



REPUBLIK ÖSTERREICH
BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE

Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft

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

Endbericht

Wien, im November 2006

1	EINLEITUNG	3
1.1	AUSGANGSLAGE	3
1.2	VERÄNDERUNGEN IM ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT SEIT DEM 1. ZWISCHENBERICHT	4
2	PROBLEMPUNKT „UNGLEICHE WETTBEWERBSBEDINGUNGEN – VORTEILE DER EONGAS DURCH VERBINDUNG ZU OMV GAS“	6
2.1	BISHERIGE VERTRAGSGESTALTUNG AUF DEM GROßHANDELSMARKT UND MARKT FÜR GROßE WEITERVERTEILER	6
2.2	ZUKÜNFTIGE WETTBEWERBSNEUTRALE GESTALTUNG WESENTLICH	13
3	PROBLEMPUNKT „ZÖGERLICHE ENTWICKLUNG DES KURZFRISTIGEN GASHANDELS AM HUB BAUMGARTEN“	16
4	PROBLEMPUNKT „ERSCHWERTER ZUGANG ZU TRANSPORTKAPAZITÄTEN IM TRANSITBEREICH“	20
5	PROBLEMPUNKT „MARKTABSCHOTTUNG DURCH LANGFRISTIGE VERTRÄGE“	24
5.1	BEDEUTUNG DER LANGFRISTVERTRÄGE IM EUROPÄISCHEN GASMARKT	24
5.2	BEDEUTUNG DER LANGFRISTIGEN VERTRÄGE IN ANDEREN ENERGIESEKTOREN	31
5.3	DIE VERTRAGSSITUATION IM ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT	33
5.3.1	GROßHANDELSMARKT	33
5.3.2	BELIEFERUNG VON GROßEN WEITERVERTEILERN	36
5.3.3	BELIEFERUNG LOKALER WEITERVERTEILER	37
5.3.4	BELIEFERUNG VON ENDKUNDEN	41
5.3.5	SPEICHERMARKT	43
5.3.6	TRANSITKAPAZITÄTEN	44

6	PROBLEMPUNKT „MARKTEINTRITTSBARRIEREN AM ENDKUNDENMARKT“	45
6.1	UNZUREICHENDES UNBUNDLING	45
6.2	WECHSELKOSTEN UND ADMINISTRATIVER AUFWAND NEUER LIEFERANTEN	51

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Im September 2005 hat die Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) den 1. Zwischenbericht zur Branchenuntersuchung Gas vorgelegt.¹ Dabei wurden folgende Problempunkte für die Entwicklung des Wettbewerbs im österreichischen Gasmarkt gesehen:

- Ungleiche Wettbewerbsbedingungen – Vorteile der EconGas durch Verbindung zu OMV Gas
- Zögerliche Entwicklung des kurzfristigen Gashandels am Hub Baumgarten
- Erschwerter Zugang zu Transportkapazitäten im Transitbereich
- Marktabschottung durch langfristige Verträge
- Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt

Im Rahmen der Branchenuntersuchung hat die BWB in Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt, der Energie-Control GmbH (E-Control), diese Problembereiche vertieft untersucht. Dabei wurden auch Daten nachgefordert und analysiert.

Der Schwerpunkt der Analyse lag zunächst auf den Wettbewerbsbedingungen in den vorgelagerten Märkten. Der Großhandelspreis hat einen hohen Anteil am Energiepreis für Endkunden und damit einen wesentlichen Einfluss auf die Preisbildungsmöglichkeiten der Anbieter. Die Wettbewerbssituation in den Endkundenmärkten wird wesentlich von der Organisation des Gasgroßhandels und des Zwischenhandels bestimmt. Ungleiche Wettbewerbsbedingungen in diesen Märkten führen dazu, dass Markteintrittsbarrieren für Anbieter geschaffen werden, da diese Kosten tragen müssen, die etablierte, und zum größten Teil weiterhin integrierte Gasanbieter nicht haben.

BWB und E-Control sehen daher in der Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen auf den vorgelagerten Märkten eine wesentliche Voraussetzung für eine Intensivierung des Wettbewerbs in den Endkundenmärkten.

¹ Bundeswettbewerbsbehörde: Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002), Wien, September 2005, veröffentlicht auf unter www.bwb.gv.at/BWB/Aktuell/Archiv2005/1zbgas.htm

1.2 Veränderungen im österreichischen Gasmarkt seit dem 1. Zwischenbericht

Seit der Veröffentlichung des 1. Zwischenberichts im September 2005 sind folgende Veränderungen zu verzeichnen:

Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen

Am 28. Juni 2006 trat eine Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes (durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 (E-VG) in Kraft. Wesentliche Veränderungen des rechtlichen Rahmens, die unmittelbare Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation haben werden, sind:

- **Übergang von verhandeltem Netzzugang zu reguliertem Netzzugang bei grenzüberschreitenden Transporten von Erdgas (Transit)**

Die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG sieht für diesen Bereich einen geregelten Netzzugang vor, die Umsetzung dieser Bestimmungen erfolgte im GWG. So bedürfen die Allgemeinen Bedingungen für grenzüberschreitende Transporte wie auch die Methoden zur Berechnung der Netznutzungsentgelte der Genehmigung der E-Control Kommission.

- **Stärkung des Konsumentenschutzes** durch rechtlich vorgeschriebene Vorlage der Lieferbedingungen und getrennten Ausweis des Energiepreises.

Diese neuen rechtlichen Regelungen haben auch eine **Überarbeitung der Marktregeln²** notwendig gemacht, die im Oktober 2006 abgeschlossen wurde. Schwerpunktthemen des dritten Marktregel Prozesses waren

- Verbesserungen des Wechselprozesses
- Genehmigung von Allgemeinen Bedingungen des Regelzonenführers
- Inlandstransport: Festlegung von kommerziellen Qualitätsstandards in den Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber (ANB), Verbesserung des Netzzugangsregimes auf Inlandsfernleitungen (Anmeldung sonstiger Transporte), Kapazitätsausbauverträge

² Als Marktregeln werden die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis bezeichnet, die Marktteilnehmer am Erdgasmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten. Insbesondere beinhalten die Marktregeln die Zuweisung einzelner Aufgaben an die jeweiligen Marktteilnehmer und Netzbetreiber, die Ausgestaltung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen sowie der Allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Verrechnungsstellen und Bilanzgruppenverantwortliche, die Implementierung des gastechnischen Regelwerkes sowie weitere "Sonstige Marktregeln" wie z.B. Fahrplanmanagement, Datenformate. Vgl. www.e-control.at/gas/marktregeln

- Gastransit: Genehmigung der Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGBs) für den Gastransit, Einführung eines Netzzugangs auf Basis „One Stop Shop“, Einrichtung einer „Zentralen Handelsplattform“ durch OMV Gas für Sekundärmarktkapazitäten mit der Verpflichtung für Transportkunden, ungenutzte Kapazitäten dort zu handeln, Methodengenehmigung für kostenorientierte Transportentgelte für grenzüberschreitende Transporte

Veränderungen in der Marktstruktur: Neugestaltung der Importverträge auf der Großhandelsstufe

Im September 2006 hat OMV Gas bekannt gegeben, dass die bestehenden Importverträge umstrukturiert werden.³ OMV Gas scheidet als Vertragspartner aus, EconGas und das Gaswarenhandelshaus (GWH) übernehmen die Verträge mit Gazexport, die zudem verlängert wurden. Die Nicht-EconGas LFG erhalten Lieferverträge mit dem GWH, an dem OMV Gas (noch) als Minderheitsgesellschafter (25,1%) beteiligt ist⁴. Auch aus den Verträgen mit den norwegischen Gasproduzenten wird OMV Gas als Vertragspartner ausscheiden.

Dies hat strukturelle Veränderungen im Großhandelsmarkt und Markt „Belieferung großer Weiterverteiler“ zur Folge, da die bisherige Marktabgrenzung überdacht werden muss.

³ Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf www.omv.com

⁴ Vgl. www.centrex.com

2 Problempunkt „Ungleiche Wettbewerbsbedingungen –Vorteile der EconGas durch Verbindung zu OMV Gas“

2.1 Bisherige Vertragsgestaltung auf dem Großhandelsmarkt und Markt für große Weiterverteiler

Mit dem EconGas-Zusammenschluss und der Auflösung der Austria Ferngas GmbH (AFG) war eine Umstrukturierung der Weitergabe der Importverträge, die teilweise über die AFG organisiert war, notwendig. Als erster Schritt wurden die multilateralen Vertragswerke in bilaterale Verträge zwischen OMV Gas⁵ und EconGas bzw. jenen Landesferngasgesellschaften (LFG), die nicht der EconGas angehören (Nicht-EconGas LFG), umgewandelt. Dabei wurden unterschiedliche Berechnungen für Aufschläge auf die Importpreise (Verträge Gazexport/OMV Gas) für EconGas und jene LFG, die nicht der EconGas angehören (STGW, EIS, Kelag) verwendet, wie aus den Daten der Branchenuntersuchung hervorgeht. Auch die Vertragsmengen aus der Inlandsproduktion der OMV wurden mit unterschiedlichen Aufschlägen für EconGas und die Nicht-EconGas LFG weitergegeben. Abbildung 1 fasst die bisherige Vertragsstruktur zusammen.

Im ersten Zwischenbericht der Branchenuntersuchung Gas wurde festgestellt, dass OMV Gas eine marktbeherrschende Stellung bei der Belieferung großer Weiterverteiler innehat⁶. Marktbeherrschende Unternehmen unterliegen nach europäischem und nationalem Kartellrecht⁷ dem Verbot, diese marktbeherrschende Stellung missbräuchlich auszunutzen. Insbesondere ist den marktbeherrschenden Unternehmen diskriminierendes Verhalten in Form der Anwendung unterschiedlicher Bedingungen bei gleichwertigen Leistungen gegenüber Handelspartnern, wodurch diese im Wettbewerb benachteiligt

⁵ Die in diesem Bericht verwendete Bezeichnung „OMV Gas“ bezieht sich, soweit der Zeitraum bis 30.5.2006 angesprochen wird, auf die OMV Gas GmbH, die bis zur Wirksamkeit der Umstrukturierung der Gasaktivitäten im OMV-Konzern neben ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber und Speicherunternehmen auch Supply-Aktivitäten vorgenommen hat, ansonsten auf die neue Gas-Holding OMV Gas International GmbH, auf die der Teilbetrieb Supply übertragen wurde.

⁶ Vgl. Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002), Tabelle 7, S. 79

⁷ Art. 82 EGV bzw. § 5 Kartellgesetz 2005 – KartG 2005, Bundesgesetz gegen Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen (BGBl I Nr 61/2005)

werden, verboten⁸. Für den Fall, dass der Marktbeherrscher als Anbieter auftritt, sind für die Feststellung der Diskriminierung die vom Anbieter vorgeschlagenen Verkaufspreise und sonstigen Bedingungen maßgeblich.

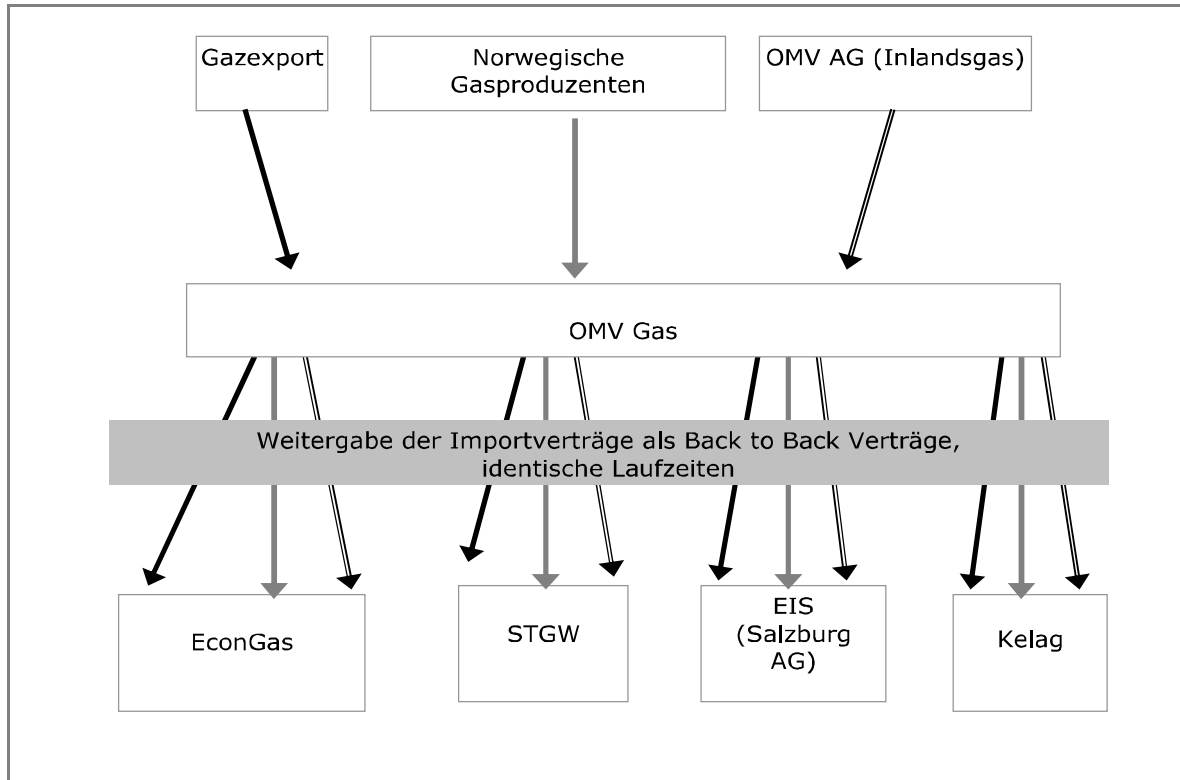


Abbildung 1: Vertragsstruktur bis September 2006

Bei der Weitergabe der Importverträge flossen in die Kalkulation der Abgabepreise z.B. die Kosten für das gesamte Vertragsmanagement, Spesen, Beratungskosten sowie Kosten für Matching-Prozesse und für die gesamte administrative und technische Abwicklung des Gasimports ein. Daneben wurden die ökonomischen Risiken, die mit der Entwicklung, Abwicklung und Pflege der geschäftlichen Beziehungen zwischen den ausländischen Lieferanten und den inländischen Abnehmern einhergehen, bewertet und verrechnet.

Wesentlicher Gestaltungsspielraum für die OMV Gas war **diese Bewertung der Risiken der Belieferung** der EconGas auf der einen Seite und der Nicht-EconGas LFG auf der anderen Seite (sog. Kommerzielles Geschäftsrisiko). OMV Gas führte als Risiken das Geschäftsrisiko und das Mengenrisiko an.

⁸ Art. 82 Abs. 2 lit. c EGV; § 5 Abs. 1 Z 3 KartG 2005.

Grundsätzlich sind im Handelsgeschäft als Risiko ein Kundenausfall und damit ein Erlösausfall beim Lieferanten, in diesem Fall OMV Gas, zu sehen. Risiken können darin bestehen,

- dass die Abnehmer weniger Mengen abnehmen als vereinbart (Mengenrisiko) oder/und
- dass die Abnehmer nicht in der Lage sind, den vereinbarten Preis zu zahlen, sondern nur einen geringeren (Preisrisiko) oder
- dass der Abnehmer gänzlich ausfällt z.B. wegen Insolvenz (Geschäftsrisiko).

Bei der Bewertung dieser Risiken ist zu beachten, dass OMV Gas und die Nicht-EconGas LFG seit 1968 Vertragspartner sind, sodass es keine Unsicherheit über Zahlungsverhalten, Bonität etc. geben kann. Auch von Seiten der OMV Gas ist kein Hinweis darauf gegeben worden, dass das Zahlungsverhalten der Nicht-EconGas LFG als unsicher eingeschätzt wird. Zudem sind die Nicht-EconGas LFG etablierte Gasanbieter, die in ihren Netzgebieten nach wie vor eine bedeutende Stellung haben. Es ist nicht davon auszugehen, dass die Nicht-EconGas LFG „unsicherere“ Vertragspartner als die anderen ehemaligen LFG sind, die jetzt Partner der OMV Gas im EconGas-Zusammenschluss sind.

Mengenrisiko

Es war die Situation einer Nichteinhaltung der Mengenverpflichtungen der Abnehmer der OMV Gas möglich. Take-or-Pay (ToP) Verträge implizieren jedoch die Zuteilung des Mengenrisikos auf den Abnehmer: Wenn Abnehmer geringere Mengen als die Mindestmengen in den ToP-Verträgen beziehen, müssen sie laut Vertrag trotzdem die Mindestmengen zahlen. Eine Erlösreduzierung war für OMV Gas daher nicht anzunehmen.

Sollte in der Vergangenheit die Situation entstanden sein, dass Vertragspartner geringere Mengen als die ToP-Mengen bezogen haben, kann trotzdem nicht davon ausgegangen werden, dass OMV Gas diese Mengen nicht absetzen konnte und damit Erlöseinbußen hatte. Zusatzmengen konnten nach Angaben der Unternehmen aus den damals bestehenden Verträgen nicht bezogen werden. Die Abnahme freier ToP-Mengen bedeutete für die Kunden der OMV Gas, dass sie auf diesem Weg Zusatzmengen aus den bestehenden Verträgen erhielten, ohne dafür einen höheren Preis zu zahlen.

Zudem sieht § 22 Gaswirtschaftsgesetz (GWG)⁹ vor, dass Unternehmen, die ToP-Verpflichtungen nicht einhalten können, diese Mengen an eine dritte Stelle verkaufen können, die von der Energie-Control Kommission bestimmt wird. Für den Fall, dass dabei Verluste gemacht werden, sieht § 22 GWG eine Abgeltung dieser über die Netznutzungsentgelte vor:

„Insoweit mit dem Erlös aus dem Verkauf über eine Börse oder über eine Versteigerung nicht die tatsächlichen Aufbringungskosten für die gemäß Abs. 1 erworbenen Erdgasmengen abgedeckt werden können, wird der Differenzbetrag durch einen Zuschlag zum Netzbenutzungsentgelt von den Endverbrauchern aufgebracht.“

Damit war das Risiko als gering einzuschätzen, dass Abnehmer die ToP-Mengen nicht einhalten konnte und somit OMV Gas eine Erlösminderung hinnehmen musste.

Zum anderen konnte OMV Gas Mengen, die von Salzburg AG, Kelag und STGW nicht abgenommen wurden, dem Gas Release Programm zuführen. Dies ist in den Zusagen des Zusammenschlussverfahrens EconGas enthalten. Bei den bisher durchgeführten Auktionen im Juli 2003 und 2004 waren die nachgefragten Gasmengen deutlich überzeichnet, sodass ein Bedarf an zusätzlichen Gasmengen offensichtlich vorhanden war. Mit dem jeweils erzielten Preis der Auktion konnte die EconGas GmbH einen Gewinn realisieren, da sie per Zusage das Gas nicht unterhalb ihrer Estandskosten verkaufen musste. Zudem sind die Gasmengen vor allem von italienischen Gashändlern ersteigert worden, da in Italien ein höheres Gaspreisniveau für das angebotene Handelsprodukt als in Österreich vorliegt. Auch hier war kein Mengenrisiko für OMV Gas erkennbar.

Gemäß der im September 2006 genehmigten Langfristplanung ist in der Regelzone Ost von einem Anstieg des Gasbedarfs um ca. 30% bis 2010 und über 50% bis 2030 auszugehen. Nach Berechnungen der IEA soll der Gasverbrauch von 2004 bis 2030 in Europa pro Jahr um ca. 1,8% ansteigen, insgesamt um ca. 45%.¹⁰ Damit ist nicht davon auszugehen, dass OMV Gas von Kunden zurückgegebenen Mengen nicht weiterverkaufen konnte.

⁹ BGBl I Nr 121/2000 idF BGBl I Nr 106/2006.

¹⁰ Vgl. OECD/IEA, World Energy Outlook 2006, S. 112, Table 4.1, Paris, 2006

Zudem hätte ein Ausfall eines großen Weiterverteilers nicht zwangsläufig zu einem Absatzrückgang der OMV Gas geführt, da die Kunden (Stadtwerke, Endverbraucher), die der Weiterverteiler beliefert hat, und damit die Erdgasnachfrage bestehen bleiben. Ob erhebliche Zusatzkosten für den Weiterverkauf dieser Mengen entstanden wären, ist zu bezweifeln, da frei gewordene Gasmengen mit hoher Sicherheit abgesetzt werden konnten. Wie die Ergebnisse der EconGas-Auktionen am Hub Baumgarten zeigen, war das Risiko, dass diese Mengen zu einem niedrigeren Preis abgesetzt werden mussten, als gering einzuschätzen. Nach wie vor bemängeln neue Wettbewerber, dass keine Gasmengen verfügbar sind.

Grundsätzlich war das Mengenrisiko für OMV Gas und damit ein Erlösausfall der OMV Gas aufgrund der Charakteristik der ToP-Verträge und des zu erwartenden Marktwachstums **als gering einzuschätzen**. Zumindest war es **bei der Belieferung der EconGas und Nicht-EconGas LFGs gleich** einzustufen.

Preisrisiko

Beim Abschluss von ToP-Verträgen auf der Importstufe wird das Preisrisiko auf den Gasproduzenten übertragen: Seine Marge verändert sich, je nachdem wie hoch der Abstand zwischen dem Preis, der von der Ölpreisentwicklung beeinflusst wird, und seinen Produktionskosten ist. Für die Weitergabe dieser Importverträge (als back-to-back-Verträge) übernimmt die OMV Gas nicht das Preisrisiko (dies verbleibt bei den Produzenten), da die Preisgleitklauseln der Verträge die Klauseln der Importverträge widerspiegeln. **Ein Preisrisiko ist daher nicht zu erkennen.**

Geschäftsrisiko (Kaufmännisches Risiko)

Als kaufmännisches Risiko wird der Ausfall eines Kunden bezeichnet, sodass die Zahlungsströme nicht vermindert (wie bei Preis- und Mengenrisiko), sondern gänzlich eingestellt werden. Die Ausfallswahrscheinlichkeit eines Kunden kann mit Hilfe von (internen und externen) Ratings eingeschätzt werden. Dabei weisen die Nicht-EconGas LFG STGW, Kelag und Salzburg AG ein sehr gutes externes Rating¹¹ auf, das auf eine geringe Ausfallswahrscheinlichkeit schließen lässt. Ein unterschiedliches Ausfallrisiko

¹¹ Vgl. Standard and Poors (www.standardandpoors.com)

in der Belieferung der EconGas und Nicht-EconGas LFG ist daher nicht erkennbar.

Um dieses kaufmännische Risiko abzudecken, ist es für den Vertragspartner (Abnehmer) möglich, eine Bankgarantie abzugeben. Durch die Langfristigkeit der Verträge ist die Ausstellung dieser Bankgarantie mit höheren Kosten verbunden als bei kurzfristigen Transaktionen.

Erbringt der Abnehmer keine Bankgarantie zur Deckung des Geschäftsrisikos, muss der Lieferant kalkulatorische Kosten für die Abdeckung des Geschäftsrisikos veranschlagen, die in die Aufschlagsberechnung eingehen. Unterschiedliche Aufschläge können daher aus unterschiedlicher Risikoübernahme der Vertragspartner resultieren. Auf der anderen Seite bedeutet dies, dass der Margenaufschlag durch eine Risikoübernahme der Bezugsseite verringert werden könnte.

Fazit

Dass ein Risiko im Gasgeschäft besteht, steht außer Zweifel. Es ist jedoch nicht nachvollziehbar, dass sachliche Unterschiede im Geschäftsrisiko bei der Weitergabe der Importverträge an EconGas und Nicht-EconGas LFGs bestanden haben. Unterschiedliche Aufschläge sind daher nicht auf Grundlage eines unterschiedlichen Risikos in der Belieferung der Nicht-EconGas LFGs und EconGas argumentierbar.

Die Übernahme des Geschäftsrisikos durch die Vertragspartner ist dagegen ein wesentlicher Faktor, der Einfluss auf die Höhe des Margenaufschlags hat.

Zu beachten ist, dass es sich bei EconGas anders als bei den Nicht-EconGas LFGs um ein konzernverbundenes Unternehmen handelt. Dabei hat der OMV-Konzern das Geschäftsrisiko der Belieferung der EconGas übernommen und mit seinem Vermögen abgedeckt. Der Wert dieser Haftungen ist daher für Außenstehende nur schwer quantifizierbar und eine unmittelbare Vergleichbarkeit mit den Haftungen der Nicht-EconGas LFGs (in Form der Aufschläge) nicht gegeben. Festzuhalten ist, dass diese Übernahme des Geschäftsrisikos für EconGas durch OMV als Gesamtkonzern zu einem unterschiedlichen Aufschlag für die Belieferung von EconGas und Nicht-EconGas LFGs geführt hat. Wenn diese Möglichkeit auch den Nicht-EconGas LFG durch die Übernahme von Geschäftsrisiken z.B. durch einen strategischen Partner oder eine Bank diesen Aufschlag offen gestanden hat, ist davon

auszugehen, dass ein sachlich nachvollziehbares Argument für die unterschiedlichen Margenaufschläge vorliegt.

Zukünftige wettbewerbsneutrale Gestaltung wesentlich

Ende September 2006 wurde die vertragliche Neugestaltung der Gasimport- und -inlandsverträge von OMV öffentlich bekanntgegeben.¹² EconGas hat aufgrund der Absicherung durch OMV AG¹³ Direktverträge mit Gazexport abgeschlossen, damit entfällt eine Handelsstufe für EconGas. Der Direktbezug von Gazexport wird zum einen durch die größere Bezugsmenge der EconGas (im Vergleich zu den Nicht-EconGas LFG) von ca. 5 Mrd. m³ ermöglicht, vor allem aber durch deren Konzernverbindung zu OMV Gas, die über langjährige Geschäftsbeziehungen zur Gazexport, die bei der Auswahl ihrer Geschäftspartner auch eigene strategische Interessen verfolgt, verfügt.

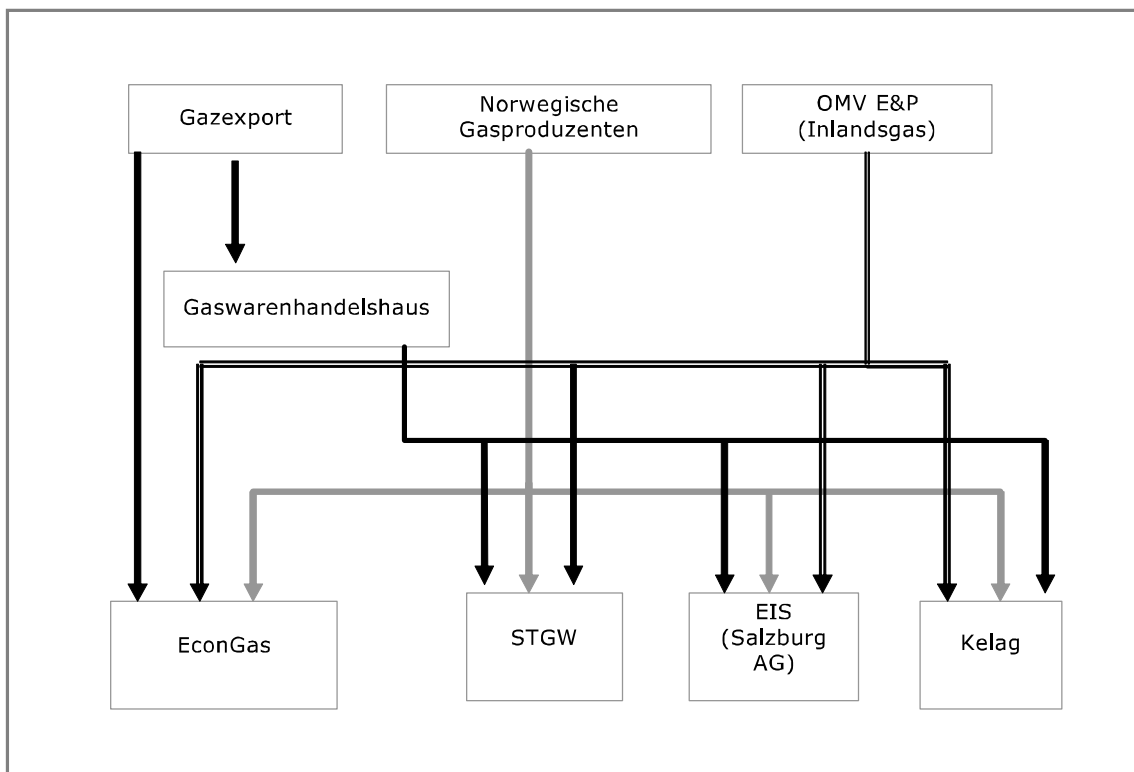


Abbildung 2: Neue Vertragsstruktur ab September 2006

STGW, Salzburg AG (EIS) und Kelag haben langfristige Bezugsverträge bis 2027 über russisches Gas mit dem Gaswarenhandelshaus (GWH) abgeschlossen. Das GWH ist eine Tochtergesellschaft der Gazprom (50%),

¹² Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf www.omv.com

¹³ Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf www.omv.com

Centrex (24,9%) und OMV Gas (25,1%) und hat ebenfalls einen langfristigen Liefervertrag mit Gazexport bis 2027 abgeschlossen.¹⁴ Diese Mengen werden an STGW, Salzburg AG (EIS) und Kelag weiterverkauft, die Langfristverträge mit dem GWH abgeschlossen haben.

Durch die Beteiligung der OMV Gas am GWH würden für EconGas weiterhin Informationen über die Bezugskonditionen seiner Wettbewerber zugänglich bleiben. Zudem hätte OMV Gas wie im derzeit geübten System die Möglichkeit, über die Aufschlagsgestaltung Einfluss auf die Bezugskosten der Wettbewerber der EconGas zu nehmen. Dass OMV Gas diese Möglichkeit nutzt, konnte im Zuge der Analyse der unterschiedlichen Aufschlagsgestaltung im Rahmen der Branchenuntersuchung nicht vollständig ausgeschlossen werden.

Die Beteiligung der OMV Gas am GWH wird daher von BWB und E-Control kritisch gesehen. OMV Gas hat jedoch zugesagt, sich binnen einer Übergangsfrist von einem Jahr aus dem GWH zurückzuziehen. Der Rückzug der OMV Gas aus dem Handelsgeschäft bietet vor allem den Vorteil, dass Informationen über zukünftige Änderungen in den Beschaffungskosten¹⁵ der Nicht-EconGas LFG nicht mehr dem wesentlichen Wettbewerber zugänglich sind und ist daher aus wettbewerbsrechtlicher Sicht positiv zu bewerten. Andererseits bedeutet der Rückzug der OMV Gas auch den Verlust von Know-How vom europäischen Großhandelsmarkt, der vor allem die anderen österreichischen Unternehmen betrifft, die nicht in der EconGas organisiert sind. Know-How in diesem Bereich aufzubauen, wird Aufgabe der Nicht-EconGas LFG sein.

Im Rahmen der Neuordnung der Importsituation sind die Vertragsmengen aus der Inlandsproduktion erhöht worden. EconGas, STGW, Salzburg AG und Kelag werden langfristige Direktverträge mit OMV Exploration and Production abschließen. Die in diesen Verträgen verwendeten Preisgleitklauseln wurden an die neuen Importverträge angepasst. Damit scheidet OMV Gas auch in den Inlandsgasverträgen als Vertragspartner aus.

¹⁴ Vgl. www.centrex.com

¹⁵ Informationen über die Entwicklung der Bezugskosten bleiben zum Teil auch bei dem Ausstieg der OMV Gas aus dem GWH erhalten, da die Preisgleitklauseln der Verträge für OMV Gas bekannt sind.

Gasmengen, die über diese Vertragsmengen hinausgehen, sollen nach Angaben der OMV Gas zukünftig ausschließlich über EconGas vermarktet werden.¹⁶ Diese zusätzlichen Gasmengen, die vertraglich noch nicht gebunden sind, sind im Vergleich zum österreichischen Inlandsverbrauch nicht unbedeutend: Die Inlandsproduktion der OMV soll – begünstigt durch das hohe Ölpreisniveau – deutlich erhöht werden, von 1,2 Mrd. m³ in 2006 auf ca. 2 Mrd. m³ in 2010.¹⁷ Gerade für kleinere Gashändler oder neue Anbieter sind diese Gasmengen von Interesse.

Durch die beabsichtigte ausschließliche Vermarktung über EconGas könnte jedoch wieder die Situation entstehen, dass Anbieter im Endkundenmarkt bei ihrem wesentlichen Wettbewerber einkaufen müssen. Andererseits hätte OMV E&P bereits Vertriebs-Know How durch Abschluss der Direktverträge mit EconGas, STGW, Kelag und EIS (Salzburg AG) aufgebaut. Der Vertrieb dieser zusätzlichen Produktionsmengen über OMV E&P (anstelle von EconGas) würde zumindest ausschließen, dass EconGas auf direktem Weg Informationen über die Bezugskosten seiner Wettbewerber erhält, und würde den Zugang Dritter zu diesen Gasmenge ermöglichen. Diese Möglichkeit wird daher von BWB und E-Control favorisiert.

Durch die Neustrukturierung der Importsituation wird die „Einkaufsgemeinschaft“, der ehemaligen LFGs - die zu einem einheitlichen Preisniveau im Einkauf der LFGs geführt hat - endgültig beendet. Dies bietet auch die Chance für mehr Wettbewerb auf der Zwischenhandelsstufe, der sich auch auf die Endkundenmärkte positiv auswirken wird. BWB und E-Control haben daher die Entflechtung der bisherigen Bezugssituation der österreichischen Gaswirtschaft unterstützt.

¹⁶ Im Rahmen des Zusammenschlussverfahrens hat OMV Gas darauf hingewiesen, dass zusätzliche Inlandsfördermengen, die über den Rahmen der bestehenden Verträge verkauft werden könnten, generell schwer planbar sind und daher eine flexible Abnahmemöglichkeit durch den Käufer erfordern. Dies wurde bisher nur bei EconGas gesehen. Es ist jedoch nicht geklärt, ob dies auch die zukünftigen Fördermengen betrifft. Zudem ist es nicht ersichtlich, warum potentielle Käufer nicht selber entscheiden können, ob sie flexible Abnahmemöglichkeiten haben (z.B. haben mehrere Unternehmen Speicherverträge), und dies grundsätzlich nur EconGas zugerechnet wird.

¹⁷ Vgl. Homepage OMV (www.omv.com) unter Investor Relations/Investor News/Capital Markets Day 2005, Strategie 2010 von OMV E&P, sowie Vortrag von Reinhart Samhaber, OMV Austria Exploration and Production GmbH, auf IIR-Konferenz Gas 2006, 19. September 2006, Wien

3 Problempunkt „Zögerliche Entwicklung des kurzfristigen Gashandels am Hub Baumgarten“

Aus den Daten der Branchenuntersuchung Gas war ersichtlich, dass es nicht allen Marktteilnehmern gleichermaßen möglich war, in größerem Umfang die Möglichkeiten und Vorteile des kurzfristigen Gashandels zu nutzen, obwohl eine entsprechende Nachfrage besteht. Die im Rahmen des EconGas-Zusammenschlussverfahrens eingegangene Verpflichtung für EconGas/OMV Gas zur Durchführung eines Gas Release Programms ist in engem Zusammenhang mit der Entwicklung eines funktionierenden Gashubs in Baumgarten zu sehen¹⁸. Zum Zeitpunkt der Erstellung und Veröffentlichung des 1. Zwischenberichts war die Entwicklung eines liquiden Hubs in Baumgarten nur äußerst zögerlich vorangeschritten. Im 1. Zwischenbericht wurden daher das Fehlen von Regelungen für eine Standardisierung des Handels am Central European Gas Hub (CEGH) und die geringe Markttransparenz bemängelt.

Seit Juli 2003 sind Handelsaktivitäten am CEGH zu verzeichnen. Im Juli 2006 fand die 4. Versteigerung von Gasmengen im Rahmen des Gas Release Programms der EconGas statt. Dabei wurde eine Internet-Auktion vom CEGH durchgeführt, bei der das Recht auf einen Liefervertrag mit EconGas versteigert wurde. 250 Mio. m³ wurden zu 25 Lots (je 10 Mio. m³ Jahresmenge) zu einem Fixpreis angeboten. Fünf Bieter aus Italien, den Niederlanden und Großbritannien haben den Zuschlag erhalten. Der Endpreis der Auktion ist nicht bekannt. Insgesamt haben 27 Bieter aus acht Ländern teilgenommen. Zum ersten Mal seit Durchführung des Gas Release Programms erhielt kein österreichischer Gashändler den Zuschlag. Dies zeigt, dass allein über den Bezug von Gasmengen aus dem Gas Release Programm keine dauerhafter Markteintritt für neue Anbieter in Österreich möglich ist und die Liquidität dieser Versteigerung nicht ausreicht, um die Markteintrittsbarriere „Zugang zu Gas“ für neue Anbieter zu beseitigen.

¹⁸ Auf Grund der Zusagen endet die Versteigerungspflicht der Econgas, sobald in Baumgarten ein funktionierender Hub installiert wurde und über diesen in einem Jahr (Zeitraum 1.7. bis 30.6.) zumindest 350 Mio m³ Erdgas physisch gehandelt wurden. Die Kriterien für das Funktionieren des Hubs sind in den Zusagen festgelegt und betreffen u.a. die Anzahl der registrierten Händler (mind. 7), die Anzahl der Nominierungen am Hub (mind. 30) und das physische Handelsvolumen (mind. 350 Mio. m³).

Seit Oktober 2005 hat der CEGH sein Angebot an Dienstleistungen erweitert. Die Dienstleistungen umfassen nach Angaben des CEGH nun¹⁹:

- Title Tracking
die Protokollierung aller Mengen und Energieströme zwischen den Handelspartnern an festgelegten Handelspunkten im Hub,
- Wheeling
die Durchführung des gesamten Matching-Prozesses im Bereich des Hubs und die Erstellung elektronischer Fahrpläne,
- No Notice Storage
den kurzfristigen Zugang zu Speicherleistungen (diese Dienstleistung steht jedoch ausschließlich den Speicherkunden der OMV Gas zur Verfügung).
- Durchführung von Gasversteigerungen (z.B. Gas Release Programm der EconGas).

Für die Dienstleistung Title Tracking und Wheeling sind Tarife sowie Beispielsrechnungen im Internet veröffentlicht.

Seit Mai 2005 werden die gehandelten Gasmengen und die Anzahl der gemeldeten Händler der E-Control gemeldet und auch auf der Homepage des CEGH veröffentlicht (www.cegh.at). Im Gasjahr 2005/2006 wurden insgesamt ca. 5,7 Mrd.m³/62.995 GWh Gas gehandelt (Title Tracking und Wheeling). Damit ist ein deutlicher Anstieg der Handelsaktivitäten seit Einrichtung des CEGH zu verzeichnen. Nicht bekannt sind die physisch gehandelten Mengen am CEGH sowie die Anzahl der Nominierungen.

Seit Oktober 2005 veröffentlicht der Central European Gas Hub eine Liste der gemeldeten und aktiven Händler am Gashub. Diese wird laufend aktualisiert. Im Oktober 2006 waren 27 Gashändler aktiv am Gashub und weitere 7 registriert.²⁰ Von den 27 aktiven Gashändlern waren 9 österreichische Unternehmen, darunter alle großen Weiterverteiler, 9 italienische, 3 deutsche, 2 niederländische und jeweils ein Gashändler aus Frankreich, Dänemark, Tschechien und Ungarn. Die Veröffentlichung dieser Daten bedeutet einen wesentlichen Schritt zur Erhöhung der Markttransparenz und Reduzierung der

¹⁹ www.cegh.at

²⁰ www.cegh.at

Transaktionskosten, da Händler gezielt mit anderen Händlern Kontakt aufnehmen können.

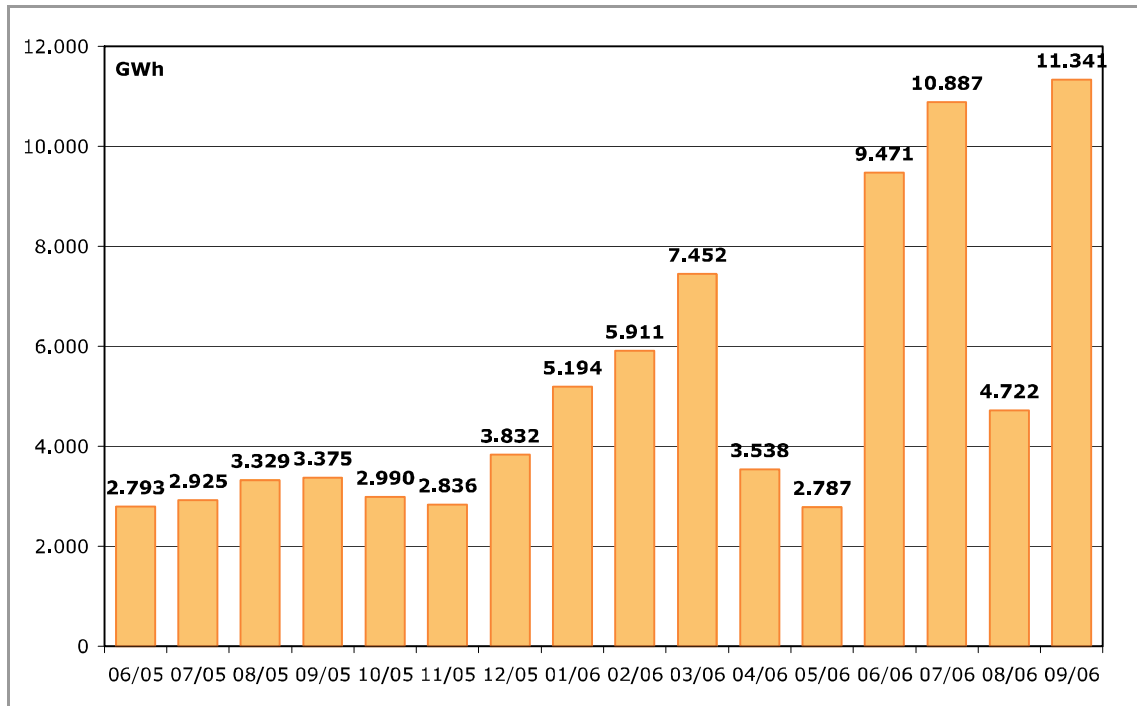


Abbildung 3: Entwicklung der Handelsmengen am Central European Gas Hub seit Juni 2005

Quelle: E-Control GmbH

Als weitere Maßnahme zur Erhöhung der Liquidität wird von Seiten des CEGH vor allem die Einführung eines Online Electronic Bulletin Board, auf dem Handelsprodukte angeboten werden können, gesehen. Die Einrichtung dieser Handelsplattform entspricht auch dem Wunsch der Kunden des CEGH, die 2006 befragt wurden. Unterstützend für die Handelsaktivitäten soll auch der EFET-Gas Master als Standard-Handelsvertrag eingesetzt werden, der einen auf den CEGH abgestimmten Appendix enthält. Dieser ermöglicht eine Erleichterung des Gashandels und damit auch eine Senkung der Transaktionskosten.

In einem weiteren Schritt wird von Seiten des CEGH die Berechnung und Veröffentlichung von Preisindices überlegt, die die Markttransparenz erhöhen soll und die auch von den befragten Hub-Kunden gewünscht wird.

Händler, die am Gashub Gas einkaufen, können es entweder durch die TAG nach Italien, durch die WAG nach Deutschland, durch die SOL nach Slowenien

und Kroatien, durch die HAG nach Ungarn und in die Slowakei oder in die Regelzone transportieren. Der Gashub ist daher nicht nur ein Handelspunkt, an dem österreichische Gashändler handeln können, sondern für eine Vielzahl von europäischen Gashändlern von Interesse. Dies zeigt auch die internationale Zusammensetzung der registrierten Gashändler am CEGH.²¹ Von den österreichischen Gashändlern sind CE Oil&Gas Trading AG, Centrex Europe Energy&Gas AG, Erdgas Import Salzburg GmbH, Kelag, OMV Gas International, RAG und STGW als aktive Mitglieder im Gashub registriert.

Vorteilhaft für die Entwicklung des Gashubs ist auch der Zugang zu Speicherkapazitäten (der OMV Gas GmbH).

Problematisch für die Entwicklung der Handelsaktivitäten ist die Dominanz nur einer physischen Gasquelle in Baumgarten: Im Gegensatz zu anderen Hubs wie den National Balancing Points (NBP) und Zeebrügge, wo eine Vielzahl von Gasproduzenten Gasmengen anbieten, ist am CEGH eine starke Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen gegeben. Eine weitere Diversifizierung der Bezugsquellen z.B. durch den Bau der Nabucco-Pipeline kann daher wichtige Impulse für die Entwicklung des Gashubs Baumgarten geben.

Fazit

Die Entwicklung der Handelstätigkeiten am CEGH weist deutliche Fortschritte auf. Die Veröffentlichungen von Seiten des Betreibers Central European Gas Hub haben die Transparenz verbessert und die Transaktionskosten der Gashändler gesenkt. Diese Maßnahme sollten weitergeführt werden – vor allem in Abstimmung mit den Anforderungen inländischer und internationaler Gashändler, damit sich der Gashub zu einem regionalen Handelsplatz weiterentwickeln kann.

Derzeit kann noch nicht endgültig beurteilt werden, ob ein funktionierender Hub im Sinne der EconGas-Zusagen vorliegt. Die Liquidität aus dem Gas Release Programm scheint nach wie vor für die Entwicklung der Handelsaktivitäten notwendig zu sein. Bis auf weiteres wird daher von der Notwendigkeit der Durchführung eines jährlichen Gas Release Programms durch EconGas auszugehen sein.

²¹ www.cegh.at

4 Problempunkt „Erschwerter Zugang zu Transportkapazitäten im Transitbereich“

Im Zwischenbericht wurden die geringe Transparenz des Zugangs zu Transitleitungen und der erschwerte Zugang zu den Leitungen bemängelt. Der Zugang zu den Transitleitungen wurde bisher auf verhandelter Basis gewährt.

Auf der nach Italien führenden Gaspipeline TAG besteht bereits seit geraumer Zeit ein Mangel an Leitungskapazitäten, der durch eine steigende Nachfrage an Gaslieferungen nach Italien bewirkt wurde. Durch den Bau einer zusätzlichen Kompressorstation sollen ab dem Jahr 2008 zusätzliche Erdgasmengen im Ausmaß von 3,5 Mrd.m³ pro Jahr transportiert werden. Im Zuge der Ende 2005 stattgefundenen Vergabe von Leitungskapazitäten, die durch den Bau einer neuen Kompressorstation geschaffen wurden, hatte die TAG GmbH eine pro rata Zuteilung vorgesehen.

Die Zahl der angemeldeten Interessenten überstieg die Zahl der in dieser Region tätigen Erdgashändler bei Weitem (160-fache Überzeichnung der angebotenen Kapazitäten). Eine Prüfung, ob sich an der Ausschreibung verbundene Unternehmen angemeldet hatten, wurde nicht explizit vorgenommen; die TAG GmbH verließ sich vielmehr auf die entsprechenden Erklärungen der Bieter. Daher kann strategisches Verhalten der einzelnen Interessenten nicht ausgeschlossen werden. Da rund 150 erfolgreiche Kapazitätsbewerber nur rd. 2.500 m³/h jeweils zugeteilt bekommen haben, ist davon auszugehen, dass ein reger Handel am Sekundärmarkt stattfindet.

Zur Zeit der Fertigstellung dieses Endberichts finden Gespräche zwischen der EU-DG Competition, den Regulierungsbehörden in Italien und Österreich auf der einen Seite und TAG, ENI und OMV auf der anderen Seite statt, mit dem Ziel, die Vergabemodalitäten für die zweite Allokation zu verbessern.

Neuerungen beim Zugang zu Transitleitungen

Mit Inkrafttreten der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG wurde die bisher unterschiedliche rechtliche Betrachtung von nationalen Erdgasleitungen und Fernleitungen für grenzüberschreitende Transporte (Transitleitungen) aufgehoben. Gleichzeitig schreibt die Richtlinie 2003/55/EG ein reguliertes System für den Zugang zu Transitleitungen vor. In näherer Ausführung der

Bestimmungen der Richtlinie 2003/55/EG enthält die EU-Verordnung 1775/2005 Vorgaben betreffend den Zugang zu Erdgasfernleitungen.

Mit dem Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, das auch eine Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz enthält („GWG III“), wurden die Vorgaben der Richtlinie 2003/55/EG im nationalen Recht konkretisiert und auch die Verordnung 1775/2005 berücksichtigt. Der Zugang zu österreichischen Transitleitungen hat nunmehr zu den von der Energie-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tarifberechnungsmethoden zu erfolgen. Die Transitunternehmen unterliegen dabei einem Kontrahierungszwang.

Zur Erleichterung der Durchführung von Transiten sieht das GWG III in Analogie zum Inlandsbereich einen „one-stop-shop“ vor. Dabei kommt der OMV Gas GmbH bei der Beantwortung von Netzzugangsanträgen eine Koordinationsfunktion zu, wenn Netzbewerber mehrere Transitleitungen nutzen möchten.⁵³ In Erfüllung dieser Koordinierungsfunktion hat die OMV Gas GmbH Netzzugangsanträge innerhalb von 14 Tagen zu beantworten, dem Netzbewerber für den begehrten Transportweg die freien Leitungskapazitäten darzustellen, die entsprechenden Netznutzungsentgelte zu berechnen und die erforderlichen Vertragsunterlagen zu übermitteln.

Sekundärmarkt für Transportkapazitäten

Aufgrund des stetig steigenden Bedarfs an Erdgas in Europa stoßen einige Erdgasfernleitungen an ihre Kapazitätsgrenze. Oft sind die Leitungen jedoch physisch nicht voll ausgelastet, sondern werden die Leitungskapazitäten über langfristige Verträge den etablierten Gaslieferanten vertraglich zugesichert. Mangels freier Leitungskapazitäten ist es daher für neue Gasanbieter kaum möglich, einen Netzzugang zu erhalten. Dazu kommt, dass im Zuge der Sektorenuntersuchung der EU-Kommission festgestellt wurde, dass ein Handel von Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt mangels Transparenz überwiegend nur zwischen den etablierten Gaslieferanten erfolgt.

Zur effizienteren Nutzung von Transitleitungen hat sich der österreichische Gesetzgeber unter Berücksichtigung der Ausführungen in der EU-Verordnung 1775/2005 dazu entschlossen, jene Netzbewerber, die ihre vertraglich vereinbarte Kapazität nicht nutzen, dazu zu verpflichten, diese auf dem Sekundärmarkt anderen interessierten Netzbewerbern anzubieten (sog. „use-it-or-sell-it“ Prinzip, UIOSI). Dies hat laut § 31e Abs 7 GWG ausschließlich über

eine zentrale Handelsplattform, die von OMV Gas einzurichten ist, im Internet zu geschehen. Das UIOSI-Prinzip ist eine Vorstufe zum „use-it or- loose-it“ (UIOLI) Prinzip. Kommt der Netzbenutzer seiner Verpflichtung nicht nach, so ist die nicht genutzte kommittierte Kapazität vom Fernleitungsunternehmen Dritten zugänglich zu machen.

Die oben angeführten Prinzipien und die Schaffung eines Sekundärmarktes für Kapazitäten in Form der zentralen Handelsplattform sollen die Liquidität der Kapazitäten verbessern. Diese Bestimmungen sind gerade vor dem Hintergrund der Vollendung des europäischen Erdgasbinnenmarktes ein wichtiges Thema und sollen helfen, vertraglich bedingte Netzenspässe zu vermeiden.

Ab 1. Januar 2007 erfolgt der Erdgastransit zu den von der Energie-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tarfberechnungsmethoden, d.h. es wird ein regulierter Netzzugang zu Transitleitungen implementiert. Die Transitentgelte, die anhand der genehmigten Methoden zu berechnen sind, müssen dem Grundsatz der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung entsprechen. Das GWG III legt dazu näher fest, dass die Kostenbasis, auf die die Methoden anzuwenden sind, die Vollkosten für den Betrieb, das Brenngas, das Linepackmanagement, die Instandhaltung, den Ausbau, die Verwaltung und die Vermarktung der Kapazitäten umfasst. Die Kapitalrendite soll im internationalen Vergleich angemessen sein und auch das Risiko entsprechend berücksichtigen. Die Methoden müssen so gestaltet sein, dass sie den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, Quersubventionen zwischen Netzbenutzern vermeiden und die Lebensfähigkeit der Netze durch Investitionen ermöglichen.

Fazit

Der Übergang von verhandeltem zu reguliertem Zugang zu Transitleitungen ist ein wesentlicher Fortschritt für die Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen auf dem europäischen Gasmarkt. Inwieweit die neu eingeführten Regelungen (Veröffentlichungs- und Genehmigungspflichten) für eine praktikable Umsetzung des regulierten Zugangs ausreichen, ist weiterhin im Rahmen der Tätigkeit der Regulierungsbehörden zu analysieren.

Weiters haben TAG GmbH, BOG GmbH und OMV angekündigt, die Transportkapazitäten in den Transitnetzen auszubauen. Die Netzbetreiber sind

gefordert, die bestehenden Kapazitätsengpässe zu beseitigen und ein bedarfsgerechtes Angebot von Leitungskapazitäten bereitzustellen.

5 Problempunkt „Marktabschottung durch langfristige Verträge“

5.1 Bedeutung der Langfristverträge im europäischen Gasmarkt

Mit dem Aufbau der Erdgasindustrie in Europa und dem Beginn der Importe wurden langfristige Lieferverträge zwischen Produzenten und Ferngasgesellschaften als Importeuren entwickelt, die als Take-or-Pay (ToP) Verträge bezeichnet werden: Der Abnehmer verpflichtet sich zur Zahlung einer festgelegten Mindestmenge und übernimmt somit das Risiko für den Absatz dieser Menge auf seiner Lieferseite.²² Durch die Einführung einer Preisgleitklausel, die die Entwicklung des Gaspreises an die Entwicklung des Ölpreises anlegt (Ölpreisbindung), wurde ein Mechanismus entwickelt, der das Preisrisiko auf den Produzenten überwälzte. Da beim Aufbau der Erdgasindustrie Heizöl der Marktführer im Wärmemarkt war, konnte durch die Ölpreisbindung sichergestellt werden, dass sich die Preise für Erdgas nicht ungünstiger entwickeln als die Heizölpreise.

Diese Charakteristika der Langfristverträge auf der Importstufe (Mindestabnahmeverpflichtung, Ölpreisbindung) wurden in der nachfolgenden Lieferkette der Gaswirtschaft zum Teil bis zur Belieferung von Endkunden übernommen und sind daher auch bei der Belieferung von Weiterverteilern anzutreffen. Damit wurde das Mengenrisiko aus den Importverträgen in der Lieferkette „durchgereicht“. Im alten System der Demarkierung der Gasgesellschaften untereinander und damit dem Ausschluss des sog. „Gas-zu-Gas-Wettbewerbs“ war es unerheblich, dass durch die Mengenbindung in langfristigen Verträgen keine Gasmengen für alternative Anbieter frei waren. Im Zuge der Etablierung wettbewerblicher Strukturen in Westeuropa zeigte sich jedoch, dass die bestehenden Langfristverträge mit restriktiven Vertragsklauseln geeignet sind, das Entstehen von Wettbewerb in der Gaswirtschaft zu behindern.

²² Vgl. Friedel Bolle, Take-or-Pay-Verträge und vertikale Integration im Erdgashandel, in Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, 1989, Jg. 13, S. 249 ff.

Position der EU-Kommission zu Langfristverträgen im Gasmarkt

Von Seiten der EU-Kommission wurde Kritik an diesen restriktiven Vertragsklauseln geübt und wurden die geltenden langfristigen Importverträge auf wettbewerbschädigende Klauseln untersucht. Als Ergebnis wurden z.B. 2002 zwischen Gazprom und GDF sowie dem polnischen Gasversorger PGNiG neue Langfristverträge ohne Bestimmungslandklauseln abgeschlossen.²³ 2003, 2004 und 2005 wurden diese Bestimmungslandklauseln aus den Verträgen mit ENI, OMV Gas und E.ON Ruhrgas sukzessive gestrichen²⁴; im Gegenzug wurden Meistbegünstigungsklauseln z.B. im Vertrag Gazprom-Ruhrgas entfernt, die die Gazprom bisher verpflichtet hatten, Ruhrgas die gleichen Konditionen anzubieten wie ihren Wettbewerbern in Deutschland. Aus den Langfristverträgen mit OMV Gas wurde eine Klausel gestrichen, die sog. „right of first refusal“, die besagt, dass russisches Gas in Österreich zuerst OMV Gas angeboten werden muss.²⁵

Im Rahmen des Energie-Dialogs mit Russland²⁶ hat die EU-Kommission die langfristigen Verträge auf der Importstufe grundsätzlich nicht in Frage stellt, sondern eine Anpassung der Vertragsgestaltung an die neuen wettbewerblichen Rahmenbedingungen für notwendig gehalten. Die EU legt darauf Wert, dass die Verträge mit EU-Recht, insbesondere den Wettbewerbsregeln des EGV²⁷, vereinbar sind und den freien Handel innerhalb der EU nicht behindern.

Russland dagegen hat im Rahmen des Energie-Dialogs betont, dass die langfristigen Exportverträge als Instrument der Versorgungssicherheit anerkannt werden sollten.²⁸ Die Einnahmen aus den Exporten nach

²³ Vgl. Dronnikov, Dimitri; Der russische Erdgasmarkt zwischen Monopol und Liberalisierung, Dissertation an der Universität zu Köln, 2005, S. 50

²⁴ <http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/05/710&format=HTML&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>

²⁵ <http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/05/195&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>
<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/03/1345&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>

²⁶ Im Jahr 2000 wurde ein Energie-Dialog zwischen EU und Russland initiiert, dessen Schwerpunkt auf der Versorgungssicherheit liegt. Vgl. http://europa.eu.int/comm/energy/russia/overview/index_en.htm

²⁷ VERTRAG ZUR GRÜNDUNG DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFT, http://europa.eu.int/eur-lex/de/treaties/dat/EC_consol.html

²⁸ EU-Russia Energy Dialogue, Synthesis Report, Presented by Russian Vice-Prime Minister Victor Khristenko, and European Commission Director-General François Lamoureux, Brussels/Moscow September 2001

Westeuropa betrugen 2002 ca. 70% der Gesamteinnahmen aus dem russischen Gasabsatz, die Deviseneinnahmen aus diesen Exporten 2002 ca. 10% der gesamten Deviseneinnahmen Russlands.²⁹ Diese Einnahmen resultieren aus den Gasverkäufen auf der Basis von langfristigen Verträgen. Daneben exportiert Gazprom auch auf der Basis kurzfristiger Lieferungen vor allem in die ehemaligen GUS-Staaten.³⁰ Die Gasexporte nach Westeuropa und die gesicherten Zahlungsströme aus den Langfristverträgen spielen eine entscheidende Rolle für die gesamte russische Gasindustrie. Haushalts- und Industriepreise sind hoch subventioniert, und auch die Exporte in die anderen GUS-Staaten sind auf deutlich niedrigerem Preisniveau als die Exporte nach Europa.³¹

In der europaweiten Branchenuntersuchung der Gasmärkte³² hat die EU-Kommission festgestellt, dass langfristige Verträge in der Kombination mit der hohen Marktkonzentration Marktabschottung zur Folge haben können.³³ Für neue Marktanbieter kann der Markteintritt über Gasmengen aus der Gasproduktion und den Gasimport sowie dem Handel an Gashubs erfolgen. Der Markteintritt über Gasproduktion und –import ist in den meisten Ländern der EU aufgrund der bestehenden **langfristigen Verträge auf den Großhandelsmärkten** nicht möglich. Die Liquidität an den Gashubs ist, wie die EU-Kommission in ihrem Bericht feststellt, gering, zudem haben die etablierten Gasgesellschaften durch ihre dominante Stellung an den Gashubs maßgebliche Einflussmöglichkeiten auf die Preisgestaltung. Diese geringen Chancen für einen Markteintritt spiegeln sich in der geringen Anzahl neuer Anbieter wieder.

Nicht nur bei den Gaslieferungen, sondern auch in anderen Stufen der Gaswirtschaft haben langfristige Verträge Bedeutung. So konnte die EU-

²⁹ Vgl. Dimitri Dronnikov, Der russische Erdgasmarkt zwischen Monopol und Liberalisierung, Dissertation an der Universität zu Köln, 2005, S. 45

³⁰ Vgl. Dimitri Dronnikov, Der russische Erdgasmarkt zwischen Monopol und Liberalisierung, Dissertation an der Universität zu Köln, 2005, S. 45

³¹ Auch für andere Gasproduzenten ist der Abschluss von langfristigen Verträgen (mit einer Laufzeit von mehr als 5 Jahren) von Interesse. Der Zeitraum von Konzessionserwerb bis Beginn der Produktion, der bereits mit Kosten verbunden ist, und damit Lieferfähigkeit und Erzielung von Erlösen kann bis zu 10 Jahren betragen. Vgl. Vortrag von Klintz/Wingas (2006); Langfristige Lieferverträge, Investitionen und Versorgungssicherheit, 27.04.2006, VWEW-Infotag „Zukunft langfristiger Gaslieferverträge im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit und Wettbewerb“

³² Im Sommer 2005 wurde eine europaweite Branchenuntersuchung der Gas- und Strommärkte auf Grundlage des Artikels 17 der Verordnung 1/2003/EG gestartet. Am 1. Dezember 2005 wurde ein Themenpapier vorgelegt; am 16. Februar 2006 wurde der 1. Zwischenbericht präsentiert. Vgl. http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy

³³ http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/pr_1.pdf, S. 32

Kommission feststellen, dass auch in den europäischen **Transport- und Speichermärkten** langfristige Verträge den Zugang zur Infrastruktur erschweren.

Offen ist noch, welche konkreten Maßnahmen die EU-Kommission zur Verringerung der Marktkonzentration und zur Behebung der Marktabschottung vorschlagen wird.³⁴

Diskussion der Langfristverträge im deutschen Gasmarkt

Auch auf nationaler Ebene werden langfristige Verträge in der Gaswirtschaft, z.B. in Deutschland diskutiert. Für die Entwicklung der Diskussion ist vor allem die Initiative des deutschen Bundeskartellamts gegen wettbewerbsbehindernde langfristige Verträge zwischen Importgesellschaften und Weiterverteilern wesentlich, die einen überwiegend wettbewerbsrechtlich geprägten Ansatz hat.

Während die EU-Kommission sich bei ihren Untersuchungen auf die Großhandelsstufe bezieht, liegt der Untersuchungsschwerpunkt des deutschen Bundeskartellamt **auf einer nach gelagerten Marktstufe, nämlich der Belieferung von Weiterverteilern**. Für diese Marktstufe kann nach Auffassung des Bundeskartellamts die Versorgungssicherheit nicht als Rechtfertigungsgrund für langfristige Lieferverträge mit (Quasi-)Gesamtbedarfsdeckungsverpflichtung herangezogen werden.

Das deutsche Bundeskartellamt hat bemängelt, dass die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem deutschen Gasmarkt trotz der Veränderung des Rechtsrahmens nur schleppend vorankommt.³⁵ Dies ist aus Sicht des Bundeskartellamts unter anderem auf die Marktabschottung durch langfristige Lieferverträge bei der **Belieferung von Gasweiterverteilern** zurückzuführen. Das Lieferpotential für neue Anbieter ist aufgrund eines fast flächendeckenden Netzes von langfristigen Verträgen mit Gesamtbedarfsdeckung gering und als Folge der Markt für die Belieferung von Weiterverteilern (Stadtwerken und regionalen Ferngasgesellschaften) für neue Anbieter größtenteils verschlossen. Als Ergebnis konnte das Bundeskartellamt feststellen, dass von einer

³⁴ Die Fertigstellung des Endberichts ist bis Anfang 2007 geplant. Vgl. Neelie Kroes, DG Competition, A new energy policy for a new era, Vortrag auf Conference on European Energy Strategy – the Geopolitical Challenges in Lissabon, 30.10.2006

³⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Kartellrechtliche Beurteilungsgrundsätze zu langfristigen Gasverträgen, 8. Beschlussabteilung, B 8 -113/03, Bonn, 25.1.2005; http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Diskussionsbeitraege/050125_DiskussionspapierGasvertraege.pdf, S. 2

Marktabstottung des gesamten deutschen Marktes ausgegangen werden kann.

Dieses Ergebnis und mögliche Lösungen im Sinne einer Öffnung der Verträge wurden im Anschluss mit den Ferngasunternehmen diskutiert; Ziel des Bundeskartellamtes waren freiwillige Vereinbarungen. Hauptgesprächspartner des Bundeskartellamtes ist E.ON Ruhrgas, die auf dem deutschen Gasmarkt als Importeur, Händler, Transporteur und Speicherbetreiber eine herausragende Stellung innehat.

Kartellrechtliche Überlegungen des Bundeskartellamts zu langfristigen Lieferverträgen

Im Januar 2005 veröffentlichte das Bundeskartellamt ein Diskussionspapier mit dem Titel „Kartellrechtliche Beurteilungsgrundsätze zu langfristigen Gasverträgen“³⁶. In diesem Papier wurde die Markt- und Vertragssituation dargestellt. Das Bundeskartellamt kam zum Schluss, dass die bestehende Vertragsstruktur bei der Belieferung von Weiterverteilern, gekennzeichnet durch langfristige (Quasi-) Gesamtbedarfdeckungsverträge, dem Kartellverbot des Art. 81 Abs. 1 EGV widerspricht. Gemäß Art. 81 Abs. 1 EGV sind alle Vereinbarungen zwischen Unternehmen mit dem gemeinsamen Markt unvereinbar und verboten, welche den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen geeignet sind³⁷ und eine Verhinderung, Einschränkung oder Verfälschung des Wettbewerbs innerhalb des Gemeinsamen Marktes bezwecken oder bewirken. Die Rechtsfolge eines Verstoßes gegen das Kartellverbot ist die Nichtigkeit der betreffenden Vereinbarung (Art. 81 Abs. 2 EGV).

Das Bundeskartellamt ging davon aus, dass die vertikalen Vereinbarungen zwischen den etablierten Gaslieferanten und den Weiterverteilern hinsichtlich Laufzeit und Menge der Gasbelieferung eine Beschränkung des Wettbewerbs bei der Belieferung der Weiterverteiler und damit eine Abstottung des Marktes bewirken. Dieser Abstottungseffekt sei sowohl bei einer auf das Netzgebiet als auch bei einer auf das Bundesgebiet bezogenen Marktabgrenzung gegeben, da die einzelnen Langfristverträge Teil eines Netzes gleichartiger

³⁶ www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Diskussionsbeitraege/050125_DiskussionspapierGasvertraege.pdf

³⁷ So genannte Zwischenstaatlichkeitsklausel. Eine potenzielle Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handels ist ausreichend.

Verträge seien, die in ihrer Gesamtheit zur erwähnten Marktabstottung beitragen³⁸.

Weiters stellte das Bundeskartellamt fest, dass eine Freistellung der betroffenen Langfristverträge vom Kartellverbot iSd Art. 81 Abs. 3 EGV bzw. der Gruppenfreistellungsverordnung 2790/1999/EG³⁹ nicht möglich ist, da die jeweiligen Lieferanten den in der Vertikal-GVO festgelegten Marktanteilschwellenwert von 30 % in der Regel überschreiten.

Das Diskussionspapier enthielt Vorschläge zu einer kartellrechtskonformen Vertragsgestaltung, die zur Diskussion gestellt wurden. Aus den Stellungnahmen zu diesem Diskussionspapier war ersichtlich, dass der Vorstoß des Bundeskartellamts aus Sicht der Kunden (Weiterverteiler und Verbraucher- und Energieverbände) sowie der Energiewissenschaft überwiegend positiv bewertet wurde. Die Anbieter (Ferngasunternehmen) nahmen jedoch eine ablehnende Haltung ein.

Nächste Schritte waren die Diskussion einer „Zusagenlösung“, die von den einigen Ferngasunternehmen abgelehnt wurde, und daraufhin eine Untersagungsverfügung der Langfristverträge. Als Reaktion darauf bot E.ON Ruhrgas eine freiwillige Selbstverpflichtungserklärung an. Das Bundeskartellamt erachtete dieses Angebot nicht als ausreichend, um die Kartellrechtswidrigkeit der Gasverträge zu beseitigen.

Daher teilte das Bundeskartellamt am 17. Januar 2006 E.ON Ruhrgas AG in einer förmlichen Untersagungsverfügung mit, dass die Gaslieferverträge mit Weiterverteilern in ihrer Kombination von langfristigen Bezugsverpflichtungen und hohem Grad an tatsächlicher jährlicher Bedarfsdeckung gegen europäisches und deutsches Wettbewerbsrecht verstoßen.⁴⁰

Konkret werden die bestehenden langfristigen Verträge zwischen Ferngasgesellschaften und Stadtwerken zum 30.9.2006 für nichtig erklärt und wird der Abschluss von Verträgen untersagt, die bei einer Bedarfsdeckung zwischen 50-80% eine Laufzeit länger als 4 Jahre und bei einer Bedarfsdeckung von 80-100% eine Laufzeit von mehr als 2 Jahren aufweisen.

³⁸ So genannte „Bündeltheorie“, vgl. etwa Klotz, Art. 81 – Fallgruppen Liefer- und Bezugsvereinbarungen, in *Schröter / Jakob / Mederer* (Hrsg.), Kommentar zum Europäischen Wettbewerbsrecht (2003) 538.

³⁹ So genannte Vertikal-GVO.

⁴⁰ <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell06/B8-113-03.pdf>

Die Entscheidung ist sofort vollziehbar. Ein beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingebrachter Antrag auf Aussetzung der sofortigen Vollziehung der Verfügung des Bundeskartellamts wurde abgewiesen; gegen diese Entscheidung kann jedoch Beschwerde erhoben werden.

E.ON Ruhrgas hatte die Durchführung der langfristigen Verträge bis 30. September 2006 abzustellen. Diese Untersagung gilt bis zum Ende des Gaswirtschaftsjahres am 30. September 2010. Das Bundeskartellamt begründet die Untersagungsverfügung damit, dass die von ihnen untersuchten Langfristverträge mit Gesamtbedarfsdeckung in ihrer Kombination gegen das Kartellverbot des Art. 81 EGV und das Marktmissbrauchsverbot des Art. 82 EGV sowie gegen § 1 GWB verstoßen.

Zum Verstoß gegen das Kartellverbot führte das Bundeskartellamt aus, dass für die Beurteilung eines Langfristvertrags als wettbewerbseinschränkend wesentlich sei, dass der betroffene Markt schwer zugänglich ist (geringe freie Absatzmengen für neue Anbieter) und der Vertrag wesentlich zur Marktabstottung beiträgt. Im Fall der E.ON Ruhrgas sind ca. 70% der Weiterverteiler im Netzgebiet der E.ON Ruhrgas verpflichtet, langfristig ihren Gasbedarf zu 100% bei E.ON Ruhrgas zu beziehen.

Zum Verstoß gegen das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung führte das Bundeskartellamt aus, dass E.ON Ruhrgas eine marktbeherrschende Stellung auf einem wesentlichen Teil des Gemeinsamen Marktes hat. Als wesentlicher Teil des Gemeinsamen Marktes könnten nach ständiger Praxis des Europäischen Gerichtshofs und der Europäischen Kommission auch Teile eines Mitgliedstaates angesehen werden. Der Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung bestehe in der Einschränkung des Absatzes von Gas zum Schaden der Verbraucher (Art. 82 Abs. 2 lit. b EGV).

Das Bundeskartellamt machte zudem deutlich, dass von der Untersagungsverfügung nur Verträge zwischen E.ON Ruhrgas als Ferngasunternehmen und Weiterverteilern (Regional- und Ortsgasgesellschaften/Stadtwerke) betroffen sind, nicht die Bezugsverträge auf der Importstufe.

Weitere Entwicklung

Die Überprüfung der inhaltlichen Rechtmäßigkeit der Untersagungsverfügung des Bundeskartellamtes ist Gegenstand eines laufenden Verfahrens des Oberlandesgerichtes Düsseldorf. Der Rechtsstreit wird seit Ende April 2006 verhandelt.

Die im Eilverfahren seitens des Gerichts geäußerte vorläufige Rechtsmeinung sowie die Begründung der Ablehnung des Antrags auf Zuerkennung der aufschiebenden Wirkung der Beschwerde lässt erkennen, dass das OLG Düsseldorf den Argumenten von E.ON Ruhrgas voraussichtlich auch bei der Entscheidung in der Sache nicht folgen wird. Insbesondere ist nach Auffassung des Gerichts nicht davon auszugehen, dass die Versorgungssicherheit durch das Verbot der langfristigen Verträge bei der Belieferung von Weiterverteilern gefährdet werde.

5.2 Bedeutung der langfristigen Verträge in anderen Energiesektoren

Der Handel über langfristige Verträge ist keine Besonderheit der Gaswirtschaft.⁴¹ Auch andere Energieträger werden mit Verträgen unterschiedlicher Dauer gehandelt, darunter auch langfristige Verträge.

Im **Ölmarkt** gibt es eine Vielzahl von vertraglichen Konstellationen mit unterschiedlichen Vertragsdauern, daneben auch Spotmärkte.⁴² Der Großteil der Öllieferungen wird jedoch nicht über den Spotmarkt, sondern über bilaterale Verträge mit unterschiedlichen Laufzeiten, darunter auch Langfristverträge gehandelt. Dabei ist die Entwicklung der Vertragspreise an die Ölspotpreise gebunden. Die Opec-Staaten des Mittleren Ostens verkaufen Rohöl

⁴¹ Die Suche nach dem optimalen Vertragsportfolio, das verschiedene Vertragsdauern umfasst und zur kostengünstigsten Versorgung des Marktes führt, ist für alle Märkte relevant. In der ökonomischen Literatur zur Vertragstheorie werden verschiedene Vertragsstrukturen und ihr Zustandekommen vor allem von zwei konkurrierenden Forschungsrichtungen untersucht: der Transaktionskostentheorie und der Agency Theorie. Siehe für einen Literaturüberblick Anne Neumann und Christian von Hirschhausen, Long-Term Contracts for Natural Gas – An Empirical Analysis, Globalization of Natural Gas Markets Working Papers, WP-GG-13, S. 3 ff, September 2005; Vgl. Auch Scott E. Masten und Stephane Saussier, Econometrics of Contracts: An Assessment of Developments in the Empirical Literature on Contracting, in: Eric Brousseau und Jean-Michel Glachant (2002): The Economics of Contracts. Theories and Applications, Cambridge University Press

⁴² Vgl. Oil Market Basics, A primer on oil markets combined with hotlinks to oil price and volume data available on the Internet, Office of Oil and Gas, Energy Information Administration, Chapter Prices, Types of Transaction

ausschließlich über langfristige Verträge an Raffinerien.⁴³ Hierbei wird auch von Seiten der Ölproduzenten die Finanzierungsfunktion der langfristigen Verträge betont.

Eine große Bedeutung haben langfristige Verträge im **Kohlemarkt**, die auch als mehrjährige Verträge bezeichnet werden. Sie weisen eine hohe Flexibilität auf mit jährlichen Wiederverhandlungsmöglichkeiten der Preise und anderer Vertragselemente.⁴⁴ Preisgleitklauseln enthalten zumeist eine Bindung an andere Referenzkohlepreise. Die langfristigen Verträge im Kohlemarkt waren auch Untersuchungsgegenstand einer vielzitierten Analyse von Paul Joskow über den Zusammenhang zwischen spezifischen Investitionen und Vertragsdauer.⁴⁵ Joskow untersuchte die langfristigen Verträge zwischen Kohleanbietern und Stromerzeugern und stellte fest, dass die Laufzeit der Verträge mit der Höhe der spezifischen Investitionen⁴⁶ für diese Transaktion korreliert.

Auch der **Uranhandel** wird überwiegend mit langfristigen Verträgen abgewickelt. Die Preisentwicklung in diesen Langfristverträgen ist an die Uran-Spotpreise oder Entwicklung der Produktionskosten gekoppelt.

Wesentliche Unterschiede zu den Langfristverträgen in den anderen Energiesektoren und im Gassektor scheinen die höhere Flexibilität der Verträge in Bezug auf Abnahme, Preisrevisionen und anderen Vertragsklauseln zu sein. ToP-Klauseln, Bestimmungslandklauseln oder ähnliche Vertragsklauseln, die die Bezugsoptionen einschränken, kommen anscheinend nicht zur Anwendung. Ein weiterer wesentlicher Unterschied ist die Preisanbindung an Referenzpreise (z.B. Spotpreise) des gehandelten Energieträgers, nicht der Substitutionskonkurrenz. Diese Unterschiede führen offensichtlich dazu, dass Langfristverträge in diesen Sektoren nicht als wettbewerbshemmend angesehen werden.

⁴³ Vgl. Miharū Kanai, Oil Pricing Mechanism, Vortrag auf Energie Charter Seminar "International Oil and Gas Pricing Mechanisms", 22./23.6.2006 in Brüssel

⁴⁴ Vgl. IEA; International Coal Trade, The Evolution of a Global Market, Paris 1997, S. 44

⁴⁵ Paul Joskow, The Performance of Long-Term Contracts: Further Evidence from Coal Markets, RAND Journal of Economics, Vol. 21, No. 2 (Summer, 1990) , pp. 251-274

⁴⁶ Als spezifisch werden Investitionen bezeichnet, die für die bestimmte Transaktion (Lieferbeziehung) getätigt werden und in einer anderen Verwendung einen geringeren Wert haben oder nicht verwendet werden können.

Es ist festzuhalten, dass Langfristverträge grundsätzlich keine Besonderheit der Gaswirtschaft sind. Die Ausgestaltung der Verträge mit extrem langen Laufzeiten, geringe Abnahmeflexibilitäten, Vertragsklauseln, die wettbewerbshemmend wirken und der Preisanbindung an die Substitutionskonkurrenz sind jedoch in den anderen Sektoren nicht festzustellen.

5.3 Die Vertragssituation im österreichischen Gasmarkt

Der Abschluss langfristiger Verträge kann erfolgen, um sich gegen – aus ökonomischer Sicht unerwünschtes – opportunistisches Verhalten der Vertragspartner abzusichern. Für die wettbewerbsrechtliche Beurteilung steht dagegen im Vordergrund, ob langfristige Verträge eine Verhinderung, Einschränkung oder Verfälschung des Wettbewerbs bezwecken oder bewirken. Auch bei einem Vertrag, der keine wettbewerbsbehindernden Effekte bezweckt, kann daher eine Reduktion der Laufzeit auf ein wettbewerbsrechtlich zulässiges Ausmaß geboten sein.

5.3.1 Großhandelsmarkt

Auf dem Großhandelsmarkt beziehen österreichische Gasgesellschaften von in- und ausländischen Gasproduzenten sowie am Handelsplätzen, z.B. dem Gashub Baumgarten.

Importverträge bis September 2006

Österreich hatte als erstes europäisches Land im Jahre 1968 einen Liefervertrag über russisches Erdgas abgeschlossen, Vertragspartner war die ÖMV AG (heute OMV Gas GmbH bzw. OMV Gas International GmbH – im Folgenden OMV Gas). Seitdem wurden insgesamt 5 Verträge über den Bezug russischen Gases abgeschlossen, mit Gesamtjahresmengen von ca. 7 Mrd. m³.

Daneben wurden ca. 1 Mrd. m³ aus langfristigen Verträgen mit norwegischen Gasproduzenten bezogen. Diese Verträge wurden Ende der 70er Jahre mit dem norwegischen Gasexportkomitee (GFU) über die Lieferungen aus dem Troll-Feld abgeschlossen. 2002 wurde das GFU auf Druck der EU-Kommission aufgelöst⁴⁷, sodass die norwegischen Gasproduzenten Statoil, Norsk Hydro, Shell und TFE eigenständige Verträge mit OMV Gas abgeschlossen haben. Die

⁴⁷ Vgl. Pressemitteilung der EU Kommission vom 17.7.2002, IP/02/1084

Verträge mit Statoil, Norsk Hydro und Shell liefen bis 2026, der Vertrag mit TFE bis 2008. Die Laufzeiten der derzeit gültigen Verträge bewegten sich somit zwischen 10 und knapp 30 Jahren.

Importverträge ab September 2006

Im September 2006 wurde eine erste Umstrukturierung der Importverträge vorgenommen.⁴⁸ Die bestehenden fünf Verträge zwischen OMV Gas und Gazexport bzw. GWH wurden in drei Lieferverträge umgewandelt, OMV Gas ist dabei als Vertragspartner ausgeschieden. EconGas hat einen Bezugsvertrag mit Gaz-export über ein Vertragsvolumen von ca. 5 Mrd. m³ und einer Laufzeit bis 2027 abgeschlossen. Dies war auch möglich, da die OMV Gas eine Absicherung (Haftung) gegenüber der Gazexport für EconGas geboten hat.⁴⁹ Gazexport hat jeweils einen weiteren Vertrag mit dem Gaswarenhandelshaus und Centrex abgeschlossen, diese Verträge laufen ebenfalls bis 2027.

STGW, EIS (Salzburg AG) und Kelag haben jeweils Bezugsverträge mit dem Gaswarenhandelshaus, das auch in den alten Verträgen bereits zum Teil Vertragspartner war, abgeschlossen, insgesamt über 1,8 Mrd. m³, ebenfalls mit Vertragsende 2027.⁵⁰ Anteilseigner des Gaswarenhandelshauses ist Gazexport mit 50%, Centrex Europe Energy & Gas AG mit 24,9% und OMV Gas mit 25,1%.⁵¹ Wie bereits ausgeführt, wird die OMV Gas diese Beteiligung von 25,1% bis 2007 abgeben und sich damit vollständig aus dem Großhandelsmarkt als Nachfrager und Anbieter für große Weiterverteiler zurückziehen.

Direkte Verträge von EconGas und den Nicht-EconGas LFGs mit den Produzenten sind auch für den Bezug norwegischen Gases geplant. Auch hier wird die OMV Gas als Vertragspartner ausscheiden. Der Abschluss des Umstrukturierungsprozesses wird für 2007 erwartet.

Bezug aus Inlandsproduktion

Der Gasproduzent OMV AG verkauft seine Produktion an OMV Gas, diese Verträge und Vertragslaufzeiten sind im Rahmen der Datenerhebung der

⁴⁸ Vgl. Pressemeldung der OMV vom 29. September 2006, auf www.omv.com

⁴⁹ Vgl. Pressemeldung der OMV vom 29. September 2006, auf www.omv.com

⁵⁰ Vgl. Standard vom 30.09.2006, <http://derstandard.at/>

⁵¹ Vgl. www.centrex.at

Branchenuntersuchung gegenüber der Behörde nicht offen gelegt worden. Bisher hat OMV Gas diese Mengen an große Weiterverteiler auf der Basis langfristiger Verträge weiterverkauft.

Im Rahmen der Neuordnung der Importsituation sind die Vertragsmengen aus der Inlandsproduktion erhöht worden. EconGas, STGW, Salzburg AG und Kelag werden langfristige Direktverträge mit OMV Exploration and Production abschließen. Damit scheidet OMV Gas auch in den Inlandsgasverträgen als Vertragspartner aus.

Gasmengen, die über diese Vertragsmengen hinausgehen, sollen nach Angaben der OMV Gas zukünftig ausschließlich über EconGas vermarktet werden. Wie schon oben dargestellt, sehen BWB und E-Control den Vertrieb dieser zusätzlichen Produktionsmengen über OMV E&P aus Wettbewerbssicht als die bessere Lösung an.

Der zweite Gasproduzent RAG verkauft seine inländische Gasproduktion von ca. 800 Mio m³ auf der Basis langfristiger Verträge, die Laufzeiten waren jedoch bei Datenerhebung nicht länger als 2008 und sind deutlich kürzer als die Lieferverträge der OMV Produktion.

Bewertung der Langfristverträge

Im 1. Zwischenbericht wurde eine endgültige Marktabgrenzung für den Großhandelsmarkt offen gelassen und somit keine Bezifferung des Gesamtmarktvolumens für den Großhandelsmarkt vorgenommen. In der bisherigen Fallpraxis der Europäischen Kommission wurde die Marktabgrenzung tendenziell sehr weit gefasst.

Der Markt für Gasproduktion und –entwicklung wird von Seiten der EU-Kommission⁵² als die EEA (European Economic Area)⁵³ einschließlich Russland und Algerien umfassend angesehen. Innerhalb dieser räumlichen Begrenzung ist Russland der größte Gasproduzent mit ca. 2/3 Anteil an der gesamten Gasproduktion.⁵⁴ Ca. 1/3 seiner Gasproduktion exportiert Russland

⁵² Vgl. EU-Commission, Merger Case 2394, EXXONMobil/BEB, 2003, S. 4 ; http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/decisions/m3294_en.pdf

⁵³ Siehe für die Definition der EEA http://ec.europa.eu/comm/external_relations/eea/index.htm

⁵⁴ Vgl. BP Statistical Review of World Energy, June 2006, S. 24 ff. ; Russland hat einen Anteil von 26,6% an den Weltgasreserven und ca. 75% der europäischen Gasreserven.

per Pipeline nach Europa. Algerien exportiert ca. 75% seiner Gasproduktion per Pipeline und LNG, Hauptabsatzmarkt ist Europa.⁵⁵

Verändert aus österreichischer Sicht ist, dass EconGas als Großhändler die Funktion der OMV Gas im europäischen Kontext übernommen hat. Auch der Bezug der Nicht-EconGas LFGs von der Gazprom-Tochtergesellschaft GWH kann als Bezug am europäischen Großhandelsmarkt betrachtet werden (vergleichbar mit Bezug der VNG (Verbundnetz Gas) vom WIEH in Deutschland)⁵⁶. Die abgeschlossenen Langfristverträge fallen damit in den Untersuchungsbereich der EU-Kommission (Verträge zwischen Produzenten und „Ferngasgesellschaften“).

Eine wettbewerbsrechtliche Beurteilung, inwieweit die bestehenden Langfristverträge den Markt für die Belieferung von Gasgroßhändlern abschotten, und welche Maßnahmen daraus folgen, wird jedoch Gegenstand des Endberichts der EU Sector Inquiry der EU-Kommission sein.

5.3.2 Belieferung von großen Weiterverteilern

Im Zwischenbericht wurde der Markt („Beliieferung großer Weiterverteiler“) als gesonderter sachlich relevanter Markt gesehen. Die Analyse der Daten ergab, dass OMV Gas als Anbieter marktbeherrschendes Unternehmen auf diesem Markt war.

Die Neuordnung der Vertragssituation führt in diesem Markt zu einer tief greifenden Änderung der Marktverhältnisse. OMV Gas als Anbieter ist aus diesem Markt ausgeschieden. Die Nachfrager – große Weiterverteiler – beziehen ab November 2006 direkt von Produzenten oder mit Produzenten verbundenen Unternehmen (GWH). Daher ist die Frage, ob die Zweistufigkeit des Großhandelsmarktes (europäischer Großhandel und Belieferung großer Weiterverteiler auf nationaler Ebene) weiterhin Bestand hat oder die Marktgrenzen weiter zu fassen sind.

Im Zwischenbericht wurde als wesentlicher Unterschied zwischen den Produkten auf dem Großhandelsmarkt und dem Markt für große Weiterverteiler das höhere Risiko auf dem Großhandelsmarkt (Geschäftsrisiko – z.B. Ausfall des Lieferanten) gesehen. Die Fähigkeit, dieses höhere Risiko zu tragen, ist

⁵⁵ Vgl. BP Statistical Review of World Energy, June 2006, S. 22ff.

⁵⁶ Vgl. http://www.vng.de/Internet/Presse/Presseinformationen/050706/PI_WIEH-VNG.pdf

eine wesentliche Voraussetzung für den Bezug am Großhandelsmarkt. Sind große Weiterverteiler dazu nicht in der Lage (weil sie z.B. keinen Anteilseigner haben, der eine hohe Finanzkraft hat und die Absicherung für hohe Vertragsvolumen übernimmt), werden sie weiterhin von sog. „Ferngasgesellschaften“ (Importeuren) beziehen müssen (zu einem höheren Preisniveau). Für große Weiterverteiler wird daher die Kooperation mit strategischen Partnern wesentlich sein.

Ob der Markt „Belieferung von großen Weiterverteilern“ auf nationaler Ebene weiterhin vorhanden ist und welche Marktstruktur dieser hat, wird im Rahmen der Tätigkeit der Regulierungsbehörden weiter zu untersuchen sein. Fest steht, dass die bisherige Marktstruktur keine Gültigkeit mehr besitzt.

5.3.3 Belieferung lokaler Weiterverteiler

Marktabgrenzung

Der Markt „Belieferung von lokalen Weiterverteilern“ ist der Markt, den das deutsche Bundeskartellamt in Deutschland durch die Untersagungsverfügung der Langfristverträge für Wettbewerb öffnen will. Ein wesentlicher Unterschied zum Markt „Belieferung von großen Weiterverteilern“ und dem Großhandelsmarkt kann darin gesehen werden, dass lokale Weiterverteiler Gesamtbedarfsdeckungsverträge abgeschlossen haben und strukturierte Produkte beziehen. Sie halten selber keine Speicherverträge und haben i.d.R. keine eigene Bilanzgruppe, über die sie Ausgleichsenergie beziehen. Zudem beziehen die lokalen Weiterverteiler zum Großteil von einem Lieferanten.

Im 1. Zwischenbericht zur Branchenuntersuchung ist dieser Markt für Österreich regelzonenweit abgegrenzt worden. Er hatte in 2004 ein Marktvolumen von ca. 2,2 Mrd. m³.

Charakteristika der Verträge

Im Jahr 2004 wurden ca. 83% der gesamten Bezugsmengen lokaler Weiterverteiler durch einen Anbieter (EconGas GmbH) auf der Basis langfristiger (unbefristeter) Verträge gedeckt. Diese Verträge enthalten Mindestabnahmeverpflichtungen von 80%. Für die restlichen 20% hat der Vorlieferant den lokalen Weiterverteilern ein Optionsrecht eingeräumt. Damit entsprechen diese Verträge dem Typus der Quasi-Gesamtbedarfsdeckungsverträge.

Speicherleistungen sind in den Verträgen inkludiert. Die Verträge enthalten eine Preisgleitklausel, die an die Bezugsverträge der EconGas angelehnt sind. Aus den Daten ist nicht ersichtlich, ob diese unbefristeten Verträge Ausstiegsklauseln enthalten. Diese Verträge sind als Gesamtbedarfsdeckungsverträge zu charakterisieren. Die Abnehmer beziehen nur von diesem einen Lieferanten.

Der Abschluss dieser langfristigen Verträge im Jahr 2002 ist auch aus der Geschichte der Unternehmenszusammenschlüsse EnergieAllianz bzw. EconGas im Jahr 2002 zu sehen: Die ehemaligen LFG Wienenergie, EVN, Begas und OÖFG haben ihre langfristigen Lieferverträge mit OMV in das neue Unternehmen EconGas als Vermögenswert eingebracht. EconGas hat wiederum mit den Unternehmen der EnergieAllianz Lieferverträge abgeschlossen, wodurch diese langfristig der Zugriff auf die Gasmengen gesichert wurde.

Lokale Weiterverteiler werden auch auf der Basis kurzfristiger Verträge beliefert, diese Verträge umfassen ca. 17% des gesamten Marktvolumens.

Einen großen Nachfragezuwachs dürfte es auf diesem Markt nicht geben, da die lokalen Weiterverteiler hauptsächlich Haushalts- und Kleinkunden mit einem Jahresverbrauch bis 500.000 m³ beliefern, von deren Seite ein große Bedarfssteigerung nicht erwartet wird. Daher ist die Situation, dass 83% der Gasmengen unbefristet gebunden sind, besonders kritisch zu sehen.

Wettbewerbsrechtliche Beurteilung

Eine abschließende wettbewerbsrechtliche Beurteilung wäre erst nach detaillierter Prüfung sämtlicher Vertragsklauseln möglich. Folgende Fakten können jedoch festgestellt werden:

- 83 % der Gasmengen auf dem Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler sind unbefristet gebunden.
- Die Verträge wurden flächendeckend für den gesamten räumlich relevanten Markt (Regelzone Ost) von einem einzigen Anbieter geschlossen, es liegt somit ein Netz an gleichartigen Lieferverträgen vor.
- Diese Verträge enthalten Mindestabnahmeverpflichtungen von 80%. Für die restlichen 20% wurde von dem alleinigen Anbieter den Abnehmern ein Optionsrecht eingeräumt. Der Bezug von Dritten ist damit de facto ausgeschlossen.

Die zwischen EconGas und den lokalen Weiterverteilern geschlossenen unbefristeten Lieferverträge bewirken somit eine Abschottung des Marktes und damit eine Behinderung des Wettbewerbs iSd Art. 81 EGV. Die Zwischenstaatlichkeitsklausel ist auch hier erfüllt, da alternative Lieferanten v.a. in den angrenzenden EU-Mitgliedstaaten ansässig sind. Die kartellrechtlichen Ausführungen des Bundeskartellamts scheinen daher grundsätzlich auch auf die Verträge zur Belieferung lokaler Weiterverteiler in der Regelzone Ost übertragbar zu sein. Rechtfertigungsgründe scheinen auch hier nicht vorzuliegen. Demnach wäre von der (Teil-)Nichtigkeit der bestehenden Verträge auszugehen.

Wie bereits ausgeführt, sind von der Rechtsfolge der Nichtigkeit nur jene Vertragsteile erfasst, die gegen das Kartellverbot verstoßen. Gegen Art. 81 EGV dürften die Laufzeit (unbefristet) in Kombination mit der Mindestabnahmeverpflichtung von 80 % verstoßen. Eine kartellrechtskonforme Anpassung der Verträge müsste daher nicht nur eine Verringerung der Laufzeit betreffen, sondern auch eine Streichung bzw. deutliche Herabsenkung der Mindestabnahmeverpflichtung, um Bezugsoptionen von anderen Anbietern offen zu halten.

Bezüglich der Reduktion der Laufzeit könnten die Überlegungen des Bundeskartellamts einen Anhaltspunkt geben: Das Bundeskartellamt hat die bestehenden langfristigen Verträge zum 30.9.2006 für nichtig erklärt und den Abschluss von Verträgen untersagt, die bei einer Bedarfsdeckung zwischen 50-80% eine Laufzeit länger als 4 Jahre und bei einer Bedarfsdeckung von 80-100% eine Laufzeit von mehr als 2 Jahren aufweisen. Bleibt die Mindestabnahmeverpflichtung bestehen, so dürften die Verträge demnach maximal auf 2 Jahre abgeschlossen werden. Wird die Mindestabnahmeverpflichtung gesenkt oder überhaupt gestrichen, so wären längere Laufzeiten denkbar, wobei die in Art. 5 der Vertikal-GVO für Wettbewerbsverbote festgelegte Schwelle von 5 Jahren die rechtlich zulässige Obergrenze bilden dürfte.

Als Folge einer Reduktion der Laufzeit und der Mindestabnahmeverpflichtung wäre eine deutliche Steigerung des Absatzpotentials für alternative Anbieter zu erwarten.

Wettbewerbsbelebung durch Änderung der Langfristverträge?

Die wettbewerbsrechtliche Diskussion der Langfristverträge in Deutschland wurde in großem Maße von dem Auftreten neuer Anbieter wie Natgas und Essent und der Aktivitäten einiger Stadtwerke, günstigere Beschaffungsmöglichkeiten zu suchen, unterstützt. Nach der Öffnung der langfristigen Verträge für die Belieferung lokaler Weiterverteiler gibt es nun erste Hinweise darauf, dass es alternativen Anbietern nicht möglich ist, die freien Mengen an lokale Weiterverteiler zu liefern.⁵⁷ Als Konsequenz schließen einige Stadtwerke die bei einem 80-100% Bezugsanteil zugelassene 2-Jahresverträge mit ihrem bisherigen Versorger ab. Auf der anderen Seite können auch österreichische Unternehmen wie EconGas von der Öffnung der Verträge profitieren⁵⁸. Auch die Einrichtung des Choice Markets der E.ON Ruhrgas dürfte von der Vertragsöffnung beeinflusst worden sein. Die Wettbewerbsauswirkungen sind daher noch nicht abschließend zu beurteilen, deuten aber auf eine positive Entwicklung hin. Das Verbot für den Abschluss langfristiger Verträge bei einem Gesamtbedarfsdeckungsgrad von 100% gilt voraussichtlich bis 2009.

Langfristige, unbefristete Bezugsverträge mit Gesamtbedarfsdeckung haben auch österreichische Weiterverteiler abgeschlossen, vor allem mit dem Marktführer EconGas. Bisher lassen diese Weiterverteiler keine Aktivitäten erkennen, ihre Beschaffungsmöglichkeiten zu sondieren. Für die Jahre 2003 und 2004 wurden von diesen Unternehmen keine Angebote anderer Anbieter eingeholt, das Verbleiben beim bestehenden Lieferanten kann daher nicht ausschließlich als Zufriedenheit mit den bestehenden Konditionen gewertet werden, da keine Vergleichsmöglichkeiten gegeben sind. Es ist nicht bekannt, ob zum Zeitpunkt des Zusammenschlusses EconGas im Jahr 2002 auch Angebote von Dritten eingeholt wurden. Das Verhalten dieser lokalen Weiterverteiler lässt zumindest darauf schließen, dass diese Unternehmen bisher nur einem geringen Wettbewerbsdruck unterliegen, sodass sie ihr Beschaffungsportfolio nicht optimieren müssen.

⁵⁷ Vgl. energate vom 26.09.2006: „Bundeskartellamt sieht zähe Gasmarktöffnung“, www.energate.de

⁵⁸ Vgl. So hat z.B. EconGas mit den Technischen Werken Ludwigshafen (Teilmenge), den Stadtwerken Speyer und Stadtwerke Grünstadt Lieferverträge über 3 bzw. 2 Jahre abgeschlossen. Diese Stadtwerke haben bisher ihre Gasmengen von SaarFerngas bezogen. Vgl. energate vom 13.09.2006, www.energate.de und Zeitung für Kommunale Wirtschaft, Nr. 11/06, S. 9, www.zfk.de

Auf der Anbieterseite sind neben EconGas STGW, Kelag, Salzburg AG und CEOG aufgetreten. Eine Öffnung der Verträge könnte daher ähnliche Auswirkungen wie in Deutschland haben, da die Vertragsmengen in der Größenordnung (insgesamt knapp 2 Mrd. m³) von den anderen Anbietern zusätzlich beschafft werden müssten und eine unmittelbare Angebotssubstituierbarkeit in diesem Ausmaß nicht gegeben ist. Andere Anbieter, die auch im Industriekundengeschäft tätig sind, müssten Speicherkapazitäten in der Größenordnung der Lieferverträge beschaffen, die aber bereits EconGas reserviert hat. Neue Anbieter wie im deutschen Gasmarkt (z.B. Marketinggesellschaften von Gasproduzenten, Tochtergesellschaften anderer europäischer Unternehmen) sind zur Zeit nicht erkennbar.

Diese Situation kann sich jedoch bei der Weiterentwicklung des Wettbewerbs in Deutschland und der Realisation neuer Pipeline- und LNG-Projekte verändern. Eine Öffnung der langfristigen Verträge für lokale Weiterverteiler würde daher vermutlich zum Verbleib bei dem bisherigen Vorlieferanten zu führen. Eine wettbewerbsbelebende Wirkung ist daher kurzfristig nicht zu erwarten.

Grundsätzlich steht es den Vertragspartnern frei, bei ihrer Vertragsgestaltung durch eine Flexibilisierung der bestehenden langfristigen Verträgen (Verringerung der Mindestabnahmeverpflichtungen, Kündigungsmöglichkeiten etc.) die wettbewerbshemmende Wirkung dieser Verträge abzuschwächen und sich Bezugsoptionen (auf der Seite der lokalen Weiterverteiler) offen zu halten. Dass dies bisher ausgeblieben ist, kann als zusätzlicher Nachweis dafür gelten, dass der Wettbewerbsdruck für die lokalen Weiterverteiler gering ist.

Es ist nicht auszuschließen, dass bei einer Veränderung der Anbieterstruktur eine Öffnung der wettbewerbsrechtlich bedenklichen Verträge der lokalen Weiterverteiler eine Wettbewerbsbelebung erzielen könnte. Daher werden die Regulierungsbehörden die Bewertung der Situation im Rahmen ihrer Tätigkeit kontinuierlich vornehmen und sich, wenn sinnvoll, weitere rechtliche Schritte vorbehalten.

5.3.4 Belieferung von Endkunden

Endkunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch

Haushaltskunde und Kleinverbraucher bis 100.000 m³ Jahresverbrauch schließen auf der Basis veröffentlichter Tarife Verträge ab, deren Maximallaufzeit bisher bei 3 Jahren liegt.

Nach den Angaben der Kleinverbraucher (Gewerbe- und kleine Industriekunden) mit einem Jahresverbrauch von 100.000 m³ bis 500.000 m³ haben ca. 44% Verträge mit Laufzeiten bis zu 4 Jahre, knapp 15% haben Laufzeiten zwischen 5 und 16 Jahren. 40% dieser Langfristverträge laufen bis mindestens 2010 und wurden mit einem Anbieter abgeschlossen. Diese Vertragsmengen betragen knapp ein Fünftel des gesamten Verbrauchs dieser Kundengruppe in dem Netzgebiet des Anbieters. Ein Marktabschottungseffekt erscheint daher unwahrscheinlich.

Ca. 16% der befragten Kunden haben unbefristete Verträge. Bei diesen unbefristeten Verträgen geben die Kunden zum Teil an, dass sie jährliche Ausstiegsmöglichkeiten haben. Ca. 27% haben keine Angaben zur Laufzeit gemacht.

Festzustellen ist, dass seit der Marktöffnung die befragten Kunden keine Verträge mehr mit einer längeren Laufzeit als 4 Jahre abgeschlossen. Langfristverträge sind ausnahmslos in der Zeit vor der Liberalisierung abgeschlossen worden.

Endkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch

Aus den Angaben der Großkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 500.000 m³ ist ersichtlich, dass ca. 60% der angefragten Großkunden und 38% der gesamten erhobenen Vertragsmengen eine Vertragslaufzeit bis zu 4 Jahre haben. Knapp 14% der im Rahmen der Branchenuntersuchung befragten Großkunden haben Vertragslaufzeiten zwischen 5 und 17 Jahren angegeben. Von diesen langfristigen Verträgen laufen jedoch die meisten bis zum Jahr 2007 aus und sind noch vor der Liberalisierung abgeschlossen worden. Ein Vertrag weist eine Laufzeit von 10 Jahren mit Endzeitpunkt 2011 auf, die Vertragsmenge beträgt knapp 1% der gesamten erhobenen Vertragsmengen. Daher ist nicht davon auszugehen, dass dieser Vertrag zu einer Marktabschottung führt.

Gut 11% der gesamten erhobenen Großkundenverträge sind unbefristet, d.h. ohne festgelegten Endzeitpunkt, abgeschlossen worden (das sind ca. 8,4% der gesamten erhobenen Vertragsmengen). Der Großteil dieser Verträge enthält jedoch eine jährliche Kündigungsmöglichkeit (z.B. wenn keine Einigung beim Preis erzielt werden kann.) Diese Ausstiegsmöglichkeit hält für den Kunden trotz langfristigem Vertrag die Bezugsoptionen offen. Der Großteil der

erhobenen Verträge auf unbestimmte Dauer sind vor der Liberalisierung abgeschlossen worden.

5.3.5 Speichermarkt

Die nachstehenden Ausführungen zum österreichischen Speichermarkt gehen von einem freien Speicherzugang Dritter, wie er durch die Erdgasbinnenmarktrichtlinie und das GWG vorgegeben ist, aus.

OMV Gas hat nach eigenen Angaben noch freie Speicherkapazitäten, die Speicherzugangsberechtigten zur Verfügung stehen.⁵⁹ Der Abschluss neuer Speicherverträge zeigt, dass ein entsprechender Bedarf an Kapazitäten besteht.

Bei RAG sind die verfügbaren Kapazitäten zu fast 100% langfristig vergeben; bis Ende 2007 gibt es nach Angaben der RAG keine freien Kapazitäten. Daher kann RAG auch keine kurzfristigen Produkte anbieten.⁶⁰

Im Speichermarkt ist aufgrund der Tatsache, dass die saisonalen Speicherkapazitäten des wesentlichen Anbieters OMV Gas nicht vollständig vertraglich gebunden sind, von einer Marktabstottung durch langfristige Verträge zum Untersuchungszeitpunkt nicht auszugehen.

Eine Marktabstottung durch langfristige Verträge kann jedoch beispielsweise bei der Errichtung neuer Speichereinrichtungen entstehen, wenn die Speicherkapazitäten nicht dem freien Zugang Dritter unterliegen, sondern zB den Errichtern der Anlage vorbehalten werden. Der Speicherzugang Dritter kann zwar im Einzelfall durch eine behördliche Ausnahmegenehmigung im Sinne des Art. 22 der Erdgasbinnenmarktrichtlinie bzw. der entsprechenden Ausführungsvorschrift des § 20a GWG beschränkt werden; jedoch muss das betreffende Projekt zur Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung beitragen.

⁵⁹ Vgl. ERGEG Interim 2006 Report on Monitoring the Implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO), , S. 36, www.ergeg.org

⁶⁰ Vgl. ERGEG Interim 2006 Report on Monitoring the Implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO), , S. 37, www.ergeg.org

5.3.6 Transitkapazitäten

Langfristige Verträge nehmen im Transitbereich⁶¹ traditionell eine zentrale Rolle ein, da sie bisher mit den langfristigen Gaslieferungen gemeinsam abgeschlossen wurden. Das Argument des wirtschaftlichen Erfordernisses von langfristigen Vertragsverhältnissen zur Sicherung großer Investitionsvolumina scheint gerade im Transitbereich von Bedeutung, da die Abwicklung von Transitflüssen wesentliche finanzintensive Investitionen im Produktions- wie auch Transportnetzbereich erfordert.

Langfristige Transitverträge werden auch in Österreich weiterhin abgeschlossen. So wurden etwa bei der Allokation von Transitkapazitäten für das Leitungssystem Trans Austria Gasleitung TAG im November 2005 Verträge mit einer Laufzeit von 20 Jahren und einer Verlängerungsoption um weitere 10 Jahre angeboten, kurzfristige Transportkapazitäten wurden bei dieser Allokation nicht vergeben.

Die langfristigen Transitverträge sind Gegenstand der Untersuchung der EU-Kommission und werden daher an dieser Stelle nicht weiter behandelt.

⁶¹ In Abgrenzung zu innerstaatlichen Gasflüssen, die der nationalen Versorgung dienen, werden unter dem Begriff „Transit“ im Allgemeinen grenzüberschreitende Gasflüsse durch Hochdrucknetze verstanden (s.a. Art 2 (1) Richtlinie 91/296/EWG des Rates vom 31. Mai 1991 über den Transit von Erdgas über große Netze; aufgehoben durch die Richtlinie 2003/55/EG), die durch große Volumina und weitestgehende Konstanz des Gasflusses (so genannte „Bandlieferungen“ mit geringen Spitzenabweichungen) gekennzeichnet sind. Die europäische Richtlinie 2003/55/EC über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt hat den Begriff „Transit“ aufgehoben und unterscheidet ausschließlich zwischen „Verteilung“ und „Fernleitung“: der Terminus „Fernleitung“ umfasst demnach allgemein „den Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz, zum Zweck der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung“ (Art 2 (3) RL 2003/55/EC) und damit grenzüberschreitende Transitflüsse ebenso wie nationale Fernleitungstransporte.

6 Problempunkt „Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt“

Als wesentliche Markteintrittsbarrieren im Endkundenmarkt wurden im Zwischenbericht unzureichendes Unbundling⁶², Wechselkosten und administrativer Aufwand und Marketingaufwand neuer Lieferanten festgestellt.

Seit dem 1. Zwischenbericht hat sich die Wettbewerbssituation in den Endkundenmärkte nicht verbessert. Die Wechselraten sind rückläufig, die Einsparungsmöglichkeiten deutlich gesunken, da auch neue Anbieter ihre Preise an das Niveau der etablierten Anbieter angepasst haben. Die Entwicklung neuer Produkte (z.B. Fixpreise für Haushaltskunden) ist nur in geringem Ausmaß vorhanden. Nur die Kelag hat in der Vergangenheit einen Fixpreis für den Zeitraum von einem Jahr garantiert, was bei steigenden Erdgasimportpreisen einen großen Vorteil für die Endkunden bedeuten kann. Auch dies weist auf nach wie vor geringen Wettbewerbsdruck im Endkundenmarkt hin.⁶³ Die Abschwächung der im 1. Zwischenbericht dargestellten Markteintrittsbarrieren ist daher nach wie vor für die Entwicklung des Wettbewerbs wesentlich.

6.1 Unzureichendes Unbundling

Netzbetreiber dürfen Kunden nicht diskriminierend behandeln, sie dürfen auch nicht den mit ihrem Unternehmen verbundenen Lieferanten gegenüber anderen Lieferanten bevorzugen. Dieses Gleichbehandlungsgebot kommt beispielsweise bei der erstmaligen Versorgung neuer Gaskunden oder beim Wechsel des Gaslieferanten zum Tragen. Dies ist nicht nur die Forderung der Regulierungsbehörde, sondern es ist vor allem eine EU-rechtliche und österreichische gesetzliche Vorgabe, faire Regeln für den Wettbewerb im Gasmarkt zu schaffen. Gemäß § 7 GWG haben Netzbetreiber ein

⁶² Unbundling bedeutet in diesem Zusammenhang die Entflechtung von Monopol- und Wettbewerbsaktivitäten in rechtlicher, organisatorischer und buchhalterischer Hinsicht.

⁶³ Fixpreise werden in anderen liberalisierten Gasmärkten für Haushaltskunden angeboten. Z.B. gibt es im deutschen Gasmarkt, der ab 1.10.2006 vollständig liberalisiert ist, einige Stadtwerke, die Fixpreise anbieten, z.B. Stadtwerke Bad Aibling, Stadtwerke Bielefeld, Stadtwerke Detmold, Stadtwerke Dorfen, Stadtwerke Hannover (Enercity), Stadtwerke Herten, Stadtwerke Rosenheim, Stadtwerke Saalfeld. Vgl. zu näheren Informationen die Internet-Homepages der Unternehmen. Auch im britischen Gasmarkt bieten Gasanbieter Fixpreisverträge für Haushaltskunden, z.B. Centrica. Vgl. Zeitung für Kommunale Wirtschaft (ZfK) 11/06, S. 4: „Britten zahlen mehr“, www.zfk.de

Gleichbehandlungsprogramm zu erstellen, aus dem hervorgeht, welche Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierenden Verhaltens getroffen werden. Ein gegenüber der E-Control benannter Gleichbehandlungsbeauftragter hat für die Erstellung des Programms und die Überwachung seiner Einhaltung zu sorgen und der E-Control jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vorzulegen, der veröffentlicht wird.⁶⁴ Aufgrund einer Novelle zum GWG (Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006) treffen die oben genannten Verpflichtungen ab dem Jahr 2006 auch Inhaber von Transportrechten.

Im Gleichbehandlungsprogramm muss ausgeführt werden, welche besonderen Pflichten die Mitarbeiter haben, damit es zu keinem diskriminierenden Verhalten gegenüber einzelnen Gaskunden kommen kann und die Unabhängigkeit des Netzbetreibers gegenüber der im Wettbewerb stehenden Vertriebs- und Handeltätigkeit in der Unternehmensgruppe gewährleistet ist. Zu diesem Zweck muss ein eigener Gleichbehandlungsbeauftragter ernannt werden, der für die Aufstellung des Programms und die Überwachung der Einhaltung im Unternehmen verantwortlich ist. Dem Gleichbehandlungsbericht Gas liegen die Ergebnisse eines Fragebogens mit insgesamt 22 Fragen an die Netzbetreiber zu Grunde.

Als Schlussfolgerungen aus dem aktuellen Gleichbehandlungsbericht Gas können gezogen werden:

Organisatorische Trennung von Netz- und Wettbewerbsbereich noch nicht durchgehend vollzogen

Im Zuge der Erstellung dieses Berichts hat sich gezeigt, dass die rechtliche Trennung des Netz- und Lieferbereichs integrierter Unternehmen, soweit sie gesetzlich vorgeschrieben ist, vollzogen wurde. In organisatorischer und personeller Hinsicht bestehen bei vielen Unternehmen jedoch nach wie vor umfangreiche Verschränkungen zwischen dem Monopol- und dem Wettbewerbsbereich. Diese Verflechtungen sind – wenn auch überwiegend nicht gesetzlich verboten – geeignet, den Wettbewerb zu beeinträchtigen bzw. das Ziel der Gleichbehandlung zu gefährden.

⁶⁴ www.e-control.at, Gleichbehandlungsbericht Gas

Energie – und Netzvertrieb personell in einer Hand

Nach Überprüfung der im Rahmen des Gleichbehandlungsprogramms übermittelten Unterlagen und nach diversen Gesprächsterminen mit allen größeren Gasnetzbetreibern konnte festgestellt werden, dass die Organisation des Energievertriebes und des Netzvertriebes aus Sicht der Gleichbehandlung noch nicht zufrieden stellend gelöst ist: Energie- und Netzvertrieb werden zwar von den meisten Unternehmen zwar organisatorisch oder sogar gesellschaftsrechtlich getrennt, jedoch sorgen wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen in der überwiegenden Mehrzahl der Fälle dafür, dass beide Leistungen von ein- und denselben Mitarbeitern erbracht werden, d.h. Personalunionen bestehen.

In den Gleichbehandlungsprogrammen wird zwar durchgehend betont, dass derjenige Mitarbeiter, der den Hausanschluss verkauft, den Kunden auf die Möglichkeit der freien Versorgerwahl hinzuweisen hat; es ist aber fraglich, ob derselbe Mitarbeiter, der gleichzeitig wirtschaftlich auch für den Energievertrieb des eigenen Unternehmens oder Konzerns verantwortlich ist, nicht in erster Linie das Produkt des eigenen Unternehmens anbieten wird.

Diese – aus rein wirtschaftlicher Sicht vielleicht oftmals nachvollziehbare – Konstellationen bergen daher ein erhebliches Risiko der Benachteiligung alternativer Gaslieferanten und der Behinderung des Wettbewerbs in sich. Hier zeigt sich, dass die gesetzlichen Vorgaben, die eine solche Personalunion nur auf Führungsebene verbieten, zu wenig weitgehend sind.

Schutz wirtschaftlich sensibler Daten verbesserungswürdig

Die im Zuge der Erstellung des Gleichbehandlungsberichts gemachten Erfahrungen zeigen, dass der Schutz wirtschaftlicher Daten bei vielen der betroffenen Unternehmen noch verbesserungswürdig ist.

Keine Trennung der Server

Hier hat sich gezeigt, dass die Unternehmen die Trennung zwischen Netz und Vertrieb zwar buchhalterisch – sei es durch getrennte Buchungskreise oder durch das 2-Vertragsmodell – sauber durchgeführt haben. Getrennte Serverlandschaften für Netz und Vertrieb gibt es jedoch nur bei einer geringen Anzahl der Unternehmen.

Datenzugriffskonzepte und deren praktische Handhabung

Zum Thema Datenzugriff auf die vom Netzbetreiber eingegebenen Daten gibt es zwar wortreiche Beschreibungen der jeweiligen Beschränkungen, ein schriftliches Konzept, wer auf welche Daten zugreifen kann, konnte der Energie-Control GmbH aber von keinem einzigen Unternehmen vorgelegt werden. Darüber hinaus wurde immer wieder darauf verwiesen, dass wirtschaftlich sensible Daten vertraulich behandelt werden, es wurde aber nie definiert, welche Daten nun genau in welchen Ablaufprozessen als wirtschaftlich sensibel zu bezeichnen wären.

Insgesamt entsteht der Eindruck, dass sich die Unternehmen mit den diversen Aspekten der Gleichbehandlung wohl auseinandergesetzt haben; die EDV-technische Beschränkung des Datenzugriffs und deren schriftliche Dokumentation wird aber oftmals als wenig problematische Thematik betrachtet, derer man sich erst zuletzt annimmt.

Getrennte Ausweisung von Netz- und Energiepreis

Der Bericht zeigt auf, dass manche Unternehmen im Berichtszeitraum die von § 23 Abs. 6 GWG verlangte gesonderte Ausweisung der einzelnen Komponenten des Systemnutzungsentgelts auf den Rechnungen nicht vorgenommen haben. Die Umsetzung der über § 23 Abs. 6 GWG hinausgehenden und mit 1.1.2007 in Kraft tretenden Verpflichtung zur gesonderten Ausweisung des Energiepreises in Cent/kWh gemäß § 40a Abs. 1 GWG wird daher in Zukunft besonders genau zu prüfen sein.

Für den Fall, dass der Lieferant die Abrechnung der Netzleistung gegenüber dem Kunden vornimmt, ist zu beachten, dass auch der Netzbetreiber Adressat des § 23 Abs. 6 GWG ist und für die Einhaltung der gesetzlichen Transparenzpflicht durch den Lieferanten zu sorgen hat.

Zukauf von Dienstleistungen zu Marktkonditionen?

Beim Zukauf von Dienstleistungen handelt es sich auf den ersten Blick um kein unmittelbar mit dem gesetzlichen Diskriminierungsverbot in Zusammenhang stehendes Thema. Die Ausgestaltung der Leistungsbeziehungen des Netzbetreibers zum integrierten Unternehmen lässt jedoch auch Rückschlüsse auf die Eigenständigkeit des Netzbetreibers zu. Die zum Legal Unbundling verpflichteten Unternehmen haben großteils – in rechtlich zulässiger Weise - neue Gesellschaften mit beschränkter Haftung gegründet und den

Gasnetzbetrieb in diese Unternehmen eingebracht. Die Personalausstattung dieser neuen Netzgesellschaften ist jedoch teilweise sehr gering, sodass vor allem die Overheaddienstleistungen, bzw. in den Fällen, wo das Personal auch arbeitsrechtlich in den Muttergesellschaften verblieben ist, auch technische Dienstleistungen von der Muttergesellschaft zugekauft werden. Diese Verträge sind sowohl im Hinblick auf die genaue Definition der zu erbringenden Leistung als auch die Preisgestaltung für die Erbringung der Dienstleistungen sehr allgemein gehalten, größtenteils Pauschalbeträge werden verrechnet.

Hier stellt sich die Frage, ob derartige Verträge auch mit einem dritten, nicht im Konzern verbundenen Unternehmen in dieser pauschalierten Art und Weise abgeschlossen worden wären.

Auswirkung der Unbundling-Bestimmungen bei grenzüberschreitenden Aktivitäten

Der Sinn der Unbundling-Bestimmungen gem. RL 2003/55/EG besteht darin, dass ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet wird und Interessenkonflikte vermieden werden. Daher ist in der innerstaatlichen Umsetzung der Richtlinie das Netzgeschäft (natürliches Monopol) von den Tätigkeiten von miteinander konkurrierenden vertikal integrierten Unternehmen, nämlich von der Produktion und der Versorgung, zu trennen wie auch im GWG vorgesehen.

Betrachtet man die derzeitige Eigentümerstruktur einiger grenzüberschreitend tätiger Erdgasunternehmen, die einerseits eine Handelsfunktion in einem Marktsystem und gleichzeitig eine Transportfunktion in einem anderen Marktsystem innehaben, erkennt man, dass dieser Interessenkonflikt einer der Hauptursachen für die mangelhafte Umsetzung eines verbesserten TPA-Regimes vor allem im Gas-Transit darstellt. Beispielsweise befinden sich die TAG GmbH (Inhaber der Transportrechte im TAG System Baumgarten-Anoldstein) und die BOG GmbH (Inhaber der Transportrechte in der WAG, Baumgarten-Oberkappl) im überwiegenden Eigentum von Händlern/Versorgern, die in Gasmärkten, die dieses Leitungssystem nachgelagert sind, eine marktdominante Händler- zw. Versorgerstellung innehaben (OMV Gas über ihre Beteiligung an EconGas) (Abbildung 4).

Dazu kommt, dass der grenzüberschreitende Transport nicht in allen Ländern der Regulierung unterliegt.

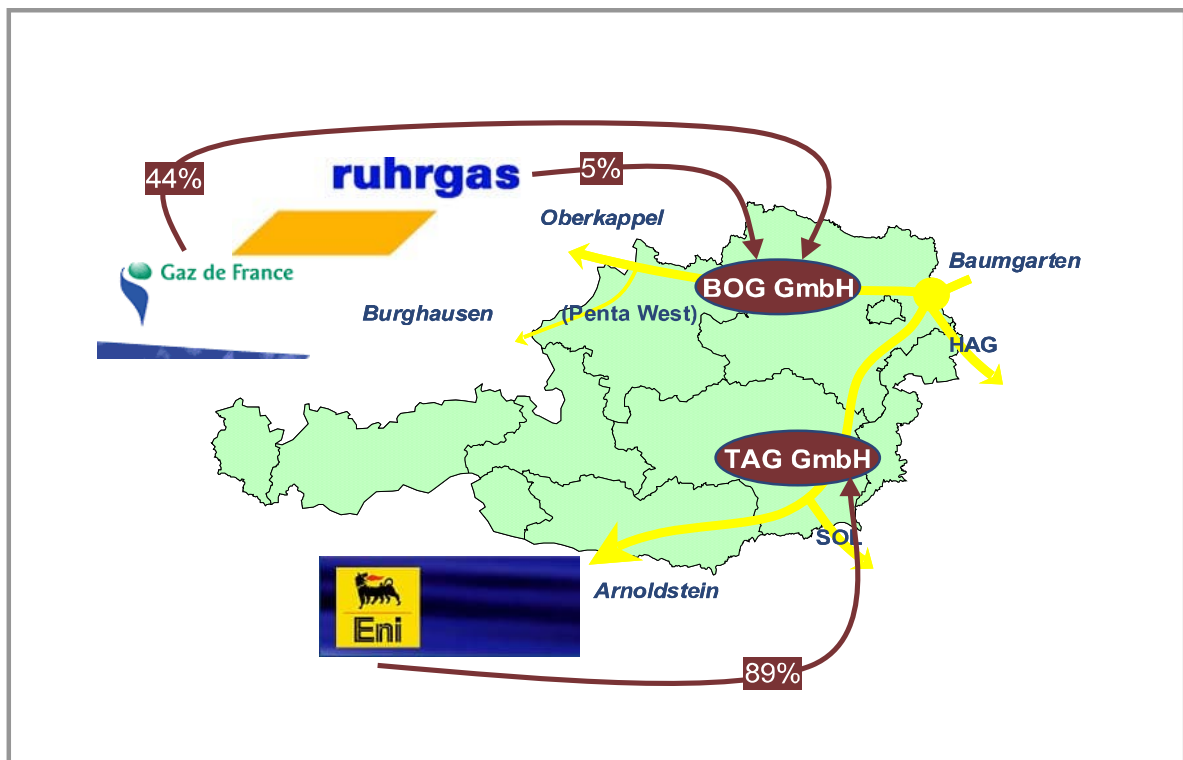


Abbildung 4: Eigentumsverhältnisse TAG GmbH und BOG GmbH

Nach dem österreichischen Gaswirtschaftsgesetz wurden erst mit der GWG Novelle 2006 auch die „Inhaber der Transportrechte“ in die Unbundlingbestimmungen miteinbezogen.

Fazit

Im Gleichbehandlungsbericht hat sich gezeigt, dass die rechtliche Trennung des Netz- und Lieferbereichs der Unternehmen, soweit sie gesetzlich vorgeschrieben ist, auch vollzogen wurde. In organisatorischer und personeller Hinsicht bestehen bei vielen Unternehmen jedoch nach wie vor umfangreiche Verschränkungen zwischen dem Netz- und dem Wettbewerbsbereich. Dies ist nach wie vor verbesserungsfähig.

Als wesentliche Verbesserung kann angesehen werden, dass mit der GWG Novelle 2006 auch die „Inhaber der Transportrechte“ in die Unbundlingbestimmungen einbezogen werden.

6.2 Wechselkosten und administrativer Aufwand neuer Lieferanten

Um die Markttransparenz zu erhöhen und damit die Wechselkosten und den administrativen Aufwand neuer Lieferanten zu reduzieren, wurden Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen vorgenommen, die im Folgenden dargestellt werden.

Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen

Die europarechtlichen Vorgaben - insb die RL 2003/55/EG⁶⁵ und die VO 2005/1775/EG⁶⁶ als auch die RL 2004/67/EG⁶⁷ – und die Erfahrungen mit dem geltenden Recht haben eine Reihe von Anpassungen im Gaswirtschaftsrecht erforderlich gemacht. Die wichtigsten Änderungen, die sich durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz⁶⁸ im Gaswirtschaftsgesetz⁶⁹ und im Energielenkungsgesetz 1982⁷⁰ ergeben, werden im Folgenden im Überblick dargestellt:

Verbesserung des Konsumentenschutzes und Erhöhung der Markttransparenz

→ Lieferbedingungen

Mit § 40 Abs 3 bis 5 und dem neuen § 40a wurden neue Konsumentenschutzbestimmungen eingeführt. Ihr Inhalt beruht zu einem guten Teil auf Art 3 der RL 2003/55/EG und deren Anhang A, der in Konkretisierung des Grundsatzes der „gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen im

⁶⁵ Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABI 2003 L 176 S 57

⁶⁶ Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, ABI 2005 L 289 S 1

⁶⁷ Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung, ABI 2004 L 217 S 92

⁶⁸ Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, das Gaswirtschaftsgesetz, das Energielenkungsgesetz 1982, das Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz 1982, das Energie-Regulierungsbehördengesetz, das Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb 1984 und das Wettbewerbsgesetz geändert werden (Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006), BGBl I Nr 106/2006

⁶⁹ BGBl I Nr 121/2000 idF BGBl I Nr 106/2006 – GWG, Paragraphen ohne nähere Bezeichnung beziehen sich auf das GWG

⁷⁰ BGBl Nr 267/1984 idF BGBl I Nr 106/2006 - EnlG

Allgemeininteresse“ den Mitgliedsstaaten auch eine Reihe von Verpflichtungen auferlegt, die dem Schutz der Konsumenten, vorwiegend im Haushalts- und Kleinverbraucherbereich dienen. Der Gesetzgeber ging nach dem In-Kraft-Treten der RL 2003/55/EG vorerst davon aus, dass keine Notwendigkeit expliziter Umsetzung gegeben war, da den Erfordernissen des Konsumentenschutzes durch die Energie-Vertragsregelungen des GWG im Zusammenhalt mit den allgemeinen Regelungen des Bürgerlichen Rechts und des Konsumentenschutzrechtes Genüge getan war. Der Anregung aus zahlreichen Kreisen der praktischen Vollziehung und des Konsumentenschutzes, aus Gründen der legislatischen Klarheit und Übersicht eine zusammenfassende gesetzliche Grundlage zu schaffen, ist jedoch mit der gegenständlichen Novelle Rechnung getragen worden.

§ 40 Abs 3 verpflichtet Erdgashändler und Versorger nunmehr, für Kunden, deren Verbrauch nicht mit einem Lastprofilzähler gemessen wird, Allgemeine Geschäftsbedingungen (Lieferbedingungen) für die Belieferung mit Erdgas zu erstellen, in welchen die angebotenen Leistungen beschrieben werden. Mindestbestandteile der Lieferbedingungen werden in § 40 Abs 5 festgelegt. Diese Lieferbedingungen sowie jede Änderung dieser Lieferbedingungen sind der Energie-Control Kommission vor Aufnahme des Dienstes anzuzeigen und in geeigneter Form kundzumachen.

Änderungen der Geschäftsbedingungen und der vertraglich vereinbarten Entgelte sind gem § 40 Abs 4 nur nach Maßgabe des allgemeinen bürgerlichen Gesetzbuchs und des Konsumentenschutzgesetzes, BGBl. Nr. 140/1979, zulässig. Solche Änderungen sind dem Kunden schriftlich mitzuteilen. Wird das Vertragsverhältnis für den Fall, dass der Kunde den Änderungen der Geschäftsbedingungen oder der Entgelte widerspricht, beendet, endet das Vertragsverhältnis mit dem nach einer Frist von drei Monaten folgenden Monatsletzten. Diese Regelung soll dem Endverbraucher die Möglichkeit geben, auf Preis- und Konditionsänderungen rechtzeitig reagieren zu können und innerhalb der Wechselfrist einen neuen Lieferanten wählen zu können.

In § 40 Abs 6 ist wird der der Energie-Control Kommission eine neue Kompetenz eingeräumt, die die Anwendung der angezeigten Lieferbedingungen innerhalb von zwei Monaten insoweit untersagen kann, als diese gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen.

→ *Mindestanforderungen für Rechnungen und Informationsmaterial*

Als weitere Verstärkung des Konsumentenschutzes und zur Erhöhung der Transparenz auf den Energiemärkten legt § 40a Mindestanforderungen für an Endverbraucher gerichtete Rechnungen und Informations- und Werbematerial fest. Wird über das Systemnutzungsentgelt und den Preis für Erdgas (Energiepreis) gemeinsam informiert oder der Abschluss eines gemeinsamen Vertrages angeboten oder ein solcher abgerechnet bzw. werden Netzdienstleistungen und die Energieversorgung gemeinsam beworben, sind die Komponenten des Systemnutzungsentgelts, die Zuschläge für Steuern und Abgaben sowie der Energiepreis in transparenter Weise getrennt auszuweisen. Die Angabe des Energiepreises hat jedenfalls in Cent/kWh sowie unter Anführung eines allfälligen Grundpreises zu erfolgen.

§ 40a Abs 2 nennt die Mindestbestandteile, die in Rechnungen über die Systemnutzung enthalten sein müssen fest, ungeachtet ob sie von Netzbetreibern, Lieferanten, Erdgashändlern und Versorgern gelegt werden.

→ *Neue Rechtsschutzmöglichkeit*

Mit der Novellierung des § 21 Abs 2 wurde das Streitbeilegungsverfahren der Regelung in § 21 EIVOG angeglichen und dem Erfordernis des Art 25 Abs 5 der RL 2003/55/EG Rechnung getragen, der vorsieht, dass jedem Betroffenen eine entsprechende Beschwerdemöglichkeit bei der Regulierungsbehörde gegen Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreiber zukommt. In Streitigkeiten zwischen Netzzugangsberechtigten und Netzbetreibern insbesondere hinsichtlich der anzuwendenden Bedingungen und Systemnutzungstarife entscheidet somit die Energie-Control Kommission mit Bescheid. Diese Entscheidung kann im Wege der sukzessiven Zuständigkeit bei den ordentlichen Gerichten bekämpft werden. Die Entscheidung der Energie-Control Kommission tritt jedoch gemäß § 16 Abs 3a E-RBG nicht mit der Anrufung des Gerichts aus Kraft, sondern erst mit dessen Entscheidung. Dieser Sonderweg wurde – mit Verfassungsmehrheit abgesichert – beschritten, um dem Erfordernis des Art 23 Abs 5 RL 2003/54/EG gerecht zu werden, nach dem Entscheidungen der Regulierungsbehörde verbindlich sind, bis sie gegebenenfalls aufgrund eines Rechtsbehelfs aufgehoben werden.

Als – aus verwaltungsökonomischer Sicht nachvollziehbare, jedoch verfassungsrechtlich wohl bedenkliche – Besonderheit ist zu erwähnen, dass der Weg zur Energie-Control Kommission für Netzzugangsberechtigte obligatorisch ist und erst danach die ordentlichen Gerichte in Streitigkeiten

zwischen Netzzugangsberechtigten und Netzbetreibern angerufen werden können. Netzbetreiber müssen diesen „Umweg“ jedoch nicht beschreiten, sondern können sich direkt an die ordentlichen Gerichte wenden. Dieser Weg wurde insb gewählt, um die Netzbetreiber nicht zu verpflichten, die Behörde bei jeder Mahnklage bemühen zu müssen.

Überarbeitung der Marktregeln: Verbesserung des Informationsaustausches zwischen Netzbetreibern und Lieferanten

Mit der Verabschiedung der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG)⁷¹ startete die Energie-Control GmbH im Mai 2006 einen Prozess zur Überarbeitung und Neugestaltung der Marktregeln Gas (sog. „Marktregel III“-Projekt). Schwerpunktthemen des dritten Marktregel Prozesses sind

- Verkürzung der Wechselfrist + Wechsel mit Namen und Adresse
- Genehmigung der Transit AGBs
- Einführung eines Netzzugangs auf Basis „One Stop Shop“
- Einrichtung einer „Zentralen Handelsplattform“ durch OMV Gas für Sekundärmarktkapazitäten mit der Verpflichtung für Transportkunden, ungenutzte Kapazitäten dort zu handeln
- Festlegung von kommerziellen Qualitätsstandards in den ANBs
- Verbesserung des Netzzugangsregimes auf Inlandsfernleitungen (Anmeldung sonstiger Transporte, Kapazitätsausbauverträge, Genehmigung von Allgemeinen Bedingungen des Regelzonenführers)
- Methodengenehmigung für kostenorientierte Transportentgelte für grenzüberschreitende Transporte

Der vereinfachte Wechsel mit Name und Anschrift, eine Verkürzung der Wechselfrist sowie eine Verbesserung des Informationsaustausches zwischen Netzbetreiber und Lieferanten sollen dazu beitragen, die Wechselkosten zu

⁷¹ Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, das Gaswirtschaftsgesetz, das Energielenkungsgesetz 1982, das Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz 1982, das Energie-Regulierungsbehördengesetz, das Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb 1984 und das Wettbewerbsgesetz geändert werden (Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006), BGBl I 106/2006.

reduzieren. Ziel sollte ein automatisierter Datenaustausch im Wechselprozess sein.

Fazit

Auch im Endkundenmarkt ist die Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen insbesondere zwischen den mit Netzbetreibern verbundenen Lieferanten und unverbundenen Lieferanten wesentlich. Einige Verbesserungen (z.B. Verpflichtung zum Ausweis des Energiepreises) sind bereits durch Veränderungen der Rechtsgrundlage und Überarbeitung der Marktregeln erzielt worden. Die Auswirkungen der Umsetzung dieser neuen Regelungen auf den Wettbewerb am Endkundenmarkt sind weiter im Rahmen der Tätigkeit der Regulierungsbehörden zu analysieren und zu prüfen, ob die bestehenden Regelungen ausreichen. Insbesondere der Wechselprozess enthält weitere Optimierungsmöglichkeiten.

Marktbeherrschende Unternehmen haben eine besondere Verantwortung, die Entwicklung des Wettbewerbs durch ihr Verhalten zu unterstützen. Diese Verantwortung sollte hier nochmals deutlich hervorgehoben werden.

BWB und E-Control gehen davon aus, dass die Maßnahmen, die im Wettbewerbsbelebungspaket Strom enthalten sind und noch nicht durch neue gesetzliche Regelungen abdeckt sind, z.B. Informationsblatt und Verhaltenskodex, auch im Gasmarkt umsetzbar sind, vor allem, da die betreffenden Unternehmen zum Teil identisch sind. BWB und E-Control werden daher mit den relevanten Marktteilnehmern Gespräche führen, welche spezifischen Maßnahmen im Gasbereich erforderlich sind.

W. Barfuß e.h.

30. November 2006

(Rundsiegel-Bundeswettbewerbsbehörde)

