



REPUBLIK ÖSTERREICH
BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE

Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft

gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002)

Wien, im September 2005

<u>1</u>	<u>EINLEITUNG</u>	1
1.1	AUSGANGSSITUATION UND RECHTLICHE GRUNDLAGE	1
1.2	VORGEHENSWEISE	2
1.3	AUFBAU DER UNTERSUCHUNG	3
<u>2</u>	<u>DARSTELLUNG DER RAHMENBEDINGUNGEN DER ÖSTERREICHISCHEN GASWIRTSCHAFT</u>	4
2.1	ÜBERSICHT ÜBER DIE ÖSTERREICHISCHE GASWIRTSCHAFT	4
2.2	ORGANISATION DES ZUGANGS ZUR TRANSPORTINFRASTRUKTUR	6
2.3	EINFÜHRUNG DES BILANZGRUPPENMODELLS	10
<u>3</u>	<u>MARKTABGRENZUNG</u>	11
3.1	METHODEN DER MARKTABGRENZUNG	11
3.1.1	METHODIK ZUR ABGRENZUNG DER SACHLICH RELEVANTEN MÄRKTE	12
3.1.2	METHODIK ZUR ABGRENZUNG DER RÄUMLICH RELEVANTEN MÄRKTE	12
3.1.3	MARKTEINTRITTSBARRIEREN	13
3.2	SACHLICHE UND RÄUMLICHE MARKTABGRENZUNG NACH DEN HANDELSSTUFEN ENTLANG DER WERTSCHÖPFUNGSKETTE	14
3.2.1	BEDEUTUNG DES KONZEPTEDES SUBSTITUTIONSWETTBEWERBS FÜR DIE MARKTABGRENZUNG	15
3.2.2	DARSTELLUNG DER WERTSCHÖPFUNGS- UND LIEFERKETTE	16
	<i>Gasgroßhandel</i>	18
	<i>Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler)</i>	20
	<i>Ausgleichsenergiemarkt</i>	21
	<i>Speichermarkt</i>	23
	<i>Belieferung lokaler Weiterverteiler</i>	25
	<i>Endkundenmärkte</i>	26
3.2.3	ZUSAMMENFASSUNG DER ANNAHMEN DER SACHLICH UND RÄUMLICH RELEVANTEN MARKTGRENZEN	29

3.3	ÜBERPRÜFUNG DER SACHLICH UND RÄUMLICH RELEVANTEN MARKTGRENZEN	31
3.3.1	MARKTABGRENZUNG GASGROßHANDEL	31
3.3.2	MARKTABGRENZUNG ZWISCHENHANDEL (BELIEFERUNG GROßER WEITERVERTEILER)	32
3.3.3	MARKTABGRENZUNG AUSGLEICHSENERGIEMARKT	44
3.3.4	MARKTABGRENZUNG SPEICHERMARKT	45
3.3.5	MARKTABGRENZUNG BELIEFERUNG LOKALE WEITERVERTEILER	48
3.3.6	MARKTABGRENZUNG ENDVERBRAUCHERMÄRKTE	54
3.3.7	ZUSAMMENFASSENDER BEURTEILUNG DER MARKTABGRENZUNG	72
4	<u>FESTSTELLUNG DER MARKTBEHERRSCHENDEN UNTERNEHMEN</u>	74
4.1	BEGRIFFSBESTIMMUNG MARKTBEHERRSCHENDE UNTERNEHMEN	74
4.2	GASGROßHANDEL	75
4.3	ZWISCHENHANDEL (BELIEFERUNG GROßER WEITERVERTEILER)	76
4.4	AUSGLEICHSENERGIEMARKT	77
4.5	SPEICHERMÄRKTE	77
4.6	BELIEFERUNG LOKALER WEITERVERTEILER	77
4.7	ENDVERBRAUCHERMÄRKTE	77
4.8	ZUSAMMENFASSUNG MARKTBEHERRSCHENDE UNTERNEHMEN	78
5	<u>AUSWIRKUNGEN DER MARKTSTRUKTUR AUF DIE WETTBEWERBSSITUATION</u>	81
6	<u>ZUSAMMENFASSUNG DER PROBLEMPUNKTE</u>	84

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Speicherkapazitäten in Österreich 2004	24
Tabelle 2: Annahmen der Marktabgrenzung	30
Tabelle 3: Eigentümerstruktur der österreichischen Fern- und Verteilerleitungsunternehmen	62
Tabelle 4: Umsetzung des Unbundlings durch die österreichischen Gasunternehmen	64
Tabelle 5: Ergebnis der Marktabgrenzung	73
Tabelle 6: Marktbeherrschende Unternehmen in den Kleinkundenmärkten	78
Tabelle 7: Zusammenfassung Unternehmen mit Marktmacht in der RZ Ost	79

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der Regelzonen im österreichischen Transportsystem	5
Abbildung 2: Netzbereiche und Netzbetreiber in den Regelzonen Österreichs	6
Abbildung 3: Transit- und Fernleitungen in Österreich und Übergabepunkte..	9
Abbildung 4: Lieferketten in der österreichischen Gaswirtschaft.....	17
Abbildung 5: Transportkapazitätsengpässe an den Einspeisepunkten in die Regelzonen Österreichs	37
Abbildung 6: Vergleich Grenz- und Abgabepreise für Haushalte in Österreich: ausgewählte Anbieter	57
Abbildung 7: Vergleich der Energiepreise beim Local Player zum Energiepreis des günstigsten Alternativanbieters	65

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation und rechtliche Grundlage

Mitte November des Vorjahres hatten einige Gasanbieter¹ im Gleichklang Gaspreiserhöhungen in Aussicht gestellt, die zumeist mit Dezember 2004 bzw. Januar 2005 in Kraft getreten sind. Im Zuge der daraus entstandenen massiven öffentlichen Diskussion über die Wettbewerbssituation am heimischen Erdgasmarkt hat sich die Bundeswettbewerbsbehörde im November 2004 entschlossen, zu der bereits laufenden allgemeinen Untersuchung des Elektrizitätssektors auch eine allgemeine Untersuchung der österreichischen Erdgaswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 des Wettbewerbsgesetzes in intensiver Kooperation mit der Regulierungsbehörde Energie-Control GmbH, auch unter Einbindung des Bundeskartellanwalts, vorzunehmen.

Insbesondere Vertreter der Wirtschaft, vor allem der Industrie, hatten den aus Sicht vieler Unternehmen mangelnden Wettbewerb bei der Belieferung mit Erdgas beklagt. Im Einzelnen waren vor allem folgende Kritikpunkte genannt worden:

- Viele Unternehmen hätten Schwierigkeiten, überhaupt alternative Angebote für die Belieferung mit Erdgas zu erhalten; Angebote aus dem Ausland seien kaum erwähnenswert.
- Sofern alternative Angebote gelegt werden, lägen diese regelmäßig preislich über den Angeboten des „angestammten“ Gebietsversorgers (Local Player).
- Der Zusammenschluss „EconGas“ habe sich wettbewerbshemmend ausgewirkt, da ein Quasi-Monopolist geschaffen worden sei.

Ausgehend von diesen Umständen wurde auch wiederholt der Verdacht geäußert, die Belieferung mit Erdgas sei Gegenstand von Absprachen zwischen den einzelnen Versorgern, insbesondere Preise und Liefergebiete betreffend.

¹ EVN, Tigas, Erdgas Oberösterreich, Steirische Gas & Wärme, Linz AG, BEGAS.

Die Bundeswettbewerbsbehörde hat im Rahmen ihrer Untersuchung ab Dezember 2004 zahlreiche Auskunftsverlangen an verschiedene Gruppen von Marktteilnehmern gerichtet, um sich ein umfassendes Bild über Struktur und Funktionsweise der Märkte sowie das Marktgeschehen und das Verhalten der einzelnen Marktteilnehmer zu verschaffen.

Die vorliegende Untersuchung soll die Grundlagen des österreichischen Erdgasmarktes darstellen und erste Feststellungen zur Wettbewerbssituation, die sich aus den Ergebnissen der bisherigen Ermittlungen ableiten lassen, treffen.

1.2 Vorgehensweise

Zum Zweck der Untersuchung der Wettbewerbssituation im Gasmarkt führte die Bundeswettbewerbsbehörde umfangreiche Ermittlungen durch. Ende Dezember 2004 und Anfang Januar 2005 wurde deshalb eine schriftliche Befragung durchgeführt und wurden ca. 520 Fragebögen versandt.

Kundenseitig wurden insgesamt knapp 450 Industrie- und Gewerbetunden zu ihren Vertragsbedingungen (Bindungsfristen, Verwendung von All-Inclusive-Preisen, Preisniveau, Preisanpassungsklauseln) und ihren Erfahrungen im Rahmen von (erfolgten bzw. versuchten) Lieferantenwechseln sowie zur Gaspreisentwicklung schriftlich befragt. Schwierigkeiten bereitete den Endkunden vor allem die Angabe eines reinen Energiepreises, dessen Berechnung bei All-Inclusive-Preisen anscheinend nicht möglich ist.

Die Befragung der Gasunternehmen wurde nach den Handelsstufen entlang der Wertschöpfungskette unterteilt.² Produzenten und Speicherbetreiber waren von der Befragung ausgenommen. Netzbetreiber wurden ausschließlich nach den Wechselquoten befragt. Auffallend war, dass es auch einigen Stadtwerken nicht möglich war, einen reinen Energiepreis bei ihren Bezugskosten anzugeben.

² Dabei haben einige Gasunternehmen mehrere Fragebögen erhalten, wenn sie auf mehreren Handelsstufen und als Netzbetreiber tätig sind.

Gashändler³ und -lieferanten⁴ wurden gefragt nach der

- Bezugsseite (Bezugsmengen und -preise, Anbieter, Angebotseinholung, Bezugskonditionen) und
- Absatzseite (Absatzmengen in sachlicher und räumlicher Hinsicht sowie dabei verwendete Vertragsbedingungen, Preisgestaltung, Angebotsverhalten).

Dabei wurden neben den etablierten Gasunternehmen auch die bei Energie-Control GmbH gemeldeten Gashändler mit Firmensitz in Österreich befragt.

Aufgrund des Umfangs und hohen Detaillierungsgrades der an die Gasunternehmen versandten Fragebögen wurde von der Bundeswettbewerbsbehörde in zahlreichen Fällen Fristerstreckung gewährt.

1.3 Aufbau der Untersuchung

Zunächst wird im nachfolgenden Kapitel 2 ein kurzer Überblick über die Rahmenbedingungen der österreichischen Gaswirtschaft gegeben.

Kapitel 3 umfasst die Marktabgrenzung. Zunächst werden in Kapitel 3.1 die Methoden der Marktabgrenzung dargestellt. In Kapitel 3.2 wird die Marktabgrenzung für die einzelnen Produktmärkte im österreichischen Gasmarkt in sachlicher und räumlicher Hinsicht vorgenommen. Diese Annahmen werden in Kapitel 3.3 überprüft.

Als Ergebnis können in Kapitel 4 die marktbeherrschenden Unternehmen auf den betrachteten Märkten ermittelt werden.

In Kapitel 5 werden die Auswirkungen der Marktstruktur auf die Wettbewerbssituation untersucht.

Das abschließende Kapitel 6 fasst die in der Untersuchung festgestellten Problempunkte zusammen.

³ Erdgashändler sind nach GWG II eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas kauft oder verkauft, ohne innerhalb oder außerhalb eines Netzes, in dem sie eingerichtet ist, eine Fernleitungs- oder Verteilerfunktion wahrzunehmen. (GWG II, § 6 Begriffsbestimmungen, Punkt 10)

⁴ Erdgaslieferanten sind nach GWG II eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas an Wiederverkäufer oder Endverbraucher liefert. (GWG II, § 6 Begriffsbestimmungen, Punkt 12)

2 Darstellung der Rahmenbedingungen der österreichischen Gaswirtschaft

2.1 Übersicht über die österreichische Gaswirtschaft

Der Gesamtgasverbrauch in Österreich betrug im Jahr 2004 rund 8,9 Mrd. m³, was einen geringfügigen Anstieg von etwa 0,4 % gegenüber 2003 bedeutet.

Ca. 80% der verbrauchten Erdgasmenge wird importiert, knapp 20% in Österreich gefördert. Bei den Importen ist wichtigste Quelle Russland, gefolgt von Norwegen und Deutschland.

Die Bundesländer mit dem höchsten Gasverbrauch sind Oberösterreich, Wien und Niederösterreich, auf die etwa drei Viertel der Gesamtmenge entfallen (Daten 2004). In der Steiermark werden ca. 13%, in den übrigen Bundesländern zwischen 2% und 4% des gesamten Erdgases verbraucht.

Insgesamt gab es Ende 2004 ca. 1,3 Mio Endverbraucher von Erdgas. Davon befanden sich knapp 53% im Bundesland Wien, rund 20% in Niederösterreich und 10% in Oberösterreich. Etwa 4,5% der Endverbraucher haben ihren Sitz in der Steiermark. In den anderen Bundesländern sind jeweils 2-4% der restlichen Endkunden verteilt.

Österreich ist in 3 Regelzonen⁵ unterteilt, die innerhalb Österreichs leitungs-technisch nicht miteinander verbunden sind (wie **Abbildung 1** zeigt) :

- Regelzone Ost,
- Regelzone Tirol und
- Regelzone Vorarlberg.

⁵ Nach GWG II (§ 6, Punkt 42) ist die Regelzone „die räumliche Gliederung des aus Fernleitungen und Verteilleitungen mit Leistungs- und Druckregelung bzw. Druckhaltung sowie aus daran angeschlossenen Speicheranlagen gebildeten Systems in geographische Gebiete unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstrukturen soweit sie für die Inlandsversorgung bestimmt sind.“

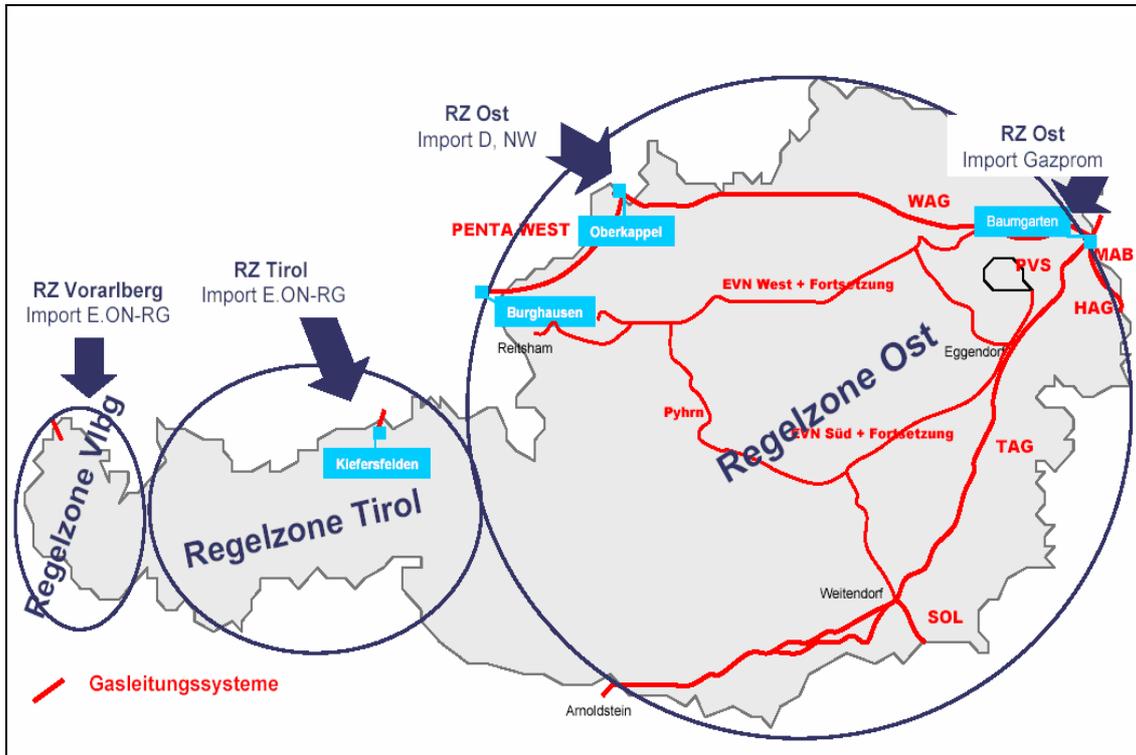


Abbildung 1: Darstellung der Regelzonen im österreichischen Transportsystem
Quelle: Energie-Control GmbH

Die Regelzone Ost umfasst die Netzbereiche⁶ Wien, Nieder- und Oberösterreich, Burgenland, Steiermark, Kärnten und Salzburg. Innerhalb einiger Netzbereiche gibt es unterschiedliche Netze und Netzbetreiber, wie **Abbildung 2** zeigt.

Die Endverbraucher in der RZ Ost werden zu einem großen Teil aus Transitleitungen versorgt. Über den Knotenpunkt Baumgarten (Hub Baumgarten) werden Gasmengen aus Russland hauptsächlich nach Italien (TAG Pipeline) und Deutschland (WAG Pipeline) transitiert, wobei ein Teil dieser Leitungen für die Inlandsversorgung reserviert wird. Weitere Transitleitungen sind die HAG (Richtung Ungarn), die SOL (Richtung Slowenien) oder die Penta West (Verbindung Oberkappel/Burghausen, Deutschland). Die Regelzone Ost verfügt zudem über Speicherkapazitäten und Produktionsstätten.

⁶ Nach GWG II (§ 6, Punkt 3242) ist der Netzbereich jener Teil des Netzes, für dessen Benutzung dieselben Tarifansätze gelten.

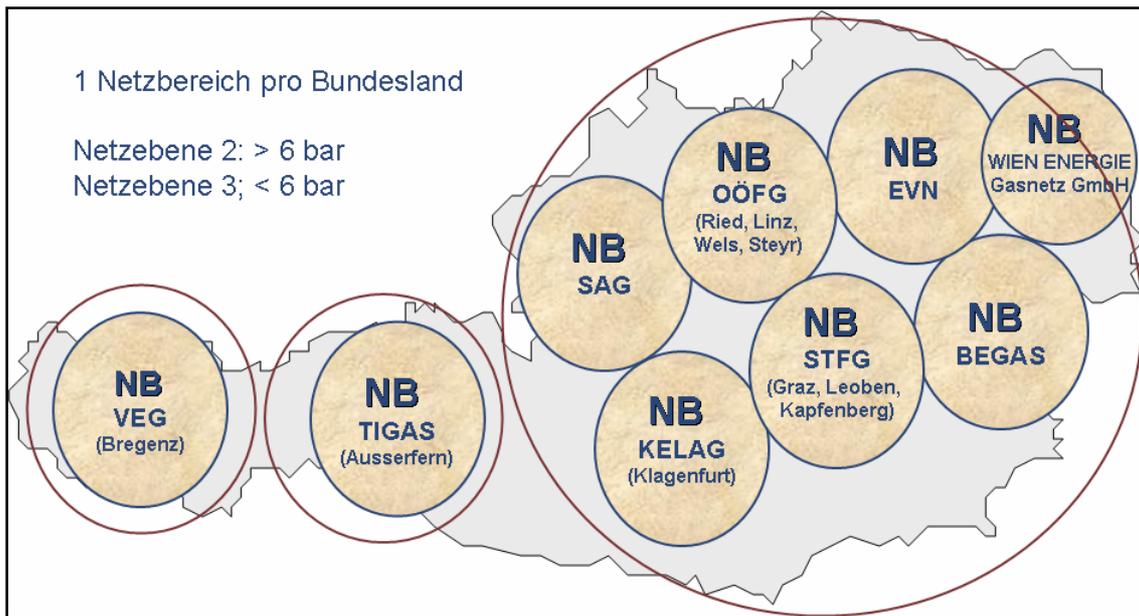


Abbildung 2: Netzbereiche und Netzbetreiber in den Regelzonen Österreichs

Quelle: Energie-Control GmbH

Die Regelzonen Tirol und Vorarlberg sind derzeit nur über das Netz der E.ON Ruhrgas und Bayerngas/Gasversorgung Süddeutschland von Deutschland aus erreichbar und verfügen über keine Erdgasproduktionsstätten oder Erdgasspeicher, weshalb diese geografisch abgeschotteten Märkte getrennt von der Regelzone Ost (alle übrigen Bundesländer) zu betrachten sind. Im Unterschied zur Regelzone Ost verfügen Tirol und Vorarlberg auch über keine Transitleitungen. Lediglich die Schweiz und Liechtenstein werden über die durch Vorarlberg führende Pipeline teilweise versorgt.

2.2 Organisation des Zugangs zur Transportinfrastruktur

Netzzugang – Gesetzliche Regelung – „Duales System“

Aufgrund der geltenden Gesetzeslage⁷ besteht für den Zugang zu österreichischen Transportkapazitäten derzeit ein „duales System“: Während der Zugang für jene Transporte, die der nationalen Versorgung dienen, reguliert ist, wird der Zugang zu den Transitleitungen weiterhin auf verhandelter Basis gewährt. Der

⁷ Gaswirtschaftsgesetz 2002 (GWG2), BGBl I 148/2002.

Kompetenzbereich der Energie-Control GmbH als Regulierungsbehörde beschränkt sich für den Gasmarkt somit auf nationale Verteiler- und Fernleitungen; davon umfasst ist auch jener Teil der Transitleitungen, der für nationale Versorgung genutzt wird (sog. „pipe-in-pipe“-System auf Transitleitungen).

Nationale Transportkapazitäten

Der Zugang zu nationalen Transportkapazitäten folgt den gesetzlichen Vorgaben des GWG II. Netzzugang wird auf Basis des sog. „one-stop-shop“ Prinzips gewährt: Der Endkunde hat dabei nur einen einzigen Vertrag mit jenem lokalen Verteilernetzbetreiber, an dessen Netz er angeschlossen ist. Alle weiteren, für den konkreten Netzzugang erforderlichen Vertragsverhältnisse - insbesondere betreffend den Zugang zu vorgelagerten Verteiler- und Fernleitungsnetzen - sind nach der gesetzlichen Vorgabe zwischen den Netzbetreibern abzuschließen.

Für die Kapazitätsallokation gilt das sog. „Rucksackprinzip“, wonach die zur Versorgung des Endkunden erforderliche Transportkapazität dem Kunden gehört und ihm auch im Falle eines Versorgerwechsels - unter der Voraussetzung des gleich bleibenden Einspeisepunktes - erhalten bleibt. Die Kapazitätsallokation erfolgt für jeden Einzelfall durch den Regelzonenführer (Austrian Gas Grid Management, AGGM).

Die erforderliche Transparenz des Netzzuganges wird für Inlandstransporte durch die Veröffentlichung der Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zu Verteilerleitungen und Netznutzungstarife erreicht; die Veröffentlichung der für den Inlandstransport verfügbaren Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten in das und aus dem Fernleitungsnetz erfolgt durch den Regelzonenführer AGGM.

Dem Regelzonenführer obliegt zudem die Erstellung einer - von der Energie-Control Kommission zu genehmigenden - Langfristplanung zur Erkennung von Kapazitätsengpässen. Die langfristige Planung der AGGM für die Planungsperiode 2004-2008 weist aus, „dass zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Österreich bei der Versorgung mit Erdgas beachtliche Investitionen

der Netzbetreiber notwendig sind“ und „einzelne Fernleitungen bei Spitzenbelastung an der Kapazitätsgrenze operieren“.

Potenzielle Engpässe bestehen dabei insbesondere für den Transport von Erdgas in die Steiermark, nach Kärnten und in Teile des Burgenlandes. Eine Erweiterung der für die Inlandsversorgung bestimmten Kapazitäten auf der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) ist bereits für die Realisierung eines weiteren Großverbraucherprojektes in der Steiermark „unumgänglich“⁸.

Transitkapazitäten

Der Zugang zu Transitleitungen ist nicht reguliert und erfolgt auf verhandelter Basis: Zugangsbedingungen und -tarife, Kapazitätsallokation, Engpassmanagement und Veröffentlichungsumfang werden von den Transitunternehmen festgelegt.

Auf den folgenden Transitleitungen wird Erdgas durch Österreich in nachgelagerte Märkte transportiert (**Abbildung 3**):

- Trans – Austria – Gasleitung (TAG) in Richtung Süden,
- West – Austria – Gasleitung (WAG) in Richtung Westen,
- March – Baumgarten – Gasleitung (MAB) in Richtung Nordost,
- Hungaria – Austria – Gasleitung (HAG) in Richtung Südost,
- Penta-West-Gasleitung (PW) in Richtung Westen und
- Süd-Ost-Leitung (SOL) in Richtung Süden.

⁸ AGGM, Presseaussendung zur Langfristplanung 2004-2008, www.aggm.at.



Abbildung 3: Transit- und Fernleitungen in Österreich und Übergabepunkte

Quelle: Homepage AGGM (www.aggm.at)

Die OMV Gas GmbH ist an allen Transitleitungen beteiligt, zu jeweils 100% an Penta West (PW), MAB, HAG, SOL. An der Betreibergesellschaft der WAG, der BOG GmbH, hält OMV Gas GmbH neben GdF (44%) und E.ON Ruhrgas AG (5%) einen Anteil von 51%. An der TAG GmbH hat OMV Gas GmbH einen Anteil von 11% neben dem Mehrheitsgesellschafter ENI mit 89%. Über die Aufteilung der Transportrechte auf den Transitleitungen liegen keine Informationen vor.

Die Tarife für Nutzung der Transitleitungen (Penta West) und verfügbare Kapazitäten sind auf der Homepage der OMV AG (www.omv.com), der Homepage der TAG GmbH (www.taggmbh.at) und der BOG GmbH (Betreibergesellschaft der WAG, www.boggmbh.at) veröffentlicht.

Nach GWG II § 31 h (2) müssen die Transitunternehmen angeben, wenn Anträge auf Transit mit einer Laufzeit von mindestens 1 Jahr gestellt worden sind. Es gibt jedoch keine Regelungen im GWG II, die den Gestaltungsspielraum der Transitunternehmen bei der Tarifierung einschränken. Gemäß EU-Richtlinie

sollten die Zugangsbedingungen jedoch einheitlich und diskriminierungsfrei sein.

Hinsichtlich der erforderlichen Transparenz im Transitbereich können für den verhandelten Netzzugang für grenzüberschreitende Transporte Verbesserungsmaßnahmen festgestellt werden. Als Transparenzmaßstab kann dabei der Grad der Umsetzung der sog. „Guidelines for Good TPA Practice“ (GGP2) herangezogen werden. Die GGP2 beinhalten Verhaltensregeln für Europäische Fernleitungsnetzbetreiber und betreffen unter anderem den Zugang zu Netzen, Veröffentlichungspflichten, Kapazitätsallokation und Tarifierung. Die GGP wurden als freiwillige Richtlinien zwischen der Europäischen Kommission, Vertretern der europäischen Fernleitungsunternehmen, Netznutzern und Energieregulatoren im Rahmen des sog. Madrid Forums beschlossen; eine revidierte Fassung wurde im September 2003 veröffentlicht.

2.3 Einführung des Bilanzgruppenmodells

In Österreich wurde mit 1.10.2002 nach Vorbild des skandinavischen Strommodells das Bilanzgruppenmodell für die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie gewählt. In diesem Zusammenhang wurden auch die dafür notwendigen Institutionen – Regelzonenführer für die technische Netzführung, Verrechnungsstellen für bilanziellen Abgleich und Abrechnung der Ausgleichsenergie – geschaffen. Im Rahmen des Bilanzgruppenmodells kommt es zu einer strikten Trennung von Netzbereich und Wettbewerbsbereich, wodurch das „Unbundling“ auch abrechnungstechnisch dargestellt wird. So müssen Erdgashändler und –lieferanten, Netzbetreiber, aber auch Produzenten und Speicherbetreiber eigene „Bilanzgruppen“ einrichten und Daten mittels Fahrplänen den neutralen Verrechnungsstellen übermitteln.

Mitte 2005 gibt es in der Regelzone Ost 16 Netzbetreiber und 8 kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche. Weiters gibt es in der Regelzone Ost 27 registrierte Versorger. Darunter sind beispielsweise kleine Gashändler oder lokale Weiterverteiler (z.B. Stadtwerke), die sich aus Kostengründen einer bestehenden Bilanzgruppe anschließen.

In den Regelzonen Tirol und Vorarlberg gibt es zusammen 4 Netzbetreiber und 2 kommerzielle Bilanzgruppen.

3 Marktabgrenzung

3.1 Methoden der Marktabgrenzung

Die sachliche und räumliche Marktabgrenzung ist die Voraussetzung dafür, die Wettbewerbsintensität in einem Markt zu analysieren. Für die Methodik der Marktabgrenzung auf europäischer Ebene ist die „Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrecht der Gemeinschaft“⁹ wegweisend.

Unter dem sachlich und räumlich (geografisch) relevanten Markt ist laut Bekanntmachung Folgendes zu verstehen:

"Der sachlich relevante Produktmarkt umfasst sämtliche Erzeugnisse und/oder Dienstleistungen, die von den Verbrauchern hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Preise und ihres vorgesehenen Verwendungszwecks als austauschbar oder substituierbar angesehen werden."

"Der geografisch relevante Markt umfasst das Gebiet, in dem die beteiligten Unternehmen die relevanten Produkte oder Dienstleistungen anbieten, in dem die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind und das sich von benachbarten Gebieten durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheidet."

Die wesentlichen Kriterien für die Marktabgrenzung sind danach

- Nachfragesubstituierbarkeit
- Angebotssubstituierbarkeit
- Homogene Wettbewerbsbedingungen

⁹ Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrecht der Gemeinschaft, veröffentlicht in ABI 372 am 12.9.1997, S. 5

Die EU-Kommission weist ausdrücklich darauf hin, dass die Ergebnisse der Marktabgrenzung wesentlich von der untersuchten Wettbewerbsfrage abhängen. In der vorliegenden Untersuchung des österreichischen Gasmarktes wurde das Marktverhalten der Anbieter und Nachfrager seit der Marktöffnung 2002 rückblickend betrachtet. Durch die Analyse der Markteintrittsbarrieren auf den verschiedenen Märkten sind aber auch Aussagen über die zu erwartende Marktentwicklung und die Marktabgrenzung möglich.

3.1.1 Methodik zur Abgrenzung der sachlich relevanten Märkte

Grundlage für die Abgrenzung des sachlich relevanten Marktes ist das Bedarfsmarktkonzept. Auf der Basis der Analyse der Merkmale und des Verwendungszwecks eines Produktes werden Produkte in einem Markt zusammengefasst, die als substituierbar erachtet werden.

Dabei sieht die EU-Kommission in ihrer Bekanntmachung die funktionale Austauschbarkeit oder ähnliche Merkmale nicht als ausreichende Kriterien und gibt weitere Methoden zur Absicherung der Ergebnisse des Bedarfsmarktkonzeptes an: Substitution in jüngster Vergangenheit, Preiskorrelationen als Indikator für Substitution, Einschätzung der Abnehmer und Anbieter der Produkte, Erhebung von Verbraucherpräferenzen, Schranken der Nachfragesubstitution. Diese Kriterien werden zur Beurteilung herangezogen – soweit mit den vorliegenden Daten möglich.

3.1.2 Methodik zur Abgrenzung der räumlich relevanten Märkte

Anhand der vorliegenden Befragungsergebnisse wurden Rückschlüsse auf Nachfragemerkmale und das Käuferverhalten (z.B. Bezug von Unternehmen aus dem Ausland, Ausschreibungen, Präferenzen für bestimmte Unternehmen) gezogen. Diese Ergebnisse lassen sich durch die Analyse der Handelsströme ergänzen. Sprechen die Handelsströme für eine engere räumliche Marktabgrenzung, dann kann die Margenentwicklung Rückschlüsse darauf geben, ob die Anbieter trotzdem Wettbewerb ausgesetzt sind.

Eine rückläufige Margenentwicklung kann jedoch bei der Anbindung der Gaspreisentwicklung an die Ölpreisentwicklung als Indiz für Wettbewerbsdruck nur bedingt gewertet werden. Steigende Gasbezugspreise aufgrund der Ölpreissteigerung haben nach Angaben von Gasunternehmen zumeist einen Margenrückgang zur Folge.¹⁰ Wesentlich ist daher auch die relative Margenentwicklung bei den Anbietern, d.h. inwieweit je nach Anbieter steigende Bezugskosten aufgrund von Ölpreissteigerungen an die Kunden weitergegeben werden konnten.

3.1.3 Markteintrittsbarrieren

Markteintrittsbarrieren schützen etablierte Unternehmen vor neuen Marktteilnehmern, da dem neuen Unternehmen Nachteile – meist in der Form von Kosten – entstehen. Zurückzuführen sind diese einerseits auf Rahmenbedingungen (u.a. gesetzliche Bestimmungen) oder wirtschaftliche bzw. betriebliche Gegebenheiten (u.a. Verbund- und Größenvorteile).

Markteintrittsbarrieren können definiert werden als Marktbedingungen, die den etablierten Unternehmen erlauben, die Preise oberhalb von Wettbewerbspreisen zu setzen, ohne dass neue Anbieter dadurch veranlasst werden, in den Markt zu kommen.¹¹

Grundsätzlich kann zwischen rechtlichen, strukturellen und strategischen Markteintrittsbarrieren unterschieden werden.

Rechtliche Markteintrittsbarrieren bestehen insbesondere dann, wenn Märkte per Gesetz vom Wettbewerb ausgenommen sind. Dies war für die Endkundenmärkte in der österreichischen Gaswirtschaft bis 2002 der Fall. Durch das

¹⁰ FAZ vom 6.4.2004. S. 19: „Wie das Essener Erdgashandelshaus Eon Ruhrgas, über dessen Bücher rund zwei Drittel der deutschen Gasimporte laufen, haben alle Ferngasgesellschaften in ihren Bezugsverträgen Preisanpassungen geregelt. Da sie solche Schwankungen nicht permanent, sondern zu bestimmten Zeitpunkten an die regionalen und kommunalen Gasgesellschaften weitergeben, bedeuten steigende Gasbezugspreise meist eine Margenverschlechterung für die Ferngasgesellschaften. Je steiler der Ölpreisanstieg ist, desto größer sei die Gefahr einer Ergebnisbelastung auf der Ferngasstufe, hieß es bei der Ruhrgas.“

¹¹ Zur Definition von Markteintrittsbarrieren siehe J.S. Bain: *Barriers to New Competition*, Cambridge, Harvard University Press, 1956. G.J. Stigler: *The Organization of Industry*, Homewood, Il., Richard D. Irwin, 1968; C. Christian von Weizsäcker: *Barriers to entry*, Berlin u.a.O., 1980; Jean Tirole, *The Theory of Industrial Organization*. The MIT Press, Cambridge, MA, 1988.

GWG II wurden rechtliche Markteintrittsbarrieren auf den Endkundenmärkten beseitigt, Gebietsabsprachen sind nicht mehr zulässig.

Strukturelle Markteintrittsbarrieren existieren unabhängig vom aktuellen Unternehmensverhalten und sind

- Betriebsgrößensparnisse (Economies of Scale and Scope),
- absolute Kostenvorteile (Überlegene Produktionsmethoden, Vorteile in der Beschaffung von Produktionsfaktoren, Vorteile in der Liquiditätsbeschaffung) und
- Differenzierungsvorteile (Käuferpräferenzen, überlegenes Design, Vertriebskanäle).

Strukturelle Markteintrittsbarrieren lassen sich nicht beseitigen, da sie einem Markt immanent sind, können aber abgeschwächt werden.

Strategische Markteintrittsbarrieren werden durch das Verhalten der etablierten Unternehmen aufgestellt und können alle Maßnahmen umfassen, durch die Markteintrittskosten neuer Anbieter zusätzlich erhöht werden. Hierzu zählen u.a. Preisstrategien, das Schaffen von Überkapazitäten und Produktdifferenzierungsstrategien, wie auch Verknappung wesentlicher Infrastruktur (Transportkapazitäten), die zur Bereitstellung des Produktes notwendig ist.

Markteintrittsbarrieren haben wesentlichen Einfluss auf die Abgrenzung der Produktmärkte, zur Feststellung von Marktmacht und können zudem Aufschluss geben, mit welchen Maßnahmen der Wettbewerb intensiviert werden kann.

3.2 Sachliche und räumliche Marktabgrenzung nach den Handelsstufen entlang der Wertschöpfungskette

Zunächst werden Annahmen über Märkte entlang der Handelsstufen getroffen, die dann in Kapitel 3.3 überprüft werden. Primärenergieträger wie Erdgas, Kohle oder Öl sind in einigen Einsatzbereichen (z.B. Stromerzeugung) als Substitute anzusehen. Welche Bedeutung dies für die Marktabgrenzung hat, wird im nächsten Kapitel dargestellt.

3.2.1 Bedeutung des Konzeptes des Substitutionswettbewerbs für die Marktabgrenzung

Grundsätzlich ist eine Substitution von Erdgas durch andere Primärenergieträger, vor allem durch Heizöl, in einigen Einsatzbereichen möglich. Dies gilt allerdings weitgehend nur für die Anschaffungssubstituierbarkeit. Jeder Kunde kann sich – egal für welchen Verwendungszweck – vor der Entscheidung über die Verwendung eines Primärenergieträgers überlegen, welche Vor- und Nachteile dieser hat und diese bewerten.

Sobald allerdings eine Entscheidung für einen Primärenergieträger getroffen wurde, ist eine kurzfristige Substituierbarkeit, d.h. eine Umstellung innerhalb eines Jahres, sogar für Industriekunden nur bedingt möglich, da der (finanzielle) Aufwand für eine solche Umstellung relativ hoch ist und bei Industriebetrieben standortbezogene Emissionsvorschriften eine Umstellung auf Heizöl erschweren. Für Gewerbe- und vor allem für Haushaltskunden besteht meist nur langfristig¹² die Möglichkeit, auf ein anderes Produkt umzusteigen, da damit hohe Investitionskosten verbunden sind. Haushaltskunden reagieren weniger preissensibel in ihrem Nachfrageverhalten, was durch eine geringe Preiselastizität der Nachfrage gekennzeichnet ist.

Bivalente Kraftwerke dagegen können z.T. kurzfristig auf andere Energieträger (Heizöl, Kohle) umstellen. Diese Möglichkeit wird aber durch zu erfüllende Umweltauflagen stark beschränkt, sodass auch hier von einer kurzfristigen Substituierbarkeit i.d.R. nicht auszugehen ist.

Durch die Anbindung des Erdgaspreises an den Erdölpreis (oder andere Energieträger), und damit an das wichtigste Substitutionsprodukt, ist zudem nicht zu erwarten, dass eine Preissenkung des Substitutionsenergieträgers eine Umstellung zur Folge haben wird, da der Erdgaspreis dieser Preisentwicklung folgt. Die Umstellungsmöglichkeit stärkt aber die Verhandlungsposition des Gasnachfragers in gewissem Umfang und reduziert dadurch die Marge, die der Gasanbieter verlangen kann.

¹² Die Lebensdauer eines Gasanwendungsgerätes liegt bei etwa 10 – 15 Jahren.

Auch die Europäische Kommission geht in ihrer Entscheidungspraxis davon aus, dass es keine entsprechenden Substitutionsgüter gibt, die als wirtschaftliche Substitutionsgüter für Erdgas in Frage kommen.¹³ Wesentlich für die Methodik der Marktabgrenzung anhand der „Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrecht der Gemeinschaft“ ist zudem die **unmittelbare** Substituierbarkeit, die zwischen den Primärenergieträgern nicht gegeben ist. Die Marktabgrenzung in dieser Untersuchung bezieht sich daher auf den Energieträger Erdgas.

Festzuhalten ist, dass Substitutionsprodukte für Erdgas die Preisobergrenze festlegen, die ein Anbieter verlangen kann, ohne dass der Kunde für den Gasmarkt verloren geht. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zum Strom, der nur sehr begrenzt in seiner Verwendung ersetzbar ist.

3.2.2 Darstellung der Wertschöpfungs- und Lieferkette

Die Wertschöpfungskette stellt den Gasfluss vom Gasfeld bis hin zum Endverbraucher dar. Gas wird aus Gasfeldern gefördert, über Transportnetze über längere Strecken zu den Verbrauchszentren transportiert, zwischengespeichert und über Verteilungsnetze an Endverbraucher geliefert. Auf jeder einzelnen Stufe findet Wertschöpfung statt: Produzenten verkaufen an Gasgroßhändler, diese wieder an Zwischenhändler (große und kleine Weiterverteiler¹⁴) und diese an Endverbraucher. Diese Lieferkette kann je nach historischem Aufbau der Transportinfrastruktur unterschiedliche Längen aufweisen. Zudem kann auch auf der Transport- und Speicherstufe Handel mit Transport- und Speicherprodukten stattfinden.

Vor der Liberalisierung der Gasmärkte wurden Transport und Handel von Gas als ein Produktbündel von vertikal integrierten Gasunternehmen angeboten. Für den Gas-zu-Gas-Wettbewerb ist der separate Zugang zum Gashandel und Transport Voraussetzung. Die meisten Gashändler in Europa sind Teil integrier-

¹³ Vgl. z.B. Rs. IV/M.493 – Tractebel/Distrigaz (II), 1.9.1994; Rs. IV/M.1402 – Gaz de France/BEWAG/GASAG, 20.1.1999.

¹⁴ Der Begriff „Verteilung“ wird in dieser Untersuchung aus der Sicht des Handels gesehen und ist nicht mit dem Transport in Niederdrucknetzen gleichzusetzen.

ter Unternehmen, die auch weiterhin Gastransport (über längere Strecken) oder Weiterverteilung (z.B. auf lokaler Ebene) betreiben.

Die folgende Darstellung umfasst hauptsächlich die Situation der Handelsfunktionen zwischen den einzelnen Wertschöpfungsstufen. Dennoch ist die Organisation des Zugangs zur Transportinfrastruktur wesentlich für die Entwicklung eines Gas-zu-Gas-Wettbewerbs in allen Märkten. Die spezifische Situation in Österreich wird daher in den einzelnen Märkten untersucht.

Die ausgewerteten Daten der Branchenuntersuchung ergaben die in **Abbildung 4** dargestellten Lieferketten in der österreichischen Gaswirtschaft, die als Anhaltspunkt für die Marktabgrenzung dienen sollen.

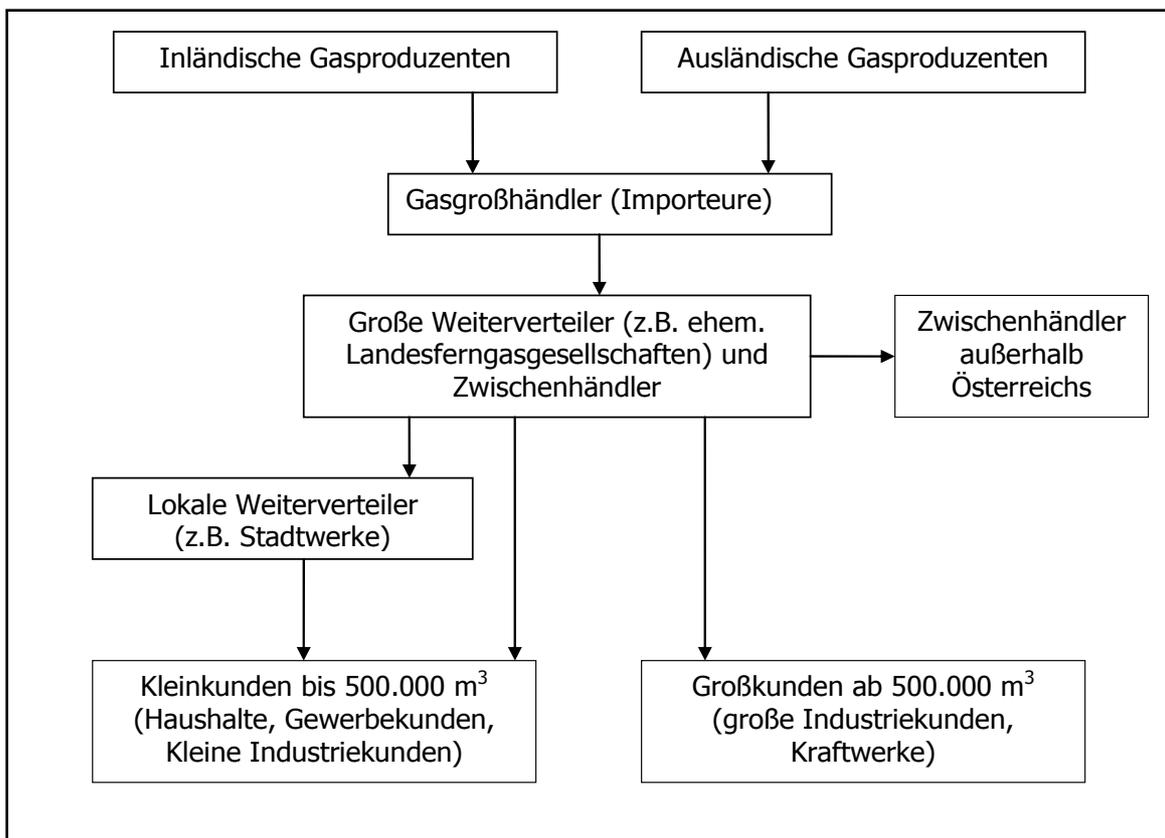


Abbildung 4: Lieferketten in der österreichischen Gaswirtschaft

Quelle: Daten der Branchenuntersuchung

Gasgroßhandel

Seit Mitte der 60er Jahre finden grenzüberschreitende Gaslieferungen nach Europa statt. Die Zahl der importierenden Länder in Europa ist seit diesem Zeitpunkt deutlich gestiegen. Die Gaslieferungen kommen vor allem aus Russland, Norwegen und Algerien. Die Exportverträge aus diesen Ländern werden zu meist von einem Unternehmen (Gazprom über Exportorganisationen wie Gaz-export in Russland, Sonatrach in Algerien) gehalten. Mit der Auflösung des norwegischen Verkaufkartells GFU, das nicht mit den EG-Wettbewerbsregeln konform war, erfolgt der Abschluss neuer Verträge nun direkt mit den verschiedenen norwegischen Gasproduzenten. Gazprom und Sonatrach verfügen weiterhin über das Exportmonopol. Anbieter auf diesem Markt sind auch die inländischen Gasproduzenten OMV AG und RAG AG.

Gasgroßhändler in Europa sind z.B. E.ON Ruhrgas AG, GdF, ENI. Langfristige Bezugsverträge mit den ausländischen Produzenten (Gazprom bzw. GWH, norwegische Gasproduzenten) hält in Österreich nur die OMV Gas GmbH. Die Vertragsbeziehungen wurden bereits in den 60er Jahren zwischen OMV und den Produzenten aufgebaut und kontinuierlich weiterentwickelt. Die Vertragsmengen wurden für die Belieferung der sog. Landesferngasgesellschaften (der einzelnen Bundesländer) importiert.

Daneben vermarktet OMV Gas GmbH die Inlandsproduktion der OMV AG. Der zweite österreichische Gasproduzent RAG AG vermarktet seine Produktion selbst und z.T. über die RAG Beteiligungsgesellschaft (RAG BG) und ist damit auch als Gasgroßhändler anzusehen.

OMV Gas GmbH als wesentlicher Importeur nach Österreich steht auf der Nachfrageseite nach Gasimporten anderen europäischen Importeuren wie ENI, E.ON Ruhrgas AG und Gaz de France gegenüber, die 2001 ca. 54% der Gas-mengen in die EU (in den Grenzen von 2001) importierten. Im Verhältnis zu diesen Importeuren sind die Vertragsmengen der OMV Gas GmbH aus den Importverträgen deutlich niedriger.

Das Produkt, das auf dem Großhandelsmarkt angeboten wird, lässt sich folgendermaßen charakterisieren:

- Großvolumige Abnahmemengen
- Langfristige Verträge mit Laufzeiten von mehr als 15 Jahren
- Anlehnung der Gaspreisentwicklung an die Preisentwicklung der Ölproduktenpreise (Preisgleitklauseln); quartalsweise Anpassung
- Großteils Abrechnung in Fremdwährung
- Keine Abnahmeflexibilitäten in Bezug auf Tag und Monat; saisonale Abnahmeflexibilitäten in geringem Ausmaß, daher keine strukturierten Lieferungen, sondern Bandlieferungen.
- Periodische Preisrevisionen: Bei einschneidenden Veränderungen auf den Absatzmärkten können Basispreise wiederverhandelt werden.
- Take-or-Pay-Verpflichtungen: Der Abnehmer verpflichtet sich, für eine bestimmte Menge zu zahlen, gleichgültig ob er sie abnimmt oder nicht.

Die Erdgasproduzenten schließen zumeist langfristige Lieferverträge mit Gasgroßhändlern (sog. Ferngasgesellschaften) mit einer Laufzeit zwischen 15 und 25 Jahren ab. Als Argument für die Langfristigkeit wird angeführt, dass für die Investitionen in Exploration und Förderung sowie den Aufbau der Transportinfrastruktur zu den Verbrauchsschwerpunkten Sicherheiten auf der Abnahmeseite notwendig sind.¹⁵ Dies war zweifellos in der Vergangenheit für die Exportunternehmen in der ehemaligen Sowjetunion und in Algerien zutreffend, da diese Langfristigerträge als Sicherheiten für Finanzierungen in westlicher Währung nutzen konnten. Ob dieses Argument auch heute noch (volle) Gültigkeit besitzt kann zwar bezweifelt werden; doch hat die Europäische Kommission bisher langfristige Importverträge unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit akzeptiert.

Es bleibt daher abzuwarten, ob sich die Langfristigkeit der Verträge im Großhandelsmarkt im Rahmen der Veränderungen in der europäischen Gaswirtschaft verringern wird.

¹⁵ Vgl. Vortrag von Dieter Pfaff, E.ON Ruhrgas AG, "Importance of long-term contracts for customer and business planning". Gehalten bei IEA Workshop: Developing Gas Hubs in Continental Europe, am 13. Juni 2005; Quelle: www.eurogas.org unter Publikationen

Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler)¹⁶

Große Weiterverteiler sind in Österreich EconGas GmbH, STGW, Kelag und Salzburg AG sowie Terragas. In den RZ Tirol und Vorarlberg sind große Weiterverteiler Tigas bzw. VEG.

Aus den vorliegenden Daten der Untersuchung ist festzustellen, dass es auf dieser Stufe mehrere Produkte gibt, die gehandelt werden. Zum einen gibt es langfristige Lieferungen an große Weiterverteiler, zum anderen auch kurzfristige Lieferungen, vor allem in den Sommermonaten.

Langfristige Lieferungen

Das Produkt, das auf dem Zwischenhandelsmarkt angeboten wird, lässt sich folgendermaßen charakterisieren:

- Großvolumige, aber wesentlich geringere Abnahmemengen als im Großhandel
- Langfristige Verträge über Laufzeiten von mehr als 2 Jahren bis zu 20 Jahren
- Anlehnung der Gaspreisentwicklung an die Preisentwicklung der Ölproduktenpreise (ölindexierte Preisgleitklauseln)
- Abrechnung ausschließlich in nationaler Währung
- Keine Abnahmeflexibilitäten in Bezug auf Tag und Monat; geringe saisonale Abnahmeflexibilitäten, daher keine strukturierten Lieferungen, sondern Bandlieferungen
- Take-or-Pay-Verpflichtungen

Der Gasgroßhändler erbringt daher als Vorleistungen in das Produkt auf diesem Markt die Verringerung des Ausfallsrisikos über diversifizierte Bezüge und die Übernahme des Wechselkursrisikos.

¹⁶ Der Begriff „Verteilung“ wird in dieser Untersuchung aus der Sicht des Handels gesehen und ist nicht mit dem Transport in Niederdrucknetzen gleichzusetzen.

Langfristige Bezugsverträge mit OMV Gas GmbH halten EconGas GmbH, STGW, Kelag und Erdgas Import Salzburg GmbH (EIS, 100%ige Tochtergesellschaft der Salzburg AG). Die Festlegung des Umfangs der Lieferverträge erfolgte vor der Marktöffnung für Gas-zu-Gas-Wettbewerb und basiert daher auf den prognostizierten Absatzmengen in den jeweiligen Netzbereichen. Auch E.ON Ruhrgas AG ist auf diesem Markt als Anbieter in den Regelzonen tätig.

Kurzfristige Lieferungen

Zudem werden kurzfristige Jahresverträge und Verträge über 2-3 Monate (Sommermengen) abgeschlossen.

Kennzeichnend für diese Produkte sind:

- Geringe Laufzeiten bis höchstens 2 Jahre
- Üblicherweise Fixpreis über die gesamte Vertragslaufzeit
- Keine Abnahmeflexibilität: Bandlieferungen

Anbieter sind neben den österreichischen Gasgroßhändlern auch weitere europäische Gasgroßhändler, allerdings mit geringen Mengen. Große Weiterverteiler handeln auch untereinander mit kurzfristigen Verträgen.

In diesen Lieferungen sind auch die Mengen aus dem Gas Release Programm 2003 und 2004 enthalten. Das Gas Release Programm ist eine Zusage der OMV Gas GmbH, welche im Rahmen des Zusammenschlussverfahrens zur EconGas GmbH gegeben wurde¹⁷. Jeweils 250 Mio m³ Jahresmenge wurden 2003 und 2004 versteigert. Das Produkt (Laufzeit 1 Jahr) entsprach im Wesentlichen den oben genannten Merkmalen, es wurde in Lotgrößen von 10 Mio m³ pro Jahr angeboten.

Ausgleichsenergiemarkt

Im Zuge der Einführung des Bilanzgruppenmodells wurde die Möglichkeit geschaffen, dass der Regelzonenführer, der über keine eigene Erdgasmengen oder -kapazitäten verfügen darf, das Transportnetz technisch ausgleichen kann.

¹⁷ Vgl. <http://www.bwb.gv.at/BWB/Aktuell/Archiv/zusagengas.htm>

Ausgleichsenergie wird dann benötigt, wenn die Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen der Bilanzgruppen nicht mit dem tatsächlichen Abnahmeverhalten der Bilanzgruppenmitglieder übereinstimmen.

Aus diesem Grund wurde das Produkt Ausgleichsenergie geschaffen, das folgende Merkmale hat:

- Kurzfristige (Stündliche) Einspeisung oder Entnahme von Gas ins Netz zum Zweck der Netzstabilisierung

Der Rahmen für den Ausgleichsenergiemarkt wird in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AGCS in der RZ Ost) festgelegt.¹⁸ Dieser übernimmt auch die organisatorische und technische Abwicklung.¹⁹

Am Ausgleichsenergiemarkt haben Erdgashändler²⁰ die Möglichkeit, werktags bis 16:00 ihre ungenutzten Kapazitäten und Gasmengen für den Folgetag anzubieten. Voraussetzung dafür ist eine Registrierung bei der Verrechnungsstelle. Ausgleichsenergieanbieter stellen Angebote getrennt nach Lieferung und Übernahme von Erdgas auf stündlicher Basis. Diese Angebote werden preislich gereiht und dem Regelzonenführer in Form einer Merit Order List (MOL) täglich übermittelt.

Der Regelzonenführer bedient sich dieser Merit Order List (MOL), um Ungleichgewichte im Netz mittels Abrufen von Erdgasmengen auszugleichen. Ist nach Ansicht des RZF das Netz „überliefert“, werden Anbieter beauftragt, Gas zu entnehmen. Ist zu wenig Gas im Netz, werden Anbieter aufgefordert einzuspeisen. Die Anbieter der Ausgleichsenergie erhalten dabei jeweils ihren gebotenen Preis für die Entnahme oder Einspeisung von Gas ins Netz.

Registrierte Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt waren 2003 und 2004 Econ-Gas, RAG, STGW, Salzburg AG und KELAG. Die technischen Voraussetzungen

¹⁸ Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB BKO, auf www.e-control.at unter Gas/Marktregeln

¹⁹ Aufgrund der Sonderstellung der Regelzonen für Tirol und Vorarlberg wird im Folgenden nur auf die Regelzone Ost eingegangen.

²⁰ Nach GWG II ist ein Erdgashändler eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas kauft oder verkauft, ohne innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie eingerichtet ist, eine Fernleitungs- oder Verteilerfunktion wahrzunehmen.

gen für das Angebot am Ausgleichsenergiemarkt (halbstündige Vorlaufzeit für Abruf des Angebots) haben die Möglichkeiten des Ausgleichsenergieangebots bisher auf Speicherkunden des OMV Gas Speicherpools eingeschränkt.

Obwohl der Abruf der Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer erfolgt, sind die Nachfrager nach Ausgleichsenergie die Bilanzgruppen. Der RZF trägt kein finanzielles Risiko seines Abrufs. Die Ausgleichsenergie wird den kommerziellen Bilanzgruppen (Erdgashändler) von der Clearingstelle AGCS in Rechnung gestellt.

Die größte kommerzielle Bilanzgruppe stellt dabei EconGas als Bilanzgruppenverantwortlicher dar. Weitere kommerzielle Bilanzgruppen bildeten 2003 und 2004 STGW, Kelag, RAG, Terragas GmbH und Energie Ried. 2005 sind zwei weitere kommerzielle Bilanzgruppen hinzugekommen.

Speichermarkt

Gas ist im Gegensatz zu Strom speicherbar. Für die großvolumige Gasspeicherung stehen vor allem Unterspeicher unterschiedlichen Typs (Porenspeicher, Aquiferspeicher) zur Verfügung. Daneben gibt es im Gasverteilungssystem auch Übertagespeicher, die eng mit dem Verteilungssystem verbunden sind und zu denen ein separater Zugang nicht praktikabel ist. In dieser Untersuchung wird der Zugang zu Gasspeichern daher mit dem Zugang zu Unterspeichern gleichgesetzt.

In Österreich werden als großvolumige Speicherkapazitäten vor allem Porenspeicher (ehemalige Gasfelder) genutzt. Die Speicherkapazitäten in Österreich sind regional auf die Regelzone Ost konzentriert, besonders auf Nieder- und Oberösterreich. Speicherbetreiber mit Speicherkapazitäten in der RZ Ost sind OMV Gas GmbH (3 Speicher) und RAG (1 Speicher). Dabei hält die OMV Gas GmbH ca. 75% der verfügbaren Kapazitäten in der RZ Ost.

Tabelle 1: Speicherkapazitäten in Österreich 2004

Speicher	Einpressleistung in m ³ /h	Entnahmeleistung in m ³ /h	Arbeitsgasvolumen in Mio m ³
OMV-Schönkirchen	650.000	740.000	1.570
OMV-Tallesbrunn	125.000	160.000	300
OMV-Thann	115.000	130.000	250
RAG-Puchkirchen	290.000	290.000	700
Summe	1.180.000	1.320.000	2.820

Quelle: Homepage RAG (www.rohoel.at) und OMV AG (www.omv.com)

Aufgrund der Annahme, dass der Speicherbetrieb nicht per se ein natürliches Monopol ist, ist der Speicherzugang nach der Marktöffnung nicht generell reguliert worden (kein regulierter Speicherzugang und keine ex-ante Preisregulierung), sondern ist gemäß GWG auf verhandelter Basis zwischen Speicherbetreiber und -zugangsberechtigten möglich. Speicherzugangsberechtigte sind nach GWG Produzenten, Versorger und Händler. Allerdings sind im Gesetz Gleichbehandlung und kostenbasierte Preisbildung als Grundlage für die Verhandlungslösung festgelegt worden.

Produkte am Speichermarkt

Anbieter sind OMV Gas GmbH und RAG. Nachfrager sind große Weiterverteiler (EconGas, STGW, Kelag und Salzburg AG). Das Produkt am Speichermarkt in Österreich ist gekennzeichnet durch

- Entnahme und Einspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen

- saisonalen Speicherprodukten und
- kurzfristigen Speicherprodukten.

Wesentlicher Produktunterschied ist neben der Fristigkeit die fixe oder flexible Entnahme und Einspeicherung:

- Im ersten Fall kann nur zu bestimmten Zeiten Gas eingespeichert (in den Sommermonaten) und entnommen (in den Wintermonaten) werden. Dies entspricht der saisonalen Speicherung.
- Bei der flexiblen Entnahme kann zwischen Entnahme und Einspeicherung zu jedem Zeitpunkt gewählt werden. Diese Flexibilität ist beim Angebot von kurzfristigen Speicherprodukten notwendig.
- Zwischen diesen Produkten ist keine vollständige Angebotssubstituierbarkeit gegeben. Um einen kurzfristigen Wechsel zwischen Entnahme und Einspeicherung zu ermöglichen, sind zusätzliche Investitionen notwendig, um die technischen Voraussetzungen zu schaffen. Es ist daher nicht jedem Speicherbetreiber möglich, flexible Produkte ohne zusätzliche Umstellungskosten anzubieten. So bietet OMV Gas GmbH lang- und kurzfristige flexible und fixe Speicherprodukte an, RAG dagegen nur saisonale Speicherung.

Belieferung lokaler Weiterverteiler

Als lokale Weiterverteiler werden die ehemaligen Landesferngasgesellschaften (LFGs) Wienenergie Vertrieb, EVN Vertrieb, Begas Vertrieb und Linz Gas Vertrieb, die sich zur Energieallianz zusammengeschlossen haben, sowie Erdgas Oberösterreich, Stadtwerke Klagenfurt, Stadtwerke Kapfenberg, Stadtwerke Leoben, Stadtwerke Steyr, Energie Ried, Elektrizitätswerke Wels und Energie Graz bezeichnet. Auch Unsere Wasserkraft und MyElectric, welche vor allem Gas gemeinsam mit Strom vermarkten, sind lokale Erdgashändler. In den RZ Tirol und Vorarlberg gibt es jeweils nur ein Stadtwerk, Erdgasversorgung Außerfern und Stadtwerke Bregenz.

Das gehandelte Produkt in diesem Markt enthält Folgendes:

- In der Regel strukturierte Lieferungen (Tages- und Monats- und Jahresflexibilität) nach ähnlichem Abnahmeprofil (Winterspitze, geringe Sommermenge)
- Speicherdienstleistungen vom Vorlieferanten
- In der Regel Preisgleitklauseln mit Indexierung an Ölprodukten

- Übernahme des Bilanzgruppenmanagement durch Vorlieferanten
- Übernahme der Ausgleichsenergieabwicklung durch Vorlieferanten

Anbieter auf diesem Markt sind in der RZ Ost EconGas, STGW, Kelag, Salzburg AG und CEOG. In der RZ Tirol ist die Tigas als Anbieter tätig, in Vorarlberg VEG.

Endkundenmärkte

Endkunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch

Endkunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch sind Haushaltskunden, Gewerbetunden und kleine Industriekunden.

Die Produkte, die in diesem Marktsegment angeboten werden, sind unterschiedlich für **nicht gemessene** Endkunden bis 100.000 m³ und **gemessene** Endkunden ab 100.000 m³ bis 500.000 m³.

➤ *Produkt für nicht gemessene Endkunden bis 100.000 m³ Jahresverbrauch*

Das Produkt (Vertrag) in diesem Marktsegment ist folgendermaßen zu charakterisieren:

- Verträge sind kurzfristig, d.h. Laufzeit bis zu einem Jahr.
- Die Verträge enthalten **keine explizite Preisgleitklausel mit Anbindung an die Ölproduktpreise**, sondern sprungfixe Preismodelle, wobei der Gaspreis in unregelmäßigen, vom Gaslieferanten bestimmten Zeitabständen angepasst wird. Dies entspricht nach Ansicht der Gasunternehmen dem Wunsch der Endkunden nach geringer Volatilität der Gaspreise. Dies bedeutet, dass eine Senkung oder Steigerung der Heizölpreise und damit der Einstandskosten der Unternehmen keine unmittelbare Auswirkung auf die Gaspreise der Endkunden hat, sondern in der Regel zeitverzögert weitergegeben wird.
- Es gibt eine gesetzlich auferlegte Preistransparenz: Anbieter müssen Tarife veröffentlichen. Im Tarifikalkulator der Energie-Control GmbH können die

Preise verglichen werden; auch auf den Homepages der Anbieter sind Preisinformationen erhältlich.

- Die Preise in diesem Marktsegment sind nicht verhandelbar, da dies aufgrund der geringen Abnahmemenge und der hohen Kundenanzahl mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand für den Anbieter verbunden wäre.
- Die Entwicklung des Durchschnittspreises ist nur von der Abnahmemenge beeinflusst, d.h. ein höherer Verbrauch führt zu einem niedrigeren Durchschnittspreis.
- Verträge enthalten keine Mindestabnahmeverpflichtung.
- Die Abrechnung erfolgt einmal jährlich.

➤ *Produkt für gemessene Endkunden ab 100.000 bis 500.000 m³*

Die Verträge mit Gewerbekunden und kleinen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch ab 100.000 m³ weisen folgende Eigenschaften auf:

- Verträge sind kurzfristig (bis zu zwei Jahren).
- Die Preise werden nach dem Anlegbarkeitsprinzip²¹ individuell verhandelt.

²¹ Die Preisbildung nach der Anlegbarkeit wurde in den 60er Jahren bei der Einführung des Energieträgers Erdgas in den Wärmemarkt entwickelt, damit der Preis wettbewerbsfähig mit dem des Hauptkonkurrenten Heizöl gestaltet werden konnte. Der Substitutionswettbewerb zwischen Heizöl und Erdgas ist dabei entscheidend für die Funktionsfähigkeit des Preisbildungsprinzips, da nur er gewährleisten kann, dass keine monopolistischen Preisbildungsspielräume entstehen können.

Der anlegbare Erdgaspreis stellt ein Anwendungsbeispiel der Preisdifferenzierung dar. Im Vergleich zur einfachen Monopolpreisbildung sind die Wohlfahrtsverluste bei einer Preisdifferenzierung nach der Anlegbarkeit des Preises niedriger. Der Anbieter kann einen Großteil jener Konsumentenrente, die bei der einfachen Monopolpreisbildung verloren gehen würde, zusätzlich abschöpfen. Daneben führt die Preisbildung nach der Anlegbarkeit zu einer Ausdehnung der Gesamtabatzmenge über die Menge hinaus, die ein Monopolist mit einem einheitlichen Preis anzubieten bereit wäre.

Der Erdgaspreis ist „anlegbar“, wenn der unter Berücksichtigung aller Anwendungsvor- und -nachteile des Erdgases berechnete Preis nicht höher ist als der Preis für den Einsatz und die Systemkosten des wichtigsten Substitutionsenergieträgers (bei Haushalten z.B. leichtes Heizöl). Die Anlegbarkeit wird somit durch die Zahlungsbereitschaft der Kunden bestimmt, die sich am individuellen Nutzen, gemessen an den Kosten der besten verfügbaren Alternative, orientiert. Grundlegend für die Berechnung sind somit die individuellen Opportunitätskosten. Die Untergrenze für den anlegbaren Preis sind die Grenzkosten der Versorgung mit Erdgas.

Die Orientierung des Erdgaspreises am Preis für die Substitutionsenergie erfolgt dabei in zwei Schritten: zunächst in der Bestimmung des Basispreises, in dem auch die Systemkosten der Anwendung der Energieträger eingehen und dann in der Indexierung dieses Basispreises, dessen Entwicklung an die Entwicklung der wichtigsten Substitutionsenergie (z.B. Ölpreis) „angelegt“ wird.

Siehe für eine genauere Darstellung und Literaturhinweise Gerhard Schulz (1996), Preisbildung in der Energiewirtschaft, Schriften zur Energiewirtschaftlichen Forschung und Praxis, Nr. 5, Essen, 1996; Kapitel 5: Preisbildung für Erdgas, S. 214 ff.

- Keine Preistransparenz: Es gibt keine veröffentlichten Informationen zu den Preisen in diesem Marktsegment.
- Da die Leistung dieser Kunden gemessen wird, sind die Einflussfaktoren auf den Preis nicht nur die Abnahmemengen, sondern auch die Benutzungstunden (Lastfaktor). Ein höherer Verbrauch verbunden mit einem gleichmäßigen Abnahmeprofil führt zu einem niedrigeren Durchschnittspreis als bei einem extrem schwankenden Abnahmeprofil, d.h. der Kunde kauft in diesem Produkt Energie und Leistung.
- Verträge enthalten Preisgleitklauseln, die eine Preisanpassung zu einem vorher bestimmten Zeitabstand (alle drei bis sechs Monate) zur Folge haben. Die Preise sind i.d.R. an die Entwicklung der Heizölpreise angebunden.
- Verträge sind verhandelbar. Es werden zwar Standardverträge angeboten, die aber in Teilbereichen individuell verhandelbar sind.
- Verträge enthalten die Festlegung von Mindestabnahmemengen.
- Die Abrechnung erfolgt i.d.R. monatlich.

Eine Unterteilung dieser Endkundengruppe in einen Markt für die Belieferung von Endkunden bis 100.000 m³ und ab 100.000 m³ bis 500.000 m³ ließe sich aufgrund der Produktunterschiede sachlich rechtfertigen.

➤ *Endkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch*

Endkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch sind große Industriekunden und Kraftwerke.

Große Industriekunden beziehen dabei zu ähnlichen Vertragsbedingungen wie das Kundensegment von 100.000 m³ bis 500.000 m³ Jahresverbrauch, jedoch deutlich größere Mengen:

- Verträge sind kurzfristig (bis zu einem Jahr).
- Die Preise werden nach dem Anlegbarkeitsprinzip individuell verhandelt.
- Keine Preistransparenz: Es gibt keine veröffentlichten Informationen zu den Preisen in diesem Marktsegment.

- Einflussfaktoren auf den Preis sind nicht nur die Abnahmemengen, sondern auch die Benutzungsstunden (Lastfaktor). Ein höherer Verbrauch verbunden mit einem gleichmäßigen Abnahmeprofil führt zu einem niedrigeren Durchschnittspreis als bei einem extrem schwankenden Abnahmeprofil.
- Verträge enthalten Preisgleitklauseln, die eine Preisanpassung zu einem vorher bestimmten Zeitabstand (alle drei Monate, monatlich etc.) zur Folge haben. Die Preise sind i.d.R. an die Entwicklung der Heizölpreise gebunden.
- Verträge sind verhandelbar. Es können zwar Standardverträge angewandt werden, die aber verhandelbar sind.
- Die Abrechnung erfolgt i.d.R. monatlich.

Kraftwerke dagegen beziehen zumeist über langfristige Verträge, die z.T. auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen werden. Wesentlicher Unterschied ist das Abnahmeprofil der Kraftwerke, die hohe Flexibilität der Gaslieferungen von den Anbietern voraussetzen. Auch in diesem Kundensegment werden die Lieferverträge individuell ausgehandelt. Welche weiteren Bestimmungen diese Verträge enthalten, ist den vorliegenden Daten nicht zu entnehmen.

Ingesamt ist jedoch davon anzugehen, dass zwischen dem Produkt für große Industriekunden ab 500.000 m³ und dem Produkt für Kraftwerke Unterschiede bestehen.

3.2.3 Zusammenfassung der Annahmen der sachlich und räumlich relevanten Marktgrenzen

Tabelle 2 zeigt die Handelsstufen entlang der Wertschöpfungskette der Gaswirtschaft, die in die wettbewerbsrechtliche Beurteilung als sachlich relevante Märkte einfließen. Transport und Verteilung (aus transporttechnischer Sicht) sind in dieser Übersicht nicht enthalten.²²

²² Der nationale Transport- und Verteilungsbereich ist per Gesetz ein Monopol mit reguliertem Zugang (GWG II), womit per Gesetz Wettbewerb ausgeschlossen ist.

Tabelle 2: Annahmen der Marktabgrenzung

Markt		Produkt	Räumlich relevanter Markt
Gasgroßhandel		Großvolumige, langfristige Gaslieferungen mit geringer Abnahmeflexibilität; Verrechnung in Fremdwährung	Weiter als RZ
Zwischenhandel/Belieferung von großen Weiterverteilern		Langfristige Gaslieferungen mit geringer Abnahmeflexibilität aus diversifizierten Gasbezügen; Verrechnung in nationaler Währung	Regelzonen
		Kurzfristige Gaslieferungen mit Fixpreisen ohne Flexibilität; Verrechnung in nationaler Währung	Regelzonen
Speichermarkt		saisonale Ein- und Ausspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern	RZ Ost
		kurzfristige, flexible Ein-/Ausspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern	RZ Ost
Ausgleichsenergiemarkt		Stündliche Bereitstellung/Abnahme von Gasmengen zum Ausgleich von Prognosefehlern	Regelzonen
Belieferung von lokalen Weiterverteilern		Strukturierte Gaslieferungen; enthalten Ausgleichsenergiekosten und Speicherkosten	Regelzonen
Endkunden			
	Kleinkunden	Strukturierte Gaslieferungen an Kleinkunden bis 100.000 m ³ , nicht gemessener Jahresverbrauch, sprungfixe Preisanpassung, Kurzfristige Verträge	Regelzonen
		Strukturierte Gaslieferungen an Kleinkunden von 100.000 bis 500.000 m ³ , gemessener Jahresverbrauch, Preisanpassung über Preisgleitklauseln, Kurzfristige Verträge	
	Großkunden	Gaslieferungen an Industriekunden ab 500.000 m ³ gemessener Jahresverbrauch, i.d.R. kurzfristige Verträge	Regelzonen
		Gaslieferungen an Kraftwerke, i.d.R. langfristige Verträge	Regelzonen

3.3 Überprüfung der sachlich und räumlich relevanten Marktgrenzen

3.3.1 Marktabgrenzung Gasgroßhandel

Sachliche Marktabgrenzung

Da keine Informationen über die Preise und die Vertragsmengen in diesem Markt vorliegen, ist eine Überprüfung der Marktgrenzen anhand von Preiskorrelationen und Handelsströmen nicht möglich. Es ist aber nicht davon auszugehen, dass es ein Substitut für das Großhandelsprodukt gibt.

Es liegen zudem keine Informationen darüber, ob es neben dem Gasgroßhandel mit langfristigen Verträgen auch kurzfristige Produkte gibt, sodass eine weitere Marktsegmentierung nicht möglich ist.

Einen Hinweis für die Marktabgrenzung kann die Feststellung der Markteintrittsbarrieren geben. Zunächst ist die Langfristigkeit der Verträge eine Markteintrittsbarriere für neue Marktteilnehmer.

Um als Nachfrager nach dem Produkt auf dem Großhandelsmarkt (langfristige Verträge mit großen Abnahmemengen, Verrechnung in Fremdwährung) aufzutreten, erfordert es eine gewisse wirtschaftliche Größe und Finanzkraft. Dies wird auch von Gasgroßhändlern bestätigt. In der überwiegenden Zahl der europäischen Mitgliedstaaten hat dies faktisch zu „Importmonopolen“ in den jeweiligen Ländern geführt. Eine rechtliche Regelung zur volkswirtschaftlich optimalen Ausgestaltung dieser „Quasi-Monopole“ fehlt allerdings - im Unterschied zum Elektrizitätsmarkt - weitgehend.

Räumliche Marktabgrenzung

Für die räumliche Marktabgrenzung spielt auch der Zugang zur Transportinfrastruktur eine wesentliche Rolle für das Angebot des Produktes im Gasgroßhandel. Für den sog. „Ferngastransport“ (Transport über lange Strecken) und den Transit gibt es erst in einigen wenigen europäischen Ländern regulierten Zugang (z.B. Großbritannien), obwohl von der EU-Kommission in der sog. „Beschleunigungsrichtlinie“ gefordert. Auf den wichtigsten Verbindungsleitungen

zwischen Gasproduzenten und Verbrauchsschwerpunkten spielt der verhandelte Netzzugang eine wesentliche Rolle (Transport von Russland nach Westeuropa, Transport von Norwegen nach Südeuropa). Dabei sind die Inhaber der Transportkapazitäten in den meisten Fällen auch auf dem Großhandelsmarkt tätig (Gazprom, Ruhrgas, ENI, GdF etc.).

Da die bestehenden Transportkapazitäten nahezu vollständig von diesen Unternehmen langfristig kommittiert sind und neuen Kapazitätsnachfragern nur Kapazitäten am Sekundärmarkt oder auf unterbrechbarer Basis angeboten werden, ist es für neue Marktteilnehmer kaum möglich, die Transportinfrastruktur uneingeschränkt zu nutzen.

Die EU-Kommission geht in mehreren Entscheidungen zu Unternehmenszusammenschlüssen davon aus, dass die Produktion und der Handel dieser Produktionsmengen mindestens EU-weit und einschließlich von Russland und Algerien einzugrenzen ist.²³ Der eingeschränkte Zugang zu Transportkapazitäten lässt jedoch eher auf eine engere Marktabgrenzung schließen.

Es ist daher anzunehmen, dass der relevante Markt zumindest weiter als Österreich zu sehen ist.

Ergebnis Marktabgrenzung

Es ist zu vermuten, dass es einen sachlichen Produktmarkt Gasgroßhandel gibt, der weiter als Österreich zu sehen ist.

3.3.2 Marktabgrenzung Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler)

Sachliche Marktabgrenzung

Das Zwischenhandelsprodukt unterscheidet sich in zwei wesentlichen Punkten vom Großhandelsprodukt:

²³ Vgl. EU-Kommission, E v 29.09.1999, IV/M.1383 – Exxon/Mobil, Rz 19 ; Comp./M.3086, GdF/Preussag Energie, Rz 10; eine Überprüfung dieser Annahme steht noch aus; Die EU-Kommission weist in Merger Case Nr. IV/M.1573 daraufhin, dass die Marktabgrenzung enger sein kann, z.B. gibt es in Deutschland (wie auch in Österreich) keine Gaslieferungen aus Algerien (Rz 15).

- Geringere Vertragsmengen und
- Verrechnung ausschließlich in nationaler Währung.

Dies bedeutet, dass das Produkt mit einem geringeren Risiko behaftet ist. Es ist zu hinterfragen, ob diese unterschiedlichen Produktmerkmale wesentlich sind, sodass eine Marktabgrenzung gerechtfertigt ist.

Sachliche Abgrenzung zu Gasgroßhandel

Die Bezugspreise im Gasgroßhandel sind nicht vollständig bekannt, daher können die Preisunterschiede zum Zwischenhandel nicht als Abgrenzungskriterium für unterschiedliche Produktmärkte dargestellt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Gasgroßhändler die Gasmengen mit einem Aufschlag weitergeben, und daher ein Preisunterschied zwischen Gasgroßhandel und Zwischenhandel gegeben ist.

Für eine Unterscheidung zwischen Gasgroßhandel und Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler) spricht weiters, dass ein direkter Bezug von ausländischen Erdgasproduzenten durch große Weiterverteiler unwahrscheinlich erscheint. Der wesentliche Grund dafür ist, dass das Produkt auf dem Großhandelsmarkt mit einem höheren Risiko behaftet und daher die Nachfragesubstituierbarkeit nicht gegeben ist:

- Um günstige Bezugspreise zu erhalten, müssen (derzeit noch) große Gasmengen mit einer langfristigen Bezugsbindung abgenommen werden. Um das Ausfallsrisiko zu minimieren, müsste Gas zudem von mehr als einem Produzenten bezogen werden. Der Zwischenhändler/große Weiterverteiler müsste also deutlich größere Mengen beziehen, als er selber in seine Absatzmärkte liefern will. Dies bedeutet eine Neuausrichtung seiner Geschäftstätigkeit, die mit höheren Kosten verbunden ist.
- Der Import bedeutet ein hohes finanzielles Risiko (Wechselkursrisiko), das eine Absicherung innerhalb eines Unternehmens erfordert. Es ist nicht davon auszugehen, dass hauptsächlich national tätige Unternehmen diese Funktionen in ihrem Unternehmen bereits aufgebaut haben oder ohne erhebliche Kosten aufbauen können.

- Die Tätigkeit im Gasgroßhandel erfordert eine hohe Finanzkraft auch im Vergleich mit anderen europäischen Importeuren, die zumindest die Landesferngasgesellschaften nicht aufweisen können. Importeure wie E.ON Ruhrgas, Wingas und RWE engagieren sich zunehmend in der Erdgasproduktion und sichern sich so ihre Bezugsquellen. Dies ist vor allem im Hinblick darauf zu sehen, dass im Großhandel aufgrund der starken Wachstumsraten der Nachfrage von einem Nachfrageüberhang auszugehen ist. Unternehmen wie Gazprom und Sonatrach benötigen zudem ausländisches Kapital, um Investitionen für die Erhaltung und den Ausbau ihrer Exportkapazitäten tätigen zu können.
- Auch die EU-Kommission geht in ihrer Entscheidung M.1383 (Exxon/Mobil) nicht davon aus, dass kleinere Gasunternehmen bei einem direkten Bezug von den Gasproduzenten wettbewerbsfähige Preise erhalten könnten.²⁴ Sie weist zudem darauf hin, dass nicht davon auszugehen ist, dass traditionelle Anbieter ihre Vertragspartner (z.B. E.ON Ruhrgas, ENI, OMV Gas GmbH) umgehen und direkt an deren Kunden (große Weiterverteiler) liefern werden.

Es ist daher anzunehmen, dass zwischen dem Gasgroßhandel und dem Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler) in Österreich zu unterscheiden ist.

Sachliche Marktabgrenzung langfristige und kurzfristige Lieferungen

Aus den erhobenen Daten ist ersichtlich, dass auf der Zwischenhandelsstufe im Wesentlichen zwei Produkte gehandelt werden: langfristige Verträge mit einer Laufzeit von mehr als 2 Jahren (bis über 20 Jahre) und kurzfristige Verträge mit einer Laufzeit bis zu 2 Jahren, die auch noch weitere unterschiedliche Produktmerkmale aufweisen. Es ist zu hinterfragen, ob diese Produkte als Substitute zu sehen sind.

Für eine sachliche Marktabgrenzung spricht:

²⁴ EU-Kommission; Entscheidung vom 29.09.1999, IV/M.1383 – Exxon/Mobil, S. 19

- Für einen großen Weiterverteiler, der sich ein Kundenportfolio aufbauen will, reicht der Einstieg in den Markt über kurzfristige Gasbezüge nicht aus. Er kann dann Kunden nur mit Zusatzmengen beliefern. Dies gilt vor allem, da es keinen liquiden Markt für kurzfristige große Gasmengen gibt, sondern das Angebot nur sporadisch gegeben ist. Für einen dauerhaften Markteintritt ist er auf das Angebot langfristiger Verträge angewiesen.
- Langfristige und kurzfristige Gasbezüge sind komplementäre Güter: Kurzfristige Gasbezüge (Sommermengen mit einem günstigen Preis) können eine Senkung der durchschnittlichen Bezugskosten ermöglichen, dies zeigen die erhobenen Daten. Langfristige Verträge können dagegen die Grundlast abdecken.²⁵

Es ist daher davon auszugehen, dass es zwei sachliche Produktmärkte für lang- und kurzfristige Lieferungen gibt. Kurzfristige Lieferungen finden nur in der RZ Ost, nicht in den RZ Tirol und Vorarlberg statt.

Räumliche Marktabgrenzung

Da keine Preisinformationen über die Preise anderer großer Weiterverteiler in Europa vorliegen, können nur die Handelsströme²⁶ als Indiz für die Abgrenzung des räumlich relevanten Marktes herangezogen werden.

²⁵ Diese Einschätzung wird auch von Vertretern der Gaswirtschaft geteilt. Vgl. Vortrag von Dieter Pfaff, E.ON Ruhrgas AG, "Importance of long-term contracts for customer and business planning". Gehalten bei IEA Workshop: Developing Gas Hubs in Continental Europe, am 13. Juni 2005; Quelle: www.euogas.org unter Publikationen

²⁶ Zur geografischen Abgrenzung eines Marktes werden die interregionalen Lieferungen betrachtet und daraus abgeleitet, ob verschiedene Regionen einen geografischen Markt bilden. Angenommen wird dabei, dass die notwendigen Informationen über Preis, Güter und Elastizitäten durch Angebots- und Nachfrageverhalten berücksichtigt werden. Mit den aggregierten Handelsströmen in die Region (little in from outside – LIFO) bzw. aus der Region (little out from inside – LOFI) werden die Marktgrenzen bestimmt, wobei der Markt soweit ausgeweitet wird, bis sich beide Handelsströme unterhalb einer bestimmten Grenze befinden. Elzinga und Hogarty (1973) haben dabei den Grenzwert in starken Märkten bei 90%, in schwachen Märkten dagegen bei 75% angenommen. Durch die einfache Anwendung nimmt der Elzinga-Hogarty-Test mittlerweile in der Praxis eine wichtige Stellung bei der Überprüfung der geografischen Grenzen ein. Elzinga, Kenneth G.; Hogarty, Thomas (1973): "The Problem of Geographic Market Delineation Revisited", in: Antitrust Bulletin 18, S. 45-81.

Zugang zu Transportkapazitäten als Markteintrittsbarriere für den Zwischenhandel

Für die Nachfragesubstituierbarkeit der Zwischenhändler/großen Weiterverteiler ist der Zugang zu Transportkapazitäten, die den Bezug von Anbietern außerhalb Österreichs ermöglichen, wesentlich. Dies umfasst nicht nur den Zugang zu den Transitleitungen in Österreich, sondern auch zu den Transportleitungen in den angrenzenden Ländern (Deutschland, Slowakei, Tschechien).²⁷

Wie bereits oben dargestellt, erfolgt der Zugang zu den österreichischen Transitleitungen auf der Basis verhandelter Verträge und wird nicht reguliert. Daher sind auch keine Informationen darüber verfügbar, wie die langfristigen Transportrechte auf den Transitleitungen verteilt sind, d.h. wer Zugang zu welchen Zwischenhandelsmärkten (Deutschland, Italien etc.) hat. Um langfristige Lieferungen anbieten zu können, muss jedoch auch der Abschluss langfristiger Transportverträge möglich sein oder es muss einen liquiden kurzfristigen Markt für Transportrechte ohne Kapazitätsengpässe geben, der sicherstellt, dass der Anbieter jährlich die notwendigen Transportrechte erhalten kann. Ein Markt für Transportrechte ohne Engpässe ist aber auch für den kurzfristigen Zwischenhandel wesentlich.

Transportrechte auf den Transitleitungen zu erhalten gestaltet sich für einen neuen Anbieter schwierig. Im Wesentlichen muss er dabei auf den Sekundärhandel mit Transportrechten zurückgreifen, der auf den nicht genutzten Transportrechten aufbaut. Die folgende **Abbildung 5** zeigt, dass an den Einspeisepunkten nach Österreich nur geringe freie Kapazitäten auf fester Basis vorhanden sind.

²⁷ Dabei hält OMV Gas einen Anteil von 5% an der Mittel-Europäische –Gasleitungsgesellschaft (Megal) GmbH, einer Erdgasleitung von der deutsch-tschechischen Grenze bei Waidhaus bis zur deutsch-französischen Grenze bei Medelsheim, einschl. einer Anschlussleitung von Oberkappel an der österreichischen-deutschen Grenze; Vgl. Jahrbuch für Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz 2001, Verlag Glückauf GmbH, Essen, S. 278

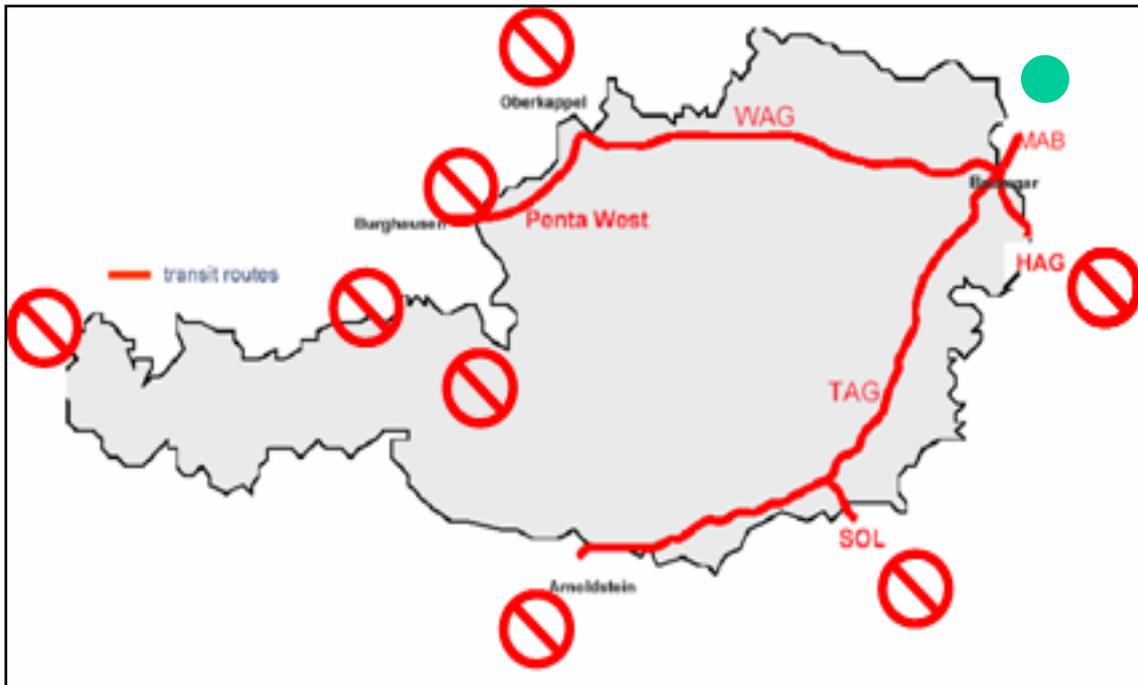


Abbildung 5: Transportkapazitätsengpässe an den Einspeisepunkten in die Regelzonen Österreichs (Rot: Engpässe; Grün: freie Kapazitäten)

Quelle: Energie-Control GmbH

Der Ausweis historischer Nutzungsgrade erlaubt einen ex post Vergleich der vertraglich reservierten – und dem Markt damit nicht zugänglichen – Kapazitäten und deren effektiver Nutzung. Wird beispielsweise der Netzzugang mit der Begründung abgelehnt, freie Kapazitäten seien aufgrund einer 100%igen vertraglichen Kapazitätskommittierung nicht verfügbar, so zeigt mitunter eine nachträgliche Betrachtung der historischen Nutzungsgrade ungenutzte reservierte Kapazitäten für den betreffenden Zeitraum.

Während die Veröffentlichung aktuell und zukünftig verfügbarer Transitzkapazitäten weitgehend transparent gestaltet ist, bestehen Transparenzlücken insbesondere hinsichtlich der Veröffentlichung historischer Nutzungsgrade. Während etwa eine solche Veröffentlichung für die WAG erfolgt, trifft dies für die TAG nicht zu. Für die Transitleitungssysteme der OMV Gas GmbH erfolgt eine Veröffentlichung historischer Nutzungsdaten nur für die Leitungssysteme SOL und Ponta West, nicht aber für die Systeme HAG und MAB.

Die effiziente Nutzung verfügbarer Kapazitäten mittels Zurverfügungstellung ungenutzter Kapazitäten an Dritte wäre ein wesentlicher Schritt für neue Anbie-

ter, an Transportrechte zu kommen: Neben dem Entzug vertraglich reservierter, aber nicht genutzter (gehorteter) Kapazitäten²⁸ zählt hierzu auch die Unterstützung eines Handels mit ungenutzten Kapazitäten am Sekundärmarkt²⁹ – etwa durch Etablierung einer Handelsplattform – und das Angebot vorübergehend ungenutzter Kapazitäten auf unterbrechbarer Basis. Im Falle unterbrechbarer Kapazitäten ist jedoch darauf zu achten, inwiefern ein entsprechendes Angebot der Marktnachfrage entspricht: insbesondere für neue Marktteilnehmer kann das Angebot unterbrechbarer Kapazitäten ein noch nicht ausreichendes Instrument zur Reduktion von Markteintrittsbarrieren sein, da die Versorgung von Endkunden (insbesondere Haushaltskunden) im Regelfall auf nicht-unterbrechbarer Basis erfolgt. Das Angebot unterbrechbarer Kapazitäten spricht in der Regel am Markt bereits etablierte Unternehmen mit Portfoliomöglichkeiten an.

Auch die Beseitigung von Netzengpässen kann einem neuen Anbieter im Zwischenhandel ermöglichen, Transportrechte zu erhalten. Neben der effizienten Nutzung nicht genutzter Kapazitäten sind weitere Instrumente zur Engpassbeseitigung durch die Fernleitungs-/ Transitunternehmen der Infrastrukturausbau für den Fall, dass einem steigenden Kapazitätsbedarf durch Mechanismen der effizienten Kapazitätsnutzung nicht ausreichend begegnet werden kann³⁰.

Ein Entzug vertraglich reservierter, aber nicht genutzter Kapazitäten durch das Transitunternehmen wird für keines der Transitsysteme TAG, WAG, HAG, MAB, SOL und Penta West praktiziert; ein Sekundärmarkt wird vom Transitunternehmen nur für das TAG System über eine Internetplattform unterstützt. Unterbrechbare Kapazitäten werden für alle Transitleitungen angeboten.

OMV Gas GmbH bietet als Dienstleistung bei grenzüberschreitenden Transportsystemen die Messung und Protokollierung von Gasmengen an. In diesem derzeit außerhalb des Regulierungsregimes liegenden Bereich müssen Trans-

²⁸ Sog. „Use it or lose it „Prinzip (UIOLI).

²⁹ Ein Kapazitätshandel am Sekundärmarkt entspricht einer vorübergehenden Untervermietung der vertraglich reservierten Kapazität durch den ursprünglichen Kapazitätshalter.

³⁰ S.a. Richtlinie 2003/55/EC des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (26.6.2003), Art 2.4.

porteurs (Shipper) die Regeln mit OMV Gas GmbH verhandeln. Insbesondere im Bereich der Zuordnung von Abweichungen zwischen Messung und angemeldeten Programmmengen gibt es unterschiedliche Möglichkeiten (z.B. pro rata oder Deklaration). Hier besitzt die OMV Gas GmbH als dominierender Anbieter von Transportkapazitäten verschiedene Gestaltungsmöglichkeiten.

Es ist daher wichtig, dass OMV Gas GmbH verbundene Unternehmen (Econ-Gas) nicht besser als andere Gashändler behandelt, die die gleichen Leistungen beziehen. Aus Gründen der Nichtdiskriminierung sollten dabei insbesondere an die Stelle der derzeit üblichen Einzelvertragsgestaltung in Form von sog. „Shipper Balancing Agreements“ (SBA) bei der Zuordnung von Messdifferenzen die international üblichen sog. „Operational Balancing Agreements“ (OBAs) treten. Im Gegensatz zu SBAs, bei denen die von allen Netznutzern verursachten Abweichungen einem Netzkunden nicht verursachungsgerecht zugeordnet werden³¹, erfolgt die Aufteilung von Messabweichungen im Rahmen von OBAs auf alle verursachenden Netznutzer.

Als Ergebnis ist festzuhalten, dass der fehlende Zugang zu den Transportkapazitäten eine wesentliche Markteintrittsbarriere für neue Anbieter auf dem Zwischenhandelsmarkt ist.

Langfristige Lieferungen

Von den langfristig bezogenen Gasmengen wurden jeweils in den Halbjahren 2003 und 2004 unter 10% von Gasgroßhändlern außerhalb der RZ Ost bezogen und unter 10% an große Weiterverteiler außerhalb der RZ Ost geliefert. In der RZ Tirol und der RZ Vorarlberg werden von großen Weiterverteilern (Tigas, VEG) jeweils 100% von deutschen Gasgroßhändlern bezogen und 0% an große Weiterverteiler außerhalb dieser Regelzonen geliefert.

Dieser Anteil verändert sich aufgrund der geringen Flexibilitäten in den langfristigen Bezugsverträgen innerhalb der Jahre nicht bedeutend. Dies spricht für eine räumliche Marktabgrenzung auf die Regelzonen.

³¹ Die Auswahl eines bestimmten Nutzers zur Allokation der Abweichungen ist dabei dem Vertragspartner OMV Gas GmbH überlassen, für den betroffenen Netznutzer besteht aufgrund der Monopolstellung des Vertragspartners de facto Kontrahierungszwang.

Dass trotzdem Wettbewerbsdruck von Anbietern außerhalb der Regelzonen auf z.B. OMV Gas GmbH ausgeübt wird, ist aus den vorliegenden Daten nicht ersichtlich: Trotz der weiterhin bestehenden Differenzen bei der Neugestaltung der Importbeziehungen haben die ehemaligen Landesferngasgesellschaften STGW, Kelag und Salzburg AG (über EIS) bisher nur in geringem Ausmaß von ihrem - in den Zusagen enthaltenen - Rückgaberecht von Gasmengen³² Gebrauch gemacht. Dies deutet daraufhin, dass die Substituierbarkeit eingeschränkt ist.

Markteintrittsbarrieren

Zunächst ist die Langfristigkeit der Lieferverträge per se eine Markteintrittsbarriere. Diese Problematik der langfristigen Lieferverträge, die zum Teil aus der Zeit vor der Liberalisierung herrühren, ist nicht auf Österreich beschränkt, sondern ist in ganz Europa anzutreffen. Sie bildet daher auch einen Bestandteil der zwischenzeitig angelaufenen umfassenden Untersuchung der Energiemärkte durch die Europäische Kommission.³³ Das deutsche Bundeskartellamt hat langfristige Verträge zwischen den Stadtwerken und den Ferngasgesellschaften als wettbewerbshemmend und marktabschottend beurteilt und ein Verfahren gegen 16 Ferngasunternehmen eröffnet, um die Vertragsstrukturen aufzubrechen.

Jedoch muss darauf hin gewiesen werden, dass die ehemaligen Landesferngasgesellschaften STGW, Kelag und Salzburg AG (über EIS) nach den EconGas-Zusagen die Möglichkeit haben, ihre Gasmengen aus den langfristigen Verträgen mit OMV GAS GmbH auf 80% zu reduzieren. Diese Gasmengen kann EconGas GmbH dann im Rahmen des Gas Release Programms verkaufen. Da STGW, Kelag noch Salzburg AG nur in geringem Ausmaß von den

³² Vgl. Zusagen der beteiligten Unternehmen vom 9.10.2002: Zusammenschluss OMV/EnergieAllianz/-OÖF – „ECONGAS“, 1. Gasbezug Dritter ; auf Homepage der Bundeswettbehörde www.bwb.gv.at/Archiv. Die LFGs außerhalb der EconGas haben zudem ein Kündigungsrecht aus diesen Zusagen, wenn die Vorlieferanten der OMV Gas GmbH diesem zustimmen, eine Mengenreduzierung in den Bezugsverträgen der OMV Gas GmbH möglich ist und es zu keinen preislichen Nachteilen für den Restbezug der OMV Gas GmbH führt.

³³ In diesem Zusammenhang werden auch die üblicherweise angewandten Preisgleitklauseln mit Ölpreisbindung aus wettbewerbsrechtlicher Sicht untersucht.

Rückgaberechten Gebrauch gemacht haben, müssen andere Markteintrittsbarrieren vorliegen.

Ein Großteil der bisher abgeschlossenen Erdgaslieferverträge im Großhandelsmarkt war mit einer Bestimmungslandklausel versehen. D.h. der Käufer (z.B. OMV Gas) war verpflichtet, das importierte Erdgas nur innerhalb eines Staates (z.B. Österreich) abzusetzen und durfte dieses nicht exportieren. Derartige „destination clauses“ unterbinden das Entstehen eines europäischen Binnenmarktes, da das Erdgas nicht entsprechend der Freiheit des Warenverkehrs gehandelt werden kann.

Nach Verhandlungen zwischen EU-Kommission und dem russischen Erdgasexporteur Gazprom wurden Bestimmungslandklauseln aus den Verträgen mit dem italienischen Erdgaskonzern ENI³⁴, mit der OMV³⁵ sowie mit E.ON Ruhrgas³⁶ gestrichen. Umgekehrt entfallen auch Beschränkungen, die es Gazprom verwehrten, direkt an andere Abnehmer heranzutreten.

Zwar bleiben die langfristigen Lieferverträge, die vor allem zukünftige Investitionen in die Transportleitungen der Gazprom als auch die weitere Exploration sichern und die Versorgungssicherheit in Europa erhöhen sollen, aufrecht, jedoch wurden die Verträge dem Wettbewerbsrecht der Europäischen Union angepasst. Die Zielsetzung der Auflösung der Bestimmungslandklausel ist einerseits, den Wettbewerb zu stärken, und andererseits die Liquidität auf den europäischen Erdgasmärkten zu erhöhen.

Die Änderung der Lieferverträge zwischen ENI und Gazprom etwa ermöglicht es ENI, Erdgas außerhalb Italiens, und Gazprom, Erdgas direkt an Kunden in Italien zu verkaufen. Potenzielle Märkte für die italienische ENI sind vor allem die Erdgasmärkte in Deutschland, auf denen ENI über Gasversorgung Süddeutschland GmbH (GVS) am Markt vertreten ist, und Österreich.

³⁴ Vgl. Pressemeldung der Europäischen Kommission vom 6. Oktober 2003, IP/03/1345.

³⁵ Vgl. Pressemeldung der Europäischen Kommission vom 17. Februar 2005, IP/05/195

³⁶ Vgl. Pressemeldung der Europäischen Kommission vom 10. Juni 2005, IP/05/710

Es ist abzuwarten, ob der Wegfall der Bestimmungslandklauseln zu Wettbewerb unter den etablierten Gasgroßhändlern um die Belieferung des Zwischenhandelsmarktes führen wird. Aus den vorliegenden Daten ist dies noch nicht erkennbar.

Ergebnis räumliche Marktabgrenzung langfristige Lieferungen

Es ist davon auszugehen, dass es einen sachlichen Markt für die langfristige Belieferung großer Weiterverteiler und Zwischenhändler gibt, der auf die Regelungen beschränkt ist.

Kurzfristige Lieferungen

Die Analyse der Handelsströme ergibt, dass bei den kurzfristigen Gaslieferungen an große Weiterverteiler und Zwischenhändler der Austausch zwischen RZ Ost und anderen Ländern zeitweise (z.B. im zweiten Halbjahr 2004) mehr als 10% betragen hat. Dies spricht für eine weitere Marktabgrenzung als die RZ Ost.

Es ist festzustellen, dass die kurzfristigen Lieferungen an große Weiterverteiler in die RZ Ost im Wesentlichen an EconGas GmbH und Lieferungen aus der RZ Ost an andere Zwischenhändler im Wesentlichen von EconGas GmbH durchgeführt werden. Zudem beziehen nicht alle großen Weiterverteiler und Zwischenhändler auf diesem Markt.

Markteintrittsbarrieren

Für den Markt für kurzfristige Lieferungen an Zwischenhändler ist neben den Transportmöglichkeiten auch die Organisation des Marktes wesentlich. In Europa wurden einige Handelsplätze in Transportsystemen oder an Knotenpunkten der Transportleitungen (sog. Hubs) gebildet, wobei der Hubbetreiber die Rahmenbedingungen für den Gashandel schafft, aber selbst nicht in den Handel involviert ist.

Die am weitesten entwickelten kurzfristigen Handelsmärkte sind dabei der National Balancing Point in Großbritannien und der Zeebrügge Hub in Belgien. Auch die OMV Gas GmbH hat eine Hubgesellschaft gegründet, die Central Eu-

ropean Gas Hub GmbH, die in den letzten drei Jahren im Wesentlichen die Gasauktion im Rahmen des Gas Release Programms abgewickelt hat.

Kurzfristiger Handel auf diesem Markt in der RZ Ost fand im Betrachtungszeitraum z.T. als sog. „Flanschhandel“³⁷ statt. Dies bedeutet jedoch für die Händler, dass sie sich mit verschiedenen Transportsysteme, mit verschiedenen Nominierungs- und Matching-Prozederen, Balancing-Regimes, Anforderungen an die Gasqualitäten etc. konfrontiert sehen, die sie abgleichen müssen. Ein Hub dagegen liegt üblicherweise innerhalb eines Transportsystems, und es gelten einheitliche Regelungen.

Zudem ist die Organisation des kurzfristigen Handels über Flanschhandel mit einem höheren Risiko als der Handel an einem Hub behaftet, da der Händler trotz eines möglichen Ausfalls des vorgelagerten Transportsystems oder Vorlieferanten seine Lieferverpflichtung erfüllen muss, aber auf keine Sicherheitsleistungen zurückgreifen kann, es sei denn er hat Speicherverträge (z.B. für das Angebot an Endkunden) abgeschlossen oder Zugang zum Ausgleichsenergiemarkt, der auch als Back-up dienen kann.

Ein Hub dagegen kann solche Back-Up Leistungen anbieten, wenn Speicher in der Nähe des Hubs sind. Dies wäre in der RZ Ost der Fall. Der Central European Gashub bietet diese Leistungen jedoch nicht an.

Der Handel an einem Gashub bringt vor allem durch die Aufstellung eindeutiger Regelungen ein geringeres Handelsrisiko mit sich als der Flanschhandel. Idealerweise wird ein Standardliefervertrag (z.B. der EFET-Standardliefervertrag EFET Gas Master) verwendet, der es den Gashändlern aufgrund einheitlicher Vertragsklauseln erleichtert, die Verträge und damit die Gasmengen weiterzuverkaufen. Am Central European Gashub wird ein derartiger Standardliefervertrag nicht verwendet.

Der Handel an einem Gashub reduziert das Handelsrisiko und damit die Markteintrittsbarrieren in den kurzfristigen Zwischenhandel. Anzumerken ist an

³⁷ Der Flansch ist die Schweissnaht zwischen zwei Transportleitungen. In diesem Fall treffen jeweils Transitleitungen aufeinander.

dieser Stelle, dass die im Rahmen des EconGas-Zusammenschlussverfahrens eingegangene Verpflichtung zur Durchführung eines Gas Release Programms in engem Zusammenhang mit der Entwicklung eines funktionierenden Gashubs in Baumgarten steht. Es ist daher zu hinterfragen, weshalb die Entwicklung eines liquiden Hubs in Baumgarten nur äußerst zögerlich voranschreitet.

Ergebnis räumliche Marktabgrenzung kurzfristige Lieferungen

Es ist davon auszugehen, dass es einen sachlichen Markt für die kurzfristige Belieferung großer Weiterverteiler gibt, der auf die Regelzone Ost beschränkt ist.

3.3.3 Marktabgrenzung Ausgleichsenergiemarkt

Zum Produkt Ausgleichsenergie existiert kein Substitut, sodass die sachliche Marktabgrenzung als Ausgleichsenergiemarkt bestehen bleibt.

Räumlich relevanter Markt

Handelsströme zwischen Ausgleichsenergiemärkten in den RZ und angrenzenden Märkten sind nicht festzustellen.

Es ist zudem nicht davon auszugehen, dass die Preise auf anderen Ausgleichsenergiemärkten (z.B. in Italien) die Preise auf den regelzonenweiten Ausgleichsenergiemärkten beeinflussen. Gründe dafür sind die unterschiedliche Organisation der Ausgleichsenergiemärkte sowie der fehlende Zugang zu Transitzkapazitäten, der in 3.3.2 beschrieben wurde.

Als räumlich relevanter Markt ist daher die Regelzone anzusehen.

Ergebnis

Es gibt einen Markt für Ausgleichsenergie, der auf die jeweilige Regelzone beschränkt ist.

3.3.4 Marktabgrenzung Speichermarkt

Abgrenzung sachlich relevanter Markt

Speicherprodukte können eingesetzt werden, um

- Lieferausfälle zu überbrücken (Erhöhung der Versorgungssicherheit),
- Bezugskosten zu optimieren (Vergleichmäßigung des Bezugs, Einkauf von günstigen Gasmengen im Sommer und Einspeicherung),
- Produkte auf den Absatzmärkten zu strukturieren (Endkundenbelieferung, Belieferung lokaler Weiterverteiler) und
- Ausgleichsenergie bereitzustellen.

Es ist zu hinterfragen, inwieweit Speicherprodukte im Substitutionswettbewerb mit anderen Produkten stehen, die die gleichen Funktionen erfüllen.

Überbrückung von Lieferausfällen

Für die Überbrückung von Lieferausfällen steht als (theoretische) Alternative der Abschluss von Lieferverträgen mit anderen Gasproduzenten zur Verfügung. Dabei können im Rahmen der dort angebotenen Lieferflexibilität größere Mengen bezogen werden. Allerdings ist diese Lieferflexibilität nach oben typischerweise sehr gering. Zusätzliche Liefermengen außerhalb des Vertrags sind hingegen mit höheren Kosten verbunden.

Große Weiterverteiler müssten daher mehrere langfristige Lieferverträge halten und ihre Mengen aufteilen. Dies würde vermutlich ihre Bezugskosten erhöhen. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass diese Produkte vollständige Substitute für saisonale Speicherprodukte sind.

Bezugskostenoptimierung

Um die Bezugskosten zu optimieren, können saisonale Speicherprodukte eingesetzt werden, die ermöglichen, Bandlieferungen abzunehmen und damit einen geringen Preis zu erreichen.

Bei kleineren Abnahmemengen kann dies auch über den Ausgleichsenergiemarkt erreicht werden. Voraussetzung dafür ist allerdings die Gründung einer eigenen Bilanzgruppe. Dies ist auch mit zusätzlichen Kosten (Fahrplanerstellung, Sicherheiten hinterlegung bei AGCS) und Risiken (Entwicklung des Preises für Ausgleichsenergie) verbunden.

Große Weiterverteiler haben dagegen keine Möglichkeiten, den Ausgleichsenergiemarkt dafür zu nutzen, da dieser zu dem Zweck der Netzstabilisierung geschaffen wurde. Größere Abweichungen vom Fahrplan würden die Netzstabilität gefährden und damit Widerstand beim RZF zur Folge haben.

Strukturierung der Produkte auf den Absatzmärkten

Die gleiche Argumentation gilt auch für die Strukturierung der Produkte auf den Absatzmärkten.

Zumindest für große Weiterverteiler oder Zwischenhändler gibt es daher für Speicherprodukte keine Substitutionsprodukte.

Bereitstellung von Ausgleichsenergie

Die Bereitstellung stündlicher Ausgleichsenergie erfolgt in der RZ Ost über Ausgleichsenergieanbieter, die Speicherverträge halten. Da die angebotene Ausgleichsenergie stündlich mit einer halbstündigen Vorlaufzeit abgerufen werden kann, kann dieses Produkt nur aus Speichern angeboten werden. Notwendig dazu sind kurzfristige und flexible Entnahme/Einspeicherung, die bislang nur im Speicherpool der OMV Gas GmbH möglich waren.

Als Ergebnis ist festzuhalten, dass Speicherprodukte als Vorleistungen für die Produkte in den nachgelagerten Märkten (Belieferung lokale Weiterverteiler, Endkundenmärkte) in keinem erkennbaren Substitutionswettbewerb mit anderen Produkten stehen, die die gleichen Funktionen erfüllen.

Abgrenzung zwischen saisonalen und kurzfristigen Speicherprodukten

Saisonale Speicherung

Für die Nutzung saisonaler Speicherung (Einspeicherung im Sommer, Entnahme im Winter) bieten OMV Gas und RAG vergleichbare Produkte an, bei denen die Speicherkunden innerhalb einer definierten Zeitspanne ein- und ausspeisen können (sog. fixe Speicherleistungen). Dabei hat RAG nach Angaben auf ihrer Homepage (www.rohoel.at) allerdings eine Mindestentnahmeleistung von 15.000 m³/h, OMV Gas GmbH dagegen von 1.000 m³/h; d.h. bis zu einer benötigten Leistung von 15.000 m³/h wäre OMV Gas GmbH einziger Anbieter in der RZ Ost. Dies ist vor allem für kleinere Zwischenhändler relevant. Die Angebots-substituierbarkeit ist nicht nur durch technische Gegebenheiten, sondern auch durch die Auslastung der Speicherkapazitäten der RAG eingeschränkt.

Kurzfristige, flexible Speicherung

Benötigt der Speicherkunde kurzfristigere und flexiblere Entnahme- und Einspeicherleistung, kann nur die OMV Gas GmbH diese Speicherprodukte aus ihrem Speicherpool anbieten. Ein Angebot dieser Leistungen ist RAG aus bereits oben angeführten Gründen nicht möglich.

Zwischen der saisonalen Speicherung (sog. fixe Produkte bei OMV Gas GmbH) und der kurzfristigen, flexiblen Speicherung gibt es Preisunterschiede: Die Tarife, die OMV Gas GmbH auf ihrer Homepage veröffentlicht und die auch bei Vertragsabschlüssen angewandt werden, sind für fixe Produkte geringer als für flexible. Zudem gibt es auch Preisunterschiede zwischen lang- und kurzfristigen Speicherprodukten.

Eine sachliche Trennung in saisonale Speicherung und kurzfristige flexible Speicherprodukte ist daher gerechtfertigt.

Abgrenzung räumlich relevanter Markt

Die vorliegenden Daten für die Jahre 2003 und 2004 geben keinen Hinweis darauf, dass Speicherprodukte von ausländischen Speicheranbietern bezogen

wurden. Dies würde dafür sprechen, dass der räumlich relevante Markt die RZ Ost ist.

Betreffend Speicherprodukte hat die Europäische Kommission in ihrer Entscheidung zur Fusion Exxon/Mobil von 1999 eine räumliche Marktabgrenzung für Porenspeicher von 200 km Radius vorgeschlagen. Tatsächlich gibt es auch in Österreich Anhaltspunkte, dass auch slowakische und süddeutsche Speicher vergleichbare Speicherprodukte zu den Speichern in der RZ Ost – zumindest für die saisonale Speicherung - anbieten. Voraussetzung für den Bezug von Speicherprodukten außerhalb der RZ Ost ist der diskriminierungsfreie Zugang zu Transportkapazitäten in Deutschland und der Slowakei. Davon kann zu diesem Zeitpunkt nicht ausgegangen werden, da es in diesen Ländern keinen regulierten Netzzugang gibt.

Der räumlich relevante Markt für saisonale sowie kurzfristige, flexible Speicherprodukte ist daher auf die RZ Ost einzuschränken.

Ergebnis

Es ist davon auszugehen, dass es jeweils einen sachlichen Markt in der RZ Ost für saisonale sowie kurzfristige, flexible Speicherprodukte gibt.

3.3.5 Marktabgrenzung Belieferung lokale Weiterverteiler

Abgrenzung sachlich relevanter Markt

Es ist zu prüfen, ob sich das auf diesen Markt gehandelte Produkt wesentlich von den Produkten der anderen Märkte unterscheidet. Im Folgenden werden daher die Abgrenzung zum Produktmarkt der vorgelagerten Handelsstufe, dem Zwischenhandel, und die Abgrenzung zu anderen Märkten, in denen Produkte mit größeren Mengen gehandelt werden (Industriekunden ab 500.000 m³ Jahresabnahmemenge und Kraftwerke), untersucht.

Abgrenzung zu Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler)

Folgendes spricht dafür, dass im Zwischenhandel und bei der Belieferung lokaler Weiterverteiler unterschiedliche Produkte verkauft werden, die nicht substituierbar sind:

- Es gibt eine deutliche Preisdifferenz zwischen der Belieferung der Zwischenhändler und der Belieferung lokaler Weiterverteiler.
- Lokale Weiterverteiler beziehen strukturierte Produkte. Sie halten selber keine Speicherverträge und haben i.d.R. keine eigene Bilanzgruppe, über die sie Ausgleichsenergie beziehen. Der Einkauf auf der Zwischenhandelsstufe wäre daher mit Kosten (Speicher- und Ausgleichsenergiekosten) verbunden. Dies ist nur dann vorteilhaft, wenn der lokale Weiterverteiler einen günstigeren Preis erhielte, der diese zusätzlichen Kosten aufwiegt.
- Um günstige Bezugspreise zu erhalten, müssen jedoch große Gasmengen mit einer langfristigen Bezugsbindung abgenommen werden. Dies bedeutet, dass der lokale Weiterverteiler deutlich mehr Mengen beziehen müsste, als er selber in seinem lokalen Markt absetzen will. Dies bedeutet ebenfalls eine Neuausrichtung seiner Geschäftstätigkeit. Zumindest von kleinen Stadtwerken ist dagegen nicht zu erwarten, dass sie ihr Geschäft auf den Zwischenhandel ausweiten werden. In den Antworten zur Befragung im Rahmen dieser Untersuchung haben Stadtwerke angegeben, dass sie schon bei ihrem angestammten Geschäft der Endkundenbelieferung eine Beschränkung ihrer Tätigkeit auf ihre Netzgebiete vorsehen, weil die regionale Ausweitung mit Kosten verbunden sind, die sie nicht tragen können.

Es ist daher davon auszugehen, dass es sich bei Zwischenhandel und der Belieferung lokaler Weiterverteiler um zwei verschiedene Märkte handelt.

Abgrenzung zu Markt für die Belieferung von Endkunden ab 500.000 m³

In den Zusammenschlussverfahren vor der Europäischen Kommission, die die Gaswirtschaft betreffen, nimmt diese unterschiedliche Produktmärkte für

- lokale Weiterverteilung,

- große Industriekunden und
- Kraftwerke

an.³⁸

Folgende Argumente werden dafür genannt:

- Preisunterschiede im Bezug zwischen den oben genannten Kundengruppen
- Unterschiedliche Lastprofile und Flexibilitätsbedarf³⁹
- Unterschiedliche Kundenbeziehungen
- Unterschiedliche kommerzielle Bedürfnisse
- Unterschiedliche Wachstumsraten der Abnahmemengen
- Unzureichende Angebotssubstituierbarkeit und Arbitragemöglichkeiten⁴⁰

Die EU-Kommission kommt aufgrund dieser Punkte (in Bezug auf den portugiesischen Gasmarkt) zu dem Schluss, dass unterschiedliche Märkte für die Belieferung lokaler Weiterverteiler, großer Industriekunden, Kraftwerke und Kleinkunden abzugrenzen sind.

Für den österreichischen Gasmarkt bietet sich in Bezug auf die oben genannten Argumente für eine Marktabgrenzung folgendes Bild:

- *Preisunterschiede im Bezug zwischen den oben genannten Kundengruppen:*

Dies kann auch aus den vorliegenden Daten für die Regelzonen in Österreich beobachtet werden: Industriekunden mit der gleichen Abnahmemenge zahlen einen geringeren Preis für Gas als lokale Weiterverteiler. Dies ist zum einen aus den unterschiedlichen Kosten der Belieferung dieser Kun-

³⁸ Vgl. ausführlich in EU-Kommission; Entscheidung vom 9.12.2004, Comp/M.3440 – ENI/EDP/GDP, Rz. 206 ff.; Entscheidung vom 29.09.1999, IV/M.1383 – Exxon/Mobil, Rz. 51 ff.

³⁹ Vgl. ausführlich in Exxon/Mobil, Rz. 222 ff.

⁴⁰ Vgl. ENI/EDP/GDP, Rz. 249 ff.

dengruppen zu erklären und zum anderen aus der weiterhin angewandten Methode der Preisbildung nach der Anlegbarkeit.⁴¹

- *Unterschiedliche Lastprofile und Flexibilitätsbedarf*⁴²:

Lokale Weiterverteiler in Österreich haben aufgrund ihrer Kundenstruktur (Endkunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch: Haushalts- und Gewerbekunden) wesentliche höhere jahreszeitliche Abnahmeschwankungen als große Industriekunden und Kraftwerke. Während die Abnahmeschwankungen der lokalen Weiterverteiler zumeist durch die Temperatur beeinflusst werden, spielt dies bei den Verbrauchsschwankungen der Industriekunden eine untergeordnete Rolle. Zur Belieferung eines lokalen Weiterverteilers muss man daher als Gashändler Speicherzugang (über Abschluss von Speicherverträgen) haben, der für die Belieferung von großen Industriekunden nicht zwingend notwendig ist.

Ein Indiz für unterschiedliche Produkte bei der Großkundenbelieferung und der Belieferung lokaler Weiterverteiler kann auch sein, dass letztere z.T. über Bezugsverträge beliefert werden, die ein „Kleinkundenprofil“ abbilden. EconGas z.B. benennt in ihrem Geschäftsbericht 2003/2004 Stadtwerke explizit als Kundengruppe.

- *Unterschiedliche Kundenbeziehungen:*

Die EU-Kommission weist darauf hin, dass die Beziehungen zu den Kundengruppen lokale Weiterverteiler, Kraftwerke und große Industriekunden bei den Vorlieferanten intern unterschiedlich organisiert sind.⁴³ Der Geschäftsbericht der EconGas 2003/2004 gibt Hinweise darauf, dass dies auch bei österreichischen Gasunternehmen zutrifft.⁴⁴

- *Unterschiedliche kommerzielle Bedürfnisse;*

Während lokale Weiterverteiler als Wiederverkäufer des Gases vor allem im

⁴¹ Vgl. FN 20.

⁴² Vgl. ausführlich in EU-Kommission; Entscheidung vom 29.09.1999, M.1383 – Exxon/Mobil, Rz. 222 ff.

⁴³ Vgl. EU-Kommission; Entscheidung vom 09.12.2004, M.3440 – ENI/EDP/GDP, Rz. 238 ff.

⁴⁴ Vgl. EconGas GmbH Geschäftsbericht 2003/2004, S. 37 ff.

Marketing⁴⁵, Abrechnung und Rechnungsstellung etc. Unterstützung des Vorlieferanten benötigen, brauchen Endverbraucher (große Industriekunden) technische Unterstützung bei der Optimierung ihres Energiebezugs und Verbesserung der Energieeffizienz. Für die Betreuung dieser Kunden bedeutet dies eine unterschiedliche berufliche Ausrichtung (zum einen Kaufleute, zum anderen Ingenieure).

- *Unterschiedliche Wachstumsraten:*

Auch im österreichischen Markt weist der Kraftwerkssektor die höchsten Wachstumsraten auf.

- *Begrenzte Angebotssubstituierbarkeit und Arbitragemöglichkeiten.*⁴⁶

Will ein Anbieter, der nur im Produktmarkt „Belieferung von Endkunden ab 500.000 m³“ tätig ist, lokale Weiterverteiler beliefern, muss er – wie schon aufgeführt – aufgrund der unterschiedlichen Abnahmeprofile saisonale Flexibilität (z.B. über den Abschluss von Speicherverträgen) bereitstellen. Der Wechsel in ein anderes Kundensegment ist dann mit Kosten verbunden. Daher ist keine unmittelbare Substituierbarkeit, wie sie für die Marktabgrenzung von der EU-Kommission angenommen wird, gegeben.

Zudem sind die Arbitragemöglichkeiten gering: Es ist wenig wahrscheinlich, dass Industriekunden die höheren Preise der lokalen Weiterverteiler als Anreiz sehen, diese zu beliefern. Dies ist nicht das Kerngeschäft der Industriekunden, die sich vor allem mit der Energiebeschaffung beschäftigen. Auch hier ist der Einstieg in den Gasabsatzmarkt mit Kosten verbunden, daher ist keine unmittelbare Substituierbarkeit, wie sie für die Marktabgrenzung von der EU-Kommission angenommen wird, gegeben.

Der Weiterverkauf von Erdgasmengen aus Industriekundenlieferverträgen dürfte zudem durch - wettbewerbsrechtlich nicht unbedenkliche - Bestimmungen in den Verträgen eingeschränkt sein: In den aus der Erhebung vorliegenden Lieferverträgen mit Industriekunden sind z.B. Klauseln enthalten, wonach die Lieferung ausschließlich für die Verwendung an den Standorten

⁴⁵ Z.B. einheitliches Bewerben des Energieträgers „Erdgas“

⁴⁶ Vgl. EU-Kommission; Entscheidung vom 09.12.2004, M.3440 – ENI/EDP/GDP, Rz. 249 ff.

der Industrieunternehmen eingesetzt werden darf oder bei Weiterverkauf der erhaltenen Gasmengen der Vorlieferant zustimmen muss.

Die Argumente für die Marktabgrenzung der EU-Kommission⁴⁷ zwischen lokalen Weiterverteilern und großen Industriekunden bzw. Kraftwerken können somit auch für den österreichischen Gasmarkt nachvollzogen werden.

Es ist daher davon auszugehen, dass die Belieferung lokaler Weiterverteiler und die Belieferung von Großkunden unterschiedliche Produktmärkte sind.

Abgrenzung räumlich relevanter Markt

Eine Überprüfung, ob die Marktgrenzen weiter als die RZ sind, ist anhand der Preise auf dieser Handelsstufe mangels Vergleichsdaten aus anderen Ländern nicht möglich. Der beschränkte Zugang zu Transportkapazitäten außerhalb Österreichs lässt jedoch auch in diesem Markt auf eine räumliche Beschränkung auf die Regelzonen schließen.

Die Auswertung der Handelsströme ergibt zudem folgendes Bild:

- Kein lokaler Weiterverteiler wird von Gashändlern außerhalb der RZ Österreichs beliefert.
- Die Gasmengen, die an lokale Weiterverteiler außerhalb Österreichs geliefert werden, liegen unter 10%.

Aus den vorliegenden Daten ist auch ersichtlich, dass die Preise innerhalb der RZ Ost sehr unterschiedlich sind. Daher kann nicht von homogenen Wettbewerbsbedingungen innerhalb der RZ Ost ausgegangen werden. Es muss untersucht werden, ob die Marktgrenzen enger zu fassen sind. Mögliche Marktgrenzen wären die Netzbereiche Wien, Oberösterreich, Niederösterreich Burgenland (EconGas) und andere Netzbereiche, in denen lokale Weiterverteiler angesiedelt sind (Steiermark, Kärnten).⁴⁸

⁴⁷ Vgl. EU-Kommission; Entscheidung vom 09.12.2004, M.3440 – ENI/EDP/GDP, Rz. 249 ff.

⁴⁸ An der räumlichen Marktabgrenzung in den RZ Tirol und Vorarlberg auf die Regelzonen haben diese Überlegungen keinen Einfluss, da es für die lokalen Weiterverteiler keine Alternativenanbieter gibt.

Die Analyse der Handelsströme deutet darauf hin, dass Marktgrenzen enger gefasst werden könnten, da nur geringe Mengen (unter 10%) aus und in die Netzbereiche geliefert werden.

Trotzdem ist Wettbewerbsdruck von Anbietern aus anderen Netzbereichen möglich; dafür spricht, dass Stadtwerke z.T. kurzfristige Verträge abgeschlossen haben und daher ihre Bezugsoptionen offen gehalten haben. Dies ist auch daraus ersichtlich, dass Stadtwerke in einigen Netzbereichen Angebote eingeholt haben, die ihnen eine Verbesserung der Verhandlungsposition gegenüber Vorlieferanten ermöglicht hat. Daher ist vermutlich von Wettbewerbsdruck in den einigen Netzbereichen auszugehen, sodass eine Marktabgrenzung auf die RZ gerechtfertigt scheint.

Markteintrittsbarrieren

85% der Bezugsmengen lokaler Weiterverteiler erfolgen auf Basis langfristiger Verträge. Dies betrifft vor allem den Bezug der EnergieAllianz-Gesellschafter.

Die bereits erwähnten Bestimmungslandklauseln waren auch in diesem Markt eine Markteintrittsbarriere. Es bleibt abzuwarten, ob durch die Aufhebung der Bestimmungslandklauseln z.B. ENI als neuer Anbieter auf den Markt kommt.

Auch der fehlende Zugang zu Transportkapazitäten im Transit ist eine Markteintrittsbarriere für diesen Markt.

Ergebnis Marktabgrenzung

Es ist davon auszugehen, dass es einen Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler gibt, der auf die Regelzonen beschränkt ist.

3.3.6 Marktabgrenzung Endverbrauchermärkte

Endkunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch

Abgrenzung sachlich relevanter Markt

Die Belieferung von Endkunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch kann in zwei Teilmärkte aufgeteilt werden:

(1) Belieferung von **nicht leistungsgemessenen** Endkunden bis 100.000 m³

(2) Belieferung von **leistungsgemessenen** Endkunden ab 100.000 m³.

Für eine Trennung der beiden Marktsegmente spricht auch, dass die Wettbewerbsbedingungen in diesen Marktsegmenten unterschiedlich sind.

- Während 2003 und 2004 im Kundensegment bis 100.000 m³ in jedem Netzgebiet Wechsel auf niedrigem Niveau zu verzeichnen waren, fanden im Kundensegment 100.000 m³ bis 500.000 m³ nur in den Netzen der Wienenergie Gasnetz und EVN Wechsel statt.
- Aus den erhobenen Daten ist ersichtlich, dass die Angebotsstellung von Anbietern neben dem etablierten Gasversorger (Local Player) im Marktsegment ab 100.000 m³ bis 500.000 m³ von Erfolglosigkeit geprägt ist. Im Marktsegment bis 100.000 m³ Jahresverbrauch konnten Anbieter neben dem Local Player zumindest einige Vertragsabschlüsse melden.
- Dies bedeutet, dass im Kundensegment ab 100.000 m³ bis 500.000 m³ Jahresverbrauch in den einzelnen Netzgebieten z.T. nur ein aktiver Anbieter mit abgeschlossenen Verträgen vorhanden ist, nämlich der Local Player.

Es kann daher von einem sachlich relevanten Markt für die Belieferung von Haushaltskunden und Kleinverbraucher bis 100.000 m³ Jahresverbrauch und einem Markt für die Belieferung von Gewerbekunden und kleinen Industriekunden ab 100.000 bis 500.000 m³ Jahresverbrauch ausgegangen werden.

Abgrenzung räumlich relevanter Markt

- *Belieferung von Haushaltskunden und Kleinverbraucher bis 100.000 m³ Jahresverbrauch*

Da nach der Marktöffnung 2002 und dem regulierten Netzzugang die rechtlichen Rahmenbedingungen dafür geschaffen wurden, dass Endverbraucher in Österreich auch von Anbietern aus anderen Netzen (oder Netzgebieten) bezie-

hen können, ist zunächst von den Regelzonen als räumlich relevanter Markt auszugehen.⁴⁹

Es ist aber zu hinterfragen, inwieweit innerhalb der Regelzone homogene Wettbewerbsbedingungen herrschen und ob nicht aufgrund folgender Tatsachen eine engere Marktabgrenzung vorzunehmen wäre:

- Es gibt unterschiedliche Preisniveaus für Belieferung dieses Kundensegments in den einzelnen Netzen.
- Die Anbieterstruktur ist unterschiedlich: während ein Kunde der WienEnergie zwar von UWK, Kelag oder MyElectric beziehen kann, kann er den Vertrag mit WienEnergie nicht durch einen Vertrag mit Begas ersetzen, da beide Unternehmen der EnergieAllianz angehören. Ein Kunde der Kelag im Netz der Kelag kann z.B. nicht von EnergieAllianz beziehen, da diese außerhalb ihrer Netzgebiete nicht anbietet. Dies bedeutet, dass es nur eine eingeschränkte Nachfragesubstituierbarkeit gibt. Dies spricht für eine Beschränkung des räumlich relevanten Marktes mindestens auf die Netze der Muttergesellschaften der EnergieAllianz und den anderen Netzen in den Regelzonen.
- Die Wechselquoten befinden sich auf niedrigem Niveau und sind zudem unterschiedlich.

Eine Überprüfung der Handelsströme bestätigt die Einschätzung, dass der Markt für Kleinkunden bis 100.000 m³ Jahresverbrauch räumlich enger abzugrenzen ist. In allen Netzgebieten liegt der Austausch mit den anderen Netzgebieten unter 90%. Stadtwerke beliefern keine Kunden außerhalb ihrer Netzgebiete. Dies kann als Indiz dafür gewertet werden, dass die Netzgebiete der ehemaligen Monopolisten noch nicht als verbundene Märkte angesehen werden können und die Local Player nach wie vor eine bedeutende Stellung haben.

⁴⁹ Die Regelzonen Tirol und Vorarlberg sind derzeit nicht mit der RZ Ost leitungstechnisch verbunden und nur über das Netz der E.ON-Ruhrgas und Bayerngas/Gasversorgung Süddeutschland von Deutschland aus erreichbar, weshalb diese geografisch abgeschotteten Märkte getrennt von der Regelzone Ost (alle übrigen Bundesländer) zu betrachten sind.

Die Preiselastizität der Haushaltsnachfrage ist gering, da die Kunden trotz erheblicher Preisunterschiede nicht wechseln. Es ist daher nicht zu erwarten, dass trotzdem spürbarer Wettbewerbsdruck von Anbietern außerhalb der Netzgebiete der Local Player ausgeübt wird, der eine Preiserhöhung nicht rentabel machen würde.

Gegen Wettbewerbsdruck spricht auch, dass die Local Player i.d.R. in der Lage sind, Preissteigerungen auf der Einkaufsseite schneller weiterzugeben als Preissenkungen, wie **Abbildung 6** zeigt: die deutliche Preissenkung des durchschnittlichen Importpreises von April bis Juli 2003 wurden an die Haushaltskunden nicht im gleichen Ausmaß weitergeben wie der nur geringe Preisanstieg bis April 2003.

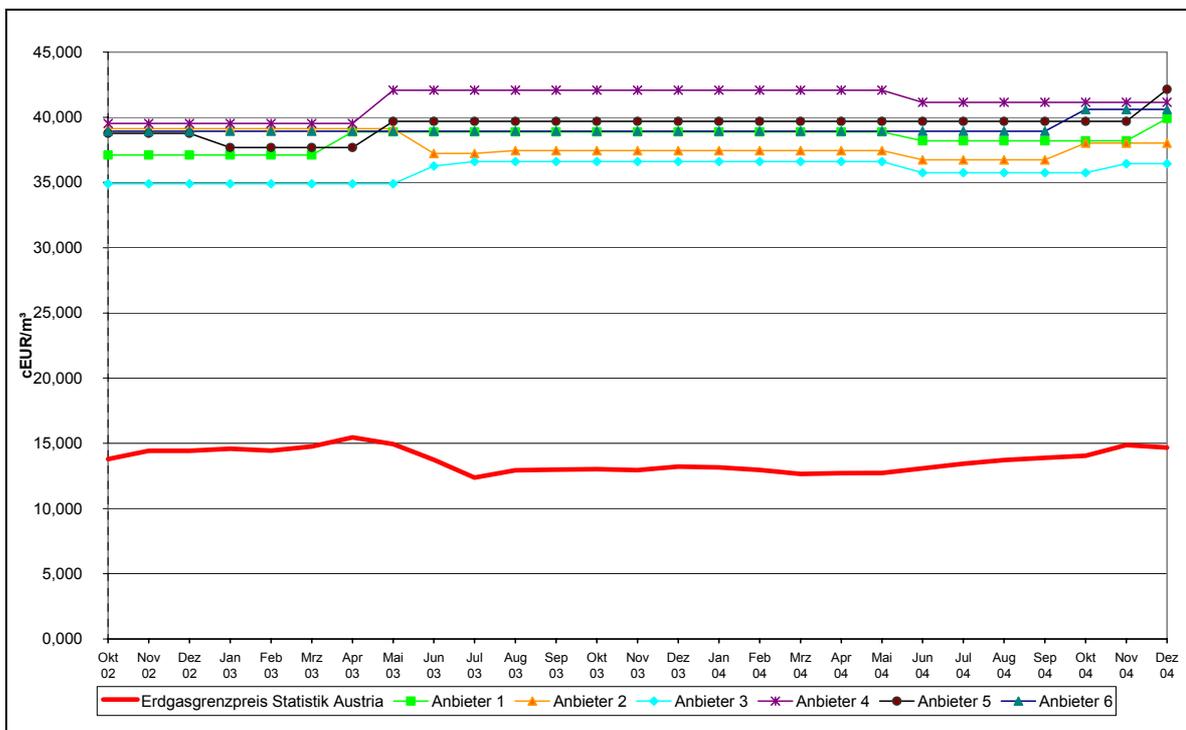


Abbildung 6: Vergleich Grenz- und Abgabepreise für Haushalte in Österreich: ausgewählte Anbieter (inkl. Grund- und Messpreis, Treuebonus, ohne Erdgasabgabe und Umsatzsteuer) - durchschnittl. Abgabepreis bei Abnahme von 1.500 m³/a

Quelle: Energie-Control GmbH, Statistik Austria

Es ist daher davon auszugehen, dass der räumlich relevante Markt für Kleinkunden bis 100.000 m³ auf die Netzgebiete beschränkt ist.

➤ *Belieferung von Kleinkunden ab 100.000 bis 500.000 m³ Jahresverbrauch*

Auch in diesem Marktsegment ist folgendes zu beobachten:

- Es gibt nur eine eingeschränkte Nachfragesubstituierbarkeit zwischen den Produkten der einzelnen Lieferanten, die sich aus der räumlichen Konzentration der Anbieter auf ihre Netzgebiete ergibt. Dies spricht für eine Beschränkung des räumlich relevanten Marktes mindestens auf die Netzes der Muttergesellschaften der EnergieAllianz und den anderen Netzen in den Regelzonen.
- Die Wechselquoten befinden sich z.T. auf äußerst niedrigem Niveau und sind unterschiedlich.

Die Überprüfung der Handelsströme ergibt das gleiche Bild wie im anderen Kleinkundensegment, wobei die Handelsströme zwischen den Netzgebieten noch geringer sind. Daher ist davon auszugehen, dass der Markt für Kleinkunden ab 100.000 bis 500.000 m³ Jahresverbrauch räumlich enger als die Regelzonen abzugrenzen ist. Auch hier können die Netzgebiete der ehemaligen Monopolisten noch nicht als verbundene Märkte angesehen werden, und die Local Player haben nach wie vor eine bedeutende Stellung. Dass trotzdem spürbarer Wettbewerbsdruck von Anbietern außerhalb der Netzbereiche der Local Player ausgeübt wird, der eine Preiserhöhung nicht rentabel machen würde, ist nicht anzunehmen.

Ein weiteres Indiz dafür, dass der Wettbewerbsdruck von Anbietern außerhalb der Netzgebiete gering ist, sind die Ergebnisse der Endkundenbefragung: Endkunden geben an, dass es wenig Informationen darüber gibt, welche Anbieter abgesehen vom Local Player im relevanten Markt tätig sind. In den Marktsegmenten, in denen es keine veröffentlichten Informationen zu den Preisen gibt, treten Anbieter nicht aktiv an Endkunden heran.

Es ist daher davon auszugehen, dass der räumlich relevante Markt für Kleinkunden von 100.000 bis 500.000 m³ Jahresverbrauch auf die Netzgebiete beschränkt ist.

➤ *Belieferung von Endkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch*

Kunden in diesem Marktsegment beziehen zu ähnlichen Vertragsbedingungen wie das Kundensegment von 100.000 m³ bis 500.000 m³ Jahresverbrauch: verhandelte Verträge mit Preisgleitklauseln oder Fixpreisverträge, wobei auch hier neben der Abnahmemenge der Lastfaktor einen wesentlichen Einfluss auf den Durchschnittspreis pro Vertrag hat.

Es gibt jedoch nur eine eingeschränkte Nachfragesubstituierbarkeit zwischen den Produkten der einzelnen Lieferanten, die sich aus der Konzentration der Anbieter auf die verschiedenen Kundensegmente ergibt. Ein Kunde der Wienenergie Vertrieb kann nur dann auch von EconGas beziehen, wenn er größere Mengen abnimmt, die vermutlich nicht seinem Bedarf entsprechen.

Abgrenzung räumlich relevanter Markt

Auch in diesem Marktsegment ist zunächst von den Regelzonen als räumlich relevanter Markt auszugehen. Der nächstkleinere denkbare Markt wäre mit den Netzbereichen⁵⁰ abzugrenzen, da lokale Weiterverteiler in ihren Netzgebieten keine Kunden in diesem Marktsegment beliefern. Zwischen den Netzbereichen sind die Wettbewerbsbedingungen nicht gleich:

- Es bestehen Preisunterschiede zwischen den einzelnen Netzbereichen.
- Die Wechselquoten sind unterschiedlich: Während die Wechselraten in den Netzbereichen Wien und Niederösterreich vergleichsweise hoch sind, gibt es in einigen Netzbereichen keine Wechsel.

Eine Überprüfung, ob die Marktabgrenzung enger zu fassen ist, ist daher notwendig. Die Analyse der Handelsströme ergibt, dass es einen geringen Austausch zwischen den Netzbereichen gibt. Dabei muss der „Netzbereich“, in dem

⁵⁰ Unterschied Netzbereiche und Netzgebiet:

Ein Netzbereich ist nach GWG II (§ 6, Punkt 32) jener Teil des Netzes, für dessen Benutzung dieselben Tarifsätze gelten.

Das Netzgebiet kann definiert werden als geografisches Gebiet, auf das sich die Konzession des Netzbetreibers bezieht.

Netze sind nach GWG II (§ 6, Punkt 29) alle Fernleitungs- oder Verteilernetze, die einem Erdgasunternehmen gehören oder von ihm betrieben werden, einschließlich seiner Anlagen, die zu Hilfsdiensten eingesetzt werden (z.B. Regel- und Messeinrichtungen), und der Anlagen verbundener Unternehmen, die für den Zugang zur Fernleitung und Verteilung erforderlich sind.

EconGas als Local Player (Tochtergesellschaft der Netzbetreiber) anbietet, als vier Netzbereiche (Wien, Niederösterreich, Burgenland, Oberösterreich) umfassend gesehen werden, da die Handelsströme nicht getrennt werden können.

Als Ergebnis der Analyse könnte der Markt räumlich auf die Netzbereiche Wien, Niederösterreich, Burgenland und Oberösterreich und die jeweils anderen Netzbereiche beschränkt gesehen werden.

Eine Analyse der relativen Margenentwicklung der Anbieter und der Angebotseinholung der Nachfrager ergibt jedoch, dass zumindest in einigen Netzbereichen Wettbewerbsdruck von anderen Anbietern auf den Local Player ausgeübt wird, da dort der Margenrückgang deutlicher ist als in den anderen Netzbereichen.⁵¹ Dies spricht für eine Marktabgrenzung auf die Regelzonen.

Markteintrittsbarrieren

Im Folgenden werden die Markteintrittsbarrieren analysiert, die für alle Endkundenmärkte - zum Teil in unterschiedlichem Ausmaß - relevant sind. Diese sind im Wesentlichen:

- Unzureichendes Unbundling
- Wechselkosten
- Administrativer Aufwand und Marketingaufwand neuer Lieferanten

Unzureichendes Unbundling

Der nichtdiskriminierende Zugang zum Netz des Fernleitungs- oder des Verteilernetzbetreibers ist eine der wesentlichen Voraussetzungen für die Vollendung des Erdgasbinnenmarkts. Netze begründen nach herrschender Auffassung natürliche Monopole, da eine Duplikation des Netzes volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist⁵². Zur Gewährleistung eines effizienten und nichtdiskriminierenden

⁵¹ Margenrückgang ist bei einer Ölpreisindexierten Entwicklung der Gaspreise nicht automatisch gleichzusetzen mit Wettbewerbsdruck, s. FAZ vom 6.4.2004. S. 19.

⁵² Vgl. etwa Vermerk der GD Energie und Verkehr zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt v. 16.1.2004, http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/unbundling_de.pdf

Netzzuganges und Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen bedarf es unabhängiger Netzbetreiber, deren Entscheidungen unbeeinflusst von den wirtschaftlichen Interessen zB eines Lieferanten oder Erzeugers getroffen werden sollten. Das Gemeinschaftsrecht sieht daher eine Verpflichtung zur Entflechtung (Unbundling) des Monopolbereiches Netz von den sonstigen Geschäftsbereichen eines integrierten Erdgasunternehmens⁵³ auf rechtlicher, organisatorischer und buchhalterischer Ebene vor.

Gesetzliche Entflechtungsvorschriften

Gemäß der Bestimmungen der Richtlinie 2003/55/EG⁵⁴ haben integrierte Gasunternehmen ihre Netzaktivitäten von anderen Aktivitäten integrierter Unternehmen in Hinblick auf die Rechtsform, Organisation und Buchhaltung zu trennen („Unbundling“). Die Bestimmungen der Richtlinie wurden in Österreich grundsätzlich durch das GWG II umgesetzt, wobei Vorschriften des buchhalterischen Unbundling bereits vorher umgesetzt wurden; Detailbestimmungen der Richtlinie bedürfen noch einer Umsetzung in nationales Recht. Die bestehenden Unbundling-Bestimmungen des GWG II sind mit 1.10.2003 bzw 1.1.2004 – und damit früher als jene für den Elektrizitätsbereich – in Kraft getreten.

Eine eigentumsrechtliche Trennung der Unternehmensaktivitäten („Ownership Unbundling“) ist in Richtlinie 2003/55/EG nicht vorgesehen; Ownership Unbundling ist daher für österreichische Netzbetreiber nicht vorgeschrieben. Das GWG II sieht eine Verpflichtung zur Entflechtung nach Rechtsform für alle Fernleitungsunternehmen und jene Verteilernetzbetreiber vor, die über mehr als 50.000 Hausanschlüsse verfügen. Betroffen sind hiervon derzeit fünf überregionale Fernleitungsunternehmen und ein Verteilernetzbetreiber. Alle anderen

⁵³ **Horizontal integrierte Unternehmen** sind Unternehmen, die mindestens eine der Funktionen kommerzielle Erzeugung, Transport, Verteilung von oder Versorgung mit Erdgas wahrnehmen und außerdem eine weitere Tätigkeit außerhalb des Erdgasbereichs ausüben.

Vertikal integrierte Unternehmen sind Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen (die zueinander in einem Beherrschungsverhältnis im Sinne der Fusionskontrollverordnung 139/2004/EG stehen), die mindestens eine der Funktionen Transport oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Förderung von oder Versorgung mit Erdgas wahrnehmen.

⁵⁴ Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG v 26.6.2003, ABI L 176/57 v 15.7.2003.

Netzbetreiber sind zumindest zur organisatorischen Entflechtung verpflichtet. Für alle Fern- und Verteilernetzbetreiber besteht zudem die Verpflichtung zum buchhalterischen Unbundling. Hinsichtlich der Detailgestaltung des buchhalterischen Unbundlings (etwa betreffend exakte Kostenzuordnung) bestehen keine Vorgaben der Regulierungsbehörde.

Agrund der geltenden Gesetzeslage sind **Transitunternehmen** bislang von der Regulierung ausgenommen. Die Unbundling-Bestimmungen finden daher auf sie keine Anwendung.

Tabelle 3 gibt Auskunft über die Eigentümerstruktur der österreichischen Fern- und Verteilerleitungsunternehmen:

Tabelle 3: Eigentümerstruktur der österreichischen Fern- und Verteilerleitungsunternehmen

	Anzahl	Leitungssystem	Eigentümerstruktur
Regionale Verteilernetzunternehmen	20		Teil integrierter regionaler Gasunternehmen im teilweisen öffentlichen Eigentum (zumeist >51%)
Überregionale Fernleitungsunternehmen (Inlandstransport)	5	Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	EVN AG Eigentümer: 51% Staatliche Beteiligung; dzt 15% EnBW ¹ ; Rest. VERBUND, RLB OÖ, Streubesitz
		Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	Oberösterreichische Ferngas AG Eigentümer: 50 % Energie AG OÖ, 50 % Ferngasbeteiligungs AG ²
		Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	Steirische Gas Wärme GmbH Eigentümer: 99,994 % Energie Steiermark Holding AG, 0,006 % Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts AG
		Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	OMV Gas GmbH 100% OMV AG ³
		Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	BEGAS Eigentümer: 51 % Begas Gemeindeanteilsverwaltung AG, 49 % Burgenlandholding AG
Nationale Fernleitungsunternehmen⁴ (Transit)	3	TAG	TAG GmbH Eigentümer: 89% Eni s.p.A., 11% OMV Gas GmbH
		WAG	BOG GmbH Eigentümer: 51% OMV Gas GmbH, 44% Gas de France, 5% E.ON-RG AG
		MAB, HAG, SOL, Penta West	OMV Gas GmbH 100% Eigentum der OMV AG ³

¹ Erhöhung auf voraussichtlich 29% geplant

² Rd 68% der Ferngasbeteiligungs AG stehen im Eigentum der OMV AG

³ OMV AG Eigentümer: 31,5% staatliche Beteiligung; 17,6% Privateigentum; 50,9% Streubesitz

⁴ Inhaber der Transportrechte

Quelle: Energie-Control GmbH

Trennung von Netz, Vertrieb und Produktion

Exploration und Produktion werden als Geschäftsbereich nur von OMV AG abgedeckt; die für den Netz- und Speicherbetrieb zuständige OMV Gas GmbH verfügt über einen vom Produktionsbetrieb der OMV AG getrennten Unternehmenssitz.

Für jene fünf Gas- und Stromversorgungsunternehmen der Regelzone Ost (EVN AG, Wienenergie, Begas, Linz Strom, Energie AG OÖ), für die ein Zusammenschluss im Versorgungsbereich erfolgte („**EnergieAllianz**“), wurde eine räumliche Trennung des Verteilernetzbetriebes vom Versorger vorgenommen. Für die lokalen Vertriebsgesellschaften (zur Kleinkundenbelieferung) wurde weitgehend keine räumliche Trennung durchgeführt. Entsprechendes gilt für die räumliche Trennung des Netzbetreibers Gasnetz Steiermark GmbH von den übrigen Bereichen des integrierten Unternehmens. Keine räumliche Trennung erfolgte bislang für den Netzbetrieb der Kelag Netz GmbH von den übrigen Bereichen des integrierten Unternehmens sowie einen Großteil der übrigen integrierten Unternehmen.

Für jene Gasunternehmen der Regelzone Ost (EVN, Wien Energie, Begas, OMV Gas GmbH, Oberösterreichische Ferngas und Linz Gas Wärme GmbH), für die ein Zusammenschluss im Versorgungsbereich zur Großkundenbelieferung erfolgte („**EconGas**“), wurde eine lokale Trennung des Verteilernetzbetriebes vom Versorger vorgenommen.

Generell ist anzumerken, dass Netzbetreiber zwar zum überwiegenden Teil mit einem eigenen Firmennamen am Markt vertreten sind, sich dieser jedoch zumeist an die Firmenbezeichnung des integrierten Unternehmens anlehnt. Gesonderte Internetauftritte sind nicht Standard, soweit doch, erfolgt der Internetauftritt zumeist verbunden mit jenem des integrierten Unternehmens.

Tabelle 4 zeigt, dass nicht davon auszugehen ist, dass ein vollständiges Unbundling zwischen Transport und Handel in der österreichischen Gasindustrie erfolgt

ist⁵⁵. Das unzureichende Unbundling weist darauf hin, dass nach wie vor der Anreiz besteht, Margen aus Absatzmärkten mit höherer Preiselastizität (Gashandel) in Absatzmärkte mit geringerer Preiselastizität (Monopolbereiche wie Transport oder Verteilung) zu verschieben und somit neue Anbieter abzuwehren.

Tabelle 4: Umsetzung des Unbundlings durch die österreichischen Gasunternehmen

Entflechtung ¹			
	Fernleitung – Transit ²	Fernleitung – Inlandstransport	Verteilernetz
Getrennte Unternehmenssitze (J/N)	J	Energie Allianz ³ , Econgas ⁴ , STGW: J	
		Übrige: weitgehend N	
Getrennter Unternehmensauftritt (J/N)	J	Energie Allianz ³ , Econgas ⁴ : J	
		Übrige: Netzbetreiber sind zwar zum überwiegenden Teil mit einem eigenem Firmennamen am Markt vertreten, dieser lehnt sich jedoch zumeist an die Firmenbezeichnung des integrierten Unternehmens an; gesonderte Internetauftritte sind nicht Standard, soweit doch, erfolgt der Internetauftritt zumeist verbunden mit jenem des integrierten Unternehmen	
Buchhalterische Entflechtung – Vorgaben der Regulierungsbehörde (J/N)	N ⁶	N ⁶	
Audit buchhalterische Entflechtung (J/N)	N	N Gesonderte Audits zu Überprüfung und Vermeidung von Quersubventionierungen finden durch die Regulierungsbehörde im Zuge der Tarifprüfungsverfahren statt	
Veröffentlichung getrennter Abschlüsse (J/N)	N ⁵	N	N
Getrennte Geschäftsführung ohne personelle Verflechtung zu anderen Geschäftsführungen der Gruppe? (J/N)	J	teilweise	teilweise

¹ Bezogen auf Trennung Netz und Vertrieb

² nicht reguliert

³ Zusammenschluss im Versorgungsbereich von 5 Gas- und Stromversorgungsunternehmen der Regelzone Ost (EVN AG, WIENERENERGIE, BEGAS, Linz Strom, Energie AG OÖ)

⁴ Zusammenschluss im Versorgungsbereich zur Großkundenbelieferung durch 6 Gasunternehmen der Regelzone Ost (EVN, Wien Energie, Begas, OMV Gas GmbH, Oberösterreichische Ferngas und Linz Gas Wärme GmbH)

⁵ Die RL 2003/55/EG und das GWG enthalten nur die Verpflichtung zur Führung getrennter Konten in der internen Rechnungslegung.

⁶ Keine Vorgaben der Regulierungsbehörde betreffend buchhalterische Entflechtung; es bestehen jedoch gesetzliche Vorschriften zur getrennten Führung von Konten (zB Handelsrecht).

⁵⁵ Die Umsetzung der Entflechtungsvorschriften durch die Erdgasunternehmen ist auch Gegenstand des nach § 7 Abs. 3 lit .c GWG zu erstellenden Berichts. Die Energie-Control GmbH hat im November 2004 einen ersten Erfahrungsbericht zum Stand der Umsetzung des Unbundling auf ihrer Homepage www.e-control.at veröffentlicht.

Dies kann anhand von **Abbildung 7** verdeutlicht werden. Diese zeigt, wie sich die Energiepreise des Local Player zu dem günstigsten Alternativenanbieter verhalten, im Vergleich zum im jeweiligen Netzbereich verrechneten Netznutzungsentgelt. Der Vergleich beinhaltet sowohl das Netznutzungsentgelt sowie das Messentgelt und die Berechnungen beziehen sich auf einen Musterkunden mit 15.000 kWh.

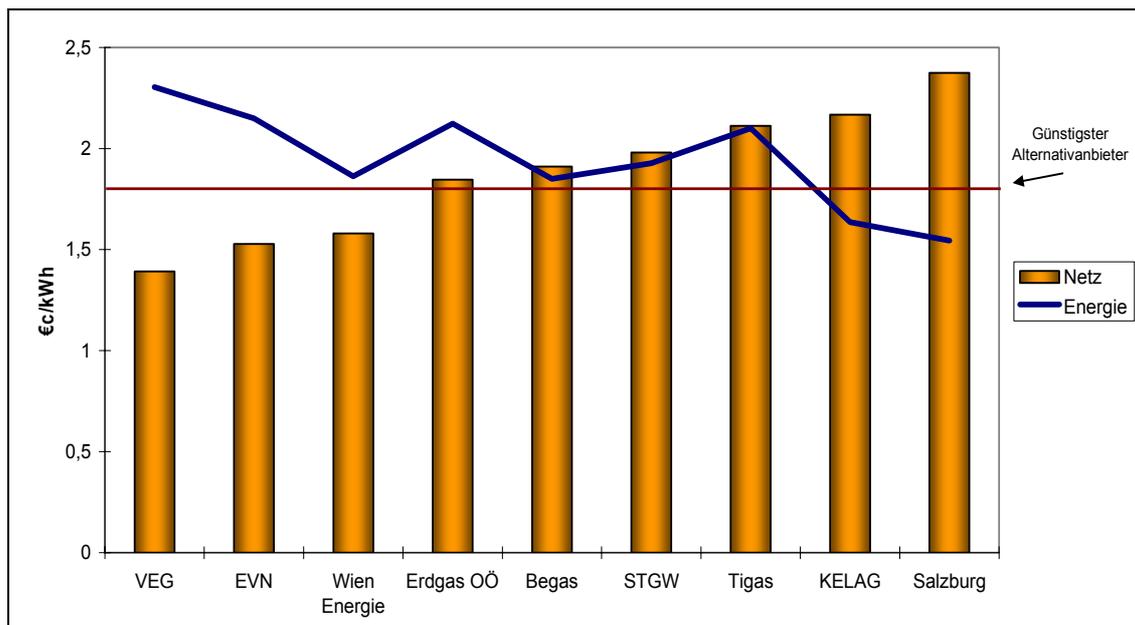


Abbildung 7: Vergleich der Energiepreise beim Local Player zum Energiepreis des günstigsten Alternativenanbieters, Stand April 2005

Quelle: Energie-Control GmbH

Es stellt sich dabei heraus, dass integrierte Unternehmen mit höheren Netztarifen niedrigere Energiepreise haben. Dies deutet, wenn nicht auf eine Quersubventionierung zwischen Netz und Energie, dann zumindest auf eine Margenverschiebung von dem Energiebereich in den Netz- und somit Monopolbereich hin. Sehr deutlich wird dies in Salzburg, da der günstigste Alternativenanbieter in Österreich, MyElectric, ein Tochterunternehmen der Salzburg AG ist. Die Energiepreise in Salzburg liegen deutlich unterhalb des Angebotes für die restlichen Kunden in Österreich, gleichzeitig sind die Netztarife für Haushaltskunden die höchsten in ganz Österreich.

Wie Abbildung 7 zeigt, kann ein hoher Netztarif in Verbindung mit niedrigen Energiepreisen des Local Players einen Markteintritt unwirtschaftlich machen und damit verhindern.

Wechselkosten⁵⁶

In den ersten zwei Jahren seit der Liberalisierung haben nur ca. 1,7% der Gaskunden den Versorger gewechselt.⁵⁷ Haushaltskunden wiesen dabei eine Wechselquote von 1,6% auf (2002/2003 0,7%, 2003/2004 0,9%). Durch einen Versorgerwechsel hätte sich der durchschnittliche Haushaltskunde (15.000 kWh Jahresverbrauch) in 2004 rd. 10% einsparen können. Laut einer Umfrage der OGM im Auftrag der Energie-Control GmbH vom Juni 2004 hatten knapp ein Fünftel der befragten privaten Haushalte angegeben, bei einer Einsparung in dieser Größenordnung von 10% wechseln zu wollen. Diese Diskrepanz zwischen Wechselbereitschaft (25%) und tatsächlicher Wechselquote (0,7% bzw. 0,9%) lässt vermuten, dass es Hemmnisse für den Wechsel geben muss. Diese Hemmnisse können als Wechselbarrieren bezeichnet werden.⁵⁸

Wechselbarrieren haben zur Folge, dass dem Kunden bei der Durchführung eines Lieferantenwechsels „Wechselkosten“ entstehen. Sie umfassen mehr als mögliche „Wechselgebühren“, die zudem im österreichischen Gasmarkt vom Netzbetreiber nicht in Rechnung gestellt werden dürfen. Wechselkosten können sein.⁵⁹

(1) Transaktionskosten

(2) Vertragliche Wechselkosten

⁵⁶ Vgl. Paul Klemperer (1987): The competitiveness of markets with switching costs, in: Rand Journal of Economics, Vol. 18, Nr. 1, Spring 1987, S. 138; Vgl. zu einer Zusammenfassung der Literatur zu Wechselkosten "Switching Costs", Economic Paper 5, Annex A – literature review, Report prepared for the Office of Fair Trading and the Department of Trade and Industry by National Economic Research Associates.

⁵⁷ Vgl. E-Control (Mai/Juni 2005); Versorgerwechsel in den österreichischen Elektrizitäts- und Gasmärkten, Untersuchungszeitraum Oktober 2003 bis September 2004, Working Paper Nr. 14, auf www.e-control.at

⁵⁸ Vgl. G. Walsh, A. Klee, K.-P. Wiedmann, T. Waßmann (2005): Wechselbarrieren als Ursache für die Stabilität von Geschäftsbeziehungen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2, 2005, Jg. 29, S. 145 ff.

⁵⁹ Vgl. "Switching Costs", Economic Paper 5, Annex A – literature review, Report prepared for the Office of Fair Trading and the Department of Trade and Industry by National Economic Research Associates, S. 3.

- (3) Unsicherheitskosten
- (4) Psychologische Kosten
- (5) Kompatibilitätskosten
- (6) Lernkosten

Unter **Transaktionskosten** kann man Such-, Anbahnungs-, Informations-, Zu-rechnungs- Verhandlungs-, Entscheidungs-, Vereinbarungs-, Abwicklungs-, Ab-sicherungs-, Durchsetzungs-, Kontroll-, Anpassungs- und Beendigungskosten verstehen. Die Höhe von Transaktionskosten kann das Zustandekommen von Transaktionen verhindern, wenn etwa die anfänglichen Informationskosten für einen potenziellen Käufer so hoch geraten, dass die Transaktion prohibitiv ver-teuert. Durch geringe Preistransparenz bei den Angeboten können die Transak-tionskosten erhöht werden. Transaktionskosten bestehen auch beim Versor-gerwechsel im österreichischen Gasmarkt, da Kunden sich über neue Anbieter informieren und Verträge verhandeln müssen.

Vertragliche Wechselkosten entstehen dann, wenn mit Beendigung des Ver-trages zusätzliche Kosten entstehen, z.B. bei der vorzeitigen Auflösung langfris-tiger Verträge oder dem Verlust von Preisnachlässen für Kundentreue. Diese vertraglichen Wechselkosten bestehen auch für Endkunden im österreichischen Markt. Z.B. bietet EVN einen Treuebonus an, Linz Gas GmbH ein Energie-Euro-Heft als Treuebonus und Erdgas Oberösterreich Gratistage als Treuera-batte. Diese Vorteile gehen den Kunden verloren, wenn sie den Anbieter wech-seln.

Wenn über die Qualität des bisher bezogenen Produkts Sicherheit besteht, ist ein Wechsel mit **Unsicherheitskosten** verbunden, z.B. ob der Gaslieferant wirklich zuverlässig liefert. Unter **psychologischen Kosten** versteht man, dass Kunden trotz funktionell identischen Produkten ein Produkt bevorzugen und daher bei einem Wechsel ihre Präferenzen ändern müssen. Unsicherheits- und psychologische Kosten sind schwer quantifizierbar.

Kompatibilitätskosten entstehen, wenn ein Kunde z.B. nur bestimmtes Zube-hör zu einem Produkt kaufen kann. Wenn der Kunde lernen muss, wie das Pro-

dukt des neuen Lieferanten richtig angewendet wird, spricht man von **Lernkosten**. Diese beiden Kostenarten sind für den Versorgerwechsel im Gas untergeordnet zu sehen, da Gas ein homogenes Gut ist.

Die Auswirkungen von Wechselkosten auf die Wettbewerbsintensität in einem Markt und die Marktergebnisse (Preis, Marktanteile, Marktstruktur) sind in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur ausführlich untersucht worden.⁶⁰ Generell wird dabei festgestellt, dass das Vorhandensein von Wechselkosten in einem Markt zu höheren Preisen und Gewinnen der Unternehmen führt.⁶¹ Zudem können Wechselkosten Markteintrittsbarrieren bilden.

Daher gibt es auch einen Anreiz für die etablierten Unternehmen, „**künstliche**“ **Wechselkosten** zu schaffen. Diese kann man auch als „endogene“ Wechselkosten bezeichnen, die im Gegensatz zu „exogenen“ Wechselkosten direkt durch das Verhalten der Unternehmen induziert sind. Darunter fallen z.B. vertragliche Wechselkosten, die für Kunden der Gaslieferanten bestehen, die Treuerabatte und –boni bieten. Wie bereits oben angeführt, haben einige etablierte Gaslieferanten auf diese Weise „künstliche“ Wechselkosten geschaffen.

Auch Unsicherheitskosten können von den etablierten, integrierten Gaslieferanten induziert werden, indem dem Gaskunden suggeriert wird, dass Sicherheit des Netzbetriebs mit Sicherheit der Lieferung durch den Gashändler gleichzusetzen sei. Dies wird bei den integrierten Gasunternehmen auch durch einen nach wie vor einen einheitlichen Auftritt (gleicher Markenname) unterstützt.

Das Vorhandensein von und die Höhe der Wechselkosten hat Einfluss darauf, um welchen Betrag der neue Anbieter den etablierten Anbieter unterbieten muss, um Kunden zum Wechsel zu bewegen. Die Höhe der Wechselkosten hat wesentlichen Einfluss auf die erzielbare Marge eines neuen Anbieters. In be-

⁶⁰ Vgl. "Switching Costs", Economic Paper 5, Annex A – literature review, Report prepared for the Office of Fair Trading and the Department of Trade and Industry by National Economic Research Associates.

⁶¹ Vgl. "Switching Costs", Economic Paper 5, Annex A – literature review, Report prepared for the Office of Fair Trading and the Department of Trade and Industry by National Economic Research Associates, S. 35.

⁶³ Vgl. "Switching Costs", Economic Paper 5, Annex A – literature review, Report prepared for the Office of Fair Trading and the Department of Trade and Industry by National Economic Research Associates, S. 34 ff.

stehenden Märkten wie dem Gasmarkt, in denen bereits so gut wie alle Kunden einen Lieferanten haben, und bei bestehender Marktdominanz – wie dies am Gasmarkt in einigen Teilmärkten zu beobachten ist – sind Wechselkosten eine wesentliche Barriere für den Markteintritt neuer Unternehmen.⁶³ Eine Verringerung der von den Unternehmen künstlich geschaffenen Wechselkosten ist daher wünschenswert.

Erhöhung der Intransparenz durch All-Inclusive-Preise

All-Inclusive-Preise, die keine getrennte Ausweisung des Energiepreises und Netzentgeltes enthalten, erschweren die Energiepreisvergleiche zu anderen Anbietern und begünstigen daher den etablierten, mit dem Netzbetrieb integrierten Anbieter. Sie schaffen „künstliche“ Wechselkosten, da zusätzliche Informationen für den Preisvergleich beschafft werden müssen.

Um die Vergleichbarkeit des Energiepreises zu gewährleisten und den Wechsel des Lieferanten zu ermöglichen, muss der Energiepreis von den übrigen Preiskomponenten gesondert ausgewiesen werden. Im alten System ohne Gas-zu-Gas-Wettbewerb wurden vor allem Verträge mit All-Inclusive-Preisen verwendet, in denen Energie- und Netzpreis nicht gesondert ausgewiesen, sondern dem Kunden gegenüber ein Gesamtpreis angegeben wurde. Diese Vertragsgestaltung hat auch nach der Liberalisierung noch Relevanz. Vor allem im Kleinkundensegment beziehen die Kunden nach wie vor zu nahezu 100% über All-Inclusive-Preise. Dies erschwert den Entschluss des Kunden zu wechseln, da dieser den „reinen“ Energiepreis seines Lieferanten nicht mit Alternativangeboten vergleichen kann.

Durch die intransparente Rechnungslegung der meisten integrierten Unternehmen (insbesondere durch All-Inclusive Preise) wird ein Vergleich mit Angeboten anderer Lieferanten beinahe unmöglich oder ist zumindest mit sehr großem Aufwand verbunden. Die mangelnde Vergleichbarkeit bedingt Unsicherheit darüber, wie hoch die Gasrechnung in Zukunft sein wird, und beeinflusst daher die Wechselentscheidung von Kunden.

Bei der Auswertung der Fragebögen konnte festgestellt werden, dass eine beträchtliche Anzahl von Kunden nicht in der Lage war, ihren reinen Energiepreis

anzugeben. Zum Teil waren die Kunden auch der Meinung, dass der von ihnen angegebene Gesamtpreis der Energiepreis sei: Dies ist ein Informationsdefizit, von dem der Local Player profitiert, da die Wahrscheinlichkeit, dass diese Kunden wechseln, sehr gering ist. Die Bewusstseinsbildung darüber, dass Netz und Energie zwei voneinander getrennt zu betrachtenden Komponenten sind, wird durch das Anbieten intransparenter All-Inclusive Preise und Rechnungen noch weiter erschwert.

Die Kundengruppe mit weniger als 500.000 m³ Verbrauch hat in der Mehrzahl der untersuchten Fälle einen Liefervertrag mit All-Inclusive Preis abgeschlossen. Nur in den Abnahmekategorien mit mehr als 500.000 m³ überwiegen Angebote, die den reinen Energiepreis ausweisen, gegenüber All-Inclusive Angeboten.

Aber auch bei Großkunden werden All-Inclusive Preise weiterhin angewandt. Im Zuge der Industriepreiserhebung Gas 1/2005 konnte Energie-Control GmbH anhand der Rechnungskopien feststellen, dass nicht alle Erdgasunternehmen die Netz- und Energiekomponenten gem. § 23 Abs. 6 GWG in den Lieferverträgen getrennt ausweisen.

Eine Analyse von 161 Rechnungskopien vom Januar 2005 zeigt, dass knapp 20% der Rechnungen für die Kunden intransparent sind und nicht erkennbar ist, wie viel jeweils für das Netz und die Energie zu bezahlen ist. Dies ist ein Hemmnis, weil die verhandelbaren Energiekomponenten vom Kunden nicht herausgefiltert werden können und somit die Teilnahme am Wettbewerb eingeschränkt wird.

Auch aus konkreten Anfragen von Industriekunden ist ersichtlich, dass diese Unternehmen trotz vielfach vorhandener Sachkenntnisse oft erhebliche Schwierigkeiten haben, aus vorliegenden Rechnungen die wettbewerbsrelevanten Energiepreise zu ermitteln.

Die Local Player geben dabei an, dass dies vor allem nach wie vor den Kundenwünschen entspricht und eine getrennte Ausweisung den Kunden nicht zumutbar sei. Ein solches Vorbringen erscheint aber jedenfalls dann nicht plausibel, wenn sowohl einzelne Preiskomponenten als auch der Gesamtpreis klar

ausgewiesen sind. Eine getrennte Ausweisung des Energiepreises in Werbung, Angeboten und Rechnungen ist für die Entwicklung des Wettbewerbs wesentlich und ist jedem Unternehmen, insbesondere Marktbeherrschern, zumutbar. Wienenergie Vertrieb ist z.B. in der Lage, einen reinen Energiepreis für Haushaltskunden anzugeben, die anderen Vertriebsgesellschaften der EnergieAllianz (z.B. EVN, Begas Vertrieb) dagegen nicht.

Zusätzlicher administrativer Aufwand für neue Anbieter

Der Aufbau eines Vertriebssystems und die hohen laufenden Kosten rechnen sich nur bei einer Mindestanzahl an Kunden bzw. einer Mindestenergiemenge, die an Kunden abgegeben wird. Unternehmen mit einem bestehenden Kundenstock und einem bestehenden Vertriebssystem haben daher einen erheblichen Vorteil gegenüber neu am Markt auftretenden Unternehmen.

Insbesondere die Arbeit im Zusammenhang mit dem Wechsel und der Rechnungslegung verursacht hohe Kosten. Bei der Rechnungslegung ergeben sich die Probleme vor allem dann, wenn ein Lieferant dem Kunden eine Gesamtrechnung über Energie und Netz legt. Mit einer Gesamtrechnung versuchen alternative Energielieferanten, den Kunden die langjährig gewohnte Serviceleistung zu bieten, welche von den ansässigen integrierten Unternehmen angeboten wird.

In integrierten Unternehmen haben Lieferanten durch die gemeinsame Nutzung von Verrechnungssystemen bzw. den direkten Zugang zu abrechnungsrelevanten Daten ihrer Kunden einen Kostenvorteil gegenüber unabhängigen Lieferanten.

Wesentlich für die Verringerung des administrativen Aufwands für neue Lieferanten ist es daher, sicherzustellen, dass verbundene und unverbundene Unternehmen bei der Weitergabe von notwendigen Informationen gleichgestellt werden. Die Wechselprozesse sollten darauf hin genauer untersucht werden.

Ergebnis Marktabgrenzung

Es kann davon ausgegangen werden, dass es

- ⇒ Märkte für nicht leistungsgemessene Haushaltskunden und Kleinverbraucher (bis 100.000 m³) in den einzelnen Netzgebieten Österreichs,
- ⇒ Märkte für leistungsgemessene Gewerbe- und Industriekunden ab 100.000 m³ bis 500.000 m³ Jahresverbrauch in den einzelnen Netzgebieten Österreichs,
- ⇒ Märkte für Industriekunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch in den Regelzonen Österreichs und
- ⇒ Märkte für die Belieferung von Kraftwerken in den RZ gibt.

3.3.7 Zusammenfassende Beurteilung der Marktabgrenzung

Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse der Marktabgrenzung.

Im Gegensatz zu den Annahmen zu den Marktgrenzen in Tabelle 2 ergab die Überprüfung Hinweise darauf, dass zumindest ein Teil des Zwischenhandels, nämlich der **Markt für kurzfristige Belieferung von Zwischenhändlern/-Großen Weiterverteilern**, temporär **weiter** als die RZ Ost zu sehen ist.

Weiters ist im Gegensatz zu der Anfangsannahme eine **engere räumliche Marktabgrenzung im Kleinkundensegment** sowohl bei den Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch bis zu 100.000 m³ als auch bei den Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von 100.000 m³ bis 500.000 m³ gerechtfertigt.

Tabelle 5: Ergebnis der Marktabgrenzung

Markt		Produkt	Räumlich relevanter Markt
Gasgroßhandel		Großvolumige, langfristige Gaslieferungen mit geringer Abnahmeflexibilität; Verrechnung in Fremdwährung	Weiter als RZ
Zwischenhandel/Belieferung von großen Weiterverteilern		Langfristige Gaslieferungen mit geringer Abnahmeflexibilität aus diversifizierten Gasbezügen; Verrechnung in nationaler Währung	Regelzonen
		Kurzfristige Gaslieferungen mit Fixpreisen ohne Flexibilität; Verrechnung in nationaler Währung	Weiter als RZ
Speichermarkt		saisonale Ein- und Ausspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern	RZ Ost
		kurzfristige, flexible Ein- und Ausspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern	RZ Ost
Ausgleichsenergiemarkt		Stündliche Bereitstellung/Abnahme von Gasmengen zum Ausgleich von Prognosefehlern	Regelzonen
Belieferung von lokalen Weiterverteilern		Strukturierte Gaslieferungen; enthalten Ausgleichsenergiekosten und Speicherkosten	Regelzonen
Endkunden			
	Kleinkunden	Strukturierte Gaslieferungen an Kleinkunden bis 100.000 m ³ , nicht gemessener Jahresverbrauch, sprungfixe Preisanpassung, Kurzfristige Verträge	Netze der Local Player
		Strukturierte Gaslieferungen an Kleinkunden von 100.000 bis 500.000 m ³ , gemessener Jahresverbrauch, Preisanpassung über Preisgleitklauseln, Kurzfristige Verträge	
	Großkunden	Gaslieferungen an Industriekunden ab 500.000 m ³ gemessener Jahresverbrauch, i.d.R. kurzfristige Verträge	Regelzonen
		Gaslieferungen an Kraftwerke, i.d.R. langfristige Verträge	Regelzonen

4 Feststellung der marktbeherrschenden Unternehmen

4.1 Begriffsbestimmung marktbeherrschende Unternehmen

Der Begriff „Marktbeherrschende Unternehmen“ ist im Kartellgesetz 1988 - KartG 1988 (Bundesgesetz vom 19. Oktober 1988, BGBl 1988/600, über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen) folgendermaßen definiert:

§ 34. (1) *Marktbeherrschend im Sinn dieses Bundesgesetzes ist ein Unternehmer, der als Anbieter oder Nachfrager (§ 2)*

- *keinem oder nur unwesentlichem Wettbewerb ausgesetzt ist oder*
- *eine im Verhältnis zu den anderen Wettbewerbern überragende Marktstellung hat;*
- *dabei sind insbesondere die Finanzkraft, die Beziehungen zu anderen Unternehmern, die Zugangsmöglichkeiten zu den Beschaffungs- und Absatzmärkten sowie die Umstände zu berücksichtigen, die den Marktzutritt für andere Unternehmer beschränken.*

(1a) *Wenn ein Unternehmer als Anbieter oder Nachfrager am gesamten inländischen Markt oder einem anderen örtlich relevanten Markt*

- *einen Anteil von mindestens 30% hat oder*
- *einen Anteil von mehr als 5% hat und dem Wettbewerb von höchstens zwei Unternehmern ausgesetzt ist oder*
- *einen Anteil von mehr als 5% hat und zu den vier größten Unternehmern auf diesem Markt gehört, die zusammen einen Anteil von mindestens 80% haben, dann trifft ihn die Beweislast, dass die Voraussetzungen nach Abs. 1 nicht vorliegen".*

(2) *Als marktbeherrschend gilt auch ein Unternehmer, der eine im Verhältnis zu seinen Abnehmern oder Lieferanten überragende Marktstellung hat; eine solche liegt insbesondere vor, wenn diese zur Vermeidung schwerwiegender betriebs-*

wirtschaftlicher Nachteile auf die Aufrechterhaltung der Geschäftsbeziehung angewiesen sind.

4.2 Gasgroßhandel

Die größten Anbieter im Gasgroßhandel sind die russische Gazprom, Algerien, die norwegischen Gasproduzenten und die niederländische Gasunie. Die größten Abnehmer sind E.ON Ruhrgas, ENI und GdF.

Auf der Anbieterseite ist von der Dominanz der Anbieter Gazprom, Sonatrach und den norwegischen Gasproduzenten auszugehen, die ca. insgesamt 44% des gesamten Gasbedarfs der EU (in den Grenzen von 2002) abdecken.⁶⁴

Organisation des Gasimports in Österreich

Bis zu Voll liberalisierung im Oktober 2002 und der Gründung der EconGas waren die Landesferngasgesellschaften (LFG) in der Austria Ferngas GmbH (AFG) in einer Einkaufsgemeinschaft organisiert, die gleiche Rahmenbedingungen für alle Einkäufer sicherstellte und einen Mengenausgleich zwischen Gesellschaften ermöglichte. AFG war im Rahmen der sog. Russenverträge berechtigt, an den quartalsweise stattfindenden Gesprächen zur Abstimmung der Mengen und Preise teilzunehmen und konnte in dieser Funktion eine Transparenz gegenüber den LFGs sicherstellen. Zudem war bzw. ist AFG gleichberechtigter Vertragspartner der sog. Troll-Verträge (Import von norwegischem Erdgas).

Nach der Gründung der EconGas fiel im Innenverhältnis der (vormaligen) LFG die „Koordinierungsfunktion“ der AFG, durch die gleiche Bedingungen für alle LFG gegenüber dem Importeur sichergestellt wurden, weg. OMV Gas als nunmehriger „Generalimporteur“ beliefert nun EconGas (Wienenergie, EVN, Begas, Linz AG, OÖ Ferngas) und „Nicht-EconGas-Gesellschaften“ (Steirische Gas Wärme, Salzburg AG, Kelag). Die Aufteilung der Import-Bezugverträge konnte

⁶⁴ Patrice de Vivies, CRE: "Regulation dealing with access to supply in liberalised markets, Vortrag gehalten bei International Energy Agency (IEA)-Workshop with Gas Regulators on Security of Gas Supply in Liberalised Markets, Paris, 27. Juni 2003

seit Gründung der EconGas im Jahr 2002 bisher nicht einvernehmlich abgeschlossen werden. Aufgrund des noch laufenden Liquidationsprozesses der AFG ist die Frage der Gestaltung der Weitergabe der Vertragsbedingungen aus den Importverträgen an die LFG noch offen.

Die Abwicklung von Gasbezugsverträgen in der OMV Gas GmbH als Fernleitungsnetzbetreiber steht in der momentanen Organisation im Widerspruch zu den Unbundlingvorgaben des § 7 Abs. 2 GWG und ist daher kritisch zu sehen.

4.3 Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler)

Langfristige Lieferungen

OMV Gas GmbH hat bei der langfristigen Belieferung großer Weiterverteiler mit einem Marktanteil von über 80% eine herausragende Stellung. Es ist daher von einer Marktbeherrschung der OMV Gas GmbH iSd § 34 KartG auf dem Zwischenhandelsmarkt/Belieferung großer Weiterverteiler auszugehen.

In Folge der Anmeldung und Genehmigung des EconGas-Zusammenschlusses ist das Gas-Handelsgeschäft von OMV Gas GmbH auf die EconGas GmbH übergegangen. Auf Grund der Entflechtungsbestimmungen der Erdgasbinnenmarkt-richtlinie 2003/55/EG bzw. des GWG ist es der OMV Gas GmbH nicht gestattet, als (Fernleitungs-)Netzbetreiber Handelsgeschäfte durchzuführen. Vor diesem Hintergrund sind die beschriebenen Lieferantentätigkeiten der OMV Gas GmbH kritisch zu hinterfragen.

Kurzfristige Lieferungen

Bei den kurzfristigen Lieferungen an Zwischenhändler können keine Marktanteile angegeben werden, da der Markt weiter als die RZ Ost zu sehen ist. Festzustellen ist aber, dass neben EconGas GmbH nur eine geringe Anzahl ihrer Wettbewerber in den Endkundenmärkten auf diesem Markt aktiv sind.

4.4 Ausgleichsenergiemarkt

Auf der Angebotsseite ist EconGas GmbH dominanter Anbieter von Ausgleichsenergie. Auf der Nachfrageseite bezieht die kommerzielle Bilanzgruppe EconGas GmbH die größte Menge an (bilanzieller) Ausgleichsenergie.

4.5 Speichermärkte

Beim Angebot von saisonalen Speicherprodukten sowie kurzfristigen, flexiblen Speicherprodukten hat OMV Gas GmbH eine marktbeherrschende Stellung.

4.6 Belieferung Lokaler Weiterverteiler

Auf der Anbieterseite hat EconGas einen überragenden Marktanteil und ist damit ein marktbeherrschendes Unternehmen im Sinne des Kartellgesetzes bei der Belieferung lokaler Weiterverteiler in der RZ Ost.

In der RZ Tirol ist Tigas marktbeherrschend, in der RZ Vorarlberg VEG.

4.7 Endverbrauchermärkte

Endkunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch (Kleinkundenmärkte)

Da die Netze die räumlich relevanten Märkte für beide Märkte im Kleinkunden-segment (bis 100.000 m³ Jahresverbrauch und ab 100.000 bis 500.000 m³ Jahresverbrauch) sind, sind die etablierten Gasversorger (Local Player) die Unternehmen mit dem höchsten Marktanteil, wie **Tabelle 6** zeigt.

Tabelle 6: Marktbeherrschende Unternehmen in den Kleinkundenmärkten

Netzgebiet	Marktbeherrschende Unternehmen
	EnergieAllianz
Wienenergie Gasnetz	Wienenergie Vertrieb
Begas	Begas Energie Vertrieb
Linz Gas	Linz Gas Vertrieb
EVN	EVN Vertrieb
OÖFG	Erdgas Oberösterreich
Salzburg AG	Salzburg AG
Gasnetz Steiermark	STGW
Kelag	Kelag
Tigas	Tigas
VEG	VEG
Stadtwerke Bregenz	Stadtwerke Bregenz
Energieversorgung Ausserfern	Energieversorgung Ausserfern
Stadtwerke Steyr	Stadtwerke Steyr
Energie Ried	Energie Ried
Elektrizitätswerke Wels	Elektrizitätswerke Wels
Stadtwerke Leoben	Stadtwerke Leoben
Energie Graz	Energie Graz
Stadtwerke Kapfenberg	Stadtwerke Kapfenberg
Stadtwerke Klagenfurt	Stadtwerke Klagenfurt

Endkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch (Großkundenmärkte)

Der räumlich relevante Markt ist die RZ Ost. Das marktbeherrschende Unternehmen ist EconGas GmbH. Dies gilt ebenso bei der Belieferung von Kraftwerken.

4.8 Zusammenfassung marktbeherrschende Unternehmen

In **Tabelle 7** sind die Unternehmen mit Marktmacht nach den einzelnen untersuchten Märkten zusammengestellt.⁶⁵

⁶⁵ Aufgrund der besonderen Marktgegebenheiten in den RZ Tirol und Vorarlberg, in denen faktisch kein Wettbewerb stattfindet, wird diese Übersicht nur für die Marktverhältnisse in der RZ Ost dargestellt.

Die Dominanz der OMV Gas GmbH und ihres Tochterunternehmens EconGas GmbH ist auf nahezu allen Produktmärkten (dazu noch im Transportbereich) in der RZ Ost festzustellen.

Neue Anbieter, die Endkundenmärkte beliefern wollen, brauchen Zugang zu Transport- und Speicherkapazitäten sowie zum Ausgleichsenergiemarkt. In allen diesen Märkten sehen sich diese im Wesentlichen einem Unternehmen, der OMV Gas GmbH (oder der Eongas GmbH) als dominantem Anbieter gegenüber, das zudem auch in Endkundenmärkten tätig ist. Damit haben OMV Gas GmbH und EconGas GmbH wesentlichen Einfluss auf die Kosten der neuen Anbieter und auch auf die Kosten der etablierten Anbieter. Diese Situation wird neue Anbieter nicht ermutigen, in die Endkundenmärkte einzusteigen. Auch die Wettbewerbsintensität zwischen den etablierten Gasunternehmen wird eingeschränkt, wenn auf allen Märkten die Abhängigkeit von einem Unternehmen gegeben ist, das auch in den Endkundenmärkten tätig ist.

Tabelle 7: Zusammenfassung Unternehmen mit Marktmacht in der RZ Ost

Markt	Produkt	Räumlich relevanter Markt	Unternehmen mit Marktmacht gem. § 34 (1) Kartellgesetz	
Gasgroßhandel	Großvolumige, langfristige Gaslieferungen mit geringer Abnahmeflexibilität; Verrechnung in Fremdwährung	Weiter als RZ	k.A.	
Zwischenhandel/Belieferung von großen Weiterverteilern	Langfristige Gaslieferungen mit geringer Abnahmeflexibilität aus diversifizierten Gasbezügen; Verrechnung in nationaler Währung	RZ Ost	OMV Gas GmbH	
	Kurzfristige Gaslieferungen mit Fixpreisen ohne Flexibilität; Verrechnung in nationaler Währung	Weiter als RZ	k.A.	
Speichermarkt	saisonale Ein- und Ausspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern	RZ Ost	OMV Gas GmbH	
	kurzfristige, flexible Ein- und Ausspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern	RZ Ost	OMV Gas GmbH	
Ausgleichsenergiemarkt	Stündliche Bereitstellung/Abnahme von Gasmengen zum Ausgleich von Prognosefehlern	RZ Ost	Eongas GmbH	
Belieferung von lokalen Weiterverteilern	Strukturierte Gaslieferungen; enthalten Ausgleichsenergiekosten und Speicherkosten	RZ Ost	Eongas GmbH	
Endkunden				
	Kleinkunden	Strukturierte Gaslieferungen an Kleinkunden bis 100.000 m ³ , nicht gemessener Jahresverbrauch, sprungfixe Preisanpassung, Kurzfristige Verträge	Netze der Local Player	Local Player
	Kleinkunden	Strukturierte Gaslieferungen an Kleinkunden von 100.000 bis 500.000 m ³ , gemessener Jahresverbrauch, Preisanpassung über Preisgleitklauseln, Kurzfristige Verträge	Netze der Local Player	Local Player
	Großkunden	Gaslieferungen an Industriekunden ab 500.000 m ³ gemessener Jahresverbrauch, i.d.R. kurzfristige Verträge	RZ Ost	Eongas GmbH
		Gaslieferungen an Kraftwerke, i.d.R. langfristige Verträge	RZ Ost	Eongas GmbH

Aufgrund der besonderen Marktgegebenheiten in den RZ Tirol und Vorarlberg, in denen faktisch kein Wettbewerb stattfindet, wird diese Übersicht nur für die Marktverhältnisse in der RZ Ost dargestellt. Vorschläge zur Verbesserung der Wettbewerbssituation in diesen Bundesländern werden im Endbericht erfolgen.

5 Auswirkungen der Marktstruktur auf die Wettbewerbssituation

Für die Struktur des österreichischen Gasmarktes prägend waren insbesondere die zwei Zusammenschlüsse zur EnergieAllianz bzw. zu EconGas:

EnergieAllianz

Durch die Gründung der EnergieAllianz kam es zu einer Zusammenlegung der jeweiligen Vertriebsbereiche der Mutterunternehmen (Wienenergie, EVN, Begas, Linz AG)⁶⁶. Im Kleinkundensegment ist die Energie Allianz über ihre vier regionalen „Vertriebs-KGs“ tätig, die sich jeweils unter Verwendung der „alten Marken“ der Mutterunternehmen auf ihre ehemaligen Monopolgebiete konzentrieren. Außerhalb der Netze ihrer Muttergesellschaften ist die EnergieAllianz als Anbieter nicht aufgetreten.

Die Marke EnergieAllianz spielt auf dem Gasmarkt keine Rolle⁶⁷. Dem Zusammenschlussimmanenten Verlust potenziellen Wettbewerbs im Innenverhältnis steht somit bisher kein ersichtlicher Gewinn an Wettbewerb außerhalb der angestammten Versorgungsgebiete gegenüber. Es verbleibt daher die durch den Zusammenschluss geschaffene Möglichkeit der Absprache von Preisen.

Im Ergebnis ist also davon auszugehen, dass die monopolistischen Marktverhältnisse, wie sie in der Zeit vor der Liberalisierung bestanden haben, im Wesentlichen von den etablierten Gasunternehmen aufrechterhalten werden konnten.

EconGas

Auf der Einkaufsseite beziehen die Vertriebsgesellschaften der EnergieAllianz von EconGas GbmH, einem Gemeinschaftsunternehmen der OMV Gas GmbH,

⁶⁶ Die ebenfalls an der EnergieAllianz beteiligte Energie AG Oberösterreich ist nur im Elektrizitätsbereich tätig.

⁶⁷ Das Großkundengeschäft wurde nicht wie ursprünglich beabsichtigt in die EnergieAllianz eingebracht, sondern in EconGas GmbH übergeführt.

der Oberösterreichischen Ferngas sowie der EnergieAllianz-Gesellschafter Wiengas, EVN, Begas und Linz AG, in welches die genannten Unternehmen ihr Erdgas-Großkunden⁶⁸ und -handelsgeschäft eingebracht haben. Wie bereits im vorigen Kapitel dargestellt ist EconGas auf einer Reihe von Teilmärkten der österreichischen Gaswirtschaft das dominierende Unternehmen.

Auf der **Bezugsseite** hält EconGas langfristige Verträge mit OMV Gas GmbH. Es handelt sich dabei um jene Anteile an den Importverträgen der OMV Gas GmbH, die zuvor von den an Econgass beteiligten Landesferngasgesellschaften gehalten und in das Gemeinschaftsunternehmen eingebracht wurden. Ebenso wird nach wie vor der Großteil des Bedarfs der nicht an EconGas beteiligten LFG über diese langfristigen Importverträge abgedeckt.

In diesem Zusammenhang wurde bereits auf die noch nicht restlos geklärte Aufteilung dieser Verträge nach Auflösung der AFG und die weiterhin bestehenden Differenzen bei den Modalitäten der Weitergabe der Importverträge verwiesen. Ebenso wurde darauf hingewiesen, dass unter dem Gesichtspunkt der Entflechtungsbestimmungen der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG bzw. des GWG die Lieferanten-/Handelstätigkeit des Netzbetreibers OMV Gas GmbH kritisch zu beurteilen ist.

Neben diesen langfristigen Verträgen verfügt EconGas über ein Portfolio weiterer (kurzfristiger) Bezugsquellen, die eine Optimierung des Gasbezuges ermöglichen. Die von mehreren kleineren Wettbewerbern (Weiterverteiler, Händler) angeführten Probleme, kurzfristig an zusätzliche Gasmengen zu kommen, dürften auf EconGas nicht zutreffen. Auch hier ist die Handelstätigkeit des Netzbetreibers OMV Gas GmbH – wie oben genannt – kritisch zu sehen.

Vorteile der EconGas GmbH gegenüber den Wettbewerbern in den Endkundenmärkten im Zugang zu den Beschaffungsmärkten können durch Größenvorteile bedingt sein, aber auch aus der (gesellschaftsrechtlichen) Verbindung zu OMV Gas GmbH und deren Ressourcen resultieren.

⁶⁸ Jahresverbrauch von mehr als 500.000 m³.

Vorteilen der EconGas auf der Bezugsseite stehen auch Vorteile auf der **Ab-satzseite** gegenüber. Diese äußern sich in dem, verglichen mit den Wettbewerbern, breiten Absatzportfolio, das zu jeweils etwa einem Drittel aus dem Absatz an lokale Weiterverteiler, Industriekunden und Kraftwerke besteht. Daneben konnte EconGas GmbH auch Gasmengen im grenzüberschreitenden Handel absetzen.

In diesen verschiedenen Absatzmärkten gibt es unterschiedliche (Roh-)margen, die auf unterschiedliche Preiselastizitäten in den einzelnen Märkten zurückzuführen sind. EconGas GmbH kann daher in Märkten mit geringerer Wettbewerbsintensität höhere Margen erzielen und dadurch gleichzeitig in Märkten mit höherer Wettbewerbsintensität auf Margen verzichten und damit Wettbewerber abwehren oder unter Druck setzen.

Für Lieferungen mit Übergabepunkten an der österreichischen Grenze ist der Zugang zu Transitleitungen erforderlich. Die dafür benötigten Transportrechte zu erhalten, scheint dabei für EconGas GmbH im Gegensatz zu manchen Wettbewerbern, die auf Schwierigkeiten, Transportkapazitäten zu wettbewerbsfähigen Preisen zu erhalten hinwiesen, kein Problem zu sein. Offen ist dabei die Frage, ob bei der Vergabe der Transportrechte auf den Transitleitungen verbundene und nicht verbundene Unternehmen gleichbehandelt werden.

Festzuhalten ist, dass EconGas GmbH Vorteile beim Zugang zu den Beschaffungsmärkten und Absatzmärkten gegenüber den Wettbewerbern um die Endkundenbelieferung hat, die zum Großteil auf Größenvorteilen beruhen können. Nach der Analyse der vorliegenden Daten kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass die festgestellten Vorteile auch aufgrund der Integration mit OMV Gas GmbH bestehen bzw. verstärkt werden.

6 Zusammenfassung der Problempunkte

Bei der Analyse der vorliegenden Daten haben sich folgende Problempunkte hinsichtlich der Wettbewerbssituation ergeben, die weiter zu verfolgen sein werden:

Zwischenhandel/Belieferung großer Weiterverteiler

Langfristige Belieferung

Bei der langfristigen Belieferung großer Weiterverteiler hat OMV Gas GmbH eine marktbeherrschende Stellung. Diese führt in Verbindung mit den üblichen langen Laufzeiten von bis zu 20 Jahren und den Abnahmeverpflichtungen (Take-or-Pay) zu einer Zementierung der Marktstruktur und möglichen Abschottung gegenüber neuen Marktteilnehmern.

Diese Problematik der langfristigen Lieferverträge, die zum Teil aus der Zeit vor der Liberalisierung herrühren, ist nicht auf Österreich beschränkt, sondern in ganz Europa anzutreffen. Sie bildet daher auch einen Bestandteil der zwischenzeitig angelaufenen umfassenden Untersuchung der Energiemärkte durch die Europäische Kommission. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden abzuwarten sein, um eine einheitliche Haltung sowie ein akkordiertes weiteres Vorgehen sicherzustellen.

Ein spezifisches Problem des österreichischen Gasmarktes ergibt sich aus der vertikalen Integration der Eongas mit OMV Gas GmbH. Diese ist insbesondere aus Sicht der nicht an der EconGas beteiligten LFG zugleich Vorlieferant und Wettbewerber auf den nachgelagerten Märkten.

In dieser Situation ist ein Hauptaugenmerk darauf zu legen, dass es zu keinen sachlich nicht gerechtfertigten Differenzierungen zwischen verbundenen und nicht verbundenen Unternehmen kommt. Hierfür ist ein Höchstmaß an Transparenz zu fordern. Dies wird auch bei der endgültigen Abwicklung der AFG und der dadurch bewirkten Neuordnung der Importsituation zu berücksichtigen sein.

Kurzfristige Belieferung

Aus der Untersuchung ist ersichtlich, dass durch kurzfristige Lieferungen die durchschnittlichen Bezugskosten gesenkt werden können. Der Zugang zu diesem Markt ist also wesentlich für die Bezugskostenoptimierung – das zeigt auch die Bedeutung der kurzfristigen Märkte in anderen europäischen Zwischenhandelsmärkten.

Kurzfristige Lieferungen erfolgten in den Jahren 2003 und 2004 nur sporadisch. Der Markt ist nicht organisiert. Bisher ist es nicht allen Marktteilnehmern möglich, in größerem Umfang die Möglichkeiten dieses Marktes zu nutzen, obwohl eine entsprechende Nachfrage besteht.

Es ist aus den europäischen Erfahrungen ersichtlich, dass die Entwicklung eines Hubs und die Schaffung von einheitlichen Regelungen für den kurzfristigen Handel die Transaktionskosten für den kurzfristigen Zwischenhandel reduziert. Über den Central European Gas Hub GmbH (CEGH), eine 100-% Tochter der OMV Gas GmbH, wird bisher nur das Gas Release Programm der EconGas GmbH abgewickelt.

Die im Rahmen des EconGas-Zusammenschlussverfahrens eingegangene Verpflichtung zur Durchführung eines Gas Release Programms ist in engem Zusammenhang mit der Entwicklung eines funktionierenden Gashubs in Baumgarten zu sehen. Es wäre daher zu hinterfragen, weshalb die Entwicklung eines liquiden Hubs in Baumgarten nur äußerst zögerlich voranschreitet. Die Hindernisse für die Entwicklung sind zu beseitigen und der Aufbau eines funktionierenden Gashubs ist zügig voranzutreiben.

Zugang zu Transportkapazitäten im Transitbereich

Für die Nachfragesubstituierbarkeit der Zwischenhändler/großen Weiterverteiler ist der Zugang zu Transitkapazitäten wesentlich. Der Zugang zu Transitkapazitäten erfolgt auf der Basis verhandelter Verträge und wird nicht reguliert. Daher sind auch keine Informationen darüber verfügbar, wie die langfristigen Transportrechte auf den Transitleitungen verteilt sind, d.h. wer Zugang zu welchen Zwischenhandelsmärkten (Deutschland, Italien etc.) hat.

Transportrechte auf den Transitleitungen zu erhalten gestaltet sich für einen neuen Anbieter schwierig. Im Wesentlichen muss er dabei auf den Sekundärhandel mit Transportrechten zurückgreifen, der auf den nicht genutzten Transportrechten aufbaut.

Ein Entzug vertraglich reservierter aber nicht genutzter Kapazitäten durch das Transitunternehmen wird für keines der Transitsysteme TAG, WAG, HAG, MAB, SOL und Penta West praktiziert; ein Sekundärmarkt wird von den Transitunternehmen nur für das TAG System über eine Internetplattform unterstützt. Unterbrechbare Kapazitäten werden für alle Transitleitungen angeboten.

Der fehlende Zugang zu den Transitleitungen ist eine wesentliche Markteintrittsbarriere für neue Anbieter auf dem Zwischenhandelsmarkt.

Auch bei diesem Themenkreis handelt es sich um ein europäisches Problem, das derzeit von der Europäischen Kommission untersucht wird. Hervorzuheben sind hier nochmals die bestehenden langfristigen Kapazitätsreservierungen, oftmals zugunsten verbundener Unternehmen der Leitungsbetreiber, denen mitunter keine entsprechenden physikalischen Flüsse gegenüberstehen. Auch hier wird im Lichte der Ergebnisse der europäischen Untersuchung eine einheitliche Haltung der Mitgliedstaaten einzunehmen sowie ein akkordiertes weiteres Vorgehen einzuschlagen sein.

Speichermarkt und Ausgleichsenergiemarkt

Speicherprodukte und Ausgleichsenergie sind wichtige Produkte für die Bereitstellung der Produkte in den Endkundenmärkten und bei der Belieferung lokaler Weiterverteiler.

Sowohl im Hinblick auf den Zugang zu Speicherleistungen als auch auf den Ausgleichsenergiemarkt ist festzustellen, dass die dort jeweils marktbeherrschenden Unternehmen Einflussmöglichkeiten auf die Kosten ihrer Wettbewerber in den nachgelagerten Märkten haben. Auch hier ist auf eine strikte Gleichbehandlung zu achten, die keine unsachlichen Differenzierungen zulässt.

Belieferung lokaler Weiterverteiler

Die langfristige Belieferung lokaler Weiterverteiler wirft dieselben Fragen wie die Langfristigkeit auf der vorgelagerten Marktstufe auf.

Endkundenmärkte

Markteintrittsbarrieren auf den Endkundenmärkten sind im Wesentlichen:

- Unzureichendes Unbundling
- Wechselkosten
- Administrativer Aufwand und Marketingaufwand neuer Lieferanten

Unzureichendes Unbundling

Es ist nicht davon auszugehen, dass ein vollständiges Unbundling zwischen Transport und Handel in der österreichischen Gasindustrie erfolgt ist. Das unzureichende Unbundling weist darauf hin, dass nach wie vor der Anreiz besteht, Margen aus Absatzmärkten mit höherer Preiselastizität (Gashandel) in Absatzmärkte mit geringerer Preiselastizität (Monopolbereiche wie Transport oder Verteilung) zu verschieben und somit neue Anbieter abzuwehren.

Wechselkosten

Die Auswirkungen von Wechselkosten auf die Wettbewerbsintensität in einem Markt und die Marktergebnisse (Preis, Marktanteile, Marktstruktur) sind in der Literatur ausführlich untersucht worden. Generell wird dabei festgestellt, dass das Vorhandensein von Wechselkosten in einem Markt zu höheren Preisen und Gewinnen der Unternehmen führt. Zudem können Wechselkosten Markteintrittsbarrieren bilden.

Daher gibt es auch einen Anreiz für die etablierten Unternehmen, „**künstliche**“ **Wechselkosten** zu schaffen. Diese kann man auch als „endogene“ Wechselkosten bezeichnen, die im Gegensatz zu „exogenen“ Wechselkosten direkt durch das Verhalten der Unternehmen induziert sind. Darunter fallen z.B. vertragliche Wechselkosten, die für Kunden der Gaslieferanten bestehen, die

Treuerabatte und –boni bieten. Einige etablierte Gaslieferanten haben auf diese Weise „künstliche“ Wechselkosten geschaffen.

Auch Unsicherheitskosten können von den etablierten, integrierten Gaslieferanten induziert werden, indem dem Gaskunden suggeriert wird, dass Sicherheit des Netzbetriebs mit Sicherheit der Lieferung durch den Gashändler gleichzusetzen sei. Dies wird bei den integrierten Gasunternehmen auch durch einen nach wie vor einheitlichen Auftritt (gleicher Markenname) unterstützt.

Das Vorhandensein von und die Höhe der Wechselkosten hat Einfluss darauf, um welchen Betrag der neue Anbieter den etablierten Anbieter unterbieten muss, um Kunden zum Wechsel zu bewegen. Die Höhe der Wechselkosten hat wesentlichen Einfluss auf die erzielbare Marge eines neuen Anbieters. In bestehenden Märkten wie dem Gasmarkt, in denen bereits so gut wie alle Kunden einen Lieferanten haben, und bei bestehender Marktdominanz – wie dies am Gasmarkt in einigen Teilmärkten zu beobachten ist – sind Wechselkosten eine wesentliche Barriere für den Markteintritt neuer Unternehmen. Eine Verringerung der von den Unternehmen künstlich geschaffenen Wechselkosten ist daher wünschenswert. Es sind daher Maßnahmen zu überlegen, durch die die Markteintrittsbarriere Wechselkosten abgeschwächt werden kann.

Administrativer Aufwand und Marketingaufwand neuer Lieferanten

Wesentlich für die Verringerung des administrativen Aufwands für neue Lieferanten ist daher, dass sichergestellt wird, dass verbundene und unverbundene Unternehmen bei der Weitergabe von notwendigen Informationen gleichgestellt werden. Die Wechselprozesse sollten darauf hin genauer untersucht werden.