

Neu, Axel Dietmar

**Working Paper — Digitized Version**

## Die Gaswirtschaft in der globalen und regionalen Energieversorgung

Kiel Working Paper, No. 162

**Provided in Cooperation with:**

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

*Suggested Citation:* Neu, Axel Dietmar (1983) : Die Gaswirtschaft in der globalen und regionalen Energieversorgung, Kiel Working Paper, No. 162, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/47104>

**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

Arbeitspapier Nr. 162

DIE GASWIRTSCHAFT IN DER GLOBALEN  
UND REGIONALEN ENERGIEVERSORGUNG

von

Axel D. [Neu

Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel

ISSN 0342-0787

Institut für Weltwirtschaft Kiel  
Abteilung I  
2300 Kiel, Düsternbrooker Weg 120

Arbeitspapier Nr. 162

DIE GASWIRTSCHAFT IN DER GLOBALEN  
UND REGIONALEN ENERGIEVERSORGUNG

von  
Axel D. [Neu

Januar 1983

Mit den Kieler Arbeitspapieren werden Manuskripte, die aus der Arbeit des Instituts für Weltwirtschaft hervorgegangen sind, von den Verfassern möglichen Interessenten in einer vorläufigen Fassung zugänglich gemacht. Für Inhalt und Verteilung ist der Autor verantwortlich. Es wird gebeten, sich mit Anregung und Kritik direkt an ihn zu wenden und etwaige Zitate aus seiner Arbeit vorher mit ihm abzustimmen.

ISSN 0342-0787

Ag 43 66 / 82  
Weltwirtschaft  
Kiel

Gliederung

	<u>Seite</u>
1. Vorbemerkungen .....	1
2. Abgrenzung der Gasarten in der Gaswirtschaft ....	1
a.    Naturgas .....	1
b.    Gase aus Mineralölprodukten .....	3
c.    Synthesegas .....	4
3. Energieträger, Marktsegmente und Preisentwicklung .....	5
a.    Vom Käufer- zum Verkäufermarkt .....	6
b.    Preisbildung nach dem Prinzip des anlegbaren Gaspreises .....	9
4. Der Beitrag der Gaswirtschaft zur Deckung des globalen Energieverbrauchs .....	12
a.    Der Weltmarkt für Naturgas .....	12
(i)    Entwicklungstendenzen des Beitrags von Naturgas zum Primärenergieverbrauch .....	12
(ii)   Die internationalen Verflechtungen des Naturgashandels .....	18
(iii)  Förderniveau, Reserven und Reichweiten der fossilen Energieträger .....	24
(iv)  Fördertechnische Restriktionen und Entwicklungstendenzen der Vertragsgestaltung im internationalen Erdgashandel ....	27
b.    Der Weltmarkt für Flüssiggas (LPG) .....	30
c.    Der Anteil der einzelnen Gasarten am Gesamtaufkommen der Gaswirtschaft .....	33
5. Die leitungsgebundene Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland .....	35
a.    Die Stellung der Gaswirtschaft im Energieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland .....	35

	<u>Seite</u>
b. Das inländische Gasaufkommen nach Gasart und Verbrauchsgruppen .....	37
c. Bezugsquelle des Naturgasaufkommens ....	39
(i) Das inländische Erdgasaufkommen .....	40
(ii) Ausländische Bezugsquellen .....	44
d. Distribution des Erdgasabsatzes .....	48
(i) Vertikale Struktur der Gaswirtschaft und wettbewerbsrechtliche Sonderregelungen .....	48
(ii) Marktsegmente des Gasabsatzes .....	51
e. Struktur des Gasabsatzes an Letztabnehmer .....	52
f. Der saisonale Lastausgleich .....	54
6. Aufkommen und Verwendung von Flüssiggas (LPG) in der Bundesrepublik Deutschland .....	57
7. Aufkommen und Verwendung des nichtenergetischen Einsatzes in der Chemischen Industrie der Bundesrepublik Deutschland .....	59
8. Künftige Beschaffungsmärkte und Substitutionspotentiale .....	65
Verzeichnis der Tabellen .....	iii
Verzeichnis der Übersichten .....	iv
Verzeichnis der Schaubilder .....	iv
Literaturverzeichnis .....	66

Verzeichnis der Tabellen

	<u>Seite</u>
1 Verbrauch und Außenhandelsintensität von Primärenergie nach Energieträgern und ausgewählten Regionen 1960, 1965 und 1970 - 1979 .....	13/14
2 Produktion, Handel und Verbrauch von Naturgas in ausgewählten Regionen 1960, 1965 und 1970 - 1979 .....	19
3 Regionale Verflechtung der Weltversorgung mit Naturgas 1971 - 1978 .....	20
4 Weltreserven an fossilen Primärenergieträgern und ihre voraussichtliche Reichweite (Stand Anfang 1980) .....	25
5 Produktion, Handel und Verbrauch sowie Außenhandelsintensität von Liquefied Petroleum Gas (LPG) in ausgewählten Regionen 1960, 1965 und 1970 - 1979 .....	32
6 Produktion von Gasen nach Herkunft und Art des Gases, Außenhandel und Verbrauch von Gasen in ausgewählten Regionen 1960, 1965 und 1970 - 1979 .....	34
7 Primär- und Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland nach Energieträgern und Verbrauchssektoren für ausgewählte Jahre .....	36
8 Produktion, Außenhandelsverflechtung und Verbrauch von Gas in der Bundesrepublik Deutschland nach Gasarten und Verbrauchssektoren 1960, 1965 und 1970 - 1980 .....	38
9 Erdgasförderung in der Bundesrepublik Deutschland nach Fördergebieten und nach der Fördergesellschaft für ausgewählte Stichjahre .....	41
10 Die Erdgasvorräte der deutschen Fördergebiete sowie bisheriger Fördergebiete in der Nordsee, Stand: Anfang 1981 .....	42
11 Gaslieferungen der öffentlichen Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland nach Abnahmebereichen im Jahr 1980 .....	53
12 Aufkommen und Absatz von Flüssiggas in der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre .....	58

	<u>Seite</u>
13 Endenergieverbrauch und nichtenergetischer Verbrauch in der Chemischen Industrie in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1980 .....	60
14 Stoffströme-Diagramm der Chemie in der Bundesrepublik Deutschland 1973 und mögliche zukünftige Alternativen .....	62
15 Entwicklung der inländischen Produktion an petrochemischen Vorprodukten in der Bundesrepublik Deutschland 1968 und 1979 .....	63
16 Entwicklung der inländischen Produktion an petrochemischen Vorprodukten in der Bundesrepublik Deutschland 1976 - 2000 .....	64

#### Verzeichnis der Übersichten

1 Bestandteile des Erdgases .....	2
2 Unternehmen der Erdöl- und Erdgasgewinnung in der Bundesrepublik Deutschland, Stand: Anfang 1980 .	43
3 Unternehmen der Ferngaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, Stand: Anfang 1980 .....	50
4 Untertage-Gasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland, Stand: Anfang 1980 .....	56

#### Verzeichnis der Schaubilder

1 Energiepreise als Wärmepreise (D-Mark pro Gigajoule) für ausgewählte Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland 1960 - 1980 .....	8
2 Durchschnittserlöse aus dem Gasabsatz der öffentlichen Gaswirtschaft an Letztabnehmer im Inland 1970 bis 1979 .....	11
3 Mögliche Entwicklung des Erdgasaufkommens in der Bundesrepublik Deutschland 1980 - 2000 .....	46

# DIE GASWIRTSCHAFT IN DER GLOBALEN UND REGIONALEN ENERGIEVERSORGUNG

## 1. Vorbemerkungen

Die folgenden Ausführungen sollen zunächst die Entwicklung des Gasverbrauchs im Verhältnis zum Energieverbrauch in der Welt insgesamt sowie in einzelnen Regionen aufzeigen. Für einzelne Gasarten sowie für einzelne Regionen werden die Handelsströme analysiert und bislang typische Erscheinungsformen des internationalen Gashandels erörtert, die für die Erdgasbeschaffungspolitik der Bundesrepublik Deutschland weitgehend als Datum angesehen werden müssen.

Die wichtigsten Bezugsquellen der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland werden sodann mit dem bisherigen Verteilungssystem analysiert und die bisherigen Schwerpunkte des inländischen Gasabsatzes betrachtet. Hieraus sollen Rückschlüsse auf die künftigen Hauptprobleme der Beschaffungs- und Absatzpolitik der deutschen Gaswirtschaft ermöglicht werden.

## 2. Abgrenzung der Gasarten in der Gaswirtschaft

Nach der produktionstechnischen Herkunft, der physikalischen und chemischen Beschaffenheit sowie nach den vorrangigen Absatzgebieten unterscheidet man in der Gaswirtschaft vorrangig die folgenden drei Gasfamilien<sup>1</sup>: Naturgas, Gase aus Mineralölprodukten und Synthesegas.

### a. Naturgas

Die aufkommensmäßig bedeutsamste Gruppe ist heute die Familie der Naturgase. Neben Erdgas, das überwiegend aus Methan (CH<sub>4</sub>)

---

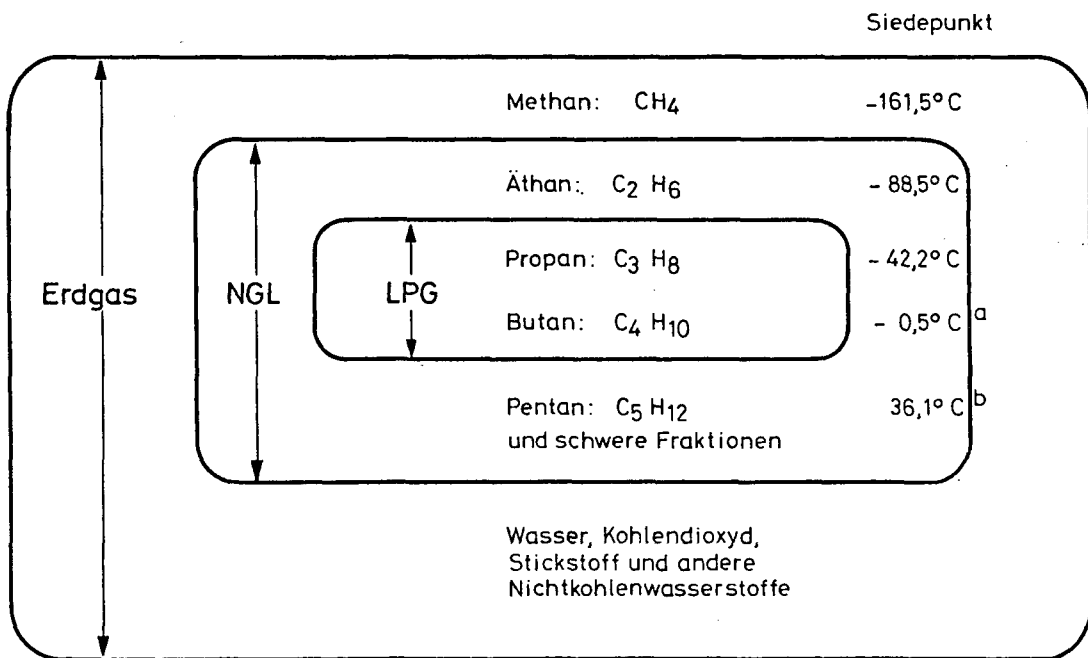
<sup>1</sup> Zu den einzelnen Primär- und Sekundärenergieträgern vgl. Grathwohl, Manfred, Energieversorgung. Ressourcen, Technologien, Perspektiven. Berlin, New York 1978. - Zu den einzelnen Gasfamilien vgl. Dach, Günter, "Perspektiven der deutschen und westeuropäischen Gasversorgung in Abhängigkeit von der Entwicklung des Welterdgasmarktes", Glückauf, Bd. 116, Essen 1980, H. 12, S. 606 f.



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.

Übersicht 1

### Bestandteile des Erdgases



<sup>a</sup>n-Butan  
<sup>b</sup>n-Pentan

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.

Während das Erdölbegleitgas in den OPEC-Ländern noch weitgehend auf den Erdölfeldern abgefackelt oder zur Streckung der Ergiebigkeit reinjiziert<sup>1</sup> wird, erfolgt in den westlichen Industrieländern bereits eine weitgehende Nutzung dieser Energieressourcen. Bei den "feuchten" Erdgasquellen in Nordamerika müssen aus dem Erdgas vor der Distribution in Erdgasaufbereitungsanlagen die flüssigen Bestandteile abgetrennt werden. Daraus resultiert in Nordamerika ein traditionell bedeutsames Aufkommen an "natürlichem" Flüssiggas.

Der Transport von Erdgas ist heute selbst über große Entfernungen möglich. Über Strecken von bis zu 5 000 km wird Erdgas durch Pipelines transportiert, und zwar sowohl über Land als auch auf dem Meeresboden. Zum Transport über größere Entfernungen wird Erdgas in Spezialtankern verflüssigt (Liquefied Natural Gas = LNG).

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.

#### b. 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 Kuppelprodukte anfallen. Die hierbei gewonnenen Gase bestehen aus einem Gasgemisch, dem Raffineriegas<sup>2</sup>, sowie aus den Flüssig-

---

<sup>1</sup>Im Erdöl enthaltenes Gas erhöht den Druck und verringert die Viskosität des Erdöls, wodurch seine Förderung erheblich erleichtert wird.

<sup>2</sup>Die Raffineriegase sind Gemische leichtsiedender Kohlenwasserstoffe (Methan, Äthan, Propan, Butan) und Wasserstoff. Durch eine Druckdestillation lassen sich aus ihnen Flüssiggase (Propan und Butan) gewinnen.

gasen (Propan und Butan)<sup>1</sup>. Die Flüssiggase aus dem Raffinerieprozeß unterscheiden sich vom LPG der Erdgasflüssigkeiten nicht durch ihre Beschaffenheit, sondern lediglich durch ihre Herkunft im produktionstechnischen Ablauf.

### c. 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 Kohlenmonoxid und Wasserstoff bei geringen Anteilen von Methan sowie Ballaststoffen. Der Bereich der Synthesegase umfaßt vor allem die Kokerei- und Stadtgase; ihr calorischer Brennwert ist - bezogen auf eine Volumeneinheit - nur etwa halb so hoch wie der von Erdgas.

Die Synthesegasherstellung bildete in Westeuropa die Ausgangsbasis der Gaswirtschaft, und als Vergasungstechnologien standen - oder stehen - etwa 35 Verfahren zur Verfügung. Hierbei haben sich die Verfahren von Lurgi, Winkler, Koppers-Totzek, Texaco und Rummel-Otto als besonders zukunftssträftig erwiesen<sup>2</sup>. Weltweit wird derzeit an einer Fortentwicklung der Kohlevergasungstechnologien gearbeitet, die es im Prinzip möglich macht, das Synthesegas durch einen Methanisierungsprozeß in die Form eines künstlichen Methans (Synthetic Natural Gas = SNG) umzuwandeln<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Daneben fallen im Raffinerieprozeß, wenn auch aufkommensmäßig von untergeordneter Bedeutung, Gase aus Leichtbenzin-Öl und Teer an.

<sup>2</sup> Vgl. Grathwohl, a.a.O., S. 181.

<sup>3</sup> Zum derzeitigen Stand der Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der Kohleveredelungstechnologien vgl. Oehme, Helmut und Karl Heinz Schüller, "Kohleveredelung von großer Bedeutung. Von verbesserter Verbrennung bis zur nuklearen Vergasung". Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 30, Gräfelfing 1980, H. 11/12, S. 867 f. - Zum Kohleveredelungsprogramm der Bundesregierung für die achtziger Jahre vgl. Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Aktuelle Beiträge zur Wirtschafts- und Finanzpolitik: Das Kohleveredelungsprogramm der Bundesregierung. Bonn, Nr. 6 vom 31. Januar 1980.

Aus der Sicht des Endverbrauchers unterscheidet sich dieses Gas in seiner Beschaffenheit nicht von natürlichem Erdgas. Offen ist gegenwärtig noch, ob die SNG-Produktion in großtechnischem Maßstab zu wettbewerbsfähigen Preisen gelingt.

### 3. Energieträger, Marktsegmente und Preisentwicklung

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 in der Natur vorgefundenen oder erschlossenen Energieträger (Kohle, Erdöl, Erdgas, Uran und die unkonventionellen Energieträger wie Sonne, Wind, Erdwärme o.ä.) müssen als Primärenergie im allgemeinen durch einen Umwandlungsprozeß in jene Energieträger überführt werden, die als Endenergie von den Verbrauchern nachgefragt werden (etwa Elektrizität, Heizöl, Benzin). Dieser Umwandlungsprozeß ist bei den verschiedenen Technologien und den einzelnen Endenergieträgern mit unterschiedlichen und teils hohen Verlusten verbunden. Eine Ausnahme bildet das Naturgas, das als Primärenergie zwar gereinigt und aufbereitet, nicht

aber umgewandelt werden muß, um dem Verbraucher als Endenergie zugeführt zu werden.

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 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<sup>1</sup>, 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.

#### a. Vom Käufer- zum Verkäufermarkt

Niveau und Struktur der Energienachfrage müßten sich demnach weitgehend an der Struktur und Entwicklung der Energiepreise ausrichten, wobei die Preise auf der Anbieterseite vorrangig von den Förder- und Bereitstellungskosten sowie vom Anbieterverhalten in Anbetracht unterschiedlicher Reservesituationen bei einzelnen Primärenergieträgern bestimmt werden.

Die zeitliche Entwicklung einzelner Energiepreise als Wärmepreise<sup>2</sup> ist beispielhaft für die Bundesrepublik Deutschland in

---

<sup>1</sup> Vgl. Schaefer, Helmut (Hrsg.), Struktur und Analyse des Energieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland. Gräfelfing/München 1980, S. 75.

<sup>2</sup> Als Wärmepreis bezeichnet man den Geldbetrag pro Einheit Heizwert (DM/Gigajoule) eines Energieträgers. Neben dem Vergleich der Wärmepreise müssen bei einem vollständigen Energiekostenvergleich auch die unterschiedlichen Betriebskosten sowie unterschiedliche Wirkungsgrade bei der Bereitstellung einer Energiedienstleistung (etwa Raumheizung) von verschiedenen Energieträgern berücksichtigt werden. Ein derartig detaillierter Vergleich kann aber nur für jeweilige Einzelfallbetrachtungen angestellt werden.

Schaubild 1 für den Zeitraum von 1960 bis 1980 dargestellt. In den sechziger Jahren bis zum Beginn der siebziger Jahre wies der Wärmepreis des Rohöls einen Preisvorteil gegenüber dem Weltmarktpreis für feste Brennstoffe aus, der im Verlauf der sechziger Jahre zugenommen hatte. Dieser Preisvorteil des Rohöls war mit einer hohen Angebotselastizität durch die Erschließung neuer Erdölfördergebiete in Nordafrika und im Mittleren Orient verbunden.

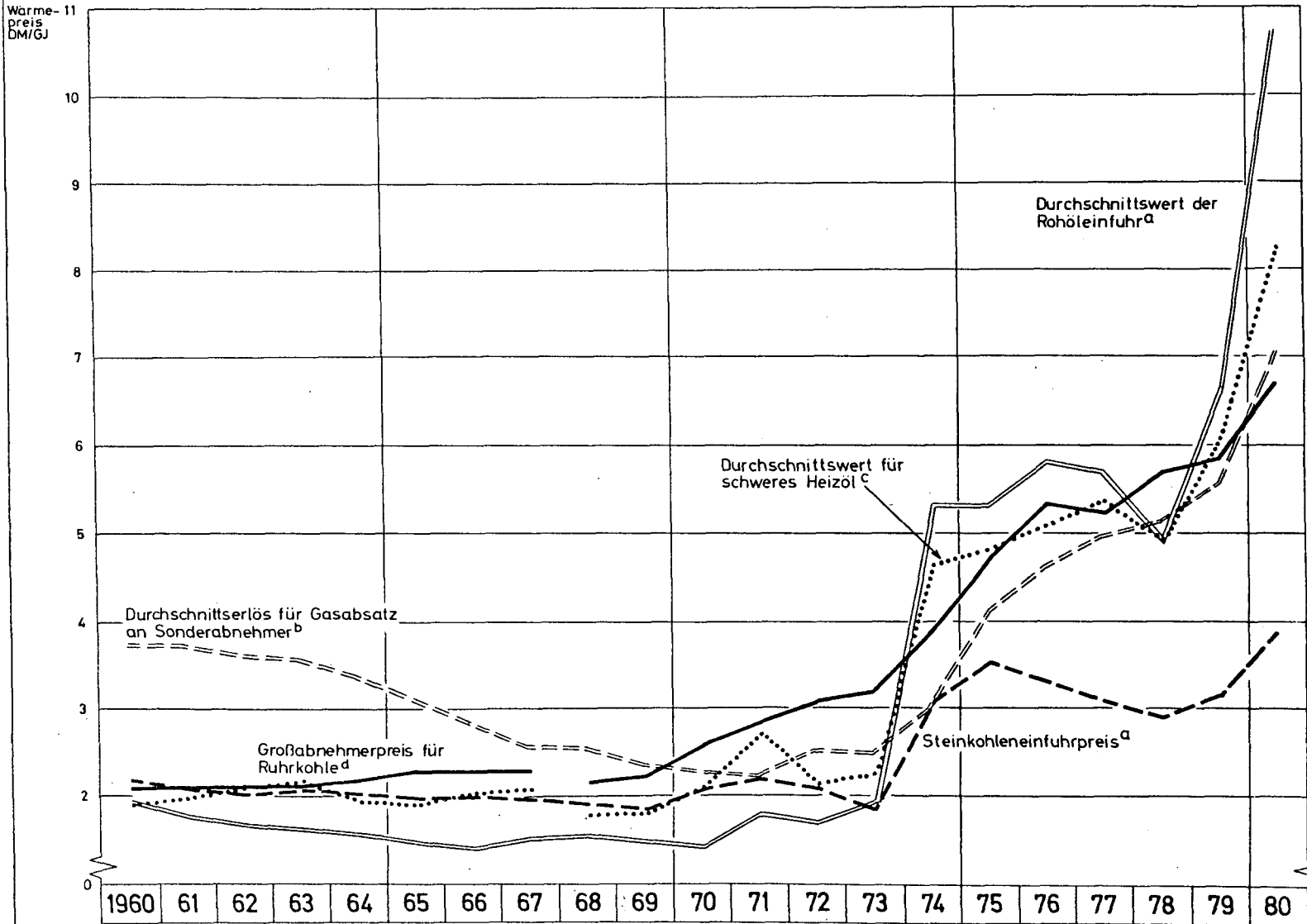
In zwei als Erdölkrisen gekennzeichneten Schritten konnten die Anbieter von Erdöl die Preise für die dem Welthandel zugeführten Mengen innerhalb knapp einer Dekade auf Dollarbasis mehr als verzehnfachen (von knapp 3 US \$ auf über 30 US \$ pro Barrel Rohöl) und in D-Mark gerechnet immerhin noch knapp versechsfachen (Schaubild 1). Seitdem hat sich ein zunehmender Preisvorteil zugunsten des Weltmarktpreises für feste Brennstoffe herausgebildet. Wesentliche, wenn sicherlich nicht alleinige Gründe für das Umschlagen von einem Käufer- in einen Verkäufermarkt auf dem Erdölmarkt in den siebziger Jahren sind vorrangig im steigenden Einfuhrbedarf insbesondere der Vereinigten Staaten sowie im Eigentumswechsel der Erdölförderung zu Beginn der siebziger Jahre zu sehen<sup>1</sup>.

Besonders ausgeprägt war die Tendenz zu einem nominal rückläufigen Energiepreisniveau in den sechziger Jahren beim Gasabsatz. Hierin spiegelt sich in der Bundesrepublik Deutschland, wie noch gezeigt wird (Abschnitt 5.b) , die Verdrängung des Synthesegases durch das Naturgas wider. Durch diese Angleichung des Wärmepreises konnte das Gas auf dem Wärmemarkt nicht nur im Bereich der Prozeßwärme, sondern zunehmend auch bei der Bereitstellung von Raumheizung gegenüber anderen Energieträgern an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen.

---

<sup>1</sup>Vgl. u.a. Schürmann, Heinz-Jürgen, "Ölversorgung - Bestandsaufnahme und Ausblick". Zeitschrift für Energiewirtschaft, Braunschweig 1980, H. 4, S. 260-267. - Neu, Axel D., Die künftige Rolle der Steinkohle in der Energieversorgung. Institut für Weltwirtschaft, Kieler Diskussionsbeiträge, 70, Kiel, August 1980.

### Energiepreise als Wärmepreise (D-Mark pro Gigajoule) für ausgewählte Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland 1960-1980



<sup>a</sup>C.i.f. Einfuhrpreis Grenzübergang. - <sup>b</sup>Industrie und öffentliche Kraftwerke, Erdgas und hergestelltes Gas; einschliesslich Umsatz-(Mehrwert-)steuer. - <sup>c</sup>Verkaufspreise (einschliesslich Verbrauchssteuern, seit 1968 ohne Umsatzsteuer) frei Betrieb Düsseldorf bei Abnahme von 201 bis 2000 t. - <sup>d</sup>Industriekohle C (unter 10 mm) frei Station Düsseldorf, seit 1968 ohne Mehrwertsteuer.

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.), Daten zur Entwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, Bonn lfd. Jgg. - Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK) (Hrsg.), Statistik der Energiewirtschaft, Düsseldorf, lfd. Jgg. - Deutsche BP (Hrsg.), Zahlen aus der Mineralölwirtschaft, Hamburg, lfd. Jgg. - Eigene Berechnungen.

b. Preisbildung nach dem Prinzip des anlegbaren Gaspreises

Während der Endenergieverbraucher 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 (Abschnitt 5. d. (i)) nur einem Gasanbieter gegenüber. Die Substitutionskonkurrenz auf dem Wärmemarkt gegenüber anderen Energieträgern bei gleichzeitiger Monopolstellung auf der Gasangebotsseite hat in der Gaswirtschaft zu einer Preisbildung nach dem sogenannten Anlegbarkeitsprinzip geführt<sup>1</sup>. 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) 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 Alternativenergie und ist der Kunde gleichwohl bereit, auf den Gas-

---

<sup>1</sup>Zum Prinzip der Anlegbarkeit vgl. Mönig, Walter, Dieter Schmitt, Hans K. Schneider, Jürgen Schürmann, Konzentration und Wettbewerb in der Energiewirtschaft. München 1977, S. 640 f. - Dolinski Urs, Untersuchung zu Fragen der Gaspreisbildung als Folge der Interdependenz zwischen dem internationalen Erdgasbeschaffungs- und Erdgasabsatzmarkt in der Bundesrepublik Deutschland. Berlin 1978. - Schneider, Hans K., Walter Schulz, Die Gaspreisbildung nach dem Anlegbarkeitsprinzip. - Ein Beitrag zu ihrer wirtschaftspolitischen Beurteilung. München 1977.



bezug zu Selbstkosten des Anbieters in Anbetracht sonstiger Anwendervorteile zurückzugreifen, so spricht man von einem Premiummarkt.

Auf die sehr ausführliche Diskussion darüber, ob diese Art der Preisbildung den Tatbestand der Preisdiskriminierung erfüllt und deswegen einem Mißbrauchstatbestand nahekommt, kann an dieser Stelle verzichtet werden<sup>1</sup>. Generell soll hierzu nur zweierlei angemerkt werden:

- In die Ermittlung des anlegbaren Gaspreises gehen eine Reihe von Einzelkonditionen ein (Dauer, Umfang und Zeitprofil des Gasbezugs, besondere Druck- und Reinheitsanforderungen), so daß man kaum von einem homogenen Produkt (Gas) sprechen kann, sondern den Vertragsinhalt eher als ein "Leistungsbündel" betrachten muß.
- Für die Tarifabnehmer müssen die Versorgungsunternehmen Tarife anbieten, die zwar zwischen einzelnen Versorgungsgebieten, nicht aber zwischen den Tarifkunden eines Versorgungsgebietes differieren können.

Der auf den individuellen Fall zugeschnittene Versorgungsvertrag nach dem Prinzip des anlegbaren Gaspreises betrifft den Bereich der Sonderabnehmer. In diesem Bereich ist die Bandbreite der günstigeren Alternativenergie auch erheblich differenzierter als bei den privaten Haushalten und sonstigen Tarifabnehmern. Im Bereich der Sonderabnehmer dominieren das schwere Heizöl und zunehmend auch die Steinkohle als konkurrierende Energieträger, bei den Tarifkunden hingegen das leichte Heizöl. Zwischen diesen beiden Heizölsorten besteht aber ein beträchtlicher Preisunterschied zugunsten des schweren Heizöls. Daneben können Sonderabnehmer von einer absatzpolitischen Variablen profitieren, die in Form eines Mengenrabatts ihren Niederschlag findet.

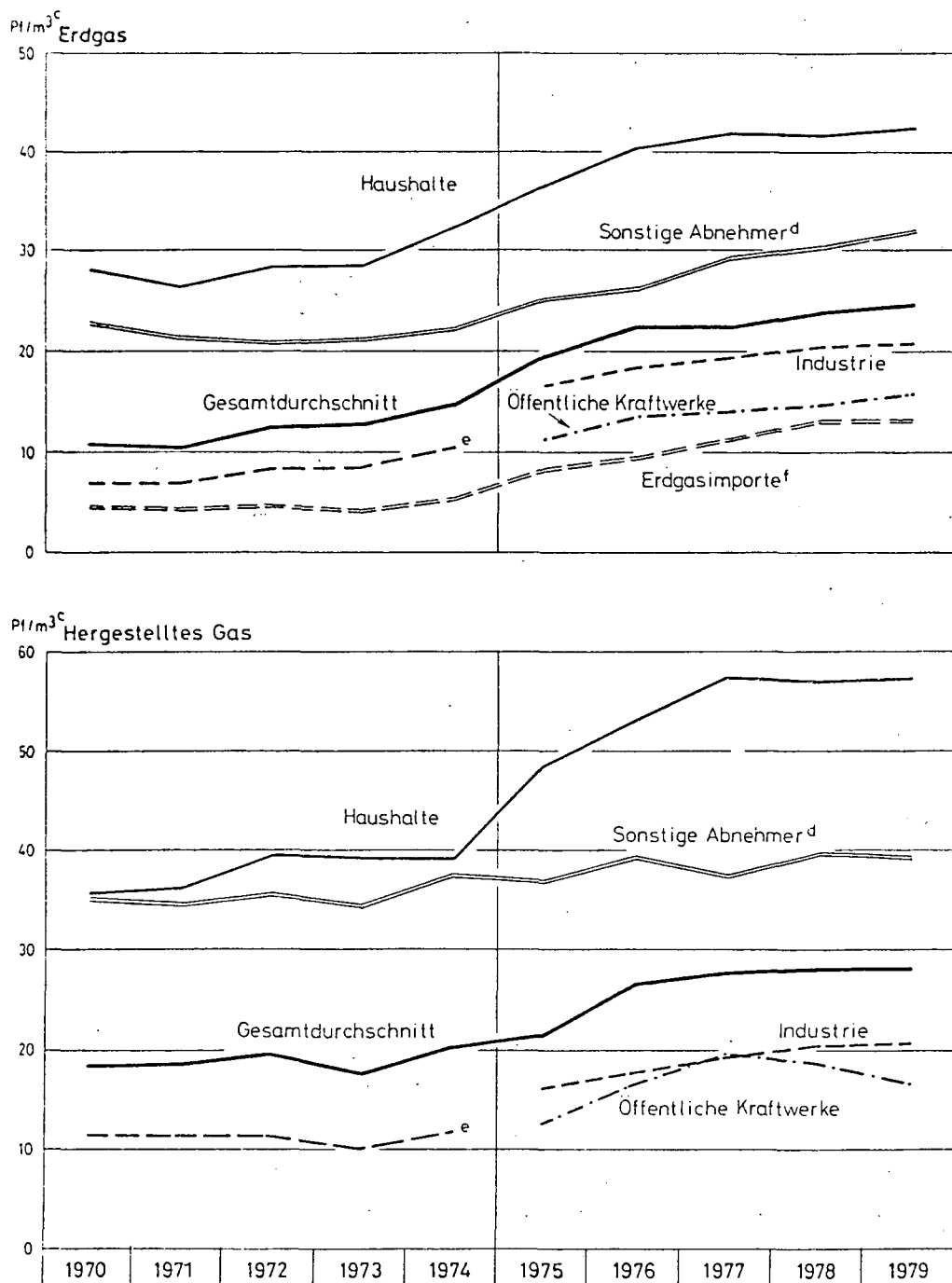
Demzufolge ist es auch nicht weiter verwunderlich, daß die Gas-tarife (als Durchschnittserlöse) für die einzelnen Abnehmer erheblich differieren (Schaubild 2). Der günstigste Durchschnitts-

---

<sup>1</sup>Vgl. hierzu Mönig et. al., a.a.O.

Schaubild 2

Durchschnittserlöse<sup>a</sup> aus dem Gasabsatz der öffentlichen Gaswirtschaft an Letztabnehmer im Inland 1970 bis 1979<sup>b</sup>



<sup>a</sup>Einschließlich Mehrwertsteuer. - <sup>b</sup>Ab 1977 neue Erhebungssystematik. Die Angaben für die Jahre 1970 bis 1976 wurden aus den Unterlagen des BMWi errechnet. - <sup>c</sup>1 m<sup>3</sup> = 35,169 MJ = 9,769 kWh (Brennwert bzw. „oberer Heizwert“). - <sup>d</sup>Handel und Kleingewerbe, landwirtschaftliche Betriebe, öffentliche Einrichtungen, Heizwerke und Heizzentralen sowie sonstige Abnehmer. - <sup>e</sup>Bis einschließlich 1974 wurde der Gasabsatz für Industrie und öffentliche Kraftwerke zusammen erhoben. - <sup>f</sup>Einfuhrpreis c.i.f. frei deutsche Grenze, einschließlich Grenzbereich Emsmündung.

Quelle: Wolfgang Pflöschinger, Gerhard Ritzmann und Wilhelm Kegel, Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland. BWG-Schriftenreihe hrsg. vom Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BWG), Bonn, als Sonderdrucke aus "gwf-gas/erdgas", lfd. Jgg., Frankfurt. - Eigene Berechnungen.

preis wird den Kraftwerken in Rechnung gestellt: Sie haben die günstigsten Zeitprofile des Gasbezugs und die meisten Alternativen. Der Durchschnittspreis des Gasabsatzes bei industriellen Kunden ist nur halb so hoch wie im Bereich der Haushalte (fast ausnahmslos Tarifkunden). Dazwischen ist der Bereich der sonstigen Abnehmer (überwiegend Tarifkunden) angesiedelt.

Alle Abnehmergruppen haben eine analoge Anhebung des Gaspreises im Gefolge des Anstiegs der Erdölpreise im Verlauf der siebziger Jahre hinnehmen müssen (Schaubild 2). In Anbetracht der Vertragsbedingungen beim Erdgasbezug (Abschnitt 4.a.(iv)) war dies auch kaum anders zu erwarten.

Im folgenden soll geprüft werden, welche Substitutionsprozesse von Änderungen in Niveau und Struktur der Energiepreise in der Vergangenheit ausgelöst worden sind.

#### 4. Der Beitrag der Gaswirtschaft zur Deckung des globalen Energieverbrauchs

##### a. Der Weltmarkt für Naturgas

- (i) Entwicklungstendenzen des Beitrags von Naturgas zum Primärenergieverbrauch

Der Weltverbrauch an Primärenergie hat seit dem Beginn der sechziger Jahre bis zur ersten Erdölkrise in den Jahren 1973/74 um durchschnittlich 4,7 vH pro Jahr zugenommen (Tabelle 1). Da sich die Weltbevölkerung während dieses Zeitraums um knapp 2 vH pro Jahr vermehrt hat, stieg der Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie mit einer Rate von knapp 3 vH pro Jahr. Die Zuwachsrate des Weltprimärenergieverbrauchs hat sich seit der ersten Erdölkrise des Jahres 1973 für den Rest der siebziger Jahre deutlich abgeflacht: von 1973 bis 1979 nahm der Weltverbrauch an Primärenergie nur noch mit einer Jahresrate von 2,7 vH zu. Noch drastischer war die Verlangsamung des Primärenergieverbrauchs in

Tabelle 1 - Verbrauch und Außenhandelsintensität von Primärenergie nach Energieträgern und ausgewählten Regionen 1960, 1965 und 1970 - 1979

Jahre	Feste Brennstoffe				Flüssige Brennstoffe				Naturgas				Wasser- und Kernkraft		Primärenergie insges.	
	Verbrauch		Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+)	Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+)	Verbrauch		Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+)	Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+)	Verbrauch		Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+)	Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+)	Verbrauch		Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+)	
	Mill. t SKE	vH			Mill. t SKE	vH			Mill. t SKE	vH			Mill. t SKE	vH		
1960	1 048	40,2	- 1,3	999	38,3	- 41,1	493	18,9	69	2,6	- 0,5	2 609	2,6	- 20,0		
1965	1 110	33,9	- 2,0	1 429	43,6	- 52,9	646	19,7	89	2,7	- 0,4	3 274	2,7	- 28,4		
1970	1 109	26,0	- 2,2	2 106	49,3	- 60,5	944	22,1	113	2,6	- 0,5	4 272	2,6	- 35,7		
1971	1 045	23,9	- 2,6	2 204	50,3	- 62,2	1 008	23,0	121	2,8	- 0,5	4 378	2,8	- 37,1		
1972	1 024	22,3	- 2,7	2 368	51,6	- 63,0	1 065	23,2	131	2,9	- 0,7	4 588	2,9	- 38,1		
1973	1 080	22,4	- 2,5	2 526	52,4	- 66,6	1 079	22,4	137	2,8	- 1,1	4 821	2,8	- 40,9		
1974	1 085	22,9	- 3,3	2 415	51,1	- 67,6	1 075	22,7	154	3,2	- 1,7	4 729	3,2	- 41,0		
1975	1 053	22,9	- 3,0	2 338	50,9	- 66,1	1 037	22,6	165	3,6	- 2,6	4 593	3,6	- 38,9		
1976	1 142	23,4	- 2,9	2 501	51,2	- 69,1	1 073	22,0	166	3,4	- 3,4	4 882	3,4	- 40,9		
1977	1 143	23,2	- 2,5	2 547	51,7	- 68,9	1 056	21,4	179	3,6	- 4,5	4 924	3,6	- 42,0		
1978	1 122	22,5	- 2,4	2 580	51,7	- 65,9	1 090	21,8	197	4,0	- 5,8	4 989	4,0	- 41,2		
1979	1 225	23,7	- 2,1	2 594	50,2	- 64,8	1 150	22,2	202	3,9	- 5,9	5 171 f	3,9	- 40,0		
1960-1973 f		0,2			7,4			6,2					5,4			
1973-1979 f		2,1			0,4			1,1					6,7			
1960	491	68,8	- 2,7	195	27,3	- 93,4	14	2,0	14	2,0	0,0	714	2,0	- 33,6		
1965	465	52,2	- 5,9	383	43,0	- 95,6	25	2,8	18	2,0	4,4	891	2,0	- 53,5		
1970	397	34,9	- 7,4	618	54,3	- 97,7	102	9,0	22	1,9	1,7	1 139	1,9	- 67,9		
1971	367	31,6	- 7,9	643	55,3	- 98,9	132	11,4	20	1,7	1,4	1 162	1,7	- 69,4		
1972	328	27,3	- 9,1	683	56,8	- 97,1	170	14,1	21	1,7	2,5	1 203	1,7	- 69,8		
1973	326	26,1	- 8,3	721	57,6	- 98,7	182	14,5	22	1,8	3,5	1 251	1,8	- 71,1		
1974	320	26,2	- 10,3	669	54,8	- 100,1	208	17,0	25	2,0	4,3	1 221	2,0	- 70,4		
1975	292	25,0	- 12,9	630	53,9	- 97,5	220	18,8	28	2,4	6,4	1 169	2,4	- 65,0		
1976	316	25,4	- 12,8	668	53,7	- 96,8	235	18,9	26	2,1	8,4	1 245	2,1	- 65,7		
1977	308	25,0	- 13,7	654	53,2	- 91,6	233	18,9	35	2,8	13,2	1 230	2,8	- 62,8		
1978	311	24,7	- 11,5	667	53,1	- 88,2	244	19,4	35	2,8	21,5	1 257	2,8	- 62,4		
1979	327	25,3	- 16,3	665	51,4	- 85,1	264	20,4	37	2,9	20,7	1 293 f	2,9	- 61,5		
1960-1973 f		- 3,1			10,6			21,8					3,5			
1973-1979 f		- 0,1			- 1,3			6,4					9,1			

noch Tabelle

Jahre	Feste Brennstoffe			Flüssige Brennstoffe			Naturgas			Wasser- und Kernkraft		Primärenergie insges.	
	Verbrauch		Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+) <sup>c</sup>	Verbrauch		Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+) <sup>c,d</sup>	Verbrauch		Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+) <sup>c</sup>	Verbrauch		Verbrauch	Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+) <sup>c</sup>
	Mill. t SKE <sup>a</sup>	vH <sup>b</sup>		Mill. t SKE <sup>a</sup>	vH <sup>b</sup>		Mill. t SKE <sup>a</sup>	vH <sup>b</sup>		Mill. t SKE <sup>a</sup>	vH <sup>b</sup>		
<u>Bundesrepublik Deutschland</u>													
1960	159	77,6	+ 10,8	43	21,0	- 81,5	1	0,5	-	2	1,0	205	- 10,9
1965	149	57,8	+ 6,8	102	39,5	- 88,5	5	1,9	- 0,2	2	0,8	258	- 35,5
1970	134	40,7	+ 9,6	169	51,4	- 93,4	22	6,7	- 22,2	4	1,2	329	- 52,1
1971	127	38,0	+ 9,2	174	52,1	- 93,8	30	9,0	- 29,2	3	0,9	334	- 54,6
1972	119	34,7	+ 8,9	182	53,1	- 93,5	38	11,1	- 36,8	4	1,2	343	- 57,5
1973	121	33,5	+ 10,4	192	53,2	- 95,3	43	11,9	- 44,5	5	1,4	361	- 58,5
1974	126	35,6	+ 15,2	171	48,5	- 95,9	52	14,7	- 52,8	4	1,2	354	- 54,7
1975	106	31,7	+ 9,9	168	50,3	- 97,5	54	16,2	- 59,0	6	1,8	334	- 58,1
1976	122	33,5	+ 8,3	180	49,5	- 97,6	57	15,7	- 60,3	5	1,4	364	- 59,4
1977	113	31,8	+ 8,8	178	50,1	- 97,0	57	16,1	- 62,9	7	2,0	355	- 60,0
1978	116	31,3	+ 15,0	185	50,0	- 96,9	62	16,8	- 63,0	7	1,9	370	- 58,3
1979	122	32,0	+ 9,7	182	47,8	- 98,5	69	18,1	- 66,5	8	2,1	381	- 62,8
1960-1973 <sup>f</sup>		- 2,1			12,2			33,5			7,3	4,4 <sup>f</sup>	
1973-1979 <sup>f</sup>		0,1			- 0,9			8,2			8,1	0,9 <sup>f</sup>	
<u>Welt insgesamt</u>													
1960	2 206	52,0	5,9 <sup>h</sup>	1 358	32,0	36,3 <sup>h</sup>	594	14,0	1,3 <sup>h</sup>	85	2,0	4 243	23,1 <sup>h</sup>
1965	2 255	43,3	7,1 <sup>h</sup>	1 955	37,5	44,5 <sup>h</sup>	887	17,0	2,2 <sup>h</sup>	116	2,2	5 212	29,5 <sup>h</sup>
1970	2 358	35,1	8,5 <sup>h</sup>	2 912	43,3	51,5 <sup>h</sup>	1 293	19,2	4,4 <sup>h</sup>	155	2,3	6 718	37,0 <sup>h</sup>
1971	2 352	33,6	8,1 <sup>h</sup>	3 094	44,2	53,0 <sup>h</sup>	1 390	19,9	5,5 <sup>h</sup>	165	2,4	7 001	37,7 <sup>h</sup>
1972	2 351	32,1	8,2 <sup>h</sup>	3 316	45,3	54,4 <sup>h</sup>	1 473	20,1	6,6 <sup>h</sup>	178	2,4	7 318	39,0 <sup>h</sup>
1973	2 452	31,7	8,2 <sup>h</sup>	3 578	46,3	57,0 <sup>h</sup>	1 517	19,6	7,6 <sup>h</sup>	187	2,4	7 734	41,8 <sup>h</sup>
1974	2 489	32,0	9,0 <sup>h</sup>	3 535	45,4	55,8 <sup>h</sup>	1 545	19,9	8,8 <sup>h</sup>	209	2,7	7 779	40,5 <sup>h</sup>
1975	2 516	32,2	8,7 <sup>h</sup>	3 524	45,1	53,9 <sup>h</sup>	1 545	19,8	10,0 <sup>h</sup>	224	2,9	7 808	37,8 <sup>h</sup>
1976	2 646	32,0	8,2 <sup>h</sup>	3 770	45,5	56,1 <sup>h</sup>	1 633	19,7	10,6 <sup>h</sup>	231	2,8	8 280	39,1 <sup>h</sup>
1977	2 744	32,1	8,1 <sup>h</sup>	3 896	45,6	55,6 <sup>h</sup>	1 651	19,3	11,2 <sup>h</sup>	250	2,9	8 541	39,4 <sup>h</sup>
1978	2 800	31,9	8,1 <sup>h</sup>	3 976	45,3	54,1 <sup>h</sup>	1 722	19,6	11,9 <sup>h</sup>	277	3,2	8 775	40,4 <sup>h</sup>
1979	2 935	32,2	8,7 <sup>h</sup>	4 046	44,5	54,1 <sup>h</sup>	1 829	20,1	13,0 <sup>h</sup>	288	3,2	9 098	39,4 <sup>h</sup>
1960-1973 <sup>f</sup>		0,8			7,7			7,5			6,3	4,7 <sup>f</sup>	
1973-1979 <sup>f</sup>		3,0			2,1			3,2			7,5	2,7 <sup>f</sup>	

<sup>a</sup> 1 t Steinkohleneinheiten = 29,3076 Gigajoule. - <sup>b</sup> In vH des gesamten Primärenergieverbrauchs der jeweiligen Region. - <sup>c</sup> Nettoimporte bzw. -exporte in vH des Verbrauchs bzw. der Produktion der jeweiligen Region. - <sup>d</sup> Nur Rohöl. - <sup>e</sup> Einschließlich Jugoslawiens. - <sup>f</sup> Jahresdurchschnittliche Änderungsrate des Verbrauchs. - <sup>g</sup> Erweiterte Gemeinschaft (EG der Neun). - <sup>h</sup> Weltéinfuhr in vH des jeweiligen Weltprimärenergieverbrauchs.

den Industrieländern insgesamt sowie in der Bundesrepublik Deutschland: Der Primärenergieverbrauch nahm bis 1973 um jahresdurchschnittlich 4 - 5 vH zu, in den Jahren danach nur noch um knapp ein halbes Prozent pro Jahr. Hierin kommen sowohl konjunkturelle Rückschläge im Gefolge der weltweiten Rezession in den Jahren 1974/75 zum Ausdruck als auch Verbrauchsreaktionen auf ein sprunghaft angestiegenes Energiepreisniveau. Bezieht man die Änderungsrate des Energieverbrauchs auf die Zunahme des realen Weltsozialprodukts, so hat sich der Elastizitätskoeffizient von etwa 1 vor der ersten Ölkrise danach bis 1979 auf 0,7 vermindert. Auf den ersten Blick scheint dies nur eine mäßige Verbrauchsreaktion anzuzeigen. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, daß in dieser Meßziffer die Reaktionen auf den Preisschub der Jahre 1979/80 noch nicht enthalten sind. Die zwischenzeitlichen Energieprognosen haben den künftigen Anstieg des Energiepreisniveaus nahezu durchweg zu niedrig veranschlagt und die voraussichtlichen Zuwachsraten zu hoch angesetzt. Die realisierbare Zuwachsrate des Weltprimärenergieverbrauchs dürfte eher in der Größenordnung von 3 vH pro Jahr als bei der häufig prognostizierten Größe von 5 vH pro Jahr angesiedelt sein<sup>1</sup>.

Bei dem Einsatz der einzelnen Primärenergieträger zur Deckung des Weltverbrauchs hat seit 1960 ein nachhaltiger Strukturwandel stattgefunden:

- Weltweit deckten die festen Brennstoffe damals noch gut die Hälfte (Bundesrepublik Deutschland gut drei Viertel) des Primärenergieverbrauchs, während die flüssigen Brennstoffe<sup>2</sup> hierzu knapp ein Drittel (Bundesrepublik Deutschland ein Fünftel) beitrugen. Bis zum Ende der siebziger Jahre haben sich diese

---

<sup>1</sup>Vgl. Bohnen, Ulrich, "Zur Erfolgskontrolle von Energieprognosen". Zeitschrift für Energiewirtschaft, Braunschweig 1979, H. 1, S. 40 f. - Schneider, Hans K., Ulrich Bohnen, "Systemanalytische Energiemodelle versus bedingte Energieverbrauchsprognosen". Ebenda, Braunschweig 1980, H. 1, S. 1 f.

<sup>2</sup>Nach den Energiestatistiken der Vereinten Nationen zählen hierzu auch die Erdgasflüssigkeiten aus dem Erdölbegleitgas bei der Rohölgewinnung.

Relationen fast umgekehrt: Feste Brennstoffe bestreiten nur noch ein Drittel des Primärenergieverbrauchs, während das Erdöl nunmehr fast die Hälfte ausmacht.

- Die Anteilsgewinne des Naturgases am Primärenergieverbrauch konzentrierten sich auf Westeuropa: In der Europäischen Gemeinschaft stieg der Anteil des Naturgases am Primärenergieverbrauch von 2 vH zu Beginn der sechziger Jahre auf gut 20 vH; in der Bundesrepublik Deutschland konnte das Naturgas seinen Marktanteil von unter 1 vH im Jahr 1960 bis 1979 auf gut 18 vH erhöhen.

Dieser markante Strukturwandel zugunsten eines globalen Vordringens der flüssigen Brennstoffe sowie das in Westeuropa ausgeprägte Vordringen des Naturgases waren bis zur ersten Erdölkrise vor allem auf folgende Gründe zurückzuführen:

- Bis zum Ausbruch der ersten Erdölkrise wiesen die natürlichen Kohlenwasserstoffe einen Preisvorteil gegenüber den festen Brennstoffen auf (Schaubild 1), und das bei erheblichen Vorteilen bei Transport, Lagerung und Verbrauch.
- Durch die Erschließung neuer Erdölfördergebiete in Nordafrika und im Mittleren Orient sowie durch die Entdeckung und Aufschließung bedeutender Erdgasvorkommen in den Niederlanden (Groningen), der Sowjetunion und in der Nordsee verfügten die Anbieter natürlicher Kohlenwasserstoffe über eine hohe Angebotselastizität.

Bis zur ersten Erdölkrise haben die Angebotsausweitungen bei den flüssigen Brennstoffen sowie bei dem Naturgas die Zunahme des weltweiten Primärenergieverbrauchs fast zur Gänze allein abdecken können (jahresdurchschnittliche Zuwachsraten bei den natürlichen Kohlenwasserstoffen von 1960 bis 1973 etwa 7-8 vH). Danach zeichnet sich ein deutlicher Wandel im globalen Zuwachs der einzelnen Primärenergieträger ab: Der Erdölverbrauch nimmt langsamer zu als der gesamte Primärenergieverbrauch (2,1 vH gegenüber 2,7 vH; vgl. Tabelle 1). Die Zuwachsrate des Verbrauchs an Naturgas hat sich nach 1973 mit 3,2 vH pro

Jahr gegenüber 7,5 vH pro Jahr zwar deutlich vermindert, liegt aber immer noch höher als die Zuwachsrate des Primärenergieverbrauchs nach 1973. Das Naturgas weist damit seit 1973 die gleiche jahresdurchschnittliche Zuwachsrate auf wie die festen Brennstoffe, deren Absatz vor 1973 praktisch stagniert hatte.

Neben den festen Brennstoffen konnten nur noch zwei Primärenergieträger ihren Anteil am Weltenergieverbrauch nach 1973 im Vergleich zu dem vorangegangenen Zeitraum erhöhen, wenngleich in weitaus geringerem Umfang als bei den festen Brennstoffen: die Wasser- und die Kernkraft bei der Erzeugung von Primärelektrizität. Der Anteil der Kernkraft am Primärenergieverbrauch wäre sicherlich höher ausgefallen, wenn die Kernenergie in den westlichen Industrieländern nicht seit Mitte der siebziger Jahre in eine nachhaltige Akzeptanzkrise geraten wäre.

Zusammenfassend kann man feststellen, daß sich weltweit seit der ersten Erdölkrise durchaus schon Verbrauchsmuster herausgebildet haben, die die Vermutung rechtfertigen, daß sich der Anteil des Erdöls am Weltenergieverbrauch auch in Zukunft weiter vermindern wird.

Die Außenhandelsintensität des Weltverbrauchs an Primärenergie (Welteinfuhr in vH Weltverbrauch) hat sich seit 1960 mit etwa 23 vH bis zum Ausbruch der ersten Erdölkrise auf fast 42 vH beinahe verdoppelt. Seitdem ist die Außenhandelsintensität des Weltenergieverbrauchs eher rückläufig und erreichte 1979 einen Anteilswert von knapp 40 vH (Tabelle 1). Hingegen war die Außenhandelsintensität des weltweiten Primärenergieverbrauchs bei Naturgas 1973 mit 7,6 vH weit unterdurchschnittlich, hat seitdem aber kontinuierlich bis auf knapp 13 vH im Jahr 1979 zugenommen. Dieser internationale Handel mit Naturgas soll im folgenden Abschnitt näher betrachtet werden.



(ii) Die internationalen Verflechtungen des Naturgashandels

Die bisher betrachteten Produktionszahlen des Naturgasaufkommens bezogen sich auf die Nettoproduktion, also auf jenen Teil des Naturgasaufkommens, der kommerziell genutzt wird. Im Gegensatz zum Bruttoaufkommen an Naturgas enthalten diese Zahlen nicht jene Fördermengen, die entweder bei der Rohölgewinnung abgefackelt oder in die Lagerstätten reinjiziert wurden. Bezogen auf das Jahr 1978 ergab sich folgendes Bild: bei einem gesamten Welt-Naturgas-Aufkommen von etwa 2,1 Mrd. t SKE (= 1 750 Mrd. m<sup>3</sup>) wurden ungenutzt 247 Mill. t SKE abgefackelt. Diese Fördermenge entsprach etwa dem gesamten Naturgasverbrauch der Europäischen Gemeinschaft und überstieg das Welthandelsvolumen an Naturgas. Weitere 123 Mill. t SKE wurden in die Lagerstätten reinjiziert, so daß 1978 ein kommerziell genutztes Naturgasaufkommen von 1,7 Mrd. t SKE verblieb. Hiervon wurden ca. 200 Mill. t SKE oder 11,5 vH international gehandelt (Tabelle 2).

Die internationale Verflechtung des Welthandels mit Naturgas nach Liefer- und Bezugsregionen wird seit dem Jahr 1971 und nur bis zu dem Jahr 1978 ausgewiesen (Tabelle 3). Ein getrennter Nachweis darüber, ob die jeweiligen Naturgasmengen durch Pipelines oder aber durch LNG-Ketten geliefert wurden, erfolgte bisher nicht. Ein umfassender internationaler Markt für Naturgas hat sich erst mit der Entwicklung und Markteinführung der Erdgasverflüssigungstechnologie herausgebildet. Bei dieser Lieferkette wird das Erdgas im Lieferland in Terminals durch Abkühlung auf unter minus 161<sup>o</sup> C verflüssigt und dadurch auf etwa 1/600 des ursprünglichen Volumens reduziert. Der Transport des verflüssigten Erdgases erfolgt in Spezialtankschiffen, und die angelieferten Mengen werden in Empfangsterminals des Bezugslandes in die Gasform zurückgeführt, bevor die Lieferungen in das heimische Versorgungsnetz eingespeist werden. Bei der Verflüssigung und der anschließenden Verdampfung gehen etwa 15 vH der ursprünglichen Gasmenge verloren.

Tabelle 2 - Produktion, Handel und Verbrauch von Naturgas in ausgewählten Regionen  
1960, 1965 und 1970 - 1979  
(Mill. t SKE<sup>a</sup>)

Jahr	Produktion	Einfuhren	Ausfuhren	Verbrauch
<u>Industrielländer<sup>b</sup></u>				
1960	496,085	6,085	3,865	492,973
1965	656,291	18,970	16,268	646,328
1970	979,128	51,560	46,684	966,981
1971	1 040,197	65,339	60,334	1 031,899
1972	1 087,726	81,664	73,578	1 089,593
1973	1 085,518	92,826	80,524	1 078,762
1974	1 063,285	109,510	91,054	1 074,928
1975	1 026,802	123,649	96,898	1 037,098
1976	1 033,861	139,048	102,426	1 073,163
1977	1 033,226	148,447	101,444	1 055,592
1978	1 036,802	167,016	106,308	1 090,210
1979	1 085,677	197,393	131,463	1 149,958
<u>Europäische Gemeinschaft<sup>c</sup></u>				
1960	14,359	0,004	-	14,366
1965	24,464	1,164	0,048	25,299
1970	101,283	16,860	15,078	101,946
1971	131,374	25,079	23,238	132,337
1972	166,144	36,958	32,639	169,610
1973	176,359	47,002	40,691	181,917
1974	200,865	62,686	53,717	207,572
1975	207,531	74,131	60,125	219,801
1976	217,644	85,335	65,704	234,860
1977	205,297	90,612	59,707	233,278
1978	195,970	103,542	52,363	244,241
1979	213,127	117,821	64,736	263,914
<u>Bundesrepublik Deutschland</u>				
1960	1,224	-	-	1,224
1965	4,499	0,048	-	4,547
1970	17,331	4,938	0,011	22,207
1971	20,930	8,663	0,028	29,549
1972	24,061	13,977	0,019	37,918
1973	23,952	19,210	0,105	42,903
1974	24,665	27,474	0,131	51,810
1975	22,860	32,286	0,107	54,585
1976	23,064	34,617	0,131	57,198
1977	21,777	36,147	0,200	57,216
1978	23,293	39,596	0,32 <sup>d</sup>	62,346
1979	23,832	46,462	0,561	68,972
<u>Welt insgesamt<sup>d</sup></u>				
1960	597,879	7,419	6,334	593,634
1965	899,999	20,144	20,216	887,261
1970	1 385,273	60,244	60,037	1 368,117
1971	1 482,056	81,221	81,383	1 468,459
1972	1 561,215	103,259	103,251	1 555,105
1973	1 539,184	144,809	115,661	1 517,292
1974	1 559,867	136,737	138,442	1 545,300
1975	1 568,426	154,370	154,727	1 544,697
1976	1 633,244	172,520	173,044	1 632,561
1977	1 671,288	184,627	179,385	1 650,617
1978	1 728,017	205,475	202,179	1 721,209
1979	1 827,238	237,413	235,099	1 828,372

<sup>a</sup> 1 t Steinkohleneinheiten = 29,3076 Gigajoule. - <sup>b</sup> Einschließlich Jugoslawien.  
<sup>c</sup> Erweiterte Gemeinschaft (EG der Neun). - <sup>d</sup> Differenzen zwischen Ein- u. Ausfuhr durch Bunkerung und Zeitüberlappungen.

Quelle: United Nations, Yearbook of World Energy Statistics (früher: World Energy Supplies), New York, No. 19 (1950 - 1974), No. 22 (1973 - 1978), Jg. 1979. - Eigene Berechnungen.

Tabelle 3 - Regionale Verflechtung der Weltversorgung mit Naturgas 1971 - 1978

Mill. t SKE<sup>a</sup>

Import-region / Export-region	Jahr	Nord-amerika	Latein-amerika	westeuropa	Afrika	Mittlerer Osten	Ferner Osten	Staatshandelsländer	Importe insgesamt <sup>b</sup>
Nordamerika	1971	34,659	0,879	-	0,107	-	-	-	35,644
	1972	38,588	0,373	-	0,093	-	-	-	39,054
	1973	37,541	0,069	-	0,137	-	-	-	37,747
	1974	35,026	0,014	-	-	-	-	-	35,041
	1975	34,475	-	-	-	-	-	-	34,475
	1976	34,617	-	-	0,377	-	-	-	34,994
	1977	35,996	0,092	-	0,416	-	-	-	36,504
	1978	31,726	-	-	2,752	-	-	-	34,478
Lateinamerika <sup>c</sup>	1971	0,546	-	-	-	-	-	-	0,546
	1972	0,546	1,345	-	-	-	-	-	1,891
	1973	0,514	1,862	-	-	-	-	-	2,376
	1974	0,483	1,833	-	-	-	-	-	2,316
	1975	0,347	1,846	-	-	-	-	-	2,193
	1976	0,273	2,340	-	-	-	-	-	2,613
	1977	0,145	2,583	-	-	-	-	-	2,728
	1978	0,148	2,796	-	-	-	-	-	2,944
westeuropa	1971	-	-	23,243	2,824	-	-	1,905	27,972
	1972	-	-	32,634	5,794	-	-	2,171	40,599
	1973	-	-	40,691	7,332	-	-	2,349	50,372
	1974	-	-	53,718	7,482	-	-	6,511	67,710
	1975	-	-	60,115	9,293	-	-	9,787	79,195
	1976	-	-	65,695	11,295	-	-	14,810	91,800
	1977	-	-	63,546	10,083	0,064	-	18,479	92,172
	1978	-	-	72,805	10,405	-	-	24,992	108,202
Ferner Osten	1971	1,891	-	-	-	-	0,067	-	1,958
	1972	1,798	-	-	-	-	0,333	-	2,131
	1973	1,778	-	-	-	-	2,016	-	3,794
	1974	1,828	-	-	-	-	4,897	-	6,725
	1975	1,949	-	-	-	-	6,686	-	8,635
	1976	1,828	-	-	-	-	9,352	-	11,180
	1977	1,898	-	-	-	0,825	11,300	-	14,023
	1978	1,777	-	-	-	2,369	17,001	-	21,147
Staatshandelsländer	1971	-	-	-	-	7,486	3,343	4,436	15,265
	1972	-	-	-	-	10,922	3,796	4,848	19,567
	1973	-	-	-	-	11,659	3,643	6,069	21,371
	1974	-	-	-	-	12,215	3,791	10,642	26,648
	1975	-	-	-	-	11,383	3,397	13,589	28,369
	1976	-	-	-	-	11,040	2,978	16,678	30,696
	1977	-	-	-	-	11,169	2,818	18,552	32,539
	1978	-	-	-	-	9,734	2,871	21,204	33,809
Exporte insges.	1971	37,096	0,879	23,243	2,930	7,486	3,410	6,340	81,385
	1972	40,932	1,718	32,634	5,887	10,922	4,129	7,020	103,242
	1973	39,833	1,931	40,691	7,469	11,659	5,659	8,418	115,658
	1974	37,337	1,848	53,718	7,482	12,215	8,688	17,152	138,440
	1975	36,771	1,846	60,115	9,293	11,383	10,083	23,376	152,867
	1976	36,718	2,340	65,695	11,672	11,040	12,330	31,488	171,283
	1977	38,039	2,675	63,546	10,499	12,058	14,118	37,031	177,966
	1978	33,651	2,796	72,805	13,157	12,103	19,872	46,196	200,580
Außenhandels-saldo <sup>d</sup>	1978	- 0,827	- 0,148	-35,597	13,157	12,103	- 1,275	12,387	welt insges. <sup>e</sup>
Produktion	1978	802,514	62,429	226,919	22,123	40,727	43,077	534,694	1 743,609
Verbrauch	1978	799,106	62,144	265,096	8,966	28,730	44,062	520,071	1 739,302
Vorräte <sup>f</sup>	1980	9 516,900	4 914,700	4 614,300	7 161,700	25 198,200	3 316,500	32 744,400	88 524,000
Reichweite <sup>g</sup>	Jahre	11,8	54,5	20,0	205,5	455,9	61,3	49,1	45,5

<sup>a</sup> 1 t Steinkohleneinheiten = 29,3076 Gigajoule. - <sup>b</sup> Ohne Importe aus nicht spezifizierten Regionen. - <sup>c</sup> 1971 nur Mexiko; die folgenden Jahre Argentinien und Mexiko. - <sup>d</sup> Abweichungen zur Differenz von Produktion und Verbrauch durch Bunkerung und Lageränderung. - <sup>e</sup> Einschließlich Ozeanien. - <sup>f</sup> Sicher nachgewiesene Reserven, Stand Jahresanfang 1980. - <sup>g</sup> Relation von Vorräten Anfang 1980 zu Produktion von 1979 (= Jahresreichweite).

Erste Erdgaslieferungen in Form von LNG-Ketten wurden 1964/65 von Algerien nach England und Frankreich und später auch in die Vereinigten Staaten, 1969 von Alaska, 1972 von Brunei und danach von Abu Dhabi, Qatar und Indonesien nach Japan aufgenommen. Nach Schätzungen, die anlässlich der 11. Weltenergiekonferenz in München 1980 vorgelegt wurden, beläuft sich der Anteil der LNG-Lieferungen am internationalen Erdgashandel 1979 auf etwa 20 vH, während er 1975 lediglich 9 vH erreichte. Schätzungen gehen dahin, daß der LNG-Anteil am internationalen Erdgashandel bis 1990 auf etwa 40 vH ansteigen wird<sup>1</sup>. Die Bundesrepublik Deutschland bezieht derzeit kein Erdgas durch LNG-Lieferungen, jedoch ist die Errichtung eines LNG-Empfangsterminals in Wilhelmshaven geplant.

Bezogen auf das Jahr 1978 wurden von dem Welthandelsvolumen von ca. 200 Mill. t SKE Erdgas 73,6 vH intraregional gehandelt. Als größte Nettoimportregion trat Westeuropa in Erscheinung: Von den Erdgaseinfuhren in Höhe von 108 Mill. t SKE wurden gut zwei Drittel durch grenzüberschreitende Lieferungen innerhalb der Region gedeckt, etwa 23 vH von den Staatshandelsländern und knapp 10 vH von nordafrikanischen Erdgasanbietern geliefert. Den Lieferungen der Staatshandelsländer (fast ausschließlich der Sowjetunion) an Westeuropa in Höhe von 25,0 Mill. t SKE standen Bezüge dieser Region aus Lieferländern des Mittleren und Fernen Ostens von insgesamt 12,6 Mill. t gegenüber, so daß die Nettoausfuhren dieser Region knapp 13 Mill. t erreichten (Tabelle 3).

Die intraregionalen Lieferungen der Region Ferner Osten bestanden 1978 fast ausschließlich aus Erdgasausfuhren von Brunei und Indonesien an Japan, das selbst nur über geringe Erdgasvorkommen verfügt. Japan bezieht seine gesamten Erdgaseinfuhren (1979: 25 Mill. t SKE) über LNG-Ketten. Betrachtet man Japan als getrennte Einfuhrregion, so waren 1978 Westeuropa und Japan die wichtigsten Nettoimportregionen des internationalen Erdgashandels. Die wichtigsten Nettoexporteure von Erdgas waren Lieferländer aus Afrika,

---

<sup>1</sup>Vgl. Internationales Energie-Forum. Zeitschrift für eine gesicherte Energieversorgung, "Erdgas für eine sichere Energie-zukunft". Mannheim 1981, H. 5, S. 26 f. - Handelsblatt, "Flüssig-gas. Bedeutung wächst stetig". Düsseldorf, vom 10. September 1980. - Oil and Gas Journal, "Rapid growth in world gas trade seen". Tulsa/Okla., vom 5.10.1981, S. 76 - 81.

dem Mittleren und dem Fernen Osten. Der Kreis dieser Lieferländer ist weitgehend identisch mit den bisherigen Hauptnettoexporteuren von Rohöl, was sich auch dadurch erklärt, daß etwa 40 vH des Bruttogasaufkommens weltweit in Form von Erdölbegleitgas anfällt.

Betrachtet man das derzeitige Erdgasaufkommen in Relation zu den weltweit vorhandenen sicher nachgewiesenen Reserven (Anfang 1980 etwa 88,5 Mrd. t SKE oder 73 670 Mrd. m<sup>3</sup>), so haben diese Reserven bei dem derzeitigen Förderaufkommen eine statische Reichweite von etwa 46 Jahren (Tabelle 3). Die derzeitige Versorgungslage und die Reichweite der Vorräte der einzelnen Regionen lassen die folgenden Schlüsse zu:

- In Anbetracht der ungünstigen Reservesituation werden neben Westeuropa und Japan künftig auch die Vereinigten Staaten als Käufer auf dem internationalen Erdgasmarkt verstärkt in Erscheinung treten.
- Bei dem derzeitigen Förderniveau verfügen die bisherigen Hauptnettoexporteure aus den Regionen Afrika sowie Mittlerer und Ferner Osten über die längsten Reichweiten ihrer sicher nachgewiesenen Reserven.
- Die Sowjetunion als einer der größten Erdgasexporteure verfügt allein über etwa ein Drittel der Welterdgasreserven.

Ein verstärkter Einsatz des Naturgases zur Deckung des weltweiten Primärenergieverbrauchs würde die Marktposition der bisher wichtigsten Nettoexporteure von Rohöl weiter stärken. Gleichzeitig würde die Einfuhrabhängigkeit der Industrieländer von diesen Regionen bei ihrem Primärenergieaufkommen weiter zunehmen.

Der starke Anstieg des realen Energiepreinsniveaus in den siebziger Jahren hat den Kreis der potentiellen Lieferländer zweifellos ausgeweitet, weil die Fixkosten der aufwendigen Transportsysteme in Relation zum Produktpreis relativ gesunken sind. Mit dieser zunehmenden "Internationalisierung" des Erdgashandels hat aber auch zweifellos der Kreis jener Länder zugenommen, die als Käufer in Erscheinung treten. Der internationale Erdgas-

markt wird deshalb künftig, ähnlich wie der internationale Rohölmarkt, eher einen Verkäufer- denn einen Käufermarkt darstellen.

Die bislang betrachteten Reserveschätzungen stellen lediglich auf die sicher nachgewiesenen Reserven ab. Zieht man die wahrscheinlichen, aber noch nicht entdeckten Vorräte in die Betrachtung mit ein, so stellt sich die Versorgungssituation erheblich günstiger dar. Die Schätzungen über die wahrscheinlichen Vorräte unter Einbeziehung der sicher nachgewiesenen Vorräte ("Ultimately Recoverable Gas Reserves") weisen eine Bandbreite zwischen 200 und 400 Mrd. t SKE auf<sup>1</sup> (das entspricht beim gegenwärtigen Förderniveau einer statischen Reichweite von 100 bzw. 200 Jahren).

Eine andere Klassifizierung der Vorräte an Primärenergieträgern differenziert dahingehend, ob die Vorräte unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich gewinnbar sind und welche Mengen der insgesamt vorhandenen Ressourcen als technisch gewinnbar anzusehen sind. Der Rückgriff auf die sicher nachgewiesenen oder die wirtschaftlich gewinnbaren Reserven kennzeichnet die Untergrenze der Versorgungslage und vermittelt dadurch lediglich ein eher pessimistisches Bild des wahrscheinlichen künftigen Verbrauchspfades. Da die Primärenergieträger über die Sekundärenergieträger weitgehend untereinander substituiert werden können, vermittelt die Betrachtung nur eines Primärenergieträgers ein unzureichendes Bild über die künftige Versorgungslage beim Primärenergieverbrauch. In die Analyse der Vorräte an Primärenergieträgern sollen deshalb alle fossilen Energieträger eingeschlossen und einer

---

<sup>1</sup>Vgl. Dach, a.a.O., S. 607 f. - Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Die Erdgasversorgung der Gemeinschaft und ihre Perspektiven. Luxemburg 1981.

künftigen Zunahme des globalen Primärenergieverbrauchs Rechnung getragen werden.

(iii) Förderniveau, Reserven und Reichweiten der fossilen Energieträger

Bei der Schätzung der Reservesituation bei den fossilen Energieträgern sowie den Reichweiten alternativer Verbrauchszuwächse (Stagnation und 3 vH pro Jahr) ist zu unterscheiden zwischen

- Ressourcen als insgesamt vorhandenen Vorräten;
- vermutlich technisch gewinnbaren Vorräten;
- nach heutigem Stand wirtschaftlich gewinnbaren Reserven (sichere Reserven).

Die Relation der wirtschaftlich zu den technisch gewinnbaren Vorräten bemißt sich vorrangig nach dem künftigen realen Energiepreisniveau sowie den Produktionskosten.

Von den geschätzten Gesamtressourcen an fossilen Energieträgern in Höhe von über 12 Bill. t SKE sind nach den gegenwärtigen Erkenntnissen nur 22-29 vH vermutlich technisch gewinnbar und nur 6-7 vH nach dem heutigen Energiepreisniveau wirtschaftlich gewinnbar (Tabelle 4). Bezieht man die Reserverelationen auf das heutige Verbrauchsmuster der fossilen Energieträger, so ergibt sich folgendes Bild:

	<u>Verbrauchsanteil</u>	<u>Reserveanteil<sup>a</sup></u>
Feste Brennstoffe ....	33,0	69,4
Erdöl .....	46,6	17,8
Erdgas .....	<u>20,4</u>	<u>12,8</u>
	100	100

<sup>a</sup>Wirtschaftlich gewinnbar, obere Spannweite.

Tabelle 4 - Weltreserven an fossilen Primärenergieträgern und ihre voraussichtliche Reichweite (Stand Anfang 1980)

Energieträger	Reserven nach heutigem Stand wirtschaftl. gewinnbar		Vorräte vermutlich technisch gewinnbar		Vorräte insgesamt vorhanden (Ressourcen)	
	Mrd. t SKE	in vH <sup>a</sup>	Mrd. t SKE	in vH <sup>a</sup>	Mrd. t SKE	in vH
Steinkohle .....	420	46,9	900-1430	39,0	7 900 <sup>b</sup>	63,5
Braunkohle .....	125	14,0	330- 430	11,7	1 900 <sup>b</sup>	15,3
Torf .....	nicht bekannt		90	2,5	90	0,7
Kohle insgesamt .....	545	60,9	1320-1950	53,2	9 890	79,5
Erdöl .....	90-140	15,6	420- 520	14,2	1 044 <sup>c</sup>	8,4
Erdgas .....	70-100	11,2	313	8,6	313	2,5
Ölsande (Ölinhalt) und Ölschiefer <sup>d</sup> .....	85-110	12,3	690- 880	24,0	1 195	9,6
Kohlenwasserstoffe .....	245-350	39,1	1425-1715	46,8	2 552	20,5
Fossile Energieträger insges.	790-895	100	2745-3665	100	12 442	100
Ausgewählte fossile Energieträger	Vorräte in Mrd. t SKE	Reichweite der Vorräte in Jahren				
		bei konstantem Verbrauch des Jahres 1978	bei jährlichem Wachstum des Verbrauchs von 3 vH			
		Vermutlich technisch gewinnbare Vorräte				
Steinkohle .....	900-1430	430-680	90-105			
Braunkohle .....	330-430	330-430	80- 90			
Erdöl .....	420-520	100-125	45- 55			
Erdgas .....	313	185	65			
		Heute wirtschaftlich gewinnbare Reserven				
Steinkohle .....	420	200	65			
Braunkohle .....	125	125	50			
Erdöl .....	90-140	20- 35	15- 25			
Erdgas .....	70-100	40- 60	25- 35			

<sup>a</sup> Obere Spannweite. - <sup>b</sup> Bis zu einer Tiefe von maximal 2 000 m und einer Flözmächtigkeit von minimal 0,30 m. - <sup>c</sup> Oil in place. - <sup>d</sup> Ölschiefer mit > 40 l Schieferöl/t Gestein, Ölinhalt. -

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Die künftige Entwicklung der Energienachfrage und deren Deckung - Perspektiven bis zum Jahr 2000. Hannover 1976. - Weltenergiekonferenz, Energierohstoffe der Welt - Bestandsaufnahme 1980. Bearb. von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Bundesrepublik Deutschland, für 11. Weltenergiekonferenz, München, 8.-12. September 1980. London 1980.



Die Verbrauchs- und Reservestrukturen zwischen den festen Brennstoffen und den natürlichen Kohlenwasserstoffen haben sich demnach diametral verschoben: Die festen Brennstoffe stellen zwar gut zwei Drittel der heute wirtschaftlich gewinnbaren Reserven, sind am derzeitigen Primärenergieverbrauch aber nur zu einem Drittel beteiligt.

Die Punktschätzung der sicher nachgewiesenen Erdgasreserven (88,5 Mrd. t SKE) liegt ungefähr in der Mitte der Schätzung in der Bandbreite der heute wirtschaftlich gewinnbaren Reserven (70-100 Mrd. t SKE). Ähnliches gilt für die Bandbreite der Schätzung der "Ultimately Recoverable Gas Reserves" in Relation zu der Schätzung der technisch gewinnbaren Vorräte. Die wirtschaftlich gewinnbaren Erdgasreserven entsprechen einer statischen Reichweite von 40-60 Jahren, bei einem Rückgriff auf die technisch gewinnbaren Vorräte sogar einer Reichweite von über 180 Jahren. Unterstellt man einen Verbrauchszuwachs von 3 vH pro Jahr, so verkürzt sich die Reichweite auf 25-35 Jahre (wirtschaftliche Reserven) bzw. über 60 Jahre (technische Vorräte).

Betrachtet man die Reservesituation aller fossilen Energieträger im Zusammenhang mit der Reichweite des Erdgases, so ist aus mittlerer Sicht kaum mit Angebotsengpässen speziell dieses Energieträgers zu rechnen. Ob es aus langfristiger Sicht angezeigt ist, eine Energieversorgungsstrategie anzustreben, die den Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch herabzusetzen vermag - etwa durch einen forcierten Einsatz der Kernenergie bei der Erzeugung von Primärelektrizität -, soll in diesem Zusammenhang unerörtert bleiben.

Die Aussage, daß auf mittlere Sicht keine Angebotsengpässe auf dem Erdgasmarkt zu erwarten sind, kann sich selbstverständlich nicht nur auf die Betrachtung der Reservesituation stützen. Die tatsächliche Angebotssituation wird entscheidend von dem Angebotsverhalten der potentiellen Erdgas-Nettoexportregionen und in besonderem Maße von der Preisentwicklung geprägt werden. Im folgenden soll zunächst versucht werden, einige Anhaltspunkte für das Angebotsverhalten zu gewinnen.

(iv) Fördertechnische Restriktionen und Entwicklungstendenzen der Vertragsgestaltung im internationalen Erdgashandel

Bei der Erschließung ihrer Erdgasvorkommen unterliegen die Erdgasanbieter im Vergleich zu anderen Primärenergieanbietern einigen produktionstechnischen Restriktionen, die ihren Aktionsspielraum einschränken und dadurch nicht ohne Einfluß auf ihr Angebotsverhalten bleiben werden<sup>1</sup>.

Weltweit treten die Erdgasvorkommen bislang zu etwa 40 vH in Form des assoziierten Gases bei der Rohölförderung in Erscheinung. Die Alternative eines Erdölproduzenten mit assoziiertem Gas kann demnach nur darin bestehen, das Erdgas zu vermarkten oder es selbst zu verwenden. Eine Vermarktung auf dem überregionalen internationalen Gasmarkt setzt jedoch bereits erhebliche Investitionen auch von seiten des Erdgasanbieters von assoziiertem Gas voraus (Gasaufbereitungsanlagen, Transport zur Küste, Errichtung eines LNG-Versandterminals oder Beteiligung an den Kosten eines Fernleitungssystems durch Pipeline). Derartige Investitionen lohnen sich auch aus der Sicht des Erdölproduzenten mit Erdölbegleitgas nur, wenn die Angebotsmengen einen gewissen Mindestumfang erreicht haben und die Abgabe des Begleitgases kontinuierlich erfolgen kann.

---

<sup>1</sup>Zu den folgenden Ausführungen vgl. Mönig u.a., a.a.O., Kapitel V. - Dolinski, a.a.O. - Heseler, Kurt, "Gasbeschaffung heute und morgen. Entwicklungstendenzen auf dem Beschaffungsmarkt". In: Schmitt, Dieter, Heinz-Jürgen Schürmann (Hrsg.), Die Energiewirtschaft zu Beginn der 80er Jahre. Hans K. Schneider zum 60. Geburtstag. München 1980, S. 108-119.

Auch nach der Erschließung eines reinen Erdgasfeldes ist der jeweilige Produzent an einer kontinuierlichen Abnahme interessiert. Die geologischen Bedingungen der Lagerstätte (Gesteinsdruck, Porösität und Temperatur) lassen bei der gegenwärtigen Fördertechnik nur dann eine optimale Ausbeute erwarten, wenn nach einer ein- bis zweijährigen Aufbauphase mit steigender Entnahme die Lagerstätte danach mit konstanter Rate entleert wird. Nach dieser sog. Plateauphase mit einer Dauer von 10 - 15 Jahren folgt eine "tail-reduction"-Phase mit einem stufenweisen Rückgang der Förderung bis zu der Erschöpfung der Lagerstätte über einen Zeitraum von zwei bis drei Jahren.

Die Anbieter von Erdgas auf dem internationalen Erdgasmarkt sind demnach auch wegen der hohen Fixkosten der Transportsysteme<sup>1</sup> an hohen Kontraktmengen und darüber hinaus an einer langfristigen Absatzbindung mit einer möglichst kontinuierlichen Abnahmeverpflichtung des Erdgasimporteurs interessiert.

Auch die Importregionen sind wegen der hohen Fixkosten in das interregionale Transportsystem und in das interne Verteilungsnetz an hohen Kontraktmengen und langfristigen Lieferbindungen interessiert, wegen des saisonalen Spitzenausgleichs - der noch etwas später näher erläutert wird - aber nicht ohne weiteres an einem kontinuierlichen Bezug der

---

<sup>1</sup> Die Transportkosten schlagen im internationalen Erdgas-handel innerhalb der Gesamtkosten erheblich stärker zu Buche als bei dem internationalen Rohölhandel. Im internationalen Erdgashandel verteilen sich die Gesamtkosten etwa wie folgt auf die einzelnen Kostenkomponenten (einschließlich der jeweiligen Gewinnspannen)

(1) für Pipeline-Verträge: 15 - 20 vH im Verbraucherland, 40 - 50 vH auf der Transportstufe, 30 - 40 vH im Erzeugerland;

(2) für LNG-Verträge: 20 - 25 vH im Verbraucherland, 50 - 55 vH durch Transport, 20 - 30 vH im Förderland.

Vgl. Mönig u.a., a.a.O., S. 568.

Zu den ökonomischen Eckdaten der Transportsysteme für Erdgas vgl. auch IEA/OECD (Ed.), Natural Gas, Prospects to 2 000, Paris 1982, Kapitel 7.

kontrahierten Liefermenge.

Divergierende Interessen sind auch bei der Preisgestaltung zu erwarten und haben sich in der Vergangenheit beim Abschluß von langfristigen Lieferverträgen auch regelmäßig eingestellt. Auf der Anbieterseite wächst das Bestreben, den Erdgaspreis direkt an den Rohölpreis ab Bohrloch anzukoppeln (sog. f.o.b. Ölparität), und zwar sowohl im Ausgangsniveau neuer Verträge als auch im periodischen Anpassungsmodus in Form von Revisions- oder Wettbewerbsklauseln. Durch diese Klauseln werden entweder Neuverhandlungen eröffnet oder periodisch automatische Preisanpassungen an konkurrierende Energieträger vorgenommen. Bei dem Aufschluß der großen Erdgasvorkommen in Westeuropa hat ab Mitte der sechziger Jahre (Groningen-Vorkommen in den Niederlanden) der Aspekt im Vordergrund gestanden, für große Kontraktmengen einen baldigen Abnehmer zu finden. Hierbei orientierte man sich vorrangig an den für diese Mengen erzielbaren Absatzpreisen, die die heimischen Importeure nach dem Prinzip des anlegbaren Gaspreises ermitteln (Abschnitt 3.b.). Daraus folgt die ökonomische Notwendigkeit, daß die Nachfrager auf dem internationalen Gasmarkt höchstens jenen Preis bieten werden, bei dem sie eine Chance sehen, die kontrahierten Mengen zumindest ohne Verlust auch abzusetzen.

Zahlen aber die Erdgasnachfrager den Erdgasanbietern den Erdöl-äquivalenzpreis ab Bohrloch, so muß wegen der höheren Transportkostenbelastung der durchschnittliche Wärmepreis im Verbrauchsland für Erdgas jenen der Erdölprodukte übersteigen. Dies mindert wiederum nicht unerheblich die Absatzchancen großer und langfristiger Kontraktmengen. Auf Basis der Transportkosten könnte ein Äquivalenzpreis sich allenfalls an den cif-Preisen, nicht aber an den fob-Preisen orientieren. Das Erdgas steht auf dem Wärmemarkt in hoher Substitutionskonkurrenz zu leichtem Heizöl. Insofern wäre eine alleinige Anbindung eines Äquivalenzpreises an den Rohölpreis sicherlich verfehlt.

Die bisherige Praxis der internationalen Erdgaskontrakte hat gezeigt, daß die Erdgasanbieter ihre Vertragswünsche weitgehend durchzusetzen vermocht haben:

- Die Standardkontrakte im internationalen Erdgasgeschäft beinhalten jährliche Kontraktmengen über mehrere Milliarden m<sup>3</sup> bei Laufzeiten bis zu zwanzig Jahren.
- Eine strenge "take or pay"-Klausel wird allgemein akzeptiert. Nach dieser Klausel müssen kontrahierte Erdgasmengen auch dann bezahlt werden, wenn sie vom Importeur nicht abgerufen werden. Das Risiko der Kontinuität des Erdgasabsatzes ist voll vom Erdgasimporteur zu tragen.
- Algerien und Norwegen streben zwar die Rohölparität auf f.o.b.-Basis an, konnten diese bislang aber nicht in reiner Form durchsetzen (Niveau und Anpassungsmodus); Japan scheint diese Forderung im Prinzip gegenüber Lieferungen aus den Vereinigten Emiraten zu akzeptieren. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, daß Japan aus mehreren Gründen (u.a. Umweltschutz) auch in der Vergangenheit bereit war, ein Premium auf den Weltmarktpreis zu zahlen.

Neben dem eigentlichen Erdgas in trockener oder verflüssigter Form stellt der Flüssiggasmarkt ein bedeutsames Segment des internationalen Naturgasmarktes dar. Die wichtigsten Entwicklungstendenzen des internationalen Flüssiggasmarktes sollen im folgenden Abschnitt untersucht werden.

#### b. Der Weltmarkt für Flüssiggas (LPG)

Das bisher betrachtete Segment der Gaswirtschaft (Beschaffung und Absatz von Erdgas) ist im Verbrauchsland voll der leitungsgebundenen Versorgungswirtschaft zuzurechnen; soweit nicht auf LNG-Ketten zurückgegriffen werden kann, gilt dies auch für die Lieferbeziehungen im internationalen Erdgashandel.

Die Distribution des Flüssiggasaufkommens (LPG) erfolgt hingegen weitgehend außerhalb leitungsgebundener Versorgungssysteme<sup>1</sup>. Als Transportmedium wird weitgehend auf Tankfahrzeuge (Schiff, Straßen- und Eisenbahnspezialtransporter) oder aber auf verbraucherorientierte Behältnisse (Stahlflaschen u.ä.) zurückgegriffen.

Das Aufkommen an Flüssiggas resultiert aus zwei unterschiedlichen Quellen: als Primärenergie wird es bei der Verwertung des Erdölbegleitgases sowie bei der Aufbereitung von "nassen" Erdgasvorkommen gewonnen. Als Sekundärenergie fällt es im Raffinerieprozeß als Kuppelprodukt (als Teil des Mineralölgases) an.

Das Flüssiggasaufkommen - soweit bisher kommerziell genutzt - belief sich weltweit 1979 auf knapp 165 Mill. t SKE (= 106 Mill. t Produktgewicht). Hiervon entfielen jeweils die Hälfte auf die Gewinnung aus den Erdgasflüssigkeiten und die Bereitstellung als Kuppelprodukt der Mineralölindustrie (Tabelle 5). Die Bedeutung des Flüssiggasaufkommens aus der Erdöl- und Erdgasförderung ist innerhalb der Industrieländer höchst unterschiedlich: Flüssiggas aus der Förderung von Kohlenwasserstoffen stellte in Nordamerika 1978 knapp 73 vH des Gesamtaufkommens an Flüssiggas. In Westeuropa mit seinen weitgehend "trockenen" Erdgasquellen spielte diese Herkunft eine untergeordnete und in der Bundesrepublik Deutschland praktisch keine Rolle (Tabelle 5). Das weltweite Handelsvolumen (1979 etwa 33 Mill. t SKE oder knapp 21 Mill. t Produktgewicht) mit LPG war, bezogen auf den Verbrauch, mit knapp 20 vH deutlich höher als im internationalen Erdgashandel. Die Industrieländer importierten 1979 netto etwa 12 vH ihres Verbrauchs bei einer in der Vergangenheit ansteigenden Tendenz. Der mit Abstand bedeutendste Nettoimporteur unter den westlichen Industrieländern ist Japan, das mehr LPG verbraucht als die Länder der Europäischen Gemeinschaft.

---

<sup>1</sup> Zu den folgenden Ausführungen vgl. Salinger, Erich, "Zur Entwicklung der Erdgasversorgung. Die Aussichten in der Bundesrepublik unter Berücksichtigung des möglichen Einsatzes von Flüssiggas". Oel, Zeitschrift für die Mineralölwirtschaft, Jg. 18, Hamburg 1980, H. 12, S. 316-324. - Shell Briefing Service, Flüssiggas im Welthandel. Hamburg, März 1980.

Tabelle 5 - Produktion, Handel und Verbrauch sowie Außenhandelsintensität von Liquefied Petroleum Gas (LPG) in ausgewählten Regionen 1960, 1965 und 1970 - 1979

Jahr	Produktion			Einfuhren	Ausfuhren	Verbrauch	Nettoimportquote (-) u. -exportquote (+) <sup>b</sup>
	vor	nach	insgesamt				
	Raffinerieprozeß						
Mill. t SKE <sup>a</sup>							
<u>Industrielländer<sup>c</sup></u>							
1960	23,187	17,348	40,535	0,996	1,492	39,332	+ 1,2
1965	31,650	31,720	63,370	3,790	3,995	62,938	+ 0,3
1970	51,505	43,799	95,304	10,688	8,177	96,324	- 2,6
1971	55,635	45,498	101,133	12,825	9,216	100,736	- 3,6
1972	60,443	47,512	107,955	15,399	11,017	113,350	- 3,9
1973	60,445	51,023	111,468	18,903	12,345	117,437	- 5,6
1974	60,779	48,337	109,116	19,570	11,466	116,421	- 7,0
1975	59,457	45,691	105,148	19,611	11,666	112,741	- 7,0
1976	61,535	49,622	111,157	22,307	12,746	120,691	- 7,9
1977	60,524	51,966	112,490	26,095	14,744	123,275	- 9,2
1978	56,843	51,840	108,683	23,769	12,891	119,188	- 9,1
1979	.	.	112,332	30,918	14,972	127,658	- 12,5
<u>Europäische Gemeinschaft<sup>d</sup></u>							
1960	0,181	4,822	5,003	0,682	0,832	4,832	+ 3,0
1965	0,365	10,562	10,927	1,225	1,707	10,342	+ 4,1
1970	0,477	14,781	15,258	2,147	3,138	13,873	+ 6,5
1971	0,479	15,338	15,817	2,213	3,202	14,754	+ 6,3
1972	0,512	16,437	16,949	2,229	3,105	15,978	+ 5,2
1973	0,539	18,077	18,616	1,947	3,630	16,652	+ 9,0
1974	0,551	17,403	17,954	1,719	3,326	16,323	+ 9,0
1975	0,517	16,419	16,936	2,048	3,315	15,659	+ 7,5
1976	0,721	18,149	18,870	2,572	3,809	17,406	+ 6,6
1977	1,189	19,594	20,783	2,579	4,598	18,871	+ 9,7
1978	0,470	19,698	20,168	2,495	4,271	18,246	+ 8,8
1979	.	.	21,014	2,410	4,781	18,702	+ 11,3
<u>Bundesrepublik Deutschland</u>							
1960	0,020	1,294	1,314	0,018	0,309	1,023	+ 22,1
1965	0,015	2,846	2,861	0,113	0,323	2,651	+ 7,3
1970	0,012	3,429	3,441	0,435	0,741	3,135	+ 8,9
1971	0,005	3,510	3,515	0,349	0,575	3,289	+ 6,4
1972	0,003	3,698	3,701	0,334	0,534	3,501	+ 5,4
1973	0,007	4,124	4,131	0,370	0,521	3,646	+ 3,7
1974	0,008	3,820	3,828	0,339	0,585	3,624	+ 6,4
1975	0,007	3,404	3,411	0,415	0,449	3,370	+ 1,0
1976	0,005	4,061	4,066	0,593	0,632	3,797	+ 1,0
1977	0,002	4,635	4,637	0,472	0,534	4,595	+ 1,3
1978	-	4,452	4,452	0,588	0,470	4,585	- 2,6
1979	.	.	4,939	0,695	0,558	5,043	- 2,7
<u>Japan</u>							
1960	-	0,474	0,474	-	-	0,474	0
1965	-	2,895	2,895	0,845	0,015	3,725	- 22,3
1970	0,017	5,766	5,783	4,507	0,072	10,218	- 43,4
1971	0,018	6,229	6,248	5,561	0,101	11,696	- 46,7
1972	0,020	6,629	6,649	7,165	0,076	13,655	- 51,9
1973	0,022	7,463	7,484	8,550	0,049	15,995	- 53,1
1974	0,025	7,437	7,463	9,480	0,012	16,788	- 56,4
1975	0,022	7,375	7,407	9,547	0,013	16,946	- 56,3
1976	0,034	7,298	7,332	10,769	0,008	18,186	- 59,2
1977	0,013	7,290	7,303	12,229	0,013	18,829	- 64,9
1978	.	.	7,237	13,549	0,040	21,161	- 63,8
1979	.	.	7,577	15,824	0,054	23,347	- 67,5
<u>Welt insgesamt</u>							
1960	23,732	20,254	43,986	1,939	1,919	43,299	4,5 <sup>e</sup>
1965	34,005	41,644	75,649	5,539	6,008	74,953	7,4 <sup>e</sup>
1970	58,854	60,781	119,635	14,288	14,766	117,580	12,2 <sup>e</sup>
1971	64,705	63,995	128,700	17,039	17,250	124,420	13,7 <sup>e</sup>
1972	70,825	67,990	138,815	19,629	20,528	138,931	14,1 <sup>e</sup>
1973	77,925	70,108	148,033	22,945	24,051	146,148	15,7 <sup>e</sup>
1974	79,795	68,727	148,522	23,663	24,162	147,269	16,1 <sup>e</sup>
1975	78,997	67,422	146,419	23,846	24,306	145,496	16,4 <sup>e</sup>
1976	83,093	72,490	155,583	26,381	26,329	155,533	17,0 <sup>e</sup>
1977	83,730	76,277	160,007	30,258	30,510	159,036	19,0 <sup>e</sup>
1978	81,485	77,991	159,476	27,858	29,570	157,377	17,7 <sup>e</sup>
1979	.	.	164,830	35,458	31,475	168,211	21,1 <sup>e</sup>

<sup>a</sup> 1 t Steinkohleneinheiten = 29,3076 Gigajoule. - <sup>b</sup> Nettoimporte bzw. -exporte in vH des Verbrauchs bzw. der Produktion der jeweiligen Region. - <sup>c</sup> Einschließlich Jugoslawiens. - <sup>d</sup> Erweiterte Gemeinschaft (EG der Neun). - <sup>e</sup> Weltimporte in vH des jeweiligen Weltverbrauchs.

Quelle: United Nations, Yearbook of World Energy Statistics (früher: World Energy Supplies), New York, No. 19 (1950 - 1974), No. 22 (1973 - 1978), Jg. 1979. - Eigene Berechnungen.

Vom Angebotspotential der OPEC-Länder her werden einer kräftigen Ausweitung des internationalen Handels mit Flüssiggas recht günstige Prognosen gestellt<sup>1</sup>. Bis 1985 könnten die geschätzten Ausfuhr weltweit auf etwa 50 Mill. t Produktgewicht (= 78 Mill. t SKE) ansteigen und sich demzufolge gegenüber dem Ausgangsniveau von 1978 etwa verdreifachen. Dieser Schätzung zufolge könnte dieses Niveau mindestens bis zum Jahr 2000 beibehalten werden.

Ob dieses zusätzliche Angebot traditionelle Absatzmärkte ausweiten und sich neue Verwendungsbereiche erschließen kann, wird nicht zuletzt von der Preispolitik der OPEC-Anbieter abhängen, die sich bislang allerdings an der oberen Preismarge des Flüssiggashandels orientiert haben<sup>2</sup>. Da der Fixkostenaufwand für den Aufbau von Transportketten im internationalen Flüssiggashandel auch bei einem in Vergleich zum Erdgashandel geringen Volumen niedriger ist als beim Erdgas, ist ein Eindringen von Ländern mit marginalen Gasvorkommen auf diesem Marktsegment vermutlich eher erfolgreich zu bewältigen als eine Einbindung in den internationalen Erdgasmarkt.

#### c. Der Anteil der einzelnen Gasarten am Gesamtaufkommen der Gaswirtschaft

Der Strukturwandel beim Einsatz der einzelnen Gasarten war in Westeuropa weitaus ausgeprägter als im weltweiten Maßstab und als bei den westlichen Industrieländern insgesamt (Tabelle 6).

Die Mineralölgase der Raffinerien und das Synthesegas der Kokeereien fallen innerhalb gewisser Bandbreiten als Kuppelprodukt an. Da die Zunahme des Rohölverbrauchs etwa jener des Naturgasverbrauchs entsprochen hat, blieb der Anteil der Mineralölgase am

---

<sup>1</sup>Vgl. Shell Briefing Service, a.a.O., Abbildung 3. - Johnson, Richard, The Outlook for LPG 1977-85. Supply/Market Outlook, Tanker Prospects and the Economics of Liquefied Petroleum Gas Trade. London 1977.

<sup>2</sup>Vgl. Salinger, a.a.O., S. 323 f. - Gundermann, Hans-Peter, "Erdgas im Energiemarkt der Zukunft. Bedeutung - Bezugsmöglichkeiten - Wettbewerbsfähigkeit". Oel, Zeitschrift für die Mineralölwirtschaft, Jg. 19, Hamburg 1981, H. 9, S. 244 f.



Tabelle 6 - Produktion von Gasen nach Herkunft und Art des Gases, Außenhandel und Verbrauch von Gasen in ausgewählten Regionen 1960, 1965 und 1970 - 1979

Jahr	Gasproduktion insges.	davon				Einfuhren	Ausfuhren	Verbrauch
		Naturgas	Kokereigas	Ortsgas	Mineralölgas			
		Mill.t SKE <sup>a</sup>	vH <sup>b</sup>	vH <sup>b</sup>	vH <sup>b</sup>			
<u>Westliche Industrieländer<sup>c</sup></u>								
1960	593,993	83,5	7,3	3,0	6,2	6,296	4,106	590,842
1965	766,336	85,6	6,1	2,3	6,0	19,127	16,439	756,322
1970	1 105,694	88,6	4,2	1,5	5,8	51,638	46,847	1 093,424
1971	1 156,337	90,0	3,7	0,9	5,4	65,392	60,413	1 148,009
1972	1 207,886	90,0	3,5	0,8	5,7	81,687	73,600	1 209,713
1973	1 223,801	88,7	4,0	0,8	6,5	92,828	80,526	1 217,118
1974	1 198,839	88,7	4,0	0,8	6,5	109,513	91,056	1 210,580
1975	1 157,409	88,7	4,0	0,7	6,6	123,651	96,899	1 167,716
1976	1 169,201	88,4	3,9	0,8	6,9	133,905	102,427	1 208,562
1977	1 163,919	88,8	3,6	0,7	6,9	148,449	101,446	1 186,275
1978	1 165,434	88,9	3,4	0,7	7,0	164,966	104,454	1 216,234
1979	1 212,996	89,5	2,9	0,7	6,9	196,805	128,360	1 277,639
<u>Europäische Gemeinschaft<sup>d</sup></u>								
1960	60,496	23,7	42,5	22,6	11,2	0,215	0,238	60,465
1965	77,411	31,6	32,6	18,6	17,2	1,318	0,218	78,194
1970	157,760	64,2	14,8	7,0	14,0	16,936	15,238	158,300
1971	181,118	72,5	12,1	3,2	12,2	25,130	23,315	182,053
1972	212,944	78,0	9,5	2,2	10,3	36,979	32,660	216,368
1973	229,098	77,0	9,6	2,3	11,2	47,002	40,693	234,727
1974	251,047	80,0	8,6	1,5	9,9	62,687	53,719	257,849
1975	253,051	82,0	8,2	1,0	8,8	74,131	60,127	265,328
1976	263,844	82,5	7,7	0,7	9,1	85,336	65,706	281,113
1977	244,611	83,9	7,2	0,7	8,2	90,612	59,709	272,588
1978	236,150	83,0	7,4	0,7	8,9	103,372	52,625	281,918
1979	251,812	84,6	6,5	0,6	8,3	117,209	64,621	299,804
<u>Bundesrepublik Deutschland</u>								
1960	17,872	6,8	73,1	10,7	9,4	-	0,168	17,693
1965	23,542	19,1	52,2	7,5	21,2	0,049	0,135	23,419
1970	36,364	47,7	30,1	3,1	19,1	4,938	0,152	41,060
1971	39,182	53,4	26,3	2,5	17,7	8,663	0,087	47,741
1972	41,298	58,3	22,8	2,2	16,7	13,976	0,031	55,101
1973	41,370	57,9	22,8	2,2	17,1	19,210	0,107	60,390
1974	41,831	59,0	23,1	1,9	16,0	27,474	0,132	69,070
1975	38,954	58,7	24,6	1,8	14,9	32,286	0,108	70,686
1976	39,525	58,3	22,3	1,8	17,6	34,617	0,132	73,711
1977	36,058	60,4	19,8	1,7	18,1	36,147	0,202	71,493
1978	37,224	62,6	17,8	1,8	17,8	39,628	0,238	76,024
1979	37,785	63,1	17,8	1,8	17,3	46,504	0,336	81,975
<u>Welt insgesamt</u>								
1960	721,777	82,8	8,9	3,0	5,3	7,709	6,596	717,549
1965	1 044,285	86,2	6,9	2,2	4,8	20,328	20,417	1 031,494
1970	1 562,170	88,7	4,8	1,4	5,1	60,430	60,228	1 544,946
1971	1 650,091	89,8	4,4	1,0	4,8	81,353	81,485	1 636,481
1972	1 735,103	90,0	4,2	0,9	4,9	103,297	103,288	1 728,941
1973	1 734,765	88,7	4,5	1,0	5,8	114,824	115,677	1 712,973
1974	1 755,188	88,8	4,5	0,9	5,8	136,751	138,459	1 740,713
1975	1 760,476	89,1	4,3	0,9	5,7	154,388	154,747	1 736,685
1976	1 831,863	89,2	4,2	0,9	5,8	172,527	173,055	1 831,212
1977	1 867,121	89,5	3,9	0,8	5,8	184,637	179,400	1 846,394
1978	1 921,121	90,0	3,6	0,7	5,7	202,660	199,122	1 912,688
1979	2 015,509	90,6	3,3	0,8	5,3	236,995	229,076	2 019,170

<sup>a</sup> 1 t Steinkohleneinheiten = 29,3076 Gigajoule. - <sup>b</sup> In vH der gesamten Gasproduktion. - <sup>c</sup> Einschließlich Jugoslawien. - <sup>d</sup> Erweiterte Gemeinschaft (EG der Neun).

Quelle: United Nations, Yearbook of World Energy Statistics (früher: World Energy Supplies), New York, No. 19 (1950 - 1974), No. 22 (1973 - 1978), Jg. 1979. - Eigene Berechnungen.

weltweiten Gasaufkommen im Zeitverlauf annähernd konstant. Die Produktion der Eisenschaffenden Industrie expandiert weltweit schwächer als der Primärenergieverbrauch, so daß sich der Anteil des Kokereigases am gesamten Gasaufkommen seit Anfang der sechziger Jahre mehr als halbierte. Die stärksten Anteilsverluste waren bei der Produktion von Synthesegasen durch die Ortsgasversorgungsunternehmen zu verzeichnen. Hier hat weltweit eine Substitution von Kohlegas durch Erdgas stattgefunden.

Noch ausgeprägter war dieser Substitutionsprozeß in Westeuropa. Dort hatte das Kohlegas Anfang der sechziger Jahre eine Marktstellung, die es in der Gaswirtschaft der übrigen Industrieländer nie erlangt hatte. Anfang der sechziger Jahre stellten die Kohlegase noch über 80 vH des Gesamtaufkommens der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland. Bis Ende der achtziger Jahre ist der Marktanteil der Synthesegase an der Gasproduktion auf unter 20 vH zurückgefallen.

## 5. Die leitungsgebundene Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland

### a. Die Stellung der Gaswirtschaft im Energieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland

Am Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland hat das Naturgas 1979 einen Anteil von gut 18 vH erreicht (Tabelle 1). Dieser Versorgungsanteil des Naturgases ist noch deutlich niedriger als im Durchschnitt der Industrieländer, wo er 1979 gut 22 vH erreicht hatte (Europäische Gemeinschaft gut 20 vH, vgl. Tabelle 1)

Bezogen auf den Endenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland konnte die Gaswirtschaft (alle Gasarten) ihren Versorgungsanteil von 11 vH im Jahr 1960 in den siebziger Jahren kontinuierlich ausweiten bis auf 19 vH im Jahr 1980 (Tabelle 7). Vom Endenergieaufkommen der Gaswirtschaft entfielen 1980 knapp 80 vH auf die Naturgase, deren Anteil 1960 mit knapp 2 vH noch kaum ins Gewicht fiel.

Tabelle 7 - Primär- und Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland nach Energieträgern und Verbrauchssektoren für ausgewählte Jahre

	1960	1965	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Jahresdurchschnittliche Änderungsraten (vH)	
														1960/73	1973/80
	----- Mill. t SKE -----														
Primärenergieverbrauch	211,5	264,6	336,8	339,4	345,3	378,5	365,9	347,7	370,3	372,3	389,0	408,2	390,2	4,58	0,44
Verbrauch und Verluste im Energie- sektor, Statistische Differenzen	58,9	67,1	81,8	84,8	88,2	94,7	92,7	90,2	96,1	92,8	97,6	106,2	100,9	3,72	0,91
Nichtenergetischer Verbrauch	6,9	13,3	24,6	23,9	26,1	29,9	29,6	23,5	25,3	30,2	31,9	32,7	27,4	11,94	-1,24
Endenergieverbrauch	145,7	184,2	230,4	230,7	240,0	253,9	243,6	234,0	284,9	249,3	259,5	269,3	256,9	4,36	0,17
davon (in vH)	----- in vH -----														
Steinkohle	21,0	11,4	5,3	4,1	3,2	2,6	2,8	2,5	2,3	2,2	1,9	2,0	2,2	-11,13	-2,41
Steinkohlekoks	19,4	14,3	9,3	7,3	6,5	6,8	8,0	6,4	5,9	5,4	5,1	5,5	6,0	-3,80	-1,61
Steinkohlebriketts	4,0	2,7	1,7	1,2	1,0	0,9	0,9	0,7	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	-6,87	-8,89
Rohbraunkohle	0,8	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	-7,49	0,70
Braunkohlebriketts	8,5	5,6	3,0	2,3	1,9	1,6	1,7	1,3	1,2	1,0	0,9	1,2	1,1	-8,10	-5,62
Übrige feste Brennstoffe <sup>a</sup>	2,6	1,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,7	-10,30	10,96
Kraftstoffe	11,1	15,2	17,7	19,0	19,3	18,8	18,9	20,9	20,5	21,6	21,8	21,7	23,1	8,68	3,09
Heizöl	12,8	29,4	38,3	40,0	40,6	40,5	36,6	36,9	37,3	35,6	35,8	34,3	30,3	14,02	-3,90
Übrige Mineralölprodukte <sup>b</sup>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	8,82	-10,32
Gase	11,0	8,8	11,3	12,2	13,3	14,3	15,7	15,6	16,3	17,4	17,4	18,0	19,0	6,43	4,37
darunter: Naturgase	0,2	0,7	4,6	6,6	8,1	9,3	10,5	11,2	12,1	13,5	13,4	14,1	15,0	39,95	4,52
Strom	7,9	9,1	10,6	11,3	11,7	12,0	13,0	13,3	13,5	13,9	14,0	14,1	14,8	7,75	3,18
Fernwärme	0,8	1,4	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	2,0	1,9	2,1	2,1	2,2	11,07	2,58
Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	48,5	42,7	39,4	38,2	37,4	37,7	39,3	35,9	35,5	35,3	34,2	34,2	34,3	2,35	-1,16
Verkehr	15,5	16,4	17,2	18,4	18,5	18,0	18,0	19,8	19,5	20,6	20,9	20,8	22,1	5,57	3,15
Haushalte und Kleinverbraucher	33,6	38,7	41,5	41,5	42,2	42,6	41,1	42,7	43,6	42,7	43,7	43,7	42,3	6,30	0,05
Militärische Dienststellen	2,4	2,2	1,9	1,9	1,9	1,7	1,6	1,6	1,4	1,4	1,2	1,3	1,3	1,78	-3,68

<sup>a</sup> Braunkohlenschwelkoks, Staub- und Trockenkohle, Hartbraunkohle, Pechkohle, Brennholz und Brenntorf. - <sup>b</sup> Petroleum und Petrolkoka. - <sup>c</sup> Flüssiggas, Raffineriegas, Kokerei- und Stadtgas, Gichtgas und Naturgas.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland, Frankfurt/M., lfd. Jgg.

Analog zum weltweiten Entwicklungsmuster haben die Zuwachsraten des Energieverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland nach der ersten Erdölkrise des Jahres 1973 stark abgenommen. Beim Endenergieverbrauch insgesamt hat sich der jahresdurchschnittliche Zuwachs in den Jahren 1960/1973 von 4,4 vH in den Jahren danach bis 1980 auf 0,2 vH vermindert. Der Naturgasabsatz im Endenergieverbrauch hat in den Jahren nach 1973 mit einer jahresdurchschnittlichen Zuwachsrate von 4,5 vH eine der stärksten Absatzzunahmen aller Energieträger verbuchen können; die Zuwachsrate des Naturgasabsatzes war nach 1973 höher als jene des Elektrizitätsverbrauchs.

Bei den einzelnen Verbrauchssektoren hat der Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte und Kleinverbraucher nach 1973 fast stagniert (0,1 vH gegenüber 6,3 vH in der Vorperiode). Nur der Verkehrssektor weist eine vergleichsweise geringe Zunahme des Endenergieverbrauchs auf (Tabelle 7). In diesem Verbrauchssektor ist der Gasabsatz bisher weitgehend unbedeutend.

b. Das inländische Gasaufkommen nach Gasart und Verbrauchsgruppen

Das Bruttogasaufkommen (unter Einschluß des Eigenverbrauchs der Gaserzeuger und der Umwandlungsverluste) erreichte in der Bundesrepublik Deutschland 1980 gut 100 Mill. t SKE<sup>1</sup> (= 86,5 Mrd. m<sup>3</sup>). Etwa 14 vH des Gasaufkommens entfielen auf die Synthesegase auf Kohlebasis (je etwa zur Hälfte auf Kokereigas und Hochofengas); etwa der gleiche Anteil am Gasaufkommen entfiel auf die Gase aus Mineralöl (hauptsächlich Raffineriegas und Flüssiggas - Tabelle 8). Die restlichen 72 vH des Bruttogasaufkommens wurden

<sup>1</sup> Die Umrechnungsfaktoren der Energiestatistiken der Vereinten Nationen differieren von jenen der Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland, vorrangig deshalb, weil das Welterdgasaufkommen im Durchschnitt hochkalorischer ist als jenes der Bundesrepublik Deutschland. In den UN-Statistiken entspricht 1 m<sup>3</sup> Erdgas = 1,2 kg SKE, in den Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland ist der Umrechnungsfaktor 1 m<sup>3</sup> Erdgas = 1,083 kg SKE.

Tabelle 8 - Produktion, Außenhandelsverflechtung und Verbrauch von Gas der BR Deutschland nach Gasarten und Verbrauchssektoren  
 1960, 1965, 1970 und 1972 - 1980 (in VH)

	1960	1965	1970	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Jahresdurchschnittl. Änderungsraten	
													1960/73	1973/80
<b>Inlandserzeugung</b>														
Kokereigas	37,1	33,6	20,1	14,3	12,5	11,4	11,7	10,2	8,5	7,5	7,0	7,6	- 2,2	- 6,9
Ortsgas	5,3	3,7	1,3	0,7	0,6	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	- 9,7	- 14,5
Hochofengas	33,1	23,7	16,5	12,0	11,8	11,2	8,2	7,8	6,6	6,5	6,9	6,5	- 1,8	- 8,2
Generator- u. Wassergas	11,4	5,0	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	-	-	-	-	-	- 23,5	-
Gas aus Mineralöl und -produkten	9,5	22,8	24,1	20,0	17,5	14,6	13,3	15,0	14,7	14,0	13,8	13,4	11,5	- 3,7
darunter: Raffineriegas	4,9	10,5	11,3	9,8	9,1	7,8	6,9	8,0	7,7	7,4	7,5	6,7	11,6	- 4,3
Erdgas	1,6	7,5	26,5	31,6	30,3	28,5	26,2	25,7	25,7	26,0	23,9	21,5	33,2	- 4,8
Erdöl-, Gruben- u. Klärgas	1,9	3,5	2,9	2,2	1,9	1,3	1,4	1,5	1,3	1,4	1,0	0,9	6,2	- 10,1
Zusammen:	99,9	99,8	91,8	80,9	74,8	67,7	61,3	60,4	57,1	55,7	52,9	50,2	4,0	- 5,5
<b>Einfuhr</b>														
davon: Niederlande	0,1	0,2	8,2	19,1	25,2	32,3	38,7	39,6	42,9	44,3	47,0	49,8	67,2	10,2
Sowjetunion	-	-	-	-	0,6	3,2	4,9	6,1	7,6	10,9	11,5	12,5	-	54,3
Norwegen	-	-	-	-	-	-	-	-	1,3	7,4	8,5	11,2	-	-
Aufkommen	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	6,3	4,5
<b>Inlandsverbrauch nach Verbrauchergruppen</b>														
Eisen- u. Stahlindustrie	39,5	32,2	26,7	21,8	20,2	19,8	18,0	17,2	16,2	15,3	17,2	14,9	1,0	- 4,3
Chemische Industrie	10,6	12,5	13,7	14,0	12,9	13,1	12,4	12,6	12,5	12,1	12,5	12,0	8,0	- 1,0
Übrige Industrie	11,7	13,4	17,2	19,4	19,9	17,4	17,7	19,0	18,5	18,2	17,3	18,2	10,8	- 1,3
Haushalte	5,3	7,8	9,3	10,9	11,4	10,6	11,6	12,9	13,2	14,4	15,0	15,5	12,7	4,5
Sonstige Abnehmer	4,9	10,3	16,8	22,5	24,1	28,8	29,8	29,0	30,0	30,5	28,7	27,9	20,2	2,1
darunter: Kraftwerke	4,9	7,7	14,7	17,2	20,6	24,7	26,6	23,9	23,5	24,9	24,9	22,6	10,1	5,9
Zusammen:	72,0	76,2	83,7	88,6	88,5	89,7	89,5	90,7	90,4	90,6	90,7	88,5	8,0	0,0
<b>Eigenverbrauch der Gaserzeuger und Verluste</b>														
	26,5	22,5	14,8	10,5	10,7	9,5	9,3	8,2	8,4	8,1	8,2	7,5	- 0,8	- 5,0
<b>Ausfuhr</b>														
	1,5	1,3	1,5	0,9	0,8	0,8	1,2	1,1	1,2	1,3	1,1	4,0	1,4	25,9
<b>Verwendung</b>														
	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	6,3	4,5
<b>Nachrichtlich: (Mill. t SKE<sup>b</sup>)</b>														
Nichtenergetischer Verbrauch	0,680	1,636	1,810	2,299	2,676	3,357	2,699	3,310	5,367	5,650	6,452	3,225	11,1	2,7
Aufkommen = Verwendung	34,212	36,324	54,360	66,120	76,080	84,960	83,401	87,360	89,040	94,201	104,040	103,800	6,3	4,5
a 1977/1979. - b 1 t Steinkohleneinheiten = 29,3076 Gigajoule.														

Quelle: Bundesministerium f. Wirtschaft (BMWi): Daten zur Entwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, Bonn, lfd. Jgg. -  
 Eigene Berechnungen.

durch das Naturgas bestritten, das Ende der siebziger Jahre eine ähnlich dominierende Stellung erlangen konnte, wie sie Anfang der sechziger Jahre noch die Synthesegase auf Kohlebasis innehatten (Anteil der Kohlegase am Gesamtaufkommen 1960 fast 87 vH, Tabelle 8). Dieser Strukturwandel in der Zusammensetzung des Gasaufkommens war mit einem drastischen Wechsel in den Bezugsquellen verbunden: Während das Gasaufkommen Anfang der sechziger Jahre fast ausschließlich aus inländischer Produktion stammte, betrug der Anteil der inländischen Produktion am Gesamtaufkommen 1980 nur etwa die Hälfte.

Im Bereich der industriellen Abnehmer hat jener Industriezweig die größte Bedeutung, der auch den überwiegenden Teil des Synthesegases erzeugt: die Eisen- und Stahlindustrie. Die Chemische Industrie ist nach der Eisen- und Stahlindustrie der wichtigste industrielle Gasverbraucher; gut ein Viertel der Gasbezüge dieses Industriezweigs wird einer nichtenergetischen Verwendung als Chemierohstoff zugeführt (1980 = 3,2 Mill. t SKE).

Die Haushalte haben ihren Anteil an der Gasverwendung stetig erhöhen können und erreichten 1980 einen Anteil von 15,5 vH. Auch nach 1973 betrug die jahresdurchschnittliche Zuwachsrate dieser Verbrauchergruppe über 4 vH, was vorrangig darauf zurückzuführen ist, daß Erdgas im Heizungsmarkt dieses Verbrauchssektors stark vordringen konnte.

Den mit Abstand wichtigsten Verbrauchssektor stellen aber nach wie vor die Elektrizitätskraftwerke dar, die nicht unbeträchtliche Teile ihrer gasgefeuerten Kapazitäten in der Grundlast fahren. Dieses soll später noch eingehender betrachtet werden.

#### c. Bezugsquelle des Naturgasaufkommens

Anders als beim Rohölaufkommen haben beim Naturgasaufkommen inländische Anbieter einen erheblichen Versorgungsbeitrag beisteuern können. Von dem gesamten Naturgasaufkommen des Jahres 1980 in Höhe von 74 Mill. t SKE (= 69 Mrd. m<sup>3</sup>) entstammten 30 vH der Förderung aus inländischen Gasquellen.

(i) Das inländische Erdgasaufkommen

Das gesamte inländische Naturgasaufkommen der Bundesrepublik Deutschland erreichte 1980 ca. 20 Mill. t SKE (= 18,6 Mrd. m<sup>3</sup>), das sich regional auf die Gebiete im Emsland sowie die Fördergebiete zwischen Elbe und Weser (Niedersachsen) konzentrierte (Tabelle 9).

Die wichtigsten bisher erschlossenen Förderquellen haben Mitte 1970 ihre Plateauphase erreicht; die verbleibende Reichweite bei konstanter Förderung kann mit neun Jahren veranschlagt werden. Addiert man die wahrscheinlichen, aber noch nicht entdeckten oder erschlossenen Vorräte hinzu, so erhöht sich die statische Reichweite der heimischen Erdgasvorräte bei dem derzeitigen Förderniveau auf etwa 15 Jahre (Tabelle 10).

Das Eigentum am Naturgas hat in der Bundesrepublik Deutschland zunächst einmal der Staat<sup>1</sup>, repräsentiert durch die Bundesländer. Ein wesentlicher Unterschied zur gängigen ausländischen Praxis bei der Vergabe von Erdgaskonzessionen besteht darin, daß diese in der Bundesrepublik Deutschland nicht versteigert, sondern nach Maßgabe bestimmter Auflagen auf dem Verwaltungswege an Interessenten vergeben werden<sup>2</sup>. Als Entgelt erhebt der Konzessionsgeber einen Förderzins, der sich als Vomhundertsatz des Ab-Bohrlochpreises unter Abzug von bestimmten Kosten bemißt.

Derzeit sind in der Erdgasgewinnung bei Vorkommen in der Bundesrepublik Deutschland elf Fördergesellschaften tätig, von denen die drei größten allein über 80 vH des inländischen Gesamtaufkommens an Erdgas auf sich vereinigen (Tabelle 9). Einen Hinweis auf die Eigentumsanteile an den inländischen Erdgasfördergesellschaften vermittelt Übersicht 2. Bei der Vergabep Praxis von Erdgaskonzessionen kamen demnach drei Erdölkonzerne vorrangig zum Zuge:

<sup>1</sup> Bundesberggesetz (BBergG) vom 13. August 1980. BGBl 1980 I, Bonn, S. 1310-1363.

<sup>2</sup> Vgl. Mönig u.a., a.a.O., S. 591.

Tabelle 9 - Erdgasförderung in der Bundesrepublik Deutschland nach Fördergebieten und nach der Fördergesellschaft für ausgewählte Stichjahre

	1960		1966		1970		1975		1979		1980	
	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH
<u>Fördergebiete</u>												
Zwischen Elbe und Weser	17,3	3,6	66,1	2,1	74,7	0,6	363,9	1,9	1 729,5	7,8	1 846,5	9,1
Zwischen Weser und Ems	140,8	29,0	1 792,4	58,8	6 397,3	49,3	13 079,4	67,7	14 941,1	67,8	13 247,3	65,5
Westlich der Ems	127,8	26,3	775,4	25,4	1 386,2	10,7	1 828,1	9,5	1 639,7	7,4	1 401,4	6,9
Emsmündung	-	-	21,7	0,7	3 910,7	30,1	3 216,5	16,6	3 088,7	14,0	3 188,4	15,8
Oberrheintal	86,6	17,9	69,3	2,3	28,2	0,2	7,6	0,04	1,1	0,0	1,1	0,0
Alpenvorland	112,6	23,2	323,8	10,6	1 174,0	9,1	825,2	4,3	652,0	3,0	526,3	2,6
<u>Fördergesellschaften</u>												
Gewerkschaft Brigitta	.	.	468,1	15,4	5 756,1	44,4	8 828,6	45,7	10 590,7	48,0	9 167,6	45,4
Mobil Oil AG <sup>a</sup>	.	.	569,4	18,7	3 054,1	23,5	4 612,5	23,9	4 715,4	21,4	4 745,7	23,5
Gewerkschaft Elwerath	.	.	480,7	15,7	1 705,7	13,2	2 363,1	12,2	2 740,0	12,4	2 639,3	13,1
Wintershall AG	.	.	1 067,3	35,0	1 631,0	12,6	1 993,8	10,3	1 791,3	8,1	1 500,0	7,4
Preussag AG	.	.	146,7	4,8	283,7	2,2	397,5	2,1	856,7	3,9	895,6	4,4
Deutsche Texaco AG	.	.	102,5	3,4	47,7	0,4	413,7	2,1	421,3	1,9	347,6	1,7
C. Deilmann GmH	.	.	170,0	5,6	257,8	2,0	316,2	1,6	399,6	1,8	370,4	1,8
Itag KG	.	.	5,0	0,2	135,4	1,0	218,8	1,1	296,7	1,3	339,0	1,7
Gewerksch. Norddeutschland	.	.	-	-	19,5	0,1	70,4	0,4	98,5	0,5	62,8	0,3
Deutsche Schachtbau- u. Tiefbohrges. mbH	.	.	20,3	0,7	58,5	0,4	74,7	0,4	82,3	0,4	85,6	0,4
Gewerkschaft Deutz	.	.	18,4	0,6	21,7	0,2	21,7	0,1	36,8	0,2	32,5	0,2
Sonstige	.	.	-	-	-	-	9,7	0,05	22,7	0,1	24,9	0,1
<u>Gesamtaufkommen</u>	485,2	100	3 048,5	100	12 971,1	100	19 320,7	100	22 052,0	100	20 210,9	100
<sup>a</sup> Zusammen mit Bayerische Mineral-Industrie AG und Gewerkschaft Siegfried.												

Quelle: Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK), Tätigkeitsbericht 1967/68, Essen, S. 36; Statistik der Energiewirtschaft; Düsseldorf, Jg. 1977/78, S. 69. - Deutsche BP Aktiengesellschaft, Zahlen aus der Mineralölwirtschaft, Hamburg, Ausgabe 1981, S. 20. - Eigene Berechnungen.



Tabelle 10 - Die Erdgasvorräte der deutschen Fördergebiete  
sowie bisheriger Fördergebiete in der Nordsee,

Stand: Anfang 1981

Gebiet <u>Land</u>	Sichere Vorräte			Sichere und wahrscheinliche Vorräte		
	Mrd. cbm	vH <sup>a</sup>	Reichweite in Jahren <sup>b</sup>	Mrd. cbm	vH <sup>a</sup>	Reichweite in Jahren <sup>b</sup>
<u>Bundesrepublik Deutschland</u>						
Zwischen Elbe und Weser	31,0	17,7	18,2	71,1	24,3	41,7
Zwischen Weser und Ems	108,6	62,0	8,9	183,8	62,7	15,0
Westlich der Ems	7,1	4,1	5,5	9,3	3,2	7,2
Emsmündung	25,5	14,6	8,7	25,5	8,7	8,7
Alpenvorland	2,9	1,7	6,0	3,2	1,1	6,6
Insgesamt	175,1	100	9,4	292,9	100	15,7
<u>Nordsee</u>						
Großbritannien	700	27,7	19,9	.	.	.
Norwegen	1 200	47,4	47,9	.	.	.
Niederlande	540	21,3	45,0	.	.	.
Dänemark	80	3,2	-	.	.	.
Bundesrepublik Deutschland	10	0,4	-	.	.	.
Insgesamt	2 530	100	35,1	.	.	.
<sup>a</sup> In vH der gesamten Vorräte. - <sup>b</sup> Vorräte in Relation zur Jahresförderung 1980 = statische Reichweite.						

Quelle: Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK),  
Statistik der Energiewirtschaft, Essen, Jg. 1980/81. -  
Deutsche BP Aktiengesellschaft, Zahlen aus der Mine-  
ralölgewirtschaft, Hamburg, Ausgabe 1981.

Übersicht 2 - Unternehmen der Erdöl- und Erdgasgewinnung in der Bundesrepublik Deutschland

Stand: Anfang 1980

Name	Sitz	Eigentümer/ Gewerken	Beteiligungen	Kapital Mill. DM
Gewerkschaft Brigitta	Hannover	Gewerken: Deutsche Shell AG Esso AG - je zur Hälfte -	Ruhrgas AG, Essen, 25 vH	.
Mobil Oil AG	Hamburg	Mobil Oil Corp., New York, 10 vH Mobil International Petroleum Corp., 90 vH	diverse	772
Gewerkschaft Elwerath	Hannover	Gewerken: Deutsche Shell AG Esso AG - je zur Hälfte -	Gewerkschaft Erdöl-Raffinerie Deurag- Nerag, Hannover, 50 vH Erdgas-Verkaufs-Ges.mbH, Münster, 25 vH Norddeutsche Erdgas-Aufbereitungs- ges. mbH, Hannover, 50 vH Westdeutsche Erdölleitungs GmbH, Hannover, 50 vH Schubert KG, Münster, 30 vH Hannoversche Erdölleitung GmbH, Hannover, 50 vH	.
Wintershall AG	Kassel	BASF AG	diverse	300
Preussag AG	Berlin und Hannover	.	diverse	315
Deutsche Texaco AG	Hamburg	.	diverse	360,38
C. Deilmann AG	Bad Bent- heim	Fam. Deilmann, 100 vH	Deutsche Tiefbohr AG, Bad Bentheim, 100 vH Deilmann-Haniel GmbH, Dortmund-Kurl, 74 vH Interfels Ges.mbH, Salzburg, 100 vH Interfels GmbH, Bad Bentheim, 100 vH Torfwerke Neuhaus GmbH, Sedelsberg, 100 vH Uranerzbergbau-GmbH, Bonn, 50 vH Braunschweigische Maschinenbauanstalt, Braunschweig, 97 vH	75,411
ITAG (Hermann von Rautenkranz Internationale Tiefbohr GmbH & Co. KG ITAG)	Celle	Fam. von Rautenkranz (Gesellschafter)	diverse	.
Gewerkschaft Norddeutschland	Hamburg	Gewerken: Deutsche BP Aktiengesell- schaft	.	.
Deutsche Schacht- bau- und Tief- bohriges. mbH	Lingen (Ems)	Salzgitter AG (alleiniger Gesell- schafter)	diverse	60
Gewerkschaft Deutz	Hannover	.	.	.

Quelle: Christoph Brecht u.a. (Hrsg.), Jahrbuch für Bergbau, Energie, Mineralöl und Chemie, Essen, Jg. 1980/81.

- Deutsche Shell AG
- Esso AG
- Mobil Oil

Nachdem im Gefolge der Erdölpreiseskalation auch die Preise für Naturgas kräftig angestiegen sind (Kapitel 4.c), hat dies zu Differentialgewinnen ("windfall profits") der inländischen Konzessionsnehmer geführt, welche die Wettbewerbsposition der hauptbeteiligten Erdölkonzerne gegenüber solchen Erdölkonzernen verbessert haben, die nicht auf inländische Erdgasreserven zurückgreifen können<sup>1</sup>.

#### (ii) Ausländische Bezugsquellen

Die starke Expansion des Erdgases in der deutschen Gaswirtschaft war nur durch einen verstärkten Rückgriff auf ausländische Bezugsquellen möglich. Hierbei konnte sich die deutsche Gaswirtschaft bei dem Aufschluß umfangreicher Gasfelder in den Niederlanden (Groningen) erhebliche Kontraktmengen langfristig sichern. Die Lieferungen der Niederlande, die sich seit Ende der sechziger Jahre stark erhöhten, haben Mitte der siebziger Jahre bei knapp 25 Mrd. m<sup>3</sup> (= 27 Mill. t SKE) ihre Plateauphase erreicht und werden bis zum Ende der achtziger Jahre kaum noch zunehmen. Anfang der neunziger Jahre werden die niederländischen Lieferungen rapide zurückgehen und Mitte der neunziger Jahre gänzlich versiegen.

---

<sup>1</sup> Die Frage, ob man derartige Differentialgewinne einer Sondersteuer unterwerfen sollte, wird weithin kontrovers beantwortet. Die bisherigen Stellungnahmen hierzu differenzieren vorrangig dahingehend, ob den Marktlagengewinnen in einer Marktwirtschaft eine allokatonspolitische Funktion zugemessen werden kann und soll. Vgl. u.a. Mönig u.a., a.a.O., S. 651 f.

- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Herausforderung von außen. Jahresgutachten 1979/80, Stuttgart und Mainz 1979, Drittes Kapitel. - Bundesministerium für Wirtschaft, Wirtschaftspolitische Folgerungen aus der Ölverknappung. Gutachten des wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft. Bonn 1980, Ziffer 9 f.

Die Konzessionsgeber haben bislang von einer Besteuerung der Marktlagengewinne der inländischen Erdgaskonzessionäre Abstand genommen und sich mit einer schrittweisen Heraufsetzung des Förderzinses begnügt.

Die Erdgaslieferungen der Sowjetunion, die 1973 begannen, haben Ende der siebziger Jahre ihre Plateauphase bei ca. 11-12 Mrd. m<sup>3</sup> (= 12 Mill. t SKE) erreicht. Die Lieferungen werden vertraglich über zwanzig Jahre laufen.

Als drittes Lieferland hat bisher Norwegen mit den Off-shore-Gasvorkommen in der Nordsee zum inländischen Erdgasaufkommen beigetragen. Diese Lieferungen wurden 1977 per Pipelinetransport aufgenommen und dürften Anfang der achtziger Jahre eine Plateauförderung von etwa 10 Mrd. m<sup>3</sup> erreichen. Ob zusätzliche Mengen aus dem Erdgasaufkommen der Nordsee kontrahiert werden können, ist derzeit noch ungewiß<sup>1</sup>.

Die gesamten Erdgaseinfuhren erreichten 1980 43,1 Mrd. m<sup>3</sup> und deckten damit zwei Drittel des gesamten Erdgasaufkommens in der Bundesrepublik Deutschland. An den Gesamteinfuhren waren die drei genannten Lieferländer 1980 wie folgt beteiligt:

Niederlande	22,6 Mrd. m <sup>3</sup>	oder	52,4 vH,
Sowjetunion	10,8 " "	"	25,1 vH,
Norwegen	9,7 " "	"	22,5 vH.

Die inländische Erdgasförderung wird sich gegenüber ihrem bisherigen Niveau von gut 20 Mrd. m<sup>3</sup> kontinuierlich vermindern und gegen Ende der neunziger Jahre in etwa halbiert haben, auch unter Einbeziehung der bislang nur vermuteten Vorräte (vgl. hierzu auch Tabelle 10).

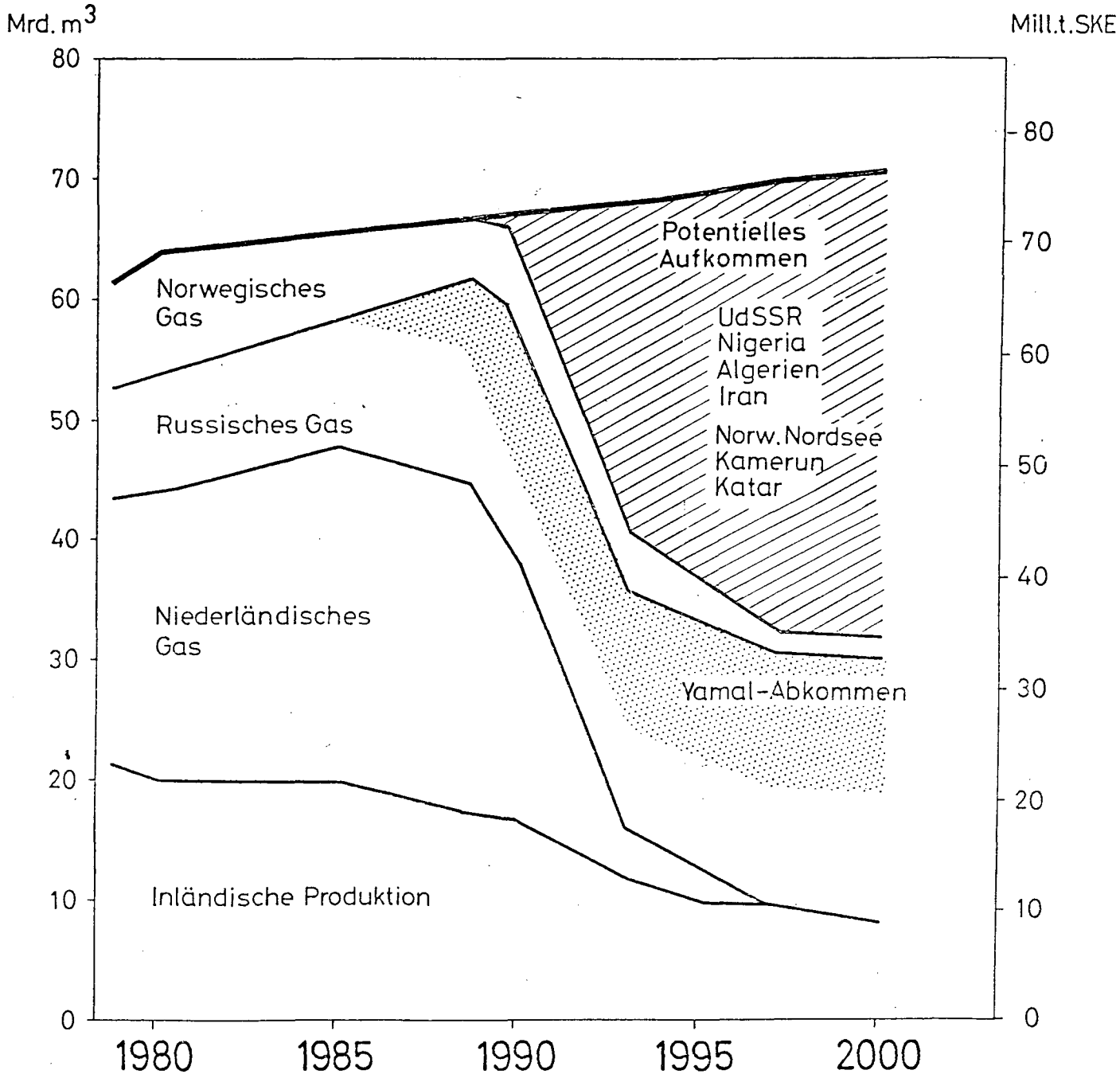
Die bisherigen Lieferverträge sowie das Förderprofil der inländischen Gasproduktion zeigen nach 1985 eine rasch wachsende Lücke zwischen dem erwarteten Verbrauch und den bereits jetzt bis dahin kontrahierten Gasmengen an, die zwischen 1990 und 1995 in eine Größenordnung von bis zu 40 Mrd. m<sup>3</sup> hineinwächst (Schaubild 3).

---

<sup>1</sup> Zwischen einem westeuropäischen Konsortium von sieben Gesellschaften und der norwegischen Gas- und Ölgesellschaft Statoil wurde Ende letzten Jahres eine Grundsatzvereinbarung getroffen, derzufolge ab 1985/86 aus den Nordseevorkommen Heimdal und Statfjord eine noch nicht endgültig festgelegte Menge geliefert werden soll. Die geplante Fördermenge wird mit 15 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr beziffert. Vgl. Internationales Energie-Forum. Zeitschrift für eine gesicherte Energieversorgung, "Grünes Licht für neue Gaslieferungen aus der Nordsee". Mannheim 1981, H. 3, S. 24-25.

Schaubild 3

# Mögliche Entwicklung des Erdgasaufkommens in der Bundesrepublik Deutschland 1980 - 2000



Quelle: Erich Salinger, "Zur Entwicklung der Erdgasversorgung. Die Aussichten in der Bundesrepublik unter Berücksichtigung des möglichen Einsatzes von Flüssiggas". Oel, Zeitschrift für die Mineralölwirtschaft, Jg. 18, Hamburg 1980, H. 12, S. 317. - Eigene Ergänzungen.

Sollten keine neuen Bezugsquellen erschlossen werden, so müßte der Beitrag des Erdgases zur heimischen Energieversorgung dann drastisch abnehmen.

Die Verträge mit Nigeria lassen gegen Ende der achtziger Jahre eine LNG-Lieferung für Westeuropa in der Größenordnung von 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a erwarten. Auf die Bundesrepublik Deutschland dürften hiervon 2,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a entfallen. Die Realisierung dieser Lieferungen ist derzeit jedoch höchst ungewiß. Bis Mitte der achtziger Jahre wird Algerien die Kapazität seiner LNG-Versandterminals voraussichtlich nicht ausbauen. Eine Alternative zu Lieferungen aus Nigeria könnte sich durch den Bezug algerischen Gases per Pipeline über Italien ergeben: Das Pipelinesystem, das Algerien mit Italien verbindet (mit einer Landverbindung bis Cap Bon in Tunesien und einer Unterwasserlinie bis Sizilien), ist fertiggestellt, wenngleich die Lieferungen derzeit noch nicht aufgenommen worden sind.

Die Verträge mit dem Iran im Zuge eines Dreiecksgeschäfts mit der Sowjetunion sind zwar nicht offiziell suspendiert worden, ihr weiterer Fortgang muß aber derzeit als völlig ungewiß betrachtet werden.

Ende November 1981 schloß ein westeuropäisches Konsortium nach langen Verhandlungen einen Liefervertrag mit der Sowjetunion, der die bisherigen Liefermengen ab 1984/85 schrittweise auf die Größenordnung von 40 Mrd. m<sup>3</sup>/a (davon Bundesrepublik Deutschland 10,5 Mrd. m<sup>3</sup>/a und West-Berlin 0,7 Mrd. m<sup>3</sup>/a) anheben soll. Der Vertrag hat eine Laufzeit von 25 Jahren. Die erheblichen politischen Bedenken der amerikanischen Regierung gegen diesen Liefervertrag hatten sich zunächst in einem Technologieembargo niedergeschlagen, das allerdings Mitte November 1982 weitgehend aufgehoben worden ist.

Als künftige Lieferanten für LNG-Transportketten könnten vom Lieferpotential her eine Reihe von OPEC-Ländern in Betracht ge-

zogen werden. Mit steigenden Erdgaspreisen hat sich zwar der Kreis potentieller Lieferländer stark ausgeweitet, aber gleichzeitig auch der Kreis der konkurrierenden Bezugsregionen. Nicht nur die westeuropäischen Länder untereinander stehen unter Nachfragekonkurrenz, sondern sie haben zunehmend auch mit konkurrierenden Angeboten aus Nordamerika und aus Japan zu rechnen.

In dem Ausmaß, in dem auf außereuropäische Bezugsquellen zurückgegriffen werden muß, vermindert sich die Versorgungssicherheit, die bisherige Bezugsquellen des Erdgases in hohem Maße boten.

#### d. Distribution des Erdgasabsatzes

Auf der Aufkommenseite werden die Hersteller von Kohlegas und von Erdgas sowie die diesem Gasaufkommen nachgelagerten Distributionsstufen als "öffentliche Gaswirtschaft" bezeichnet, und zwar völlig unabhängig von Rechtsform und Eigentumsverhältnissen der dabei einbezogenen Unternehmen.

##### (i) Vertikale Struktur der Gaswirtschaft und wettbewerbsrechtliche Sonderregelungen

Historisch hat sich seit den zwanziger Jahren eine überregionale Gaswirtschaft dadurch entwickelt, daß die Eisenschaffende Industrie versuchte, regionale Überschüsse an Kohlegas durch Ferngasgesellschaften in revierferne Versorgungsgebiete zu verbringen. Seitdem ist die Gaswirtschaft durch einen dreistufigen Aufbau gekennzeichnet:

- Die Produzenten leiten ihr Aufkommen an die Ferngasgesellschaften weiter, wobei allerdings zuweilen auch erhebliche Direktlieferungen an Letztverbraucher erfolgen können und ein Teil der Produzenten auch als Ferngasgesellschaften in Erscheinung tritt.
- Die Ferngasgesellschaften attrahieren das Gasaufkommen der inländischen Produzenten und führen in Eigenregie das Einfuhrgeschäft durch. Neben Direktverkäufen an Großabnehmer beliefern sie vor allem die Ortsgaswerke.
- Die Ortsgaswerke beliefern alle Letztabnehmer einer bestimmten Region, sofern einzelne Großkunden nicht von den Ferngasgesellschaften direkt beliefert werden.

Sowohl die Ferngasgesellschaften als auch die Ortsgaswerke werden als Teilbereich der öffentlichen Versorgung angesehen, und für diesen Bereich gelten nach § 103 GWB wettbewerbs- und energierechtliche Ausnahmebestimmungen. Begründet werden diese Ausnahmebestimmungen, analog wie in der Elektrizitätswirtschaft, vorrangig mit der Leitungsgebundenheit dieses Versorgungssystems<sup>1</sup>. Insbesondere ist es den Gasversorgungsunternehmen gestattet, untereinander Demarkationsverträge abzuschließen und bei Konzessionsverträgen eine Ausschließlichkeitsklausel zu vereinbaren<sup>2</sup>.

Derzeit sind 18 Ferngasgesellschaften<sup>3</sup> in der Bundesrepublik Deutschland tätig, die zusammen über ein Leitungsnetz von ca. 27 000 km verfügen (vgl. hierzu auch Übersicht 3). Die Ferngasgesellschaften übernahmen 1980 von den inländischen Erdgasproduzenten 15,8 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas (= 84,9 vH des Inlandsaufkommens) und importierten weitere 40,4 Mrd. m<sup>3</sup> (= 93,7 vH der gesamten Erdgaseinfuhr). Hiervon wurden 1980 etwa 28 Mrd. m<sup>3</sup> an die Ortsgaswerke vermarktet und rd. 25 Mrd. m<sup>3</sup> direkt an Letztabnehmer geliefert.

Die regionale Verteilungsaufgabe des Gasabsatzes wurde 1980 von 486 Ortsgaswerken wahrgenommen. Von diesen Ortsgasversorgungsunternehmen hat die überwiegende Mehrheit (über 90 vH) auf den alleinigen Fremdbezug von Gas zurückgegriffen.

Eine Ausnahme bilden jene Ortsgasversorgungsunternehmen, die sich ausschließlich auf den Gasabsatz beschränken. Es sind dies lediglich 12 vH der Unternehmen; die übrigen sind im horizontalen

---

<sup>1</sup> Zum Folgenden vgl. u.a. Mönig u.a., a.a.O., S. 654 f.

<sup>2</sup> Das vierte Gesetz zur Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen vom 26. April 1980 (BGBl 1980 I, Bonn, S. 458-465) hat hierbei jedoch einige Einschränkungen vorgenommen, insbesondere

- ist die kartellrechtliche Freistellung von Demarkations-, Konzessions- und Verbundverträgen künftig auf 20 Jahre zu befristen;
- wurde in die Typologie der Mißbrauchsfälle ein weiterer Typus eingefügt: die mißbräuchliche "Verweigerung der Durchleitung" von Energie.

<sup>3</sup> Ohne jene, die lediglich ein Leitungsnetz ohne eigenen Absatz betreiben.



Übersicht 3 - Unternehmen der Ferngaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland

Stand: Anfang 1980

Name	Sitz	Eigentümer/Gewerken	Kapital	Brutto-	Leitungs-
			Mill. DM	Absatz <sup>a</sup> Mrd. cbm	netz <sup>a</sup> km
Ruhrgas AG	Essen	diverse	565	41,765	8 945
Gewerkschaft Brigitta	Hannover	Gew.: Deutsche Shell AG; Esso AG - je zur Hälfte -	.	13,823	-
Erdgas-Verkaufs- Gesellschaft mbH	Münster	diverse	6	5,743	1 200
Thyssengas GmbH	Duisburg	Thyssen-Bornemisza, 50 vH Exxon Corp., New York, 25 vH Shell Petroleum NV, Den Haag, 24 vH BV Nederlandse Internationale Industrie- en Handel Maatschappij, Den Haag, 1 vH	52	5,118	1 812
Gasversorgung Süd- deutschland GmbH	Stuttgart	diverse	100	4,075	1 160
Saar-Ferngas AG	Saarbrücken	diverse	100	3,521	2 173,7
Gas-Union GmbH	Frankfurt/M.	diverse	30	2,792	423
Westfälische Ferngas-AG	Dortmund	diverse	60	2,650	2 042,1
Bayerische Ferngas GmbH	München	diverse	60	2,650	500
Vereinigte Elektrizi- tätswerke Westfalen AG (VEW)	Dortmund	diverse	600	2,337	1 190
Energieversorgung Weser-Ems AG (EWE)	Oldenburg	Landeselektrizitätsverband Olden- burg, 74 vH Preußische Elektrizitäts-AG, Hannover, 26 vH	112	2,308	1 552
Gewerkschaft Elwerath	Hannover	Gew.: Deutsche Shell AG; Esso AG - je zur Hälfte -	.	2,113	-
Salzgitter Ferngas GmbH	Salzgitter	Deutsche Schachtbau- und Tiefbohr- gesellschaft mbH, Lingen	35	1,756	775
Main-Gaswerke AG	Frankfurt/M.	Stadt Frankfurt, 84,94 vH Land Hessen, 15,06 vH	90	1,422	1 717
EWAG Energie- und Wasserversorgung AG	Nürnberg	Städtische Werke Nürnberg GmbH	100	1,129	270
Ferngas Nordbayern GmbH	Bamberg	Ruhrgas AG, Essen, 54 vH Saar-Ferngas AG, Saarbrücken, 26 vH Freistaat Bayern, 20 vH	33	1,086	1 243
Stadtwerke Essen AG	Essen	Essener Versorgungs- und Verkehrs- gesellschaft mbH (EVV), Essen	100	0,207	1 053 <sup>b</sup>
Gasversorgung Süd- hannover-Nordhessen GmbH	Kassel	Elektrizitäts-AG (EAM) Kassel, 74 vH Thüringer Gasgesellschaft (ThGG), Köln, 26 vH	24	0,190	723
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (TENP)	Essen	Ruhrgas AG, Essen, 51 vH Snam SpA, Milano, 49 vH	15	-	500
Mittelrheinische Erdgastransport GmbH (METG)	Haan/Rheinl.	Ruhrgas AG, Essen, 66 2/3 vH Exxon Corp., New York, 16 2/3 vH Shell Petroleum NV, 16 2/3 vH	51	-	173
Nordrheinische Erdgastransport GmbH (NETG)	Haan/Rheinl.	Ruhrgas AG, Essen, 50 vH Thyssengas GmbH, Duisburg-Hamborn 50 vH	46	-	152
Süddeutsche Erdgas Transport GmbH (SETG)	Haan/Rheinl.	Ruhrgas AG, Essen, 50 vH Exxon Corp., New York, 25 vH Shell Petroleum NV, Den Haag, 24 vH BV Nederlandse Internationale Indu- strie- en Handel Maatschappij, 1 vH	6	-	47
<sup>a</sup> 1979. - <sup>b</sup> Versorgungsleitungen.			Zusammen	94,685	27 650,8

Quelle: Cristoph Brecht u.a. (Hrsg.), Jahrbuch für Bergbau, Energie, Mineralöl und Chemie, Essen, Jg. 1980/81, S. 414 ff.

Querverbund auch mit der Verteilung von Wasser (30 vH), Strom (6 vH) sowie von Strom und Wasser (52 vH) befaßt. In der regionalen Energieversorgung dominieren demnach die integrierten kommunalen Versorgungsbetriebe. Dies ist für die Beurteilung der Wettbewerbsintensität der Energieträger untereinander auf bestimmten Teilmärkten nicht ohne Bedeutung, da auf diesen Teilmärkten keine Substitutionskonkurrenz stattfinden kann.

(ii) Marktsegmente des Gasabsatzes

Zwar ist durch die wettbewerbsrechtliche Ausnahmeregelung ausgeschlossen, daß ein Gasnachfrager auf der regionalen Versorgungsebene auf mehrere Anbieter zurückgreifen kann<sup>1</sup>, doch steht der Gasabsatz in einzelnen Marktsegmenten im Wettbewerb mit konkurrierenden Energieträgern.

Die traditionelle Segmentierung des Absatzmarktes für Endenergieträger erfolgt nach der Funktion des Energieeinsatzes in Licht, Kraft und Wärme, wobei im Falle der Wärmeerzeugung meist noch nach Raumheizung und Prozeßwärme differenziert wird. Historisch war der Lichtmarkt der Beginn der Gaswirtschaft, doch kommt dort dem Gasabsatz heute praktisch keine Bedeutung mehr zu. Auch auf dem Kraftmarkt fällt der Gasabsatz bisher kaum ins Gewicht. Auf diesem Markt wird weitgehend auf die Energieträger Elektrizität und flüssige Kraftstoffe (Vergaserkraftstoffe) zurückgegriffen. Gas wird fast ausschließlich auf dem Wärmemarkt eingesetzt. Auf den Wärmemarkt entfallen zwar drei Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs (je etwa zur Hälfte Raumheizung und Prozeßwärme), aber auf dem Wärmemarkt konkurriert das Gas mit leichtem und schwerem Heizöl, mit Kohle, Koks, Elektrizität und mit der Fernwärme. Diese Substitutionskonkurrenz gilt für alle Verbrauchssektoren, wenn gleich kommunale Versorgungsunternehmen im Querverbund die Konkurrenz einzelner Energieträger bei der Raumheizung für Tarif-

---

<sup>1</sup> Dies gilt für Großabnehmer in kommunalen Versorgungsbereichen nicht uneingeschränkt. Die Ferngasgesellschaften behalten es sich in aller Regel in Form von Grenzmengenabkommen gegenüber den Ortsgaswerken vor, Großkunden (wie etwa Kraftwerke) direkt zu beliefern.

kunden einschränken oder aufheben können; etwa zwischen den Energieträgern Gas, Strom und Fernwärme. Ohne Anschlußzwang ist dies aber nicht gegenüber der Substitutionskonkurrenz durch das Heizöl möglich.

#### e. Struktur des Gasabsatzes an Letztabnehmer

Der Gasabsatz an Letztabnehmer in der öffentlichen Gaswirtschaft erreichte 1980 rund 78 Mill. t SKE (= 72 Mrd. m<sup>3</sup>). Hierbei sind die Direktlieferungen an Letztabnehmer seitens der Erdgasproduzenten sowie der Kokereien von untergeordneter Bedeutung (Marktanteil von unter 5 vH), wobei die Absatzbereiche an Letztabnehmer deutliche Schwerpunkte erkennen lassen. Die Erdgasproduzenten lieferten ihren Direktabsatz an Letztabnehmer zu etwa gleichen Anteilen an die Chemische Industrie, die Eisenindustrie sowie die Elektrizitäts- und sonstigen Wärmekraftwerke, während die Kokereien bei ihrem Gasabsatz an Letztabnehmer fast ausschließlich Unternehmen des Bergbaus sowie die Eisenindustrie belieferten (Tabelle 11).

Die Absatzstruktur der Ferngasgesellschaften und der Ortsgaskraftwerke ist demgegenüber sehr viel differenzierter, wobei aber auch hier eine deutliche Schwerpunktbildung und damit Aufgabenverteilung zu erkennen ist. Die Belieferung der privaten Haushalte und Kleinverbraucher ist ausschließlich die Domäne der Ortsgaswerke, während die Ferngasgesellschaften bei ihrem Gasabsatz an Letztabnehmer schwerpunktmäßig die Chemische Industrie, die Eisenindustrie sowie die Elektrizitätskraftwerke beliefern (Tabelle 11).

Zu den wichtigsten Gasverbrauchern im Bereich der industriellen Verbraucher zählt die Chemische Industrie, die nicht nur - wie alle übrigen Verbraucher auch - den Energieeinsatz für energetische Zwecke nutzt, sondern Energieträger auch als Rohstoffbasis für die Weiterverarbeitung nutzt (nichtenergetischer Verbrauch). Aufkommen und Verwendung des nichtenergetischen Einsatzes in der Chemischen Industrie werden in Kapitel 7 näher untersucht.

Tabelle 11 - Gaslieferungen der öffentlichen Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland nach Abnahmebereichen im Jahr 1980

Abnahmebereich	Abgabe durch									
	Erdgasproduzenten		Kokereien		Ferngasunternehmen		Ortsgasunternehmen		Insgesamt	
	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH	1000 t SKE	vH
1 Bergbau	-	-	1 037,88	36,18	-	-	-	-	1 037,88	1,13
2 Chemische Industrie	668,16	22,96	111,36	3,88	6 821,88	20,93	2 314,44	5,82	9 915,84	12,69
3 Ind.Steine u. Erden, Glas u. Keram.	74,28	2,55	-	-	2 537,88	7,79	1 797,00	4,52	4 409,16	5,64
4 Eisenindustrie	1 002,60	34,45	1 569,00	54,69	6 572,64	20,17	2 668,08	6,70	11 812,32	15,11
5 NB-Metallerzeugung	165,72	5,69	-	-	559,56	1,72	461,16	1,16	1 186,44	1,52
6 Leder, Textil- u. Bekl. Industrie	-	-	-	-	266,52	0,82	483,72	1,22	750,24	0,96
7 Ernähr.gew., Tabakverarb.	12,48	0,43	-	-	442,32	1,36	812,16	2,04	1 266,96	1,62
8 Sonstige Industrie	22,44	0,77	35,16	1,23	630,12	1,93	2 057,52	5,17	2 745,24	3,51
9 Industrie insgesamt	1 945,68	66,85	2 753,40	95,97	17 830,92	54,72	10 594,08	26,62	33 124,08	42,38
10 Elektr.u.Wärme- kraftwerke	924,60	31,85	115,56	4,03	11 638,56	35,71	6 194,52	15,56	18 873,24	24,15
11 Haushalte	-	-	-	-	-	-	15 152,40	38,07	15 152,40	19,38
12 Hand.u.Kleingew., Landw. Betriebe	-	-	-	-	-	-	3 030,72	7,61	3 030,72	3,88
13 Öffentl. Einrichtungen	-	-	-	-	-	-	2 814,24	7,07	2 814,24	3,60
14 Heizwerke u. Heizzentralen	-	-	-	-	-	-	1 622,52	4,08	1 622,52	2,08
15 Sonstige Abnehmer	11,52	0,40	-	-	-	-	366,48	0,92	378,00	0,48
16 Ausfuhr	28,68	0,99	-	-	3 117,96	9,57	24,60	0,06	3 171,24	4,06
17 Nicht abgerechnete Mengen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18 Gesamt 9 bis 17 vH horizontal	2 910,48 3,72	100	2 868,96 3,67	100	32 587,44 41,69	100	39 799,56 50,92	100	78 166,44 100	100

Quelle: Pflöschinger, Wolfgang, Gerhard Ritzmann und Wilhelm Kegel, Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1980. BWG-Schriftenreihe H. 21. Hrsg. vom Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BWG), Bonn, als Sonderdruck aus "gwf-gas/erdgas", Jg. 122, Frankfurt/M. 1981, H. 9, S. 403-432. - Eigene Berechnungen.

Den mit Abstand bedeutsamsten Gasverbraucher im Kreis der Letzt-  
abnehmer stellen die Elektrizitätskraftwerke dar, die 1980 gut  
19 Mill. t SKE (= 17,5 Mrd. m<sup>3</sup>) des inländischen Gasabsatzes  
attrahierten und denen hierbei die günstigsten Bezugstarife ein-  
geräumt wurden (Schaubild 2). Es stellt sich die Frage, ob eine  
Schwerpunktverlagerung der bisherigen Absatzstruktur nicht aus  
energiepolitischen Gründen angezeigt wäre, zumal die erdgas-  
befeuerten Wärmekraftwerke mit einer Kapazität von gut 10 Giga-  
watt (alle Gasarten etwa 13 Gigawatt) installierter Leistung zur  
Abdeckung der Grundlast eingesetzt werden<sup>1</sup>, also in jenem Bereich  
der kraftwirtschaftlichen Erzeugungskapazitäten, der praktisch  
ohne Unterbrechung zum Einsatz gelangt. Eine Umschichtung der  
Absatzstruktur zu Lasten der Elektrizitätserzeugung und zugunsten  
des Verbrauchs der privaten Haushalte setzt allerdings voraus,  
daß die Erdgasanbieter den saisonalen Spitzenlastausgleich be-  
wältigen können. Die Spitzenlastproblematik soll im folgenden  
kurz erläutert werden.

#### f. Der saisonale Lastausgleich

Wie bereits dargelegt, sind die Erdgasproduzenten aus förderungs-  
technischen Gesichtspunkten an einem möglichst kontinuierlichen  
Absatz ihrer Erdgasförderung interessiert und konnten dies in  
ihren Lieferverträgen auch weitestgehend durchsetzen (vgl. Ab-  
schnitt 4.a.(iv)). Hingegen zeigt das Anforderungsprofil der Letzt-  
abnehmer an die Kapazität der Gasversorgungsunternehmen erhebli-  
che, wenn auch innerhalb der einzelnen Abnehmergruppen unter-  
schiedlich starke Schwankungen. Die ausgeprägtesten Schwankungen  
der jeweiligen Spitzenanforderung (= Höchstlast) an das Versor-  
gungssystem sind mit dem saisonalen Wechsel verbunden: Die höch-  
sten Anforderungen treten unter Einbeziehung des Raumheizungs-  
bedarfs im Winter auf, die geringsten im Sommer. So betrug 1980

---

<sup>1</sup>Mit einer Kapazität der Erdgaskraftwerke von 12,9 GW (= 20,4 vH  
der genutzten Gesamtkapazität) wurden 1978: 72,6 TWh (= 20,4 vH  
des Gesamtstromaufkommens) erzeugt. Vgl. Möglichkeiten und Gren-  
zen der Ölsubstitution durch Strom und Fernwärme in der Bundes-  
republik Deutschland. Erlangen 1980, Schaubild 31.

die niedrigste monatliche Abgabe in der Ortsgasversorgung 1,3 Mrd. m<sup>3</sup>, verglichen mit dem Monat mit der höchsten Abgabe: 4,7 Mrd. m<sup>3</sup> (Verhältnis 1 : 3,6)<sup>1</sup>. In der Ferngaswirtschaft mit einem sehr viel höheren Lieferanteil an die Elektrizitätswirtschaft betrug die entsprechende Relation immerhin noch 1 : 2.

Bei der Leitungsgebundenheit der Gasversorgung stehen den Gasversorgungsunternehmen zur Bewältigung des Spitzenlastausgleichs im wesentlichen drei Instrumente zur Verfügung:

- Ausbau der Speicherkapazitäten;
- Abschluß von unterbrechbaren Lieferverträgen und
- Bereitstellung von Gaserzeugungskapazitäten für die Spitzenlast.

Die Erdgasspeicherung zum saisonalen Spitzenlastausgleich kann aus Kostengründen nur durch die Erschließung von Untertage-Gasspeichern erfolgen. Über den derzeitigen Stand der betriebenen und geplanten Untertage-Gasspeicher informiert Übersicht 4. Die maximale Arbeitsmenge<sup>2</sup> der derzeitigen Untertage-Gasspeicher beträgt ca. 1.8 Mrd. m<sup>3</sup>, eine Erweiterung der Speicherkapazität in etwa der gleichen Größenordnung ist in Planung oder Bau (Übersicht 4). Bezogen auf die monatliche Abgabe aller Gasversorgungsunternehmen in der Höchstlastzeit (1979 knapp 11 Mrd. m<sup>3</sup>) ist dies bereits eine beachtliche Größenordnung. Diese Form der Leistungsbereitstellung ist aber auch mit erheblichen Kosten verbunden.

Der Abschluß eines unterbrechbaren Liefervertrags mit einer Auskoppelung aus dem Gasnetz in Zeiten der Spitzenlastanforderung erfordert beim Gasbezieher einen bivalenten Energieumwandler. Diese zusätzlichen Kosten müssen bei der Ermittlung des anlegbaren Gas-

---

<sup>1</sup>Vgl. Pflöschinger, Wolfgang, Gerhard Ritzmann und Wilhelm Kegel, Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1980. BWG-Schriftenreihe H. 21. Hrsg. vom Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BWG), Bonn, als Sonderdruck aus "gwf-gas/erdgas", Jg. 122, Frankfurt/M. 1981, H. 9, S. 403-432.

<sup>2</sup>Die Differenz zum Speicherinhalt erklärt sich durch die sogenannte Puffermenge, die vorgehalten werden muß, um die geologische Stabilität der Untertage-Gasspeicher nicht zu gefährden.

Übersicht 4 - Untertage-Gasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland

Stand: Anfang 1980

Ort	Bau- bzw. Betriebs- gesellschaft	Speichertyp	Speichergut	Speicher- inhalt	Maximale Arbeits- gasmenge
				30.12.1979	Mill. cbm
<b>A. Untertage-Gasspeicher in Betrieb</b>					
Bierwang	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	Erdgas	747	400
Engelbostel	" "	Aquifer	"	189	55
Epe	" "	Salzlager-Kavernen	"	111	225
Eschenfelden	" "	Aquifer	"	111	45
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	"	28,5	110
Hähnlein	Ruhrgas AG	Aquifer	"	170	80
Huntorf	EWE	Salzstock-Kavernen K1-K4	"	126	65
Kalle	VEW	Aquifer	"	100	80
Krummhörn	Ruhrgas AG	Salzstock-Kaverne	"	200	114
Nüttermoor	EWE	Salzstock-Kavernen K1-K2	"	133	80
Pliening	Stadtwerke München	Aquifer	"	74	20
Reitbrook	Erdölbetrieb Reitbrook (Konsortium Preussag AG- Mobiloil AG) für HGW	Gaslagerstätte Öllagerstätte mit Gaskappe	Raffineriegas Erdgas	31 211	14 120
Rönne (Kiel)	Stadtwerke Kiel AG	Salzstock-Kaverne	Mischgas	5	3
Stockstadt	BEB Gew. Brigitta und Elwerath Betriebsführungs- gesellschaft mbH	Aquifer Gaslagerstätte	Erdgas "	39 97	30 52,5
Woltersberg	Deutsche Texaco AG	Gaslagerstätte	"	499	300
Zusammen				2 871,5	1 793,5
<b>B. Untertage-Gasspeicher in Planung oder in Bau</b>					
Berlin	Preussag für Berliner Gaswerke (GASAG)	Aquifer	Erdgas	400	200
Dötlingen	BEB Gew. Brigitta und Elwerath Betriebsführungs- gesellschaft mbH	Gaslagerstätte	"	-	1 000
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover mbH	Salzstock-Kavernen K1-K2	"	200	170
Fronhofen	Deutsche Schachtbau- u. Tief- bohr-GmbH für Gasversorgung Süddeutschland	Gas- und Öllagerstätte	"	400	200
Harsefeld	BEB Gew. Brigitta und Elwerath Betriebsführungs- gesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	"	-	60
Nüttermoor	Kavernen Bau- und Betriebs- GmbH (KBB) für EWE	Salzstock-Kavernen K3-K6	"	240	160
Sandhausen	Deutsche Schachtbau- u. Tief- bohr-GmbH für Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	"	-	?
Xanten	Deutsche Solvay GmbH für Thyssengas	Salzstock-Kavernen	"	-	?
Zusammen				1 240	1 790
Summe A + B				4 111,5	3 583,5

preises mit in Rechnung gestellt werden, so daß die Durchschnittserlöse aus Verträgen mit unterbrechbarer Lieferung niedriger angesiedelt sein werden als in sonstigen Absatzbereichen. Als Energieträger der bivalenten Energieumwandler könnte neben Heizöl verstärkt auch Flüssiggas zum Einsatz gelangen.

Ebenfalls auf der Basis von Flüssiggas können Spitzenlast-Gaserzeugungsanlagen zum Einsatz gebracht werden. Ein Flüssiggas-Luft-Gemisch kann in begrenztem Umfang als Erdgasersatz in das Versorgungsnetz eingespeist werden, wenngleich auch diese Form des Spitzenlastausgleichs mit hohen Erzeugungskosten verbunden ist.

#### 6. Aufkommen und Verwendung von Flüssiggas (LPG) in der Bundesrepublik Deutschland

Das Flüssiggasaufkommen von knapp 3,6 Mill. t Produktgewicht (= 5,6 Mill. t SKE)<sup>1</sup> entsprach in der Bundesrepublik Deutschland 1980 gut 2 vH des Endenergieverbrauchs oder knapp 6 vH des gesamten Gasaufkommens.

Die wichtigsten Abnehmer von Flüssiggas sind derzeit der Flaschengasbereich, die sonstigen Industrieabnehmer und die Chemische Industrie (Tabelle 12). Der Anteil der Gaswerke am Flüssiggasabsatz war in den siebziger Jahren rückläufig. Dies erklärt sich vorrangig durch den Anschluß von Inselgaswerken an das Erdgasnetz und die Erschließung bisher nicht gasversorgter Gebiete. Dieser rückläufigen Tendenz des Flüssiggasabsatzes in der Gaswirtschaft steht jedoch entgegen, daß Flüssiggas bei einer künftigen Verlagerung des Erdgasabsatzes in den Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher als Flüssiggas-Luft-Gemisch zur Abdeckung der Spitzenlast ein erhebliches Marktpotential erlangen wird (Abschnitt 5.f.).

---

<sup>1</sup> Ähnlich wie beim Naturgas differieren die Umrechnungsfaktoren für Flüssiggas in den Energiestatistiken der Vereinten Nationen und den Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland (UN: 1 Einheit Produktgewicht = 1,68 SKE; Energiebilanz = 1,566 SKE).



Tabelle 12 - Aufkommen und Absatz von Flüssiggas in der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre

	1960	1965	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Änderungsraten <sup>a</sup>	
														1960/73	1973/80
Aufkommen (1 000 t)	742	1 723	2 314	2 313	2 421	2 688	2 481	2 267	2 777	2 750	2 722	3 394	3 624	10,4	4,4
davon (vH):															
Erzeugung	98,5	99,1	88,2	90,5	91,4	91,3	91,5	89,1	87,5	89,7	88,6	85,9	81,5	9,8	2,7
Einfuhr	1,5	0,9	11,8	9,5	8,6	8,7	8,5	10,9	12,5	10,3	11,4	14,1	18,5	26,5	16,3
Absatz <sup>b</sup> (1 000 t)	738	1 436	2 024	2 034	2 133	2 466	2 311	2 000	2 452	2 488	2 442	3 017	3 176	9,7	3,7
davon (vH):															
Kokereien und Ferngas-															
gesellschaften	6,1	3,6	2,0	1,9	2,6	1,3	0,7	0,9	0,4	0,5	0,5	} 5,8	} 4,5	- 2,6	} - 9,7
Gaswerke	5,2	16,5	11,4	13,0	13,3	10,5	10,2	11,2	9,2	6,2	6,1			15,9	
Chemie	38,1	35,6	20,9	23,2	18,2	22,0	17,5	12,6	20,1	16,8	14,3	15,2	12,0	5,2	- 4,9
Eisenindustrie	.	3,4	3,0	2,9	2,8	2,8	3,2	3,2	2,8	2,8	3,7	4,0	3,8	4,2 <sup>c</sup>	8,6
Sonstige Industrie-															
abnehmer	0,5	6,0	20,7	17,7	20,0	21,1	21,9	22,0	20,8	22,5	24,9	28,3	30,2	45,4	9,1
Flaschengas	15,6	16,0	11,4	15,0	18,6	20,2	21,5	25,7	21,8	24,4	21,6	20,5	20,7	11,9	4,0
Übrige Abnehmer	9,3	5,5	8,7	9,5	9,7	9,6	10,1	10,5	9,3	7,0	8,8	4,1	6,4	10,0	- 2,3
Inlandsabsatz	74,8	86,6	78,0	83,2	85,2	87,5	85,1	86,1	84,4	80,2	79,9	77,9	77,5	11,1	1,9
Ausfuhr	25,2	13,4	22,0	16,8	14,8	12,5	14,9	13,9	15,6	19,8	20,1	22,1	22,5	4,0	12,6

<sup>a</sup> Jahresdurchschnittliche Änderungsraten (vH). - <sup>b</sup> Bestandsveränderungen und Verbrauch bei den Erzeugern blieben unberücksichtigt. - <sup>c</sup> 1965/73.

Quelle: Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK),

Statistik der Energiewirtschaft, Düsseldorf, Jg. 1980/81, S. 78.

Auch im Absatzbereich der übrigen Industrieabnehmer, des in der Vergangenheit expansivsten Bereichs für Flüssiggas (Tabelle 12), könnten dem LPG im Rahmen unterbrechbarer Lieferverträge zur Brechung der Spitzenlast zusätzliche Marktchancen eingeräumt werden.

In der Chemischen Industrie konkurriert das Flüssiggas als nicht-energetischer Rohstoffeinsatz mit dem Rohbenzin (Naphta) als Basis der Äthylenproduktion. Infolge von Umwandlungsunachteilen des LPG müßte dieses den Preis von Rohbenzin unterschreiten<sup>1</sup>.

Neben einer Ausweitung des Absatzes von LPG in der Gaswirtschaft und im industriellen Bereich könnte der Verkehrssektor (derzeit knapp 1,5 vH des Flüssiggasabsatzes in der Bundesrepublik Deutschland) erhebliche Bedeutung erlangen. Die Marktchancen für Flüssiggas im Straßenverkehr dürften nachhaltig durch die steuerlichen Regelungen und durch den Ausbau eines Tankstellennetzes beeinflußt werden<sup>2</sup>.

#### 7. Aufkommen und Verwendung des nichtenergetischen Einsatzes in der Chemischen Industrie der Bundesrepublik Deutschland

Von dem Gesamtverbrauch an primären und sekundären Energieträgern entfielen in der Chemischen Industrie 1980 etwa ein Drittel auf den (energetischen) Endenergieverbrauch und die restlichen zwei Drittel auf den nichtenergetischen Verbrauch als industrieller Rohstoff der Weiterverarbeitung (Tabelle 13). Bei den Gasbezügen für nichtenergetische Zwecke dominiert seit 1980 das Naturgas. Die eingesetzten Naturgase werden demnach überwiegend und die

<sup>1</sup>Vgl. Salinger, a.a.O., S. 322 f.

<sup>2</sup>Treibgas wird derzeit niedriger besteuert als Vergaserkraftstoff. Unter Einbeziehung des Mehrverbrauchs an Treibgas verbleibt gegenüber dem Vergaserkraftstoff ein Preisvorteil von 30 bis 35 Pfennig je Liter. Allerdings ist die Umrüstung eines konventionellen Automobils auf den Einsatz von Treibgas mit einem Kostenaufwand von 1 500 bis 2 000 D-Mark verbunden. Vgl. H. Baumann, "Flüssiggas - Autofahrer sparen 30 Pfennig". Die Welt, Hamburg, vom 2./3. Mai 1981.

Tabelle 13 - Endenergieverbrauch und nichtenergetischer Verbrauch in der Chemischen Industrie  
in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1980

Energieträger	Endenergieverbrauch			Nichtenergetischer Verbrauch			Gesamtverbrauch	
	1 000 t SKE	(2) in vH (8)	(2) in vH	1 000 t SKE	(5) in vH (8)	(5) in vH	1 000 t SKE	(8) in vH
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Steinkohlen	1 266	38,1	8,2	2 056	61,9	7,5	3 322	7,8
Braunkohlen	589	99,7	3,8	2	0,3	0,01	591	1,4
Sonstige feste Brennstoffe	-	-	-	-	-	-	-	-
Mineralöle	3 188	12,6	20,7	22 085	87,4	80,7	25 273	59,0
Gase	5 021	60,9	32,5	3 225	39,1	11,8	8 246	12,3
davon:								
Flüssiggas	141	13,8	0,9	881	86,2	3,2	1 022	2,4
Raffineriegas	58	14,0	0,4	355	86,0	1,3	413	1,0
Kokereigas, Stadtgas	383	100,0	2,5	-	-	-	383	0,9
Naturgase	4 439	69,1	28,8	1 989	30,9	7,3	6 428	15,0
Elektrischer Strom und andere Energieträger	5 374	100,0	34,8	-	-	-	5 374	12,5
Energieträger insgesamt	15 438	36,1	100	27 368	63,9	100	42 806	100

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland, Frankfurt/M., lfd. Jgg. - Eigene Berechnungen.

Kohlegase ausschließlich dem energetischen Verbrauch zugeführt werden. Die wichtigste Rohstoffbasis des nichtenergetischen Verbrauchs in der Chemischen Industrie bildet aber mit gut 80 vH der Mineralöleinsatz (Gas knapp 12 vH).

Der nichtenergetische Rohstoffeinsatz der Chemischen Industrie bei der Erzeugung von Grundstoffen sowie deren Einsatz zur Produkterzeugung ist aus Tabelle 14 ersichtlich. Des weiteren sind die Substitutionspotentiale des Rohstoffeinsatzes dargestellt, die durch den Einsatz alternativer Technologien und Produktionsverfahren erschlossen werden könnten. Der Schwerpunkt des bisherigen Einsatzes von Erdgas als Chemierohstoff liegt bei der Erzeugung von Ammoniak und Methanol. Hieraus werden vorrangig Düngemittel (Ammoniak) sowie Kunststoffe (Methanol) hergestellt.

Ein breites Substitutionspotential für Erdgas gegenüber einem bisherigen Einsatz von Mineralölerzeugnissen könnte bei der Erzeugung von Benzol, Propylen und Äthylen erschlossen werden. Diese petrochemischen Vorerzeugnisse kommen vorrangig bei der Herstellung von Kunststoffen zum Einsatz (Tabelle 14).

Im bisher wichtigsten Einsatz des Naturgases als nichtenergetischer Rohstoff, der Erzeugung von Ammoniak, hat die Inlandserzeugung in der letzten Dekade stagniert (Tabelle 15). Hingegen konnte bei den Absatzbereichen von petrochemischen Vorerzeugnissen, bei denen Erdgas ein Substitutionspotential beigemessen werden kann (Äthylen, Benzol und Propylen), die Inlandsproduktion in der letzten Dekade deutlich expandieren. Nach einer jüngsten Prognose bis zum Jahr 2000 dürfte sich diese Tendenz auch in der Zukunft fortsetzen (Tabelle 16).

Tabelle 14 - Stoffströme-Diagramm der Chemie in der Bundesrepublik Deutschland 1973 und mögliche zukünftige Alternativen

Rohstoffe	Produktion	Verbrauch	davon Chemie-Rohstoffe	Rohstoffverbrauch zur Grundstoffherzeugung (1 000 t)														Produktion -----(1 000 t)-----	Verbrauch -----(1 000 t)-----	Grundstoffe		
	----- (1 000 t)																					
Erdöl	6 638	148 650	12 970					11 050				670	1 250	280						(4 550)		
Erdgas (Mill. m <sup>3</sup> )	18 848	37 311	1 570							340	1 230											
Steinkohle	97 339	97 019	1 780			240			21		68	232	121			50					X	
Braunkohle	118 658	118 639	-																			
Holz (trocken, für Cellulose)	3 520	3 677	400											400								
Rohstoffe, Grundstoffe, Produkte Mengen für das Jahr 1973 (1 000 t) Alternative Technologien				2 761	1 499	1 016	257	180	246	1 109	2 506	374	121	166	4 138	200	4 550					
X = Einsatz- oder Verbrauchsmenge unbekannt a = Aufteilung Chemie/Papierherstellung nicht bekannt (x) = in Form von Ca CN <sub>2</sub> s = Schwefel				2 748	1 452	1 093	247	258	221	1 191	2 692	372	117	271	4 081	230	4 736					
				Äthylen	Propylen	Benzol	o-Xylol	p-Xylol	Phenole	Methanol	Ammoniak	Acetylen	Naphthalin	Cellulose	Schwefelsäure	Titan-dioxyd	Bitumen					
Produkte	Produktion ----- (1 000 t)	Verbrauch ----- (1 000 t)	Grundstoffverbrauch zur Produkterzeugung (1 000 t)																			
Polymerisationskunststoffe	4 165	3 399	2 014	725	270	160		X	100	X	150	30				20						
Polykondensationskunststoffe	1 655	1 347	65	50	50	50		70	400	120	11	X	102	X								
Synthesefasern	980	439	150	265	80		250	150	180	X	8		169	X		15						
Kautschuk und Gummi	590	595	100	50	170						48					15						
Papier	6 355	8 410	12	10									a		15							
organische Farbstoffe	133	54			X	X		X				50										
anorganische Farbstoffe	763	603													600							
Seifen und Waschmittel	1 379	1 114	100	50	30					X	X				350							
Düngemittel	3 229	3 240								1 760	(X)				1 800							
Textilhilfsmittel	276	192		X				X	X			X	20									
Baubitumen	4 550	4 736																			4 736	
Sonstiges			307	302	493	37	8	X	511	812	155	17			1 331	15						

Quelle: Collin, G., "Chemie und Rohstoffversorgung". Chemische Industrie, Jg. 100 (29), Düsseldorf 1977, H. 10, S. 704.

Tabelle 15 - Entwicklung der inländischen Produktion an petrochemischen Vorprodukten in der Bundesrepublik Deutschland 1968 und 1979

Vorprodukt	1968	1979	Jahresdurchschnittliche Änderungsrate 1968/79 (vH)
	1 000 t		
Acetylen	263,5	224,8	- 1,5
Äthylen	1 534,2	3 548,7	+ 7,9
Ammoniak	3 161,5	3 142,4	- 0,06
Benzol	1 089,0	1 569,8	+ 3,4
Bitumen	4 349,1	4 042,6	- 0,7
Methanol	614,1	871,0	+ 3,2
Naphtalin <sup>a</sup>	140,1	71,6	- 5,9
Propylen	680,3	1 844,0	+ 9,5
Schwefelsäure	3 436,4	4 136,0	+ 1,7
Xylol	156,3 <sup>b</sup>	211,8 <sup>c</sup>	+ 2,8
Zellulose <sup>d</sup>	147,6	184,5	+ 2,0

<sup>a</sup>Nur Naphtalin mit einem Erstarrungspunkt unter 39° C. -  
<sup>b</sup>Reinxylole. - <sup>c</sup>Nur o-Xylol. - <sup>d</sup>Kunststoffe auf Zellulosebasis.

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4: Produzierendes Gewerbe, Reihe 3.1: Produktion im Produzierenden Gewerbe nach Waren und Warengruppen. Stuttgart 1968 und 1979.

Tabelle 16 - Entwicklung der inländischen Produktion an petrochemischen Vorprodukten in der Bundesrepublik Deutschland 1976 - 2000

Vorprodukte	in 1 000 t			Jahresdurchschnittliche Änderungsrate (vH)	
	1976	1985	2000	1976/85	1985/2000
Äthylen .....	2 668	3 600	4 700	3,4	1,8
Propylen .....	1 287	1 740	2 290	3,4	1,8
Butadien .....	440	590	780	3,4	1,8
Benzol .....	1 188	1 320	1 610	1,2	1,3
Toluol .....	199	200	230	0,1	0,9
Xylol .....	419	410	460	- 0,2	0,8
Ammoniak .....	2 288	2 700	2 780	1,8	0,2
Methanol .....	990	1 230	1 370	2,4	0,7
Acetylen .....	353	330	390	- 0,8	1,2
n-Paraffine .....	190	220	240	1,6	0,5

Quelle: Böhm, Eberhard, Hermann Herz, "Chemie 2000. Rohstoff-Fluß, Rohstoff-Verfügbarkeit".  
Chemische Industrie, Jg. 103 (32), Düsseldorf 1980, H. 6, S. 381.

## 8. Künftige Beschaffungsmärkte und Substitutionspotentiale

Die Gaswirtschaft verfügt demnach über eine gewisse Flexibilität, das Erdgasaufkommen verstärkt in Verwendungsbereiche umzuleiten, in denen es Heizöl direkt substituiert: Neben dem Wärmemarkt der Industrie ist dies vorrangig auch der Wärmemarkt der Privathaushalte sowie von Handel, Gewerbe und öffentlichen Einrichtungen. Zur Bewältigung des dabei auftretenden Spitzenlastausgleichs könnte dem Einsatz von Flüssiggas ein beachtliches Marktpotential erwachsen.

Die Bewältigung des Spitzenlastausgleichs ist hierbei allerdings nur eine notwendige Bedingung eines nachhaltigen Wandels der Absatzstrukturen. Gleichzeitig müssen jene Erdgaskraftwerke ersetzt werden, die bislang in der Grundlast eingesetzt werden. Die kostengünstigste Alternative wäre in diesem Lastbereich ein Ausbau der Kernkraftwerkskapazitäten. Da der Absatz von heimischer Steinkohle schon weitgehend durch langfristige Vertragsbindungen kontrahiert ist und auch aus Kostengründen<sup>1</sup> käme als Alternative zu einem Ausbau der Kernkraftwerkskapazitäten lediglich ein Ausbau der Kohlekraftwerkskapazitäten auf der Basis von Importkohle in Betracht.

Eine Strategie der Umschichtung des bisherigen Erdgasabsatzes sollte nicht weniger Beachtung erlangen als die Erschließung neuer Beschaffungsmärkte bei der künftigen Erdgasversorgung. Versorgungspolitisch wäre wenig gewonnen, wenn eine Strategie "Weg vom Öl" in eine verstärkte Hinwendung zum Erdgas mündet und dabei künftige Erdgaslieferanten weitgehend mit dem Kreis der bisherigen Rohöllieferanten identisch sein werden.

---

<sup>1</sup>Vgl. Fels, Gerhard, Axel D. Neu, Reform der Kohlepolitik als Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung. Institut für Weltwirtschaft, Kieler Diskussionsbeiträge, 72, Kiel 1980.



Literaturverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland, Frankfurt/M., lfd. Jgg.

Baumann, H., "Flüssiggas - Autofahrer sparen 30 Pfennig". Die Welt, Hamburg, vom 2./3. Mai 1981.

Böhm, Eberhard, Hermann Herz, "Chemie 2000. Rohstoff-Fluß, Rohstoff-Verfügbarkeit". Chemische Industrie, Jg. 103 (32), Düsseldorf 1980, H. 6, S. 378-382.

Bohnen, Ulrich, "Zur Erfolgskontrolle von Energieprognosen". Zeitschrift für Energiewirtschaft, Braunschweig 1979, H. 1, S. 40-47.

Brecht, Christoph, u.a. (Hrsg.), Jahrbuch für Bergbau, Energie, Mineralöl und Chemie, Essen, Jg. 1980/81.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Die künftige Entwicklung der Energienachfrage und deren Deckung - Perspektiven bis zum Jahr 2000. Hannover 1976.

Bundesberggesetz (BBergG) vom 13. August 1980. BGBI 1980 I, Bonn, S. 1310-1363.

Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Daten zur Entwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, Bonn, lfd. Jgg.

--, Wirtschaftspolitische Folgerungen aus der Ölverknappung. Gutachten des wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft. Bonn 1980.

Collin, G., "Chemie und Rohstoffversorgung". Chemische Industrie, Jg. 100 (29), Düsseldorf 1977, H. 10, S. 703-706.

Dach, Günter, "Perspektiven der deutschen und westeuropäischen Gasversorgung in Abhängigkeit von der Entwicklung des Welt-erdgasmarktes". Glückauf, Bd. 116, Essen 1980, H. 12, S. 606-622.

Deutsche BP Aktiengesellschaft, Zahlen aus der Mineralölwirtschaft, Hamburg 1981 und lfd. Jgg.

Dolinski, Urs, Untersuchung zu Fragen der Gaspreisbildung als Folge der Interdependenz zwischen dem internationalen Erdgasbeschaffungs- und Erdgasabsatzmarkt in der Bundesrepublik Deutschland. Berlin 1978.

Fels, Gerhard, Axel D. Neu, Reform der Kohlepolitik als Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung. Institut für Weltwirtschaft, Kieler Diskussionsbeiträge, 72, Kiel 1980.

Viertes Gesetz zur Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen vom 26. April 1980. BGBl 1980 I, Bonn, S. 458-465.

Grathwohl, Manfred, Energieversorgung. Ressourcen, Technologien, Perspektiven. Berlin, New York 1978.

Gundermann, Hans-Peter, "Erdgas im Energiemarkt der Zukunft. Bedeutung - Bezugsmöglichkeiten - Wettbewerbsfähigkeit". Oel, Zeitschrift für die Mineralölwirtschaft, Jg. 19, Hamburg 1981, H. 9, S. 244-251.

Handelsblatt, "Flüssiggas. Bedeutung wächst stetig". Düsseldorf, vom 10. September 1980.

Heseler, Kurt, "Gasbeschaffung heute und morgen. Entwicklungstendenzen auf dem Beschaffungsmarkt". In: Dieter Schmitt, Heinz-Jürgen Schürmann (Hrsg.), Die Energiewirtschaft zu Beginn der 80er Jahre. Hans K. Schneider zum 60. Geburtstag. München 1980, S. 108-119.

IEA/OECD (Ed.), Natural Gas, Prospects to 2 000. Paris 1982,  
Kapitel 7.

Internationales Energie-Forum. Zeitschrift für eine gesicherte  
Energieversorgung, "Grünes Licht für neue Gaslieferungen  
aus der Nordsee". Mannheim 1981, H. 3, S. 24-25.

--, "Erdgas für eine sichere Energiezukunft". Mannheim 1981,  
H. 5, S. 26-31.

Johnson, Richard, The Outlook for LPG 1977-85. Supply/Market  
Outlook, Tanker Prospects and the Economics of Liquefied  
Petroleum Gas Trade. London 1977.

Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Die Erdgasversorgung  
der Gemeinschaft und ihre Perspektiven. Luxemburg 1981.

Möglichkeiten und Grenzen der Ölsubstitution durch Strom und Fern-  
wärme in der Bundesrepublik Deutschland. (Hrsg. Kraftwerk  
Union AG.) Erlangen 1980.

Mönig, Walter, Dieter Schmitt, Hans K. Schneider, Jürgen Schürmann,  
Konzentration und Wettbewerb in der Energiewirtschaft.  
München 1977.

Neu, Axel D., Die künftige Rolle der Steinkohle in der Energiever-  
sorgung. Institut für Weltwirtschaft, Kieler Diskussions-  
beiträge, 70, Kiel, August 1980.

Oehme, Helmut, Karl Heinz Schüller, "Kohleveredelung von großer  
Bedeutung. Von verbesserter Verbrennung bis zur nuklearen  
Vergasung". Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 30,  
Gräfelfing 1980, H. 11/12, S. 867-871.

Oil and Gas Journal, "Rapid growth in world gas trade seen".  
Tulsa/Okla., vom 5.10.1981, S. 76 - 81.

Pfletschinger, Wolfgang, Gerhard Ritzmann und Wilhelm Kegel,  
Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik  
Deutschland im Jahr 1980. BWG-Schriftenreihe H. 21. Hrsg.  
vom Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft  
e.V. (BWG), Bonn, als Sonderdruck aus "gwf-gas/erdgas",  
Jg. 122, Frankfurt/M. 1981, H. 9, S. 403-432.

Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Aktuelle Beiträge  
zur Wirtschafts- und Finanzpolitik: Das Kohleveredelungs-  
programm der Bundesregierung. Bonn, Nr. 6 vom 31. Januar  
1980.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen  
Entwicklung, Herausforderung von außen. Jahresgutachten  
1979/80. Stuttgart 1979.

Salinger, Erich, "Zur Entwicklung der Erdgasversorgung. Die Aus-  
sichten in der Bundesrepublik unter Berücksichtigung des  
möglichen Einsatzes von Flüssiggas". Oel, Zeitschrift für  
die Mineralölwirtschaft, Jg. 18, Hamburg 1980, H. 12,  
S. 316-324.

Schaefer, Helmut (Hrsg.), Struktur und Analyse des Energiever-  
brauchs der Bundesrepublik Deutschland. Gräfelfing/München  
1980.

Schneider, Hans K., Walter Schulz, Die Gaspreisbildung nach dem  
Anlegbarkeitsprinzip. - Ein Beitrag zu ihrer wirtschafts-  
politischen Beurteilung. München 1977.

--, Ulrich Bohnen, "Systemanalytische Energiemodelle versus  
bedingte Energieverbrauchsprognosen". Zeitschrift für  
Energiewirtschaft, Braunschweig 1980, H. 1, S. 1-14.

Schürmann, Heinz-Jürgen, "Ölversorgung - Bestandsaufnahme und Aus-  
blick". Zeitschrift für Energiewirtschaft, Braunschweig  
1980, H. 4, S. 260-267.

Shell Briefing Service, Flüssiggas im Welthandel. Hamburg, März  
1980.

Statistisches Bundesamt (Wiesbaden), Fachserie 4: Produzierendes Gewerbe, Reihe 3.1: Produktion im Produzierenden Gewerbe nach Waren und Warengruppen. Stuttgart, Jgg. 1968 und 1979.

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

Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK), Tätigkeitsbericht 1967/68, Essen.

--, Statistik der Energiewirtschaft, Düsseldorf, lfd. Jgg.

Weltenergiekonferenz, Energierohstoffe der Welt - Bestandsaufnahme 1980. Bearb. von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Bundesrepublik Deutschland, für 11. Weltenergiekonferenz, München, 8.-12. September 1980. London 1980.