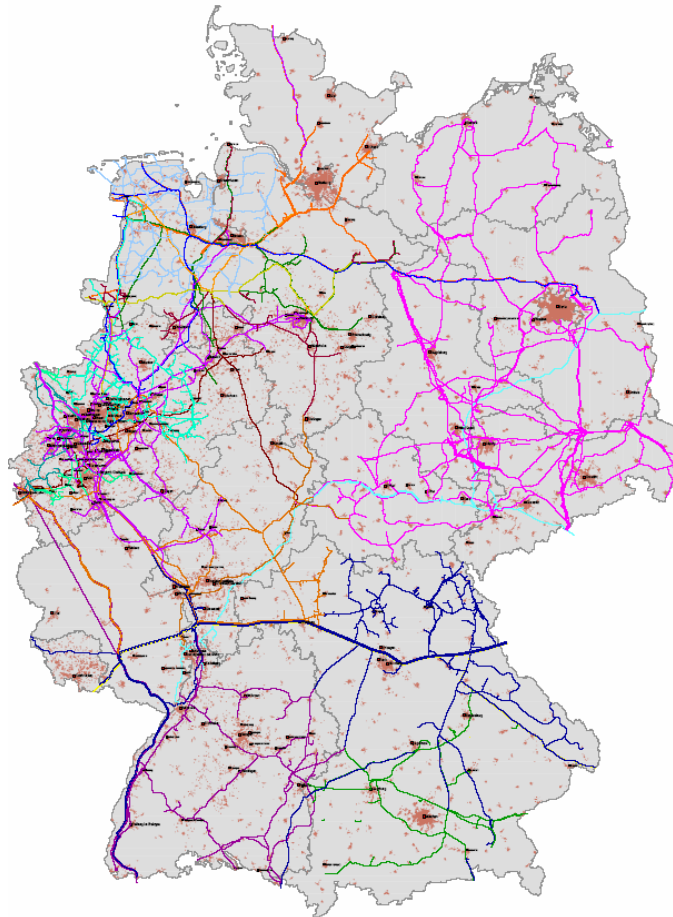


# Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland



Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden

**EE<sup>2</sup>**

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Dipl.-Vw. Anne Neumann

Dipl.-Wi.-Ing. Sophia Rüster

Auftraggeber: EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.



Dresden, Mai 2007

## Das Wichtigste auf einer Seite

1. Dieses Gutachten behandelt Marktstrukturen im Erdgasferntransport aus technischer und ökonomischer Perspektive und wendet die Erkenntnisse auf die konkrete Situation in Deutschland an. Insbesondere wird die Frage diskutiert, ob in Deutschland Erdgasfernleitungsunternehmen „zu einem überwiegenden Teil wirksamem oder potenziellem Leitungswettbewerb ausgesetzt“ sind. Dies ist laut §3 Abs. 2 (1) Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) eine Bedingung dafür, dass Unternehmen ihre Tarife keiner kostenorientierten Regulierung nach §§4-18 GasNEV unterziehen müssen, sondern nach dem Vergleichsmarktkonzept bilden dürfen (§19 GasNEV).
2. Aufgrund der hohen Fixkosten, Größenvorteilen beim Kapazitätsausbau und Betrieb, der Netzeffekte sowie der Möglichkeit strategischen Verhaltens des alteingesessenen Unternehmens gibt es im Erdgasferntransport keinen wirksamen oder potenziellen Leitungswettbewerb. Erdgastransportnetze weisen die Kostenstruktur eines *natürlichen Monopols* auf, das heißt *ein* Unternehmen kann die Leistung am kostengünstigsten anbieten. Selbst im Fall von zwei Leitungsnetzbetreibern mit teilweise deckungsgleichen Netzen ist eher Absprache und Kooperation zu erwarten als echter Preiswettbewerb.
3. Die Dynamik der Markt- und Technikentwicklung in der Erdgaswirtschaft unterscheidet sich grundsätzlich von der Telekommunikation, wo es beispielsweise in der Intercity-Telephonie einen Übergang von natürlichem Monopol zu wettbewerblichen Strukturen gegeben hat. Bedingung hierfür war ein starkes Nachfragewachstum und ein Kostenrückgang in der Telekommunikation. Im Erdgasferntransport ist diese Dynamik nicht zu erwarten, sodass auch für die Zukunft nicht mit Leitungswettbewerb zu rechnen ist.
4. Diese allgemeine Erkenntnis trifft auch auf den Erdgasferntransport in Deutschland zu, bei der die Fernleitungsunternehmen *nicht* zum überwiegenden Teil Leistungswettbewerb ausgesetzt sind. Die ergibt sich aus der Betrachtung der Netzstruktur, dem geringen Anteil von potenziell wettbewerbsförderlichen Strecken sowie dem tendenziell kollusiven strategischen Verhalten der Unternehmen. Darüber hinaus wird gezeigt, dass die im §3 Abs. 2 (1) GasNEV erwähnten Mindestvoraussetzungen für Wettbewerb nicht erfüllt sind (überwiegende Mehrzahl mehrfach nutzbarer Ausspeisepunkte; sowie potenziell kaufmännisch sinnvolle Erreichbarkeit).
5. Ausnahmeregelungen bei der Regulierung zugunsten von Vergleichsverfahren sind somit nicht gerechtfertigt. „Leitungswettbewerb“ ist das falsche Instrument, die Ziele der EU-Beschleunigungsrichtlinie 2003/55 beziehungsweise des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes zu erreichen, nämlich mehr Wettbewerb und c.p. niedrigere Preise. Hierfür sollte vielmehr ein deutschlandweiter, wettbewerblich strukturierter Großhandelsmarkt geschaffen werden.

## **Inhaltsverzeichnis**

Das Wichtigste auf einer Seite .....	1
Inhaltsverzeichnis .....	2
Abbildungsverzeichnis .....	2
Tabellenverzeichnis .....	2
1 Einleitung .....	3
2 Technische & ökonomische Grundlagen der Wettbewerbsanalyse im Erdgasferntransport. 4	
2.1 Wettbewerb und Monopol in Netzen .....	4
2.2 Kein wirksamer Wettbewerb im Erdgasferntransport .....	9
2.3 Vergleich Erdgasferntransport – Telekommunikation.....	13
2.4 Zwischenfazit.....	15
3 Erdgasfernleitung in Deutschland .....	15
3.1 Rahmenbedingungen .....	16
3.2 Fehlender wirksamer Wettbewerb .....	19
3.3 Weitere Prüfung der Mindesttatbestände des §3 Abs. 2 (1) GasNEV .....	20
3.4 Zwischenfazit.....	26
4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen .....	26
5 Referenzen .....	27
6 Anhang 1 – Technische Definitionen.....	31
7 Anhang 2 – Berechnung der Durchschnittskosten .....	33

## **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Natürliches Monopol (subadditive Kostenfunktion).....	7
Abbildung 2: Durchschnittskosten einer dreisträngigen DN 1200/PN70-Stahlleitung.....	11
Abbildung 3: Durchschnittskosten in Abhängigkeit des Durchmessers .....	12
Abbildung 4: Transformation vom natürlichen Monopol zum nicht-regulierten Markt .....	14
Abbildung 5: Struktur des Fernleitungsnetzes in Deutschland .....	18
Abbildung 6: Marktgebiete des deutschen Erdgasfernleitungsnetzes .....	22
Abbildung 7: Durchschnittliche Investitionskosten in Abhängigkeit vom Durchfluss.....	35
Abbildung 8: Jährliche Durchschnittskosten in Abhängigkeit vom Durchfluss .....	36

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Kennzahlen Ferngasgesellschaften Deutschland (2005).....	18
Tabelle 2: Struktur der Ausseispunkte nach Marktgebieten.....	23
Tabelle 3: Struktur der Ausseispunkte nach Transportunternehmen.....	24
Tabelle 4: Variablendefinition .....	32
Tabelle 5: Parameter Weymouth-Gleichung .....	34

# 1 Einleitung

Nach anderen Netzsektoren steht auch die Erdgaswirtschaft in einem Prozess vom vertikal integrierten Monopol zu stärker wettbewerblichen Strukturen. Internationale Erfahrungen deuten darauf hin, dass ein System mit reguliertem Ergasfertransport und wettbewerblichen Großhandelsmärkten die besten Marktergebnisse liefert (z. B. USA, UK). Durch verschiedene Initiativen auf europäischer Ebene, insbesondere den Richtlinien 96/92/EG („Erdgasrichtlinie“) und 2003/55/EG („Beschleunigungsrichtlinie“) steht die Regulierung im Erdgasfertransport inzwischen auch in Kontinentaleuropa, unter anderem auch in Deutschland, auf der Tagesordnung. Der deutsche Gesetzgeber hat sich mit Inkrafttreten des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) vom 7. Juli 2005 und der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung, GasNEV) vom 25. Juli 2005 auferlegt, die Beschleunigungsrichtlinie in nationales Recht umzusetzen und den Wettbewerb im Erdgassektor zu intensivieren. Dies beinhaltet die Einführung einer effizienzorientierten Preisregulierung im Erdgasfertransport sowie der Ausgestaltung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs.

Besonderheiten für die Netzentgeltfindung werden in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) geregelt. Von dem grundsätzlich vorgesehenen kostenbasierten Regulierungsverfahren zur Entgeltfindung durch die Bundesnetzagentur können Fernleitungsnetzbetreiber ausgenommen werden und die Entgelte auf der Grundlage eines Vergleichsverfahrens gebildet werden. Mindestvoraussetzung hierfür ist, dass Erdgasfernleitungsunternehmen zu einem überwiegenden Teil *wirksamem oder potenziellem Wettbewerb* ausgesetzt sind (§3 Absatz 2 (1) und (2) GasNEV).

Der Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management (EE<sup>2</sup>) der Technischen Universität Dresden ist von EFET Deutschland (Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e. V.) beauftragt worden, ein Gutachten zum Wettbewerb in der deutschen Ferngaswirtschaft zu erarbeiten. Im Mittelpunkt stehen dabei die Grundlagen von Wettbewerb und natürlichen Monopolen im Erdgasfertransport und ihre Anwendung auf Deutschland. Hierfür werden die ökonomisch und technisch relevanten Aspekte aus industrie- und netzökonomischer Perspektive analysiert. Darüber hinaus wird auf die in §3 Abs. 2 (1) der GasNEV genannten Mindestvoraussetzungen für die Ausnahme von der kostenbasierten Regulierung eingegangen, nämlich ob „die überwiegende Zahl der Ausspeisepunkte dieses Netzes in Gebieten liegt, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können“.<sup>1</sup>

Das Gutachten gliedert sich in einen Grundlagenteil (Abschnitt 2) sowie einen auf Deutschland bezogenen Anwendungsteil (Abschnitt 3). Im Grundlagenteil werden zunächst die konzeptionellen Aspekte der Fragestellung erörtert, insbesondere die des „wirksamen

Wettbewerbs“ im Erdgasferntransport. Hier werden explizit die technischen und ökonomischen Charakteristika des Erdgasferntransports dargestellt. Es wird der Frage nachgegangen, ob es sich dabei um ein natürliches Monopol handelt; darüber hinaus werden Möglichkeiten wirksamen Wettbewerbs geprüft. Dabei ergibt sich, dass es im Erdgasferntransport keinen wirksamen Wettbewerb gibt und die effizienteste Bereitstellung durch *ein* reguliertes Netzunternehmen erfolgt. Der darauf folgende Abschnitt 3 wendet dann die Grundlagen auf den Erdgasferntransport in Deutschland an. Es wird die Struktur der deutschen Erdgaswirtschaft untersucht und geprüft, ob es im gegenwärtigen System bereits zu einem wirksamen Leitungswettbewerb gekommen ist beziehungsweise kommen kann. Auch dieses wird mit Bezug auf die spezifischen Angebots- und Nachfragestrukturen im deutschen Fernleitungstransport verworfen. Dabei wird gezeigt, dass auch in Deutschland der Erdgasferntransport den Charakteristika eines natürlichen Monopols entspricht und kein wirksamer Wettbewerb herrscht. Die Prüfung der von §3 Abs. 2 (1) GasNEV vorgesehenen Kriterien ergibt, dass in fast allen Marktgebieten und bei fast allen Fernleitungsnetzbetreibern die überwiegende Mehrzahl der Ausspeisepunkte *nicht* mehrfach erreichbar ist und keine „kaufmännisch vertretbare Erreichbarkeit“ durch Parallel- oder Stichleitungsbau gegeben ist. Abschnitt 4 enthält eine knappe Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.

## **2 Technische und ökonomische Grundlagen der Wettbewerbsanalyse im Erdgasferntransport**

### **2.1 Wettbewerb und Monopol in Netzen**

#### **2.1.1 Wettbewerbsbegriffe**

Wettbewerb ist eines der grundlegenden Ziele einer freien, marktwirtschaftlich und ordnungspolitisch ausgerichteten Gesellschaftsordnung. In der Ökonomie beziehungsweise den Staatswissenschaften wird Wettbewerb als Entdeckungsprozess interpretiert, bei dem das Ziel die Generierung und Verarbeitung eines Maximums an Informationen für den Produktions- und Verbrauchsprozess zum Ziele der individuellen Bedürfnisbefriedigung ist (Hayek, 1945). Wettbewerb führt zu Anpassungsprozessen von Unternehmen und Verbrauchern, wodurch sich der Nutzen der meisten Beteiligten positiv verändert. Wettbewerb ist somit kein Selbstzweck, sondern dient dazu, den Verbrauchern ein nachfrageorientiertes und preiswertes Angebot zu bieten. Wettbewerb führt zu günstigeren Preisen, schafft Innovationsanreize, erhöht den Informationsstand der Verbraucher, schafft transparentere Märkte und trägt somit wesentlich zu einer gesteigerten gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt bei. Ziel der Wirtschaftspolitik ist es daher,

---

<sup>1</sup> §3 Abs. 2 (2) GasNEV enthält eine analoge Formulierung, welche sich auf die *Mengen* bezieht; aufgrund fehlender Daten wird dieser Aspekt im Gutachten nicht behandelt.

die Rahmenbedingungen zu schaffen, welche möglichst wettbewerbliche Marktergebnisse produzieren. Ist in einem Markt jedoch kein ausreichend intensiver Wettbewerb zu erwarten, so kann unter Umständen eine staatliche Regulierung Wettbewerbsergebnisse „simulieren“ und damit die angestrebten Ziele auf indirektem Weg erzielen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn kein *wirksamer* Wettbewerb vorliegt, das heißt, die statischen und dynamischen Funktionen des Wettbewerbs nicht erreicht werden und es zu einer dauerhaften Marktmacht bestimmter Unternehmen kommt.

Referenzpunkt für die Wettbewerbspolitik ist die Maximierung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt, die sich aus der Konsumentenrente und der Produzentenrente zusammensetzt.<sup>2</sup> Darüber hinaus sind auch die oben genannten positiven dynamischen Wirkungen von Wettbewerb zu berücksichtigen. Die besten Marktergebnisse („wohlfahrtsoptimale Allokation“) werden in der idealisierten Welt des vollständigen Wettbewerbs erzielt. Der Preis entspricht dort den Grenzkosten der letzten produzierten Einheit. Damit werden die Verbraucher gut gestellt und die Unternehmer erzielen einen angemessenen Gewinn. Vollständiger Wettbewerb entsteht beispielsweise im Polypol, das heißt bei einer großen Anzahl von Produzenten und Verbrauchern. Für eine ausführlichere Darstellung von Wettbewerb vgl. Borrmann und Finsinger (1999), Knieps (2005) beziehungsweise Viscusi et al. (2005).

In der Realität herrscht nur in den wenigsten Fällen vollständiger Wettbewerb, vielmehr liegt eine reduzierte Wettbewerbsintensität vor. Diese ergibt sich zum einen aus einer beschränkten Anzahl von Anbietern, zum anderen aber auch aus der Dynamik des Wettbewerbsprozesses. Im statischen Falle des nicht vollständigen Wettbewerbs verfügen alle Unternehmen über eine gewisse Marktmacht und erzielen im Marktgleichgewicht überhöhte Gewinne; die Preise liegen sowohl oberhalb der Durchschnittskosten als auch über den Grenzkosten (Borrmann und Finsinger, 1999, 273). Neben der statischen Betrachtungsweise gibt es die dynamische Perspektive des unvollständigen Wettbewerbes, bei welcher Innovatoren zeitlich befristete Wettbewerbsvorteile erzielen können. Das Konzept des *wirksamen* Wettbewerbs („effective competition“) berücksichtigt diesen dynamischen Aspekt des Wettbewerbs: Wirksamer Wettbewerb liegt vor, wenn die statischen und dynamischen Funktionen des Wettbewerbs weitgehend erzielt werden und es zu keiner dauerhaft stabilen und erheblichen Marktmacht bestimmter Unternehmen kommt.<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Die Differenz zwischen der jeweiligen marginalen Zahlungsbereitschaft der Konsumenten und dem tatsächlich bezahlten Marktpreis entspricht dem „Gewinn“ eines jeden Verbrauchers – summiert über alle Verbraucher ergibt sich die aggregierte Konsumentenrente; die Produzentenrente entspricht den aggregierten Deckungsbeiträgen der Unternehmen, das heißt den Gesamterlösen abzüglich der gesamten variablen Kosten.

<sup>3</sup> Dies entspricht auch der in §11 Abs. 1 (2, 3) TKG verwendeten Definition des wirksamen Wettbewerbs als das Nichtvorhandensein beträchtlicher Marktmacht, wenn ein Unternehmen „allein oder gemeinsam mit anderen eine der Beherrschung gleichkommende Stellung einnimmt, das heißt eine wirtschaftlich starke Stellung, die es ihm gestattet, sich in beträchtlichem Umfang unabhängig von Wettbewerbern und Endnutzern zu verhalten“. Vgl. des Weiteren den Verweis auf „wesentlichen“ Wettbewerb nach §19 Abs. 2 (1) GWB, sowie das Verständnis von funktionsfähigen Wettbewerb im §81, Abs 3 TKG 1996 als „Wettbewerb“, der bestimmte Funktionen erfüllt und dabei strukturell so abgesichert ist, dass er auch nach Rückführung der wettbewerbsgestaltenden Regulierung fortbesteht (Koenig et al., 2003)

Die Marktergebnisse des wirksamen Wettbewerbs können sich einerseits durch *aktuellen* Wettbewerb im Markt ergeben, bei welchem unterschiedliche Anbieter direkt miteinander im Wettbewerb stehen, des Weiteren aber auch bei *potenziellem* Wettbewerb der am Markt tätigen Anbieter mit Unternehmen, die den Markt bedienen *könnten*, es aber nicht notwendigerweise tatsächlich tun (Borrmann und Finsinger, 1999, 274); Bedingung hierfür ist die Drohung des Marktzutritts eines oder mehrerer Unternehmen, die das im Markt befindliche Unternehmen in seiner Preissetzung disziplinieren. Im Folgenden werden zwei Fälle dargestellt, bei denen nicht von wirksamem Wettbewerb auszugehen ist: Dies ist der Fall, bei dem aufgrund eines „natürlichen Monopols“ lediglich ein Anbieter am Markt tätig ist, des Weiteren der Fall strategischen Verhaltens bei wenigen Unternehmen.

### 2.1.2 Natürliches Monopol in Netzindustrien

Wirksamer Wettbewerb liegt mit Sicherheit nicht vor, wenn aufgrund bestimmter Produktionstechniken bzw. Kostenstrukturen nur ein Anbieter am Markt tätig ist, der keinem potenziellen Wettbewerb ausgesetzt ist. Dies ist der Fall, wenn die Industriestruktur ein *natürliches Monopol* ist und die Kosten weitgehend irreversibel sind (so genannte „versunkene“ Kosten).<sup>4</sup> Ist die Nutzung dieser Dienstleistung eine Bedingung zur Erreichung von nachgelagerten Kunden, so liegt eine *monopolische Engpasseinrichtung* („bottleneck“) vor, die einer Regulierung zu unterziehen ist.<sup>5</sup>

Die Prüfung des Kriteriums „irreversible Kosten“ ist für Investitionen in Netzinfrastrukturen einfach: In den meisten Fällen ist der Wert einer gebauten Infrastruktur gering sollte sie einer alternativen Nutzung zugeführt werden. Bei der Prüfung auf ein natürliches Monopol muss neben den Kostenverläufen auch der Netzcharakter berücksichtigt werden: Eine Industrie ist ein natürliches Monopol, wenn die Kostenfunktion im gesamten relevanten Bereich, das heißt im Bereich der nachgefragten Mengen, subadditiv ist (Borrmann und Finsinger, 1999, 122). Dies bedeutet, dass *ein* Unternehmen die gesamte Leistung, zum Beispiel den Erdgasferntransport, am kostengünstigsten anbieten kann. Die Analyse des natürlichen Monopols beruht in der Regel auf dem Verlauf der Kostenfunktion. Im Einproduktfall liegt ein natürliches Monopol vor, wenn die Durchschnittskosten im Bereich der relevanten Nachfrage fallen; auch leicht ansteigende Durchschnittskosten sind mit einem natürlichen Monopol kompatibel. Im Mehrproduktfall

---

<sup>4</sup> Irreversible Kosten sind, wenn einmal eingesetzt, unumkehrbar und lassen sich durch die Differenz von Anschaffungswert und Wiederverkaufswert bestimmen. Beispielsweise verliert eine Straße, welche zur Anbindung eines Stahlwerks an das Verkehrsnetz gebaut wurde, fast vollständig ihren Wert, wenn das Stahlwerk seine Geschäftstätigkeit aufgibt. In diesem Zusammenhang spricht man von einer „Hold-up“-Situation.

<sup>5</sup> Nach Knieps (2002, 171) liegt eine Essential Facility vor, wenn „Netzelemente gleichzeitig für die Erbringung einer Leistung auf dem nachgelagerten Markt zwingend erforderlich sind, am Markt nicht anderweitig vorhanden sind sowie objektiv zu wirtschaftlich zumutbaren Bedingungen nicht duplizierbar sind.“ In Deutschland hat die Essential Facilities Doctrine im Jahr 1998 Berücksichtigung im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen gefunden: Missbrauch liegt nach §19 Abs. 4 (4) GWB vor, „wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen ... sich weigert, einem anderen Unternehmen gegen angemessenes Entgelt Zugang zu den eigenen Netzen oder anderen Infrastruktureinrichtungen zu gewähren.“

spielen neben Größenvorteilen (*economies of scale*), auch Verbundvorteile (*economies of scope*) eine Rolle (vgl. ausführlich Sharkey, 1982).

**Abbildung 1: Natürliches Monopol (subadditive Kostenfunktion)**

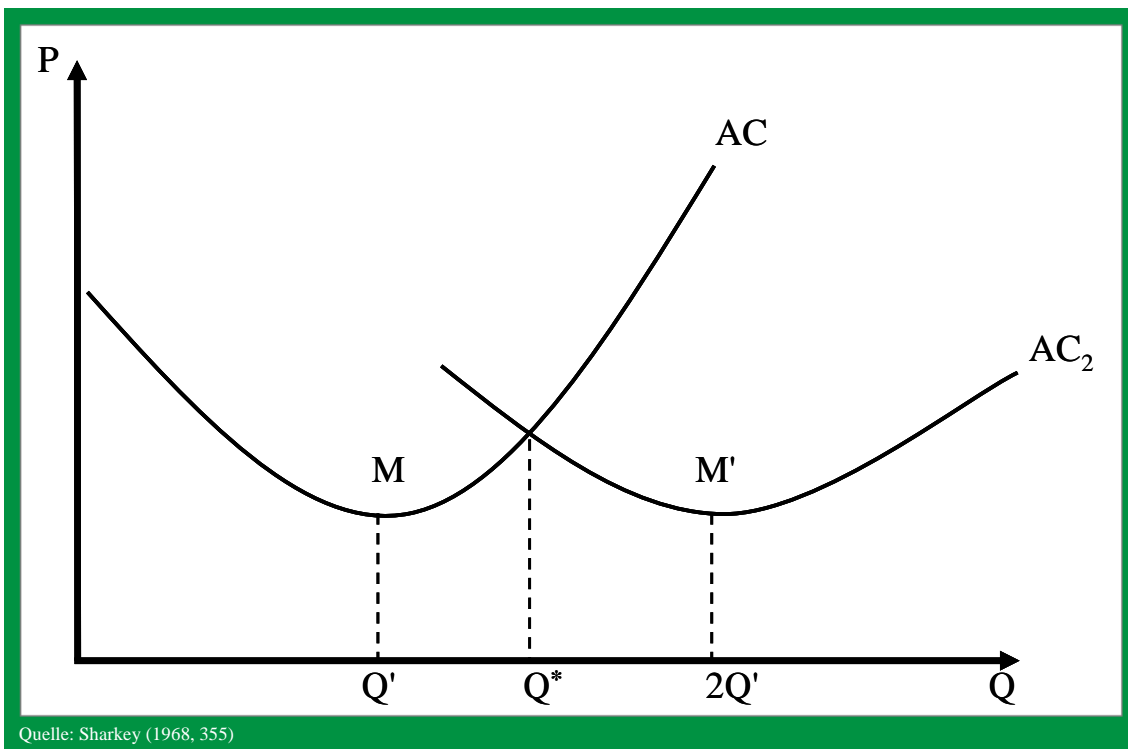


Abbildung 1 stellt das Konzept der subadditiven Kostenfunktion für den Fall des Einproduktunternehmens graphisch dar. Die Durchschnittskosten der Produktion (AC) fallen bis zum Punkt  $Q'$  und steigen dann wieder an, es liegen Größenvorteile bis zur Ausbringungsmenge  $Q'$  vor.<sup>6</sup> Bei zwei Unternehmen im Markt ergibt sich die Durchschnittskostenkurve  $AC_2$ , die ihr Minimum bei der Ausbringungsmenge  $2Q'$  hat. Der Schnittpunkt der beiden Durchschnittskostenkurven bei der produzierten Menge  $Q^*$  definiert den Bereich der Subadditivität. Für Produktionsmengen unterhalb von  $Q^*$  ist die Produktion durch lediglich *ein* Unternehmen günstiger.

Zusätzlich zu dem relativ einfach quantifizierbaren Kriterium der Kostensubadditivität treten bei Netzindustrien wie der Erdgaswirtschaft Effekte auf, welche den natürlichen Monopolcharakter verstärken können. Ein netzweiter Betrieb kann gegenüber dem Einzelbetrieb individueller Netzabschnitte erhebliche Kostenersparnisse realisieren, welche sich beispielsweise durch kombinierte Sicherheitsmargen, Abgleich von Angebot und Nachfrage in Echtzeit sowie in der Planung, kostenminimalem Netzausbau, Verbindung von Durchleitungsfunktion und Speicherfunktion, etc. ergeben. Auch die Koordination mit vor- und nachgelagerten Produktionsstufen durch einen einheitlichen Netzbetreiber, erbringt in der Regel erhebliche

<sup>6</sup> *Größenvorteile* (*economies of scale*, Skaleneffekte) liegen vor, wenn eine proportionale Erhöhung der Produktionsinputfaktoren zu einer überproportionalen Erhöhung aller Outputfaktoren führt.



Transaktionskostensparnisse. Bei der industrieökonomischen Analyse bezüglich eines natürlichen Monopols sind daher auch stets die spezifischen, technischen und institutionellen Gegebenheiten der untersuchten Industrie zu prüfen.

Analog zum Fall des Monopols wählt der natürliche Monopolist seinen Preis (beziehungsweise seine Ausbringungsmenge) selbständig. Auf Grund fehlenden Wettbewerbs wird der Preis deutlich oberhalb des Wettbewerbspreises liegen und so einen erheblichen Gewinn generieren. Gesamtwirtschaftlich ist die produzierte Menge im (natürlichen) Monopol zu gering und es kommt somit zu einem Wohlfahrtsverlust.

### **2.1.3 Strategisches Verhalten und Marktmacht**

Selbst für den Fall, dass kein natürliches Monopol vorliegt, ergibt sich nicht automatisch ein wettbewerbliches Marktergebnis und niedrige Preise. Zusätzlich zur Prüfung des natürlichen Monopols muss daher eine industrieökonomische Analyse des betrachteten Marktes erfolgen, um eine Aussage bezüglich des wirksamen Wettbewerbs treffen zu können.<sup>7</sup> Auch hier ergibt eine Analyse von Netzindustrien eine geringe Wahrscheinlichkeit wirksamen Wettbewerbs: So kann ein vormals marktbeherrschendes Unternehmen mit bereits vorhandener Infrastruktur den Markteintritt eines Unternehmens ohne diese Infrastruktur durch strategische Preissetzung verhindern, in dem es seinen Preis gerade unterhalb der langfristigen Grenzkosten des potenziell eintretenden Unternehmens festlegt (so genanntes „limit pricing“). Somit deckt das potenziell markteintretende Unternehmen seine Kosten nicht und der Anreiz zum Markteintritt verschwindet. Der etablierte Anbieter verzichtet kurzfristig auf einen Teil des Gewinns zugunsten eines gesicherten langfristigen Gewinnes. Wirksamer Wettbewerb kann sich nicht entfalten.

Auch „potenzieller“ Wettbewerb ist bei Netzindustrien kaum zu erwarten. Dies würde bedeuten, dass das marktbeherrschende Unternehmen durch potenziell eintretende Wettbewerber in der Ausübung seiner Marktmacht eingeschränkt würde. Das Vorliegen von potenziellem Wettbewerb ist jedoch, entsprechend der Theorie bestreitbarer Märkte, an eine Reihe restriktiver Annahmen geknüpft, die die Anwendbarkeit stark einschränken. Hierzu gehört freier Marktzutritt, kostenloser Marktaustritt sowie eine im Verhältnis zur Preisanpassung geringe notwendige Zeitverzögerung beim Marktzutritt (Borrmann und Finsinger, 1999, 278, zur Theorie bestreitbarer Märkte vgl. Baumol (1982) sowie Baumol, Panzar, und Willig (1988)). Nach einer anfänglichen Euphorie durch die Theorie bestreitbarer Märkte in den Netzindustrien in den 1990er Jahren wird die Bedeutung der Theorie in jüngerer Zeit allerdings zunehmend skeptisch beurteilt, insbesondere da sie stark auf Veränderung der Annahmen reagiert (Borrmann und Finsinger, 1999, 277, als auch Viscusi et al., 2005, 173).

Des Weiteren ist selbst im Fall eines gelungenen Markteintritts eines zweiten Anbieters kein wirksamer Wettbewerb zu erwarten, sondern vielmehr ein abgestimmtes duopolistisches

---

<sup>7</sup> Industrieökonomik ist die Theorie unvollständigen Wettbewerbs, vgl. Tirole (2005) oder Viscusi et al. (2005).

Verhalten. In diesem Fall ergibt sich ein Marktergebnis zwischen dem „Cournot-Mengenwettbewerb“ und dem Monopol (kollusives Verhalten), das heißt ebenfalls hohe Preise und zu geringe Mengen gerade in kapitalintensiven Netzindustrien; daher ist nicht damit zu rechnen, dass sich in einem Duopol die Ergebnisse wirksamen Wettbewerbs ergeben.<sup>8</sup>

## **2.2 Kein wirksamer Wettbewerb im Erdgasferntransport**

### **2.2.1 Technik des Erdgasferntransports und Kostenstruktur**

#### **2.2.1.1 Technik**

Als Erdgasferntransport wird geläufig der Transport von Erdgas über Entfernungen ab etwa 50 km bezeichnet, bei dem Erdgas von den Produktionsstätten beziehungsweise Importpunkten in die Verbrauchsregionen transportiert wird.<sup>9</sup> Das Erdgasfernleitungsnetz ist ein Hochdrucknetz, der Nenndruck liegt in Bereichen von 10 bis 80 bar. Der Transport von Erdgas von der Quelle bis zum Verbraucher erfolgt über mehrere Druckstufen. Mittels Verdichteranlagen wird der Druck des Erdgases auf den Nenndruck erhöht; damit entsteht ein Druckgefälle und der Transport über weite Entfernungen wird ermöglicht. Zwischenverdichtung (alle 100 bis 400 km) dient dem Ausgleich des Druckverlustes, welcher durch Reibung der Gasmoleküle untereinander sowie der Gasmoleküle mit der Rohrwand verursacht wird. Die spezifische Verdichterarbeit ist abhängig vom Verdichterverhältnis, die Verdichterleistung weiterhin vom geförderten Massestrom (vgl. Anhang 1). Auf lokaler Ebene ist es notwendig, den Druck durch Drosselung zu senken. Die Ein- beziehungsweise Ausspeisung von Erdgas erfolgt über Erdgasübergabeanlagen.

Erdgasferntransportleitungen messen zwischen 100 und 1400 mm Nenndurchmesser. Zur Ermittlung der Durchflusskapazität wird die so genannte Weymouth-Gleichung herangezogen, welche zur Berechnung von Flüssen in langen Rohren verwendet wird (vgl. Anhang 1). Die Kapazität einer Erdgaspipeline wächst überproportional (mit der 2,65-fachen Potenz) zum Durchmesser (Recknagel, 1990, 137). Neben dem Volumeneffekt sinken bei wachsendem Durchmesser auch die Reibungsverluste des transportierten Erdgases. Des Weiteren verläuft die Kapazität einer Leitung proportional zum Betriebsdruck. Allerdings steigt mit dem Massestrom der Druckabfall entlang einer gegebenen Entfernung, sodass höhere Verdichterleistungen benötigt werden, welches wiederum zu höheren variablen Kosten des Leitungsbetriebes führt.

Erdgastransportleitungen können neben ihrer Funktion als Transportmedium zusätzlich als Speicher dienen. Dies wird möglich, wenn die Leitungen so konstruiert werden, dass sie über den erforderlichen Bedarf hinaus Kapazität aufweisen. Eine solche Leitung wird zwischen einem oberen und unteren Druck (nicht mit Maximal- und Minimaldruck) gefahren (siehe dazu

---

<sup>8</sup> Dies entspricht in der industrieökonomischen Theorie dem „Bertrand-Preiswettbewerb“.

<sup>9</sup> Paragraph 3 EnWG Nr. 19 definiert Fernleitungstransport als den „Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Versorgung der Kunden selbst.“

Cerbe, 1999, 226) und das so gespeicherte Erdgas kann zur Deckung von Bedarfsspitzen genutzt werden.

### 2.2.1.2 Kostenstruktur

Bei der ökonomischen Analyse muss zwischen den Kosten einzelner Leitungen und den Kosten des Netzbetriebs unterschieden werden. Grundsätzlich weist der Erdgasferntransport die typischen Kostenstrukturen kapitalintensiver Netzindustrien auf: Hohen Investitionskosten stehen relativ geringe variable Kosten gegenüber. Die Investitionskosten sind im wahrsten Sinne des Wortes „versunkene“ Kosten, da ihr Wert für eine alternative Nutzung bedeutend zurückgeht. Die Leitungen haben sehr lange physische Lebensdauern. Der technische Fortschritt ist – im Vergleich zu anderen Netzindustrien wie dem Telekommunikationssektor – gering. Somit ergibt sich ein niedriger Modernisierungs- beziehungsweise Erneuerungsbedarf.

Die Gesamtkosten einer einzelnen Erdgasferntransportleitung setzen sich aus fixen Investitionskosten (Leitung, Verdichteranlagen sowie Mess- und Regelanlagen) und Betriebskosten (Wartung, Instandhaltung, sowie Treibgasverbrauch der Verdichteranlagen) zusammen. Dabei unterscheiden sich die Kostenstrukturen von Leitung und Verdichteranlagen erheblich: Während für Pipelines die Kosten des laufenden Betriebes eine untergeordnete Rolle spielen, ist diese Kostenart bei Verdichterstationen von großer Bedeutung. Die Kosten des Treibgasverbrauches bilden die zentrale Komponente der variablen Kosten eines Erdgasferntransportnetzes.

Die Baukosten einer Erdgasleitung hängen vom Leitungsdurchmesser, dem maximalen Betriebsdruck sowie der Leitungslänge ab. Aufgrund des mit steigendem Durchmesser und Druckgefälle überproportional steigendem Massenstrom steigen die Gesamtkosten im relevanten Bereich der Nachfrage unterproportional an; die Durchschnittskosten sinken (Pustisek, 2005, 43).<sup>10</sup>

Die variablen Kosten werden vor allem durch die benötigte Verdichterleistung bestimmt. Bei konstanten Druckverhältnissen sind die variablen Kosten proportional zum Massenstrom, mit höheren Druckdifferenzen *sinken* sie jedoch (Dahl, 2002). Aufgrund der mit der Anzahl der Verdichterstationen ansteigenden Betriebskosten, erfolgt in der Regel eine Optimierung bezüglich des Verhältnisses von Leitungsdurchmesser und Anzahl der Verdichterstationen (Dahl, 2002, 2, vgl. Anhang 1).

Kostenvorteile gibt es weiterhin beim Bau von mehreren nebeneinander liegenden Leitungen in einer bestehenden Trasse. Diese Kostenvorteile beziehen sich auf die Bereiche Baukosten, Wegerechte, Sicherheitstechnik und Betriebskosten (z. B. Wartung). Schätzungen zufolge

---

<sup>10</sup> Siehe Anhang 1 für eine formale Darstellung.

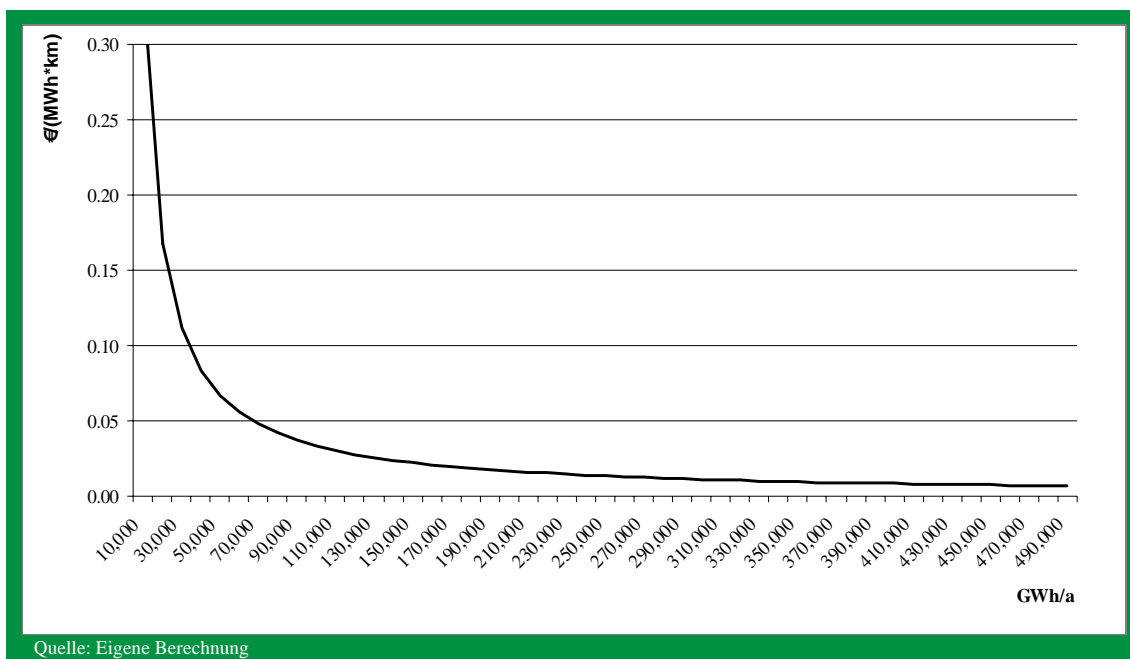
liegen die Investitionskosten einer Parallelleitung im Bereich von 80% der Kosten der ersten Leitung; die dritte Parallelleitung wiederum kostet etwa 70% der ersten, usw.<sup>11</sup>

## 2.2.2 Natürliches Monopol im Erdgasferntransport

### 2.2.2.1 Fester Leitungsdurchmesser

Für den empirischen Test des Erdgasferntransports als natürliches Monopol muss die Kostenstruktur mit der Nachfrage verglichen werden. Entsprechend der obigen Definition müsste der relevante Bereich der Nachfrage jenseits der Netzkapazität liegen, bei dem die Durchschnittskostendegression endet. Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Durchschnittskosten (pro MWh und km) einer DN1200/PN70-Stahlpipeline in Abhängigkeit vom Durchfluss. Es wurde eine repräsentative Baumaßnahme betrachtet, beispielsweise von Emden ins Ruhrgebiet (vgl. Anhang 2). Die Betrachtung der Nachfragevolumina zeigt, dass es sich um ein natürliches Monopol handelt: Die Durchschnittskosten fallen bis zur Nennkapazität der dreisträngigen DN1200/PN70-Stahlleitung von etwa 429.000 GWh/a (das heißt 4,45 Mio. m<sup>3</sup>/h oder 39 Mrd. m<sup>3</sup>/a); dies entspricht etwa 40% des jährlich in Deutschland verbrauchten Erdgases.<sup>12</sup> Ein Anbieter reicht somit zur Bereitstellung aus; wirksamer Wettbewerb ist nicht zu erwarten.

**Abbildung 2: Durchschnittskosten einer dreisträngigen DN 1200/PN70-Stahlleitung**



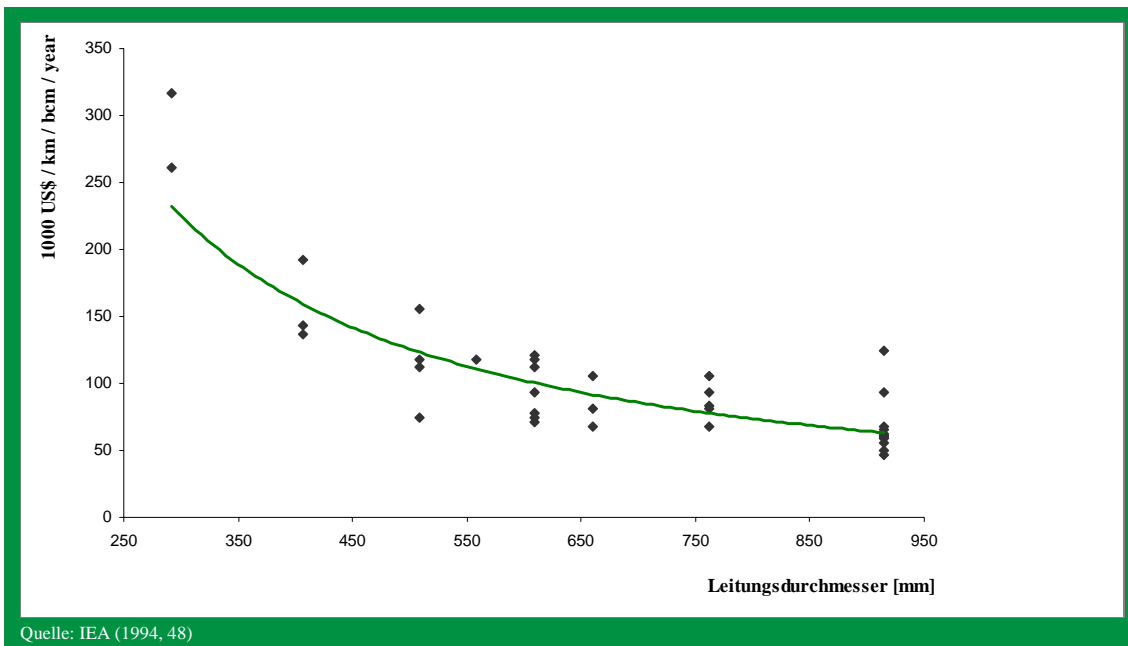
<sup>11</sup> Quelle: Deutsche Beratergruppe Wirtschaft (1997): Financial Calculation of the Russian Yamal Project. Kiew; die Einschätzung wurde bei mehreren Expertengesprächen bestätigt.

<sup>12</sup> Es wurde zwischen einer einzelnen Leitung und der zweiten beziehungsweise dritten Leitung entlang dieser bestehenden Trasse unterschieden. An der Kapazitätsgrenze der entsprechenden Leitungen liegen die jährlichen Durchschnittskosten (fixe Kosten in Form der Abschreibung der Investition sowie variable Kosten in Form von Betriebskosten und Treibgasverbrauch in Abhängigkeit des Massestromes berücksichtigt) bei 0,32 €/MWh für eine Einzeleitung, bei 0,25 €/MWh bei der zweiten Leitung sowie bei 0,24 €/MWh bei der dritten Leitung, welche an die bestehende Trasse gebaut wird (Abbildung 2). Für das Gesamtsystem liegen die jährlichen Durchschnittskosten bei Maximalauslastung bei 0,27 €/MWh (Abbildung 3). Recknagel (1999, 165) weist darauf hin, dass es bei der

### 2.2.2.2 Variabler Durchmesser

Auch eine von der International Energy Agency durchgeführte Analyse (IEA, 1994) stützt das Ergebnis des Ferngasverkehrs als natürliches Monopol. Die Durchschnittskosten des Erdgasfernverkehrs in Abhängigkeit des Leitungsdurchmessers weisen ebenfalls einen eindeutig fallenden Verlauf auf (Abbildung 3). Aufgrund der überproportional anwachsenden Volumina einer Pipeline größeren Durchmessers kommt es zu der typischen fallenden Durchschnittskostenkurve: Diese fallen nachweislich mindestens bis zu einem Pipelinedurchmesser von 36“ (900 mm), erfahrungsgemäß sogar bis zu 56“ (1410 mm).<sup>13</sup>

Abbildung 3: Durchschnittskosten in Abhängigkeit des Durchmessers



### 2.2.2.3 Netzökonomische Aspekte

Die netzökonomische Analyse des Erdgasfernverkehrs verstärkt die Vermutung eines natürlichen Monopols in diesem Segment. So weist der Erdgasfernverkehr wesentliche Charakteristika von Netzindustrien auf, welche einen einheitlichen Netzbetrieb ökonomisch und technisch als sinnvoll erscheinen lassen. Je größer die Bereiche des Netzes, welche zum gegenseitigen Abtausch von Erdgasmenigen genutzt werden können, desto geringer sind die Gesamtkosten des Transportsystems. Auch die Speicherfunktion des Netzes spricht für einen koordinierten Betrieb. Die genannten Netzeffekte verstärken den natürlichen Monopolcharakter des Erdgasfernverkehrs.

---

Erdgasfernleitung auch zu steigenden Durchschnittskosten kommen kann; die hierzu betrachteten Volumenströme (28 Mrd. m<sup>3</sup>/a pro Strang) übersteigen jedoch den relevanten Nachfragebereich.

<sup>13</sup> Mittels der Weymouth-Gleichung kann für Erdgasferntransportleitungen abhängig von den Leitungsparametern die Maximalkapazität ermittelt werden. Diese beträgt für eine DN900/PN70 Leitung 6 Mrd. m<sup>3</sup>/a (66.000 GWh/a) und für eine DN 1400/PN80 Leitung 23 Mrd. m<sup>3</sup>/a (250.500 GWh/a).

### **2.2.3 Strategisches Verhalten**

Zusätzlich zu dem relativ einfach quantifizierbaren Kriterium der Kostensubadditivität treten in der Erdgaswirtschaft netztechnische und ökonomische Effekte auf, welche auf fehlenden wirksamen Wettbewerb hindeuten. Entsprechend der oben vorgenommenen Fallunterscheidung ist zu prüfen, ob wirksamer Wettbewerb im Erdgasferntransport herrschen kann, wenn aus historischen Gründen tatsächlich mehr als eine Transportgesellschaft existiert. Sowohl theoretische als auch empirische Erfahrungen sprechen dagegen: Aus theoretischer Sicht ist ein wirksamer Wettbewerb auch bei zwei Anbietern mit sich teilweise überschneidenden Netzen nicht gegeben, sondern kann durch strategische Preissetzung weitgehend ausgeschaltet werden. Absprachen implizierter beziehungsweise explizierter Art sind in diesem engen Markt relativ einfach durchzuführen. Potenzieller Wettbewerb durch Parallel- beziehungsweise Stichleitungsbau entsprechend dem Ansatz bestreitbarer Märkte ist unplausibel.

Aus empirischer Sicht ist zu beobachten, dass es in keinem Land zu wirksamen Leitungswettbewerb in der Erdgaswirtschaft gekommen ist. Dies gilt auch für die USA. Zwar herrscht dort auf einigen Relationen ein in Verhältnis zur optimalen Angebotsmenge hohes Nachfrageaufkommen und es gibt teilweise parallelen Leitungsbau, beispielsweise zwischen Texas/Louisiana und den Verbrauchszentren im Nordosten der USA beziehungsweise dem Raum Chicago. Dennoch wurde auch hier die kostenorientierte Einzelregulierung der Pipelinegesellschaften durch einen nationalen Regulierer (FERC) beibehalten. Dies ist Ausdruck der nach wie vor hohen Marktmacht der Erdgasferntransportgesellschaften. Dem Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt ist diese Regulierung jedoch förderlich, so dass die Endverbraucher vom gegenwärtigen Marktdesign in Form niedriger Preise profitieren.

## **2.3 Vergleich Erdgasferntransport – Telekommunikation**

Die derzeit für einige Bereiche der Telekommunikation diskutierte Entlassung aus der ex-ante Regulierung zur ex-post Missbrauchskontrolle trifft auf die Erdgaswirtschaft nicht zu. Im Folgenden werden die Unterschiede in der Marktdynamik zwischen diesen beiden Netzsektoren aufgezeigt.

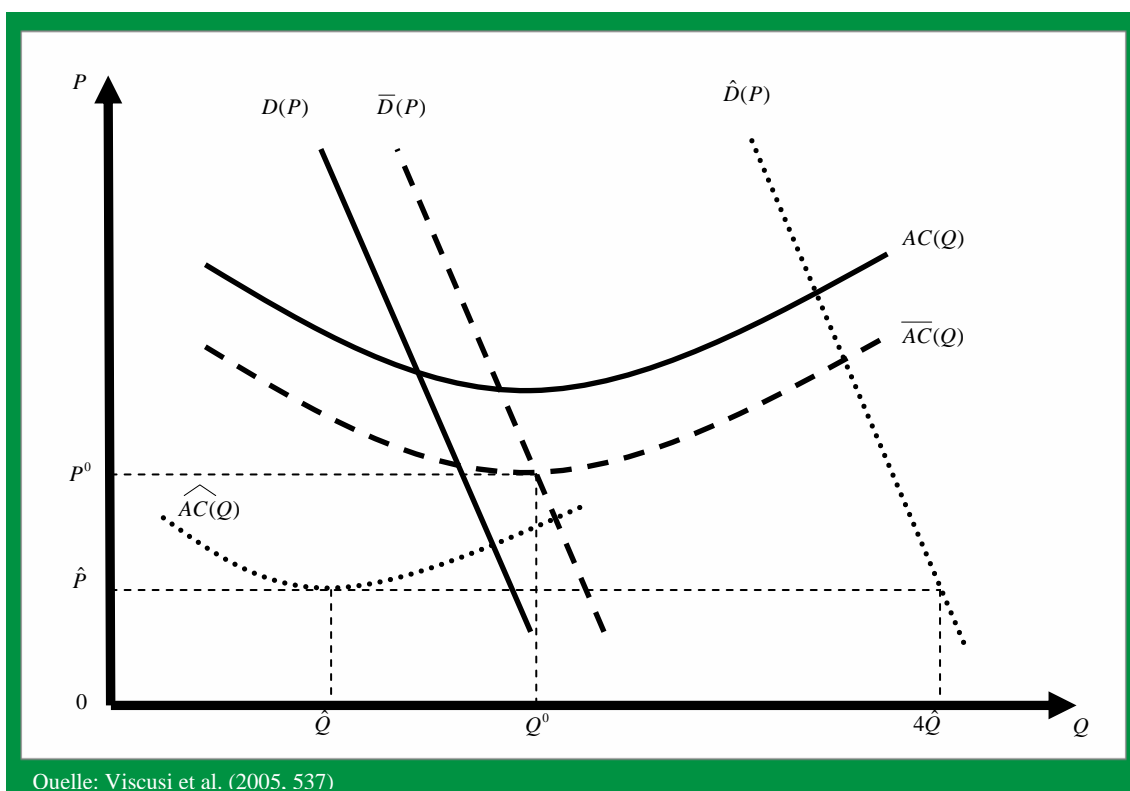
### **2.3.1 Theorie: Bedingungen des Übergangs von natürlichen Monopol zu Wettbewerbsmärkten**

Eine Industrie mit natürlichem Monopolcharakter kann zu einem wettbewerblichen Markt werden, wenn sich an den Angebots- und/oder Nachfragestrukturen erhebliche Veränderungen ergeben („Marktdynamik“). Abbildung 4 beschreibt diesen Vorgang schematisch: Die

schwarzen Kurven geben den Status Quo des natürlichen Monopols an, die gestrichelten Kurven den Wettbewerbsfall:<sup>14</sup>

- Kommt es zu einem erheblichen Nachfragewachstum, so kann sich das Marktgleichgewicht in den wettbewerblichen Bereich verschieben (in der Abbildung von  $D(P)$  nach  $\hat{D}(P)$ );
- Die Senkung der Fixkosten führt zu einer Verschiebung der Angebotskurve, so dass das Minimum der Durchschnittskosten sich in Richtung geringerer Mengen verschiebt (in der Abbildung von  $AC(Q)$  zu  $\hat{AC}(Q)$ ).

Abbildung 4: Transformation vom natürlichen Monopol zum nicht-regulierten Markt



### 2.3.2 Empirie: Dynamische Telekommunikationsmärkte, statische Erdgasferntransportmärkte

Die Entwicklungen in einigen Segmenten der Telekommunikation entsprechen dem dargestellten Übergang von einem (regulierten) natürlichen Monopol zu einem Wettbewerbsmarkt: So entwickelt sich der Intercity Telekommunikationsmarkt in den USA seit den 1960er Jahren von einem natürlichen Monopol zu einem wettbewerblichen Markt (vgl. Abbildung 4); Grund hierfür war technischer Fortschritt und Kostensenkungen auf der

<sup>14</sup> Die Darstellung folgt Viscusi et al. (2005, Kapitel 15). Die gestrichelten Linien geben den Fall für moderates Nachfragewachstum und/oder eine moderate Fixkostensenkung an. Auf Grund der subadditiven Kosten in  $Q^0$  bleibt die betrachtete Industrie ein natürliches Monopols.

Angebotsseite sowie ein drastisches Nachfragewachstum. Ähnliche Entwicklungen sind auch in anderen Bereichen der Telekommunikation im Gange beziehungsweise zu erwarten, beispielsweise Wettbewerb in städtischen Kommunikationsnetzen, eventuell sogar Wettbewerb im Bereich Teilnehmeranschlussleitung durch neue Technologien (Funknetze, Powerline, Kabel).

Im Gegensatz zum Telekommunikationssektor ist im Erdgasferntransport nicht mit einer dynamischen Veränderung der Industriestrukturen, und demnach auch nicht mit zunehmend wettbewerblichen Strukturen und dem Ende des natürlichen Monopols, zu rechnen. Im Erdgasferntransport sind weder auf der Angebots- noch auf der Nachfrageseite drastische Entwicklungen der Art zu erwarten, dass die Marktstruktur des natürlichen Monopols ernsthaft in Frage gestellt würde: Auf der Angebotsseite gibt es keine drastischen Veränderungen der Technologie beziehungsweise der Kostenstruktur. Das mäßige Nachfragewachstum der nächsten Jahre ist bei weitem unzureichend, um den Markt für Erdgasferntransport wettbewerblich zu gestalten. Ein Vergleich der Regulierungsentwicklungen zwischen der Telekommunikation und der Erdgaswirtschaft ist daher nicht weiterführend.

## **2.4 Zwischenfazit**

Der Bau und Betrieb von Erdgasferntransportnetzen ist aufgrund seiner Kostenstruktur und des Netzwerkcharakters ein Bereich, in dem kein wirksamer oder potenzieller Wettbewerb herrscht. Im Erdgasferntransport gibt es erhebliche Größenvorteile und die Investitionen in Pipelineinfrastruktur sowie zugehörige Anlagen (Mess- und Regelanlagen, Verdichterstationen, etc.) stellen versunkene Kosten dar. Synergien bei den Netzfunktionen verstärken den natürlichen Monopolcharakter, wie beispielsweise Röhrenspeicher, kostenoptimaler Dispatch sowie Netzausbau. Unsere Analyse wird von anderen Arbeiten bestätigt, die für den Erdgasferntransport im relevanten Bereich fallende Durchschnittskosten und somit ein natürliches Monopol identifizieren (z. B. Dahl, 2000). Selbst in der US-amerikanischen Erdgaswirtschaft mit hoher Nachfragedichte und freiem Leitungsbau wird der Erdgasferntransport nach wie vor reguliert. Eine Analogie mit dem Telekommunikationssektor, welcher in einigen Bereichen hin zu wettbewerblichen Märkten tendiert existiert für den Erdgasferntransport nicht.

## **3 Erdgasfernleitung in Deutschland**

In diesem Teil werden die Grundlagen aus dem vorigen Teil auf den Erdgasferntransport in Deutschland angewandt. Mit Inkrafttreten der EU Richtlinie 2003/55/EG sowie des neuen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aus 2005 wurden die ehemals zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehörigen Fernleitungsnetzbetreiber mit Wirkung zum 1. Januar 2006 rechtlich und operationell entflochten. Die Ferntransportgesellschaften unterliegen derzeit einer kostenbasierten Preisregulierung; ab 2008 soll ein langfristiges Konzept einer Anreizregulierung



umgesetzt werden, welches von der Bundesnetzagentur (2006) ausgearbeitet wurde. Für die Entgeltbestimmung für überregionale Fernleitungsnetze nach §3 GasNEV besteht die Möglichkeit, sich nach dem Ausnahmetatbestand entsprechend nach §3 Abs. 2 alternativ einer Entgeltbestimmung nach §19 GasNEV (Vergleichsverfahren) zu unterwerfen. Bedingung hierfür ist das Vorliegen von überwiegend wirksamem Wettbewerb. Im Folgenden wird nach einer Beschreibung des deutschen Ferntransportnetzes gezeigt, dass auch in Deutschland kein wirksamer Wettbewerb herrscht. Des Weiteren werden die in §3 Abs. 2 (1) GasNEV genannten Mindesttatbestände geprüft: i) die überwiegend mehrfache Erreichbarkeit der Ausspeisepunkte beziehungsweise die ii) die kaufmännisch sinnvolle Erreichbarkeit dieser Ausspeisepunkte.

### **3.1 Rahmenbedingungen**

#### **3.1.1 Das deutsche Ferntransportnetz**

Unter Fernleitung versteht man in Deutschland den Erdgasferntransport in Hochdruckleitungen zur Abgabe an Weiterverteiler oder nachgelagerte Erdgasversorgungsunternehmen. Die Verteilung umfasst den Erdgastransport über örtliche oder regionale Leitungsnetze. Demnach ist die vorrangige Bedeutung von Fernleitungen im Transport und nicht der unmittelbaren Ausspeisung von Erdgas an den Letztverbraucher zu sehen. Im Gegenzug kommt dem Verteilnetz nur eine nachrangige Bedeutung bei der Abgabe von Erdgas an andere Erdgasversorgungsunternehmen zu (§3 Abs.1 (2) GasNEV i. V. m. §3 Nr. 20 und 29b EnWG). Traditionell wurde in Deutschland eine Unterteilung der Transportgesellschaften in Ferntransport, Regionalverteiler und lokale Verteilnetze vorgenommen (z. B. Pfaffenberger und Scheele, 2005). Das EnWG verzichtet jedoch, genau wie die Richtlinie der EU, bewusst auf diese Klassifizierung und bezieht sich ausschließlich auf Erdgasfernleitungen und Erdgasverteilung. Diese Kategorien ergeben sich auch zwingend für die Strukturierung eines wettbewerblichen Großhandelsmarktes mit Entry-Exit System und virtuellem Handelsplatz.

In Nordwesteuropa (Nordwestdeutschland, Niederlande, Nordfrankreich) werden zwei unterschiedliche Erdgasqualitäten gehandelt: Neben dem international geläufigen „H-Gas“ wird dort auch das aus den Niederlanden stammende „L-Gas“ gehandelt und transportiert.<sup>15</sup> Inzwischen stellen sich viele frühere Verbraucher von L-Gas auf höherwertiges H-Gas um. Dies ist zwar mit einmaligen Umstellungskosten verbunden, dürfte jedoch längerfristig aufgrund besserer Bezugsbedingungen kompensiert werden. Zwar werden in nächster Zeit weiterhin getrennte Transportwege für beide Qualitäten verwendet werden; allerdings ist mittelfristig mit dem Rückgang dieser Dichotomie zu rechnen.

---

<sup>15</sup> „H-Gas“ steht für „high-calorific“. Es verfügt über einen Methananteil zwischen 87-99 Volumenprozent, der Heizwert liegt im Bereich zwischen 10 und 11 kWh/m<sup>3</sup>, der Brennwert bei 14 kWh/m<sup>3</sup>. Es wird beispielsweise in Norwegen, Russland oder Algerien gefördert. „L-Gas“ steht für „low calorific“ mit einem Methananteil zwischen 80-87 Volumenprozent, der Heizwert liegt im Bereich zwischen 8,2 und 8,9 kWh/m<sup>3</sup>, der Brennwert bei etwa 10 kWh/m<sup>3</sup>.

### 3.1.2 Marktstruktur

Das Erdgasferntransportsystem im früheren geteilten Deutschland ist in beiden Teilen als ein Netz für einen weitgehend integrierten Anbieter entwickelt worden (Ruhrgas in der Bundesrepublik Deutschland, Gaskombinat Schwarze Pumpe – VEB Verbundnetz Gas in der DDR (heute VNG)). In der alten Bundesrepublik gab es darüber hinaus regional beschränkt Randanbieter (z. B. BEB in Nordwestdeutschland). Die marktbeherrschende Stellung der Altanbieter in ihrem jeweiligen Heimatgebiet ist auch durch den Eintritt eines neuen Transportunternehmens in den 1990er Jahren (Wingas) beziehungsweise das regionale Wachstum lokaler Anbieter nicht wesentlich verändert worden.<sup>16</sup> So stellt das Bundeskartellamt (2002) für Deutschland nicht nur eine marktbeherrschende, sondern eine *überragende* Marktstellung der Ruhrgas fest; in den neuen Bundesländern gilt dies analog für die Verbundnetz Gas AG (VNG). Insbesondere in den, für den Fernleitungstransport besonders relevanten Strukturklassen mit Rohnennendurchmessern oberhalb von 500 mm, ist die Dominanz der traditionellen Anbieter erhalten geblieben (vgl. Tabelle 1).

Abbildung 5 zeigt die Struktur des Fernleitungsnetzes auf. Das Netz ist charakterisiert durch große, mehrsträngige Transit- beziehungsweise Importmagistralen, größere Verbindungen von potenziell größeren Handelspunkten und Verbrauchsregionen (z. B. in Richtung Ruhrgebiet) sowie kleinere Verbindungen mit lediglich regionaler Bedeutung. Das gesamte deutsche Hochdruckfernleitungsnetz weist heute eine Gesamtlänge von 37.883 km auf. Für den im ökonomischen Sinn relevanten Ferngastransport sind dabei vor allem die Leitungen der Strukturklassen A bis C (das heißt oberhalb von 500 mm Durchmesser) von Bedeutung. Tabelle 1 bietet einen Überblick der Charakteristika des Hochdruckfernleitungssystems gegliedert nach gesamter Gasabgabe und Netzlängen der verschiedenen Strukturklassen (nach Leitungsdurchmesser) gemäß §27 Abs. 2 GasNEV.

---

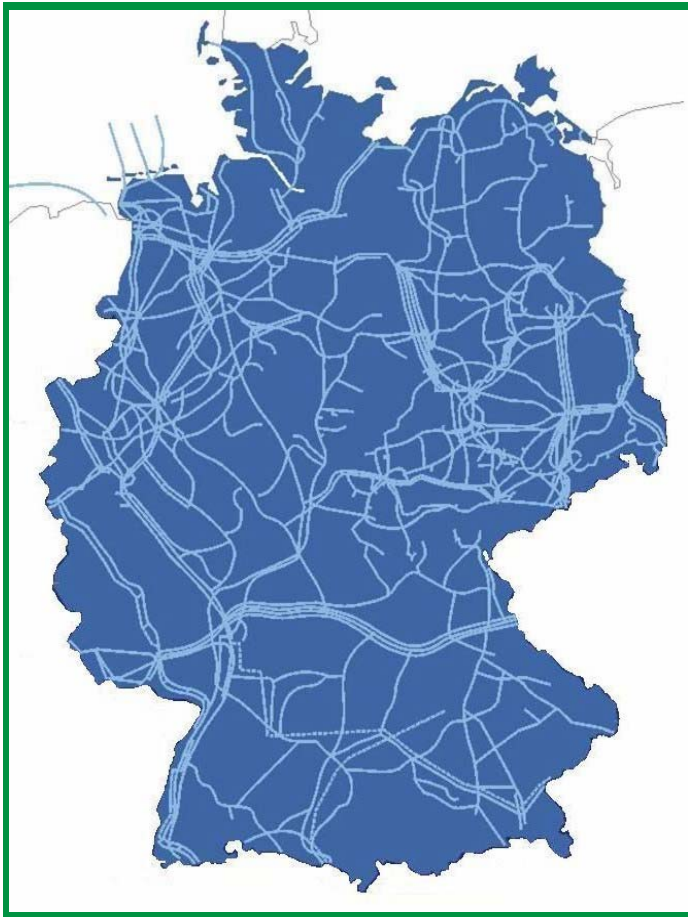
<sup>16</sup> Das Beispiel des Markteintritts von Wingas weist auch darauf hin, dass unzureichend strukturierter Netzzugang in einem bestehenden System zu Investitionen führt, die gesamtwirtschaftlich suboptimal gewesen sein können.

**Tabelle 1: Kennzahlen Ferngasgesellschaften Deutschland (2005)**

Name	Gasabgabe (Mrd. kWh)	Hochdruckfernleitungsnetz (km)							
		Gesamt	A ( $X > 1000$ )	B ( $700 \leq X < 1000$ )	C ( $500 \leq X < 700$ )	D ( $350 \leq X < 500$ )	E ( $225 \leq X < 350$ )	F ( $110 \leq X < 225$ )	G ( $X < 110$ )
Bayerngas	68	1.324	-	321	353	372	153	101	24
BEB	241	3.133	424	655	750	529	439	280	55
E.ON Gastransport	646	11.273	2.851	3.336	2.153	912	1.324	589	108
Erdgas Münster Transport	38	833	-	-	154	222	102	334	22
EWE Netz	41	4.008	-	-	29	858	337	1.900	884
GVS Transport	17	1.089	-	-	50	694	191	114	41
Ontras	164	6.862	117	1721	3281	802	651	207	84
RWE Transportnetz Gas	184	6.793	149	480	808	821	1.478	2.500	557
Wingas Transport	214	2.063	601	1200	7	126	37	92	-

Quelle: Unternehmensangaben (Strukturdaten gemäß § 27 (2) GasNEV)

**Abbildung 5: Struktur des Fernleitungsnetzes in Deutschland**



## 3.2 Fehlender wirksamer Wettbewerb

In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, ob die oben abgeleitete Vermutung von fehlendem wirksamem Wettbewerb im Erdgasferntransport aus bestimmten Gründen in Deutschland nicht zutreffen sollte. Dies wird jedoch sowohl für den Aspekt natürliches Monopol als auch „strategisches Verhalten“ abgelehnt.

### 3.2.1 Natürliches Monopol

Im Folgenden wird geprüft, ob die im Grundlagenteil aufgestellte Ausgangsvermutung des natürlichen Monopols im Erdgasferntransport auch für das deutsche Netz gilt. Hierfür wird zum einen der Bereich der relevanten Nachfrage ermittelt und mit dem Bereich fallender Durchschnittskosten verglichen; zum anderen erfolgt eine Einzelbeobachtung von Gebieten, auf denen unter Umständen lokal Wettbewerb zwischen Ferntransportgesellschaften herrschen könnte.

Im relevanten Bereich der Nachfrage in Deutschland liegen fallende Durchschnittskosten vor. Ausgehend von benötigten Verdichterstationen im Abstand von 100 bis 400 km im Ferntransport (und steigendem Dichtegrad von Stationen aufgrund des sinkenden Transportvolumens) und einer maximalen direkten geographischen Ausdehnung Deutschlands von 793 km Nord-Süd (Flensburg – Konstanz) und 625 km Ost-West (Görlitz – Aachen) beträgt die maximal anzunehmende benötigte Anzahl 10-15 für Nord-Süd und 8-12 für Ost-West Pipelines.<sup>17</sup> Sinkende Durchschnittskosten werden von Recknagel (1990, 167) bis ca. 3,2 Mio. m<sup>3</sup>/h angenommen. Dieser Wert entspricht etwa einer Größenordnung von 28 Mrd. m<sup>3</sup> (oder 308 GWh) pro Jahr. Innerdeutsche beziehungsweise nationale Ferngastransportleitungen haben jedoch typischerweise Kapazitäten von 0,1 bis maximal 13 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr. Dies liegt auch weit unterhalb der optimalen Betriebsgröße einer Pipeline. Somit ist nicht damit zu rechnen, dass es auf bestimmten Relationen zwischen Erzeugungs- beziehungsweise Importpunkten und größeren Nachfragezentren zu wirksamem Wettbewerb kommt.

An einigen Stellen im deutschen Fernleitungsnetz ist es – vor allem durch historisch gewachsene Strukturen zu Zeiten der Gebietsmonopole – zu einer gewissen Parallelität von Leitungen gekommen. Dies ist beispielsweise in Nordwestdeutschland der Fall (Leitungen der E.ON Gastransport bzw. der WINGAS), des Weiteren auch in der Ost-West Verbindung im Gebiet Thüringen-Hessen. Jedoch ist diese partielle Parallelität nicht mit wirksamen Pipe-to-Pipe Wettbewerb gleichzusetzen: Zum einen beschränkt sie sich auf Teilstücke von Relationen, ohne dass zwischen den relevanten Knotenpunkten tatsächlicher Leitungswettbewerb herrscht; zum anderen handelt es sich um regional beschränkte „Inseln“, die den Nachfragern keine netzweite Auswahlmöglichkeit (insbesondere an Einspeisepunkten) bieten, welche zu wirksamem Wettbewerb führen könnte. Hierzu ist eine gesamtheitliche

---

<sup>17</sup> Recknagel (1990) zeigt fallende Durchschnittskosten bis etwa 35 Verdichterstationen.

Substituierbarkeit des Produktes Transport notwendig, welche eine Duplizierung vom Ein- bis Ausspeisepunkt voraussetzt.<sup>18</sup>

### **3.2.2 Strategisches Verhalten**

Selbst in den wenigen Teilbereichen, in denen die Möglichkeit der Wahl zwischen zwei Netzbetreibern besteht, ist nicht von wirksamem Wettbewerb auszugehen. Vielmehr würde sich in den meisten Fällen ein Duopol bilden, mit impliziter oder expliziter Preisabsprache beziehungsweise Duldung, womit auch erhebliche Wohlfahrtsverluste einhergehen. Des Weiteren herrscht auch durch die marktbeherrschende Stellung eines Importeurs beziehungsweise Erdgasförderers auf der vorgelagerten Stufe die Möglichkeit, innerhalb einer verbundenen Wertschöpfungskette Wettbewerber bzgl. des Netzzugangs zu benachteiligen.

Einige Ferntransportleitungen werden von mehreren Eigentümern gemeinschaftlich betrieben (sog. „Bruchstückseigentum“), woraus sich die Vermutung eines „Pipe-in-Pipe“-Wettbewerb ableiten lässt (Knieps, 2002). Die enge vertragliche Beziehungen der Unternehmen ermöglichte jedoch lediglich die gemeinsame Finanzierung der Infrastruktur, allerdings nicht eines Wettbewerbes bei der Vermarktung dieser (Hammerstein, 2004). Für diese Art von Kooperation von Fernleitungsunternehmen ist davon auszugehen, dass es sich um eine bewährte stabile wettbewerbsbeschränkende Konstellation handelt. Das wettbewerbslose Duopol (BKartA 2006) hat die notwendigen Investitionen gemeinsam getätigt und realisiert ex post Gewinne, die aus einem Parallelverhalten ableitbar sind. Es ist demnach auch nicht zu erwarten, dass die im Pipe-to-pipe-Wettbewerb stehenden Unternehmen in gegenseitigen Wettbewerb zu Lasten ihrer gemeinsamen Investition treten werden. Somit ist auch in diesem Fall ist daher nicht mit wirksamem Wettbewerb zu rechnen.

Darüber hinaus spricht auch die derzeitige Marktstruktur dagegen, dass es im deutschen Erdgasferntransport wirksamen Wettbewerb gibt: So wurden die Marktgebiete bis auf wenige Ausnahmen (z.B. die Marktgebiete H-Gas und L-Gas Norddeutschland) im Hinblick auf die Eigentumsstrukturen der Eigentümer festgelegt (vgl. unten), anstatt eine marktfördernde Struktur zu gestalten. Dadurch wurde das Wettbewerbspotenzial des bestehenden Netzes beschnitten und bzgl. Preisbildung und Transparenz genau das Gegenteil dessen erzeugt, was „wirksamer Wettbewerb“ an Marktergebnissen produziert hätte.

Im Ergebnis besteht im deutschen Erdgasfernleitungsnetz kein relevanter wirksamer Wettbewerb und es ist nicht damit zu rechnen, dass sich ein solcher in Zukunft ergibt.<sup>19</sup>

### **3.3 Weitere Prüfung der Mindesttatbestände des §3 Abs. 2 (1) GasNEV**

Zwar ergibt die technisch-ökonomische Analyse, dass im deutschen Erdgasferntransport überwiegend *kein* wirksamer Wettbewerb herrscht. Dennoch werden im Folgenden die beiden

---

<sup>18</sup> Vgl. hierzu auch Däuper und Scharer (2007).

Mindesttatbestände geprüft, die im §3 Abs. 2 (1) GasNEV für das Vorliegen von wirksamem Wettbewerb genannt werden, das heißt „die überwiegende Zahl der Ausspeisepunkte dieses Netzes in Gebieten liegt, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können.“

### **3.3.1 Derzeitige Marktgebietsstruktur**

Gegenwärtig ist das deutsche Fernleitungsnetz in 16 Marktgebiete aufgeteilt, auf welche die Bedingung des §3 Abs 2 (1) GasNEV geprüft werden muss. Teil 2 der Kooperationsvereinbarung (§4) definiert die gebildeten Marktgebiete „entsprechend der technischen Möglichkeiten und wirtschaftlichen Zumutbarkeit“<sup>20</sup> sowie die jeweiligen marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber. Ein Marktgebiet definiert sich über die Verbindung von (Teil-)Netzen, in welchen der Transport zwischen Ein- und Ausspeisepunkten flexibel genutzt werden kann.

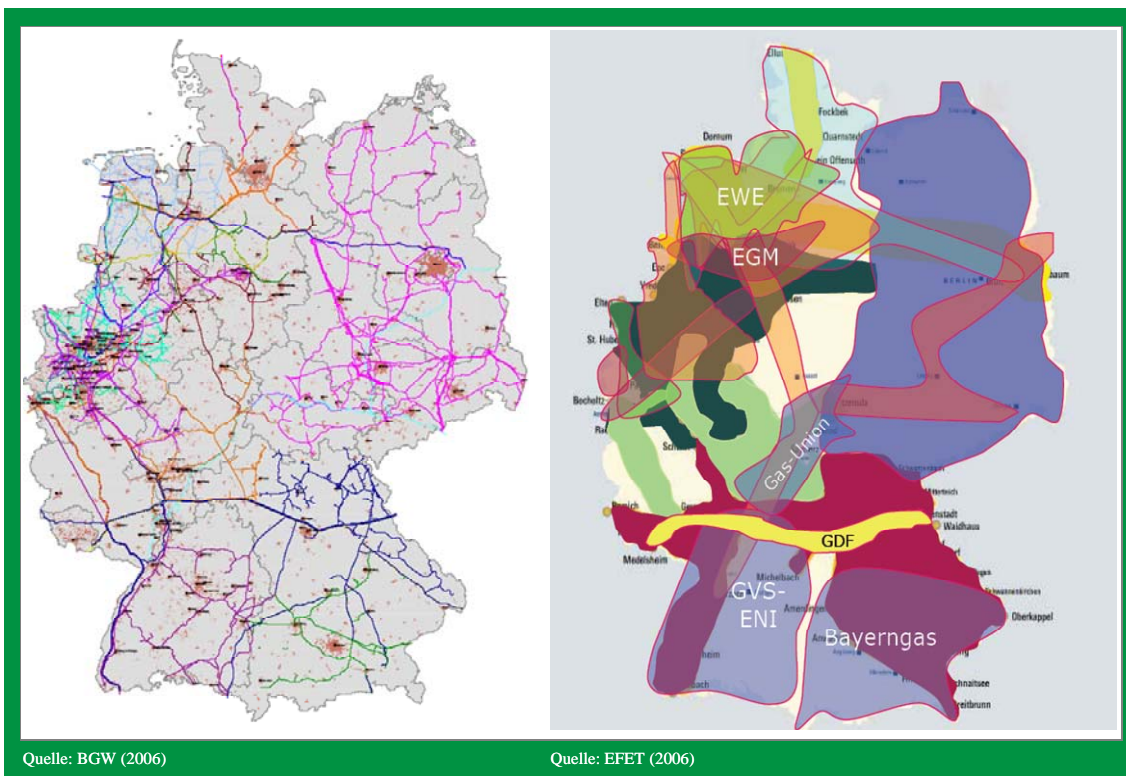
Abbildung 6 zeigt den aktuellen Stand der marktgebietsaufspannenden Netze; in der Abbildung werden unterschiedliche Netze farblich voneinander abgehoben. Die Abbildung legt die Komplexität und Intransparenz des gegenwärtigen Systems offen. Die so gebildeten Marktgebiete entsprechen der gegenwärtigen Eigentumsstruktur. Jedoch läuft die Struktur dem Ziel, Schaffung höherer Markttransparenz und Wettbewerb, zuwider. So überschneiden sich mehrere Marktgebiete de facto; des Weiteren werden sogar einzelne Leitungen zu „Marktgebieten“ erklärt (Beispiele sind GdF-Transversale, WINGAS I, II, III). Die Zersplitterung des Marktes in 16 Gebiete sowie die Abgrenzung der Marktgebiete entlang von Eigentums Grenzen der Netzgesellschaften stehen der Herausbildung von wirksamem Wettbewerb entgegen.

---

<sup>19</sup> In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass der Energieträger Erdgas mit anderen Energieträgern wie z.B. Öl im Substitutionswettbewerb steht. Dies hängt jedoch nicht mit der Frage des natürlichen Monopols im Erdgasferntransport zusammen.

<sup>20</sup> BGW/VKU-Praxisinformation „Bildung von Marktgebieten durch Netzbetreiber“, 3. Juli 2006.

Abbildung 6: Marktgebiete des deutschen Erdgasfernleitungsnetzes



### 3.3.2 Zuordnung der Ausspeisepunkte<sup>21</sup>

#### 3.3.2.1 Erreichbarkeit der Ausspeisepunkte nach Marktgebieten

In diesem Abschnitt wird das Kriterium der „mehrfachen Erreichbarkeit“ der Ausspeisepunkte in jedem Marktgebiet geprüft. Beginnend von einem Einspeisepunkt erstreckt sich ein Marktgebiet bis zum netzhydraulisch erreichbaren Ausspeisepunkt beim Letztverbraucher. Darauf aufbauend erfolgt die Zuordnung der Ausspeisepunkte durch den Transportkunden auf das entsprechende Marktgebiet. Wenn ein Ausspeisenetz mit Endverbrauchern direkt oder indirekt an mehrere marktgebietsaufspannende Netze hydraulisch angeschlossen beziehungsweise erreichbar ist, handelt es sich um eine Marktgebietsüberlappung. Die expliziten Kriterien der Zuordnung eines Kunden ergibt sich aus §5 der Änderungsfassung der Kooperationsvereinbarung vom 25. April 2007 in Verbindung mit dem „BGW/VKU-Leitfaden zur Initialen Kunden- bzw. Ausspeisestellenzuordnung“.

Der BGW veröffentlicht gemäß §7 Nr. 1 KoV den Erhebungsstand der Zuordnung der Ausspeisepunkte auf seiner Webseite und aktualisiert diese regelmäßig. Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse der Ersterhebung vom 24. August 2006 sowie den letzten verfügbaren Stand vom 7. Mai 2007. Die Zeile „Singular“ bezieht sich auf eine einfache (potenzielle) netzhydraulische Marktgebietszuordnung eines Ausspeisepunktes; „Mehrfach“ steht für eine mehrfache

<sup>21</sup> Die Darstellung entspricht dem Zeitpunkt des Abschluss des Gutachtens (Anfang März 2007); seit diesem Datum können sich Veränderungen der Struktur ergeben haben.

netzhydraulische Marktgebietszuordnung. Bezüglich einiger Ausspeisepunkte steht die Zuordnung noch aus (mit (..)) markiert).

Die Auszählung der veröffentlichten Daten ergibt, dass im Januar 2007 lediglich in den Marktgebieten der E.ON Gastransport H-Gas Süd, GdF und Wingas I, II und III die Mehrzahl der Ausspeisepunkte mehrfach nutzbar waren. Ob dies dem in der GasNEV geförderten Kriterium „überwiegend“ entspricht, kann in diesem Zusammenhang nicht geklärt werden. Jedoch ist mindestens im Gebiet E.ON Gastransport H-Gas Süd aufgrund des knappen Ergebnisses davon auszugehen, dass wirksamer Wettbewerb ein größeres Verhältnis von mehrfach nutzbaren Ausspeisepunkten erfordert.

**Tabelle 2: Struktur der Ausspeisepunkte nach Marktgebieten**

24. August 2006	Südbayern	H-Gas Norddeutschland	L-Gas Norddeutschland	E.ON GT H-Gas Nord	E.ON GT H-Gas Mitte	E.ON GT H-Gas Süd	E.ON GT L-Gas	EGMT	Verbundnetz EWE	GdF Deutschland Transport	GVS-Eni D	Ontras	RWE I (H-Gas Nord)	RWE II (L-Gas West)	RWE III (H-Gas Süd)	Wingas Transport I	Wingas Transport II	Wingas Transport III
Singulär	33	54	51	8	67	87	118	29	8	0	114	128	42	17	11	1	6	20
Mehrfach	2	23	21	2	3	71	32	29	0	44	2	8	15	6	2	21	17	38
..	10	0	0	0	0	0	1	0	0	10	0	0	0	1	0	0	0	0
7. Mai 2007	Südbayern	H-Gas Norddeutschland	L-Gas Norddeutschland	E.ON GT H-Gas	E.ON GT L-Gas	EGMT	Verbundnetz EWE	GdF Deutschland Transport	GVS-Eni	Ontras	RWE H-Gas	RWE H-Gas	Wingas Transport I	Wingas Transport II	Wingas Transport III			
Singulär	33	53	52	146	116	28	8	4	113	132	54	16	1	9	22			
Mehrfach	1	24	20	110	32	30	0	39	2	17	18	5	23	15	53			
..	11	0	0	0	1	0	0	11	0	0	0	1	0	0	0			

Quelle: Eigene Auszählung basierend auf BGW (2006, 2007)

### 3.3.2.2 Erreichbarkeit der Ausspeisepunkte nach Transportnetzbetreibern

Die Ausnahmeregelung des §3 GasNEV bezieht sich auf Erdgasferntransportunternehmen, welche einer anderen Regulierung unterworfen werden sollen. Daher werden im Folgenden die erzielten Ergebnisse auf die Transportnetzbetreiber angewandt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass einzelne Marktgebiete von mehreren Unternehmen betrieben werden können. So wird zum Beispiel das Marktgebiet H-Gas Norddeutschland durch die BEB Transport, Dangas, Statoil und



Hydro betrieben, wohingegen ExxonMobil Gastransport Deutschland (EMGTG) und die BEB Transport gemeinsam das L-Gas Norddeutschland bewirtschaften.

Tabelle 3 zeigt die Struktur der Ausspeisepunkte nach Transportunternehmen.<sup>22</sup> Dies entspricht bei eigenständigen Netzbetreibern mit lediglich einem Marktgebiet dem obigen Ergebnis, bei den anderen Transportunternehmen wurden Ausspeisepunkte zusammengefügt. Die Auszählung ergibt, dass weiterhin fünf Transportunternehmen die Mehrzahl der Ausspeisepunkte mehrfach nutzbar ist: Dabei handelt es sich um die Dangas, Erdgas Münster, ExxonMobil Gastransport Deutschland (EMGTG), Hydro sowie Statoil. Jedoch ist zweifelhaft, ob (bis auf Ausnahme von ExxonMobil Gastransport) von einer „überwiegend“ mehrfachen Nutzbarkeit gesprochen werden kann.

**Tabelle 3: Struktur der Ausspeisepunkte nach Transportunternehmen**

	Singulär	Mehrfach	..
Bayerngas	33	1	11
BEB Transport GmbH	137	32	-
Dangas GmbH	0	3	-
E.ON Gastransport	265	126	1
Eni Gas & Power	-	-	k.A.
Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG <sup>23</sup>	28	30	-
ExxonMobil Gas Transport Germany	0	34	-
Gaz de France Deutschland Transport GmbH	26	0	10
Hydro Energie Deutschland	0	1	-
Ontras-VNG Gastransport Deutschland GmbH	132	17	-
RWE Transportnetz Gas GmbH	70	23	1
Statoil Deutschland	0	1	-

### 3.3.3 Potenzielle kaufmännisch sinnvolle Erreichbarkeit?

Paragraph 3 Abs. 2 GasNEV zufolge hängt der Ausnahmetatbestand auch davon ab, ob die Erreichbarkeit der Netze durch Dritte unter „kaufmännisch vertretbaren Bedingungen“ erfolgen kann. Die Prüfung des Kriteriums „kaufmännische Vertretbarkeit“ erfordert eine Einzelfalluntersuchung, welche eine Vielzahl von Parametern beinhaltet, unter anderem die unternehmensspezifische Kapitalkostenstruktur, Risikoeinstellung, Unternehmensstruktur

<sup>22</sup> Bei der Betrachtung wurde die Differenzierung nach H- bzw. L-Gas aufgehoben. Bei einigen Unternehmen (GdF, GVS-Eni) ist aufgrund von Bruchteilseigentum und fehlender Transparenz keine genaue Zuordnung der Ausspeisepunkte möglich. Die Angaben der Unternehmen aus dem Marktgebiet Norddeutschland sind nicht konsistent mit den Veröffentlichungen des BGW.

<sup>23</sup> Laut Unternehmensangaben mit Unternehmensdatenbasis vom 31.12.2005 besitzt die EGMT 112 Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz.

(integrierter Konzern bzw. Einzelproduktunternehmen) sowie die technische Auslegung der Erreichbarkeit. Im Folgenden wird daher allgemein gezeigt, dass „kaufmännisch sinnvolle Erreichbarkeit“ nicht gegeben ist und damit nicht zu wirksamem Wettbewerb beiträgt.

Aufgrund des Netzwerkcharakters im Erdgasferntransport sowie der Kostenstruktur verfügt ein Anbieter mit einer etablierten Netzstruktur über einen strategischen Vorteil gegenüber einem markteintretenden Unternehmen beziehungsweise einem Unternehmen mit einem wenig entwickelten Teilregionalnetz. Denn das alteingesessene Unternehmen kann sowohl den Kapazitätsausbau auf vorhandenen Strecken, als auch den Anschluss neuer Kunden, kostengünstiger vornehmen, als ein neueintretendes Unternehmen.

Ein weiterer Kostenvorteil entsteht dem alteingesessenen Unternehmen in Form von – ceteris paribus – niedrigeren Kapitalkosten durch ein geringeres Risiko der Investition. Je höher der Anteil der versunkenen Kosten des markteintretenden Unternehmens, desto höher sind die Kapitalkosten (Viscusi et al., 2005, 173). Da der Bau von Fern- beziehungsweise Stickleitungen mit hohen versunkenen Kosten verbunden ist, hat das eintretende Unternehmen einen strategischen Nachteil bezüglich der Kapitalkosten und somit seiner Wettbewerbsfähigkeit.

Bei der Prüfung der „kaufmännisch sinnvollen Erreichbarkeit“ sind zwei Fälle zu unterscheiden:

- Im Fall eines vertikal integrierten unregulierten Anbieters (Transportnetz und Handel) kann das Unternehmen durch eine Strategie des „limit pricing“ den Markteintritt eines wettbewerblichen Netzanbieters durch intern festgelegte Transferbepreisung verhindern. Sobald ein Wettbewerber, der zwar über Erdgas verfügt, aber noch die Investition in den Parallel- bzw. Stickleitungsbau zu tätigen hat, einem Erdgaskunden ein Verkaufsangebot macht, kann das alteingesessene Unternehmen dieses unterbieten: i) bei bestehenden freien Transportkapazitäten kann die zusätzlich nachgefragte Menge zu Grenzkosten geliefert werden; ii) selbst im Fall ausgelasteter Transportkapazitäten beziehungsweise Stickleitungsbau hat das alteingesessene Unternehmen wie dargestellt einen Kostenvorteil. Kaufmännisch sinnvoller Markteintritt ist nicht zu erwarten;
- im gegenwärtigen Status quo des „Legal Unbundling“ ist eine Prüfung der „kaufmännischen Sinnhaftigkeit“ überhaupt nicht möglich: Das regulierte, rechtlich getrennte Transportunternehmen unterliegt genauso einer Entgeltregulierung wie das potenziell markteintretende Unternehmen. So kann zwar die strategische Preissetzung ausgeschlossen werden, aber aufgrund des Kostenvorteils des Altanbieters ist Markteintritt auch in diesem Fall nicht sinnvoll. Transportwettbewerb ist daher in diesem Fall ebenso nicht zu erwarten.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass „kaufmännisch sinnvolle Erreichbarkeit“ im Erdgasferntransport aufgrund der vorherrschenden Kostenstrukturen aus strategischen Gründen nicht erzielbar ist. Die darüber hinaus durchgeführte Prüfung der in §3 Abs. 2 (1) genannten Mindestanforderungen verläuft ebenfalls negativ: Bei lediglich einem Erdgasfern-

transportunternehmen ist eine Mehrzahl der Ausspeisepunkte in überwiegendem Maße mehrfach nutzbar; ob im anderen Fall die geforderte „überwiegende“ Mehrheit erfüllt ist, ist in mindestens einem Fall fraglich. Eine „kaufmännisch sinnvolle“ Erreichbarkeit der Ausspeisepunkte durch Parallel- oder Stichleitungsbau ist nicht festzustellen.

### **3.4 Zwischenfazit**

In diesem Teil wurde gezeigt, dass es im deutschen Erdgasferntransport keinen wirksamen Wettbewerb gibt. Dies hängt mit der Kostenstruktur, den netzwerksspezifischen Betriebseigenschaften sowie den Möglichkeiten strategischen Verhaltens zusammen.

## **4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen**

In diesem Gutachten wurde der Fragestellung nachgegangen, ob im Erdgasferntransport im Allgemeinen und in Deutschland im Speziellen, wirksamer Wettbewerb herrscht beziehungsweise sich entwickeln könnte. Eine technische und ökonomische Betrachtung unter Berücksichtigung strategischen Unternehmensverhaltens ergibt, dass wirksamer Wettbewerb im Erdgasferntransport nicht zu erwarten ist. Dagegen sprechen sowohl die Kostenstruktur, welche den Sektor als natürliches Monopol ausweist, als auch der Netzcharakter des Transports sowie die Möglichkeiten alteingesessener Unternehmen, potenzielle Wettbewerber vom Markteintritt abzuhalten. Im Gegensatz zur Entwicklung in einigen Telekommunikationsmärkten, wo aus einem natürlichen Monopol wettbewerbliche Strukturen entstanden, ist im Erdgasferntransport auch mittelfristig nicht mit einer Änderung der Marktstruktur zu rechnen.

Auch im deutschen Markt ist kein wirksamer Leitungswettbewerb zu beobachten. Dies lässt sich sowohl an der Struktur des Leitungsnetzes, als auch am strategischen Verhalten der Leitungsunternehmen ablesen. Die Tatsache, dass es in wenigen Teilen des Landes mehrere Ferntransportgesellschaften tätig sind, ist ebenso wenig Ausdruck von wirksamem Wettbewerb wie das gemeinsame Bruchstückeseigentum an einigen Leitungen. Die darüber hinaus durchgeführte Prüfung der Mindesttatbestände des §3 Abs. 2 (1) GasNEV fällt ebenfalls negativ aus: Die meisten der Marktgebiete der Ferntransportgesellschaften verfügen nicht über überwiegend mehrfach nutzbare Ausspeisepunkte; eine „kaufmännisch sinnvolle Erreichbarkeit“ durch neuen Leitungsbau ist nicht gegeben.

Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass in Deutschland Erdgasfernleitungsunternehmen nicht „zu einem überwiegenden Teil wirksamem oder potenziellem Leitungswettbewerb ausgesetzt“ sind. Somit sollten diese Unternehmen nicht abweichend von der vorgesehenen Regulierung ihre Preise auf der Basis eines Vergleichsmarktkonzepts vornehmen.

Das Ziel des Energiewirtschaftsgesetzes von 2005, die Schaffung von Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft und die damit zu erwartenden Preissenkungen sollte durch andere Reformmaßnahmen verfolgt werden, unter anderem folgende:

- Konsequente Umsetzung der Anreizregulierung auch in der Erdgaswirtschaft. Hierzu liegt mit dem EnWG von 2005 ein konkreter Auftrag vor und seit Juli 2006 liegt ein Entwurf durch die Bundesnetzagentur vor. Eine weitere Verzögerung der Umsetzung der Anreizregulierung hätte negative Auswirkungen auf Energieverbraucher und die Gesamtwirtschaft.
- Rasche Strukturreform des deutschen Ferngastransports in Richtung eines funktionsfähigen deutschlandweiten Großhandelsmarktes nach englischem Beispiel. Dies beinhaltet eine Reduktion der Marktgebiete von derzeit 16 auf je eines für L- und H-Gas, die Umsetzung eines echten Entry-Exit-Systems sowie die Schaffung eines funktionsfähigen „virtuellen“ Handelsplatzes.
- Zusammenlegung der Teilnetze des Ferntransports in eine Netzgesellschaft und Einsetzung eines unabhängigen Systembetreibers für das gesamte deutsche Ferntransportnetz.
- Öffnung des Speicherwesens für Wettbewerb im Rahmen der vertikalen Trennung zwischen Handels- und Infrastrukturunternehmen. Dazu gehört auch die Versteigerung bestehender Speicherkapazitäten. Die Bedingungen zum Bau neuer, kommerziell ausgerichteter Speicheranlagen sollte vereinfacht werden.

## 5 Referenzen

- Austvik, Ole Gunnar (2000): *Economics of Natural Gas Transportation*. Research Report 53, Lillehammer College.
- Baumol, William J., John C. Panzar, und Robert D. Willig (1982): *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. San Diego, Harcourt Brace Jovanovich.
- BGW (mehrere Ausgaben): Vorläufige Erhebungsergebnisse zur Bildung von Marktgebieten. BGW/VKU-Praxisinformation.
- Borrmann, Jörg und Jörg Finsinger (1999): *Markt und Regulierung*. München, Vahlen.
- Bundeskartellamt (2002): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren E.ON. Bonn, Entscheidung der 8. Beschlussabteilung, 26. Februar 2002.
- Bundeskartellamt (2006): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren Axel Springer AG / ProSiebenSat.1 Media AG. Bonn, Entscheidung der 6. Beschlussabteilung, 19. Januar 2006.
- Bundesnetzagentur (2006): Entwurf des Berichts der Bundesnetzagentur nach §112 EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG. Bonn (02. Mai).
- Cerbe, Günter (1999): *Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*. 5. Aufl., München, Carl Hanser Verlag.

- Dahl, Hans Jorgen (2000): *A Natural Gas Market in Transition: Is a new Tariff Regime in Norwegian Dry Gas Transportation Needed?* Paper presented at 23<sup>rd</sup> IAEE Annual Conference, Sydney, Australia.
- Dahl, Hans Jorgen (2001): *Norwegian Natural Gas Transportation Systems – Operations in a Liberalized European Gas Market*. Dissertation submitted to Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- Dahl, Hans Jorgen, und Petter Osmundsen (2002): *Cost Structure in Natural Gas Distribution*. Conference Proceedings, Annual Conference for International Association for Energy Economics, Aberdeen, June 26th-28th.
- Däuper, Olaf (2004): Mehr Wettbewerb im Gasnetz? Eine Bestandsaufnahme zur Ausgestaltung des Regulierung Gasnetzzugangs. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol. 54, No. 3, S. 204-208.
- Däuper, Olaf, und Jörg Scharrer (2007): Leitungswettbewerb in der Gaswirtschaft – der Regelungsinhalt des §3 Abs. 2 GasNEV und sein europarechtlicher Kontext. *Zeitschrift für Neues Energierecht*, Vol. 11 , No.1, S. 18-24.
- Eberhard, Rolf, und Rolf Hüning (1990): *Handbuch der Gasversorgungstechnik*. 2. Auflage, München, Oldenbourg Verlag.
- Europäische Kommission (2005): Vierter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, Brüssel, KOM(2004) 863.
- Hammerstein, Christian von (2004): Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen. Berlin, Deutscher Bundestag, Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit, 15. Wahlperiode, Ausschussdrucksache 15(9)1599.
- Hirschhausen, Christian von (2006a): Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland: Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb? *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, Vol. 7, Nr. 1, S. 89-103.
- Hirschhausen, Christian von (2006b): Infrastructure Investments and Resource Adequacy in the Restructured U.S. Natural Gas Market - Is Supply Security at Risk? Cambridge, Massachusetts, *MIT-CEEPR Discussion Paper* 06-018.
- International Energy Agency (1994): *Natural Gas Transportation*. Paris, OECD.
- International Energy Agency (1998): *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*. Paris, OECD.
- Knieps, Günter (2002): Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft – Eine netzökonomische Analyse. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol. 26, No. 3, S. 171-179.
- Knieps, Günter (2005): *Wettbewerbsökonomie – Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*. 2. Auflage. Berlin/Heidelberg , Springer.

- Koenig, Christian, Ingo Vogelsang, Jürgen Kühling, Sascha Loetz und Andreas Neumann (2003): Der Begriff des funktionsfähigen Wettbewerbs im deutschen Telekommunikationsrecht. *Kommunikation und Recht*, Vol, 8.
- Markert, Kurt (1997): Die Anwendung des US-amerikanischen Monopolisierungsverbots auf Verweigerungen des Zugangs zu „wesentlichen Einrichtungen“. In: Immenga (Hrsg.), *Festschrift für Ernst-Joachim Mestmäcker*, Nomos, Baden-Baden, S. 661-671.
- McAllister, E. W. (2005): *Pipeline Rules of Thumb Handbook*. 6<sup>th</sup> Edition, Oxford, Elsevier.
- Monopolkommission (2001): Wettbewerbspolitik in Netzstrukturen (13. Hauptgutachten), Bonn.
- Monopolkommission (2002a): Netzwettbewerb durch Regulierung (14. Hauptgutachten), Bonn.
- Monopolkommission (2002b): Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH, Bonn.
- Monopolkommission (2006): Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor! (16. Hauptgutachten), Bonn.
- Müller-Kirchenbauer, Joachim, Christof Niehörster, Wolfgang Zander und Andrea Möller (2004): Entry-Exit ante portas? Aktuelle Entwicklungen zum Gasnetzzugangsmodell für Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol. 28, No. 3, S. 1-7.
- Neumann, Anne (2006): Current and Future Competition and Regulation in Germany. Berlin, Presentation at EMART 2006.
- Pfaffenberger, Wolfgang, und Ulrich Scheele (2005): Gutachten zu Wettbewerbsfragen im Zusammenhang mit §3 Abs. 2 (1) GasNEV. Bremer Energie Institut.
- Pustisek, Andrej (2005): *Untersuchung der Struktur von Preissystemen für Erdgastransportkapazitäten*. Dissertation, Fakultät Wirtschaftswissenschaften, Westfälische Wilhelms-Universität Münster.
- Recknagel, Herta (1990): Planung und Berechnung von Gasversorgungssystemen. In: Eberhard, Rolf und Rolf Hüning (Hrsg.): *Handbuch der Gasversorgungstechnik*. 2. Aufl.. München/Wien, Oldenbourg Verlag.
- Riechmann Christoph (2001): Notwendige Bausteine für die Gasliberalisierung in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol. 51, Nr. 12, S. 776-779.
- Schmidt, Ingo (2005): *Wettbewerbspolitik und Kartellrecht*. 8. neu bearbeitete Auflage. Stuttgart, Lucius & Lucius.
- Seidewinkel, Gregor, Andreas Seifert und Uwe Wetzel (2001): *Rechtsgrundlagen für den Netzzugang bei Erdgas*. Bonn, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH.
- Sharkey, William (1982): *The Theory of Natural Monopoly*. New Jersey, Cambridge University Press.
- Ströbele, Wolfgang (1999): Mehr Wettbewerb auf dem deutschen Erdgasmarkt? Zur Übertragbarkeit US-amerikanischer und britischer Erfahrungen. In: Erlei, M., M. Leschke, D. Sauerland, E. Schulz (Hrsg.): *Gedenkschrift für M. Borchert*. Regensburg, S. 150-177.

Tirole, Jean (2005): *The Theory of Industrial Organization*. 4<sup>th</sup> edition. Cambridge, Mass., MIT Press.

Viscusi, W. Kip, John M. Vernon, and Joseph E. Harrington Jr. (2005): *Economics of Regulation and Antitrust*. 4<sup>th</sup> Edition. Cambridge, Mass., MIT Press.

## 6 Anhang 1 - Technische Definitionen

Spezifische Verdichterarbeit:

$$W = \frac{\kappa}{\kappa-1} \frac{RT_S Z_S}{M_{gas}} \left[ \left( \frac{P_D}{P_S} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] \quad (A1.1)$$

Verdichterleistung:

$$P = \dot{m} \frac{\kappa}{\kappa-1} RT_S \left[ \left( \frac{P_D}{P_S} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] \quad (A1.2)$$

Weymouth-Gleichung zur Durchflussbestimmung nach Dahl (2002, 10):

$$Q_{SC} = \left( \frac{T_{SC} \pi}{P_{SC} 8} 1,44 * 10^{-3} \right) \left[ \frac{(P_D^2 - P_S^2) d^5 R}{M_{Gas} T_S Z_S L f} \right]^{0,5} \quad (A1.3)$$

$$\text{mit } \frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log \frac{3,74}{\varepsilon} \quad (A1.4)$$

$$\text{und } \varepsilon = \frac{e}{d} \quad (A1.5)$$

Vereinfachte Weymouth-Gleichung zur Durchflussbestimmung nach McAllister (2005, 326):

$$Q_{cf/d} = \frac{871 \cdot d_{inch}^{8/3} \sqrt{P_{D,psi}^2 - P_{S,psi}^2}}{\sqrt{l_{miles}}} \quad (A1.6)$$

Spezifische entfernungsabhängige Kosten nach Pustisek (2005, 43 ff.):

$$k = \alpha_1 * d + \alpha_2 \text{ mit } k = \frac{K_{ges}}{L} \quad (A1.7)$$

$$\text{Kapazität: } \dot{V} = \tau * d^{2,65} \rightarrow d = \left( \frac{\dot{V}}{\tau} \right)^{\frac{1}{2,65}} \quad (A1.8)$$

$$\text{Damit: } K_{ges} = k \cdot L = \alpha_1 \cdot d \cdot L + \alpha_2 \cdot L = \alpha_1 \left( \frac{\dot{V}}{\tau} \right)^{\frac{1}{2,65}} L + \alpha_2 \cdot L \quad (A1.9)$$



$$VC = c_{gas} \cdot \frac{\dot{m}_{SC}}{GCV \cdot \eta_{gt} \cdot \eta} \cdot \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot \frac{RT_S Z_S}{M_{gas}} \cdot 8,64 \cdot 10^{-2} \left[ \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] \quad (A1.10)$$

**Tabelle 4: Variablendefinition**

$W$	Spezifische Verdichterarbeit [J/kg]
$\kappa$	Isentropenexponent [1,3]
$R$	Gaskonstante [8314,34 J/(kmol*K)]
$T_S$	Umgebungstemperatur [K]
$Z_S$	Kompressibilitätsfaktor [0,6 – 0,7]
$M_{Gas}$	Molare Masse Erdgas [19 – 21,5 kg/kmol]
$P_D$	Ausgangsdruck (Druckseite) [bar]
$P_S$	Eingangsdruck (Saugseite) [bar]
$P$	Verdichterleistung [W]
$\dot{m}$	Massestrom [kg/s]
$Q_{SC}$	Durchfluss zu Standardbedingungen [Mio. m <sup>3</sup> /d]
$T_{SC}$	Temperatur zu Standardbedingungen [288,15K]
$P_{SC}$	Druck zu Standardbedingungen [1,01325 bar]
$d$	Leitungsdurchmesser [m]
$L$	Leitungslänge [m]
$f$	Reibungsbeiwert
$\varepsilon$	Leitungsrauigkeit
$K_{ges}$	Gesamtinvestitionskosten [€]
$k$	Spezifische entfernungsabhängige Kosten [€/km]
$\alpha_i$	Parameter
$\dot{V}$	Kapazität der Leitung [m <sup>3</sup> /h]
$\tau$	Parameter
$VC$	Variable Kosten der Verdichtung
$c_{gas}$	Brennstoffkosten
$GCV$	Heizwert [40 MJ/m <sup>3</sup> ]
$\eta_i$	Wirkungsgrade

## 7 Anhang 2 – Berechnung der Durchschnittskosten

Folgend wird die Berechnung der Durchschnittskosten von Erdgasfernttransportleitungen (siehe Kapitel 2) dokumentiert. Bei der betrachteten Beispielleitung handelt es sich um eine Leitung mit dem Nenndurchmesser von 1200 mm (DN1200), dem Nenndruck von 80 bar (PN80) und einer Länge von 500 km.

Die Investitionskosten setzen sich aus Kosten für den Leitungsbau, Bodennutzungskosten, sowie Investitionen in Verdichteranlagen und sonstige Nebenanlagen (wie Mess- und Regelstationen) zusammen:

$$I_0 = K_{\text{Leitung}} + K_{\text{Boden}} + K_{\text{Verd}} + K_{\text{Nebenanl}} \quad (\text{A2.1})$$

In uns vorliegenden externen Schätzwerten für den Leitungsbau sind die Investitionen in Nebenanlagen sowie die Bodennutzungskosten in der Regel bereits enthalten.<sup>24</sup> Basierend darauf wurden die spezifischen Investitionskosten für den Leitungsbau (Material- sowie Tiefbaukosten) auf 1,1 Mio. €/pro km geschätzt. Damit ergibt sich für die Gesamtinvestition ein Betrag von 550 Mio. €

$$I_{\text{Leitung}} = k_{\text{Leitung}} \cdot l = 1,1 \text{ Mio. €/ km} \cdot 500 \text{ km} = 550 \text{ Mio. €} \quad (\text{A2.2})$$

Für den Transport von Erdgas über eine Entfernung von 500 km werden zwei Verdichterstationen benötigt; zum einen ist es notwendig, am Leitungsbeginn den Druck auf den Nenndruck zu erhöhen, zum zweiten ist aufgrund der Druckverluste, welche durch Reibung der Moleküle untereinander sowie durch Reibung der Gasmoleküle mit der Rohrwand verursacht werden, notwendig, eine Zwischenverdichtung durchzuführen. Die Entfernung zwischen zwei Verdichterstationen geht somit mit 250 km in die Berechnungen ein. Basierend auf IEA (1994, 48) kann für eine Verdichterstation (20 MW Leistung) eine Anfangsinvestition von 50 Mio. € veranschlagt werden.<sup>25</sup> Damit beträgt die Gesamtinvestition für Verdichterstationen 100 Mio. €

$$I_0 = K_{\text{Verd}} \cdot n_{\text{Verd}} = 50 \text{ Mio. €} \cdot 2 = 100 \text{ Mio. €} \quad (\text{A2.3})$$

Die Abschreibung einer Erdgastransportinfrastruktur-Neuanlage erfolgt nach §6 (4) GasNEV linear; die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer einzelner Komponenten ist dem Anhang 1 der

---

<sup>24</sup> Bodennutzungskosten, sofern nicht Bestandteil der spezifischen Kosten pro Kilometer, werden laut McAllister (2005, 382) mit 3,5% der Investitionskosten angesetzt.

GasNEV zu entnehmen. Für Stahlleitungen und Armaturen beträgt diese 45 Jahre, für Erdgasverdichteranlagen 25 Jahre. Damit ergeben sich als kalkulatorische jährliche Abschreibungen 12,22 Mio. € für die Leitung und 4 Mio. € für die Verdichterstationen.

Die variablen Kosten in Form des Treibgasverbrauchs für Verdichteranlagen sind vom Durchfluss abhängig. Um die Maximalkapazität einer Erdgasleitung zu berechnen, wird die Weymouth-Gleichung verwendet. McAllister (2005, 326) definiert folgende vereinfachte Gleichung zur Durchflussbestimmung:

$$Q_{cf/d} = \frac{871 \cdot d_{inch}^{8/3} \sqrt{P_{D,psi}^2 - P_{S,psi}^2}}{\sqrt{l_{miles}}} \quad (A2.4)$$

Durch Einsetzen der für die betrachtete Leitung relevanten Parameter (Nenndurchmesser, Nenndruck, Verdichtereingangsdruck<sup>26</sup> sowie Leitungslänge) ergibt sich ein Durchfluss von 1,492 Mrd. Cubic Feet pro Tag, was 15.26 bcm/a oder etwa 166.000 GWh entspricht. Tabelle 4 fasst die einzelnen Parameter zusammen.<sup>27</sup>

**Tabelle 5: Parameter Weymouth-Gleichung**

Zeichen	Erklärung [Einheit]	Wert in Rechnung
$Q$	Durchfluss zu Standardbedingungen [cubic feet/d]	1,49 bcf/d = 166.000 GWh/a
$d$	Nenndurchmesser der Leitung [inch]	1200 mm = 47,2 inch
$P_D$	Ausgangsdruck (Druckseite) [psi]	80 bar = 1160 psi
$P_S$	Eingangsdruck (Saugseite) [psi]	62 bar = 899 psi
$l$	Entfernung zwischen zwei Verdichtern [miles]	250 km = 155 miles

Für einen durchschnittlichen Nennvolumenstrom gehen wir von 125.000 GWh pro Jahr aus und beziehen damit eine durchschnittliche physikalische Auslastung von etwa 75% ein. Saisonale Nachfrageschwankungen führen zu zeitweise höheren beziehungsweise niedrigeren Auslastungen.

Pro Verdichterstation werden laut IEA (1994, 49) 0,3% des durchgeleiteten Erdgases als Antriebsenergie benötigt. Diesem Wert liegt die Annahme zugrunde, dass die Verdichterstation mit Erdgas betrieben wird, was in der Regel für Erdgastransportinfrastruktur auch der Fall ist.<sup>28</sup>

Bepreist man das somit nicht mehr zur Weiterverteilung vorhandene Volumen mit dem

<sup>25</sup> An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass es notwendig war, die von der IEA veröffentlichten Werte um die Inflation zu bereinigen. Weiterhin wurde eine Anpassung in Bezug auf Rohstoffpreisentwicklungen vorgenommen.

<sup>26</sup> Der optimale Verdichtereingangsdruck lässt sich herleiten aus dem Nenndruck (dem Verdichterausgangsdruck entsprechend) sowie dem optimalen Verdichterverhältnis in Bezug auf eine Minimierung der spezifischen Transportkosten. Letzteres wird von Recknagel (1990, 166) für eine DN1200/PN80 Leitung mit 1.3 angegeben.

<sup>27</sup> Um die Parameterwerte in die entsprechenden Einheiten umzurechnen, wurden folgende Zusammenhänge benutzt: 1 inch = 25,4 mm; 1 bar = 14,5 psi; 1 mile = 1,61 km; 1 tBTU = 293 GWh.

<sup>28</sup> Dieselaggregate sind als Antriebsmedium der Verdichteranlagen für den Erdgasferntransport unüblich.

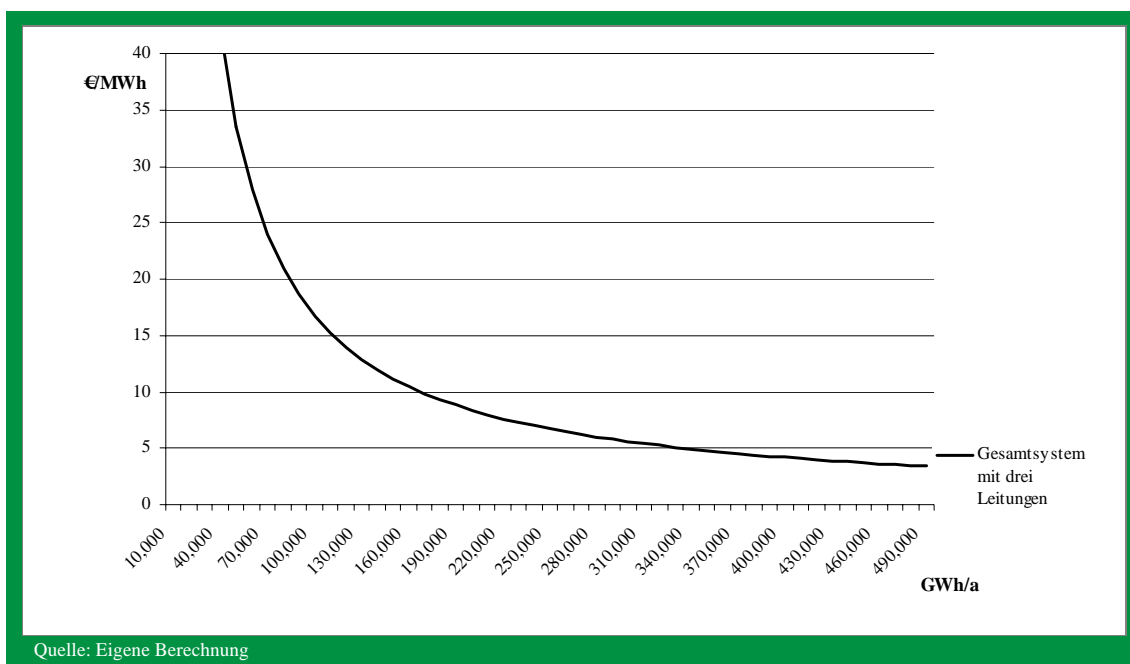
durchschnittlichen Erdgasbezugspreis, können variablen Kosten, verursacht durch Verdichtung, ermittelt werden.

Weitere variable Kosten entfallen auf den Betrieb der Erdgasferntransportleitung; hier sind insbesondere Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen zu nennen. Diese gehen mit jährlich 0,5% der Gesamtinvestition in die Rechnung ein.

### Parallelleitungen

Beim Bau von mehreren Leitungen parallel entlang einer Trasse kann von deutlichen Einsparungen bezüglich der Fixkosten profitiert werden. Die Kostenvorteile beziehen sich auf die Bereiche Baukosten, Wegerechte, Sicherheitstechnik, etc.. Schätzungen zufolge liegen die Investitionskosten einer Parallelleitung im Bereich von 80% der Kosten der ersten Leitung; die dritte Parallelleitung wiederum kostet etwa 70% der ersten, usw.<sup>29</sup> Abbildung 7 zeigt die für Erdgasfernleitungsnetze typische Fixkostendegression.

**Abbildung 7: Durchschnittliche Investitionskosten in Abhängigkeit vom Durchfluss – Gesamtsystem mit drei Leitungen**



Bei der Berechnung der jährlichen Durchschnittskosten wurden fixe (kalkulatorische Abschreibungen) und variable Kostenbestandteile (Treibgas Verdichteranlagen, sonstige Betriebskosten) berücksichtigt. Die Durchschnittskosten in Abbildung 8 weisen im Bereich bis zur Nennkapazität einen deutlich fallenden Verlauf auf.

<sup>29</sup> Quelle: Deutsche Beratergruppe Wirtschaft (1997): Financial Calculation of the Russian Yamal Project. Kiev.

**Abbildung 8: Jährliche Durchschnittskosten (Fixe und Variable Kosten) in Abhängigkeit vom Durchfluss – Gesamtsystem mit drei Leitungen**

