

DER ENERGIEMARKT IN DER GEGENWART
UND IN DEN NÄCHSTEN 10 JAHREN
- AUS DER SICHT DER GASWIRTSCHAFT -



von Johannes G. Haimbl, WIV
1972 Abschluß des Studiums Wirtschafts-
ingenieurwesen-Maschinenbau an der
Technischen Hochschule in Graz.

Ab 1973 Mitarbeiter der Ruhrgas AG,
Essen, im Bereich Rohrfernleitungsbau
(Kalkulation und Leistungsbeschaffung)

1. Einleitung:

Die Entwicklung der Gaswirtschaft in den letzten 10 Jahren stellt ein faszinierendes Kapitel der deutschen Energiewirtschaft dar.

Diese Feststellung hätte man noch Anfang der sechziger Jahre nicht zu treffen gewagt und ich glaube, daß ein Vertreter der Gaswirtschaft damals auf einer energiewirtschaftlichen Tagung bestenfalls leise mitgeredet hätte.

Zu der damaligen Zeit basierte die deutsche Gaswirtschaft im wesentlichen auf dem Gas der Zechen- und Hüttenkokereien. Der Gaswirtschaft drohte Stagnation. Die nachfolgende Entwicklung - entscheidend vom Erdgas geprägt - wurde von keinem so prognostiziert, wie sie dann tatsächlich verlief und aus heutiger Sicht für die kommenden Jahre zu erwarten ist. So war beispielsweise in der Energie-Enquete des Jahres 1961 der absolute Erdgasverbrauch für das Jahr 1975 auf $6,5 \cdot 10^6$ t Steinkohleneinheiten (SKE) geschätzt worden.

Nach heutiger Prognose wird der Erdgasverbrauch hingegen $54 \cdot 10^6$ t SKE betragen.

1. Das Erdgas ist auf dem deutschen Energiemarkt ein verhältnismäßig junger und in starker Expansion befindlicher Energieträger.
2. Niemand ist in der Lage, aufgrund der bestehenden ökonomischen, politischen, technologischen und auch geologischen Unsicherheitsfaktoren, einen Zeitraum von zehn Jahren realistisch vorherzusehen.

Unbeschadet dessen müssen heute in der Gaswirtschaft weittragende Entscheidungen gefällt werden, die auf einer schlechtestenfalls unzutreffenden Vorschau beruhen.

2. Gegenwärtige Situation auf dem deutschen Erdgasmarkt

Es gibt keinen isolierten Erdgasmarkt, vielmehr findet das Erdgas seinen Absatz auf einem von mehreren Konkurrenten stark umkämpften Markt, dem Wärmemarkt.

Erdgas konkurriert:

- im Sektor Haushalt, Handel und Gewerbe mit leichtem Heizöl, Flüssiggas, Strom und mit Kohle
- im Industriesektor überwiegend mit schwerem Heizöl, Flüssiggas und Kohle und teilweise auch mit Strom.

Erdgas ist unter rein technischen Gesichtspunkten in der Lage, die gesamte Nachfrage auf diesem Konkurrenzmarkt zu decken. Damit besteht stets eine hohe potentielle Nachfrage nach Erdgas. Wie weit diese potentielle Nachfrage aber durch das Erdgas tatsächlich gedeckt wird, entscheiden die am Markt verfügbaren Erdgas mengen, soweit diese zu wettbewerbsfähigen Konditionen angeboten werden.

Andererseits könnte das Erdgas wiederum in allen Verwendungsbereichen ersetzt werden. Es weist in keinem Verwendungsbereich einen solchen Vorteil auf, der die Substitution durch andere Energieträger verhindern könnte.

Denken wir an die Schwefelfreiheit des Erdgases, die mit Blick auf den Umweltschutz sehr geschätzt wird. Dem Umweltschutz wird aber genauso gut durch andere Energien (Strom, Fernwärme, schwefelarmes Öl, Flüssiggas) Genüge getan.

Diese Substitutionskonkurrenz schließt aus, daß ein Anbieter von Erdgas auf dem deutschen Markt über eine wie auch immer geartete Monopolstellung verfügt. Es gibt keine vom Wettbewerb losgelöste Preisbildung, wie sie auf Grund eines Monopols denkbar wäre. Vielmehr paßt sich das Erdgaspreinsniveau tendenzmäßig den Bewegungen des allgemeinen Preisniveaus auf dem Wärmemarkt an.

Welchen Anteil hat nun Erdgas in Konkurrenz zu den anderen Energieträgern erreicht - und wie wird die Entwicklung weiterlaufen ?

Die dominierende Stellung des Mineralöls wird auch 1975 - 1980 gehalten werden. Dies trotz der Energiekrise, welche bekanntlich für die internationale wirtschaftliche Stabilität bekömmlich war wie ein Hai im swimming-pool. Der Anteil des Erdgases an Primärenergieverbrauch wird sich von 13 % (1975) auf 16 % (1980) ausweiten, das entspricht $54 \cdot 10^6$ t SKE bzw. $79 \cdot 10^6$ t SKE. Zum Vergleich 1963: 1 %).

Dieser Prognose liegen bereits abgeschlossene Erdgaslieferverträge zugrunde.

Die entsprechenden Erdgasanteile am Primärenergieverbrauch bewegen sich in Holland auf 50 % zu, in den USA auf 30 %, in Japan dagegen auf nur 2 - 3 %.

Diese Werte zeigen folgendes:

- Der Erdgasverbrauch ist - anders als der Stromverbrauch oder der Gesamtenergieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung - kein Indikator für den industriellen oder volkswirtschaftlichen Status eines Landes. Ein Industrieland kann auch ohne Erdgas auskommen.
- Die hohen Anteile von Erdgas am gesamten Energieverbrauch eines Landes beruhen auf entsprechend hohen verfügbaren Mengen zu einem wettbewerbsgerechten Preis.

3. Künftige Möglichkeiten der Erdgasdarbietung

Hauptbezugsquellen der Bundesrepublik für zusätzliche Lieferungen, außer der Inlandsproduktion sind folgende:

- die Niederlande
- die Nordsee insbesondere deren skandinavischer Teil
- die UdSSR
- Nordafrika

3.1. Inlandsproduktion

Die Schwerpunkte der Erdgasförderung liegen in der norddeutschen Tiefebene zwischen Ems und Weser. Insgesamt betragen die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven der BRD etwa $350 \cdot 10^9$ m³.

Gleichzeitig ist es jedoch unwahrscheinlich, daß die jährliche Inlandsförderung ein Plateau von $20 \cdot 10^9$ m³/Jahr überschreiten wird.

Eine Ausweitung des Erdgasaufkommens ist demnach nur durch Importe möglich, die bis 1980 stark zunehmen werden.

3.2. Importe

3.2.1. Importe aus den Niederlanden

Die dort lagernden Erdgasreserven sind die größten Europas. ($2.400 \cdot 10^9 \text{ m}^3$). Davon haben sich verschiedene Länder Westeuropas bereits vertraglich $900 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ gesichert. (BRD $27 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{a}$ ab 1980)

3.2.2. Importe aus der UdSSR

Diese Lieferungen laufen seit Oktober 1973 und werden demnächst die volle Höhe von $7,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{a}$ ($8400 \text{ kcal}/\text{m}^3$) erreichen. Rußland verfügt über 30 % der gesamten Weltgasreserven.

Russisches Erdgas ist auf dem Weltmarkt sehr gefragt, sodaß auch die USA und Japan als Nachfragekonkurrenten auftreten.

3.2.3. Importe aus der Nordsee

Aufgrund des hohen Standes der Explorationstechnik kann Erdgas auch in bisher unzugänglichen Gebieten gefördert werden. Die Bundesrepublik wird aus der norwegischen Ekofisk-Feldgruppe ab 1975 Erdgas beziehen.

Das Gas wird über eine im Bau befindliche Unterwasser-Pipeline in den Raum Emden (Ostfriesland) geführt werden. Die für die BRD bestimmten Mengen (50 % der Gesamtmenge) werden nach einer Anlaufzeit $6 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{a}$ ($8.400 \text{ kcal}/\text{m}^3$) erreichen.

Die Schwierigkeiten einer solchen Unterwasserverlegung (Tiefen bis 150 m) wären für sich schon einen Diskussionsbeitrag wert.

Mit den neuesten Technologien und riesigem Kapitalaufwand - wird dieser Teil der Nordleitung in 70 - 150 m Wassertiefe bei schweren Seebedingungen von einer italienischen und einer amerikanischen Firma mit 3 m Überdeckung in den Meeresboden verlegt. (SAIPEM, die zur staatlichen ENI-Gruppe gehört bzw. BROWN & ROOT).

3.2.4. LNG-Importe (Liquefied Natural Gas)

Ab 1977 wird auch algerisches Erdgas in der BRD zur Verfügung stehen in einer Höhe von $7 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{a}$.

Das Gas wird zunächst per Pipeline an die algerische Mittelmeerküste trans-



portiert, dort verflüssigt und im verflüssigten Zustand (bei -161°C) in Spezialtankern (cyrosenic tankers) nach Monfalcone bei Triest und nach Fos-sur-Mer bei Marseille transportiert. In diesen Anlandepunkten wird das LNG wiedervergast und durch Pipelines in die BRD geführt.

4. Der Europäische Erdgasverbund

Wie aus anliegendem Übersichtsplan hervorgeht, wird die BRD in einem in Ersterung begriffenen großräumigen europäischen Verbundsystem für hochkalorisches Erdgas eine zentrale Stellung einnehmen.

Die Hauptströme fließen wie folgt:

- Sowjetisches Erdgas über Waidhaus an der deutsch/tschechischen Grenze in die Bundesrepublik;
- Sowjetisches Erdgas über Baumgarten an der österreichisch/tschechischen Grenze nach Italien und über Gemona, Kiefersfelden und Karlsruhe nach Frankreich;
- Niederländisches Erdgas aus der Provinz Drenthe über Aachen, Karlsruhe, Rheinfelden und die Schweiz nach Italien;
- Niederländisches Erdgas aus dem Festlandsockel der Nordsee;
- Erdgas aus dem norwegischen Schelfgebiet in die Bundesrepublik;
- Algerisches Erdgas über Monfalcone und Kiefersfelden in die Bundesrepublik;

In Zusammenarbeit zwischen der italienischen SNAM S. p. A., der ÖMV AG, der Austria FERGAS GmbH, der Bayrischen Ferngas GmbH, der Swissgas und der Ruhrgas AG wird bei Monfalcone nahe Triest ein Flüssigerdgas Terminal errichtet werden.

Hier soll das im Rahmen des europäischen Konsortiums von Algerien eingekaufte verflüssigte Erdgas angelandet, gelagert und wiedervergast werden.

Gaz de France wird an dem zu schaffenden neuen Leitungssystem ebenfalls beteiligt sein und das für Frankreich eingekaufte sowjetische Erdgas ab Gemona an die französische Grenze bei Karlsruhe transportieren lassen.

- Algerisches Erdgas über Fos-sur-Mer bei Marseille in die Bundesrepublik;

5. Betrachtung und Schlußfolgerung

Oben beschriebene noch zu erbringende Bauleistungen haben gigantische Ausmaße.

Mit Blickwinkel darauf kann ich versichern, daß für die Kollegen, die im Pipe-Line-Geschäft Fuß fassen wollen, die Zukunft ein "Genuß ohne Reue" sein wird.

Die Herausforderung zu einer partnerschaftlichen internationalen Zusammenarbeit ist stärker als in jeder anderen Branche.

Zunehmend werden Pipe-Lines auch als Behälter bzw. Transportwege für feste Stoffe herangezogen werden, wie das zwei äußerst erfolgreiche Projekte in den USA zeigen. (Black Mesa und Consolidation coal slurry lines). Die Black Mesa Kohlenleitung ist 420 km lang und es kann keine meßbare Abnutzung (Abrieb) der Rohrwand festgestellt werden.

Dasselbe wird auch für die neuen 1600 km langen Pipe-Lines gelten, da in einer korrekt ausgelegten Langstrecken-Kohleleitung die Kohlepartikel sich in einer turbulenten Strömung und Suspension befinden anstatt am Rohrboden entlangzuschleifen.

Erfolg: Keine meßbare Abnutzung der Rohrwand

Viele Langstreckenleitungen transportieren bereits Kohle, Kalk, Kupferkonzentrate, Magnesit etc.

Die Transportkosten machen nur 30 % der Kosten des Transportes auf der Straße aus, sie ermäßigen sich um die Hälfte gegenüber der Schiene und sind gleich hoch wie auf dem Wasserwege.

Der Trend zu dieser kostenmilden Transportart für Feststoffe verstärkt sich noch durch die flotte zweistellige Inflationsrate in den meisten Industrieländern, den umgehenden Ölshock und die daraus resultierende Besinnung auf eigene noch langfristig vorhandene Energiequellen.