reichweite.				

Quelle: BP (Hrsg.), Statistical Review of World Energy, lfd. Jgg. - Oil and Gas Journal, lfd. Jgg. - Eigene Berechnungen.

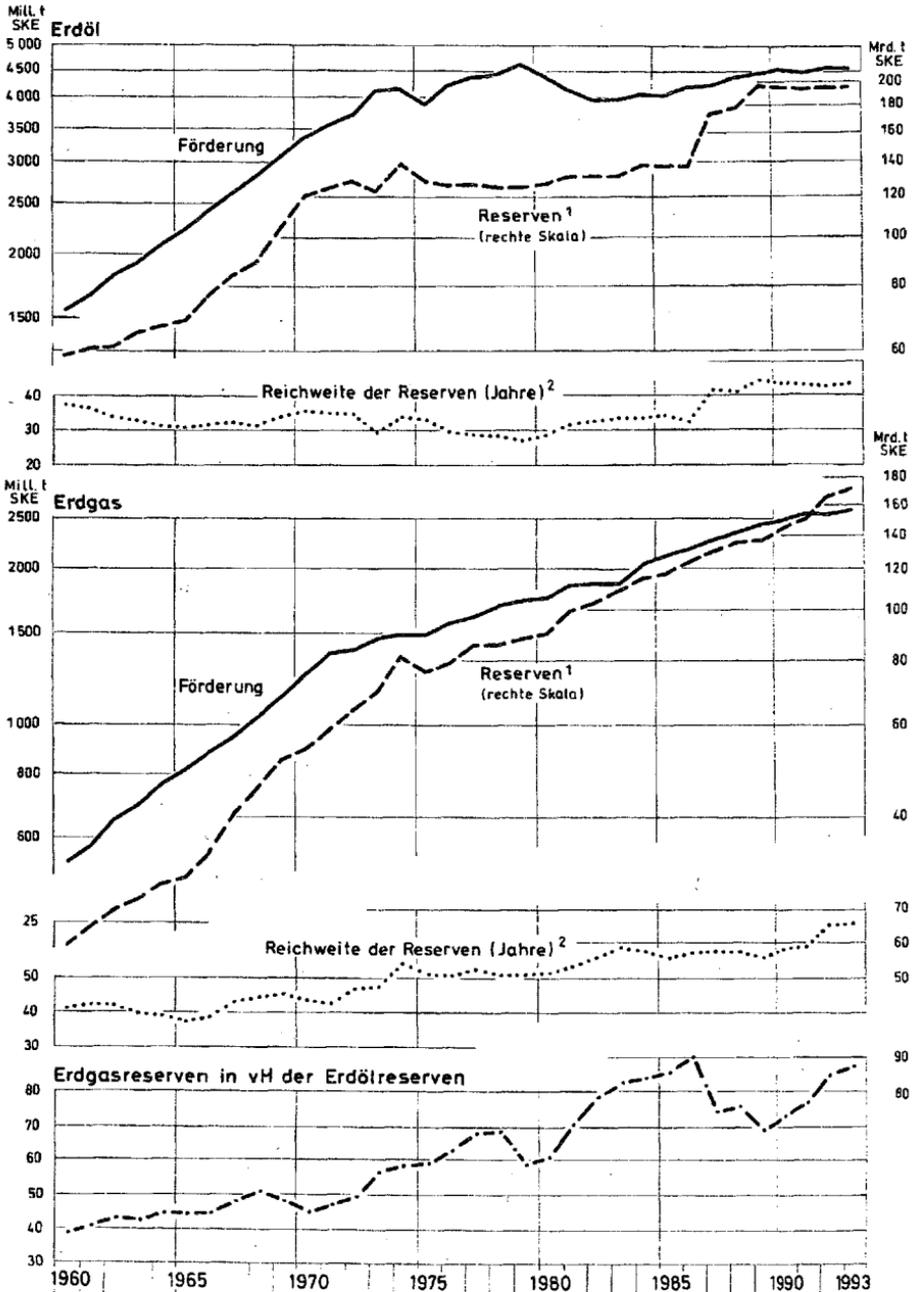
- Gut zwei Drittel dieser Vorräte entfallen auf die festen Brennstoffe, nur knapp ein Drittel auf die Kohlenwasserstoffe.
- Die statische Reichweite der Vorräte an festen Brennstoffen beträgt gut 200 Jahre, beim Rohöl 43 Jahre und beim Erdgas sogar knapp 65 Jahre. Die Reichweite dieser Gesamtressourcen beträgt gut 100 Jahre.
- Bei den Kohlenwasserstoffen besteht beim Erdöl eine hohe regionale Konzentration auf die OPEC-Länder, die knapp zwei Drittel der globalen Ölressourcen auf sich vereinigen. Auch beim Erdgas verfügen die OPEC-Länder über den größten regionalen Ressourcenanteil; aber die regionale Verteilung dieser Energieressource ist weitaus ausgewogener als beim Erdöl.

Allerdings ist die statische Betrachtung nur das halbe Bild: Die Bewertung der sicher gewinnbaren Vorräte unterliegt im Zeitverlauf bedeutsamen Änderungen; für die Kohlenwasserstoffe Erdöl und Erdgas ist diese Entwicklung beginnend mit dem Jahr 1960 in *Schaubild 4* dargestellt.

Hierbei zeigen sich die folgenden Entwicklungstendenzen:

- Die Bandbreite der statischen Reichweite der Rohölreserven schwankt von 1960 bis 1993 von knapp 30 bis gut 40 Jahren; Anfang der neunziger Jahre liegt sie mit etwa 43 Jahren deutlich höher als mit etwa 35 Jahren zu Beginn der sechziger Jahre.
- Die Bandbreite der statischen Reichweite der Erdgasreserven schwankt von 1960 bis 1993 von knapp 40 bis gut 60 Jahren; Anfang der neunziger Jahre liegt sie mit etwa 65 Jahren deutlich höher als bei gut 40 Jahren zu Beginn der sechziger Jahre.
- Der Koeffizient der Erdgasreserven in vH der Erdölreserven (unterster Quadrant in *Schaubild 4*) hat sich von etwa 40 vH zu Beginn der sechziger Jahre bis zu Beginn der neunziger Jahre mit über 80 vH mehr als verdoppelt.

Zur Entwicklung der Weltversorgung mit Erdöl und Erdgas: Förderung und Reserven



¹Nachgewiesene Reserven nach heutigem Stand wirtschaftlich gewinnbar, Reserven jeweils Stichtag 31. Dezember des betreffenden Jahres. - ²Relation von Reserven zur Förderung.



Diese auf den ersten Blick recht erstaunliche relative Konstanz der statischen Reichweite bei den Kohlenwasserstoffen Erdöl und Erdgas beruht im wesentlichen auf einem einfachen produktionswirtschaftlichen Zusammenhang [Erdmann, 1992, S. 30 f.]: Die von den Förderunternehmen gehaltenen und ausgewiesenen Reserven können als Lagerbestand an Vor- und Zwischenprodukten interpretiert werden, zu dessen Erwerb und Unterhaltung Investitionsmittel aufgewendet werden müssen. Aus den hieraus folgenden Wirtschaftlichkeitsüberlegungen sind die Förderunternehmen bestrebt, den Explorationsaufwand nur soweit voranzutreiben, daß in etwa das für die langfristige Unternehmensplanung erforderliche Polster an Reserven zur Verfügung steht. Der so definierte Planungshorizont umfaßt ein Zeitintervall von 30 - 40 Jahren.

Zusammenfassend läßt sich somit feststellen, daß die Erdgasreserven trotz verstärkt zunehmenden Erdgasverbrauchs im Vergleich zu den Erdölreserven erheblich an Umfang zugenommen haben und sich die statische Reichweite der Erdgasreserven in den letzten Dekaden deutlich erhöht hat.

Einem verstärkten Einsatz von Erdgas stünden demnach von der Ressourcen- und Reservelage her keine Restriktion entgegen.

Dies gilt freilich nur bei globaler Betrachtungsweise. Wie bereits erwähnt, ist das Erdgas erst relativ spät zu einem ubiquen Gut geworden.

Dies offenbart sich auch deutlich bei einer regionalen Differenzierung von Förderung und Verbrauch des Erdgases im Zeitverlauf.

3. Globales Marktpotential des Erdgases: Veränderung der regionalen Struktur von Förderung und Verbrauch von Naturgas

Zu Beginn der fünfziger Jahre waren Förderung und Verbrauch von Erdgas im globalen Maßstab noch zu über 90 vH auf Nordamerika konzentriert. Da die Erdölgewinnung dort - bei einem Anteil an der globalen Rohölförderung von über 50 vH zu Beginn der

fünfziger Jahre [Neu, 1994, S. 14] - häufig mit Erdölbegleitgas verbunden war, entwickelte sich dort zuerst eine auf Naturgas basierende Gaswirtschaft.

Von den fünf betrachteten Weltregionen in den *Schaubildern 5 und 6* ist zu Beginn der fünfziger Jahre nur Osteuropa einschließlich der vormaligen UdSSR von herausragender Bedeutung.

Bis Mitte der sechziger Jahre entsprach die regionale Struktur der Weltförderung an Erdgas weitgehend der regionalen Struktur des globalen Welterdgasverbrauchs. Danach werden die Regionen

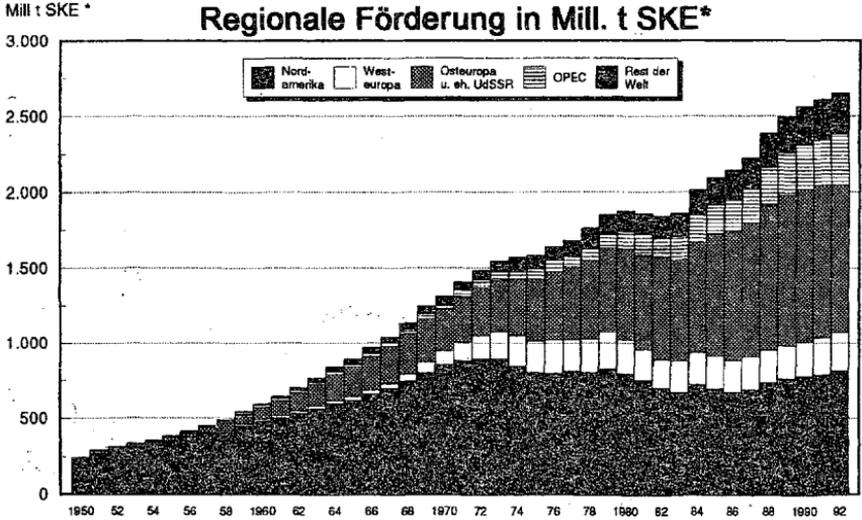
- Nordamerika
- Westeuropa
- die übrige Welt

zunehmend zu Nettoimportregionen an Erdgas, wobei im Kreis der übrigen Welt Japan fast ausschließlich Importland ohne eigene Naturgasförderung ist. Als Nettoexportregionen treten ab Mitte der sechziger Jahre zunehmend Osteuropa einschließlich der ehemaligen UdSSR sowie die OPEC-Länder in Erscheinung. Am Ende des Beobachtungszeitraums importierten 1992 die Weltregionen Nordamerika gut 5 vH, Westeuropa etwa ein Drittel und der Rest der Welt knapp ein Fünftel des jeweiligen Verbrauchs aus Erdgasquellen außerhalb dieser Regionen. Hierbei sind nicht jene Mengen einbezogen, die innerhalb dieser Regionen gehandelt wurden. Die Weltregion Osteuropa einschließlich der ehemaligen UdSSR exportierte 1992 gut 5 vH ihrer Erdgasförderung an Abnehmer außerhalb dieser Region, deutlich weniger als die OPEC-Länder, die 1992 fast 53 vH ihrer Netto-Erdgasförderung exportierten. Hierbei ist allerdings zu beachten, daß 1992 in den OPEC-Ländern noch knapp 14 vH der Bruttoproduktion abgefackelt worden ist. Diese nutzlose Verwertung des Erdgasaufkommens entsprach 1992 gut einem Drittel aller Erdgasexporte der OPEC-Länder an Empfänger außerhalb dieser Region.

Bezogen auf das Jahr 1992 ergibt sich für die fünf betrachteten Weltregionen folgende Verteilung an Reserven, Förderung, Verbrauch und statischer Reichweite:

Schaubild 5

Regionale Verteilung der Weltförderung (netto) von Naturgas in den Jahren 1950-1992



* Steinkohleeinheiten, 1t SKE=29,308 Gigajoule

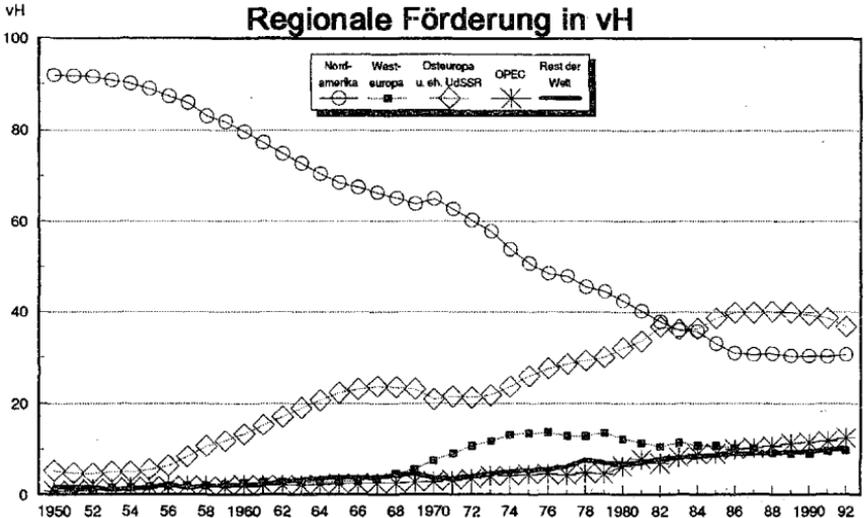
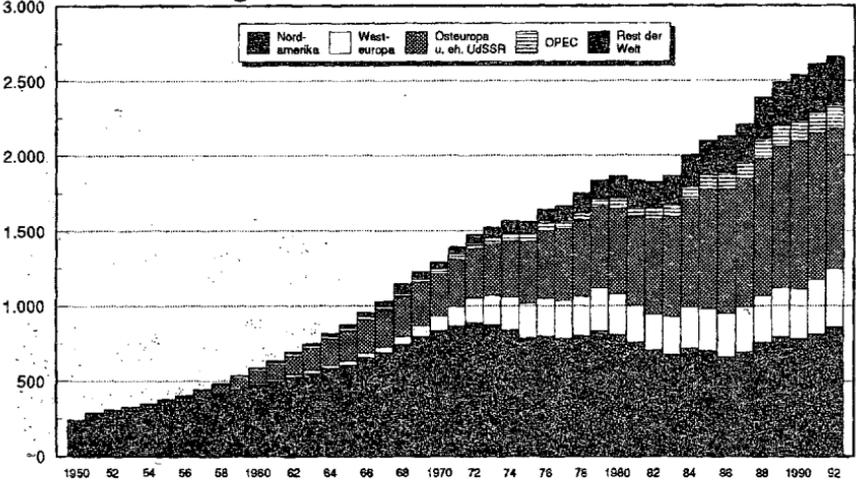


Schaubild 6

Regionale Verteilung des Weltverbrauchs von Naturgas in den Jahren 1950-1992

Mill t SKE *

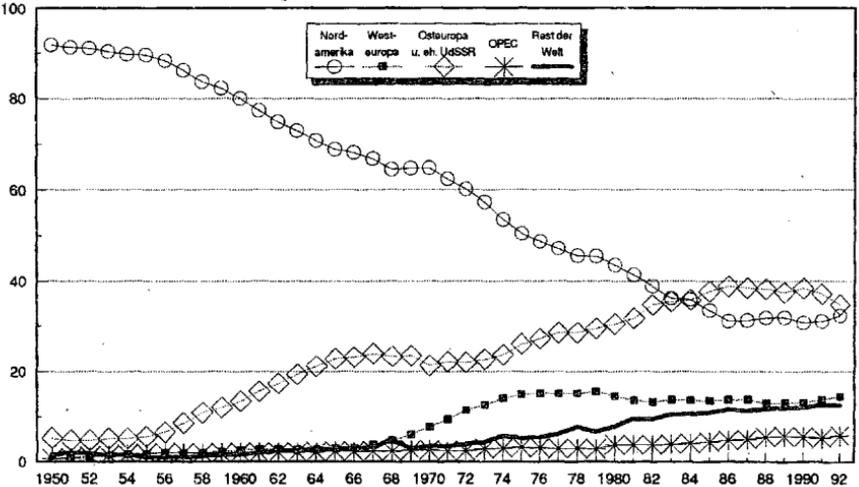
Regionaler Verbrauch in Mill. t SKE*



* Steinkohleeinheiten, 1t SKE=29,308 Gigajoule

vH

Regionaler Verbrauch in vH



	Anteile an der globalen			Reich- weite in Jahren
	Reserve	Förderung	Verbrauch	
Nordamerika	5,4	30,7	32,3	11
Westeuropa	3,8	9,7	14,5	26
Osteuropa u. vorm. UdSSR	40,2	36,8	34,8	71
OPEC	40,2	12,5	5,9	209
Rest der Welt	10,4	10,3	12,5	66
Welt insgesamt	100,0	100,0	100,0	65

Ein Vergleich dieser Werte zeigt deutlich, daß sich das Marktpotential der vorhandenen Reserven an Erdgas mittel- und langfristig nur dann entfalten kann, wenn die interregionalen Lieferungen zwischen diesen Regionen in erheblichem Umfang steigerungsfähig sind.

4. Transportlogistik, internationaler Handel mit Naturgas sowie Struktur und Verflechtung der Erdgaswirtschaft

Ein Vorteil der (konventionellen) Erdgasförderung gegenüber der Förderung von Rohöl besteht darin, daß im allgemeinen bei trockenen Lagerstätten ohne zusätzliche Maßnahmen über drei Viertel des in einer Lagerstätte vorhandenen Gases gefördert werden kann und mit zusätzlichen Hilfsmaßnahmen auch noch ein Gutteil des restlichen Viertels.

Erdgas gehört jedoch, anders als Erdöl, ebenso wie Elektrizität und Fernwärme, zu den **leitungsgebundenen Energieträgern**. Gegenüber Erdöl hat das Erdgas Nachteile bei dem Ferntransport, der Lagerung (Speicherung) und der Verteilung an Endabnehmer. Für den Ferntransport durch Pipelines und durch Lieferketten von verflüssigtem Naturgas (Liquefied Natural Gas - LNG) sind erhebliche Investitionen notwendig, die sich deutlich in der Aufteilung der Wertschöpfung niederschlagen. Während sich diese beim Rohöl zu etwa gleichen Teilen auf die Produktion, den Transport sowie die Aufbereitung (einschließlich Vermarktung)

verteilen, überwiegt beim Erdgas bei weitem der Aufwand für die Transportphase (vom Förder- zum Verbraucherland), der etwa 40-55 vH der Wertschöpfung in der gesamten Lieferkette beansprucht [Grathwohl, 1983, S. 134].

Bei Transportentfernungen über 3 000 km ist der Seetransport über LNG-Ketten kostengünstiger als der Pipelinetransport, vorausgesetzt, zwischen dem Förder- und Bezugsland existiert eine günstige Seewegverbindung. Dies ist für die Erdgaslieferungen von Rußland nach Westeuropa im allgemeinen nicht der Fall. Die maritime Transporttechnologie mittels LNG-Ketten steht dem internationalen Erdgashandel seit 1964 zur Verfügung. Die LNG-Transportkette besteht aus drei Komponenten [Erdmann, 1992, S. 69 f.]:

- Verflüssigungsanlagen im Exportland (Abkühlung des Erdgases auf -161°C , vgl. Schaubild 3, wodurch sich das Volumen des gasförmigen Zustandes auf $1/600$ reduziert);
- Einsatz von speziellen Transporttankern, von denen Ende 1991 [OPEC, 1992, S. 100 f.] 76 in Dienst gestellt waren (für den Erdöltransport standen zum Vergleich 3 177 Tanker zur Verfügung);
- Wiedervergasungsanlagen in den Verbraucherländern bei Bereitstellung spezieller LNG-Terminals.

Der thermische Aufwand für die Gasverflüssigung und Wiederverdampfung benötigt etwa ein Viertel der vom Lieferland bereitgestellten gasförmigen Exportmenge. Daneben wird noch Energieaufwand für den eigentlichen maritimen Transport benötigt, was allerdings auch für die übrigen festen und flüssigen Brennstoffe gleichermaßen zutrifft. Dies ist für die Erörterung der Umweltverträglichkeit alternativer fossiler Energieträger (Kapitel 6) nicht ohne Belang.

Der internationale Handel mit Erdgas expandierte von 1970 bis 1993 um jahresdurchschnittlich gut 9 vH, fast dreimal stärker als die globale Erdgasförderung, und am Ende des Berichtszeitraums erreicht der Erdgashandel gut 15 vH des (verwertbaren) globalen Erdgasaufkommens (Tabelle 4). Der Anteil des mit LNG-

Tabelle 4 - Globale Produktion von Erdgas und internationaler Handel mit Erdgas nach Art der Übertragung von 1970 - 1993

Jahr	Produktion (netto) Mrd. m ³	Exporte insgesamt		davon Übertragung durch:				
				Gasleitungen		LNG-Tanker		
		Mrd. m ³	vH Sp. 2	Mrd. m ³	vH Sp. 2	Mrd. m ³	vH Sp. 2	vH Sp. 3
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1970	1 040,9	45,7	4,4	42,9	4,1	2,7	0,3	5,9
1975	1 268,0	125,4	9,9	112,3	8,9	13,1	1,0	10,4
1980	1 524,6	201,0	13,2	169,6	11,1	31,3	2,1	15,6
1985	1 748,2	228,9	13,1	178,0	10,2	50,9	2,9	22,2
1988	1 967,1	265,4	13,5	204,9	10,4	60,5	3,1	22,8
1989	2 029,9	291,7	14,4	227,2	11,2	64,3	3,2	22,1
1990	2 126,8	305,8	14,4	233,5	11,0	72,3	3,4	23,6
1991	2 155,3	318,1	14,8	241,1	11,2	77,0	3,6	24,2
1992	2 168,9	334,5	15,4	253,6	11,7	80,9	3,7	24,2
1993	2 214,9	337,3	15,2	254,0	11,5	83,3	3,8	24,7
Jahresdurchschnittliche Änderungsraten in den Perioden (vH):								
1970/1993	3,3	9,1	-	8,0	-	16,1	-	-
1970/1985	3,5	11,3	-	10,0	-	21,6	-	-
1985/1993	3,0	5,0	-	4,5	-	6,4	-	-

Quelle: Cédigaz (Hrsg.), Natural Gas in the World. 1990 Survey. Paris 1990. - BP (Hrsg.), Statistical Review of World Energy, London, 14d. Jgg. - Eigene Berechnungen.

Schaubild 7



Tankern transportierten Erdgashandels hat sich bis Ende des Berichtszeitraums auf knapp ein Viertel erhöht.

Die regionale Aufteilung des Erdgashandels im Jahr 1993 nach Herkunfts- und Bestimmungsland und nach der Art der Übertragung ist aus *Tabelle A 5* ersichtlich.

Der Erdgashandel über Pipelines konzentriert sich, was sicherlich nicht zu überraschen vermag, auf Nordamerika (hohe Nettoeinfuhren der USA aus Kanada) sowie auf Westeuropa. Soweit darüber hinaus Erdgashandel in Erscheinung tritt, so handelt es sich hierbei fast ausschließlich um Erdgaslieferungen Rußlands an seine ehemaligen Comecon-Partnerländer in Europa mit einer Ausnahme: Von Nordafrika (Libyen) erfolgen Erdgaslieferungen durch Pipelines nach Italien. Deutlich anders stellen sich die Lieferstrukturen dar, wenn man den über LNG-Ketten abgewickelten Erdgashandel (*Tabelle A 5*, unterer Teil) betrachtet.

Wegen seiner geographischen Lage kann Japan nicht über Pipelines mit Erdgas aus anderen Herkunftsgebieten versorgt werden, ist es bei der Belieferung mit Erdgas vollständig auf LNG-Ketten angewiesen. Somit ist es nicht verwunderlich, daß Japan allein 1993 fast zwei Drittel des gesamten Erdgashandels mittels LNG-Ketten auf sich konzentrierte (*Tabelle A 5*). Gleichwohl ist der Anteil des Naturgases am Primärenergieverbrauch in Japan mit gut 11 vH [BP, 1994, S. 34] noch vergleichsweise gering.

Der größte Einfuhrmarkt des international gehandelten Erdgases sind aber mit großem Abstand die Mitgliedsländer der Europäischen Union. Sie konzentrieren 1993 auf sich mit 132,7 Mrd. m³ mehr als die Hälfte der durch Pipelines transportierten Erdgasausfuhren und immerhin auch fast ein Viertel der durch LNG-Ketten transportierten Erdgasexporte.

Die derzeitige **gaswirtschaftliche Infrastruktur** der Mitgliedsländer der Europäischen Union ist aus *Schaubild 7* ersichtlich. Der Nettoimportbedarf in Westeuropa wird im wesentlichen durch Erdgaslieferungen aus den Niederlanden, Dänemark und Norwegen sowie den Lieferanten Rußland und Algerien von außerhalb dieser Region abgedeckt. Mit diesen Bezugsquellen ist Westeuropa durch

Pipelines verbunden; mit den letztgenannten Lieferländern über transkontinentale Pipelines.

Spanien, Frankreich, Italien und Großbritannien verfügen bereits über einsatzbereite LNG-Empfangsterminals, in der Bundesrepublik Deutschland ist die Errichtung eines derartigen Empfangsterminals in Wilhelmshaven geplant und sein künftiger Ausbau bereits genehmigt.

Zusätzliche transkontinentale Erdgaspipelines sind von Marokko nach Spanien und von Minsk (Rußland) nach Berlin in Planung. Spanien wird im Osten auch an das westeuropäische Netz angeschlossen. Irland ist zwar nicht an den westeuropäischen Erdgasverbund angeschlossen, verfügt aber über eigene bereits erschlossene Erdgasvorkommen.

Ohne Anbindung an die westeuropäischen Erdgasverbindungen sind bislang die EU-Mitglieder Portugal und Griechenland. Portugal wird voraussichtlich an die geplante Pipeline aus Nordafrika nach Spanien eingebunden und Griechenland an das Liefernetz aus Rußland einbezogen.

Die Mitgliedsländer der Europäischen Union verfügen teilweise selbst über recht umfangreiche Erdgasvorräte (Tabelle 5). Dies gilt insbesondere für die Niederlande und für Großbritannien, das diese Vorräte allerdings mit einem extrem hohen Förderpfad nutzt. Über vergleichsweise kleinere Erdgasvorräte verfügen Dänemark (mit noch einem geringen Nutzungsgrad), Deutschland und Italien. Über keine nennenswerten heimischen Erdgasressourcen verfügen - nach derzeitigem Kenntnisstand - die EU-Mitgliedsländer Belgien, Griechenland, Luxemburg und Portugal.

Die Erdgasförderung der Mitgliedsländer der Europäischen Union betrug 1993 gut 200 Mrd. m³; dies hätte rechnerisch ausgereicht, um zwei Drittel des gemeinschaftlichen Erdgasverbrauchs von gut 300 Mrd. m³ abzudecken. Allerdings ist der Erdgasmarkt der Union kein geschlossener Markt: Einige Länder mit großen Reserven exportierten auch in Regionen außerhalb der Union und Mitgliedsländer der EU importierten auch Erdgas aus Bezugsquellen außerhalb dieser Region.

Tabelle 5 - Förderung, Verbrauch und Einfuhren von Erdgas nach der Herkunft und der Art der Übertragung in der Welt insgesamt sowie für ausgewählte Regionen im Jahr 1993

Land Region	Erdgas- reserven Mrd.m ³	Erdgas- förderung Mrd. m ³	Statische Reichweite Sp.2 : Sp.3	Erdgas- verbrauch Mrd. m ³	Erdgaseinfuhren		darunter in vH Sp.6:		Anteil Erdgas am PEV (1)
					Mrd. m ³	in vH Sp.5	aus EU- Ländern	aus LNG Liefer.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Belgien	...	0	-	11,1	11,1	100,0	41,4	38,7	17,4
Dänemark	197	4,5	44	2,8	-	-	-	-	11,6
Deutschland	231	18,3	13	81,9	68,0	83,0	40,3	-	17,8
Frankreich	32	3,2	10	33,1	29,5	89,1	15,3	30,5	12,5
Griechenland	1	0,1	10	0,1	-	-	-	-	0,4
Großbritannien	610	65,4	9	67,5	4,5	6,7	-	-	28,1
Irland	34	2,7	13	2,7	-	-	-	-	17,9
Italien	375	19,3	19	51,0	32,3	63,3	17,3	0,9	28,4
Luxemburg	...	-	-	0,6	0,6	100,0	100,0	-	13,7
Niederlande	1 930	88,1	22	48,5	3,2	6,6	-	-	42,7
Portugal	...	-	-	-	-	-	-	-	-
Spanien	22	0,7	31	6,3	5,6	-	-	100,0	6,3
Europäische Union	3 460	202,3	17	305,6	154,8	50,7	27,6	12,6	20,0
Finnland	...	-	-	3,1	3,1	100,0	-	-	12,0
Island	...	-	-	-	-	-	-	-	-
Norwegen	2 756	28,9	95	4,2	-	-	-	-	18,8
Österreich	20	1,5	13	6,6	5,4	81,8	5,6	-	25,0
Schweden	...	-	-	0,9	0,9	100,0	100,0	-	1,7
Schweiz	...	0	-	2,5	2,5	100,0	84,0	-	8,0
Westeuropa	6 236	232,7	27	322,9	166,7	51,6	27,6	11,7	18,9
Türkei	30	0,2	150	5,2	5,0	96,2	-	-	7,6
OECD Europa	6 266	232,9	27	328,1	171,7	52,3	26,8	11,4	18,4
Welt insgesamt	145 919	2 136,1	68	2 129,1	330,9	15,5	13,9	25,2	22,9

(1) Primärenergieverbrauch.

Quelle: IEA/OECD, Hrsg., Oil and Gas Information 1993. Paris 1994. - BP, Hrsg., Statistical Review of World Energy, June 1994. London 1994. - VIK, Hrsg., Statistik der Energiewirtschaft 1992/93. Düsseldorf 1993. - IEA, Hrsg., Natural Gas: Prospects and Policies. Paris 1991. - Eigene Berechnungen und Schätzungen.

Tatsächlich wurde der Erdgasverbrauch der Mitgliedsländer der Europäischen Union (Spalte 5 in Tabelle 5) etwa zur Hälfte durch Einfuhren abgedeckt; diese Einfuhren stammten gut zur Hälfte aus Erdgasausfuhren aus anderen Mitgliedsländern der Union. Knapp 13 vH der Einfuhren von Mitgliedsländern der EU stammten aus Bezugsquellen, deren Ausfuhren durch LNG-Ketten übertragen wurden.

Von den Gesamteinfuhren an Erdgas von Mitgliedern der Europäischen Union in Höhe von 154,8 Mrd. m³ entstammten 1993 27,6 vH aus anderen Mitgliedsländern (Tabelle 5). Die Gesamtausfuhren an Erdgas von Mitgliedsländern der Europäischen Union beliefen sich im gleichen Jahr auf 48,9 Mrd. m³ Erdgas; davon wurden knapp 92 vH in andere Mitgliedsländer der Europäischen Union geliefert.

Werden die gesamten Erdgaseinfuhren der Mitgliedsländer der Europäischen Union nach den Herkunftsländern differenziert, so ergibt sich für das Jahr 1993 folgendes Bild (in vH Einfuhranteil):

- Niederlande	26,7 vH
- Dänemark	0,6 vH
- Belgien	0,3 vH
- somit aus anderen EU-Ländern	27,6 vH
- Vormalige UdSSR	33,8 vH
- Algerien	19,7 vH
- Norwegen	17,5 vH
- Libyen	0,8 vH
- nicht spezifizierte Herkunft	0,5 vH
Nachrichtlich:	
- aus OPEC-Ländern	20,5 vH
- über LNG-Ketten	12,6 vH

Gut die Hälfte der Erdgaseinfuhren der Mitgliedsländer der Europäischen Union entstammen mithin aus Rußland und Algerien, beides Länder, über deren politische Stabilität man sicherlich sehr unterschiedlicher Auffassung sein kann.

Zur Abschätzung und Beurteilung der **Versorgungssicherheit** des Energiesektors in der Europäischen Union genügt es allerdings

nicht, nur auf einen Primärenergieträger abzustellen, denn Importregionen können nicht nur auf mittlere Sicht ihre Bezugsquellen wechseln, sondern die Primärenergieträger stehen auch untereinander in weiten Bereichen in Substitutionskonkurrenz.

Die Importabhängigkeit des Energiesektors (von Einfuhren aus Drittländern) der Europäischen Union im Jahr 1992 bei den wichtigsten Primärenergieträgern ist aus Tabelle 6 ersichtlich.

Tabelle 6 - Produktion, Einfuhren und Ausfuhren sowie Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergieträgern in der Europäischen Union (1) im Jahr 1992 - in 1000 t RÖE (2) und in vH -

Primärenergie-träger	Produktion		Einfuhr		Ausfuhr		Bruttoinlands-verbrauch (3)		Netto-Einfuhren (-) und Ausfuhren (+) Sp. (6) - Sp. (4)	
	1000 t RÖE	vH Sp. 2	1000 t RÖE	vH Sp. 4	1000 t RÖE	vH Sp. 6	1000 t RÖE	vH Sp. 8	1000 t RÖE	Sp.10 in vH Sp.8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Steinkohle	110 065	17,8	93 602	12,9	4 234	3,9	192 410	16,0	-89 368	-46,5
Braunkohle u. Torf	62 803	10,2	1 288	0,2	444	0,4	63 703	5,3	-844	-1,3
Rohöl	117 706	19,0	507 777	70,1	71 301	65,2	535 016	44,5	-436 476	-81,6
Naturgas	145 523	23,5	121 701	16,8	33 303	30,5	229 054	19,0	-88 398	-38,6
Wärme aus Kernkraftwerken	168 664	27,3	-	-	-	-	168 664	14,0	-	-
Andere Primärelektrizität	13 908	2,2	-	-	-	-	13 908	1,2	-	-
Primärenergie insgesamt	618 669	100,0	724 368	100,0	109 282	100,0	1 202 755	100,0	-615 086	-51,1

(1) 12 Mitgliedsländer; Bundesrepublik Deutschland einschließlich neuer Bundesländer. - (2) 1 t Rohöleinheiten = 41,868 Gigajoule. - (3) Einschließlich Lager- und Bestandsveränderungen.

Quelle: Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften, Hrsg., Energie - Jährliche Statistiken 1992. Brüssel; Luxemburg 1994: Eurostat. - Eigene Berechnungen.

Die Importabhängigkeit (von Einfuhren aus Drittländern) erreichte 1992 bei Steinkohle und Erdgas etwa 40 vH des Bruttoinlandsverbrauchs; bei Rohöl hingegen ist sie mit gut 80 vH fast doppelt so hoch angesiedelt.

Bei allen einbezogenen Primärenergieträgern erreicht die Importabhängigkeit als Gradmesser der Versorgungssicherheit in der Europäischen Union etwa gut die Hälfte des Bruttoinlandsverbrauchs (Tabelle 6). Die Importabhängigkeit des Primärenergieverbrauchs in der Europäischen Union hat sich im Verlauf der letzten Dekade von 44 vH auf gut 50 vH erhöht, nicht zuletzt infolge der angestiegenen Erdgaseinfuhren.

Diese Kennziffer ist allerdings mit großer Vorsicht zu interpretieren, und zwar nicht zuletzt aus den folgenden Gründen.

Zum einen wird die Stromerzeugung aus Kernenergie nach den Bewertungsregeln der Internationalen Energieagentur und von Eurostat als "quasi heimische" Energiequelle verbucht, obgleich nur ein Bruchteil der hierbei eingesetzten Uranressourcen wirklich aus heimischer Gewinnung entstammt. Nach den deutschen Buchungsregeln der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen wäre die Stromerzeugung aus Kernenergie proportional zum Importanteil der Uranressourcen als Importenergie zu verbuchen und somit der Grad der Importabhängigkeit in der Europäischen Union "eigentlich" deutlich höher.

Bei einem Beitritt Norwegens zur Europäischen Union per 1.1.1995 wäre der Selbstversorgungsgrad der Union bei Erdgas deutlich gestiegen. Norwegen hat diesen Beitritt aber, anders als die "Beitrittskandidaten" Österreich, Finnland und Schweden, per Volksabstimmung abgelehnt. An den tatsächlichen Liefer- und Bezugsstrukturen des Erdgasmarktes ändert dies für sich genommen aber nichts.

Abschließend ist die Frage zu erörtern, ob der Grad der Importabhängigkeit überhaupt ein sinnvoller Gradmesser für die Versorgungssicherheit eines Energiemarktes darstellt. Versorgungssicherheit als Schutz vor Versorgungsunterbrechungen ist prinzipiell mit mehreren Strategien und Instrumenten zu erreichen, wie beispielsweise durch strategische Vorrätslager [Neu, 1988].

Wird die Importabhängigkeit auf dem Energiesektor zum alleinigen Gradmesser der Versorgungssicherheit herangezogen, so hat das Ziel der Versorgungssicherheit dann eindeutig den auf Importenergien weisenden Aspekt einer Krisenvorsorge vor - aus welchen Gründen auch immer ausgelöst - Lieferunterbrechungen. Offen bleiben bei dieser Zielvorgabe die folgenden Fragen:

- Welche Prioritäten werden bei einem Zielkonflikt, etwa dem zwischen Versorgungssicherheit und Kostengünstigkeit wie im Falle heimischer Steinkohlenförderung, gesetzt?

- Gegen welches Krisenszenario will man sich absichern, welche Wahrscheinlichkeiten im Hinblick auf den Eintritt dieses Versicherungsfalls sind realistisch und in welchem Umfang will man den schädlichen Folgen dieses Ereignisses vorbeugen?
- Wenn mehrere Instrumente einer Krisenvorsorge zur Verfügung stehen, ist dann jene Strategie zu wählen, die - über einen noch festzulegenden Zeitraum - die geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten in Form einer Versicherungsprämie zur Folge hat?
- Wer hat die Krisenvorsorge zu betreiben und wer hat die damit einhergehenden Kosten - durchaus als Versicherungsprämie interpretiert - zu tragen?

Am Grad der Importabhängigkeit allein kann das Kriterium der Versorgungssicherheit kaum hinreichend überzeugend angebunden werden.

Sicherlich richtig ist der Einwand, daß der Gassektor gegenüber ungeplanten Lieferunterbrechungen sehr viel anfälliger ist als die anderen Primärenergiemärkte, weil sich Erdgas, im Gegensatz zu Kohle und Öl, nur im begrenzten Umfang nach Maßgabe vorhandener Untertagespeicher zur Vorratsbildung als Krisenvorsorge eignet [Mauil, 1981, S. 50-59]. Dem steht aber entgegen, daß der Erdgassektor auch zu Normalzeiten ein hohes Maß an Flexibilität zwischen Bezug und Abgabe des Erdgases organisieren muß, um eine saisonal stark schwankende Nachfrage mit einem weitgehend kontinuierlichen Angebot in Einklang zu bringen.

5. Energieträger, Marktsegmente, Wettbewerbsstrukturen und Preisentwicklungen

Primärenergieträger durchlaufen, bevor sie dem Endverbraucher als "Endenergie" dargeboten werden, normalerweise im Umwandlungsbereich einen Transformationsprozeß, um in eine andere Produktform (etwa Mineralölprodukte aus Rohöl) oder eine andere

Energieform (etwa Elektrizität aus fossilen Energieträgern) überführt zu werden.

Dieser Umwandlungsprozeß ist mit teilweise erheblichen Umwandlungsverlusten sowie Selbstverbrauch im Umwandlungsbereich verbunden; am höchsten sind diese Verluste bei der Elektrizitätserzeugung.

Die Energienachfrage kann als eine abgeleitete Nachfrage betrachtet werden, da letztlich nicht die Energieträger selbst, sondern "Energiedienstleistungen" wie etwa mechanische Arbeit, Heizwärme oder Prozeßwärme nachgefragt werden. Traditionell werden die verschiedenen Energiedienstleistungen zu den folgenden Marktsegmenten zusammengefaßt:

- Licht,
- Kraft,
- Prozeßwärme,
- Raumheizung.

Ein eigenes Marktsegment bildet der nichtenergetische Einsatz von Energierohstoffen in der Chemischen Industrie, bei dem die Energieträger in andere Produkte umgewandelt werden (Primärchemikalien und Folgeprodukte). Die vom Endverbraucher bei Erzeugung und Bereitstellung von Energiedienstleistungen eingesetzten Energieträger werden als Endenergie bezeichnet.

Die Energiestatistik von Eurostat differenziert den Inlandsabsatz von Erdgas in der Europäischen Union nicht nach dem Verwendungsbereich, sondern nur nach den Verbrauchssektoren.

Eine - zumindest teilweise - Differenzierung des Verwendungseinsatzes des Erdgasabsatzes ist anhand statischer Angaben über die Bundesrepublik Deutschland [Basiszahlen aus VIK, 1992, S. 82] möglich, diese Verbrauchsstrukturen sind in *Schaubild 8* dargestellt.

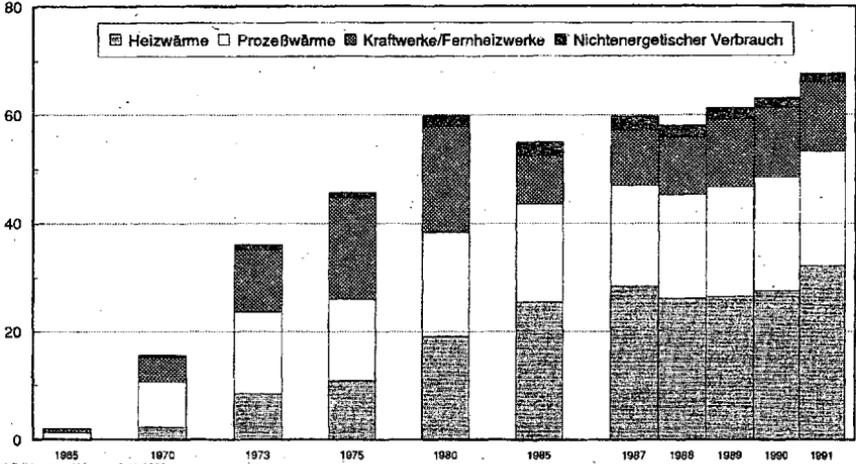
Hierbei zeigt sich folgende langfristige Entwicklung:

- Die stärksten Wachstumsimpulse gingen von der Heizwärme des Erdgasabsatzes aus; seit Mitte der achtziger Jahre stabilisiert sich der Absatzanteil bei etwa 45 vH;

Schaubild 8

Für den Inlandsmarkt verfügbares Erdgas nach Verwendungsbereichen in der Bundesrepublik Deutschland* für ausgewählte Jahre

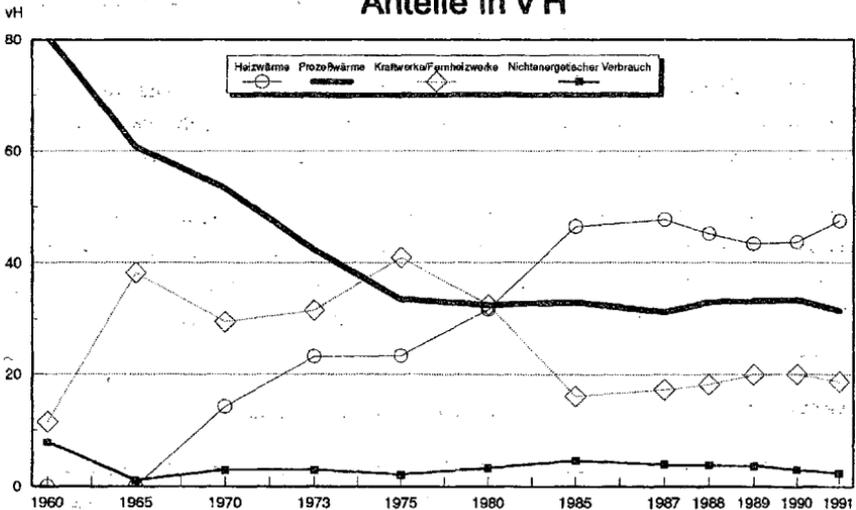
1.000 tSKE **



* Gebietsstand bis zum 3.10.1990

** Steinkohleinheiten, 1 tSKE=29,308 Gigajoule

Anteile in v H



- der Pioniereinsatz des Erdgases erfolgte bei der Prozeßwärme; ab Mitte der siebziger Jahre stabilisierte sich dann nach deutlichen Anteilsverlusten der Marktanteil des Erdgasabsatzes für Prozeßwärme bei gut 30 vH;
- der Anteil der Kraftwerke am Erdgasabsatz hat sich im Verlauf der achtziger Jahre halbiert und gegen Ende des Berichtszeitraums bei etwa 20 vH stabilisiert. Beim Einsatz von Erdgas in Kraftwerken ist anzumerken, daß eine Direktive der EG-Kommission den Neubau von Kraftwerken auf Basis von Erdgas und Öl im Gefolge der ersten Ölpreiskrise praktisch verbot. Diese Direktive wurde erst im Frühjahr 1991 wieder aufgehoben [Steger, 1992, S. 42].

Allerdings war in der Bundesrepublik Deutschland nicht nur der Kraftwerksanteil am Gasabsatz rückläufig, sondern auch die absoluten Absatzzahlen haben sich gegenüber den siebziger Jahren fast halbiert. Dies hat für die deutsche Gaswirtschaft das Problem des saisonalen Lastausgleichs erheblich verschärft. Der expandierende Heizwärmemarkt tritt nur in der kalten Jahreszeit als Nachfrager in Erscheinung, während der Erdgasabsatz von den Kraftwerken im wesentlichen während des "Sommerlochs" erfolgte. Die Gaswirtschaft hat diese saisonale Diskrepanz weitgehend durch **"unterbrechbare Lieferverträge"** mit Verbrauchern mit bi- oder multivalenten Feuerungen überbrückt.

Innerhalb der einzelnen Segmente des Energiemarktes sind die einzelnen Endenergieträger in recht unterschiedlichem Ausmaß gegeneinander austauschbar. Eine Einschränkung des Substitutionsbereichs kann dabei kurz- bis mittelfristig aus technischen Gründen oder aber wegen eindeutiger Verwendungsvorteile gegeben sein. Auf dem Marktsegment Licht trifft dies für die Elektrizität zu und auf dem Kraftmarkt für die Vergaserkraftstoffe und die Elektrizität zu. Auf dem Wärmemarkt hingegen, der in der Bundesrepublik Deutschland etwa 75 vH des Endenergiebedarfs umfaßt, stehen hingegen prinzipiell alle anderen Endenergieträger in Substitutionskonkurrenz. Die Präferenzen der Endenergieverbraucher für einzelne Energieträger auf dem Wärmemarkt werden sich dabei primär an den Preisen der Energieträger sowie an

den technischen und versorgungspolitischen Eigenschaften der einzelnen Energieträger orientieren [Rammner, 1994].

Während der Endenergieverbraucher in der Europäischen Union bei den mit dem Erdgas konkurrierenden Energieträgern in aller Regel zwischen mehreren Anbietern wählen kann, sieht er sich infolge der wettbewerbsrechtlichen Sonderregelungen für die Gaswirtschaft im allgemeinen nur einem Gasanbieter gegenüber [Chevalier, 1992]. Die Substitutionskonkurrenz auf dem Wärme- markt gegenüber anderen Energieträgern bei gleichzeitiger Monopolstellung auf der Gasangebotsseite hat in der Gaswirtschaft zu einer **Preisbildung nach dem sogenannten Anlegbarkeitsprinzip** geführt. Der Erdgasanbieter ermittelt hierbei die direkt bei einem potentiellen Kunden in Rechnung zu stellenden "zurechenbaren Selbstkosten". Dies stellt aus der Sicht des Anbieters die Preisuntergrenze seines Preisangebots dar. Sodann ermittelt er die zurechenbaren Kosten der aus der Sicht des potentiellen Kunden günstigsten Alternative im Vergleich zum Gas, und zwar unter Einschluß der Kosten für den Energiewandler (Heizungsanlage etc.) und differierender Wirkungsgrade. Dies ist aus der Sicht des potentiellen Kunden die Preisobergrenze eines Gasbezugs, sofern er nicht bereit ist, gewisse Anwendungsvorteile des Gaseinsatzes (geringerer Wartungsdienst und Wegfall der Lagerkosten, höhere Umweltfreundlichkeit, vgl. Abschnitt 6) zu honorieren.

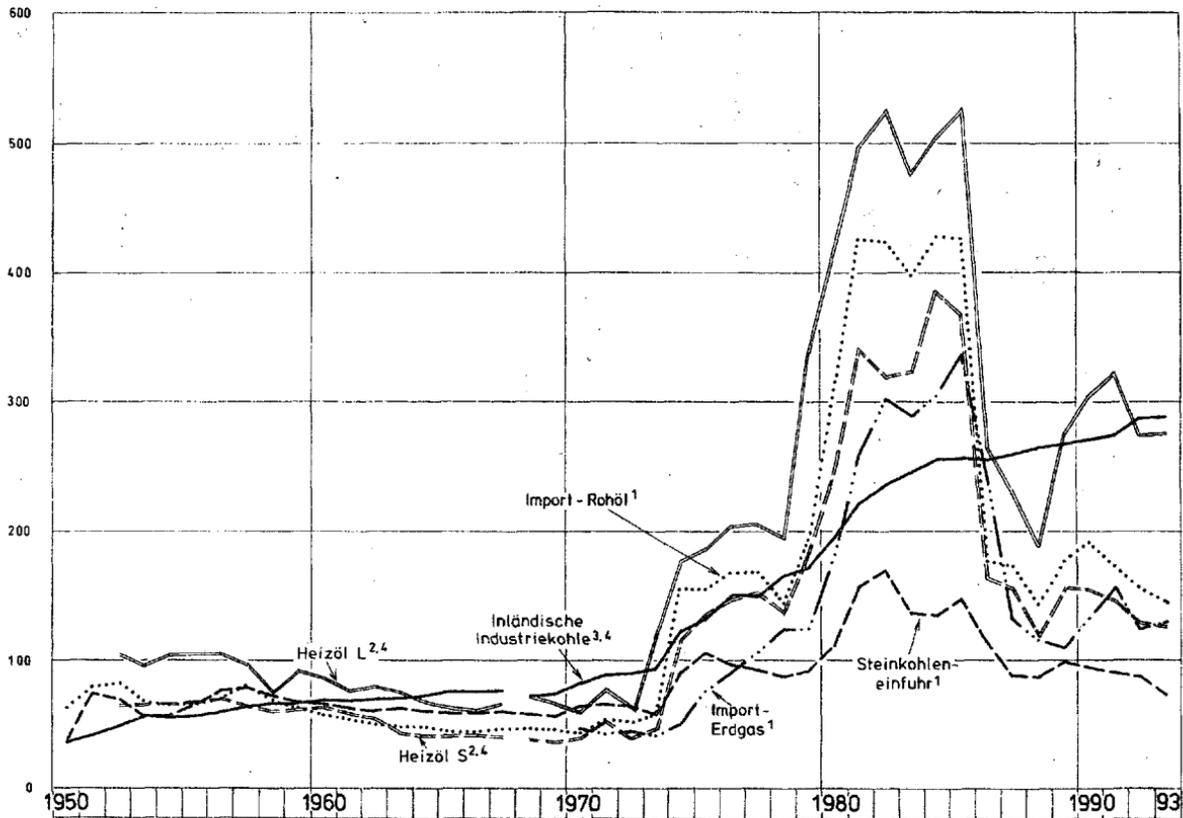
Innerhalb dieser Bandbreite (Wärmepreis unter zurechenbaren Eigenkosten des Gasversorgers und Wärmepreis des günstigsten alternativen Energieträgers) wird - stets durch Verhandlungen zwischen dem Gasversorgungsunternehmen und dem Kunden - der anlegbare Gaspreis ermittelt, wobei der Gasanbieter natürlich bestrebt ist, diesen an der Obergrenze der jeweils günstigsten Alternative anzusiedeln. Übersteigen die zurechenbaren Selbstkosten des Anbieters den Wärmepreis der günstigsten Alternative und ist der Kunde gleichwohl bereit, auf den Gasbezug zu Selbstkosten des Anbieters in Anbetracht sonstiger Anwendungsvorteile zurückzugreifen, so spricht man von einem Premiummarkt.

Die bislang beschriebenen Preisbildungsregeln betreffen die Festlegung eines Niveaus in Hinblick auf den Zeitpunkt des Vertragsabschlusses zwischen dem Gaslieferanten und dem Gasverbraucher. Diese Lieferbeziehung muß im Zeitverlauf durch Anpassungsklauseln ergänzt werden, wenn, wie in der Realität anzutreffen, sich Preisniveau und Preisstrukturen ändern. Nach diskretionären Anpassungen der Verbraucherpreise im Gefolge der ersten Erdölkrise hat sich im Vertragsverhältnis zwischen den Ferngasgesellschaften und den regionalen Gasversorgungsunternehmen zunächst die Preisentwicklung des Erdgases an jene des schweren Heizöls gekoppelt. In den achtziger Jahren hat aber der Anteil des leichten Heizöls in der Anpassungsformel ständig zugenommen und ist derzeit in den meisten Verträgen zur einzigen Bezugsbasis geworden [Schiffer, 1994, S. 191]. Dies gilt weitgehend auch für die Verträge zwischen Erdgaslieferanten und importierenden Ferngasgesellschaften in der Europäischen Union. Welche Implikationen diese Preisfindungs- und Anpassungsmodalitäten für die Verbraucherpreise hat, soll anhand der Wärmepreise einzelner Energieträger auf dem deutschen Absatzmarkt (Schaubild 9) sowie einzelner Gaspreise auf dem deutschen Gasmarkt (Schaubild 10) sowie deren zeitlicher Entwicklung geprüft werden.

Die beiden Ölpreiskrisen von 1973/74 und 1979/80 mit den damit einhergehenden drastischen Rohölpreissteigerungen sind nicht unmittelbar auf OPEC-Maßnahmen oder Beschlüsse zurückzuführen, sondern nahmen ihren Anfang in politischen Krisen: Vierter israel.-arab. (sog. Yom-Kippur-)Krieg Ende 1973 sowie die iranische Revolution (Ende 1979) und der sich daran anschließende Krieg zwischen Iran und Irak. Es gelang der OPEC aber durch interne Beschlüsse und Reaktionen, die zunächst nur auf den Spot- und Kassamärkten herausgebildeten Preissteigerungen als Maßstab für die Festsetzung der offiziellen Richt(Kontrakt-)preise durchzusetzen und somit, zunächst durchaus erfolgreich, nachhaltig zu erhöhen. Diese beiden Ölpreiskrisen haben im Niveau und in der Struktur des globalen Primärenergieverbrauchs deutliche Spuren hinterlassen, vgl. hierzu auch Schaubild 1.

Entwicklung ausgewählter Energiepreise in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1950 - 1993 in DM pro tSKE

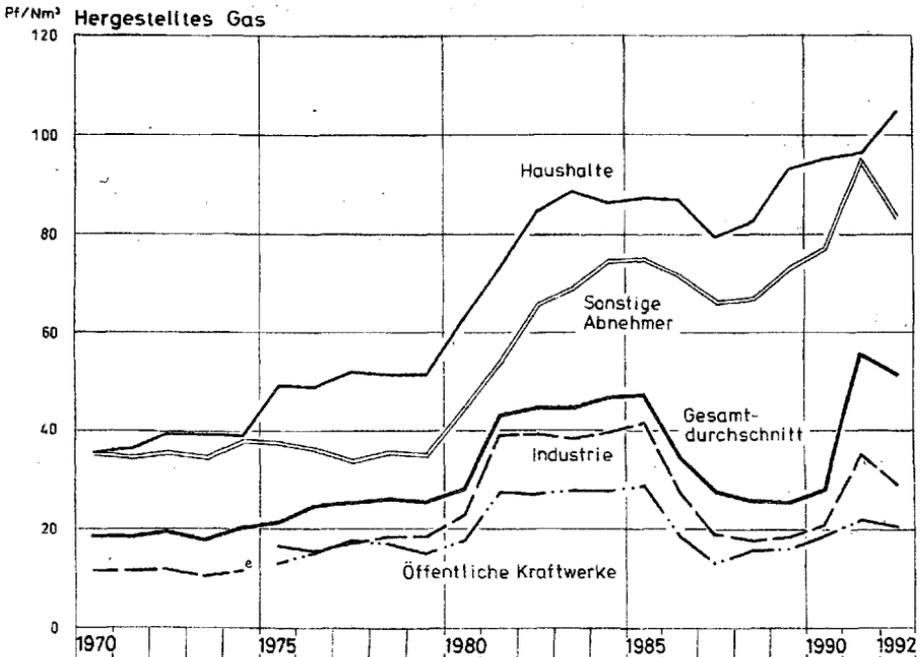
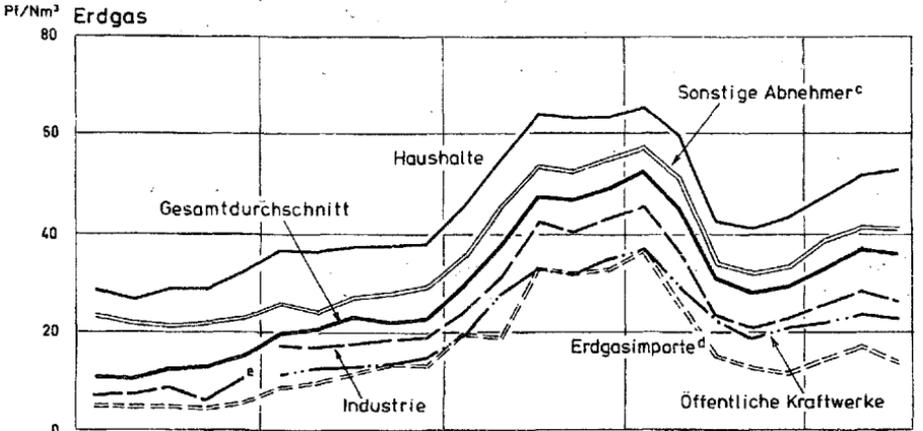
Wärmepreis
DM / tSKE



¹Preis frei Grenze Bundesrepublik. - ²Preis ab Raffinerie, einschließlich Bevorratungsabgabe und Heizölsteuer (ab 1.1.1989 mit dem Steuersatz von 30 DM/t bei Öleinsatz zur Erzeugung von Wärme); Schwefelgehalt bis zu 2%. - ³Nettolistenpreis RAG für Fett-Feinkohle. - ⁴Ab 1968 ohne Mehrwertsteuer.

Schaubild 10

Durchschnittserlöse^a aus dem Gasabsatz der Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland^b nach Abnehmergruppen und Gasarten in Pf/Nm³ ($H_0 = 35,1691 \text{ MJ/Nm}^3$)



^aBis 1975 einschließlich, ab 1976 ohne Umsatzsteuer. - ^bBis 1990 früheres Bundesgebiet, ab 1991 einschließlich neuer Bundesländer. - ^cHandel und Kleingewerbe, öffentliche Einrichtungen, Heizwerke und sonstige Abnehmer. - ^dEinfuhrpreis c.i.f. frei deutsche Grenze, einschließlich Grenzbereich Ermündung. - ^eBis einschließlich 1974 wurde der Gasabsatz für Industrie und öffentliche Kraftwerke zusammen erhoben.

Nach der Jahreswende 1985/86 setzte ein drastischer Ölpreissturz ein, der sich im wesentlichen aus einem veränderten Angebotsverhalten von Saudi-Arabien erklärt [Neu, 1994, S. 32-34]. Daran hat als Entwicklungslinie auch der kurze Preisanstieg nach dem Irak-Kuwait-Konflikt von Jahresmitte 1990 bis Jahresanfang 1991 kaum etwas geändert.

Wie reagierten nun die Erdgaspreise in diesem sich sehr drastisch ändernden Preisniveau und -gefüge? Zunächst sollen die Einfuhrpreise für Erdgas in Relation zur Preisentwicklung der übrigen Energieträger betrachtet werden (Schaubild 9 und Tabelle A 6). Werden die Erdgas-Einfuhrpreise in Relation gesetzt zu den Abgabepreisen ab Raffinerie für leichtes Heizöl, dem engsten Substitutionsenergieträgers auf dem Wärmemarkt, so ergibt sich folgendes Bild:

- Vor der ersten Ölpreiskrise erreichten die Einfuhrpreise für Erdgas etwa 70 vH der vergleichbaren Wärmepreise für leichtes Heizöl, in den beiden Jahren danach sinkt der relative Erdgaseinfuhrpreis auf unter 30 vH. Bald danach (ab 1976) pendelt er sich auf einem Niveau von 50 - 60 vH; beim zweiten Ölpreisschub vermindert sich dieser Abstand nur sehr kurzfristig.
- Nach dem Ölpreissturz schießt der Anteilswert nur 1986 bis auf über 90 vH hoch, pendelt sich aber danach sehr bald auf ein Niveau von 45 - 60 vH ein.

Nach der ersten Ölpreiskrise ließen die Vertragsvereinbarungen zwischen Erdgaslieferanten und den Ferngasgesellschaften der primären inländischen Vermarktungsstufe eine schnelle Anpassung der internationalen Erdgaspreise zu. Eine deutliche Differenz zwischen der Relation von Erdgaseinfuhrpreisen zu Raffineriepreisen für leichtes Heizöl in der Zeit hoher Energiepreise (1976-1985) und der Zeit danach (1987-1993) ist nicht zu erkennen.

Ein deutlich anderes Bild ergibt sich jedoch, wenn die Erdgasbezugspreise aus Einfuhren in Relation zu den Erdgasabsatzpreisen in der Bundesrepublik Deutschland (Schaubild 10, oberer Teil und Tabelle A 7) betrachtet werden.

Die Bruttomarge zwischen dem Erdgaseinfuhrpreis (frei deutsche Grenze) beinhaltet auch neben den Abschreibungen der gaswirtschaftlichen Infrastruktur der Ferngasgesellschaften und der Ortsgaswerke die gesamte Bruttowertschöpfung dieser beiden Verteilungsstufen.

Die Durchschnittserlöse der Gaswirtschaft bei allen Abnehmergruppen überstiegen in der Bundesrepublik Deutschland vor der ersten Ölpreiskrise und die beiden Jahre danach den Erdgasbeschaffungspreis aus Einfuhren in einer Bandbreite von 120 - 200 (1973) vH; im Durchschnitt um etwa 140 vH. Diese Bruttomarge reduziert sich dann im Zeitraum von 1977 bis 1986 auf eine Bandbreite von 40 - 80 vH; im Durchschnitt etwa 50 vH. In der Zeit nach 1986 steigt diese Bruttomarge wieder auf eine Bandbreite von 120 - 160 vH; im Durchschnitt etwa 140 vH.

Die Erdgasanbieter haben demnach in der Phase hoher Energiepreise die Endverbraucherpreise nicht in gleichem Umfang angehoben wie die Beschaffungspreise gestiegen sind. Umgekehrt haben sie in der Phase wieder niedriger Energiepreise die Verbraucherpreise auch nicht wieder in dem Ausmaß gesenkt, wie die Beschaffungspreise gesunken sind. Mit anderen Worten: Die Erdgasverbraucher sind mit ihrer Bezugsquelle in Zeiten hoher Energiepreise recht gut gefahren; dieser Vorteil schwindet aber in der Zeit wieder niedriger Energiepreise. Ob dies eine gute Ausgangsposition für einen expandierenden Absatz darstellt, soll hier dahingestellt bleiben. Die Beantwortung dieser Frage hängt entscheidend auch von der Erwartung künftiger Preisentwicklungen ab.

Die Spreizung der Durchschnittserlöse, differenziert nach Verbrauchergruppen, ist auch unmittelbar ein Ergebnis des Prinzips des anlegbaren Gaspreises bei der Preisermittlung. Diese Spreizung blieb im Beobachtungszeitraum innerhalb enger Bandbreiten für die einzelnen Verbrauchergruppen relativ stabil. Die Durchschnittserlöse bei den einzelnen Verbrauchergruppen bewegten sich, ausgedrückt als vH-Satz der Durchschnittserlöse, bei allen Verbrauchergruppen in den folgenden Bandbreiten:

- | | |
|--------------------------|--------------|
| - Industrie | 0,75 - 0,85; |
| - Öffentliche Kraftwerke | 0,60 - 0,70; |

- Haushalte 1,40 - 1,60;
- Sonstige Abnehmer 1,15 - 1,25.

Synthesegas entsteht entweder als Kuppelprodukt bei der Koks-herstellung zur Stahlerzeugung (Kokereigas) oder wurde eigens für die Gasdarbietung auf Kohlebasis erzeugt (Stadtgas). Die Herstellung des Stadtgases ist mit deutlich höheren Kosten verbunden als der Endverbrauchspreis von Erdgas, was sich in entsprechend hohen Preisen bei den Haushalten und sonstigen Abnehmern niederschlug. Ein Absatz in diesem Marktsegment war also nur möglich, wenn in dem betreffenden Absatzgebiet kein konkurrierendes Erdgasangebot vorhanden war. Seit Mitte der achtziger Jahre bis zur Wiedervereinigung war dieses Marktsegment praktisch bedeutungslos.

Was das bei der Kokserzeugung in Kuppelproduktion entstehende Kokereigas anlangt, so wäre die Alternative zur Vermarktung dessen Abfackelung gewesen. In den beiden Hauptmarktsegmenten Industrie und Öffentliche Kraftwerke stand das Kokereigas aber unter Substitutionskonkurrenz zum Erdgas. Insofern ist es nicht verwunderlich, daß der Preis für hergestelltes Gas in diesen beiden Marktsegmenten in fast allen Jahren nicht über, sondern deutlich unter den entsprechenden Erdgaspreisen (Schaubild 10 und Tabelle A 7) lag. Hier mußte also das hergestellte Gas einen anlegbaren Gaspreis in Hinblick auf das Erdgas suchen.

In der vormaligen DDR bestand die Versorgung der Haushalte und Kleinverbraucher fast ausschließlich aus einem schwachkalorigen Stadtgas auf Braunkohlebasis, dessen Verbraucherpreis allerdings erheblich subventioniert wurde. Nach der Wiedervereinigung wurde die Preisbindung für Energieträger schrittweise bis zum 30. April 1992 aufgehoben, so daß danach in den neuen Bundesländern das Stadtgas deutlich teurer war als das Erdgas, das diesen Markt allerdings erst in der Fläche erschließen mußte [Neu, 1992, S. 42 f.]. Dieser Erschließungsprozeß wurde mit großer Geschwindigkeit vorangetrieben und ist mittlerweile fast abgeschlossen.

Wie bereits erwähnt, gehört die Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, wie auch in vielen anderen Mitgliedsländern der Europäischen Union, zu den **wettbewerblichen**

Ausnahmebereichen: Gebietsabsprachen zwischen den Erdgasanbietern (Demarkationsverträge) und Ausschließlichkeitsvereinbarungen mit Gebietskörperschaften (Konzessionsverträge) sind erlaubt. Andererseits ist der Bau von Erdgasleitungen und der Abschluß von Erdgaseinfuhrverträgen prinzipiell erlaubt. Ein **Gas-zu-Gas-Wettbewerb** durch Außenseiterkonkurrenz ist also prinzipiell möglich. Durch den Zusammenschluß der Wintershall, einer BASF-Tochter, mit der Gazprom, der russischen Erdgasausfuhrgesellschaft, zu einer gemeinsamen Vermarktungsgesellschaft hat dieser erstmals Konturen gewonnen und schon einige Scharmützel auf dem Erdgasmarkt der neuen Bundesländer ausgelöst [Neu, 1992, S. 47 f.]. Ob diese zusätzlichen wettbewerblichen Elemente den Erdgasabsatz stimulieren werden, bleibt indes noch abzuwarten.

Die Marktanalyse beschreibt bislang die Verhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland. Diese könnte durch weitere Länderanalysen aus weiteren Mitgliedsländern der Europäischen Union ergänzt werden; eine Analyse des Erdgasmarktes der Europäischen Union ist bei weiterhin nationalen Energiemärkten bei stark differierenden institutionellen und organisatorischen Rahmenbedingungen (Chevalier, 1992) derzeit nicht möglich.

Mit der Schaffung eines **europäischen Binnenmarktes** innerhalb der Europäischen Union zum 1.1.1993 verband die Europäische Kommission recht früh die Vorstellung, daß sich dieser auch auf die Energiemärkte erstrecken sollte, obgleich dem die erwähnten institutionellen und organisatorischen Schwierigkeiten entgegenstehen. Ein Mittel hierzu sah die Kommission in der Deregulierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft und einer hierdurch bewirkten Intensivierung des Wettbewerbs in diesem Energiebereich [Klodt et. al., 1992, S. 136-152].

Einen entscheidenden ersten Schritt in diese Richtung ging erstmals ein Kommissionsvorschlag zu einer Richtlinie vom 22. Januar 1992 (Dokument KOM (91) 548), der folgende Einzelvorschläge enthielt, die insbesondere auch den Erdgassektor in der Europäischen Union betrafen:

- Abschaffung nationaler Sonderregelungen bezüglich Bau und Betrieb von Erzeugungsanlagen und Leitungen;

- weitgehende Verselbständigung des Betriebs der Übertragungs- und Verteilernetze, Aufstellung eines Pflichtenkatalogs für Netzbetreiber, Trennung von Erzeugung, Transport und Verteilung;
- alleinige Entscheidung des Betreibers des Übertragungsnetzes über Kraftwerkseinsatz und Netzkupplung nach festen Kriterien, u.a. Diskriminierungsfreiheit;
- planfondierter Einsatz nicht wettbewerbsfähiger heimischer Energieträger von maximal 20 vH;
- Einführung des Zugangs Dritter zum Netz (Third Party Access (TPA)).

Die Vorschläge der Kommission sind anschließend in öffentlichen Anhörungen, die sowohl vom Wirtschafts- und Sozialausschuß (WSA) des Rates (am 20. Mai 1992, Stellungnahme veröffentlicht am 27. Januar 1993) als auch vom Parlament (am 1./2. Oktober 1992) veranstaltet wurden, diskutiert worden. Der WSA billigte zwar die meisten Liberalisierungsgrundsätze, erhob aber Einwände gegen den TPA. Das Parlament gelangte zu dem Schluß, daß die Kommissionsvorschläge "in der vorliegenden Form weder gebilligt noch verworfen werden" könnten (siehe den 2. Fortschrittsbericht über den Energiebinnenmarkt vom 2. Juli 1993, Dokument KOM (93) 261 endg.).

Ende 1993 hat das Europäische Parlament der Kommission seine Bedenken und Änderungsvorschläge übermittelt (Verlängerung der Harmonisierungsphase bis 1998, stärkere Betonung des Subsidiaritätsprinzips, Zulässigkeit von regionalen und kommunalen Konzessionsrechten, Reduzierung des Netzzugangs auf die Möglichkeit freiwilliger Verhandlungslösungen).

Im Dezember 1993 hat die Kommission einen neuen überarbeiteten Richtlinienvorschlag vorgelegt (veröffentlicht als Dokument KOM (93) 643 endg. vom 7. Dezember 1993), der in einigen Punkten vom alten abweicht und der die alten Maßnahmen abschwächt:

- Das "unbundling" (Trennung von Erzeugung, Leitung und Verteilung von Energie) soll sich nur noch auf eine betriebs- teilspezifische Rechnungsführung erstrecken;

- der Netzzugang soll nunmehr nach dem Prinzip des negotiated network access geregelt werden.

In der Frage der Länge der Harmonisierungsphase ist die Kommission dem Parlament nicht entgegengekommen. Nach den ursprünglichen Planungen sollte der Energieministerrat im ersten Halbjahr 1994 über die Richtlinie entscheiden, die am 1. Juli 1994 in Kraft treten sollte.

Eine Entscheidung über die Richtlinie ist bislang allerdings noch nicht gefällt worden. Es besteht jedoch die Absicht, bis zum Jahresende 1994 zu einer gemeinsamen Position der Mitgliedsländer der Europäischen Union zu gelangen.

Neben der Schaffung eines Binnenmarktes für Energie ist auch die Umweltpolitik Gegenstand innergemeinschaftlicher Willensbildung [Heister, 1991, S. 146-155].

Ziele der gemeinschaftlichen Umweltpolitik sind gemäß Art. 130r Abs. 1 des EWG-Vertrages (EWGV) die Umwelt zu erhalten, zu schützen und ihre Qualität zu verbessern, 2) zum Schutz der menschlichen Gesundheit beizutragen und 3) eine umsichtige und rationale Verwendung der natürlichen Ressourcen zu gewährleisten. In Verfolgung dieser Ziele wendet die Gemeinschaft das Verursacherprinzip an sowie den Grundsatz, "Umweltbeeinträchtigungen vorzubeugen und sie nach Möglichkeit an ihrem Ursprung zu bekämpfen" (Art. 130r Abs. 2 EWGV).

6. Umweltauswirkungen eines veränderten Beitrages von Erdgas zur Energieversorgung

Weltweit konzentriert sich das Interesse an der Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen und die hieran anknüpfenden politischen Erörterungen auf den sogenannten **Treibhauseffekt**. Auch der deutsche Bundestag hatte eine Enquête-Kommission [vgl. 1988, 1991 a, b] eingesetzt, die eigens dieser Problematik gewidmet war.

Die befürchtete Erwärmung der Erde wird dabei ganz wesentlich auf die zusätzliche Treibhauswirkung der anthropogenen CO₂-

Emissionen zurückgeführt. Der Begriff Treibhauseffekt beschreibt die Rückhaltefähigkeit der Erdatmosphäre für einfallende Sonnenenergie aufgrund einer spezifischen Zusammensetzung der Lufthülle. Dadurch stabilisiert sich das Wärmegleichgewicht der Erde auf einem Niveau, welches um ca. 30° C über jener Temperatur liegt, welche ohne den Treibhauseffekt im Durchschnitt vorherrschen würde. Ohne diesen Treibhauseffekt wäre die Erde ein toter Planet.

Durch eine Änderung der Gaszusammensetzung der Erdatmosphäre, z.B. aufgrund eines Anstiegs der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre, kann es zu einem zusätzlichen Treibhauseffekt kommen, der sich in einem Anstieg der globalen durchschnittlichen Temperatur der unteren Schichten der Atmosphäre äußert. Ob und in welcher Stärke sich der befürchtete Temperaturanstieg einstellen und welche Auswirkungen dies im einzelnen haben wird, ist auch unter Naturwissenschaftlern nach wie vor umstritten. Dennoch muß mit schwerwiegenden und vor allem irreversiblen Veränderungen der Lebensbedingungen auf der Erde gerechnet werden. Deshalb müssen rechtzeitige Gegenmaßnahmen erwogen werden.

Der zusätzliche Treibhauseffekt wird hervorgerufen durch die anthropogene Emission der sogenannten Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKWs), troposphärisches Ozon (O₃), Distickstoffoxid (N₂O) und stratosphärischer Wasserdampf (H₂O). Sie haben eine unterschiedliche Treibhauswirkung - damit ist ihr Rückhaltepotential für Wärmestrahlung gemeint - und einen unterschiedlichen Anteil am zusätzlichen Treibhauseffekt. Anthropogene CO₂-Emissionen, die im wesentlichen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe stammen, spielen hierbei mit rund 50 vH die bei weitem größte Rolle (Schaubild 11). Der größte CO₂-Eintrag in die Atmosphäre geht von der Holzverbrennung und der Brandrodung aus (zusammen 14 vH), mithin von Energieumsätzen, die nicht den kommerziellen Energieträgern zuzurechnen sind. Diesen zuzurechnen sind aber neben dem CO₂-Eintrag auch jene Methanmengen, die bei der Gewinnung, dem Transport und Verbrauch von fossilen Brennstoffen, insbesondere beim Erdgas, in die Atmosphäre entweichen.

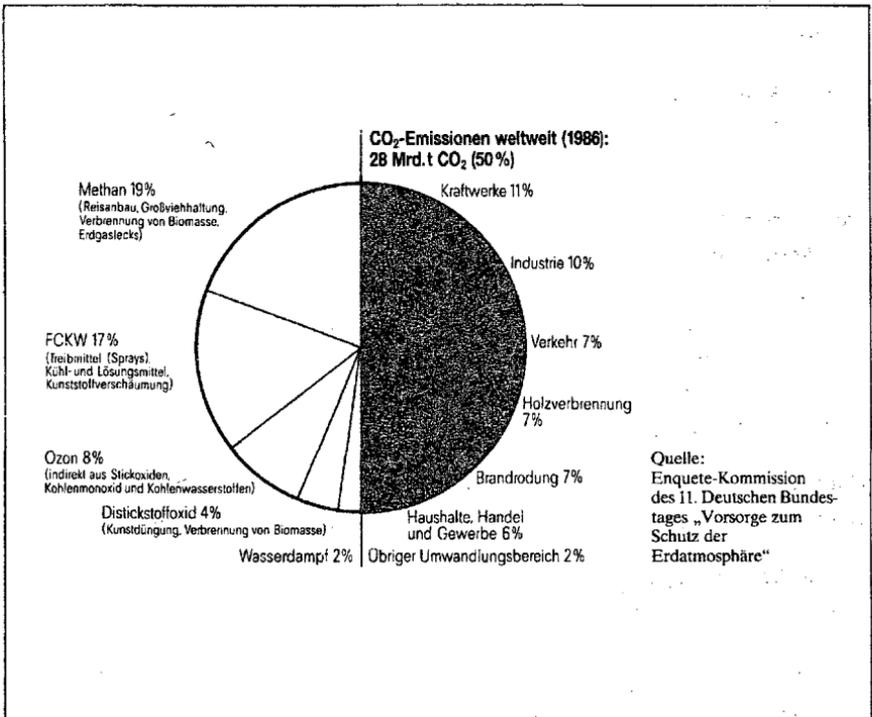
Tabelle 7 - CO₂-Koeffizienten fossiler Energieträger

	Relativer Wert	CO ₂ /kg Brennstoff	CO ₂ /kg SKE	CO ₂ /kg RÖE	CO ₂ /kWh Heizwert	kg CO ₂ je Gigajoule
	Steinkohle=100	k g				
Braunkohle	121	(1)	3,25	4,63	0,40	111,1
Steinkohle	100	2,60	2,68	3,82	0,33	91,7
Erdöl	88	3,15	2,30	3,24	0,29	77,8
Erdgas	58	2,75	1,50	2,20	0,19	52,8

(1) Abhängig von der Braunkohleart.

Quelle: Enquête-Kommission, 1988, S. 489; Wagner, Kolb, 1989; eigene Berechnungen.

Schaubild 11 - Treibhausgase, Emissionsquellen und globaler Beitrag zum zusätzlichen Treibhauseffekt in den achtziger Jahren



Quelle: Gattinger u.a., 1990, S. 58.

Das bei der Verbrennung entstehende CO_2 kann unter der Annahme vollständiger Umsetzung berechnet werden. Vollständige Umsetzung bedeutet in diesem Zusammenhang, daß als Verbrennungsprodukte der Kohlenwasserstoffe nur CO_2 , Wasser und Energie auftreten. Um eine bessere Vergleichsmöglichkeit der einzelnen Primärenergieträger untereinander zu erhalten, kann man den in Gewichtseinheiten gemessenen CO_2 -Ausstoß auf eine gemeinsame Größe, nämlich auf das Brennstoffgewicht, auf eine normierte Energieeinheit wie Steinkohleneinheiten (SKE) und Rohöleinheiten (RÖE) oder aber den Heizwert beziehen. Die sich daraus ergebenden Werte für den CO_2 -Ausstoß verschiedener fossiler Brennstoffe sind in Tabelle 7 zusammengestellt.

Es zeigt sich, daß Erdgas der fossile Energieträger mit der geringsten CO_2 -Emission in dieser Energieträgergruppe ist; die Emissionen der anderen fossilen Energieträger an CO_2 übersteigen jene des Erdgases bei:

- Braunkohle um 117 vH,
- Steinkohle um 79 vH,
- Erdöl um 53 vH.

Eine Substitution der Verbrennung dieser fossilen Primärenergieträger durch Erdgas stellt somit für sich genommen einen Beitrag zur Verminderung der CO_2 -Emissionen dar. Dieser Vorteil schwindet auch nicht, wenn das Erdgas durch LNG-Ketten transportiert wird; der Faktor: kg CO_2 pro kg SKE (Spalte 4 in Tabelle 7) erhöht sich dann auf 1,875. Er ist auch dann noch um knapp 20 vH niedriger als bei der Verbrennung von Erdöl.

Allerdings stellt auch der Methaneintrag in die Atmosphäre einen bedeutsamen Anteil der Treibhausgase dar (Schaubild 13).

Neuere Untersuchungen¹ gehen dahin, daß die Erdgasleckagen des gesamten Erdgaseinsatzzyklus den Endeinsatz des Erdgases um 5 vH überschreiten müßten, um den relativen CO_2 -Vorteil des Erdgases gegenüber dem Einsatz von Mineralölprodukten auszugleichen [Steger et al., 1992, S. 73 f.]. Die

¹Eine andere Untersuchung [Bandino, 1991, S. 135] kommt sogar zu dem Ergebnis, daß die Leckage des Erdgas-Brennstoffzyklus 40 vH überschreiten müßte, um den CO_2 -Vorteil gegenüber Mineralölprodukten einzubüßen. Diese große Diskrepanz der Angaben ist sicherlich noch erklärungsbedürftig.

tatsächlichen Leckage-Raten dürften auf der Basis mehrerer neuerer Länderuntersuchungen für die globale Gasindustrie allerdings deutlich unterhalb von 1 vH des Endverbrauches an Erdgas angesiedelt sein, und zwar über den gesamten Erdgaseinsatzzyklus gerechnet [Okken, 1990].

Die Leckagen in der Gasnutzung sind also um Größenordnungen niedriger als die "kritische Grenze", bei der die CO₂-Vorteile des Erdgases durch Methaneintragungen durch den Erdgas-Brennstoffzyklus aufgezehrt würden.

Ein direkter Vergleich der CO₂-Emissionsfaktoren gemäß Tabelle 7 ist nur dann möglich und angezeigt, wenn für einen energetischen Prozeß vom Brennstoffwert her jeweils gleiche Mengen alternativer fossiler Brennstoffe eingesetzt werden. Dies ist aber eher die Ausnahme denn die Regel, denn durch den Einsatz von Erdgas lassen sich in aller Regel effizientere energetische Prozesse realisieren als mit anderen fossilen Brennstoffen.

Derartige, für den jeweiligen Verbrauchsbereich typische energetische Prozesse sowie die damit verbundenen CO₂-Emissionen sind in den Tabellen 8 - 10 dokumentiert. Neben dem CO₂-Gehalt der eingesetzten Energieträger, bestimmt auch die Effizienz des energetischen Prozesses das Ausmaß der jeweiligen CO₂-Emissionen. Des weiteren ist dort auch die **Emission von weiteren Luftschadstoffen** verzeichnet, die zwar keine Spurengase des Treibhauseffektes sind, aber nach ihrer Emission schädliche Auswirkungen auf die Umwelt entfalten:

- Schwefeldioxid (SO₂): Dieser Schadstoff ist der wichtigste Auslöser von "saurem Regen", der Pflanzen und Bausubstanz schädigt;
- Stickoxide (NO_x): Diese Schadstoffe, aus denen sich Salpetersäure bildet, tragen erheblich zu Waldschäden bei.

Der Vergleich der energetischen Prozesse in den vier wichtigsten Verbrauchssektoren führt zu dem folgenden Ergebnis:

- Die SO₂-Emissionen sind bei allen energetischen Prozessen im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern vernachlässigbar gering;

Tabelle 8 - Tägliche Schadstoffemissionen eines neuen 450 MWe-Kraftwerkes in der Grundlast

Energieträgereinsatz	Wirkungs- grad in vH	Brennstoff- einsatz	feste Rückstände	Schadstoffemissionen		
				SO ₂	NO _x	CO ₂
in metrischen Tonnen						
Steinkohle (1) (1,0 vH Schwefelgehalt)	37,5	3 650	590	8	10-35	9 000
Schweres Heizöl (1) (3,5 vH Schwefelgehalt)	38,5	2 280	300	17	7-15	7 600
Erdgas						
- konventionell	40,0	2 100	0	0	3-15	6 000
- GuD-Anlage	48,0	1 750	0	0	2-10	4 500

(1) mit 90 vH Rauchgasentschwefelung.

Quelle: Homer, 1993, S. 14.

Tabelle 9 - Schadstoffemissions-Indikatoren zur thermischen Energienutzung in privaten Haushalten und bei gewerblichen Kleinverbrauchern

Verbrauchsbereich und Energieträger	Partikel	SO ₂	NO _x	CO ₂
<u>Private Haushalte</u>				
- Steinkohle (1)	176	481	50	91 700
- leichtes Heizöl (2)	1,5	95	50	72 000
- Erdgas	0,1	0,5	50	52 800
<u>Gewerbliche Kleinverbraucher</u>				
- Steinkohle (1)	50	572	122	91 700
- leichtes Heizöl (2)	1,5	94	50	72 000
- Erdgas	0,1	0,5	40	52 800

(1) 1,0 vH Schwefelgehalt. - (2) 0,2 vH Schwefelgehalt.

Quelle: Homer, 1993, S. 15.

Tabelle 10 - Schadstoffemissions-Indikatoren der industriellen Erzeugung von Elektrizität und Prozesswärme (1)

Betriebssystem und Energieträger	Partikel	SO ₂	NO _x	CO ₂
<u>Konventionelle Erzeugung</u>				
- Prozesswärme mit Heizöl und Elektrizität auf Kohlebasis	90	1 060	410	206 000
<u>Kraft-Wärme-Koppelung</u>				
- Dampfturbine Kohle	100	1 190	700	188 000
- Dampfturbine Erdgas	10	70	70	107 000
- Erdgasturbine	3	15	140	111 000

(1) Erzeugung von 11 MWe und 9 Tonnen Dampf pro Stunde bei einer Kapazitätsauslastung von 70 vH.

Quelle: Homer, 1993, S. 16.

- da Erdgas keinen organisch gebundenen Stickstoff enthält, sind die Emissionen an Stickoxiden in den meisten energetischen Prozessen deutlich niedriger als bei den anderen fossilen Energieträgern;
- die Emissionen von Partikeln (Ruß und Rauch) wiederum ist bei der Verbrennung von Erdgas im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern vernachlässigbar gering.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß eine Substitution anderer fossiler Energieträger durch Erdgas nicht nur die Einbringung von Spurengas des zusätzlichen Treibhauseffektes deutlich vermindert wird, sondern ferner auch die Emissionen von sonstigen Luftschadstoffen deutlich vermindert werden.

Von daher gesehen bestehen sicherlich viele Anreize, den Anteil des Erdgases beim Einsatz fossiler Energieträger deutlich zu erhöhen.

Die Substitution von Energieträgern mit einem hohen Ausstoß von Kohlendioxid durch solche mit einem vergleichsweise geringeren Emissionswert ist freilich nicht die einzige Strategie zu einer Herabsetzung des zusätzlichen Treibhauseffektes.

Grundsätzlich können daneben und auch zusätzlich die folgenden Wege beschritten werden:

- Energieeinsparung durch künstliche Verteuerung der fossilen Energieträger, sei es durch Einführung einer Energiesteuer oder durch eine Institutionalisierung von Emissionsrechten [vgl. hierzu insbes. Heister et al. 1992];
- Optimierung von Energieanlagen und ihres Einsatzes durch Normen, Standards und Auflagen;
- Beseitigung des Schadstoffes aus den Brennstoffen, den Abgasen oder der Luft.

Für die letztgenannte Möglichkeit gibt es nach dem derzeitigen Stand der Technik im Falle des Kohlendioxids kein Verfahren, das mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand einsetzbar wäre.

Das politische Ziel der Europäischen Union, die CO₂-Emissionen innerhalb der Union bis zum Jahr 2000 auf dem Niveau von 1990 zu stabilisieren, wurde auf der 2. UNCTAD-Konferenz "Umwelt und Entwicklung" im Juni 1992 erneut bekräftigt. Die Bundesrepublik Deutschland hatte hierbei sogar als Zielvorgabe angestrebt, den CO₂-Ausstoß auf der Basis des Jahres 1987 bis zum Jahr 2005 um 25 - 30 vH zu vermindern.

Die politischen Diskussionen und Empfehlungen in den Entscheidungsgremien der Europäischen Union scheinen auf eine kombinierte CO₂/Energiesteuer hinzuzielen. Im Mai 1992 hatte die EG-Kommission einen Richtlinienentwurf beschlossen: Darin ist vorgesehen, den Steuersatz je zur Hälfte auf den Energieeinsatz und die CO₂-Emissionen zu erheben. Der Mindeststeuersatz, der von den Mitgliedsländern auf Wunsch höhergesetzt werden könnte, sollte mit Wirkung vom 1. Januar 1993 drei US \$ (2,81 ECU pro Tonne CO₂-Emission durch fossile Brennstoffe und 0,21 ECU pro GJ, dies entspräche einer Belastung von 3 US \$ je Barrel Rohöl) betragen und um jährlich einen US \$ auf zehn US \$ im Jahr 2000 angehoben werden. Sowohl bei der generellen Frage, ob eine derartige Steuer notwendig und sinnvoll ist, als auch in Hinblick auf viele Einzelfragen, wie die Gewichtung von CO₂- und Energieanteil sowie Ausnahmeregelungen für energieintensive Industriezweige, werden innerhalb der Union noch sehr unterschiedliche Positionen vertreten [Walz, 1993, S. 6 f.].

Sensitivitätsanalysen der Internationalen Energieagentur [IEA, 1993, S. 50 f.] führten zu dem Ergebnis, daß eine Energiesteuer von 100 US \$ je t Kohlenstoff-Emission (dies entspräche einem Steuersatz von 12 US \$ je Barrel Öläquivalent) den Anstieg der Kohlenstoffemissionen zwar verlangsamen würde, aber keinesfalls eine Stagnation dieser Emissionen in den OECD-Ländern erwarten ließe. Hierzu wären Steuersätze notwendig, die bei 300 US \$ je t Kohlenstoff (entsprechend 36 US \$ je Barrel Öläquivalent) oder höher angesiedelt werden müßten.

Wie und wohin dieser Entscheidungsprozeß innerhalb der Europäischen Union auch immer münden mag: Mit einer verschärften Umweltschutzgesetzgebung werden sich die ökologischen Vorteile des Erdgases auch stärker auf dem Markt ökonomisch umsetzen

lassen. Die Umweltschutzgesetzgebung verschafft dann auch Erdgasanbietern mit höheren Gaszykluskosten Marktzutritt, der ohne diese Gesetzgebung nicht zu erwarten gewesen wäre. Dies betrifft insbesondere den internationalen Gashandel über LNG-Ketten.

7. Marktpotentiale des Erdgases, Bezugsquellen, Preise und Kosten: Einschätzungen und Aussichten.

Die Schätzungen der Ressourcen an fossilen Primärenergieträgern unterliegen zwar einem gewissen Unsicherheitsfaktor (s. Kapitel 2), aber zweifelsfrei gehören diese Energiequellen zu den erschöpfbaren Ressourcen, so daß sich auf lange Sicht die Frage stellen wird, auf welche Energieträger die globale Energiewirtschaft dann zurückgreifen wird. Die Einschätzungen hierzu sind recht vielfältig und kontrovers und nicht Gegenstand der nachfolgenden Überlegungen.

Aber auch für die Einschätzungen von Niveau und Struktur des Energieverbrauchs auf mittlere Sicht, also für ein Zeitintervall von 20 Jahren bis etwa zum Jahr 2010, gibt es eine Vielzahl von Prognosen, Szenarien und Projektionen, die in aller Regel auf ökonomischen Schätzmethoden basieren.

Die Schätzergebnisse verschiedener Studien miteinander zu vergleichen, ist nur von sehr begrenztem Erkenntniswert, denn diese Studien haben in aller Regel unterschiedliche Regionalabgrenzungen und Projektionszeiträume. Wird darüber hinaus berücksichtigt, daß wesentliche Parameter und exogene Annahmen in diesen Studien zum Teil erheblich differieren, so wird deutlich, daß einem Vergleichen der jeweiligen Ergebnisse zum (Gas-)Verbrauch sowie den Marktanteilen für sich genommen, kein allzu hoher Erkenntniswert zugemessen werden kann.

Die nachfolgenden Überlegungen stützen sich auf zwei Projektionen, die in jüngster Zeit jeweils von der Kommission der Europäischen Gemeinschaft und der Internationalen Energieagentur (IEA) vorgelegt worden sind.

Die erste Studie [Energy, 1992] bezieht sich, neben einer regionalen Untergliederung auf den globalen Energieverbrauch und umfaßt, ausgehend von dem Jahr 1990, einen Projektionszeitraum bis zum Jahr 2005, s. Tabelle 11.

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Studie können in Hinblick auf die globale Energie- und Erdgasversorgung wie folgt zusammengefaßt werden:

- Der globale Primärenergieverbrauch wird während des Gesamtberichtszeitraums (1990-2005) um 2 vH pro Jahr zunehmen, und zwar gegen Ende des Projektionszeitraums deutlich höher als an dessen Beginn (1990-1995). In etwa gleichem Ausmaß werden sich nach dieser Projektion die globalen CO₂-Emissionen erhöhen (Tabelle 11). Eine globale Stagnation oder gar Reduzierung des Treibhausgases CO₂ ist nach dieser Projektion demnach nicht zu erwarten.
- Innerhalb der Struktur des globalen Primärenergieverbrauchs wird der Erdgasverbrauch mit 3 vH pro Jahr bis zum Jahr 2005 etwa doppelt so stark expandieren wie der Verbrauch an festen Brennstoffen sowie von Rohöl und etwa um die Hälfte höher angesiedelt sein als die Zunahme des Primärenergieverbrauchs insgesamt (2 vH pro Jahr). Die deutlichsten Verluste an Marktanteilen werden beim Einsatz von Kernenergie erwartet.
- Der Elektrizitätsverbrauch wird sich nach dieser Einschätzung global mit einem Anstieg von 3,1 vH pro Jahr deutlich schneller erhöhen als der globale Endenergieverbrauch insgesamt (1,9 vH, s. Tabelle 11). Die Kraftwerkskapazitäten in der Europäischen Union werden sich dabei von 412 Terawatt (1990) bis zum Jahr 2005 auf 530 TW erhöhen; zwei Drittel dieses Kapazitätszubaues sollen nach diesen Einschätzungen auf Erdgaskraftwerke entfallen, und zwar fast ausschließlich

Tabelle 11 - Schätzung des globalen Energieverbrauchs bis zum Jahr 2005 durch die Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Stand: 1992

	Niveau (Mill. t ÖE (1))					Jährliche Veränderungsraten (VI)				
	1985	1990	1995	2000	2005	85/90	90/95	95/2000	2000/05	90/2005
Primärenergieerzeugung										
Feste Brennstoffe	2 025	2 200	2 280	2 542	2 832	1,7	0,7	2,2	2,2	1,7
Rohöl	2 864	3 208	3 418	3 718	3 966	2,3	1,3	1,7	1,3	1,4
Naturgas	1 426	1 672	1 863	2 195	2 620	3,2	2,2	3,3	3,6	3,0
Kernkraft	386	517	550	586	616	6,0	1,2	1,3	1,0	1,2
Wasserkraft	175	189	223	267	324	1,6	3,4	3,7	3,9	3,7
Geotherm. Energie	19	25	31	41	51	5,3	4,1	6,0	4,2	4,7
Erneuerbare Energie (2)	505	542	620	718	831	1,4	2,7	3,0	3,0	2,9
Insgesamt	7 401	8 356	8 988	10 072	11 244	2,5	1,5	2,3	2,2	2,0
Primärenergieverbrauch										
Feste Brennstoffe	2 028	2 215	2 280	2 542	2 831	1,8	0,6	2,2	2,2	1,6
Öl (3)	2 889	3 133	3 341	3 633	3 862	1,6	1,3	1,7	1,2	1,4
Naturgas	1 419	1 672	1 863	2 195	2 620	3,3	2,2	3,3	3,6	3,0
Kernenergie	386	517	550	586	616	6,0	1,2	1,3	1,0	1,2
Wasserkraft	175	189	223	267	324	1,5	3,4	3,7	3,9	3,7
Geotherm. Energie	20	25	31	41	51	5,2	4,1	6,0	4,2	4,7
Erneuerbare Energie (2)	505	542	620	718	831	1,4	2,7	3,0	3,0	2,9
Insgesamt	7 422	8 295	8 908	9 986	11 141	2,2	1,4	2,3	2,2	2,0
Elektrizitätssektor										
<i>Stromerzeugung (in TWh)</i>										
Kernenergie	1 482	1 985	2 109	2 249	2 365	6,0	1,2	1,3	1,0	1,2
Wasserkraft	2 032	2 197	2 591	3 108	3 766	1,6	3,4	3,7	3,9	3,7
Konvent. Wärme	6 312	7 424	8 175	9 880	11 826	3,3	1,9	3,9	3,7	3,2
Insgesamt	9 826	11 606	12 875	15 236	17 958	3,4	2,1	3,4	3,3	3,0
Energieeinsatz										
Feste Brennstoffe	987	1 128	1 202	1 397	1 628	2,7	1,3	3,1	3,1	2,5
Öl (3)	335	313	279	267	257	-1,3	-2,3	-0,9	-0,7	-1,3
Gas (4)	353	472	547	758	1 003	6,0	3,0	6,7	5,8	5,2
Kernkraft	386	517	550	586	616	6,0	1,2	1,3	1,0	1,2
Wasserkraft	175	189	223	267	324	1,6	3,4	3,7	3,9	3,7
Geotherm. Energie	19	25	31	41	51	5,3	4,1	6,0	4,2	4,7
Erneuerb. Energie (2)	18	17	16	20	25	-0,9	-0,8	3,9	5,0	2,7
Insgesamt	2 274	2 662	2 847	3 336	3 904	3,2	1,4	3,2	3,2	2,6
Endenergieverbrauch										
Feste Brennstoffe	859	912	887	924	951	1,2	-0,6	0,8	0,6	0,3
Öl (3)	2 101	2 235	2 404	2 642	2 815	1,2	1,5	1,9	1,3	1,6
Gas (4)	875	979	1 080	1 172	1 321	2,3	2,0	1,7	2,4	2,0
Elektrizität	698	832	936	1 112	1 315	3,6	2,4	3,5	3,4	3,1
Fernwärme	164	177	166	191	234	1,4	-1,2	2,9	4,1	1,9
Erneuerbare Energie	470	493	570	671	787	1,0	3,0	3,3	3,2	3,2
Insgesamt	5 168	5 627	6 043	6 713	7 423	1,7	1,4	2,1	2,0	1,9
CO₂-Emissionen in Millt										
	18 316	20 093	21 223	23 703	26 334	1,9	1,1	2,2	2,1	1,8
Kennziffern										
Weltbevölkerung in Mill.	4 842	5 270	5 748	6 233	6 705	1,7	1,7	1,6	1,5	1,6
BIP-Index (1985=100)	100	117	129	152	178	3,2	2,1	3,2	3,2	2,8
Primärenergieverbrauch										
- pro BIP (5)	458	438	425	406	387	-0,9	-0,6	-0,9	-0,9	-0,8
- pro Kopf (6)	1,53	1,57	1,55	1,60	1,66	0,5	-0,3	0,7	0,7	0,4
Elektrizitätsverbrauch										
pro Kopf (7)	2 029	2 202	2 240	2 444	2 678	1,6	0,3	1,8	1,8	1,3
CO₂-Emissionen										
pro Kopf (8)	3,78	3,81	3,69	3,80	3,93	0,2	-0,6	0,6	0,6	0,2

(1) Öleinheiten, 1 t ÖE = 41,868 Gigajoule. - (2) Erneuerbare Energieträger, überwiegend Biomasse. - (3) Rohöl und Mineralölprodukte. - (4) Naturgas und hergestelltes Gas. - (5) In t ÖE pro Mill. ECU des BIP in Preisen von 1985. - (6) In t ÖE je Einwohner. - (7) In kWh je Einwohner. - (8) In t CO₂ je Einwohner.

Quelle: Commission of the European Communities (Ed.), Energy in Europe: A View to the Future. Luxemburg 1992, S. 79.

auf kombinierte Gas- und Dampf-Turbinenanlagen² [Energy, 1992, S. 102].

Die wichtigsten Gründe für das starke Vordringen der kombinierten Gas- und Dampf-Turbinenanlagen sieht die EG-Studie [Energy, 1992, S. 36] vor allem in den folgenden Faktoren:

- Höhere energetische Effizienz im Vergleich zu herkömmlichen Wärmekraftwerken;
- geringere Umweltbelastungen im Vergleich zu Kohlekraftwerken;
- fortdauernde Akzeptanzkrise bei der Kernenergie;
- kurze Bauzeiten der Kraftwerke;
- um die Hälfte geringere Investitionskosten im Vergleich zu Kohlekraftwerken.

Die Studie der IEA [IEA, 1994] über den zukünftigen Energieverbrauch umfaßt, basierend auf dem Jahr 1991, einen Projektionszeitraum bis zum Jahr 2010.

Die Projektionsdaten für die globalen Energiemärkte sind aus Tabelle 12 ersichtlich; die beiden Projektionen führen teilweise zu sehr ähnlichen Einschätzungen der künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs, wenngleich sie im Projektionszeitraum differieren.

Auf globaler Ebene erwartet die IEA bis zum Jahr 2010 einen Anstieg des Primärenergieverbrauchs von 2,1 vH pro Jahr; nur wenig höher als in der EG-Projektion (2,0 vH p.a.). Mit 2,4 vH

²In einer kombinierten Gas- und Dampf-Turbinenanlage erfolgt folgender Prozeßablauf: Gas wird unter Zugabe von komprimierter Luft in einer Brennkammer verbrannt. Die heißen Brenngase (800 - 900 ° C) werden einer Gasturbine zugeführt, in der die Umsetzung von Wärmeenergie in mechanische Energie stattfindet. Der angekoppelte Generator erzeugt elektrische Energie. Die 500 - 600 ° C heißen Abgase hinter der Gasturbine haben noch eine genügend hohe Temperatur, um durch Erhitzung von Wasser Dampf zu erzeugen. Der dabei entstehende Dampf erzeugt dann über eine normale Dampfturbine zusätzlichen Strom. Die weitere Umsetzung von Wärmeenergie in elektrische Energie geschieht demnach ähnlich wie bei einem konventionellen Kraftwerk. Beim Kraftwerkskonzept der kombinierten Gas- und Dampfturbinen wird derzeit ein hoher Wirkungsgrad von über 53 vH erreicht, mithin ein deutlich höherer als in konventionellen Wärmekraftwerken (38-42 vH). Neue Turbinentechniken könnten dazu führen, schon in den nächsten Jahren eine Wirkungsgradsteigerung bis auf 56-60 vH zu erreichen [Seibel, 1994].

Tabelle 12 - Schätzung des globalen Energieverbrauchs bis zum Jahr 2010 durch die Internationale Energieagentur (IEA), Stand: 1994

	Niveau (Mill. t ÖE (1))				Veränderungsraten (vH p.a.)				Energieträgeranteile (vH)			
	1971	1991	2000	2010	1971-1991	1991-2000	2000-2010	1991-2010	1971	1991	2000	2010
Primärenergieverbrauch	4 859	7 845	9 144	11 560	2,4	1,7	2,4	2,1	100,0	100,0	100,0	100,0
Feste Brennstoffe	1 502	2 275	2 627	3 363	2,1	1,6	2,5	2,1	30,9	29,0	28,7	29,1
Öl	2 325	3 072	3 531	4 299	1,4	1,6	2,0	1,8	47,8	39,2	38,6	37,2
Gas	895	1 727	2 020	2 718	3,3	1,8	3,0	2,4	18,4	22,0	22,1	23,5
Kernkraft	29	549	631	706	15,9	1,5	1,1	1,3	0,6	7,0	6,9	6,1
Wasserkraft	104	190	251	330	3,1	3,1	2,8	2,9	2,1	2,4	2,7	2,9
Geotherm. Energie u.a.	4	32	84	145	11,0	11,7	5,6	8,5	0,1	0,4	0,9	1,3
Umwandlungsverluste in der Elektrizitätserzeugung	679	1 549	1 721	2 207	4,2	1,2	2,5	1,9	-	-	-	-
Übrige Umwandlungsverluste	439	760	877	1 084	2,8	1,6	2,1	1,9	-	-	-	-
Stromerzeugung (in TWh)	5 308	12 030	14 976	20 450	4,2	2,5	3,2	2,8	100,0	100,0	100,0	100,0
Feste Brennstoffe	2 165	4 708	6 094	8 260	4,0	2,9	3,1	3,0	40,8	39,1	40,7	40,4
Öl	1 100	1 366	1 307	1 405	1,1	-0,5	0,7	0,1	20,7	11,4	8,7	6,9
Gas	717	1 594	2 121	4 047	4,1	3,2	6,7	5,0	13,5	13,3	14,2	19,8
Kernkraft	111	2 108	2 420	2 707	15,9	1,5	1,1	1,3	2,1	17,5	16,2	13,2
Wasserkraft	1 209	2 213	2 922	3 840	3,1	3,1	2,8	2,9	22,8	18,4	19,5	18,8
Geotherm. Energie u.a.	5	41	111	191	11,0	11,7	5,6	8,5	0,1	0,3	0,7	0,9
Endenergieverbrauch	3 741	5 537	6 546	8 269	2,0	1,9	2,4	2,1	100,0	100,0	100,0	100,0
Feste Brennstoffe	806	931	1 051	1 309	0,7	1,4	2,2	1,8	21,5	16,8	16,1	15,8
Öl	1 893	2 561	3 012	3 713	1,5	1,8	2,1	2,0	50,6	46,3	46,0	44,9
Gas	581	1 017	1 208	1 498	2,8	1,9	2,2	2,1	15,5	18,4	18,5	18,1
Elektrizität	461	1 027	1 275	1 750	4,1	2,4	3,2	2,8	12,3	18,6	19,5	21,2
CO₂-Emissionen in Mill. t	14 933	21 579	25 047	31 931	1,9	1,7	2,5	2,1				
Kennziffern:												
BIP (2) (Mrd. US \$)	-	18 233	23 028	31 190	-	2,6	3,1	2,9				
BIP pro Einwohner	-	3 548	3 917	4 770	-	1,1	1,8	1,4				
Energieverbrauch pro Einwohner (TÖE)	-	1,53	1,56	1,73	-	0,2	1,1	0,7				
Energieintensität (TÖE/1000 US \$ BIP)	-	0,43	0,40	0,37	-	-0,9	-0,7	-0,8				

(1) Öleinheiten: 1 t ÖE = 41,868 Gigajoule. - (2) Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 1987.

Quelle: IEA/OECD (Ed.), World Energy Outlook, 1994 Edition, Paris 1994, S. 233.

wird die erwartete jahresdurchschnittliche Wachstumsrate beim globalen primären Erdgasverbrauch etwas niedriger angesiedelt als in der EG-Studie.

Ebenfalls fast übereinstimmend sieht die IEA-Projektion das mit Abstand am stärksten expandierende Marktsegment des Erdgasabsatzes in der Erdgasverstromung. Der Anteil des Erdgases an der Stromerzeugung wird nach dieser Projektion von 13,3 vH (1991) bis auf knapp 20 vH ansteigen; gleichzeitig wird sich der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung von 17,5 vH (1991) bis 2010 auf gut 13 vH deutlich vermindern. Die Zuwachsrate des globalen Stromverbrauchs ist mit 2,8 vH pro Jahr etwas niedriger angesiedelt als in der EG-Projektion (3,1 vH p.a.). Durch den verstärkten Einsatz von Erdgas in der Verstromung werden die Probleme des saisonalen Lastausgleichs (vgl. Abschnitt 5) wesentlich gemildert, was sich positiv auf die sonst notwendigen hohen Speicherkosten auswirken wird.

Es bleibt abschließend die Frage, die in den beiden Studien nur sporadisch angesprochen wird, abzuklären, mit welchen Bezugsquellen dieser Verbrauchspfad an Erdgas abgedeckt werden könnte und welche Kosten und Preise hiermit voraussichtlich verbunden wären.

Im Abschnitt 3 wurde gezeigt, daß das größte Problem bei der globalen Vermarktung des Erdgases das regionale Ungleichgewicht zwischen verschiedenen Hauptförder- und Verbrauchsregionen darstellt. Dies gilt insbesondere für die Region Westeuropa und Japan. In Abschnitt 4 wurden die infrastrukturellen Voraussetzungen erläutert, die Erdgas zu einem ubiquen Gut machen können und der derzeitige Stand dieser Infrastruktur geschildert. Im fünften Abschnitt wurden die grundlegenden Preisbildungsprozesse des Erdgasmarktes angesprochen.

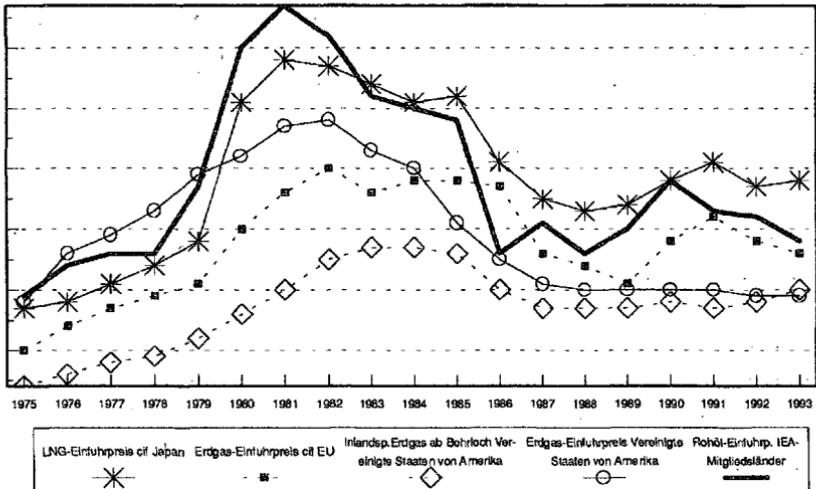
Die Eckdaten der **Preise** im internationalen Erdgashandel für die wichtigsten Verbrauchsregionen und die Zeit von 1975 bis 1993 sind aus *Schaubild 12* ersichtlich.

Die Preispfade in der Phase hoher Rohölpreise (1975 - 1985) sowie in der nachfolgenden Phase wieder niedriger Rohölpreise (1986 bis 1993) lassen folgende Entwicklungstendenzen erkennen:

Schaubild 12

Preise für ausgewählte Energieträger und Regionen von 1975-1993 in US-Dollar pro MBTU*

US \$ pro MBTU*



* Millionen British Thermal Units
 1 MBTU = 1,055 Gigajoules

- Der Wärmepreis des importierten Erdgases in der Europäischen Union liegt - mit Ausnahme des Jahres 1986 - in allen Jahren unter den Weltmarktpreisen für Rohöl. Dies ist leicht erklärlich, denn die Infrastruktur zur Weiterleitung der Erdgaseinfuhren an die Verbraucher ist sehr viel kostenintensiver als bei den Mineralölprodukten, s. hierzu auch Abschnitt 5.
- Für Japan gilt dies nur für die Phase relativ hoher Rohölpreise, danach übersteigen die Wärmepreise der LNG-Einfuhren den internationalen Rohölpreis um fast 20 vH. Dies läßt den Schluß zu, daß dort andere Anknüpfungspunkte des Anlegbarkeitsprinzips gelten als in der Europäischen Union.
- Die LNG-Einfuhren Japans als einzige Erdgasbezugsoption sind in beiden Phasen um durchschnittlich 40 vH höher als die durchschnittlichen Erdgas-Einfuhrpreise in der Europäischen

Union. Der Anteil des relativ teuren LNG-Bezugs hat hier freilich auch einen vergleichsweise geringen Anteil.

- In beiden Importregionen ist die Differenz zwischen den Wärmepreisen für Erdgas und Rohöl in der Phase hoher Ölpreise größer als in der Periode danach. Dies bestätigt auch global das Ergebnis des deutschen Erdgasmarktes: In der Phase hoher Rohölpreise wurden die Erdgaspreise nicht proportional angehoben, in der Phase wieder niedriger Ölpreise dann allerdings auch nicht proportional vermindert.
- Ein hiervon abweichendes Entwicklungsmuster zeigt sich in der Erdgasproduzier-Region der Vereinigten Staaten. Dort freilich war die Preisentwicklung für heimische Erdgasquellen in den siebziger Jahren vom Weltmarkt abgekoppelt. Mit der Annäherung des heimischen Preisniveaus für Erdgas an die Weltmarktpreise nähern sich auch die Erdgas-Einfuhrpreise der Vereinigten Staaten dem allgemeinen Entwicklungsmuster an.

Für die Zeit wieder niedriger Rohölpreise gilt für die Erdgas-einfuhren der Europäischen Union, daß die Wärmepreise dieser Einfuhren im Durchschnitt etwa 85 vH des Wärmepreises der Rohöleinfuhren erreichten; die hierbei beobachtete Preisspanne war in einem Preisintervall von 2,10 bis 3,20 US \$ pro MBTU angesiedelt.

Bislang wurden allein Preise betrachtet, nicht jedoch **Kosten**. Diese spielen bei der Preisbildung nach dem Anlegbarkeitsprinzip, s. Abschnitt 5, eine untergeordnete Rolle. Dies ändert sich natürlich nachhaltig, wenn künftige Angebotspotentiale abgeschätzt werden sollen, und deren Realisierung nur als wahrscheinlich gelten kann, wenn die erwarteten Erträge die Kosten der Bereitstellung dieser Ressource übersteigen.

Die Ressourcenökonomie verwendet hier das Konzept der Ressourcen-Nutzungskosten (Resource Cost). Es sind dies, aus der Sicht des exportierenden Anbieters einer Erdgasressource, die Kosten der Auffindung (Exploration einschl. Probebohrungen), Gasgewinnung, Aufbereitung und Säuberung, Kompression und Transport - entweder über Pipelines oder LNG-Ketten - zum Übergabepunkt des Verbraucherlandes. Diese Kostenziffer enthält kein Nutzungsent-

gelt für die Ressource selbst: Dieses errechnet sich aus dem Importpreis c.i.f. abzüglich der Ressourcen-Nutzungskosten (Netback Value). Diese Nettodifferenz ist für Anbieter mit vergleichsweise geringen Ressourcen-Nutzungskosten (Festlandsquellen mit kurzer Lieferdistanz) höher als für Anbieter mit vergleichsweise hohen Kosten (Tiefseegewinnung, LNG-Ketten).

Der Frage, zu welchen Ressourcen-Nutzungskosten die großen Weltregionen welche Mengen entlang eines Zeitpfades als zusätzliche Einfuhren mobilisieren könnten, wird in einer Erdgasmarktstudie der Internationalen Energieagentur [IEA, 1991] nachgegangen. Die wichtigsten Ergebnisse dieser Untersuchungen können wie folgt zusammengefaßt werden:

- Bei der räumlichen Struktur der Gasreserven (vgl. auch Tabellen A 3 und A 4) sowie bei den voraussichtlichen Erschließungs- und Transportkosten können nur die OECD-Länder Europas mit einem erheblichen zusätzlichen Erdgasangebot von Erdgasquellen außerhalb dieser Region durch Pipelinetransport beliefert werden. Für Nordamerika und Länder des Pazifiks scheidet diese Form des Erdgastransports mit hoher Wahrscheinlichkeit aus.
- Die OECD-Länder Europas hatten 1993 einen Netto-Einfuhrbedarf an Erdgas von außerhalb dieser Region in der Größenordnung von 100 Mrd. m³. Bei einer Verbrauchsentwicklung gemäß der EG- und IEA-Projektion würde sich dieser Netto-Einfuhrbedarf schrittweise im Verlauf der nächsten beiden Dekaden um 200 m³ Erdgas auf etwa 300 Mrd. m³ erhöhen. Diese Liefermengen sind mit hoher Wahrscheinlichkeit zu mobilisieren, wenn sich die (realen) Ressourcen-Nutzungskosten schrittweise bis auf 4 US \$ pro MBTU erhöhen.
- In Nordamerika verfügen sowohl die USA als auch Kanada über erhebliche Erdgasreserven, die verfügbar werden könnten, wenn bei den gegenwärtig vergleichsweise niedrigen Erdgaspreisen dort (vgl. auch Schaubild 12) schrittweise die Ressourcen-Nutzungskosten bis auf 3 US \$ pro MBTU ansteigen würden.

- Über LNG-Lieferketten wird, eine dementsprechende Preisentwicklung bei Naturgas vorausgesetzt, ein beträchtliches Potential an zusätzlichen Gaslieferungen erschließbar sein. Derzeit erfolgen bereits Erdgasausfuhren über LNG-Ketten (Tabelle A 5) aus den USA, Abu Dhabi, Algerien, Libyen, Australien; Brunei, Indonesien und Malaysia. In Vorbereitung oder in Planung sind zusätzliche LNG-Transportkapazitäten in Qatar (Fertigstellung 1997) sowie in Argentinien, Chile, Nigeria, Norwegen, Rußland, Saudi Arabien, Trinidad und Venezuela.

Was die Einschätzung des **Versorgungsrisikos** bei Erdgasbezügen aus diesen Lieferländern betrifft, so gelangt die IEA-Studie [1991, S. 121] zu der folgenden Feststellung:

"Additional natural gas supply ... would come mainly from non-OECD countries that have been characterised by social unrest, and history has shown that political difficulties can result in interruptions of energy supplies. Gas exports, however, have not been affected."

Es stellt sich abschließend die Frage, ob bei einem Preisanstieg, wie er oben aufgezeigt wurde, der Erdgasabsatz eine derartige Zunahme erfahren wird, wie es den Projektionen der EG-Kommissions- und der IEA-Studie zu entnehmen ist.

Bei dieser Frage sei daran erinnert, daß beide Projektionen das bei weiten am stärksten expandierende Absatzsegment des zusätzlichen Gasabsatzes im Einsatz zur Stromerzeugung sehen; der Einsatz von Kernenergie zur Stromerzeugung ist in beiden Projektionen ein Auslaufmodell. Sollten nun Maßnahmen für einen verstärkten Klimaschutz und zur Vermeidung von Luftschadstoffen, wie sie im Abschnitt 6 beschrieben worden sind, im Verlauf der betrachteten Referenzperiode innerhalb der Europäischen Union Gesetzeskraft erlangen, so ist es durchaus sehr wahrscheinlich, daß sich nicht nur die absoluten, sondern auch die relativen Energiepreise zugunsten des Erdgases verschieben können. Auch in der EG-Studie [Energy, 1992, S. 99] wird von der Annahme ausgegangen, daß sich die realen Erdgaspreise von 1990 bis zum Jahr 2005 um insgesamt fast 50 vH erhöhen, während beim Rohöl nur mit einem Anstieg des realen Preisniveaus bis zum

Jahr 2005 um 23,6 vH gerechnet wird. Die realen Kohlenpreise würden sich hiernach kaum erhöhen.

Es besteht dann auch kein begründbarer Zweifel mehr daran, daß der tatsächliche Energieverbrauchspfad und der Erdgasverbrauch einer Entwicklungslinie folgen könnte, wie sie in den beiden Projektionen beschrieben wird.

Tabelle A 1 Globaler Energieverbrauch nach Primärenergieträgern (1) in den Jahren 1950 - 1992

Jahr	Kohle	Öl	Gas	Strom	Total	Kohle	Öl	Gas	Strom	Total			
	(2)	(3)	(4)	(5)		in Mill. t SKE (6)					in vH		
1950	1 534	672	244	42	2 492	61.56	26.97	9.79	1.69	100.00			
1951	1 644	740	289	46	2 719	60.46	27.22	10.63	1.69	100.00			
1952	1 637	788	311	49	2 785	58.78	28.29	11.17	1.76	100.00			
1953	1 659	835	330	51	2 875	57.70	29.04	11.48	1.77	100.00			
1954	1 667	884	348	54	2 953	56.45	29.94	11.78	1.83	100.00			
1955	1 699	921	377	58	3 055	55.61	30.15	12.34	1.90	100.00			
1956	1 778	995	404	63	3 240	54.88	30.71	12.47	1.94	100.00			
1957	1 811	1 044	444	67	3 366	53.80	31.02	13.19	1.99	100.00			
1958	1 866	1 101	484	75	3 526	52.92	31.23	13.73	2.13	100.00			
1959	1 925	1 193	540	77	3 735	51.54	31.94	14.46	2.06	100.00			
1960	2 049	1 292	592	84	4 017	51.01	32.16	14.74	2.09	100.00			
1961	1 906	1 373	637	89	4 005	47.59	34.28	15.91	2.22	100.00			
1962	1 940	1 487	698	94	4 219	45.98	35.25	16.54	2.23	100.00			
1963	2 026	1 618	754	99	4 497	45.05	35.98	16.77	2.20	100.00			
1964	2 077	1 746	823	104	4 750	43.73	36.76	17.33	2.19	100.00			
1965	2 113	1 883	881	116	4 993	42.32	37.71	17.64	2.32	100.00			
1966	2 146	2 039	962	125	5 272	40.71	38.68	18.25	2.37	100.00			
1967	2 040	2 156	1 030	129	5 355	38.10	40.26	19.23	2.41	100.00			
1968	2 137	2 353	1 150	136	5 776	37.00	40.74	19.91	2.35	100.00			
1969	2 201	2 543	1 231	145	6 120	35.96	41.55	20.11	2.37	100.00			
1970	2 271	2 792	1 293	154	6 510	34.88	42.89	19.86	2.37	100.00			
1971	2 251	2 961	1 392	165	6 769	33.25	43.74	20.56	2.44	100.00			
1972	2 270	3 165	1 474	178	7 087	32.03	44.66	20.80	2.51	100.00			
1973	2 316	3 408	1 526	186	7 436	31.15	45.83	20.52	2.50	100.00			
1974	2 342	3 362	1 570	209	7 483	31.30	44.93	20.98	2.79	100.00			
1975	2 396	3 347	1 560	223	7 526	31.84	44.47	20.73	2.96	100.00			
1976	2 475	3 577	1 645	230	7 927	31.22	45.12	20.75	2.90	100.00			
1977	2 560	3 692	1 666	249	8 167	31.35	45.21	20.40	3.05	100.00			
1978	2 612	3 767	1 754	277	8 410	31.06	44.79	20.86	3.29	100.00			
1979	2 581	3 947	1 836	288	8 652	29.83	45.62	21.22	3.33	100.00			
1980	2 622	3 778	1 863	301	8 564	30.62	44.11	21.75	3.51	100.00			
1981	2 649	3 651	1 837	318	8 455	31.33	43.18	21.73	3.76	100.00			
1982	2 688	3 581	1 825	333	8 247	31.90	42.49	21.66	3.95	100.00			
1983	2 761	3 558	1 869	359	8 547	32.30	41.63	21.87	4.20	100.00			
1984	2 873	3 656	2 006	394	8 929	32.18	40.95	22.47	4.41	100.00			
1985	3 036	3 630	2 102	427	9 195	33.02	39.48	22.86	4.64	100.00			
1986	3 074	3 717	2 127	444	9 362	32.83	39.70	22.72	4.74	100.00			
1987	3 127	3 785	2 207	465	9 584	32.63	39.49	23.03	4.85	100.00			
1988	3 353	3 980	2 388	491	10 212	32.83	38.97	23.38	4.81	100.00			
1989	3 361	3 998	2 492	497	10 348	32.48	38.64	24.08	4.80	100.00			
1990	3 238	4 000	2 539	516	10 293	31.46	38.86	24.67	5.01	100.00			
1991	3 184	4 040	2 614	537	10 375	30.69	38.94	25.20	5.18	100.00			
1992	3 216	3 982	2 664	538	10 397	30.93	38.30	25.62	5.17	100.00			
- Jahresdurchschnittliche Änderungsraten in vH -													
Zeitraum	Kohle	Öl	Gas	Strom	Total								
1950/1992	1.78	4.33	5.86	6.26	3.46								
1950/1973	1.81	7.31	8.30	6.68	4.87								
1950/1960	2.94	6.76	9.27	7.18	4.89								
1960/1973	0.95	7.75	7.56	6.31	4.85								
1973/1992	1.74	0.82	2.98	5.75	1.78								
1973/1978	2.43	2.02	2.82	8.29	2.49								
1978/1984	1.60	-0.50	2.26	6.05	1.00								
1984/1992	1.42	1.07	3.61	3.97	1.92								

(1) Nur kommerzielle Energieträger. - (2) Kohle: Steinkohle, Braunkohle und sonstige feste Brennstoffe. - (3) Öl: Rohöl und flüssige Kondensate. - (4) Gas: Naturgas (Erdgas). - (5) Strom: Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie, Wasserkraft und geothermischer Energie = Primärelektrizität. Bis 1990 wurde das Primäräquivalent der Primärelektrizität endenergetisch bewertet mit dem Wärmeäquivalent der erzeugten Strommenge. Ab 1991 erfolgte ein Übergang zum "Wirkungsgradansatz", bei dem die erzeugte Strommenge mit jenem Primärenergieeinsatz bewertet wird, der dem durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad entspricht. Zur zeitlichen Vergleichbarkeit wurde der vor 1991 verwendete Bewertungsansatz beibehalten. - (6) Steinkohleneinheiten. 1 t SKE = 29.308 Giga-joule.

Quelle: United Nations (UN), Yearbook of Energy Statistics, (Hfd. Jgg.), New York.

Tabelle A 2 - Globale Produktion und Export der Primärenergieträger Kohle, Erdöl und Naturgas in den Jahren 1950 - 1992 (- in Mill. t SKE (1) -)

Jahr	Kohle			Erdöl			Naturgas		
	Produktion	Export		Produktion	Export		Produktion	Export	
		absolut	in vH		absolut	in vH		absolut	in vH
1950	1 580	123	7,78	743	200	26,92	247	1,10	0,45
1951	1 667	144	8,64	843	231	27,46	294	1,07	0,36
1952	1 660	139	8,37	887	270	30,43	318	1,52	0,48
1953	1 672	132	7,89	937	281	30,03	336	1,66	0,49
1954	1 667	138	8,28	981	313	31,88	352	1,63	0,46
1955	1 806	160	8,86	1 100	359	32,60	383	1,90	0,50
1956	1 889	161	8,52	1 197	397	33,17	416	2,06	0,49
1957	1 950	165	8,46	1 261	426	33,75	454	2,48	0,55
1958	2 025	135	6,67	1 293	451	34,92	490	6,22	1,27
1959	2 098	126	6,01	1 394	487	34,94	546	6,49	1,19
1960	2 190	131	5,98	1 503	543	36,12	598	6,32	1,06
1961	2 022	135	6,68	1 600	604	37,77	643	9,42	1,77
1962	2 070	146	7,05	1 736	681	39,26	703	16,50	2,35
1963	2 160	160	7,41	1 863	754	40,49	767	16,71	2,18
1964	2 239	161	7,19	2 010	863	42,93	840	18,36	2,19
1965	2 268	158	6,97	2 156	946	43,87	900	20,19	2,24
1966	2 309	158	6,84	2 340	1 060	45,30	972	21,86	2,25
1967	2 207	159	7,20	2 514	1 159	46,08	1 046	29,46	2,82
1968	2 274	168	7,39	2 746	1 313	47,81	1 140	40,67	3,57
1969	2 322	180	7,75	2 956	1 490	50,41	1 254	47,83	3,81
1970	2 260	194	8,58	3 250	1 663	51,16	1 312	56,40	4,30
1971	2 255	180	7,98	3 447	1 806	52,38	1 406	75,61	5,38
1972	2 274	181	7,96	3 639	1 970	54,14	1 482	96,12	6,49
1973	2 307	194	8,41	3 971	2 247	56,58	1 547	114,37	7,39
1974	2 324	212	9,12	3 984	2 211	55,50	1 571	136,59	8,70
1975	2 426	205	8,45	3 779	2 026	53,61	1 583	152,79	9,65
1976	2 482	202	8,14	4 101	2 291	55,87	1 646	171,32	10,41
1977	2 570	210	8,17	4 249	2 330	54,84	1 686	177,91	10,55
1978	2 450	198	8,08	4 296	2 269	52,81	1 765	206,84	11,72
1979	2 582	230	8,91	4 466	2 391	53,55	1 855	244,27	13,17
1980	2 620	244	9,31	4 249	2 114	49,76	1 874	256,79	13,70
1981	2 635	254	9,64	3 991	1 826	45,74	1 859	247,72	13,33
1982	2 710	247	9,11	3 820	1 629	42,63	1 845	243,01	13,17
1983	2 710	240	8,86	3 789	1 583	41,78	1 862	260,34	13,98
1984	2 851	288	10,10	3 826	1 540	40,25	2 022	282,35	13,96
1985	2 997	316	10,54	3 790	1 440	37,99	2 098	294,98	14,06
1986	3 071	312	10,16	3 981	1 629	40,90	2 148	292,66	13,62
1987	3 202	316	9,87	3 980	1 633	41,03	2 227	307,94	13,83
1988	3 293	353	10,72	4 140	1 769	42,72	2 388	330,98	13,86
1989	3 340	358	10,72	4 204	1 856	44,15	2 495	355,04	14,23
1990	3 261	359	11,01	4 289	1 954	45,56	2 562	381,74	14,90
1991	3 167	361	11,40	4 250	1 962	46,16	2 611	408,36	15,64
1992	3 200	419	13,09	4 272	2 183	51,10	2 655	601,63	22,66
- Jahresdurchschnittliche Änderungsraten in vH -									
Zeitraum	Kohle		Erdöl		Naturgas				
	Produktion	Export	Produktion	Export	Produktion	Export			
1950/1992	1,69	2,96	5,14	6,76	5,82	16,46			
1950/1973	1,66	2,00	7,56	11,09	8,30	22,87			
1950/1960	3,32	0,63	7,30	10,50	9,24	19,62			
1960/1973	0,40	3,07	7,76	11,55	7,59	25,42			
1973/1992	1,74	4,14	2,29	1,74	2,88	9,15			
1973/1978	1,21	0,41	1,58	0,19	2,67	12,67			
1978/1984	2,56	6,44	-1,91	-6,25	2,29	5,29			
1984/1992	1,45	4,80	6,01	9,22	3,46	9,93			

(1) Steinkohleneinheiten, 1 t SKE = 29,308 Gigajoule.

Quelle: United Nations (UN), Yearbook of World Energy Statistics, (Iff. Jgg.), New York.

Tabelle A 3 - Regionale Verteilung der Weltförderung (netto) von Naturgas in den Jahren 1950-1992

Jahr	Welt	Nord- amerika	West- europa	Ost- europa u. vorrn. UdSSR	OPEC	Rest der Welt	Nord- amerika	West- europa	Ost- europa u. vorrn. UdSSR	OPEC	Rest der Welt
	in Mill. t SKE (1)						in vH Welt insgesamt				
1950	247	227,0	1,0	13,0	2,0	4,0	91,9	0,4	5,3	0,8	1,6
1951	294	270,0	2,0	14,0	3,0	5,0	91,8	0,7	4,8	1,0	1,7
1952	318	291,0	3,0	15,0	4,0	5,0	91,5	0,9	4,7	1,3	1,6
1953	336	305,0	5,0	17,0	5,0	4,0	90,8	1,5	5,1	1,5	1,2
1954	352	317,0	6,0	18,0	6,0	5,0	90,1	1,7	5,1	1,7	1,4
1955	383	341,0	7,1	21,3	7,3	6,3	89,0	1,9	5,6	1,9	1,6
1956	416	363,1	8,6	26,5	8,1	9,7	87,3	2,1	6,4	1,9	2,3
1957	454	390,1	9,5	38,1	9,4	6,9	85,9	2,1	8,4	2,1	1,5
1958	490	407,4	10,3	52,6	9,7	10,0	83,1	2,1	10,7	2,0	2,0
1959	546	446,5	13,3	64,7	10,6	10,9	81,8	2,4	11,8	1,9	2,0
1960	598	476,5	16,2	79,5	13,2	12,6	79,7	2,7	13,3	2,2	2,1
1961	643	496,8	18,6	98,6	14,2	14,8	77,3	2,9	15,3	2,2	2,3
1962	703	526,5	20,4	120,5	15,6	20,0	74,9	2,9	17,1	2,2	2,8
1963	767	557,9	21,6	145,4	16,9	25,2	72,7	2,8	19,0	2,2	3,3
1964	840	592,3	23,8	174,0	19,3	30,6	70,5	2,8	20,7	2,3	3,6
1965	900	616,2	26,2	200,3	22,2	35,1	68,5	2,9	22,3	2,5	3,9
1966	972	655,9	30,6	224,5	24,6	36,4	67,5	3,1	23,1	2,5	3,7
1967	1 046	693,9	37,9	247,9	26,7	39,6	66,3	3,6	23,7	2,6	3,8
1968	1 140	742,3	52,4	267,6	29,9	47,8	65,1	4,6	23,5	2,6	4,2
1969	1 254	799,6	71,8	289,4	35,6	57,6	63,8	5,7	23,1	2,8	4,6
1970	1 312	852,1	98,9	274,3	37,8	48,9	64,9	7,5	20,9	2,9	3,7
1971	1 406	881,4	127,3	301,7	44,3	51,3	62,7	9,1	21,5	3,2	3,6
1972	1 482	891,8	160,2	315,2	53,4	61,4	60,2	10,8	21,3	3,6	4,1
1973	1 547	894,1	182,5	336,9	62,7	70,8	57,8	11,8	21,8	4,1	4,6
1974	1 571	846,7	207,2	370,7	66,5	79,9	53,9	13,2	23,6	4,2	5,1
1975	1 583	802,5	214,3	409,8	71,7	84,7	50,7	13,5	25,9	4,5	5,4
1976	1 646	797,5	225,7	454,2	75,9	92,7	48,5	13,7	27,6	4,6	5,6
1977	1 686	808,0	217,2	483,0	73,9	103,9	47,9	12,9	28,6	4,4	6,2
1978	1 765	802,3	226,9	516,3	86,0	133,5	45,5	12,9	29,3	4,9	7,6
1979	1 855	826,0	252,4	558,3	86,7	131,6	44,5	13,6	30,1	4,7	7,1
1980	1 874	794,6	230,5	601,6	118,1	129,3	42,4	12,3	32,1	6,3	6,9
1981	1 859	747,3	211,9	624,6	145,0	130,1	40,2	11,4	33,6	7,8	7,0
1982	1 845	697,4	195,6	679,0	127,3	145,8	37,8	10,6	36,8	6,9	7,9
1983	1 862	670,3	214,1	672,2	154,5	150,8	36,0	11,5	36,1	8,3	8,1
1984	2 022	721,9	218,4	734,0	180,0	167,8	35,7	10,8	36,3	8,9	8,3
1985	2 098	692,3	224,5	809,8	190,9	180,4	33,0	10,7	38,6	9,1	8,6
1986	2 148	665,9	221,2	854,9	214,8	191,2	31,0	10,3	39,8	10,0	8,9
1987	2 227	683,7	224,9	886,3	229,4	202,7	30,7	10,1	39,8	10,3	9,1
1988	2 388	735,5	219,7	957,6	255,5	219,7	30,8	9,2	40,1	10,7	9,2
1989	2 495	758,5	227,1	995,5	281,9	232,0	30,4	9,1	39,9	11,3	9,3
1990	2 562	778,9	230,6	1 009,4	294,6	248,5	30,4	9,0	39,4	11,5	9,7
1991	2 611	788,5	250,7	1 007,9	308,1	255,9	30,2	9,6	38,6	11,8	9,8
1992	2 655	815,1	257,5	977,0	331,9	273,5	30,7	9,7	36,8	12,5	10,3

(1) Steinkohleinheiten, 1 t SKE = 29,308 Gigajoule.

Quelle: United Nations (UN), Yearbook of World Energy Statistics, (lfd. Jgg.), New York.

Tabelle A 4 -- Regionale Verteilung des Weltverbrauchs von Naturgas in den Jahren 1950-1992

Jahr	Welt	Nord- amerika	West- europa	Ost- europa u.vorm. UdSSR	OPEC	Rest der Welt	Nord- amerika	West- europa	Ost- europa u.vorm. UdSSR	OPEC	Rest der Welt
	in Mill. t SKE (1)						in vH Welt insgesamt				
1950	244	224,0	1,0	13,0	2,0	4,0	91,8	0,4	5,3	0,8	1,6
1951	289	264,0	2,0	14,0	3,0	6,0	91,3	0,7	4,8	1,0	2,1
1952	311	283,0	3,0	15,0	4,0	6,0	91,0	1,0	4,8	1,3	1,9
1953	330	298,0	5,0	17,0	5,0	5,0	90,3	1,5	5,2	1,5	1,5
1954	348	312,0	6,0	18,0	6,0	6,0	89,7	1,7	5,2	1,7	1,7
1955	377	337,5	7,1	21,3	7,3	3,8	89,5	1,9	5,6	1,9	1,0
1956	404	356,8	8,5	26,5	8,1	4,1	88,3	2,1	6,6	2,0	1,0
1957	444	382,5	9,4	38,1	9,4	4,6	86,1	2,1	8,6	2,1	1,0
1958	484	405,2	10,0	52,6	9,7	6,5	83,7	2,1	10,9	2,0	1,3
1959	540	443,7	12,9	64,7	10,6	8,1	82,2	2,4	12,0	2,0	1,5
1960	592	473,5	16,0	79,5	13,2	9,8	80,0	2,7	13,4	2,2	1,7
1961	637	492,2	18,4	99,2	14,2	13,0	77,3	2,9	15,6	2,2	2,0
1962	698	523,0	20,4	121,4	15,6	17,6	74,9	2,9	17,4	2,2	2,5
1963	754	549,9	21,4	146,2	16,9	19,6	72,9	2,8	19,4	2,2	2,6
1964	823	582,3	23,7	174,7	19,2	23,1	70,8	2,9	21,2	2,3	2,8
1965	881	605,9	27,0	201,3	21,1	25,7	68,8	3,1	22,8	2,4	2,9
1966	962	655,6	31,0	223,1	23,2	29,1	68,1	3,2	23,2	2,4	3,0
1967	1 030	688,3	39,2	245,7	25,1	31,7	66,8	3,8	23,9	2,4	3,1
1968	1 150	740,5	55,1	267,5	28,0	58,9	64,4	4,8	23,3	2,4	5,1
1969	1 231	797,2	74,6	289,4	33,4	36,4	64,8	6,1	23,5	2,7	3,0
1970	1 293	836,5	101,1	275,0	34,6	45,8	64,7	7,8	21,3	2,7	3,5
1971	1 392	868,3	130,9	308,6	35,0	49,2	62,4	9,4	22,2	2,5	3,5
1972	1 474	885,6	167,4	324,9	37,3	58,8	60,1	11,4	22,0	2,5	4,0
1973	1 526	874,5	192,0	345,8	44,4	69,3	57,3	12,6	22,7	2,9	4,5
1974	1 570	840,4	219,2	371,7	48,2	90,5	53,5	14,0	23,7	3,1	5,8
1975	1 560	786,4	232,6	407,5	51,0	82,5	50,4	14,9	26,1	3,3	5,3
1976	1 645	801,5	250,7	449,9	53,2	89,7	48,7	15,2	27,3	3,2	5,5
1977	1 666	785,3	250,8	477,2	50,2	102,5	47,1	15,1	28,6	3,0	6,2
1978	1 754	798,9	265,0	501,6	54,0	134,5	45,5	15,1	28,6	3,1	7,7
1979	1 836	833,9	285,5	542,4	53,5	120,7	45,4	15,6	29,5	2,9	6,6
1980	1 863	808,5	270,1	568,2	70,8	145,3	43,4	14,5	30,5	3,8	7,8
1981	1 837	758,7	249,8	582,3	69,8	176,4	41,3	13,6	31,7	3,8	9,6
1982	1 825	708,1	240,9	633,3	69,4	173,4	38,8	13,2	34,7	3,8	9,5
1983	1 869	676,6	257,9	663,5	74,8	196,2	36,2	13,8	35,5	4,0	10,5
1984	2 006	720,2	272,8	718,1	84,3	210,6	35,9	13,6	35,8	4,2	10,5
1985	2 102	702,1	283,8	792,5	94,6	229,1	33,4	13,5	37,7	4,5	10,9
1986	2 127	661,5	291,4	825,3	104,2	244,6	31,1	13,7	38,8	4,9	11,5
1987	2 207	690,8	304,6	849,7	112,6	249,4	31,3	13,8	38,5	5,1	11,3
1988	2 388	759,4	308,1	912,2	131,3	277,0	31,8	12,9	38,2	5,5	11,6
1989	2 492	795,0	324,0	934,5	142,0	296,5	31,9	13,0	37,5	5,7	11,9
1990	2 539	782,0	332,6	975,0	142,2	307,2	30,8	13,1	38,4	5,6	12,1
1991	2 614	813,0	360,7	972,4	141,2	326,7	31,1	13,8	37,2	5,4	12,5
1992	2 664	860,5	386,3	927,1	157,2	333,0	32,3	14,5	34,8	5,9	12,5

(1) Steinkohleneinheiten, 1 t SKE = 29,308 Gigajoule.

Quelle: United Nations (UN), Yearbook of World Energy Statistics, (Hd. Jgg.), New York.

Tabelle A 5 - Welthandel mit Erdgas nach Art der Übertragung 1993 - in Milliarden m³ -

	Über Gasleitungen von													
	USA	Kanada	Bolivien	Mexiko	Däne- mark	Deutsch- land	Nieder- lande	Norwe- gen	Verein. Königr.	vorm. UdSSR	Iran	Alger- rien	Malay- sia	Summe Importe
nach														
Nordamerika														
USA	-	60,9	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9
Kanada	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4
Latelamerika														
Argentinien	-	-	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2
Mexiko	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,1
OECD Europa														
Österreich	-	-	-	-	-	0,1	-	-	-	5,3	-	-	-	5,4
Belgien	-	-	-	-	-	-	4,1	3,7	-	-	-	-	-	7,8
Finnland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,1	-	-	-	3,1
Frankreich	-	-	-	-	-	-	5,0	5,6	-	11,6	-	-	-	22,2
Deutschland	-	-	-	-	0,8	-	27,2	8,5	0,1	25,7	-	-	-	62,3
Italien	-	-	-	-	-	-	5,4	-	-	13,7	-	13,6	-	32,7
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	0,7	-	-	-	-	-	-	0,7
Niederlande	-	-	-	-	-	-	-	2,7	0,1	-	-	-	-	2,8
Spanien	-	-	-	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	0,2
Schweden	-	-	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
Schweiz	-	-	-	-	-	1,4	0,7	-	-	0,3	-	-	-	2,4
Türkei	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	5,0
Verein.Königr.	-	-	-	-	-	-	-	4,0	-	-	-	-	-	4,0
Nicht-OECD														
Europa														
vorm.UdSSR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	-	-	0,5
Bulgarien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,8	-	-	-	4,8
Tschechosl. R. u. Slowakei	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,3	-	-	-	13,3
Ungara	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3	-	-	-	5,3
Polen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,9	-	-	-	5,9
Rumänien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,6	-	-	-	4,6
Jugostawien (früheres u. heutiges)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,3	-	0,3	-	2,6
Afrika														
Tunesien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	-	0,5
Asien														
Singapur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	1,5
Summe	2,5	60,9	2,2	0	1,6	1,5	43,1	24,7	0,2	100,9	0,5	14,4	1,5	254,0
Exporte	2,5	60,9	2,2	0	1,6	1,5	43,1	24,7	0,2	100,9	0,5	14,4	1,5	254,0
	Mit LNG-Tankern von													
	USA	Abu Dhabi	Algerien	Libyen	Australien	Brunei	Indonesien	Malaysien	Summe Importe					
nach														
Nordamerika														
USA	-	-	-	2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,3
OECD Europa														
Belgien	-	-	-	4,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,3
Frankreich	-	-	-	9,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,0
Italien	-	-	-	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Spanien	-	-	-	4,3	1,6	0	-	-	-	-	-	-	-	5,9
Asien														
Japan	1,4	3,4	-	-	-	6,6	7,5	24,1	10,1	5,5	0,4	-	-	53,1
Süd-Korea	-	-	-	-	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	6,1
Taiwan	-	-	-	-	-	-	-	2,3	-	-	-	-	-	2,3
Summe	1,4	3,4	20,2	1,6	6,7	7,6	31,9	10,5	83,3					
Exporte	1,4	3,4	20,2	1,6	6,7	7,6	31,9	10,5	83,3					

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, Juni 1994, S. 24 - Cedigaz.

Tabelle A 6 - Entwicklung ausgewählter Energiepreise in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1950-1993 in DM pro Tonne Steinkohleneinheiten (SKE)

Jahr	Import-Rohöl (1)	Heizöl S (2)	Heizöl L (2)	Import-Erdgas (1)	Steinkohleneinfuhr (1)	Kraftwerkskohle aus Drittländern (1)	Inländische Industriekohle (3)	Braunkohlstaub (4)
1950	62	•	•	•	36	•	36	•
1951	80	•	•	•	73	•	41	•
1952	81	63	103	•	69	•	48	•
1953	69	64	97	•	56	•	56	•
1954	64	64	103	•	56	•	55	•
1955	64	66	103	•	64	•	56	•
1956	68	69	103	•	75	•	59	•
1957	80	63	97	•	79	•	62	•
1958	68	59	76	•	72	•	66	•
1959	61	60	91	•	66	•	66	•
1960	57	61	85	•	64	•	68	•
1961	52	57	75	•	61	•	68	•
1962	49	53	79	•	59	•	69	•
1963	48	42	76	•	61	•	70	•
1964	47	40	69	•	59	•	72	•
1965	43	40	62	•	58	•	75	•
1966	42	40	60	•	59	•	75	•
1967	45	39	65	•	58	•	75	•
1968 (5)	46	37	73	•	56	•	71	•
1969	44	35	65	•	55	•	73	•
1970	42	39	59	45	61	•	81	•
1971	53	51	76	41	64	•	88	•
1972	50	39	60	42	61	•	88	•
1973	57	45	117	40	55	•	91	•
1974	155	114	175	48	90	•	121	•
1975	153	133	185	76	103	82	132	73
1976	168	147	203	90	97	90	149	82
1977	168	151	204	104	92	85	149	86
1978	145	138	196	122	87	85	164	89
1979	192	181	337	123	91	90	170	97
1980	313	245	412	181	111	110	195	114
1981	426	339	496	258	156	164	221	135
1982	424	319	524	302	170	169	237	159
1983	398	321	476	291	136	146	245	159
1984	428	385	504	305	133	140	254	159
1985	426	367	524	336	148	159	255	164
1986	177	161	263	240	113	118	255	170
1987	172	155	230	132	89	89	258	170
1988	142	120	191	113	87	82	262	170
1989	177	154	274	109	98	96	267	170
1990	192	154	304	131	94	95	270	170
1991	174	146	321	154	90	89	272	170
1992	156	130	275	126	86	83	287	170
1993	145	126	276	130	72	70	289	170

(1) Preis frei Grenze Bundesrepublik . - (2) Preis ab Raffinerie einschl. Bevorratungsabgabe und Heizölsteuer (ab 1.1.1989 mit dem Steuersatz von 30 DM/t bei Öleinsatz zur Erzeugung von Wärme); Schwefelgehalt bis zu 2 vH. - (3) Nettolistenpreis RAG für Fett-Feinkohle. - (4) Ab Grube Listenpreis Rheinbraun. - (5) Ab 1968 ohne Mehrwertsteuer.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (Hrsg.), Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Essen und Köln, lfd. Jgg. - Eigene Berechnungen auf der Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes.

Tabelle A 7 - Durchschnittserlöse (a) aus dem Gasabsatz der Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland (b) nach Abnehmergruppen und Gasarten in Pf/Nm³ (H₀ = 35,1691 MJ/Nm³)

Gasarten	Jahr	Abnehmergruppen im Inland					Erdgas-einführen (d)
		Industrie	Öffentliche Kraftwerke	Haushalte	Sonstige Abnehmer (c)	Gesamtdurchschnitt	
Erdgas	1970	7,08	.	28,14	22,81	10,72	4,74
	1971	7,10	.	26,53	21,17	10,45	4,40
	1972	8,45	.	28,46	20,89	12,54	4,59
	1973	8,60	.	28,63	21,11	13,00	4,28
	1974	10,43 (e)	.	32,29	22,20	14,96	5,21
	1975	16,83	11,22	36,67	25,49	19,72	8,28
	1976	16,65	12,37	36,29	23,81	20,11	9,71
	1977	17,56	12,64	37,68	26,32	20,27	11,27
	1978	18,08	13,29	37,45	27,07	21,58	13,24
	1979	18,61	14,27	37,80	28,33	22,05	13,30
	1980	23,96	19,35	45,32	35,34	28,42	19,62
	1981	30,98	27,19	54,55	44,98	37,65	28,60
	1982	42,20	32,29	64,18	53,71	47,65	32,61
	1983	40,40	31,18	63,17	52,69	46,70	31,50
	1984	43,19	34,95	63,42	54,79	49,18	32,98
	1985	45,75	36,49	65,07	57,24	52,19	36,27
	1986	35,88	29,59	59,79	51,58	44,84	25,75
	1987	23,11	22,52	42,49	34,03	30,60	14,05
	1988	20,87	18,48	41,22	32,02	27,99	12,24
	1989	22,73	20,32	43,18	33,73	29,55	11,84
1990	25,45	21,45	47,22	38,24	32,67	14,19	
1991	28,03	23,09	51,90	40,90	36,12	16,70	
1992	26,31	22,27	52,38	40,81	35,71	13,55	
Hergestelltes Gas	1970	11,37	.	35,79	35,12	18,38	.
	1971	11,26	.	36,13	34,61	18,75	.
	1972	11,30	.	39,72	35,59	19,60	.
	1973	10,08	.	39,33	34,41	17,98	.
	1974	11,80 (e)	.	39,21	37,65	20,18	.
	1975	16,14	12,81	48,76	37,00	21,47	.
	1976	15,99	15,12	48,04	35,57	24,16	.
	1977	17,56	17,71	51,93	33,85	25,14	.
	1978	18,28	16,91	51,07	35,43	25,92	.
	1979	18,46	14,72	51,06	34,97	25,14	.
	1980	22,30	17,68	63,39	44,40	27,79	.
	1981	39,47	27,30	73,62	53,96	42,68	.
	1982	39,61	26,66	84,65	65,95	44,47	.
	1983	38,03	27,78	88,92	68,43	44,07	.
	1984	39,92	27,95	86,20	74,20	46,36	.
	1985	41,06	28,64	87,12	74,33	46,78	.
	1986	27,16	18,93	86,20	71,86	34,31	.
	1987	19,29	13,43	79,87	66,06	27,54	.
	1988	17,68	16,00	82,43	66,36	25,64	.
	1989	18,29	16,00	93,11	73,19	25,26	.
	1990	20,27	18,18	95,28	76,60	27,43	.
	1991	34,80	21,80	96,12	94,56	55,09	.
	1992	29,08	20,12	104,83	83,96	51,04	.

(a) Bis 1975 einschl., ab 1976 ohne Umsatzsteuer. - (b) Bis 1990 früheres Bundesgebiet, ab 1991 einschl. neuer Bundesländer. - (c) Handel und Kleingewerb, öffentl. Einrichtungen, Heizwerke und sonstige Abnehmer. - (d) Einfuhrpreis c.i.f. frei deutsche Grenze, einschl. Grenzbereich Ermündung. - (e) Bis einschl. 1974 wurde der Gasabsatz für Industrie und öffentliche Kraftwerke zusammen erhoben.

Quelle: Vereinigung Industrielle Kraftwerke (Hrsg.), Statistik der Energiewirtschaft. Essen, ffd. Jgg.

LITERATURVERZEICHNIS

- Ahlheim, K.-H. (1983), Hrsg., Die Energie: Erzeugung, Nutzung, Versorgung. Mannheim; Wien; Zürich: Bibliographisches Institut.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (laufende Jahrgänge), Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland. Frankfurt/M.: Verlag und Wirtschaftsges. der Elektrizitätswerke.
- Baudino, M. (1991), "The Environmental Challenge: The Effects of Natural Gas Demand in Europe". Energy Exploration and Exploitation. Vol. 9, Nr. 3, S. 132 - 142.
- Blank, J.E. (1992), Kollision oder Kollusion? Langfristperspektiven auf dem Weltrohölmarkt. Diskussionspapier Nr. V-97-92 der Universität Oldenburg.
- BP (laufende Jahrgänge), Hrsg., Statistical Review of World Energy. London: British Petroleum Company p.l.c.
- Brecht, Chr.; G. Hoffmann (1981) "Gasversorgung". In: Bischoff, G.; W. Gocht (Hrsg.), Das Energiehandbuch. 4., vollst. neu bearb. u. erw. Aufl. Braunschweig; Wiesbaden: Vieweg.
- Bundesministerium für Wirtschaft (laufende Jahrgänge), Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Bonn: BMWi.
- BGR (1989), Hrsg., Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).
- BGW (1994), Hrsg., Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1993. Bonn: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.
- Cedigaz (1994), Hrsg., Natural Gas in the World. 1994 Survey. Rueil Malmaison: Centre international d'information sur le gaz naturel et tout hydrocarbures gazeux.
- Chevalier, J.-M., (1992), "Unternehmensstrategien auf dem europäischen Gasmarkt". Zeitschrift für Energiewirtschaft, 16, S. 175 - 184.
- Dach, G. (1980), "Perspektiven der deutschen und westeuropäischen Gasversorgung in Abhängigkeit von der Entwicklung des Weltenergiemarktes". Glückauf, 116, S. 606 ff.
- Energy (1992) in Europe: a view to the future. Commission of the European Community, Directorate General for Energy (DG XVII). Luxemburg: Off. for Official Publ. of the Europ. Communities.
- Enquete-Kommission (1988), Schutz der Erdatmosphäre. Eine internationale Herausforderung. Zwischenbericht der Enquete-Kommission des 11. Deutschen Bundestages "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre". Bonn: Deutscher Bundestag.

- (1991a), Schutz der Erde. Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik. Dritter Bericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, Teilband I, Bonn: Deutscher Bundestag.
 - (1991b), Schutz der Erde. Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik. Dritter Bericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, Teilband II, Bonn: Deutscher Bundestag.
 - (1992), Klimaänderung gefährdet globale Entwicklung: Zukunft sichern - jetzt handeln. - Bonn: Economica-Verlag.
- Erdmann, G. (1992), Energieökonomik - Theorie und Anwendungen. Zürich: Verl. der Fachvereine; Stuttgart: Teubner.
- (1993), Zukünftige Verknappung der Ressource Erdgas aufgrund von Strukturwandel? Arbeitspapier 93/118 des Instituts für Wirtschaftsforschung, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich / Schweiz:
- Eurostat (laufende Jahrgänge), Hrsg., Energie - Jährliche Statistiken. Brüssel; Luxemburg: Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften.
- Foders, F. (1991), "Energiekrise in der Sowjetunion". Die Weltwirtschaft, S. 151 - 161.
- Gattinger, M. (1990), u. a., Emissionen und Umwelt - Eine energie-wirtschaftliche Bilanz. Berlin; München: Siemens-Aktienges.
- Goy, G.C. u.a. (1987), Erneuerbare Energiequellen: Abschätzung des Potentials in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2000. München, Wien: Oldenbourg.
- Grathwohl, M. (1983), Energieversorgung: Ressourcen, Technologien, Perspektiven. 2. völlig neu bearb. u. stark erw. Auflage. Berlin u. a.: de Gruyter.
- Grawe, J. (1987), Neue Techniken der Energiegewinnung, 6. Auflage. Stuttgart: Verlag Bonn Aktuell (frühere Auflagen u.d.T.: Möglichkeiten und Grenzen neuer Technologien der Energiegewinnung).
- Heister, J. ; P. Michaelis et al. (1991), Umweltpolitik mit handelbaren Emissionsrechten: Möglichkeiten zur Verringerung der Kohlendioxid- und Stickoxidemissionen. Kieler Studie 237. Tübingen: J.C.B. Mohr (Paul Siebeck).
- Homer, J. (1993), Natural Gas in Developing Countries - Evaluating the Benefits to the Environment. World Bank Discussion Papers 190. Washington D.C.: The World Bank.
- IEA (1991), Natural Gas - Prospects and Policies. Paris: International Energy Agency.
- International Energy Agency (IEA)/OECD, Hrsg. (laufende Jahrgänge), Energy Balances of OECD Countries. Paris: IEA/OECD.

- (laufende Jahrgänge), Oil and Gas Information. Paris: IEA/OECD
 - (1987) Renewable Sources of Energy. Paris: IEA/OECD.
 - (1994) Energy Policies of IEA Countries: 1993 Review. Paris: IEA/OECD.
 - (1993) Weltenergieausblick bis zum Jahr 2010. Paris: IEA/OECD.
 - (1994) World Energy Outlook, 1994 Edition. Paris: IEA/OECD.
- Klodt, H. et. al., (1992), Die Strukturpolitik der EG. Kieler Studie 249. Tübingen: J.C.B. Mohr (Paul Siebeck).
- Mauil, H. W. (1981), Erdgas und wirtschaftliche Sicherheit. Zukunftsprobleme für die Bundesrepublik und den Westen. Europa Union Verlag GmbH, Bonn.
- Neu, A.D. (1982), Substitutionspotential und Substitutionshemmnisse in der Energieversorgung. Kieler Studie 175. Tübingen: J.C.B. Mohr (Paul Siebeck).
- (1983), "Der Gasmarkt im Abwind des Ölmarktes? - Strukturwandel und Entwicklungstendenzen in der globalen und regionalen Gasversorgung". Zeitschrift für Energiewirtschaft, H. 3/1983, S. 184 - 199.
 - (1987), "Subventionen im deutschen Steinkohlenbergbau". Zeitschrift für Energiewirtschaft, H. 3/1987, S. 159 - 174.
 - (1988), "Energiepolitik zwischen Knappheit und Überfluß: Vor einer neuen Eskalation staatlicher Regulierungen und Eingriffe?" In: Wirtschaftspolitik zwischen ökonomischer und politischer Rationalität. Festschrift für Herbert Giersch. Hrsg. M. E. Streit. Wiesbaden: Gabler Verlag, S. 43 - 60.
 - (1992), Anpassungsprozesse in der ostdeutschen Energiewirtschaft - Analyse und Bewertung. Kieler Diskussionsbeiträge 179/180. Kiel: Institut für Weltwirtschaft.
 - (1994), Der Beitrag des Mineralöls zur globalen Energieversorgung seit 1950 - Rückblick und Ausblick. Kieler Arbeitspapier 611. Kiel: Institut für Weltwirtschaft.
- OECD, (1993, Hrsg.) Nuclear Energy Agency/International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity. Update 1992. Paris: Organisation for Economic Co-Operation and Development.
- Okken, P.A. (1990), "Methane Leakage from natural gas". Energy Policy, Vol. 18.
- OPEC (laufender Jahrgang), Hrsg., Annual Statistical Bulletin. Wien: Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Rammner, P. (1994), "Die Intensität des Wettbewerbs beim Erdgas in Deutschland". Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 44, S. 200 - 205.

- Ruhrgas, (1994, Hrsg.), Grundzüge der Erdgaswirtschaft. Essen: Ruhrgas Aktiengesellschaft
- Schiffer, H.-W. (1994), Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland. 4., völlig neu bearb. Aufl. Köln: Verl. TÜV Rheinland.
- Seibel, S. H. (1994), "Neue thermische Kraftwerkskonzepte. Umweltverträgliche und wirtschaftliche Lösungen". Verlagsbeilage "Energie" zur Frankfurter Allgemeinen Zeitung Nr. 242 vom 18. Oktober 1994, S. B 16.
- Siebert, H. (1980, Hrsg.), Erschöpfbare Ressourcen. Schriften des Vereins für Socialpolitik, N.F., Vol. 108, Berlin.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Hrsg. (laufende Jahrgänge), Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Essen: Verlag Glückauf.
- Steger, U. et al. (1992), Erdgas ante portas? :Die ökologische Betroffenheit der Erdgaswirtschaft. Wiesbaden: Gabler.
- United Nations (laufende Jahrgänge), Yearbook of Energy Statistics (früher: Yearbook of World Energy Statistics sowie World Energy Supply). New York: United Nations.
- (laufende Jahrgänge), Statistical Yearbook. New York: United Nations.
- Vereinigung Industrielle Kraftwerke (VIK), Hrsg. (laufende Jahrgänge), Statistik der Energiewirtschaft. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- Wagner, H.J.; G. Kolb (1989), "CO₂-Minderung durch rationelle Energieverwendung - Eine Abschätzung denkbarer Potentiale für die Bundesrepublik Deutschland". Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 39, S. 485 - 489.
- Walz, R. (1993), Climate protection policies in Germany: CO₂-reduction potential, policy options and measures taken. Karlsruhe: Fraunhofer-Institute for Systems and Innovative Research (FhG-ISI).
- World Bank, Hrsg. (laufende Jahrgänge), World Bank Atlas, Washington, D.C.: The World Bank.