

Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell

Andreas Hense

Nr. 263

März 2005

**WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail info@wik.org

[Impressum](#)

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
Zusammenfassung	IX
Summary	X
1 Einleitung und Gang der Analyse	1
2 Die Markt- und Wettbewerbssituation in Deutschland	3
2.1 Die Struktur des deutschen Gasmarktes	3
2.2 Bewertung des bestehenden deutschen Regulierungsmodells	5
2.2.1 Die Verbändevereinbarungen	5
2.2.2 Netzzugangsmodell	6
2.2.3 Netzentgeltberechnung	8
2.3 Der veränderte europäische Rechtsrahmen	8
2.4 Die Neuordnung des deutschen Netznutzungsregimes	9
3 Gasmärkte und Regulierungsmodelle im europäischen Ausland	12
3.1 Auswahl der Vergleichsländer	12
3.2 Großbritannien	13
3.2.1 Marktübersicht	13
3.2.2 Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde	17
3.2.3 Netzzugang	19
3.2.4 Netzentgelt	22
3.2.5 Erfahrungen und jüngere Entwicklungen	26
3.3 Niederlande	30
3.3.1 Marktübersicht	30
3.3.2 Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde	32
3.3.3 Netzzugang	33
3.3.4 Netzentgelt	36
3.3.5 Erfahrungen und jüngere Entwicklungen	39

3.4	Österreich	41
3.4.1	Marktübersicht	41
3.4.2	Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde	43
3.4.3	Netzzugangsmodell	46
3.4.4	Netzentgeltbestimmung	49
3.4.5	Erfahrungen und jüngere Entwicklungen	51
3.5	Italien	53
3.5.1	Marktübersicht	53
3.5.2	Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde	55
3.5.3	Netzzugang	56
3.5.4	Netzentgelt	58
3.5.5	Erfahrungen und jüngere Entwicklungen	64
3.6	Frankreich	66
3.6.1	Marktübersicht	66
3.6.2	Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde	69
3.6.3	Netzzugang	70
3.6.4	Netzentgelt	73
3.6.5	Erfahrungen und jüngere Entwicklungen	76
3.7	Spanien	77
3.7.1	Marktübersicht	77
3.7.2	Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde	79
3.7.3	Netzzugang	82
3.7.4	Netzentgelt	83
3.7.5	Erfahrungen und jüngere Entwicklungen	86
4	Konsequenzen für die deutsche Regulierungsdiskussion	88
4.1	Sektorstrukturen	88
4.2	Netzzugangsregelungen	88
4.3	Regulierung der Netzentgelte	90
	Literaturverzeichnis	92

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Gasmärkte in den Vergleichsländern	12
Tabelle 2:	X-Faktoren der niederländischen Verteilernetzbetreiber	38
Tabelle 3:	Vergleich der Netzzugangsregime der ausgesuchten Länder	89
Tabelle 4:	Netzentgeltregulierung in den ausgesuchten Vergleichsländern	90

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Das Erdgasnetz in Deutschland	4
Abbildung 2:	Entflechtung von British Gas im Zeitablauf	14
Abbildung 3:	Das britische Transportnetz	16
Abbildung 4:	Zeitlicher Wandel der regulatorischen Rahmenbedingungen	17
Abbildung 5:	Verkauf von vier der acht regionalen Verteilernetze	28
Abbildung 6:	Gastransportnetz der niederländischen GTS	31
Abbildung 7:	Täglicher Bilanzausgleich in den Niederlanden	34
Abbildung 8:	Stündliche Toleranzbänder	35
Abbildung 9:	Erdgasnetz in Österreich	42
Abbildung 10:	Struktur der österreichischen Regulierungsbehörden	44
Abbildung 11:	Das italienische Transportnetz	54
Abbildung 12:	Exit-Zonen im italienischen Gasnetz	62
Abbildung 13:	Das französische Gasnetz	67
Abbildung 14:	Französische Netzbetreiber und Regelzonen im Jahr 2004	71
Abbildung 15:	Geplante Regelzonen im Jahr 2005	72
Abbildung 16:	Zonenbasiertes Entry-Exit-Modell in Frankreich	74
Abbildung 17:	Das spanische Gasnetz	78
Abbildung 18:	Gasbezug im spanischen Tarifmarkt	80
Abbildung 19:	Freier Gasbezug in Spanien	81

Abkürzungsverzeichnis

A&B	Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG
AEEC	Associated European Energy Consultants
AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
AGCS	Austrian Gas Clearing and Settlement GmbH
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BEB	BEB Erdgas und Erdöl GmbH
BEGAS	Burgenländische Erdgasversorgungs AG
BEWAG	Burgenländische Elektrizitätswirtschafts AG
BG	British Gas
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
Capex	Capital expenditures
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CEER	Council of European Energy Regulators
CFM	Compagnie Francaise de Méthane
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNSE	Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
DEA	Data Envelopment Analysis
DTe	Dienst uitvoering en toezicht Energie
DTI	Department of Trade and Industry
EBN	Energie Beheer Nederland
E-Control	Energie-Control GmbH
EdF	Electricité de France
EIA	Energy Information Administration
Enagás	Empresa Nacional de Gas
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
EnWG	Energiewirtschaftsgesetzes

E-RBG	Energie-Regulierungsbehördengesetz
EU	Europäische Union
EVE	Ente Vasco de la Energía
EVN	Energie-Versorgung Niederösterreich AG
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln
fcfs	first come first served
GdF	Gaz de France
GEMA	Gas and Electricity Markets Authority
GJ	Gigajoule
GSO	Gaz de Sud-Ouest
GSTN-VO	Gassystemnutzungstarif-Verordnung
GTS	Gas Transport Services
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
HAG	Hungaria-Austria-Gasleitung
IEA	International Energy Agency
IPE	International Petroleum Exchange
KELAG	Kärntner Elektrizitäts AG
LNG	Liquified Natural Gas (Flüssiggas)
m ³ /a	Kubikmeter pro Jahr
MWh	Megawattstunden
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij
NBP	National Balancing Point
NGC	National Grid Company
NGT	National Grid Transco
NIAER	Northern Ireland Authority for Energy Regulation
NMa	Nederlandse Mededingsautoriteit
nTPA	negotiated Third Party Access (verhandelter Netzzugang)
OCM	On-the-day-Commodity-Market
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OFFER	Office of Electricity Regulation
OFGAS	Office of Gas Supply
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OFREG	Office for the Regulation of Electricity and Gas

ÖÖF	Oberösterreichische Ferngas AG
Opex	Operating expenditures
OTC	Over-The-Counter
OTIS	Online Transmission Information Service
PW	Penta West
RAB	Regulatory Asset Base
RAG	Rohöl-Aufsuchungs AG
RAV	Regulatory Asset Value
RPI	Retail Price Index
rTPA	regulated Third Party Access (regulierter Netzzugang)
SAP	System Average Price
SEAR	Société Elf Aquitaine de Réseau
SMP	System Marginal Price
SOL	Süd-Ost-Gasleitung
STGW	Steierische Gas Wärme GmbH
Stogit	Stoccagi Gas Italia
TAG	Trans-Austria-Gasleitung
TIGAS	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH
ToP	Take or Pay
TTF	Title Transfer Facility
VEG	Vorarlberger Erdgas GmbH
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNG	Verbundnetz Gas AG
VV	Verbändevereinbarung
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WAG	West-Austria-Gasleitung
X-Faktor	Effizienzfaktor

Zusammenfassung

Seit Beginn der Liberalisierung der deutschen Energiemärkte im Jahre 1998 haben sich im Gassektor kaum gravierende Wettbewerbskräfte entwickeln können. Ansätze, die Marktbedingungen zu verändern, blieben hier häufig ohne spürbare Folgen. Ein Hauptgrund dafür wird im Kontraktpfadmodell der Verbändevereinbarungen gesehen, welches eine gesonderte Abwicklung für jedes Einzelgeschäft notwendig macht. Aufgrund der dadurch induzierten Marktzersplitterung konnte ein liquider Sekundärmarkt erst gar nicht entstehen. Um die Voraussetzungen für wirksamen Wettbewerb und die Entstehung eines börsenfähigen Massengeschäfts im Gassektor zu ermöglichen, ist es daher geboten, wettbewerbskonforme Regelungen insbesondere hinsichtlich Engpassmanagement, Transparenz, Bilanzausgleich und Entgeltprinzipien aufzustellen. Diese Aufgabe stellt sich zurzeit für den deutschen Gesetzgeber. Bei der Wahl eines angemessenen und zieladäquaten Regulierungsdesigns gewährt ein Blick auf die Rahmenbedingungen ausgesuchter europäischer Nachbarstaaten dabei wertvolle Einblicke.

Die nationalen Unbundling-Vorschriften der sechs Vergleichsländer (Österreich, Großbritannien, Niederlande, Frankreich, Spanien, Italien) erfüllen die Mindestanforderungen der EU-Beschleunigungsrichtlinie. In einigen Ländern gehen sie sogar über dieses Maß hinaus, wobei für die Transportebene eine Tendenz zur eigentumsrechtlichen Entflechtung zu erkennen ist. Bis auf Spanien erfolgt der Netzzugang in allen Staaten auf der Basis eines Entry-Exit-Modells. Die Regelzonen sind in diesen Ländern sehr weit abgesteckt. Im Idealfall bildet der inländische Gasmarkt nur eine Regelzone (Großbritannien, Niederlande, Italien). Österreich verfügt aufgrund separater Netzgebiete über drei Regelzonen. Bemühungen im noch relativ fragmentierten Gasmarkt in Frankreich zielen darauf hin, bis 2009 landesweit nur noch zwei Regelzonen gegeneinander abzugrenzen. Die Zuteilung der Netzkapazitäten erfolgt in fast allen betrachteten Gasmärkten nach dem Reihenfolgeprinzip. Bisher ist lediglich in Großbritannien der marktwirtschaftlichste Rationierungsmechanismus implementiert worden: die Versteigerung der Kapazitäten im Rahmen von Auktionen. Ähnlich wie in den Niederlanden und neuerdings Italien fungiert das britische Gasnetz zudem als virtueller Handelsplatz für den kurzfristigen Gas- und Kapazitätsaustausch. Bei hoher Liquidität ermöglichen diese Handelsplätze marktnahe Abrechnungspreise im Rahmen des Bilanzausgleichs und erhöhen spürbar die Neigung potentieller Newcomer zum Markteintritt. Auch Gas-Release-Programme und die Erschließung neuer Importkapazitäten haben sich als probates Mittel erwiesen, um in den betrachteten Gasmärkten die Wettbewerbskräfte zu stärken.

In allen Vergleichsstaaten erfolgt die Netzentgeltregulierung ex-ante. Während in Großbritannien, den Niederlanden und Italien anreizorientierte Entgeltmodelle zur Anwendung kommen, werden die Netztarife in den anderen Staaten letztlich kostenorientiert vorgegeben. Dabei legt nur Österreich das Konzept des Realkapitalerhalts zugrunde. Zunehmend weisen die nationalen Regulierungsdesigns auch Ansätze eines Benchmarkings auf (Niederlande, Italien). Schließlich gewinnen auch Qualitätsaspekte an Bedeutung. In Großbritannien werden sie 2005 erstmals in die Entgeltformel integriert.

Summary

Notwithstanding full liberalisation of the German energy market in 1998 the strength of competition in the gas sector is still negligible. Concepts aiming to change this situation have failed so far. Experts identify the present point-to-point access model accompanied by distance-related tariff structures as the main reason for this market failure. This model impedes the pooling and trading of imbalance services and therefore significantly constrains the liquidity of the secondary market. In order to ensure workable competition and to lay the foundations for marketable bulk business a regulatory framework consistent with the principles of competition has to be implemented. Main issues in this context are adequate rules with regard to congestion management, transparency, balancing and tariff calculation. Against this background a closer look on the market conditions and regulatory framework in selected European gas markets (Austria, France, Italy, the Netherlands, Spain and the United Kingdom) could provide valuable insights for the German legislator.

The national unbundling rules in the six selected countries all fulfil the minimum requirements of the Gas Directive 2003/55/EC. In some countries the legal provisions are even more restrictive. On the transportation level an international tendency towards ownership unbundling is observed. In all countries but Spain access to the gas networks is granted by entry-exit-models. The balancing zones in Italy, the Netherlands and the UK encompass the whole national market. In Austria the three balancing zones are due to spatially unconnected network systems. Although the French gas market is divided into eight balancing zones at present, regulatory intention is to reduce these zones to two until 2009 at the latest. First-come-first-served is the dominant principle for the allocation of network capacities in the selected countries. Only in the UK auctions – the most competitive way to allocate the capacities – are taking place. Moreover, the British gas network poses as virtual platform for the short-term trade with gas and capacity rights (the same is true for the Dutch system and has started just shortly in the Italian network). Provided that liquidity is sufficient these virtual market places allow for balancing prices close to the prevailing market price. Therefore, they explicitly increase the willingness of potential newcomers to entry the respective gas markets. To this end gas release programmes and the development of new import capacities have also been appropriate measures in order to strengthen the gas-to-gas competition in the countries regarded.

In all selected countries the network tariffs are regulated ex ante. In Italy, the Netherlands and the UK incentive-oriented tariff regulation models have been implemented (i.e. price caps and revenue caps respectively). In the other countries the tariffs are defined on a cost-oriented base. Only the Austrian regulator uses historical acquisition and production costs as well as nominal interest rates for these calculatory purposes. Furthermore, the Dutch and the Italian regulatory framework comprise benchmarking approaches. Finally, quality aspects become more important. In particular the British regulator is about to integrate quality elements in the current revenue cap formula.

1 Einleitung und Gang der Analyse

Erdgas gewinnt in den meisten europäischen Ländern im Energiemix zunehmend an Bedeutung. Im Anbetracht der rückläufigen Nutzung von Kernkraft und strenger werdenden Umweltauflagen kommt Erdgas eine strategische Rolle bei der Primärenergieversorgung zu. Trotz der Bemühungen um Liberalisierung des monopolistisch geprägten Gassektors und eine Intensivierung des Wettbewerbs sind die bisher erzielten Ergebnisse der Marktöffnung ernüchternd. Obwohl der Gasmarkt in Deutschland bereits seit 1998 vollständig geöffnet ist, zeichnet er sich nach wie vor durch fehlenden brancheninternen Wettbewerb, ein entfernungsabhängiges Netzzugangsmodell, eine hohe Spreizung der Netznutzungsentgelte und einen nicht funktionierenden Spotmarkt aus.¹ Deutschland rangiert damit in den Benchmarkingberichten der Europäischen Kommission regelmäßig am Skalenende der großen europäischen Länder.

Am 26. Juni 2003 haben der Rat der Europäischen Union und das Europäische Parlament die so genannte Beschleunigungsrichtlinie Gas (2003/55/EG) erlassen. Diese ersetzt die bisherige Gasrichtlinie (98/30/EG) und ist in deutsches Recht umzusetzen. Danach müssen die Gasmärkte spätestens bis zum 1. Juli 2004 für alle Nicht-Haushaltskunden und spätestens ab dem 1. Juli 2007 für alle Endverbraucher in den Mitgliedstaaten vollständig geöffnet sein. Die rechtliche Entflechtung vormals integrierter Transport- und Verteilungsunternehmen soll beschleunigt werden. Die neue Gasrichtlinie soll dazu beitragen, die erheblichen Wettbewerbsmängel auf den europäischen Gasmärkten zu überwinden und den intra-europäischen Handel zu intensivieren. Ihr Ziel ist ein funktionsfähiger Erdgasbinnenmarkt mit homogenen Bedingungen für den Netzzugang, den Zugang zu den Speicheranlagen und für die Kalkulation der Zugangsentgelte bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Für Deutschland ergeben sich durch die gebotene Umsetzung der neuen Gasrichtlinie in nationales Recht notwendige gesetzliche Änderungen des Energierechts, wie u.a. die Novellierung oder Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und zugehöriger Verordnungen (insbesondere für den Netzzugang und die Netzentgelttarifizierung). Die Gasrichtlinie erfordert explizit eine Regulierungsbehörde, die ex-ante die Tarife und weitere Konditionen für den Netzzugang festlegt. Damit wird der deutsche Sonderweg der Selbstregulierung durch Verbändevereinbarungen in der bisherigen Form beendet. Hinsichtlich der konkreten Gestalt des Regulierungsdesigns lässt die neue Gasrichtlinie den einzelnen Mitgliedstaaten aber Freiräume. Politik und Regulierungsinstanzen stehen nun vor der Aufgabe, die Regulierung der deutschen Gaswirtschaft in effizienter Form neu zu gestalten.

Hier setzt das vorliegende Diskussionspapier an. Im Rahmen des Beitrages sollen bestehende Regulierungsansätze und –konzepte vorgestellt werden. Ein verglichen-

¹ Vgl. Auer (2003).

der Blick auf die Wettbewerbs- und Regulierungsbedingungen in anderen europäischen Gasmärkten soll mögliche Optionen für die zukünftige Gestalt der Gasmarktregulierung in Deutschland aufzeigen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf einer Betrachtung der jeweils gewählten Netzzugangsmodelle, der Entgeltregulierung, möglicherweise implementierten Effizianzanreizen sowie den Aufgaben und Kompetenzen, die den nationalen Regulierungsbehörden zugestanden werden. Die europäischen Erfahrungen können hier wertvolle Einblicke in die Effektivität alternativer Regulierungsmodelle liefern und damit eine wichtige Entscheidungshilfe für die Neuordnung des Aufsichtsrahmens deutscher Gasmärkte bilden. Diese Untersuchung knüpft damit an eine jüngere Betrachtung ausgewählter europäischer Energiemärkte an, bei der der Fokus vorrangig auf den europäischen Elektrizitätsmärkten lag.²

Dazu werden in Kapitel zwei zunächst die Marktbedingungen und die Wettbewerbsprobleme des deutschen Gasmarktes aufgezeigt. Nach einer kurzen Einführung in die Bestimmungen der EU-Beschleunigungsrichtlinie werden nachfolgend die aktuellen Vorschläge zur Neuordnung des deutschen Netznutzungsregimes vorgestellt. Vor diesem Hintergrund werden im dritten Kapitel sechs ausgesuchte Länder (Großbritannien, Niederlande, Österreich, Italien, Frankreich und Spanien) im Hinblick auf ihre Marktstrukturen, ihre rechtlichen Rahmenbedingungen, ihre geltenden Netzzugangsregime und ihre Regeln für die Festlegung der Netzentgelte im Detail analysiert. Inwiefern sich aus diesen Beobachtungen Implikationen für das zukünftige deutsche Regulierungsregime ergeben, ist Gegenstand des abschließenden vierten Kapitels.

² Vgl. Hense/Schäffner (2004).

2 Die Markt- und Wettbewerbssituation in Deutschland

2.1 Die Struktur des deutschen Gasmarktes

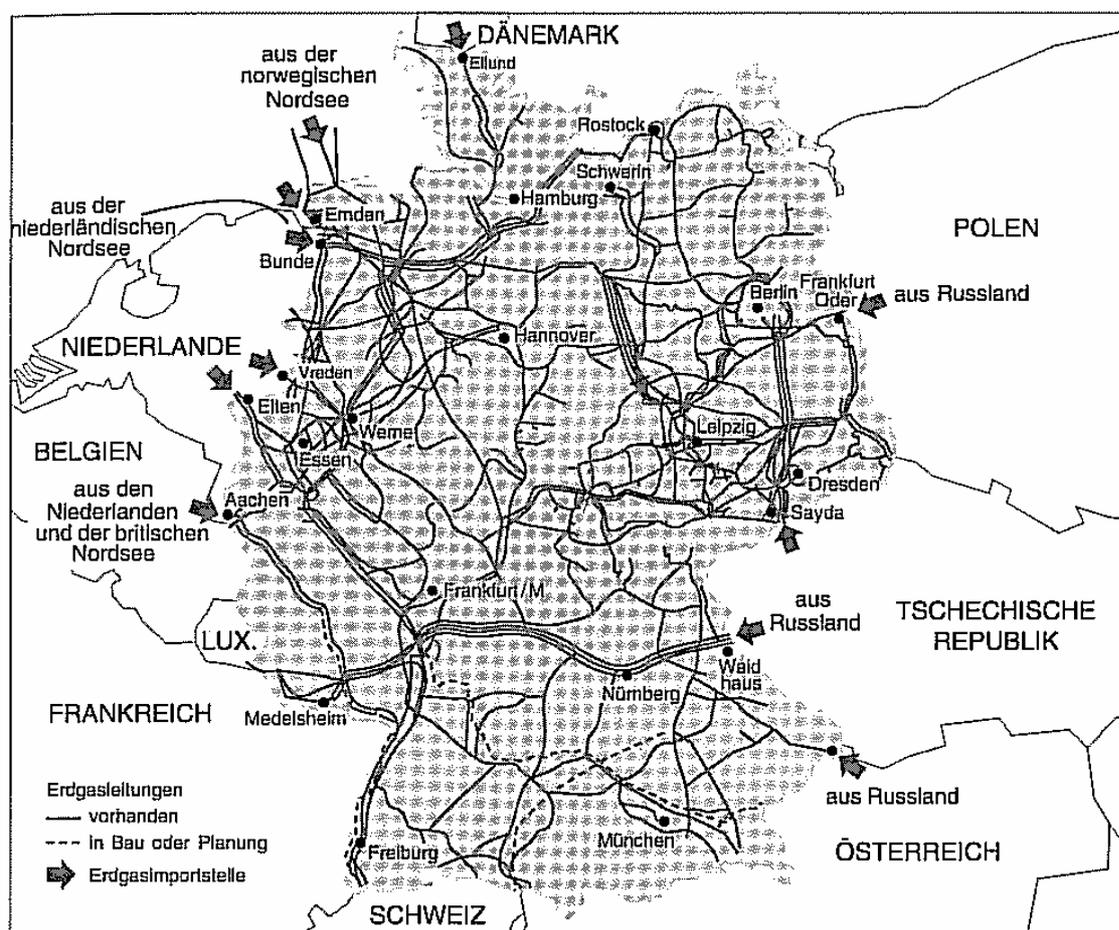
Der deutsche Gasmarkt bildet mit einem Verbrauch von 85,5 Mrd. m³ im Jahre 2003 nach Großbritannien den zweitgrößten Gasmarkt innerhalb der EU. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch liegt damit bei ca. 23% (vgl. BP 2004). Der Gasverbrauch entfiel zu etwa 36% auf Haushalts- und Gewerbekunden, zu ca. 41% auf industrielle Abnehmer, zu 14% auf Kraftwerke sowie zu 9% auf sonstigen Verbrauch (vgl. Eurogas 2004). Rund 18% des Gasbedarfs werden aus inländischer Produktion gedeckt. Die Förderfelder liegen fast ausschließlich in Niedersachsen und werden von insgesamt zehn inländischen Unternehmen gefördert. Drei Viertel der Gesamtförderung fallen dabei auf die beiden Unternehmen BEB Erdgas und Erdöl GmbH und Mobil Erdgas und Erdöl GmbH (vgl. Monopolkommission 2002, 92) Die wichtigsten Importländer sind Russland (38% der Importe), Norwegen (31%) und die Niederlande mit 23%. Gasimporte aus Russland gelangen über die Grenzübergangspunkte Frankfurt/Oder, Sayda und Waidhaus nach Deutschland. Norwegisches Gas wird über Emden importiert, niederländischen Gas über Bunde. Darüber hinaus existieren zwei weitere Grenzübergangspunkte für den Gasimport: Eynatten für britisches Nordseegas sowie Ellund für dänisches Gas (zusammen ca. 6% der Importe). Über ein LNG-Terminal zum Import von Flüssiggas verfügt Deutschland bisher nicht.

Um der Investitionssicherheit der Gasproduzenten zu genügen und die Finanzierung der Erschließungs- und Infrastrukturkosten zu ermöglichen, weisen die Importverträge im Allgemeinen eine sehr langfristige Laufzeit auf und sind durch „Take or Pay“ (ToP)-Verpflichtungen gekennzeichnet. Die Gasabnehmer müssen im Rahmen dieser Verträge, deren Laufzeiten teilweise bis in das Jahr 2030 reichen, nicht 100% der bestellten Jahresmenge abnehmen, sondern nur eine Mindestmenge (i.d.R. 80%), die jedoch auch bei tatsächlichem Unterschreiten in Rechnung gestellt wird. Der Preis für das bezogene Gas ist für die gesamte Vertragslaufzeit fixiert (im Allgemeinen inklusive Preisgleitklauseln mit Anbindung an die Ölpreisentwicklung).³ Mit den ToP-Verträgen geht eine Risikoteilung zwischen den Ferngasunternehmen und den ausländischen Produzenten einher. Der Importeur trägt zu wesentlichen Teilen das Mengenrisiko einer gegebenenfalls mangelnden Nachfrage im Endkundenmarkt. Große Teile des Preisrisikos liegen aber beim ausländischen Lieferanten.

³ Erdgas ist im Wärmebereich grundsätzlich durch Heizöl substituierbar. Viele industrielle Großabnehmer verfügen über bivalente Anlagen, die kurzfristig von Gas auf andere Brennstoffe umgestellt werden können. Die deutsche Gaswirtschaft begründet damit das Prinzip des „anlegbaren Preises“: sowohl die Importpreise als auch die Endkundertarife für Gas sind an die Preise alternativ einsetzbarer Primärenergieträger, insbesondere Heizöl, gebunden. Dadurch werde die Wettbewerbsfähigkeit des Erdgases in Relation zu den Substitutionsenergien aufrecht erhalten.

An der deutsch-niederländischen Grenze bilden sich in Emden/Bunde/Oude zwei unabhängige Gashandelsplätze (Hubs) heraus. Hier treffen Leitungen mehrerer deutscher Gasversorger sowie die Importpipelines aus den Niederlanden und Norwegen zusammen. Gleichzeitig sind auch Untertagespeicher vorhanden, so dass die infrastrukturellen Voraussetzungen für einen Hub erfüllt sind.⁴ Der EuroHub auf der niederländischen Seite ist zu 100% im Eigentum der niederländischen GTS. Eigner des NWE Hubs auf deutscher Seite sind zu gleichen Teilen Ruhrgas, BEB, der norwegische Erdöl- und Erdgaskonzern Statoil und Wingas. Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität beider Hubs ist bisher jedoch gering.

Abbildung 1: Das Erdgasnetz in Deutschland



Quelle: Cerbe et al. (2004, 15).

⁴ Darüber hinaus erfordern funktionsfähige Hubs einen unabhängigen Hub-Operator, standardisierte Prozeduren sowie einen einfachen und möglichst reibungslosen Transport innerhalb des Handelsplatzes.

Im deutschen Netz werden zwei unterschiedliche Gasqualitäten transportiert und an die Endkunden verteilt, die sich im Brennwert unterscheiden: zum einen niederkaloriges L-Gas (gefördert in Deutschland und den Niederlanden); zum anderen hochkaloriges H-Gas, importiert insbesondere aus Russland und Norwegen.⁵ Aufgrund von Anwenderanforderungen und Messvorschriften können die unterschiedlichen Erdgase bislang nur begrenzt im Transportnetz vermischt bzw. ausgetauscht werden. Das gesamte Gasnetz erstreckt sich dabei auf insgesamt 375.000 km über Deutschland (siehe Abbildung 1). Das Transport- bzw. Ferngasnetz verfügt über eine Länge von 60.000 km, das Verteilernetz ist alles in allem 315.000 km lang. Deutschland verfügt darüber hinaus über 43 Gasspeicher, die räumlich über ganz Deutschland verteilt sind. Ihre Gesamtkapazität beträgt etwa 19 Mrd. m³, so dass ca. 20 bis 25% des inländischen Jahresverbrauch in den Speicheranlagen zwischengelagert werden können (vgl. Eurogas 2004).

Das Gasversorgungssystem in Deutschland ist grundsätzlich dreistufig aufgebaut:⁶ Fünf Unternehmen bilden die importierende Ferngasstufe: Ruhrgas, RWE, BEB, VNG und Wingas. Die Netzgebiete der fünf Transportgesellschaften weisen trotz einiger traditioneller Abgrenzungen durchaus Überschneidungen auf. Insbesondere das Wingas-Netz verläuft in vielen Gebieten parallel zu den Netzen der anderen vier Gasversorgungsunternehmen. Einige Ferntransportleitungen befinden sich zudem im Gemeinschaftseigentum mehrerer Gasversorger. Größtes deutsches Ferngasunternehmen ist Ruhrgas mit einem Marktanteil auf der Ferngasstufe von knapp 60%. Auf der regionalen Ferngasstufe sind zudem etwa 30 Gasversorgungsunternehmen aktiv. Ca. 700 lokale Endverteiler sorgen schließlich für die Verteilung des Gases zu den Endkunden. Der Grad der vertikalen Integration zwischen den drei Stufen hat in den vergangenen Jahren durch Beteiligungen der importierenden und regionalen Gasversorger an den nachgelagerten Verteilerunternehmen sukzessiv zugenommen.

2.2 Bewertung des bestehenden deutschen Regulierungsmodells

2.2.1 Die Verbändevereinbarungen

Die europäischen Binnenmarktrichtlinie Erdgas 98/30/EG sah verbindlich eine schrittweise Öffnung der europäischen Gasmärkte in mehreren Schritten vor. Ihre Vorschriften stießen damit den Liberalisierungsprozess in Deutschland und vielen anderen europäischen Staaten an. Der deutsche Gesetzgeber entschloss sich zur Umsetzung der Richtlinie unmittelbar zu einer vollständigen Marktöffnung. Auf Rechtsverordnungen

⁵ L-Gas verfügt über einen Brennwert zwischen 8,2 und 8,9 kWh/m³, während der Brennwert von H-Gas bei 10 bis 11,1 kWh/m³ liegt.

⁶ Die Abgrenzung in der vertikalen Wertschöpfungskette ist jedoch nicht immer ganz eindeutig möglich. Gasimporteure versorgen beispielsweise nicht nur regionale Ferngasunternehmen, sondern versorgen auch lokale Weiterverteiler und Endkunden. Viele größere lokale Gasversorger sind auch auf der regionalen Ferngasstufe aktiv.

gen, die die Bedingungen des Netzzugangs festlegen, und die Installierung eines Regulators wurde jedoch verzichtet. Die Ausgestaltung des Netzzugangs wurde ausschließlich den betroffenen Verbänden in Form freiwilliger Verbändevereinbarungen übertragen.⁷ Sie folgen dem Prinzip des verhandelten Netzzugangs (negotiated Third Party Access, nTPA).

Insgesamt konnten die Verbändevereinbarungen (VV) das Kernproblem wettbewerblicher Netzzugangsbedingungen allerdings nicht zufrieden stellend lösen. Die Verbände der deutschen Gaswirtschaft und der Industrie konnten weder mit der VV Erdgas I noch mit der VV Erdgas II eine abschließende Einigung über die freiwillige Öffnung des deutschen Gasmarktes für neue Anbieter erzielen. Die Verhandlungen über eine entsprechende VV Erdgas III wurden im Mai 2003 erfolglos eingestellt (vgl. BMWA 2003a, 6 – 8). Aufgrund von Restriktionen des praktizierten Netzzugangssystems und Problemen beim wettbewerblichen Zugang zu Gasquellen, d.h. insbesondere zu Importen, haben neue Anbieter nur marginal Kunden gewinnen können. Die Marktstruktur ist trotz vollständiger Marktöffnung nahezu unverändert geblieben. Der Wettbewerb im Bereich größerer Abnehmer ist insgesamt als unbefriedigend einzustufen. Nur in wenigen Einzelfällen wechselten Kunden ihren Gasanbieter, wobei die Belieferung von privaten Haushalten und Kleinverbrauchern überhaupt noch nicht im Wettbewerb angeboten wird. Fehlende Abwicklungsregelungen für das Massengeschäft (z.B. Datenaustausch) und die nicht erfolgte Implementierung der Lastprofile standen diesem bisher im Weg.

2.2.2 Netzzugangsmodell

Die Hauptursache für den nicht aufkommenden Wettbewerb im Gassektor wird im Allgemeinen im nicht funktionsfähigen Netzzugangssystem der Verbändevereinbarungen gesehen (vgl. u.a. BMWA 2003a). Der Netzzugang auf der Ferngasebene basiert auf dem Kontraktpfadmodell. Danach muss der Transportkunde für die Belieferung eines bestimmten Endabnehmers in allen Netzen entlang des unterstellten Leitungswegs vom Einspeisepunkt zum Endkunden entsprechende Transportkapazitäten bei den jeweiligen Netzbetreibern buchen. Obwohl sich Ein- und Ausspeisungen zeitlich und räumlich im Gasnetz durchmischen, unterstellt dieses Zugangsmodell, dass jedem Handelsgeschäft ein konkreter physischer Transport von der Einspeise- zur Entnahmestelle zugeordnet werden kann („Punkt-zu-Punkt“-Durchleitung). Das praktizierte Kontraktpfadmodell weist jedoch viele gravierende Schwächen auf:

⁷ Die VV Gas I vom 4. Juli 2000 war zunächst bis zum 30. September 2001 befristet und wurde schließlich bis zum 30. September 2002 verlängert. Die anschließend gültige VV Gas II sah eine Laufzeit bis zum 30. September 2003 vor. Unterzeichnerverbände der Vereinbarungen VV Gas I und VV Gas II waren BDI, VIK, BGW und VKU. Die Kontrolle des tatsächlichen Verhaltens der monopolistischen Netzbetreiber übernahmen die deutschen Kartellbehörden im Rahmen ihrer ex-post-Missbrauchsaufsicht.

- Aufgrund der zahlreichen erforderlichen Einzelverträge und deren fehlender Standardisierung ist der Netzzugang mit hohen Transaktionskosten für die Händler verbunden, insbesondere dann, wenn für die Belieferung die Nutzung mehrerer Netze (eventuell sogar die Netze verschiedener Betreiber mit unterschiedlichen Gasqualitäten) unumgänglich ist. Einheitliche Prozeduren für die Herstellung der Interoperabilität der Netze liegen nicht vor. Die Verantwortung dafür liegt in den Händen der Netzkunden, also der Händler. Durch den hohen Abwicklungsaufwand ist das Kontraktpfadmodell daher für das Massengeschäft ungeeignet.
- Wegen der mit dem Kontraktpfadmodell einhergehenden Aufteilung des Kapazitätsmarktes in eine Vielzahl von Einzelstrecken kann ein liquider Sekundärmarkt, auf dem Kapazitätsrechte zwischen verschiedenen Netznutzern getauscht werden, nicht entstehen. Ein Handel von Kapazitätsrechten ist im Netzmodell der VV Gas II nur möglich, wenn sich Gegenparteien finden, die vom gleichen Einspeisepunkt aus den gleichen Ausspeisepunkt beliefern wollen. Das Zugangsmodell trägt maßgeblich zu einer Marktzersplitterung im Großhandelssegment und weiteren Bereichen bei, die für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wettbewerbs von essentieller Bedeutung sind.
- Auch die Voraussetzungen für einen Speicherwettbewerb sind auf dieser Basis nicht gegeben. Zudem ist die Herausbildung eines einheitlichen Marktes für System- und Netzhilfsdienste im Kontraktpfadmodell ausgeschlossen. Der Transportkunde zahlt für jedes Netz entlang des gebuchten Transportweges entsprechende Systemdienstleistungsentgelte.

Die Wegstreckenkomponente des Netzzugangs und die entsprechende entfernungsabhängige Gestaltung der Netzentgelte verhindern letztlich einen diskriminierungsfreien Netzzugang von Gashändlern.

Das praktizierte Netzzugangssystem weist jedoch noch weitere bedeutende Restriktionen auf, wie etwa die oftmals unvollständige und intransparente Informationsbereitstellung über die Nutzung und Auslastung der Netz- und Speicherkapazitäten. Detaillierte Netzkarten mit Angaben über Kopplungsstellen, Gasflussrichtungen, verfügbare Kapazitäten und tatsächliche Netzauslastung liegen nicht vor. Den Vergabeverfahren für die Netzkapazitäten fehlt es weitgehend an Transparenz und Marktkonformität. Auch die Regelungen des Bilanzausgleichs (Ausgleich der Mehr- und Mindermengen im Netz) sind hinsichtlich der eingeräumten Möglichkeiten bisher absolut unbefriedigend. Jedes Einzelgeschäft wird weitgehend separat bilanziert und mit dem jeweiligen Netzbetreiber abgerechnet. Dabei bestehen sowohl Unterschiede zwischen den Netzbetreibern als auch zwischen den drei Transportstufen. Eine Zusammenfassung zu Bilanzkreisen, die eine Saldierung der Differenzen einer Vielzahl verschiedener Einzelgeschäfte in einem Netzgebiet erlaubt, ist auf allen Ebenen faktisch ausgeschlossen. Die Netzkunden müssen die Abstimmung selber herbeiführen. Die Kostenbelastung der Händler ist dadurch enorm. Sie resultiert aber nicht nur aus den hohen Transaktionskosten des Bilanzausgleichs, sondern auch aus den sehr hohen Preisen für den eigentlichen Mehr-

oder Mindermengenausgleich. Als ein schwerwiegendes Problem hat sich zudem der wettbewerbliche Zugang zu Gasquellen, d.h. insbesondere zu Importen, herausgestellt. Die bestehenden Importverträge der etablierten Unternehmen weisen im Allgemeinen sehr langfristige Laufzeiten auf. Die Liquidität auf der Großhandelsstufe ist dadurch sehr gering. Neuen Anbietern stehen vor diesem Hintergrund kaum alternative Bezugsquellen zur Verfügung.

2.2.3 Netzentgeltberechnung

Für die Entgeltberechnung nach der VV Gas II wird zwischen zwei Netzebenen unterschieden: der Ferngasstufe und der Verteilerstufe. Auf der Ferngasstufe (überregional und regional) werden entsprechend dem praktizierten „Punkt-zu-Punkt“-Netzzugangsmodell entfernungsabhängige Leistungspreise für die gebuchte Kapazität berechnet (€/km/a). Die Ferngasversorger unterteilen dazu ihr Leitungsnetz in Streckenabschnitte, die sie mit bestimmten Punktzahlen als Basis für die entfernungsabhängigen Netzentgelte versehen. Aus der Summe der Punktzahlen auf der gebuchten Transportstrecke ergibt sich entsprechend der insgesamt zu entrichtende Leistungspreis. Dabei sieht die VV Gas II keine Überprüfung der Entgelte im Hinblick auf ihre Kostenorientierung vor. Einzig nicht weiter konkretisierte nationale und internationale Benchmarks sollten einen Orientierungspunkt für die Entgeltfindung auf der Ferngasstufe markieren.

Auf der Verteilerstufe gilt ein entfernungsunabhängiger Briefmarkentarif auf der Basis einer kostenorientierten Betrachtung. Der dazu verwendete Leitfadensatz zur Kostenbestimmung lehnt sich zwar innerlich an den Kalkulationsleitfadensatz der VV Strom II+ an, weist jedoch einige gravierende Unterschiede auf: Er enthält keine Regelungen für eine Kostenzuordnung nach Netzebenen und setzt den kalkulatorischen Eigenkapitalzins mit 7,8% an. Nach der VV Gas II ist zudem eine individuelle Kalkulation der einzelnen Unternehmen nicht erforderlich. Grundlage der Entgeltberechnung auf der Verteilerstufe sind nicht die unternehmensindividuellen Kosten. Die individuellen Netztarife einzelner Gasversorgungsunternehmen werden vielmehr auf der Basis eines Durchschnittswertes einzelner, ausgewählter Netzbetreiber („Anhaltswerte“) festgelegt. Die Auswahl der Unternehmen für die Durchschnittsbildung erfolgt vollkommen unabhängig von Effizienzüberlegungen. Da auch ein Vergleichsverfahren – etwa entsprechend der VV Strom II+ – nicht vorgesehen ist, werden mit der VV Gas II keinerlei Effizienzanreize gegeben.

2.3 Der veränderte europäische Rechtsrahmen

Am 26. Juni 2003 haben der Rat der Europäischen Union und das Europäische Parlament die Beschleunigungsrichtlinie für den Binnenmarkt für Gas (2003/55/EG) erlassen. Danach müssen die Gasmärkte spätestens bis zum 1. Juli 2004 für alle Nicht-Haushaltskunden und spätestens ab dem 1. Juli 2007 für alle Endverbraucher in den

Mitgliedstaaten vollständig geöffnet sein. Mit der Modifikation der Gasrichtlinie soll die EU-weite Liberalisierung vorangetrieben und der derzeit mangelnden Reziprozität der Öffnung in den Mitgliedstaaten begegnet werden.⁸ Für Deutschland ergeben sich durch die gebotene Umsetzung der neuen Gasrichtlinie in nationales Recht notwendige gesetzliche Änderungen des Energierechts, wie u.a. die Novellierung oder Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und zugehöriger Verordnungen (insbesondere für den Netzzugang und die Netzentgelttarifizierung). Die Beschleunigungsrichtlinie schließt die zuvor gegebene Möglichkeit einer privatwirtschaftlichen Regelung der Netzzugangskonditionen im Rahmen des verhandelten Netzzugangs aus, so dass der deutsche Sonderweg künftig ausgeschlossen ist. Gemäß Art. 25 der Gasrichtlinie müssen die EU-Mitgliedstaaten eine oder mehrere zuständige Stellen mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde betrauen (regulated Third Party Access, rTPA). In Deutschland wird diese Position zukünftig von der REGTP wahrgenommen, die sich bereits als Regulierer der deutschen Telekommunikations- und Postmärkte bewährt hat. Ihre Kernaufgabe liegt in der Sicherstellung von Nichtdiskriminierung, echtem Wettbewerb und effizientem Funktionieren des Marktes. Dieses beinhaltet sowohl ex-ante- als auch ex-post-Befugnisse.

Eine wichtige Aufgabe der REGTP stellt die Überwachung der Entflechtungsvorschriften dar.⁹ Die modifizierten Richtlinien konkretisieren und verschärfen die Maßgaben zur wirksamen Trennung des Netzbetriebs von den sonstigen betrieblichen Funktionen vertikal integrierter Gasversorgungsunternehmen. Die Beschleunigungsrichtlinie sieht ein buchhalterisches, informatorisches, organisatorisches und rechtliches Unbundling für diese Unternehmen vor, sofern sie mehr als 100.000 Kunden versorgen. Durch die – gegenüber der bisherigen Gasrichtlinie – weitergehende unternehmensrechtliche Entflechtung (Legal Unbundling) sollen die verschiedenen Bereiche des Unternehmens noch stärker voneinander separiert werden. Die Eigentumsrechte werden dadurch jedoch nicht angetastet. Die Beschleunigungsrichtlinie sieht ein entsprechendes Ownership Unbundling der vertikal integrierten Unternehmen nicht vor. Der aktuelle Entwurf des novellierten EnWG folgt weitgehend dieser Maßgabe: die dort aufgestellten Entflechtungsvorschriften gehen im Wesentlichen nicht über die europarechtlichen Mindestanforderungen hinaus.

2.4 Die Neuordnung des deutschen Netznutzungsregimes

Der Entwurf für die Neuregelung des EnWG lässt die Frage des Netzzugangsmodells und der Netzentgeltbestimmung offen und enthält stattdessen eine umfangreiche

⁸ Während z.B. die Gasmärkte u.a. in Deutschland und Großbritannien bereits längere Zeit vollständig liberalisiert sind, sind sie in vielen anderen Mitgliedstaaten der EU bisher nur teilweise für den freien Wettbewerb geöffnet.

⁹ Mit den Regeln zur Entflechtung soll der Anreizproblematik vertikal integrierter Versorger begegnet werden, Dritte beim Zugang zu den monopolistischen Transport- und Verteilernetzen zu diskriminieren. Im Extremfall könnten die Netzbetreiber Konkurrenten den Netzzugang verweigern oder ihnen diesen nur gegen ein prohibitiv hohes Entgelt gestatten.

Verordnungsermächtigung an das BMWA. Der Verordnungsentwurf für den Zugang zu den deutschen Gasnetzen sieht dabei die Einführung eines Entry-Exit-Systems vor. Danach werden keine Leitungspfade gebucht und tarifiert, sondern unabhängig voneinander die jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkte. Die Nutzung der Kapazitäten ist nicht an einzelne Transaktionen oder an einen fiktiven Transportweg gebunden. Eine gebuchte Ausspeisekapazität kann mit Einspeisungen an unterschiedlichen Punkten kombiniert werden. Ebenso können Einspeisepunkte unabhängig vom Ausspeisepunkt nominiert werden. Die Festsetzung der Entgelte erfolgt spezifisch für jeden einzelnen Einspeise- und Entnahmepunkt. Die Netznutzungsrechte sind dadurch grundsätzlich fungibel, so dass dieses System die Etablierung eines liquiden Gashandelsmarktes erlaubt. In diesem können Gas, erforderliche Kapazitätsrechte und entsprechende netzbezogene Dienstleistungen ohne wesentliche Einschränkungen gehandelt werden. Erste Erfahrungen mit einem Netzzugangsmodell auf der Grundlage eines Exit-Entry-Systems macht seit dem 1. Juli 2004 der Gasversorger BEB. Im Rahmen des so genannten „Marathon-Verfahrens“¹⁰ hat sich BEB gegenüber der EU-Kommission zur Einführung eines solchen Netzzugangsregimes verpflichtet. Auch E.ON Ruhrgas hat im Zuge dieses Verfahrens zum 1.11.2004 ein Netzzugangsmodell einschließlich der vertraglichen Regelungen veröffentlicht. Das Ruhrgas-Modell weist zwar auch Entry-Exit-Komponenten auf, unterscheidet sich in wichtigen Detailfragen jedoch ganz erheblich vom BEB-Konzept.

Eine große Bedeutung im Rahmen eines Entry-Exit-Modells kommt der Anzahl der gaswirtschaftlichen Regelzonen zu. Eine Regelzone umfasst einen möglichst großen Teil des Gesamtnetzes, innerhalb dessen der mögliche Gasaustausch nicht dauerhaft durch netztechnische Restriktionen (z.B. Engpässe, unterschiedliche Gasqualitäten, begrenzte Interoperabilität) eingeschränkt wird. Die Regelzone fungiert als Handelsplatz, zu dem Nutzer durch den Erwerb von Einspeise- und Ausspeiserechten Zugang erhalten. Existieren innerhalb des landesweiten Gasnetzes mehrere Regelzonen, hängt die Funktionsfähigkeit eines entsprechenden Exit-Entry-Zugangsmodells wesentlich vom Kooperationsverhalten der Betreiber benachbarter bzw. vor- und nachgelagerter Netze ab. Hier liegt ein Hauptkritikpunkt am aktuellen Entwurf der Netzzugangsverordnung. Dieses sieht kein netzübergreifendes Entry-Exit-System vor, d.h. die Eigentumsgrößen der einzelnen Netzbetreiber werden strikt beachtet. Darüber hinaus soll bei technisch begründeten Engpässen die Bildung von Teilnetzen zulässig sein. Gerade hierdurch droht eine weitere Marktzersplitterung. Mit der Vielzahl der dann entstehenden Zonen würde kaum eine ausreichende Marktliquidität für eine Gasbörse geschaffen werden. Zudem gehen Vorteile aus dem Bilanzausgleich verloren. Die Möglichkeiten einer zusammenfassenden Bilanzierung von Einzelgeschäften über ein möglichst weit abge-

¹⁰ Auslöser dieses Verfahrens gegen fünf europäische Gasversorgungsunternehmen (BEB, Thyssengas, Ruhrgas, Gasunie, GdF) war eine Beschwerde des US-amerikanischen Unternehmens Marathon aufgrund von Zugangsverweigerungen zu kontinentaleuropäischen Gasleitungen in den Jahren 1989 und 1995.

stecktes Marktgebiet werden maßgeblich beschnitten. Eine bedeutende Marktschranke für potentielle Newcomer bliebe dadurch weitgehend erhalten.

Ebenso kritisch wie das entworfene Netzzugangskonzept ist der Entwurf der Entgeltverordnung Gas aufgenommen worden. Diese nimmt die Betreiber von Ferngasnetzen von einer kostenorientierten Preiskontrolle aus. Die Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte soll lediglich auf der Grundlage eines jährlichen Vergleichsverfahrens durchgeführt werden, wobei auch ausländische Netzbetreiber mit einbezogen werden können. Genaue methodische Vorgaben werden nicht gemacht. Auf der Verteilerstufe sieht der Entwurf zur Netzentgeltverordnung eine kostenbasierte Ermittlung vor. Die Netzentgeltbestimmung soll durch ein Vergleichsverfahren auf der Grundlage von Strukturklassen (Einteilung nach der Absatzdichte und nach der Belegenheit in Ost oder West) unterstützt werden. Im Rahmen des Cost-plus-Ansatzes soll das Eigenkapital kalkulatorisch mit 7,8% verzinst werden. Methodische Grundlage für die Ermittlung der Kapitalkosten soll dabei das Konzept der Nettosubstanzerhaltung sein.

Ob mit den vorgesehenen Netzzugangs- und Entgeltregelungen in der jetzigen Form tatsächlich die erhoffte Intensivierung des Wettbewerbs erreicht werden kann, erscheint zunächst fraglich. Insbesondere nach Auffassung der Interessenvertreter aus der Gaswirtschaft sind weitergehende regulatorische Optionen für Deutschland nicht umsetzbar. Begründet wird dieses regelmäßig mit den Besonderheiten des deutschen Gasmarktes, wie etwa dem Transport unterschiedlicher Gasqualitäten, den in manchen Gebieten zum Teil parallel verlaufenden Netzen der Ferngasgesellschaften und der hohen Anzahl an Marktteilnehmern auf der Transport- und Verteilerstufe. Die Argumentation bleibt jedoch häufig an der Oberfläche. Ein detaillierter Blick auf die Wettbewerbs- und Regulierungsbedingungen ausgesuchter europäischer Staaten soll nachfolgend offen legen, ob die deutschen Marktbesonderheiten tatsächlich die Verwendung weitergehender Regulierungsmodelle ausschließen.

3 Gasmärkte und Regulierungsmodelle im europäischen Ausland

3.1 Auswahl der Vergleichsländer

Nach der Darstellung des Status quo des deutschen Gasmarktes und dem bisherigen deutschen Regulierungsdesign werden nachfolgend die Marktbedingungen und Regulierungsdesigns in ausgesuchten europäischen Gasmärkten analysiert. Die Auswahl der Länder erfolgt vor dem Hintergrund, dass sich aus den dort gewonnenen Erfahrungen möglichst aufschlussreiche Rückschlüsse für das zukünftige deutsche Regulierungsmodell ziehen lassen. Da sich die physischen Ausgangssituationen, die Marktstrukturen und die Regulierungsformen in den europäischen Staaten zum Teil wesentlich unterscheiden, werden insgesamt sechs europäische Länder betrachtet: Großbritannien besitzt die längsten Erfahrungen mit der Liberalisierung im Gassektor und weist innerhalb der EU die höchste Wettbewerbsintensität im Gasmarkt auf. In den Niederlanden und Frankreich existieren, wie in Deutschland, unterschiedliche Gasqualitäten, Österreich und Italien besitzen hinsichtlich ihrer strukturellen Marktbedingungen Parallelen zum deutschen Gasmarkt. Der junge, expandierende Gasmarkt in Spanien ist seit 2003 vollständig geöffnet und hat seither nichts von seiner Wachstumskraft eingebüßt. Die Klärung der Frage, welchen Einfluss hierauf der veränderte regulatorische Rahmen hat, kann auch wichtige Erkenntnisse für die deutschen Markt- und Regulierungsverhältnisse liefern.

Tabelle 1: Gasmärkte in den Vergleichsländern

Land	Jahresverbrauch (2003 in Mrd. m ³)	Marktöffnung zu 100% seit/bis	Anzahl der Netzbetreiber	
			Transport	Verteilung
Deutschland	85,5	April 1998	5	ca. 700
Großbritannien	95,3	Mai 1998	1	1
Niederlande	39,3	Juli 2004	1	24
Österreich	8,6	Oktober 2002	3	20
Italien	71,7	Januar 2003	2	814
Frankreich	43,8	Juli 2007	2	21
Spanien	23,8	Januar 2003	1	26

3.2 Großbritannien

3.2.1 Marktübersicht

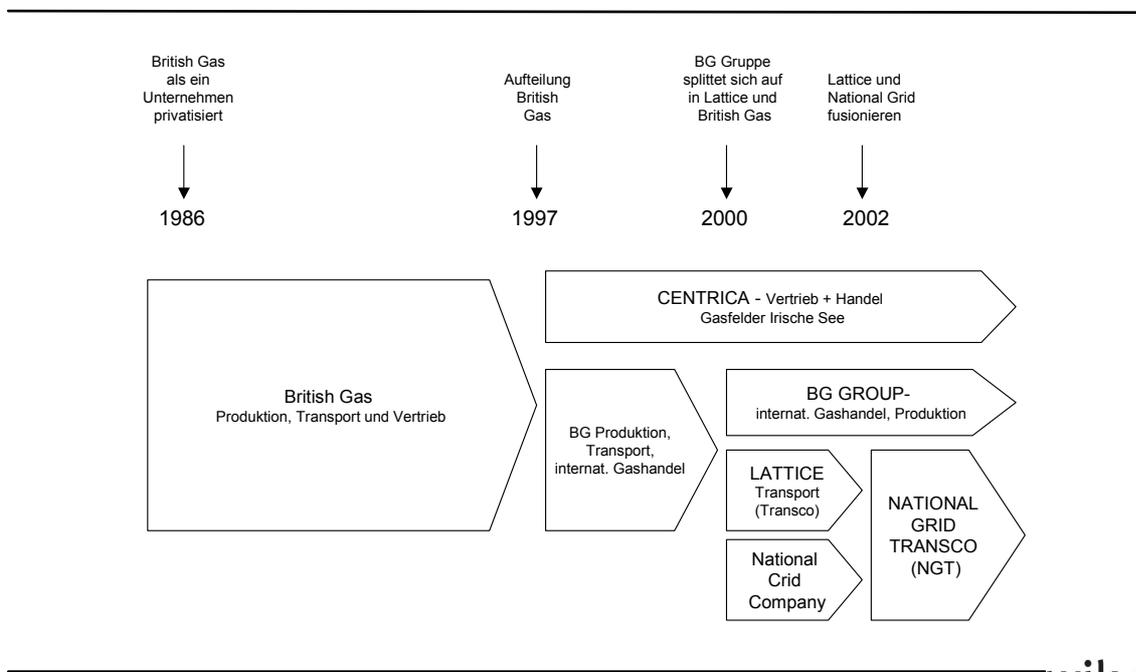
Mit einem Gasverbrauch von 95,3 Mrd. m³ im Jahr 2003 stellt Großbritannien noch vor Deutschland den größten Gasmarkt Europas. Nachdem die Nachfrage zwischen den Jahren 1993 und 2002 um 37% angestiegen war, stagnierte die Nachfrageentwicklung allerdings zuletzt. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch liegt bei 38% (vgl. BP 2004). Größte Verbrauchsgruppe sind die Haushalte mit einem Anteil von 35,4%, gefolgt von den Kraftwerken mit 34,4%, industrielle Verbraucher mit 17,3% und Gewerbetreibenden mit 10,7% (vgl. Eurogas 2004). Etwa 8% des Gasverbrauchs wurden im Jahr 2003 aus Importen, größtenteils aus Norwegen, gedeckt. Insgesamt ist Großbritannien aber ein Nettoexporteur (vgl. IEA 2004). Großbritannien ist innerhalb der EU nicht nur größter Gasverbraucher, sondern zur Zeit auch noch größter Gasproduzent. Die Förderfelder liegen fast ausschließlich auf dem offenen Meer, und zwar überwiegend in der Nordsee, aber auch in der Irischen See sowie im Nordatlantik westlich der Shetland-Inseln. Verschiedene internationale Unternehmen (u.a. BP, Shell, ExxonMobil, Total, ConocoPhillips) fördern das Gas und transportieren es durch Offshore-Leitungssysteme an die Küste zu einem der sieben Anlandeterminals: Bacton, Theddlethorpe, Easington, Teeside (alle an der Ostküste Englands), St. Fergus (im Nordosten Schottlands), Burton Point (in Nord-Wales) sowie Barrow (im nordwestlichen England). Die meisten britischen Förderfelder werden auf absehbare Zeit aber erschöpft sein. Die Wahrscheinlichkeit, neue Gasfelder erschließen zu können, gilt als gering. Vor diesem Hintergrund prognostizieren verschiedene Untersuchungen in den nächsten Jahren einen Nettoimport von Gas nach Großbritannien (vgl. u.a. EIA 2004c).

Seit Oktober 1998 ist Großbritannien durch die Bacton-Zeebrugge-Pipeline (Interconnector) mit Kontinentaleuropa verbunden. Während in den ersten Betriebsjahren fast ausschließlich ein Verbindungsstrom vorherrschte und britisches Gas auf das kontinentale Festland gelangte, hat der Anteil des Gasflusses in die umgekehrte Richtung in den letzten Jahren sukzessive zugenommen. Vor diesem Hintergrund ist der Bau weiterer Pipelines zwischen Großbritannien und Kontinentaleuropa geplant (u.a. Pipelineverbindungen zu den Niederlanden, Norwegen und Russland). Um dem zukünftigen Importbedarf gerecht zu werden, beabsichtigt Grain LNG, ein Tochterunternehmen der Netzholdinggesellschaft National Grid Transco (NGT), an der Themsemündung ein LNG-Importterminal zu errichten und zu betreiben. Darüber hinaus bemühen sich zur Zeit zum einen ExxonMobil und Qatar Petroleum sowie zum anderen die niederländische Petroplus und die BG Holding (eine gemeinsame Tochter von Petronas und British Gas), jeweils um eine Genehmigung zum Bau eines LNG-Terminals in Milford Haven, im Südwesten von Wales (vgl. EIA 2004c).

Auf den nachgelagerten Produktionsstufen weist der britische Gasmarkt deutlich andere Marktstrukturen als Deutschland auf. Bis zu seiner Privatisierung 1986 war das zuvor

staatliche Gasunternehmen British Gas (BG), das vertikal integriert von der Förderung bis zur Lieferung an Endkunden über die gesamten Stufen der Gasindustrie tätig war, einziger Gasversorger Großbritanniens. Es besaß eine Monopsonstellung im Gaseinkauf sowie ein staatlich geschütztes Monopol bei Transport, Verteilung, Vertrieb und Handel von Gas. BG wurde nach seiner Privatisierung zunächst restrukturiert und 1997 schließlich in zwei Unternehmen gespalten (siehe Abbildung 2): Centrica erhielt die Gasfelder in der Irischen See und übernahm den Gasvertrieb und -handel. Für ihre Aktivitäten in der Gasversorgung bekam Centrica zudem die Marke „British Gas“ zugesprochen. Die neue BG übernahm die upstream-Geschäftsfelder Exploration, Produktion und internationalen Gashandel. Zudem wurde das zuvor rechtlich ausgegliederte Tochterunternehmen Transco, welches die Gasnetze und Speichieranlagen betrieb, BG zugeordnet (vgl. EIA 2004c). Im Jahr 2000 wurde von der nach Restrukturierungen von BG entstandenen Dachgesellschaft BG Group die Lattice Gruppe abgespalten, deren Tätigkeitsschwerpunkt im nationalen Gastransport lag und die folglich auch Transco übernahm. Im April 2002 schließlich fusionierte Lattice mit der National Grid Company (NGC), dem Eigentümer und Betreiber des Stromübertragungsnetzes in England und Wales, zu NGT. Innerhalb dieser Holdinggesellschaft stellen der elektrische Netzbetreiber NGC und der Gasnetzbetreiber Transco separate juristische Personen dar.

Abbildung 2: Entflechtung von British Gas im Zeitablauf



Als Folge der Marktöffnung und des entstandenen Wettbewerbs wird der nachgelagerte britische Gasmarkt heute nicht mehr durch ein vertikal integriertes Gasunternehmen

dominiert. Er umfasst vielmehr mehrere Gastransportunternehmen, die Gasleitungen auf dem britischen Festland betreiben sowie eine Vielzahl an Gasgroßhändlern (so genannte Shipper), die Gas von Offshore-Erzeugern erwerben und es an diverse Gasversorgungsunternehmen veräußern. Letztere verkaufen das Gas schließlich weiter an die Endverbraucher.¹¹ Anders als im Großhandel und in der Endversorgung besteht beim Gastransport allerdings kein Wettbewerb. Transco besitzt hier als Eigentümer des ‚Altnetzes‘ ein de facto Monopol. Neben Transco gibt es 14 weitere lizenzierte unabhängige Verteilernetzbetreiber, deren Netze erreichen aber nur knapp 1,5% der insgesamt in Großbritannien angeschlossenen Kunden (vgl. OFGEM 2002a).¹² Neben dem allein von Transco betriebenen britischen Transportnetz befindet sich auch das Verteilernetz fast ausschließlich im Eigentum von Transco (vgl. OFGEM 2004). Für Regulierungszwecke hat Transco sein Verteilernetz buchhalterisch in acht regionale Teilnetze aufgliedert:¹³ Schottland, Nordengland, Nordwestengland, Ostengland, West Midlands, Wales & Südwestengland, Südengland sowie Nord-London. In Nordirland war Erdgas bis vor kurzem nicht verfügbar. Dieses änderte sich erst, als 1996 eine Pipeline zwischen Nordirland und dem Südwesten Schottlands fertig gestellt wurde. Zwar existieren auch zwei parallel verlaufende Pipelines zwischen Schottland und der Republik Irland. Eine Verbindung des nunmehr im Aufbau befindlichen nordirischen Gasnetzes mit dem irischen Netz besteht allerdings bis heute nicht. Der Anteil der nordirischen Bevölkerung und Unternehmen, die Zugang zur Gasversorgung haben, ist dadurch weitaus geringer als in England, Wales und Schottland (nachfolgend: britischer Gasmarkt). Lediglich in Belfast und dem Gebiet um Larne besteht bislang die Möglichkeit, Erdgas zu beziehen.

Das britische Gasnetz (siehe Abbildung 3) hatte zu Beginn des Jahres 2003 eine Länge von ca. 281.400 km, mit 19.400 km auf der Transportstufe und 262.000 km auf der Verteilerstufe (vgl. Eurogas 2004). Im britischen Netz wird nur eine Gasqualität transportiert und gehandelt. Das gesamte Transportnetz fungiert als ein virtueller nationaler Marktplatz (National Balancing Point, NBP), so dass eingespeistes Gas ohne Restriktionen kurzfristig gehandelt und weiterverkauft werden kann, was bislang zu einem stetig steigenden Umschlagsvolumen geführt hat.¹⁴ Großbritannien verfügt darüber hinaus über neun bedeutende Speichereinrichtungen (darunter fünf LNG-Anlagen). Die Speicher sind hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse und der räumlichen Verteilung relativ stark konzentriert. Der Offshore-Speicher Rouge, im Eigentum und betrieben von Centrica, macht allein ca. 80% der britischen Speicherkapazitäten aus (vgl. EIA 2004c). Die Speicherkapazität deckt zur Zeit nur etwa 8% des Jahresverbrauchs ab (vgl. BMWA

¹¹ Zum Teil fungieren die Shipper aber nicht nur als reine Reseller, sondern verkaufen das Gas auch direkt an industrielle Großkunden.

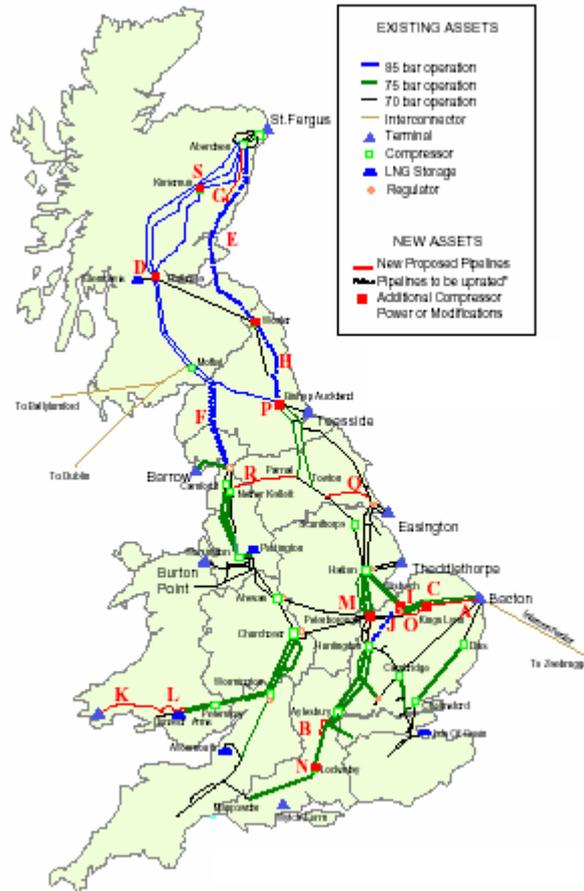
¹² Eine Liste aller lizenzierten Netzbetreiber in Großbritannien findet sich auf der Homepage der Regulierungsbehörde (<http://www.ofgem.gov.uk>).

¹³ Zum Verteilernetz zählen in Großbritannien alle Pipelines mit einem Betriebsdruck kleiner als 38 bar.

¹⁴ An diesem fiktiven Handelsort innerhalb des Netzes kann sämtliches Gas, welches in das Netz eingespeist wird, zwischen den Marktteilnehmern getauscht werden. Dem NBP kommt dabei insbesondere im Rahmen des Bilanzausgleichs eine große Bedeutung zu. Siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.3.

2003b, 12). Mit der zukünftig erwarteten steigenden Exportabhängigkeit der britischen Gasversorgung ist mit einer deutlichen Aufstockung der Speicherkapazitäten zu rechnen.

Abbildung 3: Das britische Transportnetz

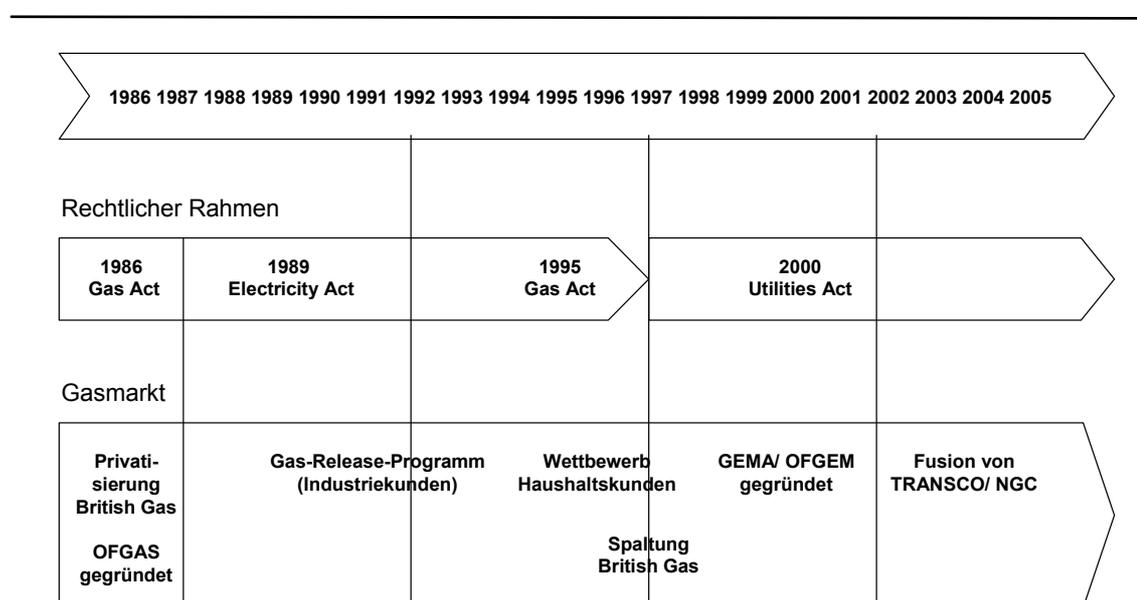


Quelle: NGT (2003).

3.2.2 Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde

Erste Reformschritte zur Liberalisierung des britischen Gasmarktes erfolgten bereits in den 1980er Jahren (siehe Abbildung 4).¹⁵ Mit der Verabschiedung des Gas Act im Jahre 1986 wurde die Struktur des britischen Gassektors grundlegend verändert. Das öffentliche, vertikal integrierte Unternehmen British Gas, das von der Gasförderung bis zur Kundenbelieferung auf allen Wertschöpfungsstufen aktiv war, wurde privatisiert. Gleichzeitig wurde eine Regulierungsbehörde eingerichtet, das Office of Gas Supply (OFGAS).¹⁶

Abbildung 4: Zeitlicher Wandel der regulatorischen Rahmenbedingungen



¹⁵ Der junge Gasmarkt in Nordirland ist dem Wettbewerb bisher noch vollständig verschlossen. Dem Unternehmen Phoenix Natural Gas wurde eine Exklusivlizenz erteilt, um ihnen den Aufbau möglichst weitreichenden Netzwerkes zu ermöglichen. Es ist geplant, den Markt für Großabnehmer spätestens ab 2008 zu öffnen. Fünf Jahre später sollen dann auch kleinere Gewerbe- und Haushaltskunden die Möglichkeit erhalten, frei über ihren Gasversorger zu entscheiden. Zuständige Regulierungsbehörde ist hier das *Office for the Regulation of Electricity and Gas* (OFREG). Sie untersteht der *Northern Ireland Authority for Energy Regulation* (NIAER), die die Richtlinien der Regulierung vorgibt und in diesem Rahmen die strategischen Entscheidungen trifft.

¹⁶ Bereits mit dem Oil and Gas Enterprise Act aus dem Jahre 1982 wurde versucht, Wettbewerb im britischen Gasmarkt zu stimulieren. Dieses Gesetz gab Newcomern das Recht, das bestehende Gasnetzwerk zu nutzen und Kunden mit einem Jahresverbrauch über 25.000 Therm zu beliefern. Da potentielle neue Konkurrenten aber weder Gas über den Großhandelmarkt oder direkt von den Produzenten beziehen konnten noch Zugang zu den Transport- und Verteilernetzen erhielten, verpuffte dieses Gesetz wirkungslos. Es gab nicht einen einzigen Marktzutritt (vgl. Oxera 2000). Da auch der Gas Act 1986 das Problem des Gasbezugs nicht lösen konnte und die Netzzugangsbedingungen zunächst intransparent und diskriminierend blieben, traten erst 1990 erste Wettbewerber von BG in den Markt. Zunächst waren dies ausnahmslos Tochtergesellschaften von Gasproduzenten. Mit der Durchführung eines Gas-Release-Programms erhielten schließlich auch unabhängige, kleine Gashändler die Chance zum sofortigen Markteintritt. Vgl. Millgramm (1996, 21 – 25).

Der britische Gasmarkt wurde zunächst nur für Industriekunden geöffnet, während Haushaltskunden von der Marktöffnung vorerst ausgeschlossen blieben. Erst mit der Verabschiedung des novellierten Gas Acts im Jahre 1995 wurde der Weg zur vollständigen Marktöffnung bereitet. Ab April 1996 wurde der Wettbewerb innerhalb von zwei Jahren schrittweise auch für Haushaltskunden und kleinere Industrie- und Gewerbetunden mit einem Jahresverbrauch bis zu 2.500 Therm (73.200 kWh) eingeführt. Der freie Marktzugang wurde Haushalts- und kleinen Gewerbetunden zunächst nur in einzelnen regionalen Gebieten ermöglicht: Devon, Cornwall und Teile von Somerset in Südwestengland waren im April 1996 die ersten Regionen, in denen auch die nicht-industriellen Kunden ihren Gasversorger autonom wählen konnten. Seit Mai 1998 ist schließlich der gesamte britische Gasmarkt vollständig liberalisiert. Alle Kunden innerhalb Großbritanniens können seitdem – unabhängig von der Menge ihres Verbrauchs – frei über ihren Gasversorger entscheiden. Eine Anpassung des britischen Regelungsrahmens als Reaktion auf die Beschleunigungsrichtlinie Gas (2003/55/EG) war nicht erforderlich. Das britische System erfüllt ohne Einschränkungen deren Bestimmungen und Mindestvorgaben.

Zuständige Regulierungsbehörde sowohl für den britischen Gasmarkt als auch für den Stromsektor ist das *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM). OFGEM entstand aus der Zusammenlegung des Office of Gas Supply (OFGAS) und des Office of Electricity Regulation (OFFER) im Jahre 1999. Entsprechend werden die Aufgaben und Zuständigkeiten von OFGEM durch den Gas Act von 1986, den Electricity Act von 1989, den Competition Act von 1998 sowie den Utilities Act von 2000 vorgegeben. Das Hauptziel von OFGEM besteht darin, effektiven Wettbewerb auf dem Gasmarkt sicherzustellen und die Interessen der Verbraucher zu vertreten.¹⁷ Dazu vergibt der Regulierer Lizenzen an solche Unternehmen, die im Energiesektor – sei es im Bereich der Erzeugung, des Transports, der Verteilung oder des Vertriebs – tätig sind bzw. tätig werden wollen. Die Lizenzvergabe ist an klar definierten Bedingungen gebunden. OFGEM ist befugt, diese Lizenzverpflichtungen durchzusetzen und bei Nichteinhaltung Strafen zu verhängen. Darüber hinaus fallen die Entwicklung von Markt- und Netzzugangsregeln, die Regulierung der Netzentgelte, die Aufsicht über den Mess- und Abrechnungsmarkt, die Funktion als Schlichtungsstelle sowie die Gewährleistung umfangreicher Verbraucherinformationen in den Verantwortungsbereich des Regulierers. Der Fokus der Regulierungstätigkeit von OFGEM liegt somit eindeutig im monopolistischen Netzbereich, d.h. dem Gastransport und der Gasverteilung. In den vor- und nachgelagerten wettbewerblichen Marktsegmenten übernimmt OFGEM lediglich eine Überwachungsfunktion und unterstützt die britische Kartellbehörde (*Office of Fair Trading*).

¹⁷ Beim Schutz der Konsumenteninteressen wird OFGEM durch den Verbraucherverband Energywatch unterstützt. Energywatch wird aus Lizenzentnahmen finanziert und kann Vorschläge zum speziellen Schutz der Verbraucherbelange unterbreiten. Die Mitglieder dieses unabhängigen Verbraucherverbandes werden vom britischen Handels- und Industrieministerium (Department of Trade and Industry, DTI) ernannt.

OFGEM untersteht formal einem Regulierungsrat, der im Jahr 2000 mit dem Utilities Act gebildeten *Gas and Electricity Markets Authority* (GEMA). Diese Aufsichtskommission setzt sich aus mindestens drei Personen zusammen. Alle Mitglieder werden vom Minister für Handel und Industrie ernannt. Neben dem Vorsitzenden bilden zur Zeit fünf Exekutivmitglieder aus der Führung von OFGEM sowie acht unabhängigen Mitglieder mit besonderem akademischen, geschäftlichen, finanziellen bzw. gesellschaftlichen Fachhintergrund dieses Gremium. Die GEMA entscheidet über die grundlegende Strategie und die Richtlinien der Regulierungstätigkeit, überlässt die operative Umsetzung aber weitgehend OFGEM.¹⁸ Die letzte Verantwortung für die Regulierung des britischen Gasmarktes trägt schließlich der britische Handels- und Industrieminister.

3.2.3 Netzzugang

In Großbritannien benötigen alle Marktakteure eine Lizenz, die von der Regulierungsbehörde OFGEM erteilt wird. Der Erhalt einer Transportlizenz für die Beförderung von Gas durch das britische Rohrleitungsnetz ist an zwei Bedingungen geknüpft: Zum ersten ist es einem Netzbetreiber untersagt, zusätzlich zum Netzbetrieb eine Liefer- oder Versorgungslizenz zu besitzen. Damit soll allen Marktteilnehmern ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Gasleitungen sichergestellt werden. Zum zweiten ist der Gastransporteur dazu verpflichtet, einen Netzcode zu veröffentlichen. In diesem legt er die Regeln und Bestimmungen für den Netzzugang und die Netznutzung fest. Der Netzcode umfasst dabei den Gesamtprozess vom Moment der Zulieferung des Gases von der Küste bis hin zur Verbrauchsstelle des Kunden. Jeder Netzcode muss durch die Regulierungsbehörde OFGEM genehmigt werden. Erfüllt ein Marktakteur die im Netzcode festgelegten Kriterien, muss ihm der Transporteur Zugang zum Netz gewähren.¹⁹ Transco musste erstmalig 1996 einen solchen Netzcode vorlegen. Als Ausdruck der sich wandelnden Rahmenbedingungen und des flexiblen, evolutiven Regulierungsverständnisses ist der ursprüngliche Code seitdem bereits mehrere hundert Male modifiziert worden.²⁰

Der Netzzugang basiert in Großbritannien auf der Basis eines Exit-Entry-Systems, d.h. es müssen nicht bestimmte Leitungspfade für die Durchleitung gebucht werden. Stattdessen werden Einspeise- und Ausspeisepunkte separat gebucht und abgerechnet. Bevor Lieferanten also Gas durch das Transportnetz leiten dürfen, müssen sie die dazu erforderlichen Netzkapazitäten erworben haben, und zwar sowohl für den Einspeisepunkt als auch für den oder die Ausspeisepunkte des nationalen Transportnetzes bzw. der lokalen Verteilerzonen. Ausspeisekapazitäten werden dem Netzkunden durch den

¹⁸ Die Kompetenzen von GEMA und OFGEM erstrecken sich jedoch nur auf das Gasnetz an Land. Regulierungsfragen, die die Weiterleitung des Gases von der Förderplattform auf offener See zum Landekopf auf dem Festland (Offshore-System) betreffen, fallen direkt in die Zuständigkeit des DTI.

¹⁹ Inhaltlich gleich der Netzcode somit den Bestimmungen einer Netzzugangsverordnung.

²⁰ Der Speicherzugang war in Großbritannien zunächst ebenfalls reguliert. Im Zuge der Entwicklung eines liquiden Marktes wurde er inzwischen aber freigegeben.

Netzbetreiber Transco zugeteilt. Als Grundlage der Zuteilung dient das erstellte Abnahmeprofil für jeden Ausspeisepunkt des Netzkunden. Die Vergabe der Einspeisekapazitäten erfolgt dagegen im Rahmen eines Versteigerungsprozesses, wodurch die Zugangsrechte entsprechend dem marktwirtschaftlichen Paradigma streng nach Zahlungsbereitschaften vergeben werden. Die Auktionen für monatliche Einspeisekapazitäten finden im halbjährlichen Rhythmus statt.²¹ Gebote für tägliche Einspeisekapazitäten sind bis eine Woche vor dem Nutzungstermin einzureichen. Werden kurzfristig zusätzliche Kapazitäten für den täglichen Bedarf frei, benennt Transco einen Zuteilungszeitraum für den Vortag. Die noch freien Kapazitäten werden entsprechend den hier abgegebenen Gebotspreisen zugeteilt.

Gaslieferanten können Einspeisekapazitäten aber nicht nur durch den beschriebenen Auktionsprozess erwerben, sondern können diese auch von anderen Netzkunden auf dem sekundären Kapazitätenmarkt beziehen. Geschäfte zwischen den Lieferanten finden auf bilateraler Ebene statt. Dafür bietet sich der On-the-day-Commodity-Market (OCM) als Handelsplattform für Spotmarktgeschäfte an.²² Dieses ist ein betriebsfähiges elektronisches Handelssystem, geleitet von einem unabhängigen Makler (vormals EnMO, nun APX Gas). Die mit dem Handel verbundene Übertragung der Gasrechte findet dann i.d.R. innerhalb des NBP statt.

Die Netzkunden müssen Transco darüber informieren, wie viel Gas sie in das Netz einspeisen bzw. ausspeisen werden. Dieses erfolgt mittels der Einreichung von Nominierungen (Mengenmeldungen). Der Netzcode legt fest, welche Informationen die Nominierungen enthalten müssen, und schreibt vor, zu welcher Uhrzeit die Nominierungen am Tag vor dem Gasfluss an Transco übergeben werden müssen. Bis 16 Uhr des Abgabtags dürfen die Netzkunden ihre eingereichten Nominierungen durch Renominierung abändern. Bis dahin müssen auch die Vertragspartner kurzfristiger OCM-Geschäfte bei Transco die korrekte Nominierung oder Renominierung einreichen. Nach Abschluss dieser Frist stellt Transco unter Berücksichtigung möglicher Netzrestriktionen einen Plan auf, wie das nominierte Gas in das Netz ein- bzw. auszuspeisen ist.

Das gesamte Transport- und Verteilernetz bildet eine landesweite Regelzone. Transco ist dafür verantwortlich, dass das Gasnetz im Gleichgewicht bleibt und sowohl sicher als auch effektiv arbeitet. Die Lieferanten sind dabei verpflichtet, den Gasfluss gleichmäßig über die 24 Stunden auf den Tag zu verteilen. Transco führt einen täglichen Bilanzausgleich durch, d.h. das eingespeiste Gasvolumen eines Netzkunden muss über den

²¹ Die Auktion für die Sommermonate (April bis September) wird i.d.R. im Februar des betreffenden Jahres absolviert.

²² Auf dem Over-The-Counter (OTC) Markt werden dagegen Gaslieferverpflichtungen für unterschiedliche Zeiträume bzw. Laufzeiten gehandelt. Die Kontrakte sehen den Beginn der Belieferung frühestens am Folgetag vor, spätestens aber in fünf Jahren. Hieraus resultierende Preisrisiken lassen sich durch den Kauf von Gas-Futures, die an der International Petroleum Exchange (IPE) London gehandelt werden, oder durch andere, bilateral gehandelte Derivate absichern.

gesamten Tag seinem entnommenen Volumen entsprechen. Bilanzabweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen aller Einzelgeschäfte von Lieferanten werden dabei über die gesamte Regelzone saldiert. Sollte ein Lieferant über seine zugeteilte Kapazität hinaus Gas am Einspeisepunkt zuleiten oder am täglich gemessenen Ausspeisepunkt entnehmen, muss er für die Kosten des Bilanzausgleichs aufkommen. Toleranzgrenzen existieren nicht, zumal der OCM-Handel den Netzkunden die Möglichkeit bietet, abzusehende Mehr- oder Mindermengen in bilateralen Geschäften untereinander auszugleichen. Gelingt dies einem Shipper nicht vollständig, ist die Preisberechnung für verbleibende Abweichungen abhängig von den Preisen, die Transco für den Bilanzausgleich an dem betreffenden Tag im Handel auf OCM berechnet wurden.²³ Bei kleineren Schwankungen kommt der Durchschnittspreis (System Average Price, SAP) zur Anwendung. Bei größeren Abweichungen (ca. 3%) bildet der höchste Kaufpreis (System Marginal Price, SMP buy) bzw. der niedrigste Verkaufspreis (SMP sell) die Berechnungsgrundlage. Vor der Einführung des OCM erfolgte die Abrechnung des Bilanzausgleichs auf der Basis von Auktionen. Ein Handel zwischen den Shippern zum Zweck des Bilanzausgleichs ist folglich erst mit der Implementierung dieser elektronischen Handelsplattform ermöglicht worden. Als nachteilig am Auktionsprinzip hat sich insbesondere herausgestellt, dass die Spreads zwischen Kauf- und Verkaufsangeboten typischerweise über den Spannen lagen, die im wettbewerblichen Börsenhandel zu beobachten waren (vgl. Energy International 2003, 25).

Wesentlicher Bestimmungsfaktor für die Wahl der Bilanzierungsperiode (stündlich, täglich, monatlich) ist aus ökonomischer Sicht das Ausmaß an verfügbarem Linepack (Speicherfähigkeit des Netzes). Lange Transportstrecken mit entsprechenden Möglichkeiten zur Netzpufferung erleichtern das kurzfristige Management des Netzes, so dass längere Bilanzierungsperioden gewählt werden können. Linepack kann somit als sehr hilfreiches Instrument zum Bilanzausgleich dienen. Aus der Nutzung des Linepacks können jedoch zwei Probleme resultieren:

- Zum einen kann es nicht ausgeschlossen werden, dass ein Netzbetreiber die Möglichkeiten zur Netzpufferung ausnutzt, um den Netzkunden im Rahmen des Bilanzausgleichs höhere Beträge in Rechnung stellen zu können.
- Die mit der Nutzung von Linepack verbundenen Kosten werden i.d.R. über die Netzzugangsentgelte auf alle Netzkunden abgewälzt: Ökonomisch richtig wäre es, diejenigen Shipper mit den Kosten zu belasten, die die innertäglichen Ungleichgewichte verursachen und damit die Anwendung des Linepacks erforderlich machen.

Damit Ungleichgewichte nicht durch die Nutzung von Linepack von Tag zu Tag übertragen werden bzw. die mit der Netzpufferung verbundenen Kosten in zu hohem Maße sozialisiert werden, erhält Transco eine tägliche Prämie bis zu 5.000 £, wenn der

²³ Nur für den Fall, dass ein Verkauf bzw. Kauf des Gases nicht möglich ist, ist es Transco erlaubt, den Bilanzausgleich durch Speicherung des überschüssigen Gases bzw. durch Entzug von gespeichertem Gas herbeizuführen.

Linepack zum Tagesende möglichst weitgehend dem Linepack zu Tagesbeginn entspricht. Auf diesem Wege sollen Anreize gegen einen übermäßigen Gebrauch der Netzpufferung zu Zwecken des Bilanzausgleichs gesetzt werden. Bei täglichen Abweichungen über 2,4 Mio. m³ wird Transco sogar finanziell sanktioniert. Die höchste Strafgebühr liegt bei 30.000 £. Sie wird fällig, wenn die Veränderungen des Linepacks an einem Tag mehr als 20,4 Mio. m³ betragen.

Ein weiteres Instrument, das Transco zur Beibehaltung des Netzgleichgewichts zur Verfügung steht, ist eine Versorgungsunterbrechung. Netzkunden, die über Unterbrechungskapazitäten verfügen, entrichten niedrigere Kapazitätsentgelte als Halter von festen Kapazitäten, müssen aber gegebenenfalls mit einer zeitweisen Aussetzung der ihnen entsprechend zugestandenen Kapazitätsrechte rechnen. Transco muss 10% der physikalisch maximal vorhandenen Entry-Kapazitäten als unterbrechbare Rechte vorhalten. Die Bedingungen und möglichen Konsequenzen einer Unterbrechung werden in einem Standardvertrag zwischen Transco und dem Netznutzer exakt festgelegt. Die entsprechenden Kapazitätsrechte werden einen Tag vor dem betreffenden Gastag versteigert. Angebote für diese Auktion können bis zu sieben Tage im voraus abgegeben werden. Ungenutzte Kapazitäten, die von Shippern zwar erworben wurden, aber nicht für den betreffenden Tag zur tatsächlichen Nutzung nominiert wurden, werden von Transco in Day-ahead-Auktionen ebenfalls als unterbrechbare Kapazitäten angeboten. Insofern gilt in Großbritannien das „Use it or lose it“-Prinzip. Der ursprüngliche Eigentümer der Kapazitätsrechte kann jedoch ex post entscheiden, die Rechte doch zu nominieren bzw. sie selber zu verkaufen. In diesem Fall würden die Kapazitätsrechte des Shippers, der den Zuschlag bei der kurzfristigen Day-ahead-Versteigerung bekommen hat, unterbrochen werden.

Mit der kurzfristigen Prüfung zusätzlicher freier Kapazitäten am Vortag und der Bereitstellung unterbrechbarer Rechte verfügt Transco damit bei der Kapazitätsvergabe über ein äußerst flexibles Instrumentarium. Bei kurzfristigen Abweichungen von den prognostizierten Lastflüssen kann Transco die zur Verfügung stehenden Kapazitäten optimal an die Bedürfnisse der Nachfrager anpassen. Sind entgegen ursprünglichen Einschätzungen noch freie Kapazitäten vorhanden, können Shipper diese in Day-ahead-Auktionen erwerben (gegebenenfalls mit Unterbrechungsvorbehalt). Waren die anfänglichen Kapazitätsberechnungen hingegen zu optimistisch, hat Transco auf der anderen Seite auch die Möglichkeit, Kapazitätsrechte von den Shippern zurück zu kaufen (vgl. Transco 2002, 12f.).

3.2.4 Netzentgelt

Seit April 2002 unterliegen die Preise, die Versorgungsunternehmen Haushaltskunden in Rechnung stellen, keinerlei Genehmigungspflicht, Aufsicht oder sonstiger Regulierung mehr. Für die Transportaktivitäten von Transco existiert hingegen eine Ex-ante-Preiskontrolle auf der Basis eines Revenue-Cap-Ansatzes. Der britische Regulierungs-

rahmen unterscheidet bei der Festsetzung des Revenue Caps zwischen Erlösen aus dem Eigentum und dem Betrieb des Transportnetzes, Erlösen für die Gasverteilung auf regionaler Ebene sowie Erlösen aus Zählung und Messung. Um gezielte Anreize zu setzen, fallen die zugestandenen Erlöse insgesamt umso höher aus, je besser es Transco gelingt, die vorhandenen Kapazitäten auszulasten bzw. kurzfristig weitere Kapazitäten bereitzustellen. Die Regulierungsperiode beträgt fünf Jahre. Der Mechanismus wurde von OFGEM und Transco zuletzt für die Zeit vom 1. April 2002 bis zum 31. März 2007 vereinbart (siehe für Details OFGEM 2002b).

Die Berechnung der Ausgangsbasis für die Revenue-Cap-Formeln erfolgt anhand der Kostendaten von Transco. Auch diese werden getrennt für das Eigentum und den Betrieb des Transportnetzes sowie für das Verteilernetz und für Zähl- und Messdienstleistungen ermittelt. Die zu berücksichtigenden Gesamtkosten setzen sich aus den Betriebskosten (Opex) und den Kapitalkosten (Capex) zusammen. Die Betriebskosten werden bei jedem Regulatory Review neu betrachtet und hinsichtlich ihrer Betriebsnotwendigkeit und Effizienz bewertet. Für den Capex werden nach dem WACC-Modell Eigenkapital- sowie Fremdkapitalkosten angesetzt.²⁴ Dabei kommt ein realer WACC-Zinssatz von 6,25% (vor Steuern) zum Ansatz, unter Verwendung eines realen Wagniszuschlags in Höhe von 3,5% und einer unterstellten Fremdkapitalquote von 62,5%.²⁵ Als Bezugsgröße für die zugrunde liegende Kapitalbasis wird der Ansatz des so genannten Regulatory Asset Value (RAV) verwendet, der im Wesentlichen das betriebsnotwendige Anlagevermögen umfasst. Bei der Bewertung des bestehenden Anlagevermögens wird dabei unterschieden zwischen solchen Anlagen, die vor 1992 ihren Betrieb aufgenommen haben, und solchen, die erst ab 1992 aktiviert wurden. Die bereits zu diesem Zeitpunkt vorhandenen Anlagegüter wurden mit 60% ihres damaligen Wiederbeschaffungswertes (Stichtag 31.12.1991) bewertet und für die nachfolgenden Jahre bis 2002 mit der allgemeinen Preissteigerungsrate indiziert. Bei später aktivierten Anlageinvestitionen wurden dagegen die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten in aktuelle Werte zum Bewertungsstichtag überführt, und zwar ebenfalls unter Anwendung des allgemeinen Preissteigerungsindex.²⁶

Ausgehend von den genehmigten Erlösen eines Basisjahres wird die weitere Entwicklung an den allgemeinen Verbraucherpreisindex (RPI-Index) abzüglich eines Effizienzfaktors X gekoppelt, der den Unternehmen einen Anreiz zur Produktivitätssteigerung geben soll. Die Höhe des X-Faktors bestimmt OFGEM anhand von detaillierten technisch-ökonomischen Expertisen und Kostenvergleichen mit ähnlichen Unternehmen,

²⁴ Der WACC-Ansatz (Weighted Average Cost of Capital) berechnet die Zinskosten des eingesetzten Kapitals anhand des gewichteten Durchschnitts der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Vgl. Knieps (2002, 13).

²⁵ Die Ermittlung der Eigenkapitalkosten erfolgte auf der Basis des CAPM-Modells. Angesetzt wurde ein risikofreier Zinssatz in Höhe von 2,75% (reale Verzinsung britischer Staatsanleihen mit fünfjähriger Laufzeit) und ein Beta-Faktor von 1. Das Beta drückt die Einschätzung des nicht diversifizierbaren Risikos aus.

²⁶ Der RAV wird also Jahr für Jahr fortgeschrieben. Vollständig abgeschriebene Anlagegüter fallen aus dem RAV heraus, während Neuinvestitionen im Jahr ihrer Aktivierung mit ihren Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten in den RAV einfließen und in den Folgejahren zu preisindizierten Werten angesetzt werden.

die ebenfalls privatisiert wurden und einer Regulierung unterliegen. Für die laufende Regulierungsperiode wurde er mit 2% festgesetzt. Lediglich im ersten Jahr 2002/03 betrug der X-Faktor 4,2%. Da der Erlöspfad unabhängig von den tatsächlich realisierten Kosten ist, profitiert Transco von Effizienzsteigerungen, die es über das gesetzte Maß hinaus erzielt. Die daraus resultierenden Gewinne fallen unmittelbar Transco zu, so dass es folglich über die Effizienzvorgabe hinaus Anreize zu Rationalisierungsmaßnahmen und zur Kostenminderung besitzt. Beim Revenue-Cap-Verfahren kann jedoch das Problem entstehen, dass die Kosten der Netzbetreiber während der Regulierungsperiode deutlich stärker sinken als die Preise bzw. die Erlöse. Kurzfristig fallen dann sehr hohe Übergewinne bei Transco an. Um diesem Problem zu begegnen, ist der Revenue Cap um eine zusätzliche Vorschrift über die Gewinnaufteilung ergänzt werden (Sliding-Scale-Regulierung). Transco darf demnach jährlich bis zu 37,5 Mio. £ im Rahmen des Anreizsystems verdienen. Überschreitet die tatsächlich realisierte Anreizrendite dieses Maß, so erfolgt im folgenden Jahr ein Ausgleich. Auf der anderen Seite sind auch mögliche Unterdeckungen der erlaubten Erlöse begrenzt. Die Verlustgrenze liegt bei 19 Mio. £.

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den effizienten Ausbau der Netzkapazitäten zu fördern, werden sowohl für Erhaltungs- als auch für Erweiterungsinvestitionen von regulatorischer Seite zusätzliche Anreize gesetzt. Erhaltungsinvestitionen werden nur zu 50% in den RAV eingestellt. Die andere Hälfte des investierten Kapitals darf unmittelbar im ersten Jahr als Betriebskosten behandelt werden und wird somit bereits sehr kurzfristig über laufende Erlöse gedeckt. Erweiterungsinvestitionen werden im Jahr ihrer Aktivierung mit ihren Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten vollständig auf den RAV angerechnet und nach den regulatorischen Regeln kalkulatorisch abgeschrieben.²⁷ Dadurch ist eine kontinuierliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals über die Lebensdauer der Anlage gesichert. Für Investitionen in Entry- und Exit-Kapazitäten gelten jedoch Sonderregeln: Durch die Versteigerung der Entry-Kapazitäten und den Kapazitätshandel auf dem Sekundärmarkt erhält Transco unmittelbare Marktsignale, die die Knappheit der vorhandenen Kapazitäten anzeigen und die Netzinvestitionen in die Bereiche lenken, die die höchste Rendite versprechen. Für Investitionen in Einspeisepunkte, die zu einer Ausweitung der Entry-Kapazitäten über das von OFGEM geforderte Maß (baseline capacity) hinaus führen, sind bis zum Ende der Regulierungsperiode jährliche Kapitalerlöse bis zu 12,25% erlaubt. Führen Investitionen in Exit-Kapazitäten zu Kosteneinsparungen über ein von OFGEM gesetztes Kostenziel hinaus, kann Transco die Hälfte der Einsparungen als zusätzlichen Erlös einbehalten.

Qualitätsaspekte bleiben bislang bei der Bestimmung des Erlöspfades unberücksichtigt. OFGEM hat aber garantierte Leistungen und bestimmte Standards hinsichtlich der Servicequalität festgelegt (vgl. OFGEM 2004). Erfüllt Transco die Garantieleistungen (z.B. Wiederaufnahme der Gasversorgung bei ungeplanten Unterbrechungen nach

²⁷ Für eine Aufnahme von Investitionen in den RAV muss Transco der Regulierungsbehörde jedoch nachweisen, dass diese zur effizienten Erfüllung der Versorgungsaufgabe erforderlich sind.

spätestens 24 Stunden) nicht, haben die betroffenen Verbraucher einen individuellen Anspruch auf Entschädigung in festgesetzter Höhe. Verpasst Transco dagegen die Ziele der Qualitätsstandards, werden keine Ausgleichszahlungen fällig. Unter Umständen verhängt OFGEM aber Strafzahlungen.

Im Rahmen der zugestandenen Erlöse werden die Netzzugangsentgelte in Großbritannien nach dem Entry-Exit-System erhoben. Die spezifisch bepreisten Entry-Kapazitäten umfassen die sieben Anlandeterminals, die Einspeisepunkte an den onshore-Produktionsfeldern sowie an den Speicher- und LNG-Anlagen. Auch jedem der 120 Ausspeisepunkte des nationalen Transportnetzes wird ein spezifisches Entgelt zugeordnet. Zur Bestimmung der regionalen Netzentgeltkomponente sind die Ausspeisepunkte der acht regionalen Verteilernetze jeweils zu mehreren Exit-Zonen gruppiert worden, innerhalb derer der gleiche spezifische Tarif gilt. Insgesamt ergibt sich das Netzentgelt im britischen Regulierungsregime somit aus folgenden Elementen:

- einer leistungsabhängigen Entry-Komponente für das nationale Transportnetz,
- einer leistungsabhängigen Exit-Gebühr für das nationale Transportnetz,
- einem mengenabhängigen Entgeltanteil im nationalen Transportnetz,
- einer leistungsabhängigen Komponente für das regionale Netz,
- einem mengenabhängigem Entgelt im regionalen Netz sowie
- einem Benutzerentgelt für die Entnahme am regionalen Netz.

Die Höhe des leistungsabhängigen Entry-Entgelts ergibt sich unmittelbar als Ergebnis aus der Auktionen um diese Kapazitäten. Der Shipper, der den jeweiligen Zuschlag erhalten hat, zahlt den Auktionspreis. Daneben fällt für die Inanspruchnahme des nationalen Transportnetzes noch ein leistungsabhängiges, entnahmepunktspezifisches Exit-Entgelt und eine mengenabhängige Komponente an, die für die tatsächlich beförderte Gasmenge zu entrichten ist.²⁸ Für Kurzstrecken kann alternativ statt des mengenabhängigen Entgeltanteils auch ein entfernungsabhängiger Tarif gewählt werden. Für die Nutzung des regionalen Netzes fällt ebenfalls eine leistungs- und eine mengenabhängige Netzzugangsgebühr an. Deren Höhe richtet sich nach der Exit-Zone, in der das Gas letztlich an den Endverbraucher geliefert wird.²⁹ Zudem müssen alle Netzkunden eine Verbrauchergebühr zahlen, die sich in ihrer Höhe nach dem jeweiligen Verbrauch bemisst.

²⁸ Das Verhältnis zwischen Erlösen aus Einspeise- und Ausspeiseentgelten soll im Grundsatz 50 zu 50 betragen. Eine exakte Erfüllung dieser Quote ist aufgrund der nicht absehbaren Höhe der Erlöse aus den Versteigerungen der Entry-Kapazitäten allerdings nicht möglich.

²⁹ Auch für die regionale Ebene besteht die Möglichkeit ein entfernungsabhängiges Entgelt zu leisten. Die Kapazitäts- und Mengengebühr für das Regionalnetz fallen dann nicht an.

3.2.5 Erfahrungen und jüngere Entwicklungen

Der britische Gasmarkt gilt gemeinhin als Musterbeispiel für die Chancen und Möglichkeiten, die sich aus einer Liberalisierung ergeben können. Basierend auf einer wirksamen Trennung des monopolistischen Netzbereichs von den vor- und nachgelagerten Marktsegmenten, hat sich im Handel und Vertrieb seit Beginn der Marktöffnung ein lebendiger brancheninterner Wettbewerb entwickelt, für den der Begriff eines funktionsfähigen „Gas-zu-Gas“-Wettbewerbs geprägt wurde. Wesentlich unterstützt wurde diese Entwicklung durch verschiedene Gas-Release-Programme zu Beginn der neunziger Jahre. Gemäß der so genannten 90/10-Regel durfte BG, bis dahin trotz erster Liberalisierungsmaßnahmen weiterhin monopolistischer Marktbeherrscher, ab 1989 nicht mehr als 90% der inländischen Produktion beziehen. Von 1992 bis 1995 musste BG außerdem Teile des Gases, welches es über langfristige Verträge bezog, zu ihrem durchschnittlichen Gaseinkaufspreis an Newcomer verkaufen. Der zugestandene Marktanteil von BG im geöffneten Markt wurde zudem regulatorisch auf maximal 55% beschränkt, so dass neue eintretenden Konkurrenten die Chance eröffnet wurde, im Markt Fuß zu fassen. 1995 verfügte BG nur noch über einen Marktanteil von 50%. Über 65% der Industriekunden hatten ihren Gasversorger gewechselt (vgl. Cavill 2003, 109f.).³⁰

Der Zutritt neuer Anbieter löste einen Preisverfall und ein enormes Marktwachstum aus, der durch die zunehmende Errichtung und Nutzung von Gaskraftwerken noch begünstigt wurde. Waren die Großhandelskontrakte in früheren Jahren noch durch langfristige ToP-Klauseln und eine Ölpreisbindung gekennzeichnet, so wurden im Verlauf der neunziger Jahre immer häufiger Verträge mit kürzerer Laufzeit, mit weniger restriktiven ToP-Verpflichtungen und ohne feste Bindung an den Erdölpreis abgeschlossen.³¹ Gleichzeitig hat sich ein liquider Spotmarkt herausgebildet, der einen gleichberechtigten Zugang aller Marktteilnehmer ermöglicht und über eine hohe Markttiefe verfügt. Im Ergebnis sind die britischen Gaspreise in den ersten Jahren gegenüber den Ölpreisen deutlich gefallen.³² Mit der Fertigstellung des Interconnectors Ende 1998 wurde der britische Gasmarkt jedoch in den europäischen Kontinentalmarkt integriert. Die britischen Großhandelspreise haben sich dadurch in gewissem Umfang an das europäische Niveau angepasst. Die kurzfristigen Gaspreise folgen seither wieder deutlicher dem Ölpreistrend. Gerade vor diesem Hintergrund waren im weitgehend gesättigten Markt für Haushaltkunden, die ohnehin eine geringere Wechselbereitschaft aufweisen

³⁰ Die regulatorische Marktanteilsbeschränkung für BG wurde daraufhin aufgehoben.

³¹ Im Jahr 2002 etwa hat Centrica Importverträge mit Gasunie und Statoil und Laufzeiten von 10 bzw. 15 Jahren abgeschlossen. Die Verträge weisen keine herkömmlichen ToP-Verpflichtungen auf und sind preislich nicht an die Entwicklung auf dem Ölmarkt, sondern an die Bewegungen des Monatsindex der Futuresbörse IPE gebunden. Darüber hinaus sind Lieferverträge mit noch kürzeren Laufzeiten nicht unüblich, wobei Gas auch am Spotmarkt bis zu fünf Jahre im voraus gekauft werden kann.

³² Aus dem Preisverfall erwachsen jedoch Probleme für den Incumbent: BG war an langfristige, hoch bepreiste ToP-Bezugsverträge gebunden. Um sich seine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den neu in den Markt eintretenden Newcomern zu erhalten, war BG gezwungen, viele bestehende Verträge unter nicht unwesentlichen Kosten neu zu auszuhandeln. Die langfristigen Bezugsverträge, die BG in den Anfangsjahren des Wettbewerbs klare Vorteile verschafft haben, haben sich somit im Verlauf der Marktliberalisierung zum Nachteil gekehrt.

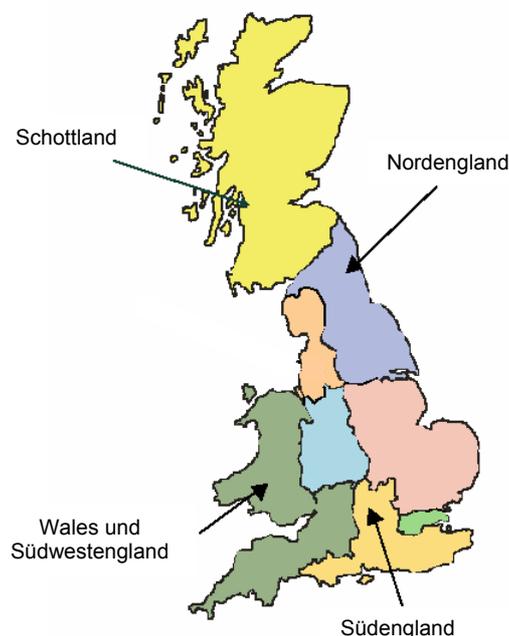
als Industrie- und Gewerbekunden, zuletzt kaum noch Preiszugeständnisse möglich. Der Marktanteil von Centrica liegt in diesem Segment immer noch bei etwa 60% (vgl. Cavill 2003, 110).

Mit der nächsten Regulierungsperiode bzw. schon für das laufende Regulierungsregime sind konkrete Änderungen des regulatorischen Rahmens angekündigt worden. Bereits ab Mitte 2005 sollen die Transco insgesamt zugestandenen Erlöse auch vom Niveau der Versorgungsqualität abhängen, insbesondere auf der Verteilerebene. Wichtigster Indikator wird dabei die Anzahl und Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen sein. OFGEM wird ein entsprechendes Qualitätsziel vorgeben, welches bei Unterschreitung die Erlösobergrenze um maximal 2% der Verteilernetzerlöse mindert. Entsprechend werden im Falle einer Überperformance zusätzliche Erlöse bis zu 2% der zugestandenen Verteilernetzerlöse möglich sein. Eine weitere Änderung betrifft den Bereich Zählung und Ablesung. Bei der Messung entwickelt sich zurzeit zunehmender Wettbewerb, so dass diese Aktivitäten in der folgenden Regulierungsperiode voraussichtlich nicht mehr ex ante reguliert werden.

Darüber hinaus beabsichtigt OFGEM, Transco zukünftig die Gewinne aus Effizienzsteigerungen für eine festgelegte Dauer von fünf Jahren zuzugestehen, und zwar rollierend, unabhängig vom Ende der Regulierungsperiode. Da die Anreize zu Kostensenkungen mit der Dauer einer Regulierungsperiode abnehmen, sind Anreize zu Kostensenkungen im ersten Jahr der Preisfestlegung wesentlich ausgeprägter als im letzten Jahr. Die Gewinne aus übermäßigen Produktivitätssteigerungen unmittelbar zu Beginn der Regulierungsperiode können bis zum nächsten Regulatory Review einbehalten werden, also fast für den gesamten gesetzten Zeitraum. Vorteile aus Produktivitätsanstrengungen am Ende der Regulierungsperiode drohen dagegen kurzfristig verloren zu gehen, wenn sie bei einer Neubewertung des Ausgangsniveaus in vollem Umfang kostenmindernd berücksichtigt werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass mögliche Kostensenkungsmaßnahmen bis zum Beginn der neuen Regulierungsperiode zurückgehalten werden. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, sollen zukünftig beim Setzen der Revenue Caps zu Beginn einer Regulierungsperiode nur die Kostensenkungen in vollem Umfang berücksichtigt werden, die im ersten Jahr der vorausgegangenen Regulierungsperiode getätigt wurden.

Transco hat im Sommer 2004 mit drei Konsortien Übereinkunft über den Verkauf von vier der acht regionalen Verteilernetze erzielt: Schottland, Nordengland, Südengland sowie Wales und Südwestengland (siehe Abbildung 5). Der Verkauf bedarf der Zustimmung der Regulierungsbehörde bzw. des britischen Handels- und Industrieministeriums. Entsprechende Konsultationen zwischen Transco und OFGEM laufen. Bis zum Juni 2005 wird eine Einigung angestrebt. Sollte dieser Prozess erfolgreich abgeschlossen werden, wird zukünftig im Rahmen des Regulierungsverfahren für jeden Verteilernetzbetreiber ein individueller Revenue Cap festgelegt.

Abbildung 5: Verkauf von vier der acht regionalen Verteilernetze



Schließlich gibt es in Großbritannien zurzeit Überlegungen den Bilanzausgleich, der bisher auf Tagesbasis erfolgt, auf eine stündliche Abrechnung umzustellen. Die Verpflichtung der Lieferanten, den Gasfluss gleichmäßig über die 24 Stunden eines Tages zu verteilen, hat sich bisher als nicht realisierbar erwiesen. Gründe hierfür liegen in bivalenten Anlagen industrieller Großabnehmer, die relativ kurzfristig auf andere Brennstoffe umstellen können, oder in Gaskraftwerken, die zur Erzeugung der Spitzen- bzw. Reserveleistung in Stromnetzen eingesetzt werden. Maßgeblich verstärkt wird dieser Effekt allerdings durch den möglichen Intra-day-Handel an der OCM, wodurch sich die Position eines Shippers im Verlauf des Tages wesentlich verändern kann. Empirisch hat sich gezeigt, dass das britische Gasnetz zu Beginn des Tages oftmals Minder Mengen aufweist, so dass Transco für die Aufrechterhaltung des Gasdrucks Gas am OCM kaufen muss. Dadurch steigt der Spotpreis für Gas und damit auch die Kosten, die die Shipper für Bilanzgleichgewichte zu tragen haben. Sie reagieren darauf mit zunehmenden Gaseinspeisungen in das Netz, wodurch insgesamt eine Überangebot entsteht, welches Transco dann am Nachmittag über Verkäufe am OCM bei sinkenden Preisen abtragen muss. Durch diesen Intra-day-Bilanzausgleich entsteht Transco somit insgesamt ein Verlust, der letztlich daraus entsteht, dass die Shipper in den Morgenstunden zu wenig Gas, und in den Nachmittagsstunden zu viel Gas in das Netz einspeisen. Die entstehenden Kosten tragen aber nicht zwangsläufig die Verursacher, sondern diejenigen Shipper, die am Ende des Tages ein Ungleichgewicht aufweisen.

Einem Netzkunde, der morgens Mindermengen und nachmittags Mehrmengen einspeist, entstehen keine Kosten aus dem täglichen Bilanzausgleich, solange sich die Mengenschwankungen über den Tag ausgleichen. Im Ergebnis werden die aus den Intra-day-Ausgleichstransaktionen entstehenden Kosten somit nicht verursachungsgerecht zugewiesen (vgl. OECD 2000, 65f.).

3.3 Niederlande

3.3.1 Marktübersicht

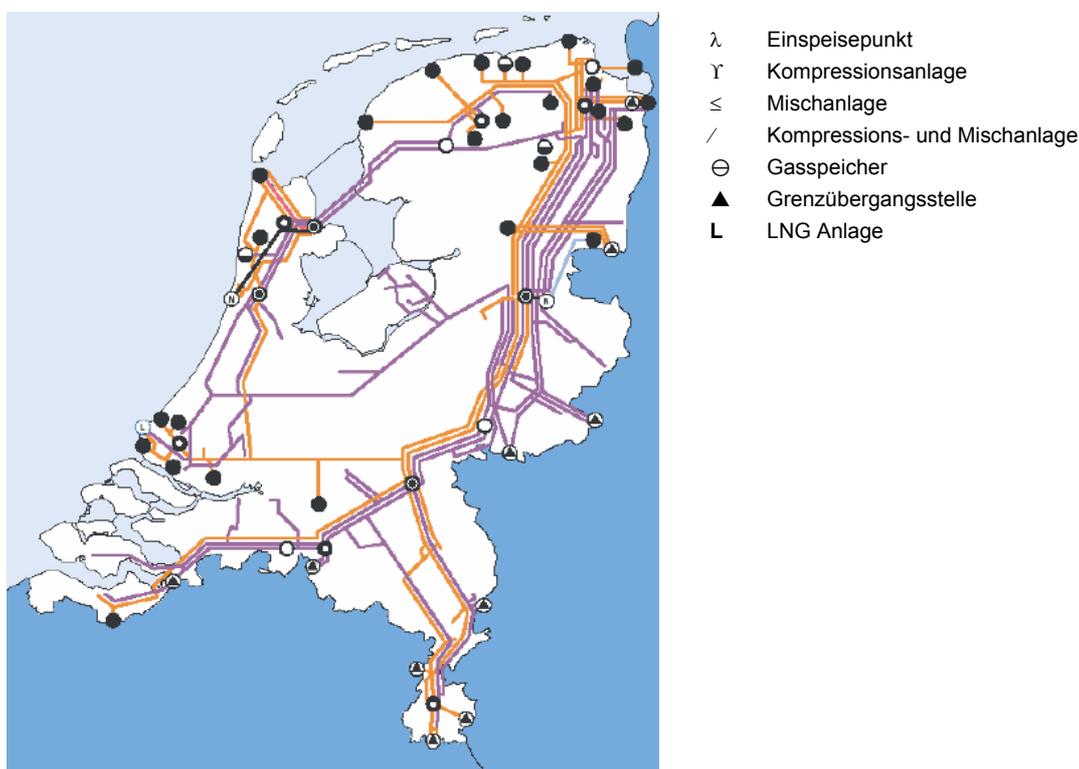
Im Jahr 2003 wurden in den Niederlanden 39,3 Mrd. m³ Gas verbraucht. Die Niederlande bilden damit den fünftgrößten Gasmarkt innerhalb der EU. Erdgas ist mit einem Anteil von knapp 40% am Primärenergieverbrauch neben Erdöl wichtigster Primärenergieträger in den Niederlanden (vgl. BP 2004). Für den Verbrauch waren zu 41% die produzierende Industrie, zu 44% Haushalte und Gewerbekunden und zu 15% Kraftwerke verantwortlich (vgl. Eurogas 2004). Nur 16% des inländischen Gasverbrauchs stammt aus Importen (vgl. EU Kommission 2004). Mit einer Produktion von 58,3 Mrd. m³ (im Jahr 2003) sind die Niederlande nach Großbritannien größter Gasproduzent in der EU und insgesamt Nettoexporteur (vgl. BP 2004). Allerdings sind die Förderraten in den Niederlanden abnehmend. Zwischen 1980 und 2000 ist das in die anderen europäischen Länder exportierte Volumen um 25% gesunken. Die Niederlande weisen noch ca. 1.700 Mrd. m³ an Erdgasreserven auf, davon den größten Teil im Groningenfeld (vgl. Seeliger 2004). Konzessionshalter für dieses Fördergebiet sind ExxonMobil und Shell. Der Verkauf des Gases erfolgt über das Unternehmen Maatschap, an dem ExxonMobil und Shell über ihr gemeinsames Tochterunternehmen Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) zu jeweils 30% sowie der niederländische Staat zu 40% beteiligt sind. Das Gasförder- und Gasproduktionsunternehmen NAM ist auch Eigentümer zweier großer Speicheranlagen im Norden des Landes. Ein Gasspeicher in der Nähe von Alkmaar steht im Eigentum von BP. Einziger Nutzer der drei Speicherkapazitäten (insgesamt ca. 2,5 Mrd. m³) sowie exklusiver Käufer des Gases aus dem Groningenfeld ist das niederländische Unternehmen Gasunie Trade & Supply (vgl. Eurogas 2004).³³ Die Handelstochter des Gaskonzerns Gasunie verkauft dieses an lokale Weiterverteiler sowie an Endkunden weiter bzw. exportiert es ins Ausland.

Das niederländische Gasnetz hatte zu Beginn des Jahres 2004 eine Länge von 135.100 km, mit 11.600 km auf der Transportstufe und 123.500 km auf der Verteilerstufe (siehe Abbildung 6). Damit verfügt die Niederlande über eines der dichtesten Gasnetze in Europa (vgl. Eurogas 2004). Insgesamt existieren zehn Grenzübergangspunkte sowie eine relativ unbedeutende LNG-Anlage im Maasdelta bei Rotterdam. In dem niederländischen Gasnetz werden, wie in Deutschland, zwei Gasqualitäten transportiert: Das hochkalorige H-Gas aus den offshore-Förderfeldern in der Nordsee sowie ein niederkaloriges L-Gas, welches hauptsächlich im Groningenfeld gefördert wird. Es besteht allerdings eine hohe Interoperabilität zwischen den L- und H-Gas-Netz-

³³ Um die Erschließung kleinerer Gasfelder zu stimulieren, hat Gasunie im Rahmen der so genannten Kleine-Felder-Politik eine gesetzliche Ankaufspflicht für das gesamte geförderte Gas in den Niederlanden. Die Höhe der Ankäufe ist jedoch gleichzeitig durch ministerielle Anordnung nach oben begrenzt. Auf diesem Wege sollen die niederländischen Gasvorräte möglichst vollständig ausgeschöpft und eine eigenständige niederländischen Produktion so lange wie möglich aufrecht erhalten werden. Vgl. Tönjes (2004, 598).

bereichen. Gas Transport Services (GTS), ein weiteres Tochterunternehmen von Gasunie, nutzt als Transportnetzbetreiber und verantwortliche Stelle für das Gasqualitätsmanagement dazu Misch – und Konversionsanlagen mit einer ausreichend hohen Kapazität und gibt den Einspeisern Qualitätsbandbreiten vor. Folglich bildet das gesamte niederländische Gasnetz trotz der unterschiedlichen Gasqualitäten auch nur eine landesweite Regelzone. Dabei fungiert das gesamte Transportnetz der GTS als virtueller Handelsplatz (Title Transfer Facility; TTF). Gas, welches in das Netz eingespeist wird, kann ähnlich wie in Großbritannien praktisch ohne Restriktionen gehandelt werden. Beim Übergang von H- zu L-Gas ist jedoch eine separate Konversionskapazität zu buchen und zu zahlen.

Abbildung 6: Gastransportnetz der niederländischen GTS



Quelle: Gasunie.

Zwar ist GTS Eigentümer und Betreiber des historisch geschaffenen niederländischen Transportnetzes. Jedoch steht allen Marktakteuren die Möglichkeit offen, neue Gasnetze aufzubauen bzw. für Teilstrecken neue Gasleitungen zu errichten. Prominentestes Beispiel hierfür ist die so genannte Zebra Pipeline im Eigentum von Delta und der Essent Gruppe. Sie verläuft von Moerdijk in der niederländischen Grenzregion Zeeland über Bergen op Zoom bis zur belgischen Grenzstadt Zelzate. Durch ihren Anschluss an

das belgische Gasnetz erlaubt sie einen von Gasunie bzw. GTS unabhängigen Zugriff auf den international bedeutenden Gashub in Zeebrugge.³⁴ Darüber hinaus existieren in den Niederlanden 24 Verteilernetze. Einige regionale Netzbetreiber sind in den vergangenen Jahren in die Eneco Gruppe oder in die Essent Gruppe, zwei große regionale Multi-Utility-Versorger, integriert worden, so dass auf der Verteilerebene mittlerweile nur noch zwölf Netzbetreiber agieren. Sie sind Eigentümer der Netze und vertreiben über ihre Mutter- oder Schwesterunternehmen gleichzeitig das Erdgas an die Endkunden. Die regionalen Gasversorgungsholdings verfolgen dabei in der Regel eine Multi-Utility-Strategie und sind mehrheitlich in kommunalem Eigentum.

3.3.2 Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde

Mit dem *Gaswet* vom 22. Juni 2000 wurde die damalige Binnenmarktrichtlinie Gas 98/30/EG in nationales Recht umgesetzt und der schrittweise Liberalisierungsprozess in den Niederlanden angestoßen. Ab dem 10. August 2000 konnten Unternehmen mit einem Jahresverbrauch über 10 Mio. m³ Erdgas je Standort ihren Gaslieferanten frei wählen. Seit dem 1. Januar 2002 lag der Grad der Marktöffnung in den Niederlanden dann bei 60%. Zugelassen waren fortan alle Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von über 1 Mio. m³ Gas pro Standort, während Kleinverbraucher und Haushalte weiterhin vom Wettbewerb ausgenommen wurden. Gemäß dem *Gaswet* sollte der niederländische Gasmarkt zum 1. Januar 2004 schließlich vollständig liberalisiert werden. Die uneingeschränkte Marktöffnung verzögerte sich aber, so dass alle niederländischen Gaskunden erst seit dem 1. Juli 2004 über den Bezug ihres Erdgases frei entscheiden können. Um die erforderlichen Anpassungen an die Vorschriften der neuen Binnenmarktrichtlinie Gas 2003/55/EG vornehmen zu können, wurde zudem das *Interventie- en Implementatiewet* erlassen, welches das *Gaswet* mit Wirkung ab dem 20. Juli 2004 novelliert.

Die niederländische Regulierungsbehörde *Dienst uitvoering en toezicht Energie* (DTe) wurde im Jahre 1998 als Unterabteilung der niederländischen *Kartellbehörde Nederlandse Mededingingsautoriteit* (NMa) geschaffen. Die DTe legt die Bedingungen für den Netzzugang sowie die Richtlinien für die Kalkulation von Netzentgelten fest. Sie genehmigt ex ante die auf dieser Basis berechneten Netztarife und überprüft ex post die Einhaltung der auferlegten Kapazitäts- und Effizienzvorgaben sowie bestehender Qualitätsanforderungen. Die Regulierungsaufgaben der DTe sind nicht explizit in Gasmarktgesetzen spezifiziert, sondern werden vom *Wirtschaftsminister* vorgegeben, der gegenüber der DTe über eine Weisungsbefugnis verfügt. Während die ex-ante-Befugnisse ausschließlich von der DTe ausgeübt werden, arbeitet sie insbesondere im Bereich der Missbrauchsaufsicht eng mit der NMa zusammen.

³⁴ Über den Interconnector ist damit auch der Anschluss an den britischen Gasmarkt gewährleistet.

3.3.3 Netzzugang

Der niederländische Gesetzgeber hat sich erst im Zuge der Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinie Gas für einen regulierten Netzzugang entschieden. Zuvor besaßen die Niederlande ein hybrides System, welches zwar grundsätzlich auf einem verhandelten Netzzugang (nTPA) beruhte, aber auch regulierende Elemente beinhaltete. So mussten die Netzbetreiber ihre Tarife auf der Basis erlassener Richtlinien zur Entgeltkalkulation berechnen und mit der DTe abstimmen. Mit der Novellierung des niederländischen Gasgesetzes im Juli 2004 wird der Netzzugang in den Niederlanden nun sowohl auf der Transport- als auch auf der Verteilernetzebene reguliert.³⁵ Zählung, Messung und Abrechnung bleiben aber ebenso wie der Gastransit weiter unreguliert.

Bereits das niederländische Gasgesetz von 2000 forderte von den Verteilernetzbetreibern eine buchhalterische, organisatorische und rechtliche Entflechtung des Netzbetriebs von den wettbewerblichen Bereichen der gaswirtschaftlichen Wertschöpfungsstufe. Auf der Transportstufe dagegen waren die Bereiche Förderung, Handel und Vertrieb bis 2004 nur buchhalterisch und organisatorisch vom Gastransport zu trennen. Gasunie wurde bis dahin von der Verpflichtung zum Legal Unbundling ausgenommen. Entsprechend spaltete Gasunie sein Unternehmen zwar in eine Handelsabteilung (Gasunie Trade & Supply) und eine Transportdivision (GTS). Erst im Zuge der Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinie Gas aber wurde GTS am 2. Juli 2004 als rechtlich eigenständiges Unternehmen aus dem Gasunie-Konzern ausgegliedert.³⁶

Der niederländische Netzzugang erfolgt seit Januar 2003 auf der Grundlage eines Exit-Entry-Modells. Es existieren ungefähr 50 Einspeisepunkten und aktuell 1.125 definierte Entnahmepunkte. Die Kapazitäten können als jährliche, monatliche oder tägliche Kontrakte reserviert werden.³⁷ Die Buchung der Kapazitäten muss spätestens zehn Werkzeuge vor Beginn des tatsächlichen Transportes erfolgen. Für Nutzungskapazitäten auf Tagesbasis beträgt der Mindestbuchungszeitraum lediglich zwei Tage vor der vorgesehenen Inanspruchnahme. Der Transportnetzbetreiber GTS strebt eine weitere Verkürzung dieser Vorlaufzeit an (vgl. GTS 2005, 2). Die Kapazitäten werden entsprechend dem Reihenfolgeprinzip (first-come-first-served) vergeben. Nicht in Anspruch genommene Transportkapazitäten verfallen und stehen anderen Kunden zur Verfügung (Use-it-or-lose-it-Prinzip). GTS hat bei ausgebliebener und nur zum Teil erfolgter Kapazitätsausnutzung an Engpasspunkten grundsätzlich das Recht, einem Shipper die ungenutzten Kapazitäten ohne Anspruch auf Entschädigung zu entziehen. Wie in Großbritannien, werden diese zusätzlich verfügbar gewordenen Nutzungsrechte auf

³⁵ Für den Zugang zu den Gasspeichern wird das bisher praktizierte hybride System beibehalten.

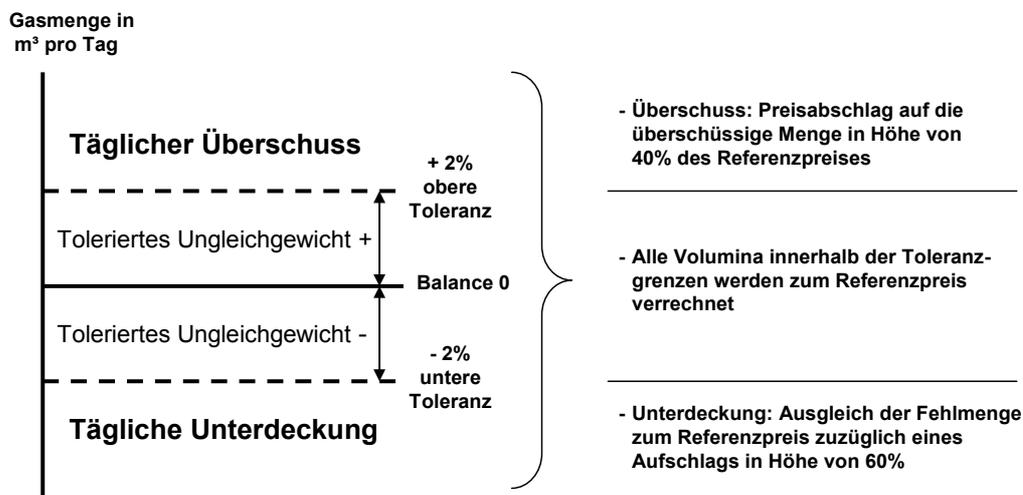
³⁶ Das Eigentum über das Transportnetz ist jedoch beim Mutterunternehmen Gasunie verblieben. Auch die Wartung und der technische Betrieb werden weiterhin vom Gasunie-Konzern durchgeführt. Vgl. Tönjes (2004, 599).

³⁷ Der Anteil der Kapazitäten, die als tägliche Kontrakte vorgehalten werden, unterscheidet sich nach der Jahreszeit. In den Wintermonaten (Dezember, Januar, Februar) beträgt ihr Anteil lediglich 5%. In den Übergangsmoaten (März, April, Oktober, November) sind maximal 20% und in den Sommermonaten (Mai, Juni, Juli, August, September) bis zu 70% der Kapazitäten auf täglicher Basis buchbar.

täglicher Basis als unterbrechbare Kapazitäten angeboten. Da der vom Entzug betroffene Shipper das Recht auf Anhörung bzw. Einspruch hat, kann nicht ausgeschlossen werden, dass ihn triftige Gründe vorübergehend zu einer Nichtnutzung in der Vergangenheit veranlasst haben, die jedoch fortan nicht mehr (in dem Ausmaß) bestehen werden. In diesem Fall wird der Entzug unwirksam und die Kapazitätsnutzung des neu eingetretenen Shippers wird unterbrochen.

Bilanzabweichungen zwischen der Einspeisung und Entnahme aller Einzelgeschäfte von Händlern werden über die gesamte Regelzone saldiert. Der Bilanzausgleich erfolgt auf täglicher Basis mit einer oberen und unteren Toleranzgrenze in Höhe von 2% (siehe Abbildung 7). Bleiben die Bilanzungleichgewichte eines Shippers innerhalb dieser Schranken, werden die erforderlichen Ausgleichstransaktionen von GTS zum Referenzpreis abgerechnet.³⁸ Für tägliche Mehrmengen über 2% muss ein Netzkunde einen Abschlag in Höhe von 40% hinnehmen. Bei täglichen Mindereinspeisungen wird die Ausgleichsenergie zum Referenzpreis zuzüglich eines sechzigprozentigen Strafaufschlags verrechnet.

Abbildung 7: Täglicher Bilanzausgleich in den Niederlanden

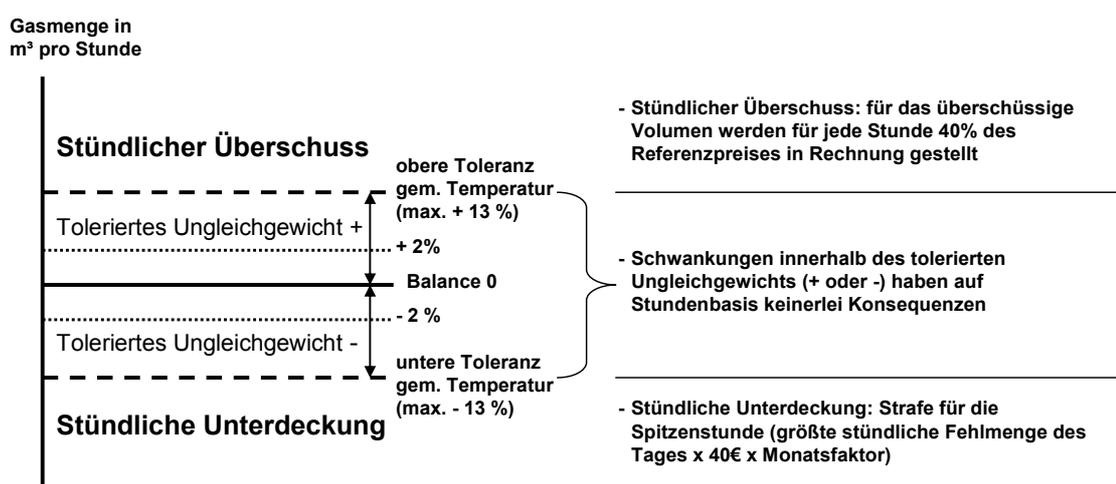


Quelle: GTS.

³⁸ Der Referenzpreis (R) leitet sich 2005 nach folgender Formel aus den Preisnotierungen für schweres Heizöl (H) und Gasöl (G) am Rotterdamer Handelsplatz ab: $R = 0,0175 \cdot H + 0,03102 \cdot G + 2,498$. Herangezogen wird jeweils der arithmetische Durchschnittswert der monatlichen Höchst- und Niedrigstnotierungen im letzten halben Jahr vor dem aktuellen Quartal. Der aktuell gültige Referenzpreis wird von der DTe laufend berechnet und veröffentlicht.

Ergänzend zum täglichen Bilanzausgleich wird die Einhaltung eines stündlichen Toleranzbereichs gefordert (siehe Abbildung 8). Dessen Höhe variiert nach der Temperatur: Bei -17°C und darunter werden keinerlei stündliche Abweichungen toleriert. Mit steigender Temperatur steigt die Toleranzgrenze allerdings linear an. Bei 0°C und darüber werden schließlich stündliche Abweichungen bis 13% akzeptiert. Werden die stündlichen Toleranzbänder überschritten, wird für den betroffenen Shipper eine Strafgebühr fällig. Bei überschüssigen Mengen beträgt diese zurzeit 40% des Referenzpreises. Bei einer Unterdeckung richtet sich die Höhe der Strafe zum einen nach dem stündlichen Spitzenfehlbetrag des Tages und zum zweiten nach der Jahreszeit bzw. dem Monatsfaktor (70% für die Wintermonate, 20% für die Übergangsmonate und 10% für die Sommermonate).

Abbildung 8: Stündliche Toleranzbänder



Quelle: GTS.

Generelles Ziel der Strafen im Rahmen des Bilanzausgleichs ist letztlich die Aufrechterhaltung der Systemintegrität. Daher werden die Über- und Fehlmengen sämtlicher Shipper in einem zweiten Schritt gegeneinander saldiert. Durch die Aufrechnung fällt der Bedarf an Ausgleichstransaktionen i.d.R. bei weitem geringer aus, als dieses unter rein individueller Betrachtung der einzelnen Shipper zu erwarten wäre. Die sich hieraus ergebenden Durchmischungsvorteile werden proportional an die Netzkunden weitergegeben. Dadurch können die individuell zu entrichtenden Strafgebühren eines Shippers bis auf 25% ihres ursprünglich gesetzten Niveaus fallen. Eine Unterschreitung dieses

Minimumlevels wird ausgeschlossen, um für die Shipper noch ausreichende Anreize für die Einhaltung ausgeglichener Bilanzportfolios vorzuhalten.³⁹

Über ein Online-Informationssystem (OTIS) haben die Netzkunden jederzeit die Möglichkeit, die Gasflüsse an ihren gebuchten Entry- und Exit-Kapazitäten zu überprüfen und ihre Bilanzposition zu bestimmen. Um Strafen aus abzusehenden Bilanzabweichungen zu umgehen, steht den Netzkunden eine eigene elektronische Handelsplattform für den Ausgleich innerhalb des TTF zur Verfügung. Auf dieser können die Shipper untereinander nicht genutzte Toleranzpotentiale tauschen. Darüber hinaus bietet GTS den Shippern auch einen Toleranzservice an: Einzelne Netzkunden können gegen ein Entgelt ihre Toleranzgrenzen über die definierten täglichen und stündlichen Werte hinaus verschieben.

3.3.4 Netzentgelt

Die niederländische Netzentgeltregulierung erfolgt ex ante auf der Basis einer Price-Cap-Regulierung. Die DTe genehmigt zu Beginn der dreijährigen Regulierungsperiode die spezifischen Netzzugangsentgelte.⁴⁰ Die aggregierte Preisobergrenze für die Netztarife wird entsprechend der bekannten Price-Cap-Formel bestimmt:

$$P = P_{t-1} \cdot (1 + I - X)$$

mit	P	Preisobergrenze des Netzbetreibers
	t-1	Vorjahreswert
	I	Inflationsrate (allgemeiner Verbraucherpreisindex)
	X	Produktivitäts- bzw. Effizienzfaktor

Der gesetzte Price Cap räumt den Netzbetreibern eine gewisse Flexibilität bei der Tarifgestaltung ein. Die Price-Cap-Regel legt nicht eine Vielfalt einzelner Netzentgelte für die verschiedenen Kundengruppen fest, sondern stattdessen eine gewichtete durchschnittliche Preisobergrenze für einen Korb unterschiedlicher Dienste für die jeweiligen Kunden. Die gesetzte Preisobergrenze gilt für den Durchschnitt der Tarifän-

³⁹ Diese Abrechnungsmethode sei am Beispiel von nur zwei Shippern im Markt verdeutlicht: Es sei angenommen, dass Shipper 1 bei einer erlaubten Toleranz von +60 ein Ungleichgewicht in Höhe von +100 aufweist. Seine zu entrichtende Strafgebühr berechnet sich somit zunächst auf der Basis der Toleranzüberschreitung +40. Hat der zweite Shipper ein Ungleichgewicht von +50 bei einer Toleranzgrenze in Höhe von +65, so wird ihm keine Strafzahlung auferlegt. Insgesamt beträgt das Ungleichgewicht +150 bei einer Gesamt toleranz von +125. Es ergibt sich ein Gesamtüberschuss von +25, auf den die Strafgebühren angesetzt werden. In diesem Fall hat Shipper 1 also keine Strafzahlungen auf seine gesamte übermäßigen Abweichung in Höhe von +40 zu entrichten, sondern die Grundlage für die Berechnung seiner Gebühreuzahlungen reduziert sich auf +25. Somit ist selbst für den Fall, dass mehrere Shipper Bilanzungleichgewichte in der gleichen Richtung aufweisen, eine Reduzierung der individuellen Strafzahlungen möglich. Voraussetzung dafür ist, dass einzelne Shipper die ihnen zugestandene Toleranz nicht voll ausgeschöpft haben. Vgl. GTS (2005, 22).

⁴⁰ Endkundentarife werden dagegen seit der vollständigen Marktöffnung nicht mehr reguliert. Zuvor unterlagen die Tarife für nicht zugelassene Kunden ebenfalls einem Price Cap.

derungen der enthaltenen Leistungen. Einzelne Preisänderungen können oberhalb des Caps liegen, solange der Durchschnitt aller Änderungen die Grenze nicht überschreitet. Dadurch bleibt den regulierten Unternehmen ein Spielraum beim Setzen der Preisstruktur.⁴¹

Das Ausgangsniveau wird auf der Transportnetzebene entsprechend dem Vergleichsmarktprinzip bestimmt. Dazu werden die Transportnetzentgelte aus zehn europäischen Staaten (inklusive Deutschland) unter Berücksichtigung länderspezifischer Strukturunterschiede dem niederländischen Tarif gegenübergestellt. Zusätzlich werden Effizienzziele in Form eines generellen Produktivitätsfaktors vorgegeben. Für die Transportebene liegt der Effizienzfaktor in der aktuellen Regulierungsperiode (2005 – 2007) bei 5%. Er hat sich damit gegenüber der vorangegangenen Regulierungsperiode (2002 bis 2004) nicht verändert.

Auf der Verteilernetzebene bildeten dagegen individuelle Kostenermittlungen die Grundlage für den zugewiesenen Price-Cap-Pfad der ersten Regulierungsperiode. Verrechnungsgröße zur Ermittlung der Abschreibungen und der Kapitalverzinsung war das betriebsnotwendige Anlagevermögen, bewertet zu den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend der kalkulatorischen Methode des Realkapitalerhalts. Die Berechnung der Verzinsung des betriebsnotwendigen Anlagevermögens erfolgte mit den durchschnittlich gewogenen Kapitalkosten (WACC) unter Anwendung des finanzmarkttheoretischen Konzepts des CAPM.⁴² Die Regulierungsbehörde unterstellte dabei Fremd- und Eigenkapitalanteile im Verhältnis von 60 zu 40. DTe räumte den niederländischen Verteilernetzbetreibern auf dieser Basis einen nominalen WACC in Höhe von 9,2% vor Steuern ein.⁴³ Ausgehend von dem in dieser Weise berechneten Kostenniveau wurde für die erste Regulierungsperiode auf der Verteilerebene ein genereller X-Faktor in Höhe von 3,8% vorgegeben.

Für die zweite Regulierungsperiode wurde auf eine detaillierte, individuelle Kostenprüfung wie vor der ersten Regulierungsperiode verzichtet. Startpunkt der aktuellen Price-Cap-Formel waren die unkorrigierten Tarife von 2004. Als entscheidende Ergänzung wurden die Verteilernetzbetreiber untereinander hinsichtlich ihrer Effizienz verglichen. Damit wurde ein erster Schritt zur Umsetzung des angestrebten Yardstick-Wettbewerbs unternommen. Bei Yardstick-Competition werden grundsätzlich keine individuellen Effizienzverbesserungsziele vorgegeben, sondern der X-Faktor ist für alle regulierten Unternehmen gleich und orientiert sich am durchschnittlichen Produktivitätsfortschritt

⁴¹ Eine solche Korbbildung berücksichtigt, dass die Netzbetreiber meist unterschiedliche Segmente beliefern und nicht all ihre Kosten eindeutig auf einzelne Kundengruppen zurechenbar sind. Ihnen wird die effizienzerhöhende Möglichkeit belassen, ihre Tarifstruktur nach den jeweiligen Zahlungsbereitschaften auszurichten. Vgl. Brunekreeft (2000, 5 – 13).

⁴² DTe bildete dazu zwei alternative Berechnungen und gab entsprechend differierende risikolose Zinssätze, Marktrisikoprämien und Beta-Faktoren vor. Der vorgegebene WACC ergab sich dann aus dem arithmetischen Mittel der beiden Alternativberechnungen.

⁴³ Bei einer unterstellten Preissteigerungsrate von 2,2% entspricht dies einem realen WACC in Höhe von 6,8% vor Steuern.

der Branche. Dadurch wird ein indirekter Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern generiert. Leistungsstarke, kosteneffiziente Netzbetreiber werden vom Markt mit hohen, überdurchschnittlichen Renditen belohnt, während Underperformer Verluste erleiden (vgl. Shleifer 1985). Voraussetzung für Yardstick-Competition ist aber, dass alle regulierten Unternehmen von einer vergleichbaren Produktivität und Kostenposition ausgehen. Andernfalls werden effiziente Unternehmen für ihre vergangenen Produktivitätssteigerungsbemühungen bestraft. Ein Unternehmen mit vergleichsweise hohen Kosten hat es leichter seine Kosten zu senken als ein Konkurrent, der die Best Practice der Branche definiert und die Kostensenkungspotentiale bereits in großem Maße ausgeschöpft hat. In einem ersten Schritt müssen die regulierten Unternehmen daher durch ein Benchmarking relativ zueinander positioniert werden. Den besten Vergleichsunternehmen wird auferlegt, Produktivitätsfortschritte in Höhe der branchenspezifischen Abweichung von der Produktivitätsentwicklung der Gesamtwirtschaft zu erzielen.⁴⁴ Von den übrigen Unternehmen wird darüber hinaus erwartet, dass sie zu den Best-Practice-Unternehmen aufschließen. Auf diese Weise werden somit zunächst unternehmensspezifischer Produktivitätsziele abgeleitet. Das Benchmarking erfolgte in den Niederlanden auf der Basis einer standardisierten Messung der Totalen Faktorproduktivität. Auf dieser Grundlage sind für die laufende Regulierungsperiode individuelle X-Faktoren für jeden einzelnen Netzbetreiber gesetzt worden, die in der Höhe bis zu 7,9% reichen (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: X-Faktoren der niederländischen Verteilernetzbetreiber

Verteilernetzbetreiber	Individueller X-Faktor 2005 - 2007
Netbeheerder Centraal Overijssel	0,9
Delta Netwerkbedrijf	0,3
GNET Eindhoven	-0,8
ONS Netbeheer	2,0
Rendo Netbeheer	7,9
Westland Energie Infrastructuur	1,9
Essent Netwerk	6,5
Eneco Netbeheer	2,9
Continuon Netbeheer	2,8
Netbeheer Haarlemmermeer	4,0
Intergas Netbeheer	-2,0
Obragas Net	4,3

⁴⁴ Der X-Faktor beinhaltet einen Vergleich der Entwicklung der regulierten Industrie mit der Entwicklung der Gesamtwirtschaft. Er stellt nicht einfach die absolute Höhe der Effizienzgewinne dar, die der Regulierer von der betroffenen Branche oder dem einzelnen Unternehmen jährlich erwartet, sondern ist vielmehr eine relative Größe. Vgl. Hense/Stronzik (2005).

Entsprechend dem Exit-Entry-Netzzugangssystem setzt sich das Netzentgelt für die Nutzung der Transportebene aus folgenden kapazitätsabhängigen Elementen zusammen:

- einem Entgelt für die Einspeisung (für 2005 zwischen 11,64 und 22,76 €/m³/h/a),
- einem Entgelt für die Entnahme (für 2005 zwischen 2,79 und 38,88 €/m³/h/a) und
- einer Verbindungsgebühr (ebenfalls berechnet in €/m³/h/a).⁴⁵

Die Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten sind an die Preise für feste Kapazitäten angebunden und lassen sich in zwei Klassen einteilen: Bei einer Kapazitäten mit einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 0% bis 5% liegt ihr Tarif bei 85% des Festtarifes. Liegt die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung dagegen darüber (gemäß der Erfahrungen zwischen 5% und 15%) erfolgt ein dreißigprozentiger Abschlag auf das Entgelt für feste Kapazitäten. Für die Nutzung des Verteilernetzes wird schließlich ein entfernungsunabhängiges Entgelt in Form einer Briefmarke erhoben. Sie setzt sich aus einem Leistungspreis, einem Arbeitspreis und einer Komponente für sonstige Leistungen (u.a. Messung) zusammen. Bei Nutzung von Transport- und Verteilernetz zahlt ein Shipper seine insgesamt zu entrichtenden Netzentgelte an den Verteilernetzbetreiber. Letzterer führt das Transportnetzentgelt im Anschluss an GTS ab.

3.3.5 Erfahrungen und jüngere Entwicklungen

Der niederländische Staat verfügt zurzeit über 10% der Anteile von Gasunie. 40% hält darüber hinaus die staatliche Energie Beheer Nederland (EBN). Jeweils 25% sind im Eigentum von Shell bzw. ExxonMobil. Die niederländische Regierung plant allerdings seit längerem eine Neuordnung des niederländischen „Gas Gebouw“ (Gasgebäude) vor. Zu diesem Zweck strebt sie danach, sämtliche Anteile an GTS zu erwerben, so dass der Transportnetzbetreiber zukünftig allein in staatlichen Händen liegt und auf der Transportebene ein Ownership Unbundling erreicht wird. Der niederländische Staat geht damit in seinen aktuellen Bemühungen über das Mindestmaß der EU-Anforderungen hinaus. Im Gegenzug zieht sich der niederländische Staat völlig aus Gasunie zurück, so dass lediglich Shell und ExxonMobil Anteilseigner des dominierenden niederländischen Gasversorgers bleiben. Dieser soll jedoch nach Möglichkeit in zwei miteinander konkurrierenden Großhandelsunternehmen gespalten werden. Zweijährige Verhandlungen zur Umsetzung dieses Plans scheiterten zunächst im Oktober 2003, da sich der niederländische Staat, Shell und ExxonMobil nicht über den Wert der zu übertragenden Aktiva einigen konnten.

Mitte 2004 hat der niederländische Wirtschaftsminister einen neuen Anlauf gestartet. Spätestens bis Mitte 2005 soll dieser Prozess abgeschlossen sein, so dass der Gas-

⁴⁵ Die Verbindungsgebühr fällt für die Anbindung des GTS-Netzes an das (Verteiler-)Gasnetz des Endkunden an. Vgl. GTS (2005, 4f.).

transport dann völlig unabhängig von der Produktion, dem Handel und dem Vertrieb von Erdgas ist. Die niederländischen Regulierungsverantwortlichen erhoffen sich durch die eigentumsrechtliche Entflechtung und die mögliche Spaltung von Gasunie erhebliche Wettbewerbsimpulse. Vor diesem Hintergrund wurde in den Niederlanden in den zurückliegenden Jahren auf ein Gas-Release-Programm verzichtet.⁴⁶ Ob jedoch im zweiten Versuch ein erfolgreicher Ausgang der Verhandlungen zur Neuordnung der niederländischen Gaswirtschaft gelingt, ist im Moment noch nicht abzusehen. Zudem zeigt die empirische Erfahrung, dass die bloße Präsenz zweier konkurrierender Unternehmen noch nicht zwangsläufig auf tatsächlichen, effektiven Wettbewerb schließen lassen muss.

GTS hat sich gegenüber der DTe dazu verpflichtet, ab 2006 ein neues Bilanzausgleichsregime einzuführen. Das neue System soll eine optimale Nutzung der Möglichkeiten des nationalen Transportnetzes gewährleisten und gleichzeitig die Kosten des Bilanzausgleichs so gering wie möglich halten. Das aktuelle System mit definierten Strafabschlägen bzw. –aufschlägen auf der Basis eines ölpreisbasierten Referenzpreises soll ersetzt werden durch ein stärker kostenorientiertes Regime, welches Bilanzabweichungen zu marktnahen Gaspreisen abrechnet. Den Shippern soll nach britischem Vorbild ermöglicht werden, kurzfristige Mehr- oder Mindermenge durch Intra-day-Handelsabschlüsse zu Spotmarktpreisen abzubauen. Diese soll zukünftig durch Transaktionen an der niederländischen Gasbörse APX Gas NL durchführbar sein.⁴⁷ Sie nahm im Februar 2005 ihren Handelsbetrieb auf und gestattet neben dem Day-ahead-Handel in Zukunft auch den Abschluss von Intra-day-Geschäften unter der TTF. Die Erfüllung der geclearten und anonymen Online-Geschäfte erfolgt somit im virtuellen Handelspunkt des niederländischen Netzes.⁴⁸ Darüber hinaus wird Endex, die niederländische Börse für Energiederivate, ab dem zweiten Halbjahr 2005 einen Handel für Gaskontrakte anbieten.

46 Darüber hinaus zeichnet sich der niederländische Gasmarkt durch eine vergleichsweise hohe Wechselrate aus: ca. 30% der freigegebenen Kunden haben ihren Versorger gewechselt. Dieser hohe Anteil kann als Indiz für entstehenden Wettbewerb interpretiert werden, so dass den niederländischen Regulierungsinstanzen der Erlass wettbewerbsstimulierender Gas-Release-Programme bisher nicht dringend geboten schien.

47 Die APX Gas NL wurde gemeinsam mit der ebenfalls gestarteten elektronischen Plattform für den börsenmäßigen Handel in Zeebrugge (APX Gas ZEE) in die bereits bestehende britische Gasbörse APX Gas integriert.

48 Der bilaterale OTC-Handel unter der TTF wird wie bisher von GTS fortgesetzt.

3.4 Österreich

3.4.1 Marktübersicht

Der österreichische Gasmarkt ist der kleinste der im Rahmen dieser Studie betrachteten Vergleichsmärkte. Der jährlicher Gasverbrauch betrug im Jahre 2003 8,6 Mrd. m³, einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr von 11,3%. Zuvor war der Gaskonsum seit 1997 weitgehend stagniert.⁴⁹ Der Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch in Österreich lag im Jahr 2003 damit bei 24% (vgl. BP 2004). Davon entfielen auf die produzierende Industrie 43%, auf Haushalte und Gewerbekunden 35% und auf Kraftwerke 18% (vgl. Papp 2004, 7). Der Gasbedarf wurde zu 23% aus einheimischen Quellen gedeckt (vgl. IEA 2004). Das österreichische Gasaufkommen wird im Wesentlichen von der OMV Austria Exploration & Production GmbH, einer hundertprozentigen Tochter des größten österreichischen Öl- und Gasunternehmens OMV AG, und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) gefördert. Die verbleibenden Verbrauchsmengen werden fast ausschließlich von einer anderen OMV-Tochter, der OMV Gas GmbH, aus Russland (ca. 75% der Importe) sowie zu etwa gleichen Teilen aus Norwegen und Deutschland importiert.⁵⁰

Das österreichische Transport- und Verteilernetz hat (inklusive der Transitleitungen TAG I & II, WAG, HAG, SOL und Penta West) eine Länge von insgesamt rund 30.400 km.⁵¹ Das österreichische Transportnetz (ca. 5.300 km) besteht aus drei Teilgebieten, die untereinander keine Leitungsverbindungen haben (siehe Abbildung 9). Entsprechend wurden drei Regelzonen eingerichtet, wobei die Regelzone Ost (Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien) ca. 95% des österreichischen Gasverbrauchs abdeckt. Alleiniger Transportnetzbetreiber der Regelzone Ost ist die OMV Erdgas GmbH, wiederum eine separate Tochtergesellschaft aus dem OMV-Konzern. Der lokale Netzbetrieb und Gasvertrieb erfolgt in dieser Regelzone durch sieben regionale Verteilnetzbetreiber⁵² und acht kommunale Versorgungsunter-

⁴⁹ Der hohe Verbrauchszuwachs in 2003 ist vor allem auf den verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken zurückzuführen. Vgl. E-Control (2004, 58).

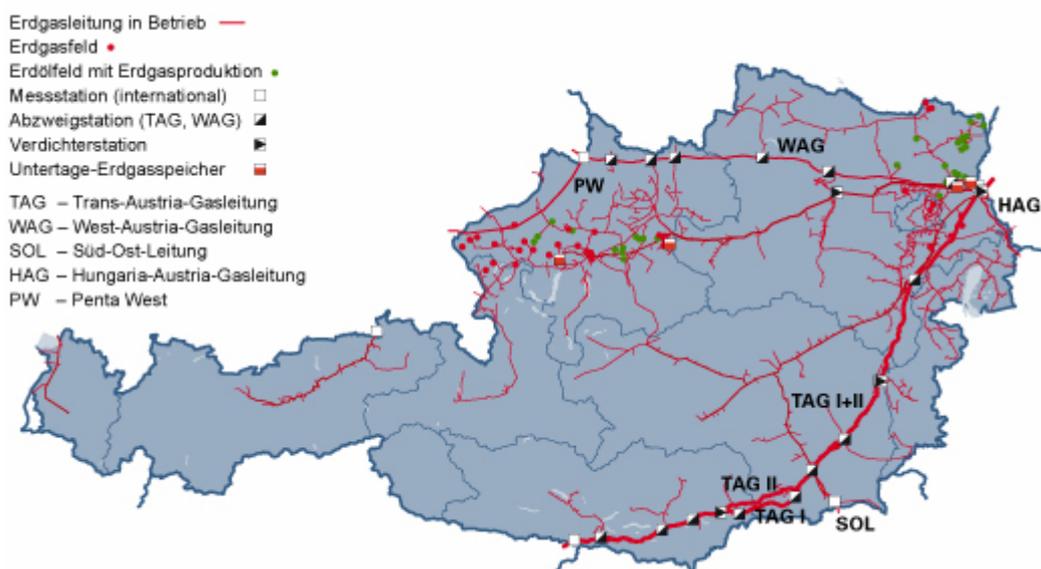
⁵⁰ Die in den nächsten Jahren benötigten Gasimporte sind durch langfristige ToP-Verträge mit ausländischen Erdgaslieferanten abgedeckt (vgl. E-Control 2003).

⁵¹ Die beiden, nahezu parallel verlaufenden Pipelines der TAG (Trans-Austria-Gasleitung) führen von Baumgarten über Arnoldstein in Kärnten weiter nach Italien (mit einer Länge von 383 bzw. 378 km und einer Jahresgesamtkapazität von 27,5 Mrd. m³). Die WAG (West-Austria-Gasleitung) mit einer Länge von 245 km und einer Jahresgesamtkapazität von 5 Mrd. m³ verläuft von Baumgarten über Oberkappel in Oberösterreich weiter nach Deutschland. Die HAG (Hungaria-Austria-Gasleitung) von Baumgarten nach Deutsch-Jahrdorf im Burgenland verbindet das ungarische mit dem westeuropäischen Gastransportnetz (Länge: 46 km; Jahresgesamtkapazität: 4,5 Mrd. m³). Die SOL (Süd-Ost-Gasleitung) führt über 26 km von Weitendorf in der Steiermark über Murfeld weiter nach Slowenien (Jahresgesamtkapazität: 1,75 Mrd. m³). Die Penta West verbindet über eine Länge von 95 km das österreichische Gasnetz bei Oberkappel mit dem deutschen Gasnetz bei Burghausen in Bayern (Jahresgesamtkapazität: 0,5 Mrd. m³). Alle fünf Transitpipelines sind im Eigentum von OMV Gas und werden im Wesentlichen von dieser betrieben.

⁵² Wien Energie Gasnetz GmbH, Burgenländische Erdgasversorgungs AG (BEGAS), Oberösterreichische Ferngas AG (ÖÖF), Energie-Versorgung Niederösterreich AG (EVN), Steierische Gas Wärme GmbH (STGW), Kärntner Elektrizitäts AG (KELAG) und die Salzburg AG.

nehmen. In Vorarlberg bzw. Tirol betreiben die Vorarlberger Erdgas GmbH (VEG) und die TIGAS-Erdgas Tirol GmbH (TIGAS) die Regionalnetze. Diese beiden, weitaus kleineren Netzgebiete sind weder untereinander noch mit dem Hauptnetz, der Regelzone Ost, verbunden und bilden daher jeweils eine separate Regelzone. Beide Regelzonen werden über Leitungen aus Deutschland von der E.ON Ruhrgas AG versorgt.⁵³

Abbildung 9: Erdgasnetz in Österreich



Quelle: OMV AG.

wik

Als weiterer bedeutender Marktteilnehmer ist zudem die EconGas GmbH als Vertriebsgesellschaft im Großkundenbereich (Verbrauch > 500.000 m³ per anno) tätig. EconGas ist ein Joint Venture aus der OMV und fünf regionalen Gasversorgern (Wien Energie, BEGAS, ÖÖF, Linz AG, EVN). EconGas nahm mit Beginn des Jahres 2003 das operative Geschäft im Großkundengeschäft auf und besitzt in diesem Segment zur Zeit einen Marktanteil von über 70%. Im Tarifkundensegment haben die Gasversorger im Osten Österreichs (Wien Energie, BEGAS, Linz AG und EVN) gemeinsam mit den beiden Stromversorgern BEWAG und Energie AG Anfang 1999 eine gemeinsame Vertriebsgesellschaft unter dem Namen EnergieAllianz gegründet. Die Unternehmen der EnergieAllianz verkaufen im Rahmen einer Multi-Utility-Strategie Strom und Gas gemeinsam, bisher allerdings ausschließlich in ihren eigenen Netzbereichen (vgl. E-Control 2003). Der Marktanteil der EnergieAllianz im Tarifkundensegment beträgt bei der Stromversorgung 72% und bei der Gasversorgung rund 80%. Einziger ausländi-

⁵³ In diesen beiden Regelzonen verfügen zudem drei kommunale Versorger über lokale Verteilernetze.

scher Gasanbieter in Österreich ist die E.ON Ruhrgas Austria, die über Terragas, ihre gemeinsame Vertriebstochter mit der Salzburg AG, Erdgas an industrielle Großkunden und Energieversorgungen liefert. Andere internationale Energieanbieter treten lediglich über Unternehmensbeteiligungen auf dem österreichischen Gasmarkt auf (u.a. RWE, EnBW, EdF).

In Österreich weist der Gasmarkt insgesamt ähnliche Marktstrukturen auf wie in Deutschland. Auch in Österreich kann ein großer Anteil des Jahresverbrauchs (ca. ein Drittel) in insgesamt fünf ausgeförderten unterirdischen Lagerstätten gespeichert werden (vgl. EU Kommission 2003, 77).⁵⁴ Die hohe Speicherkapazität trägt damit der starken Importabhängigkeit und der Möglichkeit zum Ausgleich der jahreszeitlichen Bedarfsschwankungen Rechnung. Im Gegensatz zu den Verhältnissen in Deutschland sind die Speicherkapazitäten in Österreich aber sowohl räumlich (im Wiener Raum und in Oberösterreich)⁵⁵ als auch anteilmäßig stark konzentriert (vgl. BMWA 2003b, 12). OMV Gas verfügt über die Speichieranlagen Schönkirchen, Reyersdorf, Tallesbrunn sowie Thann und damit über 77% der gesamten Speicherkapazität, während die Speicheranlage in Puchkirchen von der RAG betrieben wird (vgl. E-Control 2003). Anders als in Deutschland ist in Österreich aber nur eine Gasqualität vorherrschend, so dass sich das Problem, unterschiedliche Gasqualitäten in zusammenhängenden Netzen zu transportieren, dort nicht stellt.⁵⁶ Flüssiggas (LNG) ist in Österreich nicht verfügbar.

3.4.2 Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde

Der Liberalisierungsprozess wurde in Österreich durch das *Gaswirtschaftsgesetz (GWG)* im Jahre 2000 angestoßen. Das GWG setzte die damalige Binnenmarktrichtlinie Gas (98/30/EG) in nationales Recht um und führte zu einem Marktöffnungsgrad von etwa 50%. Mit der Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes im Jahr 2002 wurde die rechtliche Basis für die vollständige Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes und die dafür nötigen Rahmenbedingungen geschaffen. Seit dem 1. Oktober 2002 können alle österreichischen Gaskunden ihren Gasversorger frei wählen. Um die hundertprozentige Marktöffnung umzusetzen, wurden zudem wesentliche Änderungen gegenüber dem zuvor bestehendem Regulierungssystem vollzogen:

- Wechsel vom verhandelten zum regulierten Netzzugang,

⁵⁴ Eine zuvor separate, weitere Gaslagerstätte in Matzen wurde mittlerweile voll in die Einrichtung Schönkirchen integriert.

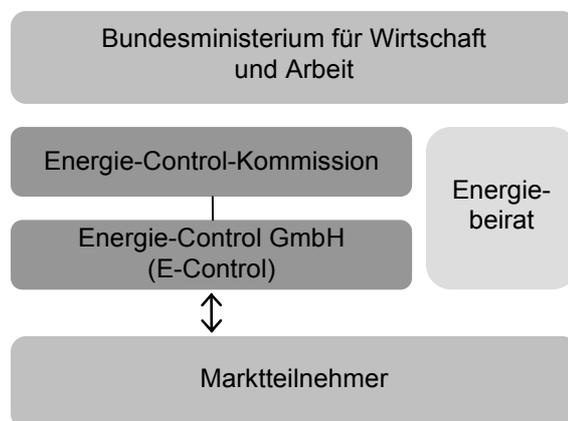
⁵⁵ Mit der räumlichen Konzentration der Speichieranlagen in der Nähe der Grenzübergangspunkte wird importiertes Gas, welches noch nicht benötigt wird, frühzeitig aus dem Netz genommen. Statt nahe an den Verbrauchsstellen wird es nahe der jeweiligen Anlieferstelle gelagert.

⁵⁶ Das eingesetzte Gas hat einen Brennwert von 11,07 kWh/Nm³, entspricht somit einem hochkalorigem H-Gas. Die beiden isolierten Netzbereiche Vorarlberg und Tirol sind physisch nicht an das restliche österreichische Gasnetz (Netzbereich Ost) angebunden, sondern lediglich an das deutsche Netz. Die Gasqualität in diesen beiden kleinen „Inselnetzen“ wird somit von den Importen aus Deutschland bestimmt und kann von der Gasqualität im Netzbereich Ost abweichen.

- Institutionalisierung unabhängiger Regulierungsbehörden für die Gasbranche,
- gesellschaftsrechtliche Entflechtung integrierter Erdgasunternehmen,
- Einrichtung von Regelzonen sowie
- Einführung eines Bilanzgruppenmodells.

Das österreichische Regulierungsmodell basiert auf dem Zusammenspiel mehrerer Institutionen, die über jeweils unterschiedliche Kompetenzen verfügen. Der Großteil der Zuständigkeiten wurde dazu von den einzelnen Ländern auf den Bund übertragen, um ein einheitliches regulatorisches Vorgehen zu ermöglichen. Lediglich der Netzausbau und der Netzanschluss werden auf Landesebene geregelt. Auf der Bundesebene sind drei Institutionen in die Regulierung des österreichischen Gasmarktes eingebunden: die auf administrative und operative Tätigkeiten ausgerichtete Energie-Control GmbH (E-Control), die als Entscheidungsinstanz agierende Energie-Control-Kommission sowie das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit als oberste Aufsichtsbehörde.⁵⁷

Abbildung 10: Struktur der österreichischen Regulierungsbehörden



Quelle: Boltz (2004, 151).

Die operative Regulierungstätigkeit wird im Wesentlichen von der *E-Control* durchgeführt. Sie ist ein privatrechtlich strukturiertes Unternehmen, welches kraft Gesetz hoheitliche Aufgaben wahrzunehmen hat. Sie ist vollständig in Bundeseigentum und

⁵⁷ Mit der Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes wurde der operative Zuständigkeitsbereich der im Elektrizitätsbereich bereits bestehenden Elektrizitäts-Control GmbH auf den Gasbereich ausgeweitet. Entsprechend der erweiterten Zuständigkeit erfolgte eine Umbenennung in Energie-Control GmbH. Parallel dazu wurde aus der Elektrizitäts-Control-Kommission die Energie-Control-Kommission. Die Aufgaben der Regulierungsorgane werden detailliert im Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG) beschrieben, das gleichzeitig mit dem Gaswirtschaftsgesetz im Jahr 2002 novelliert wurde.

arbeitet nicht gewinnorientiert. Sie fungiert als Ansprechpartner für die Marktteilnehmer und wird aus den Entgelten der Netzbetreiber finanziert. Ihre Aufgabe ist es, die Umsetzung der Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes zu überwachen, zu begleiten und gegebenenfalls regulierend einzugreifen. Das Aufgabenspektrum ist dabei sehr breit gefasst. In die Verantwortlichkeit der E-Control fällt es, die Rahmenbedingungen für den Energiemarkt zu schaffen. Dies beinhaltet vor allem die Ausarbeitung und Veröffentlichung von Marktregeln (z.B. bezüglich Ausgleichsenergie, Verfahren beim Lieferantenwechsel etc.) sowie technische und organisatorische Bedingungen für Netznutzer und Netzbetreiber. Ebenso müssen die AGB der Netzbetreiber durch sie genehmigt werden und auch die Abwicklung von Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern wird von der E-Control organisiert. Die E-Control fungiert zudem als Überwachungsinstanz. Sie übernimmt die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber und kontrolliert die Einhaltung der Entflechtungsvorschriften. Sie führt auch die Aufsicht über Bilanzgruppenverantwortliche, Bilanzgruppenkoordinatoren und Regelzonenführer.⁵⁸ Als weiteres wichtiges Aufgabengebiet ist die Erstellung und Veröffentlichung von Erdgaspreisvergleichen für Endverbraucher zu nennen, wodurch eine stärkere Transparenz am Gasmarkt geschaffen werden soll. Schließlich ist die E-Control als Schlichtungsstelle bei Streitigkeiten unter den Marktteilnehmern aktiv.⁵⁹

Trotz des breiten Spektrums an Regulierungsaufgaben verfügt die E-Control formal nur über geringe Entscheidungskompetenzen. Die E-Control erarbeitet zwar die Regeln zur Ermittlung der erlaubten Kosten und Erlöse der Netzbetreiber und berechnet spezifische Netzzugangsentgelte, kann diese aber nicht verordnen. Hoheitliche Entscheidungsinstanz ist vielmehr die *Energie-Control-Kommission*, eine Behörde richterlichen Einschlags. Sie setzt sich neben einem Richter aus zwei weiteren Mitgliedern zusammen, die über einschlägige technische, juristische bzw. ökonomische Kenntnisse verfügen müssen. Die Kommission trifft die wesentlichen regulatorischen Grundsatzentscheidungen. Darunter fallen die Genehmigung der allgemeinen Bedingungen für Netzbetreiber für die Inanspruchnahme von Übertragungs- und Verteilernetzen sowie die Bestimmung der Netznutzungsentgelte und sonstiger Tarife. Die Kommission bedient sich bei ihrer Tätigkeit der E-Control, da alle drei Mitglieder nur nebenberuflich tätig sind und die Kommission keine eigenen Mitarbeiter besitzt. Dabei bedient sie sich ihres Weisungsrechts gegenüber der E-Control. Daneben fungiert die Energie-Control-Kommission als Berufungsinstanz gegen Entscheidungen in den Bereichen, in denen die E-Control erstinstanzlich entscheidet. Die Mitglieder der Kommission sind bei der

58 Der rechtliche Rahmen in Österreich sieht zudem eine enge Zusammenarbeit zwischen der E-Control und den Wettbewerbsbehörden vor. Der E-Control steht ein Antragsrecht beim Kartellgericht in verschiedenen Bereichen des Kartellgesetzes zu. In Kartellverfahren, die den Energiebereich betreffen, kann die E-Control auch ohne Aufforderung Stellungnahmen abgeben (z.B. bei der Beurteilung von Unternehmensfusionen).

59 Die Schlichtungstätigkeit betrifft hauptsächlich Streitigkeiten zwischen Kunden und sonstigen Marktteilnehmern (Fragen zu Strom- oder Gasrechnungen, Qualitätsprobleme mit der Energieversorgung etc.). E-Control hat die gesetzliche Pflicht, nach spätestens sechs Wochen auf eine einvernehmliche Lösung zwischen den Streitparteien hinzuwirken. Dabei werden lediglich Vermittlungsversuche getätigt und keine Entscheidungen mit rechtskräftiger Wirkung ausgesprochen.

Ausübung ihres Amtes an keine Weisungen gebunden. Gegen ihre Entscheidungen ist jedoch eine Anrufung des Verwaltungs- bzw. Verfassungsgerichtshofes zulässig.

Oberste Aufsichtsbehörde ist das *Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit*, welches die Richtlinienkompetenz ausübt und die Tätigkeiten der E-Control beaufsichtigt. Als beratendes Organ für das Bundeswirtschaftsministerium und die Regulierungsbehörde wurde ein Energiebeirat gegründet, der sich fachlich in einen Elektrizitätsbeirat und einen Erdgasbeirat aufgliedert, um die unterschiedlichen Gegebenheiten dieser beiden Energiebereiche zu berücksichtigen. Durch diese Beiräte werden Vertreter des Bundeskanzleramtes, der Ministerien und Länder, des Städte- bzw. Gemeindebundes, der Sozialpartner und anderer eingebunden.⁶⁰ Sie haben lediglich Vorschlagsrechte und werden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit sowie der E-Control angehört. Sie erhalten außerdem detaillierte Informationen über die Kosten der Netzbetreiber.

3.4.3 Netzzugangsmodell

Ergänzend zur vollständigen Marktöffnung wurde in Österreich ein Wechsel vom verhandelten hin zum regulierten Netzzugang vollzogen. Die Betreiber von Gasnetzen haben seither den Zugang zu ihren Netzen gemäß allgemeiner Bedingungen zu gewähren, die von der E-Control genehmigt werden müssen. Für den Zugang zu Speicheranlagen hat man sich in Österreich für einen verhandelten Zugang entschieden. Der Betreiber der Speicheranlage ist dabei angehalten, Zugang auf der Basis diskriminierungsfreier und transparenter Bedingungen zu gewähren. Gemäß § 7 GWG sind die österreichischen Netzbetreiber zum gesellschaftsrechtlichen Unbundling des Betriebes von Fernleitungen, Speichern und sonstigen Netzen von den übrigen Tätigkeiten eines integrierten Erdgasunternehmens (wie Handel und Vertrieb) verpflichtet. Der Netzbetrieb muss hinsichtlich Rechtsform, Organisations- bzw. Entscheidungsgewalt und Buchhaltung verselbstständigt werden. Ausnahmen bestehen für Netzbetreiber mit weniger als 50.000 Hausanschlüssen, was vor allem kleinere Weiterverteiler ausnimmt. Diese Unternehmen müssen lediglich ein buchhalterisches und ein organisatorisches Unbundling ihrer vertikalen Tätigkeitsbereiche vollziehen. Die Anforderungen des GWG erfüllen damit die Minimalforderungen der EU-Beschleunigungsrichtlinie.

Das österreichische Gastransportnetz ist in drei Regelzonen (Ost, Vorarlberg, Tirol) mit zugehörigen Regelzonenführern untergliedert. Die Regelzonenführer sorgen für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen (Leistungs- und Druckregelung bzw. Druckhaltung), die Fahrplanabwicklung mit anderen Regelzonen, die Abrufung der Ausgleichsenergie, die Organisation und Einsatz-Erstellung von Lastprognosen und Langfristplanungen sowie die Überwindung von Engpässen. Die mit der Erfüllung dieser Aufgaben für den Regelzonenführer entstehenden Kosten werden mit einem von der

⁶⁰ Die Zusammensetzung und die Aufgaben der Beiräte werden durch die §§ 26 und 26a E-RBG gesetzlich geregelt.

Energie-Control-Kommission durch Verordnung festgesetzten Betrag abgegolten und vom Endkunden über das Netznutzungsentgelt getragen.

Das österreichische Netzzugangsmodell basiert auf einem Entry-Exit-System, d.h. Netzkunden buchen Entnahmekapazitäten mit einem Buchungszeitraum von mindestens einem Tag im voraus (vgl. CEER 2004, 48). Die Entnahmekapazitäten werden grundsätzlich entsprechend dem Reihenfolgeprinzip (first-come-first-served) zugewiesen. Allerdings besteht ein Vorrang für bereits vor der Liberalisierung abgeschlossene und weiter fortbestehende vertragliche Lieferbeziehungen. Hinsichtlich der Einspeisung des Erdgases in das Fernleitungsnetz und den Transport zum Entnahmepunkt wird von verfügbaren Kapazitäten entsprechend dem Status quo zu Beginn der völligen Marktöffnung ausgegangen. Werden zusätzliche Mengen abgesetzt oder verlagert sich der bisherige Einspeisepunkt (z.B. vom Baumgarten nach Oberkappel), muss der Regelzonenführer in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern eine Kapazitätsbeurteilung durchführen. Sind keine zusätzlichen Einspeise- bzw. Transportkapazitäten entsprechend den Wünschen des Netzkunden verfügbar, kann der Netzzugang verwehrt werden. Um einen einfachen Wechsel des Gasversorgers als Grundvoraussetzung für eine gelungene Marktliberalisierung zu ermöglichen, gilt jedoch in Österreich das Rucksackprinzip. Danach steht einem Kunden auch nach einem Lieferantenwechsel die gesamte für seine Belieferung benutzte Leitungskapazität zur Verfügung. Sie müssen den geplanten Wechsel lediglich ihrem lokalen Netzbetreiber melden (Verfahren des One-Stop-Shops) und die zugehörige Transportkapazität wird dem neuen Anbieter zum nächstmöglichen Stichtag übertragen.⁶¹ Für österreichische Gasnetze gilt darüber hinaus das Use-it-or-Lose-it-Prinzip, d.h. nicht in Anspruch genommene Transportkapazitäten verfallen und stehen anderen Kunden zur Verfügung.

Das aus dem österreichischen Strommarkt bereits bekannte Bilanzgruppenmodell wurde auf den Gassektor übertragen. Eine Bilanzgruppe ist die Zusammenfassung verschiedener Marktteilnehmer zu einer (virtuellen) Gruppe. Ziel einer Bilanzgruppe ist es, Über- und Unterbezüge statistisch auszugleichen, um den Bedarf an Ausgleichsenergie gering zu halten.⁶² Alle Netzbenutzer sind verpflichtet, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Ein Bilanzgruppenverantwortlicher ermittelt aufgrund des angemeldeten Bedarfs und der Lastprofildaten der Kunden einen Summenfahrplan. Er ist für die Übermittlung dieser Fahrpläne an den so genannten Bilanzgruppenkoordinator zuständig. Der Bilanzgruppenkoordinator ist als zentrale Verrechnungsstelle für die Ermittlung und verursachergerechte Zuordnung von Ausgleichsenergie innerhalb der Regelzone verantwortlich.⁶³ Er holt Angebote für die

61 Grundlage dafür sind die Wechselverordnung der E-Control und eine Liste mit Stichtagen für den Versorger- bzw. Bilanzgruppenwechsel (Wechselkalender).

62 Um die Stabilität des Gasnetzes zu gewährleisten, muss das Gasnetz innerhalb bestimmter Druckbereiche gefahren werden. Dies macht zeitweise die Bereitstellung von Ausgleichsenergie erforderlich, also die kurzfristige Einspeisung oder Entnahme von Gas aus dem Netz.

63 Bilanzgruppenkoordinator und Regelzonenführer können identisch sein. In diesem Fall übernimmt der Regelzonenführer neben seinen anderen Aufgaben auch die Organisation der Ausgleichsenergie. Für den Österreichischen Gasmarkt ist dieses jedoch nicht der Fall. Regelzonenführer sind hier für die Regelzone Ost die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), eine hundertprozentige Tochter von OMV Gas, und für die Regelzonen Vorarlberg und Tirol die VEG bzw. die Tiroler Regelzone AG. Bi-

Ausgleichsenergie ein und erstellt eine Abrufreihenfolge entsprechend einer Merit Order List.⁶⁴ Er ermittelt auf dieser Basis den Preis für Ausgleichsenergie und ordnet die Ausgleichsenergie den einzelnen Bilanzgruppen zu. Er stellt fest, inwieweit die prognostizierten Einspeisungen und Entnahmen von Erdgas mit den tatsächlichen Lieferungen übereinstimmen. Anhand der ermittelten Abweichungen wird die benötigte Ausgleichsenergie errechnet, die den einzelnen Bilanzgruppen in Rechnung gestellt wird. Die weitere Verrechnung innerhalb der Bilanzgruppen erfolgt dann durch den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen.

Mit der Übernahme des Bilanzgruppenmodells wurde gleichzeitig ein Ausgleichsenergiemarkt mit stündlicher Abrechnungsmöglichkeit geschaffen. Als Basis für die Abrechnung der Ausgleichsenergie müssen die Marktteilnehmer demnach stündliche Fahrpläne abgeben. Ihr individueller Bedarf an Ausgleichsenergie ergibt sich aus den Abweichungen der tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen von den fahrplanmäßig angegebenen Mengen. Es bestehen keine Toleranzgrenzen, so dass jede Abweichung zu Ausgleichsenergiekosten oder -erlösen führt. Die Bereitstellung der Ausgleichsenergie ist in Österreich marktwirtschaftlich organisiert. Die Preise, die in täglichen Auktionen erzielt werden, bilden auch die Grundlage für die Abrechnung.⁶⁵ Der Regelzonenführer AGGM ruft anhand der Merit Order List die Ausgleichsenergie ab. Die Angebote werden gemäß der Reihung auf dieser Liste abgerufen, so dass der Regelzonenführer die Ausgleichsenergie stets bei dem Anbieter bezieht, der sie zum günstigsten Preis liefert. Unabhängig von der Richtung der individuellen Fahrplanabweichung existiert für alle Bilanzgruppen jedoch nur ein Abrechnungspreis für die Ausgleichsenergie. Dieser entspricht dem arithmetischen Mittel aus dem stündlichen Kauf- und Verkaufspreis.

Zwar entwickelt sich Baumgarten an der Grenze zur Slowakei mehr und mehr zu einem bedeutenden unabhängigen Gas-Handelsplatz (Hub). Ein liquider Großhandelsmarkt hat sich bisher jedoch noch nicht entwickelt. Freie Gasmengen sind in Österreich kaum verfügbar. Neue Marktteilnehmer haben große Probleme, Gas in großem Umfang zu angemessenen Bedingungen zu kaufen. Der Bezug von Gas auf der Großhandelsstufe ist fast ausschließlich an die langfristigen ToP-Verträge der OMV Gas gebunden. Zumindest teilweise Abhilfe soll hier ein Gas-Release-Programm schaffen. Im Rahmen des 2002 genehmigten Zusammenschlussverfahrens wurde EconGas auferlegt, im Juli 2003 am Gas-Hub Baumgarten insgesamt 250 Mio. m³ Erdgas zu versteigern.⁶⁶ Acht Bieter aus insgesamt vier europäischen Staaten ersteigerten in dieser ersten Auktion

lanzgruppenkoordinator der Regelzone Ost ist hingegen die Austrian Gas Clearing and Settlement GmbH (AGCS). Bilanzgruppenkoordinator für die beiden anderen Regelzonen ist die Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG (A&B).

- 64** Die Merit Order List bezeichnet eine für jeden Zeitblock nach steigenden (sinkenden) Preisen geordnete Auflistung aller Angebote für den Kauf (Verkauf) von Ausgleichsenergie.
- 65** Ausschreibungen von Ausgleichsenergie finden lediglich in der Regelzone Ost statt. Zurzeit bieten dort vier Unternehmen Ausgleichsenergie an: EconGas, RAG, Salzburg AG und STGW. In den Regelzonen Vorarlberg und Tirol werden dagegen für Abweichungen vom Fahrplan von den jeweiligen Regelzonenführern (VEG bzw. TIGAS) dem Bilanzgruppenkoordinator (A&B) Fixpreise berechnet.
- 66** Die Versteigerungen wurden vom Central European Gas Hub, einer hundertprozentigen Tochter der OMV Gas, im Auftrag der EconGas durchgeführt.

die angebotene Erdgasmenge. Die zweite Versteigerung fand am 8. Juli 2004 statt, bei der zwölf Bieter aus ebenfalls vier europäischen Ländern den Zuschlag für die angebotene Menge von 250 Mio. m³ Erdgas erhielten. Ob diese Gasmengen jedoch tatsächlich auf dem österreichischen Gasmarkt und nicht auf benachbarten europäischen Märkten abgesetzt wurden, ist unklar.

3.4.4 Netzentgeltbestimmung

Die Netzentgelte unterliegen in Österreich einer ex-ante-Regulierung. Während die EU-Beschleunigungsrichtlinie lediglich die Einführung veröffentlichter Tarife fordert, deren Berechnungsmethoden einer ex-ante-Genehmigung durch die Regulierungsbehörde unterliegen, sieht das GWG die Festlegung der Netztarife durch die Regulierungsbehörden selbst vor. Die rechtliche Grundlage dafür bildet die Gassystemnutzungstarifverordnung (GSNT-VO), die von der Energie-Control-Kommission erlassen wird. Auf ihrer Basis gibt die E-Control das Verfahren zur Bestimmung der erlaubten Kosten und Erlöse vor und ermittelt die spezifischen Netzzugangsentgelte der Netzbetreiber, die schließlich von der Energie-Control-Kommission verordnet werden. Endkumentarife werden in Österreich dagegen nicht reguliert. Gleiches gilt auch für die Netznutzungsentgelte für den Transit von Erdgas durch Österreich. Sie sollen zwischen den Vertragspartnern verhandelt werden, müssen aber kostenorientiert und diskriminierungsfrei gebildet werden.

Das österreichische Regulierungssystem verfolgt einen kostenorientierten Ansatz, d.h. für die Netzentgelte sind von den Netzbetreibern die mit der Netznutzung verbundenen Kosten einschließlich eines angemessenen Gewinnzuschlags zugrunde zu legen (Cost-plus- bzw. Rate-of-return-Regulierung). Es werden alle relevanten Betriebs- und Kapitalkosten inklusive einer vorgegebenen Rendite vergütet. Ausgangspunkt der Kostenermittlung sind sowohl auf der Fernleitungs- als auch auf der Verteilernetzebene die individuellen Kosten der Netzbetreiber. Die Dauer einer Regulierungsperiode ist gesetzlich nicht explizit festgelegt (Fall-zu-Fall-Überprüfung). Die regulierte Tarifierung erfolgte erstmals per 1. Oktober 2002 und wurde seither etwa im einjährigen Rhythmus neu durchgeführt.⁶⁷ Anreizelemente sind bisher nicht implementiert worden. Der Aufbau von Qualitätskennzahlen für alle Netzbetreiber und die Einführung eines Qualitätsmindestniveaus sowie eines Benchmarking der Netzbetreiber sind aber für die Zukunft angedacht. Die Regelungen des § 23a GWG lassen einen entsprechenden Einstieg in die Anreizregulierung zu.

Die Berechnung der Kapitalkosten erfolgt mit der Methodik des Realkapitalerhalts.⁶⁸ Basis für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen sind somit die histori-

⁶⁷ Eine Neufestsetzung der Netztarife ging jeweils mit einer Novellierung der GSTN-VO einher, erstmals zum 1. Juni 2003 sowie jüngst zum 1. Juni 2004.

⁶⁸ Damit wird das bereits vor der Liberalisierung angewandte Berechnungskonzept weitergeführt.

schen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten. Der gewogene Durchschnittsfinanzierungssatz (WACC) ist entsprechend ein Nominalzins. Die Verzinsungsbasis bilden die abgeschriebenen Anschaffungs- und Herstellungskosten (Restbuchwert) und das Umlaufnettovermögen. Dabei entspricht der risikolose Zins als Ausgangsbasis für die Berechnung der Fremd- und Eigenkapitalzinsen der Rendite für österreichischer Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren (zum Stichtag 30. Juni 2003 3,94%). Als Zuschlag für die Ermittlung der Fremdkapitalzinsen eines Netzbetreibers werden 0,6 Prozentpunkte angesetzt, so dass die Kosten des Fremdkapitals insgesamt mit 4,54% (vor Steuern) angerechnet werden. Unter Berücksichtigung einer Marktrisikoprämie⁶⁹ von 5% und einem Betafaktor von 0,28 bis 0,33 ergibt sich ein Eigenkapitalkostensatz von rund 10,1% vor Steuern. Unter diesen Annahmen erhält man einen WACC von 6,5% vor Steuern. Dieser Finanzierungssatz wird jedoch lediglich auf das verzinsliche Kapital angewendet. Unverzinslich zur Verfügung stehende Kapitalteile (Lieferantenverbindlichkeiten, erhaltene Anzahlungen, bestimmte Verbindlichkeiten und Rückstellungen sowie Baukostenzuschüsse) müssen abgezogen werden. Welche Kapitalstrukturen jeweils zugrunde gelegt wurde, ist ebenso vertraulich wie der Umfang, in welchem Abzugskapital angesetzt wurde.

Auf Basis der zugestandenen Kosten (einschließlich der erlaubten Rendite) bestimmt die Energie-Control-Kommission die spezifischen Netznutzungstarife der jeweiligen Netzbetreiber. Auch wenn die Kapazitätsbuchung entsprechend einem Entry-Exit-Systems erfolgt, so werden trotzdem nicht die Einspeise- und Entnahmepunkte tarifiert. Die Netzentgelte auf der Transportebene werden vielmehr entsprechend dem Briefmarkenmodell erhoben.⁷⁰ Sie werden über eine Kostenwälzung an die Endkunden weitergegeben, d.h. die Regionalnetzbetreiber müssen zusätzlich zu ihren eigenen Kosten auch die anteiligen Kosten der vorgelagerten Netzebene für der Kalkulation ihrer spezifischen Entgelte ansetzen.⁷¹ Die eigentlichen Tarife auf der Verteilerebene sind hingegen letztlich standortabhängig. Für den vom Kunden zu zahlenden Nutzungstarif sind die Druckebene und jener geografische Ort ausschlaggebend, an dem die Kundenanlage angeschlossen ist. Je Netzbereich bzw. Bundesland existieren Tarife für Verteilerleitungen mit einem Druck größer 6 bar und Tarife für Verteilerleitungen mit einem Druck unter 6 bar. Die Tarife sind weiter in einen Arbeitspreis und einen Leistungspreis gegliedert. Die Ermittlung des Arbeitspreises (Cent pro gelieferte kWh) erfolgt nach Verbrauchsstufen. Die GSNT-VO legt dazu für beide Druckebenen und jeden Netzbereich jeweils bis zu 13 Tarifzonen für unterschiedliche Jahresverbrauchs-

69 Die Marktrisikoprämie wird aus dem Vergleich der Renditen im Aktienmarkt mit den Renditen der längerfristigen staatlichen Anleihen gewonnen.

70 Die Transportebene schließt neben dem eigentlichen Transportnetz der OMV Erdgas im Rahmen der Netzentgeltermittlung auch einige Verteilerleitungen der ÖÖF, der STGW und der EVN mit ein, durch die eine Verbindung in ein anderes Verteilernetz begründet wird. Zudem werden die grenzüberschreitenden Leitungsabschnitte von Deutschland nach Vorarlberg bzw. Tirol in die Transportebene eingeordnet. Die einzelnen Leitungen der Transportebene werden im Anhang des GWG aufgezählt.

71 Neben den individuellen Netzkosten sind dabei auch die anteiligen Regelzonenführerkosten und die anteiligen Regulierungskosten gemäß E-RBG zu berücksichtigen.

mengen fest.⁷² Für die ersten 8.000 kWh kommt der Tarif der Zone 1 zur Anwendung, für die folgenden 7.000 kWh der Tarif der Zone 2 und für die darauf folgenden 25.000 kWh der Tarif der Zone 3 etc. Bis zu einer Verbrauchsschwelle von 1.107.000 kWh/a werden sieben Zonen durchlaufen. Der leistungsbezogene Anteil des Netznutzungsentgeltes, mit dem insbesondere die anfallenden fixen Kostenbestandteile abgedeckt werden sollen, wird bis zu dieser Verbrauchsmenge durch eine Monatspauschale (Cent/Monat) abgegolten. Erst bei höherem jährlichen Verbrauch müssen Lastprofilzähler eingebaut werden. Der Leistungspreis (Cent/kWh/h) ergibt sich im Falle einer entsprechenden Leistungsmessung dann als Jahresmittel der höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung eines Monats. Grundsätzlich jedoch darf der leistungsbezogene Anteil 80% des Netznutzungspreises je Druckebene nicht übersteigen. Entsprechende Tarifstrukturen gelten einheitlich in allen neun regionalen Netzbereichen. Aufgrund der teilweise unterschiedlichen Einflussfaktoren (u.a. Dichte des Netzes, Topographie, Abnahmestruktur) unterscheiden sich die zugestandenen Netznutzungstarife zwischen den regionalen Netzbetreibern jedoch in der Höhe. Letztlich ergibt sich dadurch ein reines Exit-Tarifsystem. Unabhängig vom Einspeisepunkt werden Netzentgelte in Abhängigkeit von der Ausspeisezone bzw. dem entsprechenden Netzbereich erhoben.

3.4.5 Erfahrungen und jüngere Entwicklungen

Bisher weist der österreichische Gasmarkt nur eine sehr geringe Wettbewerbsintensität auf. Die Wechselraten lagen zwischen Oktober 2002 und September 2003 für industrielle Großabnehmern lediglich bei 3,7%. Bei den anderen Verbrauchergruppen ist das Wechselverhalten noch ernüchternder: Nur 0,9% der Haushaltskunden und 0,2% der Kleinabnehmern wechselten im angegebenen Zeitraum ihren Gasversorger (vgl. e-Control 2004). Ein Grund hierfür mag in der geringen Anzahl alternativer Anbieter liegen. Im Kleinkundensegment bieten lediglich MyElectric (ein Tochterunternehmen der Salzburg AG), Erdgas Oberösterreich (Tochter der ÖÖF) und KELAG sowie der Newcomer Unsere Wasserkraft in der gesamten Regelzone Ost ihr Erdgas an. Die Unternehmen der EnergieAllianz und der STGW vertreiben Erdgas dagegen bisher ausschließlich im eigenen Netzbereich. Daneben gibt es im Haushaltskundenbereich nur einige Alternativenanbieter, die als Local Player in abgegrenzten regionalen Gebieten zu den angestammten Gasversorgern in Konkurrenz treten.

Darüber hinaus ist es in einigen Netzbereichen seit der Liberalisierung zwar zu einer deutlichen Senkung der Netztarife gekommen. Da aber gleichzeitig zum 1. Januar 2004 die Energieabgabe erhöht wurde, bewegen sich die Endkundenpreise im Kleinkundensegment weitgehend auf dem gleichen Niveau. In einigen Netzbereichen sind sie sogar leicht angestiegen. Auch im Industriekundensegment sind die Gaspreise aufgrund des noch zu schwachen Wettbewerbs bisher nicht in dem erwarteten Ausmaß gesunken (vgl. E-Control 2004, 62 - 64). Durch den geringen Gas-zu-Gas-Wettbewerb und die

⁷² Mit steigender Abnahmemenge reduzieren sich die Kosten für die Netznutzung pro kWh.

geringe Liquidität auf dem österreichischen Gashandelsmarkt ist der Gaspreis zudem immer noch stark an den Ölpreis gekoppelt und unterliegt damit noch den gleichen Entwicklungen (mit einer zeitlichen Verzögerung von drei bis sechs Monaten). Insgesamt ist die hieraus resultierende Entwicklung der Endkumentarife insofern problematisch, als dass der Nutzen der Liberalisierung in der breiten Öffentlichkeit nicht wahrgenommen wird bzw. ungerechtfertigter Weise in Zweifel gezogen wird.

Eine Erhöhung der Liquidität des österreichischen Gasmarktes wird im Allgemeinen durch den geplanten Bau der so genannten Nabucco-Pipeline erwartet. Diese Leitung soll Erdgas, welches in den Gasfeldern des Kaspischen Beckens gefördert wird, von Georgien und dem Iran über die Türkei nach Österreich fördern. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2009 geplant. Die Nabucco-Pipeline soll dann spätestens im Jahre 2020 eine Jahreskapazität von ca. 13,5 bis 16 Mrd. m³ aufweisen (vgl. Lamprecht 2004). Wird dieses Projekt eines Konsortiums aus der OMV Gas, der türkischen Botas, der bulgarischen Bulgargaz, der rumänischen Transgaz und der ungarischen MOL wie geplant realisiert, ermöglicht es den Zugang zu den zweitgrößten Erdgasreserven der Welt (etwa 6.000 Mrd. m³).

3.5 Italien

3.5.1 Marktübersicht

Der italienische Gasmarkt ist mit einem Verbrauch von 71,7 Mrd. m³ im Jahre 2003 der drittgrößte Gasmarkt innerhalb der EU. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch liegt damit bei ca. 35% (vgl. BP 2004). Größte Verbrauchergruppe sind in Italien industrielle Großkunden mit einem Anteil von ca. 44%, gefolgt von privaten Haushalten und kleineren Gewerbekunden mit 36% und den Kraftwerken mit etwa 19% (vgl. Eurogas 2004). Etwa 18% des Gasbedarfs wird aus inländischer Produktion gedeckt (vgl. EU Kommission 2005, 34). Die bedeutendsten Förderfelder liegen in der Poebene sowie offshore in der Adria. Ein neues größeres Erdgasfeld wird zudem zurzeit vor der Küste Siziliens erschlossen. Insgesamt ging die inländische Produktion in den letzten zehn Jahren aber sukzessive zurück, während gleichzeitig der Gasverbrauch in Italien jährlich zunahm (u.a. aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Gaskraftwerken). Dadurch stieg der Anteil der Importe zur Deckung des Gasverbrauchs zwischen 1993 und 2003 durchschnittlich um 6,1% per anno. Importländer sind Algerien (mit 38% der Importe), Russland (32%), die Niederlande (14%), Norwegen (9%) und Nigeria mit 7% (vgl. EIA 2004d).

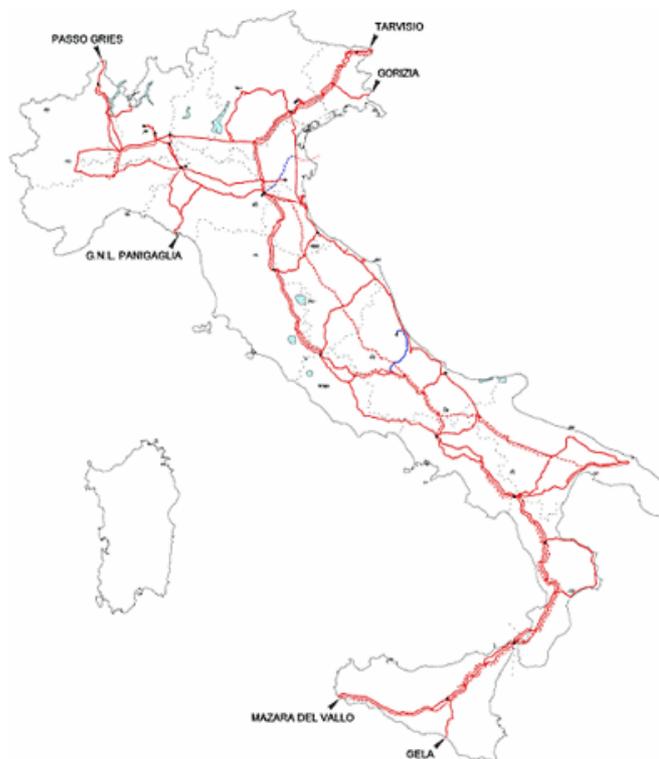
Bereits knapp über 10 % der gesamten Importe, und zwar die Gaseinfuhren aus Nigeria sowie ein Teil der Einfuhren aus Algerien, erfolgen über das LNG-Importterminal in Panigaglia im Nordwesten Italiens (Jahreskapazität 4 Mrd. m³).⁷³ Darüber hinaus verfügt Italien über vier Grenzübergangspunkte. Die Mittelmeer-Pipeline Transmed, über die der größte Teil des algerischen Gases nach Italien gelangt, beginnt in Tunesien und verläuft über Sizilien (Mazara del Vallo) bis zur Endstelle auf dem italienischen Festland, Minerbo, in der Nähe von Bologna. Gasimporte aus den Niederlanden und Norwegen gelangen über den Grenzübergangspunkt Passo Gries an der schweizerischen Grenze nach Italien. Die russischen Gasimporte werden über Tarvisio an der österreichischen Grenze abgewickelt. Schließlich ist das italienische Netz bei Gorizia auch mit dem Netz in Slowenien verbunden. Der Anteil der über diesen Übergangspunkt abgewickelten Importe ist allerdings verschwindend gering. Zusätzlich soll eine in Kürze fertig gestellte neue Pipeline zwischen Libyen und Italien Gasimporte aus Südlibyen ermöglichen. Der Anschluss an das italienische Gasnetz erfolgt in Gela auf Sizilien. Eine weitere geplante Pipeline soll Algerien direkt mit Italien verbinden und 2008 ihren Betrieb aufnehmen (vgl. EIA 2004d; Di Nucci 2004, 592f.). An keinem der

⁷³ Die Bedeutung von LNG für den italienischen Gasmarkt wird zukünftig weiter steigen. So wird etwa der Edison-Konzern ab 2006 LNG aus Katar beziehen (vgl. Prognos 2004, 73). Für 2007 ist zudem die Fertigstellung eines LNG-Terminals in Brindisi, im Südosten Italiens, mit einer Jahreskapazität von 5 Mrd. m³ geplant (vgl. Seeliger 2004, 16). Ein weiteres LNG-Terminal soll in der nördlichen Adria, 18 km vor der Küste der Provinz Rovigo, errichtet werden (vgl. Global Competition Review 2004, 101)..

italienischen Netzpunkte bzw. Importstellen hat sich jedoch bisher ein unabhängiger Hub als Handelsplattform für Gas herausgebildet.

Das italienische Gasnetz, in welchem nur eine Gasqualität transportiert und verteilt wird, hat eine Länge von insgesamt 228.220 km. Das Transportnetz ist 31.220 km lang, während sich das Verteilernetz über 197.000 km erstreckt (vgl. Eurogas 2004). Innerhalb des früheren staatseigenen Öl- und Gasunternehmens ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) wurde dem Tochterunternehmen Snam Rete Gas die gesamte Infrastruktur für den Transport und die Umwandlung von Flüssiggas zum 1. Juli 2001 übertragen. Snam Rete Gas besitzt und betreibt seither ca. 95% der italienischen Ferngasleitungen (siehe Abbildung 11) und ist auch Eigentümer der Grenzübergangspipelines. Das restliche Transportnetz wird von Edison T&S betrieben, ist aber in seiner Betriebsweise so an das Transportnetzsystem von Snam Rete Gas angeschlossen, dass keine handelsbeschränkenden technischen Restriktionen bestehen. Auf der Verteilernetzebene weist Italien ähnliche Marktstrukturen wie Deutschland auf: 557 lokale private und kommunale Unternehmen betreiben laut jüngstem Benchmarking-Report der EU-Kommission (2005, 28) in Italien ein Verteilernetz.

Abbildung 11: Das italienische Transportnetz



Quelle: Snam Rete Gas.

Italien verfügt darüber hinaus über zehn Gasspeicher mit einer Gesamtkapazität von 16,8 Mrd. m³, deren Standorte räumlich konzentriert vor allem im Norden Italiens liegen (vgl. Eurogas 2004; EU Kommission 2003, 77). Damit können ca. 22% des inländischen Jahresverbrauch in den Speicheranlagen zwischengelagert werden. Acht der zehn Speicheranlagen mit insgesamt 98% der gesamten italienischen Speicherkapazität betreibt Stoccagi Gas Italia (Stogit). Die beiden anderen, sehr kleinen Speicher betreibt Edison T&S.

3.5.2 Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde

Der eigentliche Start für die Liberalisierung des italienischen Gasmarktes erfolgte im Jahr 2000 mit dem Erlass des Gesetzesdekrets Nr. 164/2000 („Letta-Dekret“⁷⁴) zur Umsetzung der europäischen Gasrichtlinie 98/30/EG. Hauptziel des Gasdekrets war die Beendigung der Monopolstellung der vormals staatseigenen ENI und die Schaffung eines regulatorischen Fundaments für die Entstehung einer wirksamen Konkurrenz. Das Dekret setzt ein Liberalisierungsplan, welcher die am 1. Januar 2003 erfolgte vollständige Öffnung des Gasmarktes vorsah, so dass alle Verbraucher seitdem ihren Lieferanten frei wählen können. Die Bestimmungen des Letta-Dekrets sind darüber hinaus insgesamt sehr weitreichend. Eine Anpassung des rechtlichen Regulierungsrahmens als Folge der verschärften Bestimmungen der Beschleunigungsrichtlinie Gas (2003/55/EG) war daher in Italien nicht erforderlich.

Die Regulierung des italienischen Gasmarktes erfolgt im Wesentlichen durch das italienische Wirtschaftsministerium und eine sektorspezifische Energieregulierungsbehörde. Das Wirtschaftsministerium (*Ministero delle Attività Produttive*) setzt die allgemeinen Richtlinien der Regulierung und trägt als höchste Instanz die letzte Verantwortung. Die italienische Regulierungsbehörde für Elektrizität und Gas *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)* füllt den vorgegebenen Rahmen als unabhängige Institution aus. Sie wurde auf der Grundlage des Gesetzes Nr. 481 vom 14. November 1995 errichtet. Zu ihren Zuständigkeiten zählen:

- die Festlegung der Zugangstarife für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Gas sowie für die LNG-Terminals,
- die Bestimmung von Leistungsstandards und wirtschaftliche Kriterien, die im Versorgungsnetz für Zugang, Verbindung und Nutzung gelten,
- die Erarbeitung und Überwachung von Unbundling-Richtlinien,
- die Unterstützung des Wirtschaftsministeriums bei der Ausstellung und Verlängerung von Lizenzen und Genehmigungen sowie
- die Schlichtung von Konsumentenbeschwerden.

⁷⁴ Nach dem ehemaligen italienischen Minister für Industrie, Handel und Handwerk sowie Außenhandel, Enrico Letta, in dessen Amtszeit das Gasdekret ratifiziert wurde.

Weiterhin ist es Aufgabe der AEEG, der Regierung und dem Parlament Markterkenntnisse mitzuteilen und Vorschläge zu unterbreiten, um die Umsetzung der europäischen Richtlinien zu gewährleisten und die Marktstruktur zu verbessern. Insbesondere in den vor- und nachgelagerten Stufen (Produktion, Import, Handel, Vertrieb), die – anders als der Netzbereich – nicht die Entstehung eines natürlichen Monopols befürchten lassen, wird die AEEG dabei von der italienischen Wettbewerbsbehörde *Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato* unterstützt. Ihre Aufgabe ist es, ein wettbewerbskonformes Verhalten aller Marktakteure in diesen Stufen der vertikalen Kette zu gewährleisten und missbräuchliche Diskriminierungen zu verhindern.

3.5.3 Netzzugang

Der italienische Gasmarkt ist seit Januar 2003 zu 100% geöffnet. Der Zugang zu den Transport- und Verteilernetzen und den Gasspeichern wird ebenso reguliert wie Systemdienstleistungen, Zählung, Messung bzw. Abrechnung sowie der Gastransit durch Italien. Seit Januar 2002 müssen der Gastransport und die Gasverteilung von allen anderen Tätigkeiten im Gassektor rechtlich getrennt sein. Eine Ausnahme bestand zunächst für Verteilernetzbetreiber, die im Vertrieb weniger als 100.000 Endverbraucher versorgen. Seit der vollständigen Liberalisierung gilt die Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung aber auch für sie. Eine Ausnahme vom Legal Unbundling wird dagegen der Gaslagerung zugestanden, für die der italienische Regulierungsrahmen lediglich eine buchhalterische und organisatorische Trennung von den Netzaktivitäten vorschreibt. Die Unternehmen, die im Transport, Vertrieb, Dispatchment, der Gaslagerung bzw. als Betreiber einer LNG-Anlage tätig sind, unterliegen gemäß Letta-Dekret zudem bestimmten Informationspflichten. Sie müssen die anderen Unternehmen, die im selben Bereich tätig sind, über ihre Tätigkeit informieren, um so Kompatibilität zwischen den verschiedenen Aktivitäten zu ermöglichen und somit die Effizienz des Systems zu gewährleisten (vgl. Calmetta/Ziegler 2001, 657).

ENI besaß bis zur Einleitung erster Liberalisierungsschritte eine Monopolstellung in nahezu allen Stufen des italienischen Gasmarktes. Auch heute noch wird der Gasmarkt Italiens in der Förderung und Exploration, im Import- und Ferngasbereich sowie im Gasvertrieb vom ENI-Konzern dominiert. ENI ist nicht nur größter Gasproduzent Italiens,⁷⁵ sondern auch der bedeutendste Importeur. Der dominierende Speicheranlagenbetreiber Stogit ist eine hundertprozentige Tochter von ENI. Darüber hinaus besitzt die Eni-Gruppe als Muttergesellschaft zurzeit noch 50,06% an Snam Rete Gas, während die restlichen Anteile des dominierenden Transportnetzbetreibers in Streubesitz liegen (vgl. Snam Rete Gas 2004, 42f.). Das LNG-Terminal in Panigaglia wird von GNL Italia betrieben, einem Unternehmen, welches wiederum von Snam Rete Gas

⁷⁵ Neben ENI verfügt lediglich Edison, das in erster Linie kleinere Gasfelder ausschöpft, bei der inländischen Gasförderung über nennenswerte Marktanteile.

kontrolliert wird. Die ENI-Tochter Italgas besitzt die Konzessionen für etwa ein Drittel des italienischen Gasverteilernetzes, während diese Netzebene ansonsten sehr stark fragmentiert ist (vgl. Global Competition Review 2004, 101). Ein wichtiger gesetzlicher Schritt, um die Dominanz der ENI-Gruppe auf dem italienischen Gasmarkt zu reduzieren, wurde jedoch mit dem jüngst ratifizierten Dekret Nr. 239/2003 vollzogen. Es untersagt Gasversorgern ab dem 1. Juli 2007 mehr als 20% Anteile an Transportnetzeigentümern bzw. -betreibern zu halten. ENI wird dadurch gezwungen, seine zurzeit an Snam Rete Gas gehaltenen Anteile weiter um etwa 30 Prozentpunkte zu vermindern.

Um darüber hinaus eine nachhaltige Entwicklung der Wettbewerbskräfte zu ermöglichen, setzt das Letta-Dekret Höchstgrenzen für den Verkauf an Endkunden sowie für die Einspeisung von Gas in das italienische Gasleitungsnetz fest. Danach darf von Januar 2003 bis Dezember 2010 kein Unternehmen (direkt oder indirekt über verbundene Unternehmen) im Endkundenbereich einen Anteil von mehr als 50% am gesamten jährlichen Gasabsatz aufweisen.⁷⁶ Hinsichtlich des Bezugs darf zudem von Januar 2003 an kein Unternehmen mehr als 75% des jährlichen nationalen Gasverbrauchs in das nationale Gasnetz einspeisen. Dieser Prozentsatz reduziert sich seit 2003 jährlich um zwei Prozentpunkte bis zum Erreichen von 61% mit Beginn des Jahres 2010. ENI als Hauptimporteur wird dadurch dazu verpflichtet, einen bestimmten Teil des eingeführten Erdgases noch vor der Einspeisung in das nationale Gasleitungsnetz weiterzuverkaufen (Gas-Release-Programm). ENI hat diese Anweisung im Jahr 2003 umgesetzt und nur noch 68% des Gasbedarfs in das nationale Netz eingespeist. Andere wichtige Lieferanten sind ENEL (12%), Edison (10%) und Plurigas mit 4% (vgl. EIA 2004d).⁷⁷

Der Netzzugang erfolgt auf der überregionalen Ebene auf der Grundlage eines Entry-Exit-Modells, wobei das gesamte italienische Transportnetz nur eine Regelzone bildet. Regional gilt dagegen ein Briefmarkenmodell. Die Kapazitäten können jeweils für ein Gaswirtschaftsjahr (von Anfang Oktober eines Jahres bis Ende September des nachfolgenden Jahres) gebucht werden. Die Anfrage muss spätestens zum 1. August des betreffenden Jahres erfolge; für unterbrechbare Kapazitäten ist der 1. September der letzte möglicher Buchungstag.⁷⁸ Die Zuweisung der Kapazitäten erfolgt in Italien nicht nach dem Reihenfolgeprinzip, sondern anteilmäßig (pro rata). Eine Besonderheit besteht hier bei beim Zugang zu den Entry-Kapazitäten an den Grenzübergängen. Inhaber langfristiger ToP-Verträge sind hier gegenüber Importeuren mit jährlichen Importkontrakten vorzugsberechtigt. Sollten im Verlauf des Gaswirtschaftsjahre durch Erweiterungsinvestitionen neue Kapazitäten verfügbar werden, können Netzkunden sich um diese innerhalb von 7 Tagen nach Bekanntgabe durch den Netzbetreiber bewerben.

⁷⁶ Die Italgas-Gruppe dürfte sich in der Nähe dieser Schwelle befinden.

⁷⁷ ENEL, Italiens größter Stromversorger, importiert das Gas allerdings ausschließlich zur Stromerzeugung in den eigenen Gaskraftwerken. Vgl. Prognos (2004, 72).

⁷⁸ Inhaber langfristiger Importverträge können Entry-Kapazitäten an den Grenzübergängen auch für längere Zeiträume buchen (bis zu 5 Gaswirtschaftsjahren). Die Buchung muss in diesem Fall aber spätestens zwei Jahre (Stichtag auch hier: 1. August) vor der geplanten Inanspruchnahme erfolgen.

Ein Transfer bzw. Handel der erworbenen Kapazitäten zwischen den Marktteilnehmern ist möglich. Dazu wurde jüngst das gesamte italienische Transportnetz nach britischem und niederländischem Vorbild zum nationalen, virtuellen Handelspunkt erklärt und hinsichtlich des institutionellen Rahmens entsprechend eingerichtet. Um den Endkunden einen einfachen Wechsel des Gasversorgers zu ermöglichen, gilt zudem auch in Italien das Rucksackprinzip: Einem Verbraucher steht nach einem Lieferantenwechsel die gesamte für seine Belieferung benutzte Leitungskapazität zur Verfügung, so dass der neue Lieferant berechtigt ist, diese zu diesem Zweck vom vorherigen Versorger anzufordern (vgl. Global Competition Review 2004, 103). Darüber hinaus nicht in Anspruch genommene Kapazitäten verfallen.

Der Bilanzausgleich erfolgt täglich, wobei eine Bündelung über die gesamte Regelzone erlaubt ist. Die Toleranzschwelle beträgt 8%. Bei Variationen über diesen Schwellenwert hinaus berechnet der Netzbetreiber eine Gebühr von 10 Cent/GJ für die abweichende Gasmenge.⁷⁹ Ist das Ungleichgewicht größer als 15% fällt zusätzlich eine Gebühr von 30 Cent/GJ an. Die Abrechnung erfolgt jedoch erst am Ende des betreffenden Kalendermonats in kumulierter Form. Um insbesondere potentielle neue Marktteilnehmer nicht vor einem Marktzutritt abzuschrecken, bleiben tägliche Bilanzungleichgewichte bis zu 6000 GJ dabei grundsätzlich unberechnet.

3.5.4 Netzentgelt

Italien verfügt über ein Ex-ante-Regulierung mit unternehmensspezifisch gesetzten Erlösobergrenzen (Revenue Caps) für den Transport und die Verteilung und von Gas.⁸⁰ Die Regulierungsperiode umfasst vier Jahre. Die regulierten Entgelte besitzen jedoch immer für das jeweilige Gaswirtschaftsjahr Gültigkeit, so dass die Vorgaben der ersten Regulierungsperiode (2001 – 2004) noch bis zum 30. September 2005 Anwendung finden. Die Erlösobergrenze bestimmt sich für den Gastransport nach folgender Formel:

$$R = R_{t-1} \cdot (1 + I - X) +/- P + Y + Q + E$$

mit	<i>R</i>	Erlösobergrenze des Transportnetzbetreibers
	<i>t-1</i>	Vorjahreswert
	<i>I</i>	Inflationsrate (allgemeiner Verbraucherpreisindex)
	<i>X</i>	Produktivitätsfaktor
	<i>P</i>	Korrekturfaktor für Mehr- oder Mindererlöse aus Prognosefehlern
	<i>Y</i>	Außerordentliche Kosten (aus Ereignissen oder Regulierung)
	<i>Q</i>	Qualitätsvariable
	<i>E</i>	Energieeffizienzfaktor

⁷⁹ Ein Gigajoule (GJ) entspricht nach internationaler Konvention eine Gasmenge von 26,32 m³.

⁸⁰ Darüber hinaus werden auch die Gasspeicherung und die LNG-Anlage in Panigaglia mit einem Revenue-Cap-Regime reguliert.

Die auf dieser Basis festgelegten Erlöse stellen Obergrenzen dar und dürfen in den Jahren, in denen sie Geltung besitzen, nicht überschritten werden. Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zu Beginn jeder Regulierungsperiode beruht dabei auf einer individuellen Kostenermittlung für jeden Netzbetreiber. Entsprechend dem herkömmlichen Ansatz berechnet es sich jeweils aus den effizienten Betriebskosten, den Abschreibungen auf das betriebsnotwendige Anlagevermögen sowie aus einer angemessenen Verzinsung des investierten Kapitals.⁸¹ Referenzmaßstab für die erste Regulierungsperiode waren die unternehmensspezifischen Kostendaten des Jahres 2000.

Die Bewertung des kalkulatorischen Anlagevermögen erfolgt auf Tagesneuwertbasis. Für die laufende Regulierungsperiode wurden dazu die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend einem Preisindex für Investitionsgüter in aktuelle Werte zum Bewertungsstichtag (31. Dezember 2000) überführt. Auf dieser Grundlage bestimmt sich die Höhe der kalkulatorischen Abschreibungen aus den technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der einzelnen, betriebsnotwendigen Güter des Anlagevermögens. Darüber hinaus wird das entsprechend bewertete, betriebsnotwendige Anlagevermögen mit einem realen Zinssatz von 7,94% vor Steuern verzinst. Dabei handelt es sich um einen gewichteten Kapitalkostenzinssatz (WACC) auf Basis der Verzinsung italienischer Staatsanleihen mit zehnjähriger Laufzeit. Der regulatorische Zins schließt zudem eine Risikoprämie mit ein, die mit Hilfe des CAPM-Ansatzes abgeleitet wurde.⁸² Das Verhältnis Fremdkapital zu Eigenkapital wurde mit 32,5 zu 67,5 vorgegeben. Dieses entsprach in etwa der Kapitalstruktur des dominierenden Transportnetzbetreibers Snam Rete Gas im Bewertungsjahr. (vgl. PWC Deutsche Revision 2004, 94f.).

Investitionen zur Erweiterung des Netzes bzw. der Kapazitäten, die während der Regulierungsperiode vorgenommen werden, werden mit ihrer Aktivierung nicht einfach dem betriebsnotwendigen Anlagevermögen aufgeschlagen und entsprechend indiziert,⁸³ sondern erfahren eine gesonderte Behandlung. Erweiterungsinvestitionen erhöhen ab dem ersten Jahr nach ihrer Inbetriebnahme die erlaubten Erlöse. Bis zum Ende der Regulierungsperiode dürfen die leistungsabhängigen Erlöse um 7,47% des Investitionsvolumens höher ausfallen. Unabhängig von der Restdauer der Regulierungsperiode dürfen zudem für sechs Jahre höhere mengenabhängige Erlöse erzielt werden: Pro Verbrauchseinheit GJ sind Erlössteigerungen in Höhe von 4,98% des Investitionsvolumens, bezogen auf die gesamte Gasdurchflussmenge im Referenzjahr 2000, erlaubt. Ersatzinvestitionen wird das zusätzliche Erlöselement nicht zugestanden. Sie werden ganz gewöhnlich mit dem Regulatory Review auf das betriebsnotwendige Anlagevermögen angerechnet und in den nachfolgenden Jahren entsprechend kalkulatorisch berücksichtigt.

⁸¹ Die Summe dieser drei Kostenkategorien bildet die so genannte Regulatory Asset Base (RAB).

⁸² Für die Transportnetzebene wurde bei einem Beta-Faktor von 0,73 ein Risikozuschlag in Höhe von 4% angesetzt.

⁸³ Ein solches Vorgehen wäre mit entsprechenden Korrekturen der Erlösobergrenze infolge der veränderten kalkulatorischen Kapitalkosten möglich.

Während der festgesetzten Regulierungsperiode folgen die Erlöse einem Pfad, der im Wesentlichen von der Preissteigerungsrate I und dem regulativ vorgegebenen Effizienzfaktor X bestimmt wird. Die Inflationsvariable soll die Preisentwicklung der Inputs des regulierten Unternehmens erfassen. Im italienischen Regulierungsregime wird dazu der allgemeine Verbraucherpreisindex herangezogen. Neben diesem Indikator wird jedoch jährlich ein Abschlag auf die erlaubten Erlöse in Höhe der prognostizierten Produktivitätsentwicklung des Transportnetzbetreibers vorgenommen. Der italienische Regulierungsrahmen sieht dazu keine unternehmensspezifische, sondern generelle Effizienzfaktoren vor, die zu Beginn jeder Regulierungsperiode von der Regulierungsbehörde festgelegt werden. Auf der Transportebene liegt der X -Faktor zur Zeit bei 2%.⁸⁴ Gelingt es den Netzbetreibern ihre Kosten über dieses geforderte Maß hinaus zu senken, können sie die hieraus induzierten Gewinne für die Dauer der Regulierungsperiode einbehalten. Mit dem Regulatory Review gehen den Netzbetreibern diese zusätzlichen Gewinne zudem nicht ganz verloren. Mindestens 50% der Überanstrengungen sollen ihnen auch in der kommenden Regulierungsperiode zugute kommen. Dieses wird bei der Bestimmung der effizienten Betriebskosten im Rahmen des Regulatory Review berücksichtigt.

Das aktuelle Regulierungsregime enthält einen Korrekturmechanismus für Fehler bei der Prognose der gebuchten Kapazitäten. Während die Netzentgelte vor Beginn eines Gaswirtschaftsjahres auf der Basis von Schätzungen der Kapazitätsnachfrage festgelegt werden, ergeben sich die Erlöse während des Gaswirtschaftsjahres aus den tatsächlichen Kapazitätsbuchungen. Hieraus resultierende positive oder negative Differenzen werden im Folgejahr ausgeglichen. Ergänzend können bei der Berechnung der Erlösobergrenze schließlich weitere Anpassungsmechanismen einbezogen werden, die den Einfluss zusätzlicher, nicht zu vernachlässigender Faktoren berücksichtigen:

- außerordentliche Ereignissen oder Veränderungen des Regulierungsrahmens,
- die Qualität der Transportdienstleistungen sowie
- die effiziente Nutzung der Ressourcen im Sinne des Demand-Side-Managements.

Für die erste Regulierungsperiode wurden diese zusätzlichen Kostenpositionen noch nicht einbezogen. Es ist jedoch nicht ausgeschlossen, dass diese Faktoren in der zweiten Regulierungsperiode Beachtung finden.

Aufgrund der enorm hohen Zahl der Netzbetreiber auf der Verteilerebene wird für diese Unternehmen ein standardisiertes Verfahren verwendet. Dazu wurden aus der Gesamtheit aller Verteilernetzbetreiber 60 Unternehmen ausgewählt, die hinsichtlich ihrer Größe, ihrer geographischen Lage, ihrer Netzstruktur und ihrer Rechtsform einen

⁸⁴ Obgleich von der italienischen Regulierungsbehörde Kostenvergleiche mit anderen EU-Märkten durchgeführt werden, beruht die Ableitung der Effizienzfaktoren nicht auf einem standardisierten Benchmarking.

repräsentativen Schnitt darstellen.⁸⁵ Mittels statistischer Verfahren wurden die wesentlichen Kostentreiber der ausgesuchten Netzbetreiber identifiziert und als Parameter in eine Erlösformel eingebracht. Diese sind:

- die Kundenanzahl,
- die Netzwerklänge,
- das befördertes Gasvolumen und
- die Bevölkerung im Netzgebiet.

Die Koeffizienten der standardisierten Revenue-Cap-Formel sind so gesetzt worden, dass die Betriebskosten der 30 effizientesten Verteilernetzbetreiber aus dem Sample gedeckt werden (unter der Nebenbedingung einer zufrieden stellenden Qualität). Die Regulierung der Verteilernetzbetreiber in Italien weist somit durchaus Elemente eines vergleichenden Wettbewerbs im Sinne des Konzepts der Yardstick Competition auf.

Hinsichtlich der Kapitalkosten wird den Verteilernetzbetreibern eine reale Verzinsung ihres eingesetzten Kapitals in Höhe von 8,8% vor Steuern zugestanden. Bei der Berechnung dieses WACC-Zinssatzes wurde ein Verhältnis von Fremdkapital zu Eigenkapital von einem Drittel zu zwei Dritteln angesetzt.⁸⁶ Der Erlöspfad der Verteilernetzbetreiber wird durch die Entwicklung des allgemeinen Verbraucherpreisindex und die prognostizierte Produktivitätsentwicklung der Verteilernetzebene bestimmt. Die Formel für die Erlösobergrenze sieht einen generellen Effizienzfaktoren in Höhe von 3% vor. Lediglich für das erste Jahr der Regulierungsperiode wurde der Produktivitätsfaktor auf 1,5% fixiert. Auch für die Verteilernetzebene wurden diese X-Faktoren nicht anhand eines Benchmarking abgeleitet, sondern beruhen auf der technischen Expertise der Regulierungsbehörde. Betriebs- und Kapitalkosten aus Investitionen, die während der Regulierungsperiode erfolgen, werden implizit über die Parameter Kundenanzahl, Netzlänge und Gasmenge berücksichtigt.

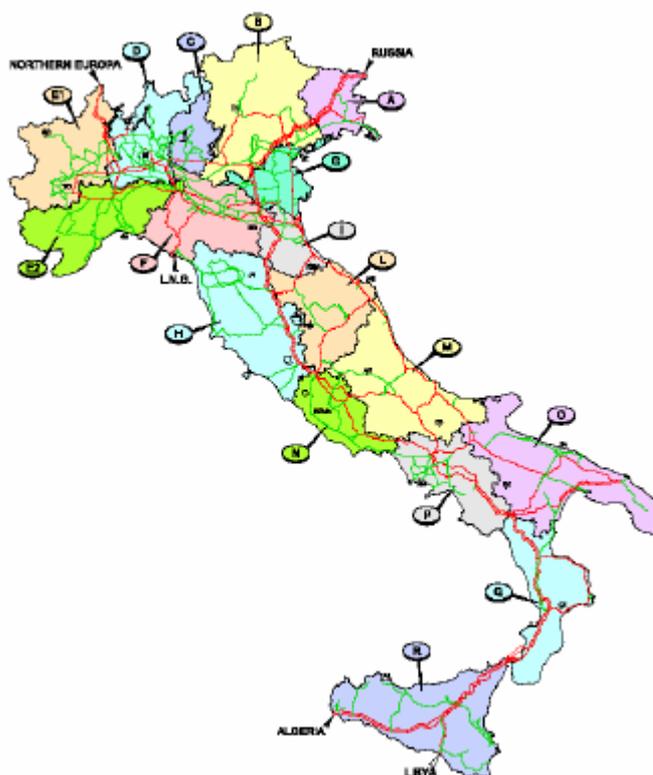
Die regulativ gesetzten Erlösobergrenzen lassen einen relativ hohen Spielraum hinsichtlich der Höhe der Netzzugangstarife. Um zu starke Schwankungen und Diskrepanzen der Nutzungsentgelte zu verhindern, hat die AEEG auf der Transportebene zusätzlich zum Revenue Cap eine dynamische Preisobergrenze gesetzt, d.h. die spezifischen Netzentgelte werden ergänzend über einen Price-Cap-Ansatz begrenzt. Die Price-Cap-Regel legt nicht eine Vielfalt einzelner Preise fest, sondern eine gewichtete durchschnittliche Preisobergrenze für einen Korb verschiedener Dienste. Die gesetzte Preisobergrenze gilt für den Durchschnitt der Tarifänderungen der enthaltenen Leistungen. Einzelne Preisänderungen können oberhalb des Caps liegen, solange der Durchschnitt aller Änderungen die Grenze nicht überschreitet. Dadurch bleibt den regulierten Unternehmen ein Spielraum beim Setzen der Preisstruktur. Im Rahmen der zusätzlich

⁸⁵ Verteilernetzbetreiber, die seit 1991 durchgehend testierte Jahresabschlüsse vorgelegt haben, besitzen ein Wahlrecht: Alternativ zum parametrisierten Standardverfahren können sie sich hinsichtlich der Bestimmung des kalkulatorischen Anlagevermögens auch für die Anwendung der Methode entscheiden, die ansonsten den Transportnetzbetreibern vorbehalten ist.

⁸⁶ Der größte Verteilernetzbetreiber, Italgas, wies im Jahr 2000 eine solche Kapitalstruktur auf.

gesetzten Preisobergrenzen unterscheidet das italienische Regulierungsregime hinsichtlich des zum Ansatz gebrachten Produktivitätsfortschritts zwischen dem leistungs- und dem mengenbezogenen Entgelt. Das Gesamtentgelt auf der Transportebene soll zu 70% aus Leistungskomponenten und zu 30% aus MengenkompONENTEN erzielt werden.⁸⁷ Für die leistungsabhängige Komponente ist ein Produktivitätsfaktor von 2% und für mengenabhängige Komponenten ein Faktor von 4,5% festgesetzt worden.

Abbildung 12: Exit-Zonen im italienischen Gasnetz



Quelle: Snam Rete Gas.

Im Rahmen der erlaubten Erlöse und Preisobergrenzen wird das Netzzugangsentgelt auf der nationalen Transportebene über ein Entry-Exit-Modell berechnet und auf der regionalen Transportstufe als Briefmarke vereinnahmt.⁸⁸ Dazu werden die über 7.000 Ausspeisepunkte des nationalen Transportnetzes zu 17 Exit-Zonen zusammengefasst

⁸⁷ Hiervon abweichend gilt für Investitionen, die während der Regulierungsperiode vorgenommen werden, ein Verhältnis zwischen Leistungs- und MengenkompONENTE von 60 zu 40.

⁸⁸ Das gesamte italienische Transportnetz wird nach dem Durchmesser der Rohrleitungen und der Bedeutung der Pipelines für die Betrieb des gesamten italienischen Gasleitungsnetzes durch das Letta-Dekret in ein nationales und ein regionales Netz unterteilt.

(siehe Abbildung 12) und insgesamt 16 Einspeisungspunkte definiert.⁸⁹ Jedem Entry-Punkt und jeder Exit-Zone wird eine spezifische, leistungsabhängige Gebühr (in €/a/m³/d) zugeteilt.⁹⁰ Für den Transport im regionalen Transportnetz können Kunden, deren Entnahmestelle bis zu einer Entfernung von 15 km am nationalen Transportnetz liegt, einen entfernungsabhängigen Kurzstreckentarif wahrnehmen. Bei längeren Distanzen fällt dagegen für die Nutzung des regionalen Netzes eine Briefmarke an, deren Höhe sich nach der in Anspruch genommenen Kapazität (m³/d) bemisst. Neben diesen leistungsabhängigen Entgeltkomponenten muss eine Netzkunde zusätzlich eine mengenabhängige Gebühr für die Nutzung des nationalen und des regionalen Transportnetzes zahlen, dessen Höhe sich nach dem Gesamtvolumen des transportierten Gases richtet. Schließlich ist für die Nutzung des nationalen und regionalen Transportnetzes eine fixe Gebühr zu entrichten, mit der die Netzbetreiber u.a. die Kosten aus Systemdienstleistungen abdecken können. Insgesamt setzt sich das Netzentgelt auf der Transportebene somit aus folgenden Elementen zusammen:

- leistungsabhängige Entry- und Exit-Komponenten im nationalen Netz,
- leistungsabhängige Komponente im regionalen Netz (Briefmarke),
- mengenabhängige Komponente für das gesamte Transportnetz und
- fixe Komponente zum Ausgleich von Systemdienstleistungen.

Das Entgelt für die Nutzung des Verteilernetzes wird in Form einer Briefmarke erhoben.⁹¹ Diese setzt sich aus einem Anteil, der sich nach der durchfließenden Menge bemisst, sowie einem leistungsabhängigen Entgelt zusammen. Für die Berechnung der Mengenkomponekte kommt i.d.R. ein gestaffeltes Entgeltsystem zur Anwendung, wobei jedoch höchstens sieben Preisstufen erlaubt sind. Die Höhe der Kapazitätskomponente berechnet sich nach der maximalen Tagesleistung des Jahres. Bei kleineren Gewerbekunden und Haushalte mit einem Jahresverbrauch bis zu 200.000 m³ wird auf eine Leistungsmessung verzichtet. Für diese Verbrauchergruppen werden Jahrespauschalen veranschlagt.

Die AEEG veröffentlicht darüber hinaus vierteljährlich einen für ganz Italien gültigen Standardtarif für die Vollversorgung. Alternativ zu seinen eigenen Tarifen muss jeder Gasversorger seinen Kunden diesen Standardtarif anbieten, sofern deren Jahresverbrauch unter 200.000 m³ liegt. Er orientiert sich in seiner Höhe im Wesentlichen an dem regulierten Endtarif, der vor dem 1. Januar 2003 für nicht-zugelassene Kunden

89 Dieses sind zehn Einspeisepunkte an den inländischen Produktionsfeldern, die Grenzübergangspunkte (Mazara del Vallo, Passo Gries und zusammengefasst Tarvisio/Gorizia), das LNG-Terminal Panigaglia sowie zwei virtuelle Einspeisepunkte aus der Gasspeicherung.

90 Sind beide Transportnetzbetreiber in einen einzelnen Transportvorgang involviert, müssen die gezahlten Netzentgelte entsprechend einer bilateral getroffenen Vereinbarung zwischen ihnen aufgeteilt werden.

91 Die Briefmarke wird nicht gesondert vereinnahmt, sondern ist von Netzkunden gemeinsam mit dem Entry-Exit-Entgelt an den Transportnetzbetreiber zu entrichten. Letzterer leitet die ihm nicht zustehenden Teile des Gesamtentgelts an den ebenfalls involvierten Netzbetreiber auf der Verteilerebene weiter.

galt. Für Endkunden, die trotz vollständiger Marktöffnung bisher auf einen Anbieterwechsel verzichtet haben, stellt er seither einen Höchstpreis dar.

3.5.5 Erfahrungen und jüngere Entwicklungen

Obwohl der italienische Gasmarkt nachfrageseitig seit 2003 vollständig liberalisiert ist, hat sich auf der Angebotsseite bisher nur in vergleichsweise geringem Ausmaß echter Wettbewerb entwickelt. Der Hauptgrund dafür liegt in infrastrukturellen Engpässen an den Grenzübergangspipelines und den LNG-Terminals. 2003 waren 92% der Importkapazitäten gebucht (vgl. AEEG 2004, 47). Die Grenzübergangspipelines in Tarvisio und Gorizia sowie das LNG-Importterminal in Panigaglia waren dabei komplett belegt. Erschwerend kommt hinzu, dass die meisten Importverträge sehr langfristige Laufzeiten aufweisen. 76,9% der Importverträge hatten 2003 noch eine Restlaufzeit von über 11 Jahren (vgl. AEEG 2004, 41f.). Dadurch fehlt es der italienischen Großhandelsstufe an alternativen Bezugsquellen und der Wettbewerb auf der Großhandelsstufe entwickelt sich nur verhältnismäßig langsam.

Um die Liquidität auf dem italienischen Gasmarkt zu erhöhen und den Wettbewerb zukünftig zu forcieren, sind zusätzliche Infrastrukturinvestitionen erforderlich, insbesondere an den internationalen Grenzübergangspunkten. Um Anreize zu entsprechenden Maßnahmen zu setzen, räumt der italienische Regulierungsrahmen den investierenden Marktparteien exklusive Rechte ein. Investoren neuer LNG-Terminals oder neuer grenzüberschreitender Gaspipelines genießen für 20 Jahre ein Zugangsvorrecht für 80% der neu geschaffenen Kapazitäten. Die Entgeltkonditionen ihres Netzzugangs können sie direkt mit dem Netzbetreiber aushandeln. Nur die verbleibenden 20% der neuen Zugangskapazitäten können von konkurrierenden Gashändlern in Anspruch genommen werden. Hinsichtlich der LNG-Terminals soll dieses Anreizregime solange Bestand haben, bis die gesamten LNG-Anlagen in Italien eine Kapazität von 25 Mrd. m³/a erreicht haben. Dabei ist der Anteil eines einzelnen Investors allerdings auf ein Drittel dieser Jahreskapazität beschränkt.

Neue Wettbewerbsimpulse werden vor diesem Hintergrund von der in Kürze fertig gestellten neuen Pipeline zwischen Libyen und Italien erwartet, auch wenn das zur ENI-Gruppe gehörende Unternehmen Agip diese Pipeline betreibt. Eine weitere geplante Pipeline, die Algerien direkt mit Italien verbindet und 2008 ihren Betrieb aufnehmen soll, wird zurzeit von einem Konsortium geplant, dem u.a. Sonatrach, Edison, ENEL und Wintershall angehören. Zu einer weiteren Intensivierung des Wettbewerbs werden auch die geplanten neuen LNG-Terminals führen. Sowohl der von ENEL und BG vorangetriebene Terminalbau in Brindisi als auch das von einem Konsortium aus ExxonMobil, Qatar Petroleum und Edison geplante offshore-Projekt in Rovigo werden in absehbarer Zeit zu einer höheren Liquidität des italienischen Gasmarktes beitragen. Sie werden die Importabhängigkeit der italienischen Gashändler von ENI weiter reduzieren. Mit dem Zugestehen von Vorzugsrechten begeben sich die italienischen Regulierungsinstitutio-

nen allerdings in eine Zwickmühle: auf der einen Seite sind infrastrukturelle Investitionen und zusätzliche Kapazitäten unablässig, um die Liquidität des italienischen Gasmarktes zu erhöhen; auf der anderen Seite beschränken die aus Anreizaspekten gewährten Vorzugsbedingungen der Investoren den Zugang Dritter zu diesen wichtigen, erfolgsbeeinflussenden Strukturelementen.

3.6 Frankreich

3.6.1 Marktübersicht

Frankreich bildet mit einem Inlandsverbrauch von 43,8 Mrd. m³ (für 2003) den viertgrößten Verbrauchsmarkt in der EU, wobei der Gaskonsum – ähnlich wie in Deutschland – zuletzt nur mit relativ geringen Raten wuchs. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch lag im Jahre 2003 in Frankreich bei ca. 15% und damit relativ deutlich unter dem EU-Durchschnitt von 24% (vgl. BP 2004). Für knapp 47% des Verbrauchs zeichnet sich die produzierende Industrie verantwortlich. Haushalt- und Gewerbekunden konsumierten ca. 50% des gesamten Inlandsverbrauchs. Nur 3% entfielen auf Kraftwerke (vgl. Eurogas 2004). Hierin unterscheidet sich Frankreich deutlich von den anderen, in diesem Kapitel betrachteten Ländern, in denen der Anteil des Gasverbrauchs durch Kraftwerke deutlich höher liegt. Die geringe Nutzung von Gas für die Stromerzeugung in Frankreich erklärt sich durch die große Bedeutung der Kernenergie.⁹² Trotz der geringen Zahl an Gaskraftwerken ist der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch jedoch in den zurückliegenden Jahren kontinuierlich angestiegen. Im Jahre 1970 lag dieser Anteil gerade einmal bei knapp 6% (vgl. EIA 2004e).

Frankreich verfügt nur über geringe und zunehmend erschöpfte eigene Gasvorkommen und ist daher in sehr hohem Maße importabhängig.⁹³ Lediglich 3% des Inlandsverbrauchs werden durch inländische Gasvorkommen gedeckt (vgl. EU Kommission 2005, 34). Die restliche Inlandsnachfrage wird durch Importe vor allem aus Norwegen (29%), Russland und Algerien (jeweils 24%) sowie den Niederlanden (12%) befriedigt. Ein geringer Teil des inländischen Gasangebots wird zudem aus Großbritannien, Katar und Nigeria importiert (vgl. EIA 2004e). Die Importe werden über drei Grenzübergangspunkte an der nördlichen Grenze Frankreichs (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach) sowie zwei LNG-Terminals abgewickelt.⁹⁴ Letztere befinden sich mit einer Jahreskapazität von 10,7 Mrd. m³ in Montoir-de-Bretagne, in der Nähe von Nantes, sowie in Fos-sur-Mer (bei Marseille) mit einer jährlichen Kapazität von 5,7 Mrd. m³.⁹⁵ Frankreich deckt über ein Viertel seines Gasbedarfs durch Flüssiggasimporte und ist damit neben

⁹² Frankreich ist weltweit einer der größten Erzeuger und Verbraucher von Kernenergie. Etwa 80% der französischen Elektrizität wird durch die landesweit 58 Nuklearreaktoren erzeugt. In den vergangenen Jahren hat sich dabei ein radikaler Wechsel der Energieversorgung vollzogen. Noch 1973 beruhte die Stromerzeugung in Frankreich zu 65% auf fossilen Brennstoffen. Vgl. EIA (2004e).

⁹³ Das einzige noch betriebene Förderfeld liegt in Lacq in der Region Aquitaine im Südwesten Frankreichs. Total kontrolliert die dortige Erdgasförderung. Es wird angenommen, dass das Lacq-Gasfeld ab 2010 kein Gas mehr hervorbringen wird. Vgl. Clerc (2003, 228).

⁹⁴ Eine weitere Pipeline verbindet das Gasfeld in Lacq über den Grenzort Port-de-Larreau mit Calahorra in Spanien. Diese Gasleitung wird für den Transit von spanischen Importen via Frankreich vor allem aus Norwegen genutzt. Der Grenzübergangspunkt Oltingue an der deutsch-schweizerischen Grenze bei Basel dient ebenfalls vorrangig dem Transit. Über diese Pipeline wird auch Gas transportiert, welches GdF im Auftrag der italienischen ENEL im Zuge eines Swap-Vertrages aus Nigeria via LNG-Terminal in Montoir-de Bretagne importiert.

⁹⁵ GdF steht zudem vor dem Bau eines zweiten LNG-Terminals in Fos-sur-Mer mit einer Kapazität von 8,25 Mrd. m³, dessen Inbetriebnahme für das Jahr 2007 vorgesehen ist.

Spanien der größte LNG-Importeur innerhalb der EU. Fast 90% der LNG-Importe stammen aus Algerien. Trotz der zum Teil hohen transnationalen Umschlagsmengen, hat sich bisher allerdings keiner der Grenzübergangspunkte zu einem internationalen Gas-Handelsplatz (Hub) entwickelt.

Das französische Fernleitungsnetz (siehe Abbildung 13) verfügt über eine Länge von ca. 35.750 km (Stand 1. Januar 2004). Die Gaspipelines auf der Verteilerebene erstrecken sich insgesamt mit 176.340 km über Frankreich (vgl. Eurogas 2004). In dem französischen Netz werden verschiedene Gasqualitäten befördert. Der Transport von L-Gas und H-Gas erfolgt dabei in separaten Netzen. Aufgrund der verschiedenen Gasqualitäten und bestehender Netzrestriktionen ist das französische Gastransportnetz daher in mehrere Regelzonen unterteilt.

Abbildung 13: Das französische Gasnetz



Quelle: GdF.

Bis zur Einleitung erster Liberalisierungsschritte waren alle Tätigkeiten der vertikalen Wertschöpfungsstufe nach Maßgabe des Loi n° 46-628 aus dem Jahre 1946 verstaatlicht. Die staatliche Gaz de France (GdF) verfügte beim Gasimport und -export sowie quasi auch bei Transport und Verteilung über ein Monopol. Auch heute noch ist der französische Gasmarkt stark geprägt durch GdF. 88% des Transportnetzes befinden

sich in ihrem Eigentum bzw. im Eigentum der GdF Transport, die im Zuge der Unbundling-Anforderungen als hundertprozentige Tochtergesellschaft abgespalten wurde. Ein Teil des Transportnetzes von GdF (in den zentralen und westlichen Gebieten Frankreichs) wird jedoch nicht von ihr selbst, sondern von der Compagnie Francaise de Méthane (CFM) betrieben. Das Transportnetz im Südwesten Frankreichs ist mehrheitlich im Eigentum der Gaz du Sud-Ouest (GSO) sowie in geringen Anteilen der Société Elf Aquitaine de Réseau (SEAR), wird jedoch ausschließlich von GSO betrieben.⁹⁶ Letztlich agieren damit nur zwei Unternehmensgruppen auf der Transportebene: GdF und die Total-Gruppe:

- Total hält 70% der Anteile an SEAR;
- GSO und CFM sind gemeinsame Tochtergesellschaften von GdF und Total. Beide Unternehmen sind im Gastransport und -handel aktiv, vertreiben jedoch kein Gas auf lokaler Ebene. GdF hält zur Zeit 30% an GSO und 55% an CFM. Total hält jeweils die restlichen Anteile. Im November 2003 haben GdF und Total eine Absichtserklärung zur Entflechtung ihrer Überkreuzbeteiligungen an GSO und CFM unterzeichnet. Total wird demnach Alleinaktionär der GSO und GdF alleiniger Aktionär der CFM.⁹⁷ Deren Betreibertochter GdF Transport wird somit zukünftig auch das Transportnetz im bisherigen Handelsbereich von CFM übernehmen.

Das Verteilernetz befindet sich zwar im Eigentum der Gemeinden (bzw. einzelner Gemeindeverbände), wird jedoch größtenteils (zu etwa 95%) durch GdF betrieben. Lediglich in 22 Städten bzw. Gemeinden erfolgt die Gasverteilung durch staatliche oder teilprivatisierte, lokale Konzessionsnehmer (u.a. Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg). GdF ist damit nicht nur auf der Transport-, sondern auch auf der Verteilerebene der dominierende Netzbetreiber in Frankreich. Zudem befinden sich die 15 französischen Gasspeicheranlagen, die insgesamt über eine Kapazität von 11,1 Mrd. m³ verfügen,⁹⁸ fast ausschließlich im Eigentum von GdF (vgl. Eurogas 2004). Lediglich zwei Speicheranlagen werden von Total sowie eine Anlage von Géométhane, einem Joint Venture von GdF und Geostock, betrieben (vgl. Global Competition Review 2004, 57). Obwohl seit Beginn der Liberalisierung durchaus neue Unternehmen den französischen Gasmarkt betreten haben (z.B. BP, E.ON Ruhrgas, Suez-Electrabel und die belgische Distrigaz), beträgt ihr Marktanteil im Endkundenmarkt lediglich 4%, während die GdF Gruppe nach der vollständigen Übernahme von CFM 85% und die Total-Gruppe 11% Marktanteile hält (vgl. EIA 2004e).

⁹⁶ GSO besitzt 10% des gesamten französischen Transportnetzes. SEAR verfügt über die verbleibenden 2% des Gesamtnetzes.

⁹⁷ Ferner wird Total mit einem Drittel am geplanten LNG-Terminal Fos-sur-Mer II beteiligt und erhält einen Teil dem Vertriebs- und Handelsportfolio von CFM (vgl. EIA 2004e). Die Durchsetzung dieser Absichtserklärung bedarf noch der endgültigen Zustimmung durch die zuständigen Kartellbehörden.

⁹⁸ Dieses entspricht ca. 25% des Jahresverbrauchs. Ähnlich wie in Deutschland, verteilen sich die Standorte der Speicher räumlich und damit verbrauchernah über das ganze Land.

Bemühungen der französischen Regierung, Teile der GdF zu privatisieren scheiterten lange Zeit an massiven Protesten der mächtigen französischen Gewerkschaften. Erst am 19. November 2004 wurde die Umwandlung von GdF in eine privatrechtliche Gesellschaft vollzogen. Mit der neuen Rechtsform ist es GdF fortan auch vom französischen Gesetzgeber gestattet worden, nicht nur mit Gas zu handeln, sondern seine Aktivitäten allgemein auf Multi-Utility-Strategien auszuweiten. Insbesondere der Markteintritt von Suez-Electrabel mit einer entsprechenden Strategie war in dieser Hinsicht von GdF als Bedrohung wahrgenommen worden. Trotz der formalen Privatisierung von GdF darf der staatliche Anteil am Gesellschaftskapital laut Gesetz ein Minimum von 70% nicht unterschreiten. Die Netzbetreibergesellschaft GdF Transport darf zudem lediglich als Tochterunternehmen von GdF oder aber als staatseigenes Unternehmen geführt werden.

3.6.2 Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde

Frankreich ist im Hinblick auf die Marktöffnung der Gasmärkte innerhalb der EU eines der zurückhaltendsten Länder. Ziel der französischen Politik war es lange Zeit, die bestehende monopolistische Organisationsstruktur des Energiesektors beizubehalten und Marköffnungstendenzen abzuwehren. Bei der Einleitung erster Liberalisierungsschritte und der Umsetzung der ersten Binnenmarktrichtlinie (98/30/EG) in nationales Recht ließ sich der französische Gesetzgeber daher sehr viel Zeit. Erst mit fast dreijähriger Verzögerung und nach der Einleitung eines Vertragsverletzungsverfahrens durch die Europäische Kommission wurden die Bestimmungen der Richtlinie durch das *Loi n° 2003-8* (Gasgesetz) am 3. Januar 2003 nationales Recht. GdF hatte jedoch trotz dieser massiven Verzögerung ihr Netz bereits im August 2000 für Dritte geöffnet. Die Marktöffnung war aber auf die Mindestanforderungen der Richtlinie beschränkt, d.h. lange Zeit konnten nur industrielle Großabnehmer mit einem jährlichen Verbrauch von 25 Mio. m³ pro Standort (verantwortlich für ca. 20% Gesamtnachfrage) ihren Gaslieferanten frei wählen. Nach einer Anpassung zum 10. August 2003 besaßen industrielle Großabnehmer mit einem Schwellenwert von über 8 Mio. m³ pro Jahr und Verbrauchsstätte die Möglichkeit, frei über ihren Lieferanten zu entscheiden. Der Grad der Marktöffnung betrug damit 37% (vgl. EU Kommission 2004). Entsprechend den Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinie Gas (2003/55/EG) ist die Marktöffnung zum 1. Juli 2004 weiter forciert worden. Seither ist es allen Nicht-Haushaltskunden freigestellt, ihren Gaslieferanten frei zu wählen. Da die in der Beschleunigungsrichtlinie genannten zeitlichen Koordinaten der Marktöffnungsschritte nicht unwesentlich auf den Einfluss der französischen Regierung zurückzuführen sind, sieht auch das *Loi n° 2004-803* vom 9. August 2004 die vollständige Öffnung des französischen Gasmarktes für alle Endverbraucher erst am 1. Juli 2007 vor. Mit diesem Gesetz wurden die Anforderungen der Beschleunigungsrichtlinien Gas und Strom in französisches Recht umgesetzt.

Die Überwachung der französischen Elektrizitäts- und Gasmärkte erfolgt durch die unabhängige *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE).⁹⁹ Ihre Aufgabe ist es, den diskriminierungsfreien Netzzugang für alle zugelassenen Kunden zu gewährleisten. Dazu trifft sie nicht nur Ex-ante-Regelungen, wie etwa bei der Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gasnetzen und den LNG-Terminals, sondern überwacht auch ex post die Einhaltung regulatorischer Bestimmungen (z.B. die Unbundling-Vorschriften). Die CRE legt die Netzzugangsentgelte jedoch nicht selbst fest, sondern spricht diesbezüglich nur Empfehlungen aus. Die endgültige Genehmigung der Netztarife erfolgt durch den für *Industrie und Energie* zuständigen *Minister*. Die CRE fungiert ferner als Schlichtungsstelle und arbeitet bei der Überwachung der allgemeinen Wettbewerbsregeln eng mit der französischen Kartellbehörde *Conseil de la Concurrence* zusammen.

3.6.3 Netzzugang

Im Hinblick auf die Trennung des Netzbetriebes von den übrigen betrieblichen Funktionen vertikal integrierter Gasversorgungsunternehmen sah der frühere französische Rechtsrahmen lediglich die Umsetzung der Minimalanforderungen der ersten Binnenmarkttrichtlinie Gas (98/30/EG) vor: eine getrennte Buchführung für die Bereiche Produktion und Förderung, Transport sowie Verteilung und Vertrieb. Zum 1. Juli 2004 sind diese Bestimmungen verschärft worden. Neben dem buchhalterischen Unbundling müssen seither auch Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt über das Gasleitungsnetz getrennt von den übrigen Tätigkeitsbereichen (Erdgasgewinnung, -handel und -vertrieb) geführt werden. GdF und GSO sind dieser Anforderung mit der Ausgründung ihrer Transporttöchter GdF Transport bzw. GSO Transport nachgekommen. Auch die französischen Verteilernetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden unterliegen einer entsprechenden Verpflichtung zur buchhalterischen, informationellen, operationellen und rechtlichen Entflechtung. Allerdings ist es den Verteilernetzbetreibern entsprechend den Bestimmungen der Beschleunigungsrichtlinie auch nach französischem Recht freigestellt, die Umsetzung des Legal Unbundling bis zum 1. Juli 2007 zurückzustellen.¹⁰⁰

Der Zugang zu den Transport- und Verteilernetzen sowie zu den Speicheranlagen ist in Frankreich reguliert.¹⁰¹ Er erfolgt seit dem 1. Januar 2003 auf der Basis eines Entry-Exit-Modells. Das französische Transportnetz ist zurzeit in acht Regelzonen unterteilt,

⁹⁹ Mit dem Erlass des Gasgesetzes wurde der Zuständigkeitsbereich der im Elektrizitätsbereich mit dem Loi n° 2000-108 im Februar 2000 bereits errichteten *Commission de Régulation de l'Électricité* auf den Gasbereich ausgeweitet. Entsprechend der erweiterten Zuständigkeit erfolgte eine Umbenennung.

¹⁰⁰ Entsprechend handelt es sich bei der gebildeten *Gaz de France Distribution* nicht um ein separates Unternehmen, sondern um eine Abteilung innerhalb von GdF, die organisatorisch und informatorisch von GdF abgesondert wurde und für die getrennte Bücher geführt werden.

¹⁰¹ Darüber hinaus unterliegen Zählung, Messung und Abrechnung sowie der Erdgastransit durch Frankreich ebenfalls einer Regulierung.

die die nachgelagerten Verteilernetze mit einschließen und jeweils ein eigenes Entry-Exit-System bilden (siehe Abbildung 14). Fünf Regelzonen werden von GdF betrieben, zwei im zentralen und im westlichen Frankreich von CFM sowie eine im Südwesten von GSO. Lediglich in einer Regelzone im Norden Frankreichs am Grenzübergangspunkt Taisnières wird L-Gas transportiert.

Abbildung 14: Französische Netzbetreiber und Regelzonen im Jahr 2004



Quelle: CRE.

Als Ergebnis der Entflechtung der Überkreuzbeteiligungen von GdF und Total bei GSO und CFM werden mit GdF Transport und GSO Transport – vorbehaltlich der endgültigen Zustimmung der Kartellbehörden – nur noch zwei Transportnetzbetreiber im Markt agieren. Dadurch wird sich die Zahl der Regelzonen von acht auf sechs vermindern (siehe Abbildung 15). Handelten GdF und Total in Zentral- und Südwest-Frankreich bisher gemeinschaftlich Gas über ihre gemeinsamen Tochterunternehmen GSO und CFM, so werden diese beiden bedeutendsten Market Player des französischen Gasmarktes in diesen Gebieten fortan in Konkurrenz zueinander stehen. Im Rahmen des Marathon-Verfahrens hat sich GdF zudem dazu verpflichtet, Investitionen zur Verringerung von Netzengpässen durchzuführen, so dass in Frankreich ab Januar 2009 eine Verringerung auf zwei Regelzonen möglich wird.

Abbildung 15: Geplante Regelzonen im Jahr 2005



Quelle: CRE.

wik

In Frankreich konnten Kapazitäten lange Zeit nur mit mindestens einjähriger Laufzeit reserviert werden. Mittlerweile besteht aber auch die Möglichkeit, Transportverträge mit monatlichen Laufzeiten abzuschließen. Seit dem 1. Januar 2005 bietet GdF Transport sogar Kapazitätsbuchungen auf täglicher Basis an. Netzkunden müssen die Kapazitäten dabei mindestens einen Monat im voraus fest buchen.¹⁰² Die frühest mögliche Buchung ist sechs Monate vor Vertragsbeginn. Die Netzbetreiber veröffentlichen fortlaufend den Umfang der gesamten, der vergebenen und der noch freien Kapazitäten. Die Zuweisung der Kapazitäten auf die Buchungen erfolgt nach dem Reihenfolgeprinzip. Anders als in vielen anderen, hier betrachteten Ländern, sah das französische Netzzugangsregime lange Zeit kein Verfall ungenutzter Kapazitäten vor. Mittlerweile ist jedoch auch hier das „Use it or lose-it“-Prinzip eingeführt worden. Für jede Regelzone des Transportnetzes wurden zudem virtuelle Handelspunkte eingerichtet, die als Sekundärmarkt für den Handel mit den Kapazitäten dienen sollen.

Die Netzkunden sind dafür verantwortlich, dass die Differenzen zwischen eingespeistem und entnommenem Gas innerhalb definierter Grenzwerte liegen. Bilanzabweichungen zwischen Ein- und Ausspeisung aller Einzelgeschäfte werden dabei über die

¹⁰² Buchungsanfragen an GSO Transport müssen spätestens am 15. des Vormonats gestellt sein.

gesamte Regelzone saldiert. Die Bilanzausgleichsregeln werden von der CRE festgelegt. Die Bilanzierungsperiode beträgt einen Tag. Bei geringeren Transportmengen (bis 1.000 MWh bzw. etwa 87.000 m³ pro Tag) werden Abweichungen nach oben und unten bis zu 20% toleriert. Bei größeren Gasmengen pro Tag liegt die Toleranzgrenze bei $\pm 5\%$. Liegen die Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung oberhalb dieser definierten Schwellenwerte werden überschüssige Gasmengen zum Referenzpreis abzüglich eines 50%igen Abschlages abgerechnet. Bei Mindermengen erfolgt der Ausgleich, d.h. der zusätzliche Gasbezug, zum Referenzpreis plus Aufschlag in Höhe von 50%. Als Referenzpreis wird der Marktpreis am Hub Zeebrugge herangezogen, multipliziert mit einem regelzonenspezifischen Faktor, der zurzeit zwischen 0,6 und 1,5 liegt. Strafzahlungen in dieser Form sind auch dann zu leisten, wenn am Ende eines Monats die Summe aller noch tolerierten Abweichungen den dreifachen Wert des täglichen Toleranzbereichs überschreitet.

Da der Hauptteil des importierten Gases über die nördliche Grenze Frankreichs in das Land gelangt, haben sich erste Formen von Wettbewerb bislang allenfalls im Norden und Osten Frankreichs herausgebildet. Insbesondere zur Förderung der Marktzutritts im Süden Frankreichs hat die französische Regulierungsbehörde CRE den Unternehmen GdF und GSO daher ein Gas-Release-Programm auferlegt. Jeweils etwa 3,5% ihres verkauften Erdgases müssen die beiden Gasversorger für den Markt zurückhalten. Im Rahmen einer Auktion am 22. Oktober 2004 hat GdF daraufhin über einen Zeitraum von drei Jahren 520 Mio. m³ Erdgas per anno an Total, Distrigaz und die spanische Gas Natural verkauft. Weitere 780 Mio. m³ Gas jährlich muss GdF von 2005 bis 2007 zudem über bilaterale Verhandlungen anbieten. GSO versteigerte am 27. Oktober 2004 für dieselbe Zeitspanne pro Jahr 95 Mio. m³. Den Zuschlag erhielten EdF und die spanische Iberdrola. Die CRE hofft dadurch den Wettbewerb im Süden Frankreichs anzukurbeln.

3.6.4 Netzentgelt

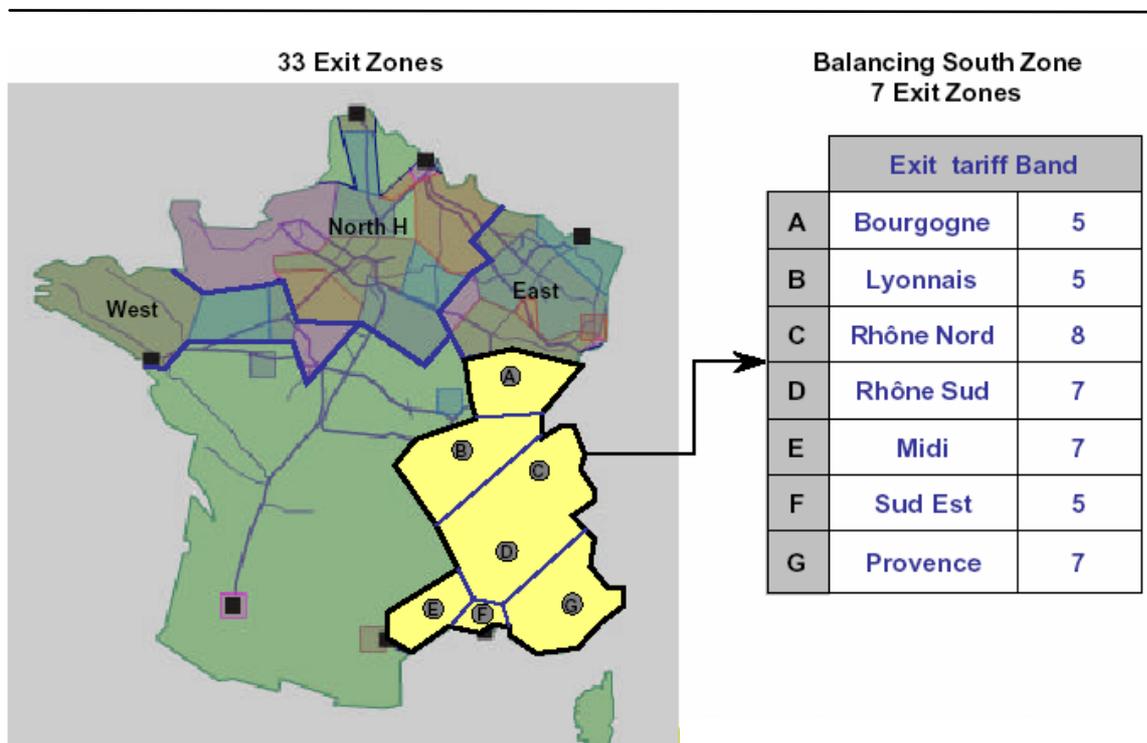
Die Netzentgelte werden in Frankreich ex ante auf der Basis eines unternehmensindividuellen Cost-plus-Ansatzes reguliert.¹⁰³ Die CRE ermittelt die mit der Bereitstellung des Netzes verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten einschließlich eines angemessenen Gewinnzuschlags (Rate-of-return-Regulierung). Für die Bestimmung der Kapitalkosten werden neben den kalkulatorischen Abschreibungen Eigen- und Fremdkapitalkosten für die Finanzierung des betriebsnotwendigen Anlagevermögens berücksichtigt. Letzteres bildet auch die Abschreibungsbasis. Es wird ohne Rücksicht auf die Finanzierungsquelle zu Tagesneuwerten angesetzt. Die Aktiva des Anlagevermögens werden jedoch nicht zum aktuellen Wiederbeschaffungspreis bewertet, sondern die historischen Anschaf-

¹⁰³ Dabei werden die Tarife aber nicht von der CRE autonom festgelegt, sondern letztlich vom zuständigen Industrie- und Energieminister genehmigt. Sie besitzen 12 bis 18 Monate Gültigkeit. Endkundentarife werden in Frankreich nicht kontrolliert.

fungs- und Herstellungskosten werden mit Hilfe des Verbraucherpreisindex auf den Bewertungsstichtag indiziert. Eine angemessene Gesamtkapitalrendite wird mittels des WACC-Ansatzes ermittelt, wobei die französische Regulierungsbehörde von einer Normstruktur von Eigenkapital zu Fremdkapital von 50/50 ausgeht. Sowohl auf der Transport- als auch auf der Verteilerebene kommt aktuell ein realer WACC von 7,75% vor Steuern zur Anwendung.

Die Einlösung der zugestandenen Kosten (einschließlich der erlaubten Rendite) erfolgt auf der Ferngasstufe durch Einspeise- und Entnahmeentgelte, die sich örtlich/regional unterscheiden. Das Entgeltsystem berücksichtigt dabei sowohl die Kosten für die gebuchte Kapazität als auch die Kosten der tatsächlich transportierten Gasmengen. GdF Transport, der Netzbetreiber im Handelsgebiet von GdF und (zukünftig auch) CFM, verwendet dazu ein zonenbasiertes Entry-Exit-Modell, d.h. die jeweiligen Regelzonen sind in weitere Entnahmezonen unterteilt. Die verschiedenen Exit-Punkte der überregionalen Transportebene werden jeweils zu verschiedenen Exit-Zonen gruppiert, in denen jeweils die gleichen Entnahmeentgelte erhoben werden. GSO Transport verzichtet dagegen in seiner Regelzone auf die Bildung von Exit-Zonen. Allen Einspeise- und Entnahmestellen werden spezifische Entgelte zugewiesen, die sie nach der Jahreszeit (Sommer oder Winter) unterscheiden.

Abbildung 16: Zonenbasiertes Entry-Exit-Modell in Frankreich



Quelle: Dordain (2004).

Abbildung 16 verdeutlicht am Beispiel der GdF-Regelzone Süd das Prinzip des zonenbasierten Entry-Exit-Systems sowie die Zuordnung entsprechender Tarifgruppen. Insgesamt gab es in den bisherigen 5 Regelzonen von GdF 33 Exitzonen. GdF Transport weist jeder der unterteilten Exit-Zonen ein spezifisches Entgeltniveau zu (insgesamt 11 Tarifgruppen). Neben der zonenspezifischen Tarifeinheit bestimmt sich das Entgelt für die überregionale Transportnetzebene außerdem aus folgenden Einzelkomponenten:

- ein leistungsabhängiges Entry-Entgelt für den Eintritt des Gases in das überregionale BetreiberNetz (an den Grenzübergangspunkten, via LNG-Terminals oder aus einem anderen BetreiberNetz) in Abhängigkeit vom Punkt der Einspeisung;
- ein leistungs- und ein mengenabhängiges Exit-Entgelt, wenn das beförderte Gas an Exit-Punkten in ein anderes überregionales BetreiberNetz oder ein regionales Transportnetz weiterfließt;¹⁰⁴ diese beiden Entgelte sind für alle Entnahmestellen, die zu einer Exit-Zone zusammengefasst wurden, gleich und hängen in ihrer Höhe von der Zuordnung der jeweiligen Zone in eine der elf Tarifgruppen ab;
- einem leistungsabhängigen Verbindungsentgelt für den Übertritt des transportierten Gases zwischen den Regelzonen eines Netzbetreibers;¹⁰⁵
- ein leistungsabhängiges Exit-Entgelt für den Gasaustritt in ein ausländisches Transportnetz;
- ein leistungsabhängiges Entgelt für die Gasspeicherung;
- ein fixes und ein leistungsabhängiges Entgelt für Systemdienstleistungen;

Für den regionalen Transport innerhalb der Entnahmezonen sieht GdF Transport ferner ein leistungsabhängiges Transportentgelt für den Eintritt in das regionale Netz vor. Letzteres wird in seiner Höhe durch einen Kapazitätstarif (1 bis 10) bestimmt, der dem jeweiligen Entry-Punkt zugeordnet ist. Die zugewiesene Tarifgruppe hängt von den Kosten ab, die beim Übergang vom überregionalen zum regionalen Transportnetz entstehen. Sind die Gaskunden direkt an das überregionale Ferngasnetz angeschlossen, entfällt für sie diese zusätzliche Kapazitätsgebühr.

Auf der Verteilerebene werden seit dem 1. Juli 2004 Briefmarken-Tarife erhoben. Dabei können Gashändler zwischen fünf Tarifen wählen (T1 bis T4 sowie ein Kurzstreckentarif). Alle Tarife enthalten eine fixe Bereitstellungskomponente sowie einen mengenabhängigen Anteil. Beim Tarif T4 muss zudem ein variabler Leistungspreis, dessen Höhe sich durch die tägliche Leistung bestimmt, entrichtet werden. Der Kurzstreckentarif kann gewählt werden, wenn die Abnahmestelle in unmittelbarer Nähe zum Transportnetz

104 GdF Transport unterscheidet bei der Tarifierung zwischen dem überregionalen Transport und dem regionalem Transportnetz innerhalb einer Exit-Zone.

105 Bei einem Gasübertritt zwischen den Regelzonen zweier verschiedener Netzbetreiber fällt diese Verbindungsentgelt nicht an. In diesem Fall zahlt der Gashändler jedoch sowohl ein Exit-Entgelt bei dem einen Netzbetreiber als auch ein Entry-Entgelt bei dem anderen.

liegt. Neben fixer Bereitstellungsgebühr und Arbeitspreis zahlen die betreffenden Netzkunden dann noch eine entfernungsabhängige Entgeltkomponente.

3.6.5 Erfahrungen und jüngere Entwicklungen

Der Wettbewerb um die zugelassenen Abnehmer (Nicht-Haushaltskunden) im französischen Gasmarkt beschränkt sich zur Zeit noch auf den Norden und Osten des Landes. Die Wechselquote im zuvor liberalisierten Großkundenmarkt (Jahresverbrauch über 8 Mio. m³ pro Verbrauchsstätte) lag im Jahre 2003 immerhin bei 25%. Als hinderlich für den Gas-zu-Gas-Wettbewerb haben sich in Frankreich aber die langfristigen ToP-Verträge sowie die früheren, recht komplizierten Markteintrittsbedingungen erwiesen. Ein (Großhandels-)Markt für Gas hat sich entsprechend noch nicht herausgebildet. Erschwerend kommt in diesem Zusammenhang hinzu, dass von den Stromerzeugern in Frankreich, anders als in andern Ländern, nur eine sehr geringe Gasnachfrage ausgeht. Die CRE hofft aber, die Konkurrenzsituation insbesondere im Süden Frankreichs durch das jüngste Gas-Release-Programm zu intensivieren. Darüber hinaus wird erwartet, dass sich die Angebotssituation dort durch den Bau des LNG-Terminals Fos II sowie den Ausbau der Transitkapazitäten von/nach Spanien ab dem Jahr 2007 nachhaltig verbessern wird. Zusätzliche Wettbewerbsimpulse werden auch durch die im Rahmen des Marathon-Verfahrens eingegangene Selbstverpflichtung von GdF Transport erwartet, den Gashändlern bzw. -anbietern ein transparentes und diskriminierungsfreies Angebot für die Umwandlung von H- in L-Gas zu machen. Dadurch soll den L-Gaskunden, die einen Großteil des französischen Gasmarktes ausmachen, ein besserer Zugang zum Gas der neuen Wettbewerber ermöglicht werden.

3.7 Spanien

3.7.1 Marktübersicht

Der spanische Gasmarkt zeichnet sich durch eine stark ansteigende Inlandsnachfrage aus. Allein zwischen den Jahren 2002 und 2003 stieg der Inlandsverbrauch um 14,4% auf 23,8 Mrd. m³. Der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch betrug damit ca. 15% (vgl. BP 2004). 71,1% des Inlandsbedarfs wurde durch industrielle Großkunden verbraucht, 17,6% durch gewerbliche Kunden und Haushalte sowie 11,3% durch Kraftwerksbetreiber (vgl. Eurogas 2004). Insbesondere die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich angestiegen, so dass Spanien im Vergleich einen der am schnellsten wachsenden Gasmärkte innerhalb der EU stellt.¹⁰⁶ Vor dem Hintergrund des Bau und der Planung weiterer Gaskraftwerke und der bisher vergleichsweise geringen Penetration des Haushaltskundensegments (ca. 5 Mio. Gaskunden bei etwa 40 Mio. Einwohnern) ist in Zukunft weiter mit einem relativ starken Verbrauchsanstieg zu rechnen. Bis 2011 werden jährlich durchschnittliche Wachstumsraten zwischen 9% und 12% erwartet (vgl. EIA 2004a).

Nur 1% des Inlandsverbrauchs werden aus inländischer Produktion gedeckt (vgl. CNE 2004, 5). Die Förderfelder liegen offshore im Atlantik und werden vom Ölkonzern Repsol-YPF betreiben. Mit der zunehmenden Inlandsnachfrage wird die hohe Importabhängigkeit zukünftig aber weiter steigen. Die wichtigsten Importländer sind Algerien mit 57%, Nigeria mit 16,6%, Länder des mittleren Ostens (Katar, Oman, Vereinigte Arabische Emirate) mit zusammen etwa 12%, Norwegen mit 9,5% und Libyen mit 3% des Importvolumens (vgl. CNE 2004, 5f.).¹⁰⁷ Die Gasimporte finden über vier Grenzübergangspunkte ihren Weg ins Land: zwei Transitübergänge an der Grenze zu Portugal, ein Übergangspunkt bei Calahorra an der Grenze zu Frankreich sowie ein Übergangspunkt im Süden Spaniens, der das spanische Gasnetz über Marokko mit Algerien verbindet (so genannte Mahgreb-Europa-Pipeline). Zwei weitere Pipelines befinden sich in der Planung: die so genannte Medgaz, eine Unterwasserpipeline, die das algerische Beni Saf mit Almeria in Spanien verbindet, sowie eine Gasleitung zwischen Bilbao und dem französischen Lussagnet entlang des Golfes von Biskaya. Spanien deckt etwa 60% seines Gasbedarfs durch Flüssiggasimporte und ist damit nach Frankreich Europas größter LNG-Importeur. Entsprechend befinden sich vier der zur Zeit elf in Europa existierenden LNG-Importterminals in Spanien, und zwar in Bilbao mit einer Jahreskapazität von 7 Mrd. m³/a, in Huelva (4 Mrd. m³/a), Cartagena (5,3 Mrd. m³/a) und Barcelona (10,9 Mrd. m³/a).¹⁰⁸ Zwei weitere LNG-Importanlagen werden zurzeit von

¹⁰⁶ Der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch lag 1987 gerade einmal bei 3,5%. Vgl. Arocena (2001, 5).

¹⁰⁷ Der maximale Anteil eines Landes am Importvolumen ist in Spanien gesetzlich durch Artikel 99 des spanischen Öl- und Gasgesetzes von 1998 auf 60% fixiert.

¹⁰⁸ Die LNG-Terminals in Barcelona, Huelva und Cartagena sind im Eigentum von Empresa Nacional de Gas (Enagás). Das Terminal in Bilbao wird von einem Konsortium betrieben, bestehend aus BP Gas

verschiedenen Konsortien in El Ferrol (3 Mrd. m³/a) und Sagunto (6,5 Mrd. m³/a) gebaut und werden spätestens 2007 fertig gestellt sein (vgl. Seeliger 2004, 15f.). Keiner dieser Grenzübergänge hat sich bisher zu einem Hub herausgebildet. Eine Gasbörse ist bislang nicht geplant (vgl. PWC Deutsche Revision 2004, 129).

Abbildung 17: Das spanische Gasnetz



Quelle: CNE.

wik

Anders als in Deutschland, Frankreich und den Niederlanden wird Gas in Spanien nur in einer Qualität geliefert. Das spanische Gasnetz (siehe Abbildung 17) erstreckt sich dabei insgesamt über etwa 48.150 km (Stand Januar 2004), mit ca. 10.700 km auf der Transportebene und 37.450 km auf der Verteilerebene (vgl. Eurogas 2004, 33). Auf dem spanischen Gasmarkt agieren fünf Transportnetzunternehmen, wobei nur Enagás auf der überregionalen Ferngasstufe (Druck größer 60 bar) operiert und sämtliche grenzüberschreitenden Pipelines kontrolliert. Enagás verfügt als dominierendes Unternehmen über einen Marktanteil von über 90% am gesamten Transportnetz, während die Anteile der anderen vier, nur auf der regionalen Transportnetzebene (Pipelines mit einem Druck zwischen 16 und 60 bar) aktiven Betreiber z.T. sehr gering ausfallen und räumlich begrenzt sind.¹⁰⁹ Daneben agieren auf dem spanischen Gasmarkt 28 lokale

Espana, Iberdrola, Repsol-YPF sowie der baskischen Energiebehörde Ente Vasco de la Energía (EVE). Vgl. EIA (2004b, 56).

¹⁰⁹ Eine regionale Bedeutung kommt aus dieser Gruppe insbesondere Naturcorp Transporte zu. Diese Netzgesellschaft innerhalb der baskischen Naturcorp Gruppe (eine gemeinsame Tochtergesellschaft

bzw. kommunale Gasverteiler, die jedoch weitgehend durch drei Unternehmensgruppen kontrolliert werden. Gas Natural verfügt dabei im Vergleich zu Naturcorp und dem Endesa Konzern über eine dominierende Stellung.

In Spanien existieren zudem zwei größere unterirdische Speicheranlagen. Der offshore-Gasspeicher Gaviota vor der baskischen Küste bei Bermeo befindet sich mehrheitlich im Eigentum des Ölkonzerns Repsol-YPF, wird jedoch ebenso wie die Speicheranlage Serrablo (in der Region Aragonien im Nordwesten Spaniens bei Huesca) von Enagás betrieben. Für letztere hat Enagás eine Konzession vom spanischen Staat erworben (vgl. Global Competition Review 2004, 160). Gemäß Öl- und Gasgesetz von 1998 müssen die Lagerbestände zu jeder Zeit ausreichen, um mindestens 35 durchschnittliche Verbrauchstage abdecken zu können.¹¹⁰ Mit einer Gesamtkapazität von aktuell etwa 3,5 Mrd. m³ (Serrablo: 1,055 Mrd. m³; Gaviota: 2,482 Mrd. m³) reichen die Speicher zur Zeit gerade noch aus, um die gesetzlich vorgeschriebene Gasreserve zu halten. Da jedoch aufgrund des stark ansteigenden Gasverbrauchs in Spanien absehbar ist, dass hier in naher Zukunft Engpässe entstehen könnten, wird die Kapazität in Serrablo zur Zeit ausgebaut. Zudem werden Händlern zukünftig auch im Ausland gehaltene Lagerbestände sowie die im jeweiligen Augenblick im spanischen Gasnetz transportierte Gasmenge auf die Mindestreserveanforderungen angerechnet (vgl. NERA 2004, 12).

3.7.2 Rechtlicher Rahmen und Regulierungsbehörde

Für den spanischen Gasmarkt wurde im Jahr 1998 mit dem Öl- und Gasgesetz (*Ley 34/98 del Sector de Hidrocarburos*)¹¹¹ der Liberalisierungsprozess eingeleitet. Der freie Markt wurde zunächst für Großkunden und Stromerzeuger geöffnet. Auf der Basis königlicher Erlasse und ministerieller Verordnungen wurde die Marktöffnung in den nachfolgenden Jahren weiter forciert (vgl. für eine kurze Auflistung Global Competition Review 2004, 159f.). Besondere Bedeutung besitzt dabei der Königliche Erlass 949/2001 vom 3. August 2001, der Bestimmungen für einen geregelten Netzzugang zum Gasnetz enthält, eine Berechnungsgrundlage für die Ermittlung der Vergütung der regulierten Aktivitäten festlegt und ein Tarifsystem erstellt.

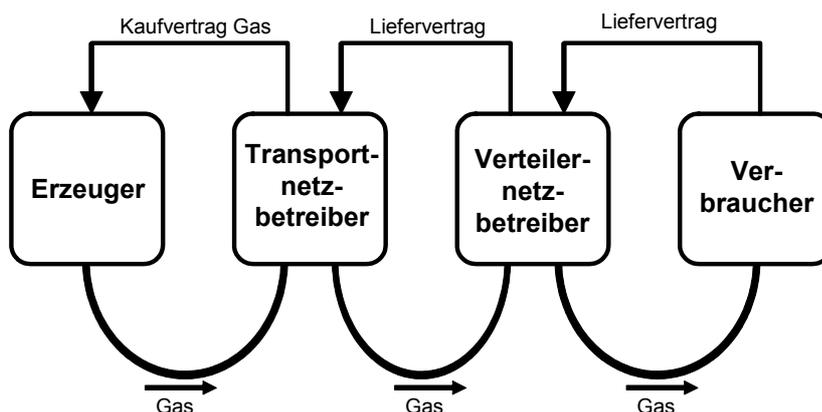
der baskischen Energiebehörde EVE sowie des Elektrizitätsunternehmens Hidrocarburo) fasst die vormaligen Transportaktivitäten der Gesellschaften Sociedad de Gas de Euskadi Transporte und Infraestructuras Gasistas de Navarra zusammen. Bei den weiteren regionalen Transportnetzbetreibern handelt es sich um die Grupo Gas Natural, die als dominierender spanischer Gasversorger und Verteilnetzbetreiber auch vereinzelte Pipelines auf der Transportebene betreibt, und um die relativ kleinen Transportnetzbetreiber Endesa Gas Transportista und Transportista Regional del Gas aus dem Konzern des Stromversorgers Endesa.

¹¹⁰ Bei einem Verbrauch von knapp 25 Mrd. m³ entspricht dieses einer Gasreserve von ca. 2,4 Mrd. m³.

¹¹¹ In der deutschen Übersetzung teilweise auch wörtlich als Kohlenwasserstoffgesetz bezeichnet. Vgl. etwa PWC Deutsche Revision (2004, 128).

Zum 1. Januar 2003 wurde der spanische Gasmarkt schließlich vollständig geöffnet. Seither haben die spanischen Gaskunden ein Wahlrecht, ob ihr Gasbezug und die Abrechnung weiterhin nach dem traditionellen Tarifsysteem erfolgen sollen oder ob sie ihr Gas unter individuell ausgehandelten Konditionen beziehen wollen. Abbildung 18 verdeutlicht den Bezug von Gas im Tarifmarkt. Trotz der hundertprozentigen Marktliberalisierung existieren für Endkunden nach wie vor Tarifpreise, die vom Wirtschafts- und Energieministerium festgesetzt werden. Zu diesem regulierten Preis können Verbraucher Gas beziehen, sofern sie es weiterhin vom herkömmlichen Versorger bereitgestellt haben wollen und die Möglichkeit zu einem Wechsel (noch) nicht wahrnehmen möchten. Der Verbraucher schließt, wie bisher, unmittelbar einen Vertrag mit seinem örtlichen Verteiler- und Vertriebsunternehmen ab. Der Endtarif berücksichtigt als integrierter Preis alle Kosten und Gebühren der vertikalen Bezugskette.

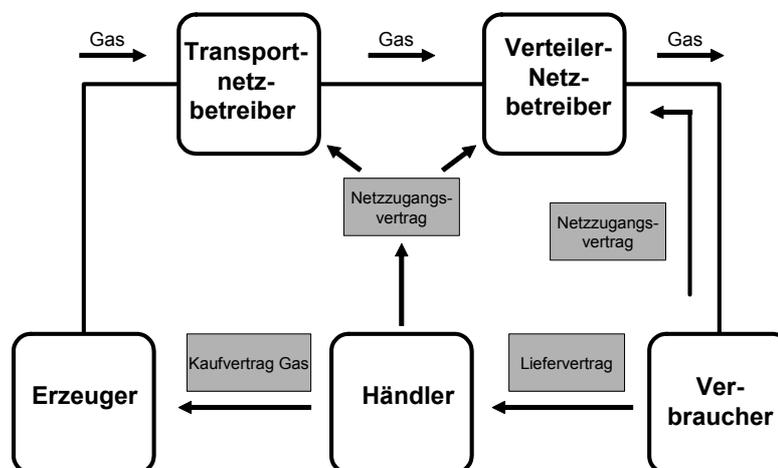
Abbildung 18: Gasbezug im spanischen Tarifmarkt



Quelle: EVE.

Alle spanischen Endkunden können seit Beginn 2003 aber auch ihr Gas von einem Händler beziehen, mit welchem sie die Bezugskonditionen individuell aushandeln. Zur Lieferung der vereinbarten Gasmenge schließt der Händler die erforderlichen Netzzugangsverträge mit den involvierten Transport- und Verteilernetzbetreibern ab (siehe Abbildung 19).

Abbildung 19: Freier Gasbezug in Spanien



Quelle: EVE.

Auf nationaler Ebene sind drei Regulierungsinstanzen für die Sicherstellung effektiven Wettbewerbs zuständig. Oberste Regulierungsinstanz ist das *Industrie- und Energieministerium*. Es setzt sowohl die Höhe der Netztarife als auch die Endkundenpreise fest. Zudem reguliert das Ministerium den Marktzugang. Es genehmigt die Errichtung neuer Gaspipelines, LNG-Terminals und Speicheranlagen und erteilt die Lizenzen für Transport- und Verteilerunternehmen. Außerdem stellt es Mindeststandards für die Qualität und Versorgungssicherheit auf. Die sektorspezifische Regulierungsbehörde *Comisión Nacional de Energía* (CNE) verfügt nur über vergleichsweise geringen Einfluss (vgl. OECD 2000, 240f.). Sie wurde im Oktober 1998 mit dem Öl- und Gasgesetz errichtet. Im Jahr 2000 wurde ihr zusätzlich die CNSE (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico) einverleibt, die mit dem Elektrizitätsgesetz im Jahre 1997 gebildet wurde und deren Zuständigkeiten allein auf den Elektrizitätsmarkt gerichtet waren. Die Kompetenz der CNE erstreckt sich seitdem nicht nur auf den Öl- und Gasmarkt, sondern auch auf dem Stromsektor. Ihr obliegt die Überwachung des spanischen Gasmarktes sowie die Gewährleistung wettbewerblicher Bedingungen. Die CNE dient dabei in erster Linie dem Industrie- und Energieministerium in beratender Funktion. Durch Vorschläge und Analysen nimmt sie an der Entwicklung von Gesetzentwürfen und Regulierungsentscheidungen sowie an der Festlegung von Netzzugangstarifen teil. Sie überprüft die Unbundling-Vorgaben. Aktivitäten der regulierten Netzbetreiber in anderen Geschäftsfeldern müssen von der CNE autorisiert werden. Vor möglichen Fusionen und Übernahmen der Netzbetreiber ist die CNE verpflichtet, eine schriftliche Einschätzung abzugeben. Schließlich fungiert die Regulierungsbehörde als Streitbeilegungsstelle zur Lösung von Disputen zwischen den involvierten Parteien. Die CNE hat zur Ausübung ihrer Aufgaben das Recht, von den Netzbetreibern alle, für Regulierungsentscheidun-

gen erforderlichen Information einzufordern. Die spanische Wettbewerbsbehörde (*Servicio de Defensa de la Competencia*) überwacht als dritte bedeutende Instanz die Einhaltung des Kartellrechts im Energiesektor.

3.7.3 Netzzugang

Vor der Liberalisierung kontrollierte Gas Natural als vertikal integriertes Unternehmen nahezu alle Produktionsstufen des Gassektors: den Gasimport, den Transport (einschließlich der Gasspeicher und LNG-Terminals), die Verteilung und den Vertrieb des Erdgases. Trotz dieser erdrückenden Dominanz hat der spanische Gesetzgeber beim spanischen Gasnetz – anders als im Stromsektor – zunächst auf eine eigentumsmäßige Entflechtung verzichtet (vgl. OECD 2000, 252). Mit der Privatisierung wurde dem Konzern aber auf der Transportnetzebene ein gesetzliches Unbundling auferlegt. Da mit dem Erlass des Öl- und Gasgesetzes gleichzeitig kein Unternehmen mehr als 35% der Anteile am dominierenden Transportnetzbetreiber halten darf, ist Gas Natural seither gezwungen, sukzessiv 65% der Anteile am zuvor hundertprozentigen Tochterunternehmen Enagás aufzugeben.¹¹² Ab dem 1. Januar 2007 beträgt die Maximalbeteiligung eines Gasversorgers an Enagás nur noch 5%, so dass die Gas Natural Gruppe bis dahin ihre verbliebenen Anteile nochmals drastisch reduzieren muss (vgl. EIA 2004a; CEER 2004, 18). Damit sind auch im spanischen Gasmarkt deutliche Tendenzen zu einem Ownership Unbundling zu erkennen.

Im Hinblick auf die Unbundling-Vorgaben galten in Spanien bereits vor Inkrafttreten der europäischen Beschleunigungsrichtlinie mit die strengsten Entflechtungsbestimmungen innerhalb der EU. Verteilnetzbetreiber mussten bereits zuvor hinsichtlich ihrer Rechtsform von anderen Aktivitäten auf der vertikalen Wertschöpfungsstufe entflochten sein. Die Gas Natural Gruppe umschließt entsprechend eigenständige Vertriebs-, Handels- und Importtöchter sowie 11 Tochtergesellschaften, die in abgegrenzten spanischen Regionen jeweils das dortige Verteilernetz betreiben. Um die vermachteten Strukturen im Gasimport aufzubrechen, wurde Gas Natural im Oktober 2001 zudem ein Gas-Release-Programm auferlegt. Bis Ende 2003 mussten 25% des algerischen Erdgases, welches über die Maghreb-Europa-Pipeline nach Spanien gelangte, an Konkurrenten – die spanischen Stromversorger Endesa, Iberdrola, Union Fenosa und Hidrocantábrico sowie BP und Royal Dutch/Shell – vergeben werden. Auf diesem Wege sollte den begünstigten Unternehmen der Eintritt in den spanischen Gasmarkt erleichtert werden (vgl. EIA 2004a).

Jeder spanische Netzbetreiber ist dazu verpflichtet, Dritten zu gleichen Bedingungen den Netzzugang zu gewähren. Um mögliche Diskriminierungen auszuschließen, wird der Netzzugang vom spanischen Industrie- und Energieministerium in Zusammenarbeit

¹¹² Ende 2003 hielt Gas Natural noch 38,64% der Anteile an Enagás. Vgl. Gas Natural (2004).

mit der CNE reguliert. Spanien hat sich vom System der Punkt-zu-Punkt-Streckenreservierung abgewendet und ein Briefmarkenmodell eingeführt. Dabei existiert für die Reservierung der Kapazitäten kein Mindestbuchungszeitraum im Vorlauf, so dass die Netzbetreiber auch sehr kurzfristig noch Leistungen ohne zusätzliche Kosten anbieten. Hinsichtlich der Zuordnung gilt das Reihenfolgeprinzip. Nicht in Anspruch genommene Kapazitäten verfallen. Möglichkeiten, Kapazitäten auch für kurze Zeiträume (für einen Monat oder kürzer) oder als unterbrechbare Rechte zu buchen, bestehen allerdings nicht (vgl. CEER 2004, 45f.).

Enagás obliegt als dominierendem Transportnetzbetreiber auch das technische Systemmanagement und die Abwicklung des Bilanzausgleichs für das gesamte spanische Gasnetz. Sah das spanische Netzzugangsregime zunächst noch eine monatliche Bilanzausgleichsperiode vor, so erfolgt der Bilanzausgleich in Spanien mittlerweile auf täglicher Basis, wobei Abweichungen des tatsächlichen vom vertraglich vereinbarten Tagesvolumen zwischen -15% und +5% toleriert werden. Eine Bündelung von Mehr- und Minderbedarf über das gesamte spanische Transport- und Verteilernetz ist erlaubt. Bei Mengenabweichungen über den Toleranzbereich hinaus werden Anpassungen derjenigen Gasvolumina vorgenommen, die bei den Netzentgeltberechnungen zugrunde gelegt werden (vgl. CNE 2005).

3.7.4 Netzentgelt

Die Netzbetreiber in Spanien unterliegen einer Ex-ante-Regulierung. Sowohl die Netzzugangsentgelte als auch die integrierten Endkundenpreise im Tarifsegment werden auf der Basis eines ganzheitlichen Revenue-Cap-Ansatzes bestimmt. Es wird nicht für jeden einzelnen Netzbetreiber ein individueller Erlöspfad bestimmt, sondern das spanische Wirtschafts- und Energieministerium legt die erlaubten Erlöse für das gesamte spanische Gasnetz fest. Grundlage für die Bestimmung des Erlöspfades sind die einzureichenden Kostennachweise aller Netzbetreiber. Vom Gesamterlös soll jeder Netzbetreiber einen Anteil im Verhältnis seiner kalkulierten Kosten zu den Gesamtkosten des Gasnetzbetriebes erhalten. Entsprechend dieser Ratio werden die eingenommenen Briefmarkenerlöse für den Netzzugang auf die involvierten Transport- und Verteilernetzbetreiber aufgeteilt. Um die mögliche Entstehung maßgeblicher Ungleichgewichte vorzubeugen, werden entstehende Differenzen durch monatliche Kompensationszahlungen zwischen den Netzbetreibern ausgeglichen.

Mit dem Revenue-Cap-Ansatz wird dem gesamten spanischen Gasnetzbetrieb ein oberes Limit für die maximal zu erzielenden Erlöse während der festgelegten Regulierungsperiode vorgegeben. Das Öl- und Gasgesetz sieht vor, dass die Methode der Entgeltkalkulation alle vier Jahre überprüft und gegebenenfalls angepasst wird. Damit wird zwar nicht zwingend eine Regulierungsperiode von vier Jahren vorgeschrieben, es ist jedoch nicht ausgeschlossen, dass 2006 im Rahmen eines Regulatory Review eine

neue Erlösobergrenze entsprechend dem dann festgestellten, aktuellen Kostenniveau festgesetzt wird. Der Revenue Cap bestimmt sich dabei wie folgt:

$$R = (R_{t-1} + k \cdot \Delta K) \cdot (1 + I - X) \pm M$$

mit	R	Erlösobergrenze des gesamten Transport- und Verteilernetzes
	$t-1$	Vorjahreswert
	k	Kostenfaktor des Anschlusses zusätzlicher Kunden
	ΔK	Veränderung der Kundenzahl
	I	Inflationsrate (Mittelwert aus Produzenten- und Konsumentenpreisindex)
	X	Produktivitätsfaktor
	M	Korrekturfaktor für Mehr- oder Mindererlöse

Der ganzheitliche Revenue-Cap-Ansatz für die Transport- und Verteilerebene wurde erstmals im Jahre 2002 angewendet. Das Ausgangsniveau schloss einen von den Regulierungsinstanzen für angemessen gehaltenen Gewinn der Netzbetreiber mit ein und wurde auf der Basis umfassender Kostennachweise aller regulierten Netzbetreiber festgelegt. Die Bewertung erfolgte auf der Basis der Betriebskosten sowie des bestehenden Anlagevermögens. Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten wurden mit dem Mittelwert aus Produzenten- und Konsumentenpreisindex auf einen Neuwert zum Stichtag (31. Dezember 2001) indiziert. Dieser spezielle Neuwert bildet auch die Basis für die Verzinsung des eingesetzten Kapitals, die zum Zinssatz zehnjähriger spanischer Staatsanleihen zuzüglich einer Risikoprämie von 1,5 Prozentpunkten erfolgt (vgl. Enagás 2004).¹¹³

Ausgehend von diesem Kostenniveau folgen die erlaubten Gesamterlöse des Netzsektors einem Pfad, der von der Inflationsrate I und einem Effizienzfaktor X bestimmt wird: Die Netzerlöse dürfen insgesamt nicht stärker steigen als der Mittelwert des Produzenten- und Konsumentenpreisindexes abzüglich eines vorgegebenen Abschlags für die prognostizierte Produktivitätsentwicklung des Netzbereichs. Dieser Produktivitätsabschlag beträgt zurzeit 15%, so dass nur 85% des Preisanstieges real ausgeglichen werden können.¹¹⁴

Ergänzend wird bei der Berechnung der Erlösobergrenze ein Anpassungsmechanismus ($k \cdot \Delta K$) einbezogen, der eine Erhöhung der Zahl der angeschlossenen Kunden bzw. der Gasnachfrage berücksichtigt. Auf diese Weise können Investitionen auf der Verteilerebene während der Regulierungsperiode in das Revenue-Cap-Regime integriert werden. Die durchschnittlichen Kosten für jeden neu erschlossenen Kunden werden

¹¹³ Zinsveränderungen werden durch jährliche Anpassungen berücksichtigt. Für 2002 wurde ein Zins von 6,77% angesetzt, für 2003 6,51% sowie für 2004 5,64%.

¹¹⁴ Über den Effizienzfaktor setzt der spanische Regulator eindeutige Produktivitätsziele. Entsprechende Rationalisierungsanstrengungen sollen unmittelbar an die Netzkunden weitergegeben werden. Anders als in herkömmlichen Revenue- oder Price-Cap-Ansätzen, in denen der Effizienzfaktor zu Beginn für die gesamte Regulierungsperiode im voraus bestimmt wird, prüfen die spanischen Regulierungsinstanzen jährlich, ob eine Anpassung des X-Faktor aus ihrer Sicht geboten ist.

unmittelbar erfasst.¹¹⁵ In Ex-post-Kontrollen werden darüber hinaus mögliche Differenzen zwischen geplanten und tatsächlichen Erlösen bestimmt. Ergeben sich zum Jahresende signifikante Mehr- oder Mindererlöse, so werden diese in den beiden Folgejahren durch einen Korrekturfaktor M bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt. Auf diese Art soll insbesondere die regulatorische Gefahr unerwarteter exogener Kosteneinflüsse eingedämmt werden.

Auf der Basis der zugestandenen Gesamterlöse eines Jahres ermittelt die CNE die Höhe der maximalen Netzzugangsentgelte, die bei entsprechender Zustimmung vom spanischen Wirtschafts- und Energieministerium für jeweils ein Jahr verordnet werden.¹¹⁶ Die Netzzugangstarife für die Inanspruchnahme des Transport- und Verteilernetzes werden in Form einer Briefmarke erhoben, d.h. das individuell zu entrichtende Entgelt ist grundsätzlich in allen Teilen Spaniens gleich, unabhängig von der Durchleitungsentfernung und vom Ort der Einspeisung und Entnahme. Die Briefmarkengebühr setzt sich aus einer fixen Kapazitätskomponente für die Nutzung des Transportnetzes (so genannte Reservekapazität) und einer leistungs- und mengenabhängigen Durchleitungskomponente zusammen (vgl. CNE 2005).¹¹⁷

Die Höhe der Reservekapazität, die in €/kWh/Tag/Monat abgerechnet wird, wird aus der maximalen Tagesmenge eines Monats (kWh/Tag) abgeleitet. Die von Netzkunden darüber hinaus zu entrichtende Durchleitungskomponente unterscheidet sich in ihrer jeweiligen Höhe durch die in Anspruch genommene Druckstufe und das Volumen des durchgeleiteten Gases. Nach dem Betriebsdruck werden drei Verbraucherfraktionen unterschieden:

- Verbraucher mit Anschluss an eine Gaspipeline mit einem Auslegungsdruck größer als 60 bar,
- Verbraucher mit Anschluss an eine Gaspipeline mit einem Auslegungsdruck von über 4 bis zu 60 bar sowie
- Verbraucher mit Anschluss an eine Gaspipeline mit einem Auslegungsdruck kleiner als 4 bar.

Innerhalb jeder Druckstufe erfolgt zudem eine Tarifgruppierung nach der verbrauchten Jahresmenge. In der Hochdruckstufe werden drei Abnahmefälle unterschieden, in der Mitteldruckbereich sind es sechs, und in der Niedrigdruckzone vier. Das Durchleitungs-

115 Investitionen auf der Transportebene im Verlauf der Regulierungsperiode erhöhen dagegen unmittelbar die Abschreibungsbasis. Sie werden im Jahr ihrer erstmaligen Aktivierung in Form linearer Abschreibungen zusätzlich zum bestehenden Anlagevermögen zum Ansatz gebracht und in den Folgejahren ebenso per Indizierung fortgeschrieben.

116 Gleiches gilt für die integrierten Endkundenpreise im tarifbasierten Segment. Ihre Struktur und Berechnung entspricht weitgehend der Ableitung der Netzentgelttarife. Allerdings werden die Tarifentgelte zusätzlich vierteljährlich hinsichtlich ihrer Angemessenheit von der CNE überprüft.

117 Zusätzlich zur berechneten Briefmarke hat jeder Netzkunde 0,62% dieses Betrages für das technische Systemmanagement von Enagás und 0,166% der Briefmarke für die Regulierungsbehörde zu entrichten (Stand: 2004). Zudem werden Mess- und Zählerentgelte separat abgerechnet.

entgelt enthält dabei eine leistungs- und eine mengenabhängige Komponente. Während sich letztere variabel nach der verbrauchten Menge (€/kWh) richtet, ergibt sich der monatlich fixierte Leistungspreis aus der maximalen Tagesmenge eines Monats (kWh/Tag), multipliziert mit dem jeweiligen, pro Tarifgruppe festgeschriebenen Tagesleistungspreis (€/kWh/Tag/Monat). In der Niedrigdruckstufe wird der leistungsbezogene Anteil des Netznutzungsentgeltes durch eine Monatspauschale (€/Verbraucher/Monat) abgegolten.

3.7.5 Erfahrungen und jüngere Entwicklungen

Ein wesentliches Ziel des Öl- und Gasgesetzes aus dem Jahre 1998 war es, den Marktanteil eines Unternehmens auf maximal 70% zu begrenzen. Dieses Ziel kann als erreicht angesehen werden. Insbesondere aufgrund der bestehenden langfristigen Importverträge wird der spanische Gasmarkt zwar weiterhin durch Gas Natural dominiert. Die Gas Natural Gruppe stellte im Jahr 2003 63,6% des Gesamtverbrauchs bereit und ist damit nach wie vor nicht nur größter Verteilnetzbetreiber, sondern auch der Gasversorger mit dem höchsten Marktanteil im Endkundenmarkt.¹¹⁸ Beim Gasbezug aus dem Ausland hielt die Gruppe 2003 jedoch nur noch 40% der Marktanteile, mit zuletzt stark abnehmender Tendenz.¹¹⁹

2003 sanken die Netzzugangstarife um 1,68% und 2004 um 0,6%. Auch bei den Entgelten im tarifbasierten Endkundensegment gab es 2003 und 2004 leichte Preisnachlässe. Während aber mehr als 50% der industriellen Großkunden Spaniens seit der sukzessiven Marktöffnung ihren Gasversorger gewechselt haben, liegt dieser Anteil bei den kleinen Gewerbekunden und Haushalten lediglich bei 5% (vgl. EU Kommission 2005, 6). Im ersten Jahr der vollständigen Regulierung wurden immerhin noch 29% des gesamten Gasverbrauchs in Spanien nach dem Tarifpreis abgerechnet (vgl. CNE 2004, 13). In den nächsten Jahren wird jedoch ein deutliches Absinken des tariflich abgerechneten Gasbezugs erwartet.

Ob das installierte Revenue-Cap-Regime zukünftig tatsächlich zur nachhaltigen Effizienzsteigerung des spanisches Gasnetzes beiträgt, ist aus ökonomischer Perspektive aber mehr als fraglich. Mit dem Setzen von Preis- oder Erlösbergrenzen sollen im Allgemeinen Kostensenkungen und Produktivitätssteigerungen gefördert werden. Dadurch dass die Erlöse für die Dauer der Regulierungsperiode von den Kosten entkoppelt werden, haben die regulierten Netzbetreiber grundsätzlich ausgeprägte Anreize zur Kostenreduktion. Bei Kostensenkungen über das geforderte Maß hinaus, verbleiben die entstehenden Gewinne bei den regulierten Netzbetreibern. Dieser Anreiz schlägt

¹¹⁸ Die Gas Natural Gruppe verfügt im (kleineren) tarifbasierten Marktsegment über einen Marktanteil von 78,5% sowie bei den nicht tariflich abgerechneten Kunden über einen Marktanteil von 57,7%. Vgl. CNE (2004, 13f.).

¹¹⁹ Im Jahr 2002 betrug dieser Anteil noch 65%. Vgl. CNE (2004, 11f.)

jedoch nur bei individuell für jeden einzelnen Netzbetreiber gesetzten Revenue-Caps durch. Im ganzheitlichen spanischen Ansatz, der eine Erlösbergrenze für alle Netzbetreiber setzt, besteht ein Trittbrettfahrer-Problem. Kosteneinsparungen eines einzelnen Netzbetreibers kommen nicht ausschließlich nur diesem zugute, sondern dem gesamten Netzbetrieb. Damit profitieren auch passive, ineffiziente Netzbetreiber von den individuellen Anstrengungen eines anderen, ohne selber einen Beitrag geleistet zu haben. Vor diesem Hintergrund werden die einzelnen Netzbetreiber den Aufwand für entsprechende Produktivitätssteigerungen scheuen, da sie für diesen Einsatz nur unverhältnismäßig entlohnt werden. Ihre dominierende Strategie wird es vielmehr sein, auf eigene Bemühungen zu Produktivitätssteigerungen zu verzichten und als Trittbrettfahrer auf Kosteneinsparungen der anderen Netzbetreiber zu hoffen. Die angestrebten Effizianzanreize des Revenue-Cap-Ansatzes verpuffen damit vollständig.

4 Konsequenzen für die deutsche Regulierungsdiskussion

4.1 Sektorstrukturen

Der Blick auf die regulatorischen Rahmenbedingungen ausgesuchter europäischer Gasmärkte zeigt wichtige Ergebnisse auf, die bei der zum Teil sehr kontrovers geführten öffentlichen Debatte um den deutschen Regulierungsrahmen wertvolle Anregungen liefern können. In allen betrachteten Vergleichsländern ist der Markt zu 100% geöffnet. Nur in Frankreich erfolgt die vollständige Liberalisierung entsprechend den EU-Mindestvorgaben erst im Juli 2007. Den Regulierungsbehörden sind umfangreiche Kompetenzen bei der Regulierung der Netzzugangsbedingungen und der Netzentgelte eingeräumt worden. Lediglich die spanische Regulierungsbehörde CNE verfügt über eingeschränkte Kompetenzen. Sie dient vorrangig dem Industrie- und Energieministerium in beratender Funktion. Die verschärften Unbundling-Vorschriften der mittlerweile in allen betrachteten Vergleichsländern umgesetzt. Einige Staaten gehen jedoch noch über das geforderte Mindestmaß hinaus. So müssen in Italien auch Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden bereits seit 2003 ein rechtliches Unbundling durchführen. Einige nationale Regulierungsregimes sehen zudem ein Ownership Unbundling für die Transportebene vor oder streben dies in naher Zukunft zumindest näherungsweise an.

Die Netznutzungsregime im Ausland werden oftmals als Maßstab für die deutsche Neuordnung herangezogen. Insbesondere Großbritannien gilt aufgrund seiner bisherigen Liberalisierungserfolge als Vorbild. Vor dem Versuch, die Regulierungsmodelle anderer Staaten deckungsgleich im Verhältnis eins zu eins auf den deutschen Gasmarkt übertragen zu wollen, sei jedoch gewarnt. Die Ausführungen zu den Marktstrukturen und dem regulatorischen Entwicklungsprozess in den betrachteten Ländern haben die Unterschiede deutlich hervorgehoben. Die institutionelle Ausgangslage der Märkte vor der Liberalisierung war in den einzelnen Ländern zum Teil deutlich anders als in Deutschland. Unterschiede bestehen teilweise auch hinsichtlich der Versorgungssituation (Importabhängigkeit), der Qualitäten der im Netz transportierten Gase und insbesondere hinsichtlich der Zahl der aktiven Netzbetreiber.

4.2 Netzzugangsregelungen

Die strukturellen und institutionellen Unterschiede allein sind jedoch noch kein ausreichender Grund dafür, die Anwendung im Ausland erfolgreicher Regulierungsinstrumente für den deutschen Gasmarkt von vornherein abzulehnen. Vielmehr ist eine sorgfältige Abwägung erforderlich, ob und wie einzelne Bausteine eines erfolgreichen Netznutzungsregimes in das deutsche Regulierungsmodell eingefügt werden können. Auch wenn in vielen regulatorischen Aspekten kein europaweiter Konsens besteht, so lassen sich doch hinsichtlich des grundsätzlichen regulatorischen Vorgehens eindeutige

Tendenzen identifizieren, wie in Tabelle 3 im Hinblick auf die Netzzugangsbedingungen deutlich wird.

Tabelle 3: Vergleich der Netzzugangsregime der ausgesuchten Länder

	Kapazitätsbuchung	Engpassregelung	Regelzonen	Bilanzausgleich	Toleranz & Abrechnung
Großbritannien	Entry-Exit	Auktion	1	Täglich	0% Marktpreis
Niederlande	Entry-Exit	fcfs	1	Täglich (Stundentoleranz)	2%, bis 13% Strafgebühr
Österreich	Entry-Exit	fcfs, Vorrang Langfristverträge	3	Stündlich	0% Auktionspreis
Italien	Entry-Exit	Pro rata, Vorrang Langfristverträge	1	Täglich	8%, 15% Strafgebühr
Frankreich	Entry-Exit	fcfs	8	Täglich	5%, 20% Strafgebühr
Spanien	Entry-Exit	fcfs	1	Täglich	+5%, -15% Korrekturmenge

Mehrere Staaten gewähren bei der Kapazitätsvergabe solchen Gasversorgern Vorzugsbedingungen, die im Rahmen von Importverträgen langfristige ToP-Verpflichtungen eingegangen sind. Die Zuteilung der Netzkapazitäten erfolgt ansonsten in fast allen Staaten gemäß dem Reihenfolgeprinzip. Nur in Italien werden die Kapazitäten pro rata vergeben. Die höchste Marktnähe weist aber das Vergabeverfahren von Entry-Kapazitäten in Großbritannien auf. Diese werden dort in Auktionen versteigert. Die im Rahmen dieser Versteigerungen erzielten Netzzugangspreise spiegeln die Knappheitsverhältnisse unmittelbar wieder und senden damit wichtige Marktsignale an die Netzkunden, den Netzbetreiber und an mögliche Investoren. Gleiches gilt auch für die virtuellen Handelsplätze in den Netzen Großbritanniens, der Niederlande sowie neuerdings Italiens. Sie erlauben den kurzfristigen Handel mit Gas und Kapazitäten und stärken damit nachhaltig die marktwirtschaftlichen Prinzipien innerhalb der regulatorisch vorgegebenen Grundordnungen.

Die Existenz von Handelsplätzen für den kurzfristigen Gas- und Kapazitätsaustausch induziert auch Vorteile im Rahmen des Bilanzausgleichs. Eingespeiste Mehr- oder Mindermengen können auf diese Weise stets zu relativ marktnahen Preisen abgerechnet werden. Eine potentielle Marktschranke für Newcomer wird dadurch maßgeblich vermindert. Gleiches gilt auch für möglichst weit abgesteckte Regelzonen, in denen Mengenanabweichungen gegeneinander saldiert werden können. Lediglich Frankreich ist in dieser Hinsicht noch relativ fragmentiert. In der Zukunft wird sich aber auch dort die Anzahl der Regelzonen auf maximal zwei reduzieren.

In mittlerweile allen Vergleichsländern müssen nicht genutzte Kapazitäten Dritten zugänglich gemacht werden („use it or lose it“). In diesen Ländern müssen die Netz-

betreiber laufend Auskunft über die gebuchten und tatsächlich genutzten Kapazitäten geben. Bei einem Lieferantenwechsel gehen im Allgemeinen die Kapazitäten zur Belieferung des Kunden auf den neuen Gasversorger über (Rucksackprinzip).

Probleme mit der Entwicklung von Wettbewerbskräften zeigen sich insbesondere in den Staaten bzw. Regionen, in denen die Großhandelsstufe über eine zu geringe Liquidität verfügt. Der Grund hierfür liegt i.d.R. in langfristigen Importverträgen und in knappen Netzkapazitäten an den Grenzübergangspunkten. Die geringe Liquidität und die hohe Konzentration auf der Großhandelsstufe kann insbesondere dann wettbewerbspolitische Probleme hervorrufen, wenn es sich bei den Importunternehmen um vertikal integrierte Gasversorger handelt, die nicht nur den Großhandel und damit den Gasbezug dominieren, sondern gleichzeitig im Gasvertrieb für kleinere Konkurrenten und potentielle Newcomer übermächtige Gegenspieler darstellen. Eine Stärkung der Wettbewerbskräfte setzt hier zwingend eine Erhöhung der Liquidität im Großhandel voraus. Regulatorisch auferlegte Gas-Release-Programme haben sich dabei in den anderen europäischen Staaten als ein durchaus probates Mittel erwiesen. Noch wichtiger erscheint jedoch im Hinblick auf die mittel- bis langfristige Perspektive die Erschließung neuer Importkapazitäten, sei es in Form neuer grenzüberschreitender Pipelines oder in Form von LNG-Importterminals. Ziel sollte zudem die Herausbildung internationaler Gashandelsplätze (Hubs) mit hoher Liquidität sein, auf denen Shipper zu marktgerechten, wettbewerblichen Preisen Gas in ausreichender Menge beziehen können.

4.3 Regulierung der Netzentgelte

Neben einem diskriminierungsfreien Netzzugang ist die Höhe der Netzentgelte für die Entwicklung auf den vor- und nachgelagerten Marktstufen von großer Bedeutung.

Tabelle 4: Netzentgeltregulierung in den ausgesuchten Vergleichsländern

	Regulierungsmodell	Periodenlänge	Besonderes Merkmal	Tarifmodell
Großbritannien	Revenue Cap	5	Sliding Scales Qualitätsregulierung	Entry-Exit
Niederlande	Price Cap	3	Benchmarking Yardstick Competitionen	Entry-Exit
Österreich	Cost plus	1	Konzept der Realkapitalerhaltung	Exit-Tarife
Italien	Revenue Cap Price Cap	4	Ansätze von Yardstick Competition	Entry-Exit
Frankreich	Cost plus	1	Konzept der Nettosubstanzerhaltung	Entry-Exit
Spanien	Revenue Cap	1	Sektorübergreifender Cap	Briefmarke

Wenn sich im Gassektor auch zunächst die Implementierung eines funktionsfähigen und marktadäquaten Netzzugangsmodells als zentrale regulatorische Aufgabe stellt, so besitzen im nächsten Schritt die Höhe der Netznutzungsentgelte und entsprechende Kalkulationsmethoden hohe Relevanz für die Entstehung von echtem Wettbewerb. Auch hier offenbart der Blick auf das europäische Ausland die Optionen, die den deutschen Entscheidungs- und Regulierungsinstanzen grundsätzlich offen stehen (siehe Tabelle 4).

In allen Staaten erfolgt die Netzentgeltregulierung ex ante. Während Großbritannien, die Niederlande und Italien anreizorientierte Entgeltmodelle implementiert haben, erfolgt die Festlegung der Netztarife in Frankreich und Österreich nach dem Cost-plus-Verfahren. Spanien verfügt zwar über einen Revenue-Cap-Ansatz. Aufgrund des ganzheitlichen Ansatz gehen die Effizienzanreize in diesem Regime aber verloren. Durch die gleichzeitige Anpassung der Kostenausgangsbasen und Produktivitätsvorgaben wirkt sie letztlich ebenfalls wie ein Cost-plus-Ansatz.

Bei der Bestimmung der kalkulatorischen Kapitalkosten wird lediglich in Österreich das Konzept der Realkapitalerhaltung zugrunde gelegt. In den anderen Ländern bilden Tagesneuwerte die Grundlage für die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen und der zugestandenen Kapitalverzinsung. Überwiegend wird dazu ein realer WACC vor Steuern angesetzt, der unter der Annahme von Normkapitalstrukturen mit Hilfe des CAPM-Modells abgeleitet wird.

Standardisierte Benchmarkmodelle kamen in den betrachteten Vergleichsländer bisher kaum zum Einsatz. In den Niederlanden wurde nun jedoch mit der neuen Regulierungsperiode ein vergleichender Wettbewerb zwischen den Verteilernetzbetreibern eingeführt. Auch die Regulierung der italienischer Gasverteiler weist Elemente von Yardstick-Competition auf. Mit dem Verkauf und der separaten Regulierung der Verteilernetze in Großbritannien ist auch dort – entsprechend britischer Regulierungstradition – mit dem Einsatz von Benchmarkansätzen zu rechnen. Auch das österreichische Gaswirtschaftsgesetz sieht ausdrücklich die mögliche Anwendung von Vergleichsmarktmethoden vor. Mit einem tatsächlichen Einsatz ist jedoch nicht vor 2005 zu rechnen.

Erstmalig innerhalb der EU werden in Großbritannien voraussichtlich bereits in diesem Jahr Qualitätsaspekte in die Bestimmung der Erlösbergrenze integriert. Damit wird das britische Regulierungsregime dem Einwand gerecht, dass neben Anreizen für einen effizienten Netzbetrieb auch die Förderung notwendiger Investitionen und die Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit nicht vernachlässigt werden darf.

Literaturverzeichnis

- AEEG (2004), *Annual Report 2003 – Competition and Regulation in the Energy Sectors*, Mailand.
- Arocena, P. (2001): *The Reform of the Utilities Sector, Discussion Paper of the World Institute for Development Economics*, 2001/13, Helsinki.
- Auer, J. (2003), *Erdgas: Marktöffnung nur auf dem Papier, DB-Research: Mehr Wachstum für Deutschland*, Aktuelle Themen Nr. 261, Frankfurt a.M.
- BMWA (2003a), *Monitoring-Bericht*, Berlin.
- BMWA (2003b), *Monitoring-Bericht – Anlage 3: Regulierung der Strom- und Gasmärkte in europäischen Staaten*, Berlin.
- Boltz, W. (2004), *Regulierung des Elektrizitätsmarktes in Österreich, Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 54, 150 – 153.
- BP (2004), *Energy in Focus – Statistical Review of World Energy*, London.
- Brunekreeft, G. (2000): *Kosten, Körbe, Konkurrenz: Price Caps in der Theorie, Diskussionsbeiträge des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik der Universität Freiburg*, 67, Freiburg.
- Calmetta, P. F. und S. Ziegler (2001), *Liberalisierung des italienischen Gasmarktes, Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51, 656 – 658.
- Cavill, H. (2003), *The Development of the UK Gas Market, Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 27, 109 – 115.
- CEER (2004), *Monitoring Report 2004 Concerning Compliance with the Guidelines for Good Third Party Access Practice to Gas Transmission Systems*, Brüssel.
- Cerbe, G. et al. (2004), *Grundlagen der Gastechnik*, 6. Auflage, München.
- Clerc, C. (2003), *Der Gasmarkt in Frankreich und im Ausland: wirtschaftliche, rechtliche und politische Aspekte*, in: AEEG (Hrsg.), *Der Energiebinnenmarkt in Europa – ein Rechts- und Strukturvergleich*, Frankfurt a.M.
- CNE (2004), *Report on Natural Gas Consumption in 2003*, Madrid.
- CNE (2005), *Gas Market – Gas Tariffs and Tolls (TPA Tariffs)*, Madrid, http://www.cne.es/ingles/mercado_gas_tarifas_peajes.html, Stand 31.03.2005.
- Di Nucci, M. R. (2004), *The Liberalisation of the Italian Energy Market – Part II: Current Regulations and Structure of the Gas Market, Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 54, 592 – 597.
- Dordain, L. (2004), *Evolution of the TPA Conditions in France*, Ankara.
- E-Control (2003), *Liberalisierungsbericht 2003*, Wien.
- E-Control (2004), *Jahresbericht 2003*, Wien.
- EIA (2004a), *Country Analysis Briefs: Spain*, Washington D.C.

- EIA (2004b), *International Energy Outlook 2004*, Washington D.C.
- EIA (2004c), *Country Analysis Briefs: United Kingdom*, Washington D.C.
- EIA (2004d), *Country Analysis Briefs: Italy*, Washington D.C.
- EIA (2004e), *Country Analysis Briefs: France*, Washington D.C.
- Enagás (2004), *Annual Report 2003*, Madrid.
- Energy International (2003), *Natural Gas Transmission System Operators in the United States, United Kingdom, and Australia*, Washington.
- EU Kommission (2003), *Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes*, Brüssel.
- EU Kommission (2005), *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market – Technical Annexes*, Brüssel.
- Eurogas (2004), *Annual Report 2002 - 2003*, Brüssel.
- Gas Natural (2004), *Annual Report 2003*, Madrid.
- Global Competition Review (2004), *Getting the Deal Through – Gas Regulation in 29 Jurisdiction Worldwide*, London.
- GTS (2005), *Indicative Tariffs, Terms and Conditions for Transport and Necessarily Related Services*, Groningen.
- Hense, A. und D. Schäffner (2004), Regulatorische Aufgaben im Energiebereich, *Diskussionsbeiträge des Wissenschaftlichen Instituts für Kommunikationsdienste*, 254, Bad Honnef.
- Hense, A. und M. Stronzik (2005), Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, erscheint in: *Diskussionsbeiträge des Wissenschaftlichen Instituts für Kommunikationsdienste*, Bad Honnef.
- IEA (2004), *Monthly Natural Gas Survey*, July, Paris.
- Knieps, G. (2002): Entscheidungsorientierte Ermittlung der Kapitalkosten in liberalisierten Netzindustrien, *Diskussionsbeiträge des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik der Universität Freiburg*, 86, Freiburg.
- Lamprecht, F. (2004), Energiewirtschaft Österreich 2004 – Infrastrukturen im Wettbewerb, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 54, 835 – 836.
- Millgramm, C. (1997), *Gastransport und –speicherung in einem wettbewerblichen Gasmarkt am Beispiel Großbritanniens*, Idstein.
- Monopolkommission (2002), *Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH*, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 42 Abs. 4 Satz 2 GWB, Bonn.
- NERA (2004), *Global Energy Regulation – August 2004*, London.
- NGT (2003), *Transportation Ten Year Statement*, Warwick.

- OECD (2000), *Regulatory Reform in Spain*, Paris.
- OFGEM (2002a), *The Regulation of Independent Gas Transporter Charging*, London.
- OFGEM (2002b), *Transco Price Control & NTS SO Incentives 2002 - 2007 – Licence Modifications*, London.
- OFGEM (2004), *2002/03 Gas Distribution Quality of Supply Report*, London.
- Oxera (2000), *Energy Liberalisation Indicators in Europe*, Oxford.
- Papp, E. J. (2004), Versorgungssicherheit mit Erdgas, *Forum Gas Wasser Wärme*, o. Jg., H. 1, 6 – 10.
- Prognos (2004), *Europäischer Vergleich des Netzzugangsentgelte auf der überregionalen Ferngasstufe*, Berlin.
- PWC Deutsche Revision (2004), *Kalkulation von Netzzugangsentgelten in wesentlichen Gaswirtschaften der Europäischen Union – Eine vergleichende Darstellung*, Hamburg.
- Seeliger, A. (2004), Die europäische Erdgasversorgung im Wandel, *EWI Working Paper*, 04-2, Köln.
- Shleifer, A. (1985), A Theory of Yardstick Competition, *Rand Journal of Economics*, 16, 319 – 327.
- Snam Rete Gas (2004), *Annual Report 2003*, Mailand.
- Tönjes, C. (2004), Die niederländische Gaswirtschaft im Umbruch, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 54, 598 – 600.
- Transco (2002), *Network Code – the Summary*, Solihull.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 180: Cara Schwarz-Schilling:
Nummernverwaltung bei Wettbewerb in der Telekommunikation, Dezember 1997
also available in English as
Numbering Administration in Telecommunications under Competitive Conditions
- Nr. 181: Cornelia Fries:
Nutzerkompetenz als Determinante der Diffusion multimedialer Dienste, Dezember 1997
- Nr. 182: Annette Hillebrand:
Sicherheit im Internet zwischen Selbstorganisation und Regulierung - Eine Analyse unter Berücksichtigung von Ergebnissen einer Online-Umfrage, Dezember 1997
- Nr. 183: Lorenz Nett:
Tarifpolitik bei Wettbewerb im Markt für Sprachtelefondienst, März 1998
- Nr. 184: Alwin Mahler:
Strukturwandel im Bankensektor - Der Einfluß neuer Telekommunikationsdienste, März 1998
- Nr. 185: Henrik Hermann:
Wettbewerbsstrategien alternativer Telekommunikationsunternehmen in Deutschland, Mai 1998
- Nr. 186: Ulrich Stumpf, Daniel Tewes:
Digitaler Rundfunk - vergleichende Betrachtung der Situation und Strategie in verschiedenen Ländern, Juli 1998
- Nr. 187: Lorenz Nett, Werner Neu:
Bestimmung der Kosten des Universaldienstes, August 1998
- Nr. 188: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:
Durch Sicherungsinfrastruktur zur Vertrauenskultur: Kritische Erfolgsfaktoren und regulatorische Aspekte der digitalen Signatur, Oktober 1998
- Nr. 189: Cornelia Fries, Franz Büllingen:
Offener Zugang privater Nutzer zum Internet - Konzepte und regulatorische Implikationen unter Berücksichtigung ausländischer Erfahrungen, November 1998
- Nr. 190: Rudolf Pospischil:
Repositionierung von AT&T - Eine Analyse zur Entwicklung von 1983 bis 1998, Dezember 1998
- Nr. 191: Alfons Keuter:
Beschäftigungseffekte neuer TK-Infrastrukturen und -Dienste, Januar 1999
- Nr. 192: Wolfgang Elsenbast:
Produktivitätserfassung in der Price-Cap-Regulierung - Perspektiven für die Preisregulierung der Deutschen Post AG, März 1999
- Nr. 193: Werner Neu, Ulrich Stumpf, Alfons Keuter, Lorenz Nett, Cara Schwarz-Schilling:
Ergebnisse und Perspektiven der Telekommunikationsliberalisierung in ausgewählten Ländern, April 1999
- Nr. 194: Ludwig Gramlich:
Gesetzliche Exklusivlizenz, Universaldienstpflichten und "höherwertige" Dienstleistungen im PostG 1997, September 1999
- Nr. 195: Hasan Alkas:
Rabattstrategien marktbeherrschender Unternehmen im Telekommunikationsbereich, Oktober 1999
- Nr. 196: Martin Distelkamp:
Möglichkeiten des Wettbewerbs im Orts- und Anschlußbereich des Telekommunikationsnetzes, Oktober 1999
- Nr. 197: Ulrich Stumpf, Cara Schwarz-Schilling unter Mitarbeit von Wolfgang Kiesewetter:
Wettbewerb auf Telekommunikationsmärkten, November 1999
- Nr. 198: Peter Stamm, Franz Büllingen:
Das Internet als Treiber konvergenter Entwicklungen - Relevanz und Perspektiven für die strategische Positionierung der TIME-Player, Dezember 1999

- Nr. 199: Cara Schwarz-Schilling, Ulrich Stumpf:
Netzbetreiberportabilität im Mobilfunkmarkt – Auswirkungen auf Wettbewerb und Verbraucherinteressen, Dezember 1999
- Nr. 200: Monika Plum, Cara Schwarz-Schilling:
Marktabgrenzung im Telekommunikations- und Postsektor, Februar 2000
- Nr. 201: Peter Stamm:
Entwicklungsstand und Perspektiven von Powerline Communication, Februar 2000
- Nr. 202: Martin Distelkamp, Dieter Elixmann, Christian Lutz, Bernd Meyer, Ulrike Schimmel:
Beschäftigungswirkungen der Liberalisierung im Telekommunikationssektor in der Bundesrepublik Deutschland, März 2000
- Nr. 203: Martin Distelkamp:
Wettbewerbspotenziale der deutschen Kabel-TV-Infrastruktur, Mai 2000
- Nr. 204: Wolfgang Elsenbast, Hilke Smit:
Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der Marktöffnung auf dem deutschen Postmarkt, Mai 2000
- Nr. 205: Hilke Smit:
Die Anwendung der GATS-Prinzipien auf dem Postsektor und Auswirkungen auf die nationale Regulierung, Juni 2000
- Nr. 206: Gabriele Kulenkampff:
Der Markt für Internet Telefonie - Rahmenbedingungen, Unternehmensstrategien und Marktentwicklung, Juni 2000
- Nr. 207: Ulrike Schimmel:
Ergebnisse und Perspektiven der Telekommunikationsliberalisierung in Australien, August 2000
- Nr. 208: Franz Büllingen, Martin Wörter:
Entwicklungsperspektiven, Unternehmensstrategien und Anwendungsfelder im Mobile Commerce, November 2000
- Nr. 209: Wolfgang Kiesewetter:
Wettbewerb auf dem britischen Mobilfunkmarkt, November 2000
- Nr. 210: Hasan Alkas:
Entwicklungen und regulierungspolitische Auswirkungen der Fix-Mobil Integration, Dezember 2000
- Nr. 211: Annette Hillebrand:
Zwischen Rundfunk und Telekommunikation: Entwicklungsperspektiven und regulatorische Implikationen von Webcasting, Dezember 2000
- Nr. 212: Hilke Smit:
Regulierung und Wettbewerbsentwicklung auf dem neuseeländischen Postmarkt, Dezember 2000
- Nr. 213: Lorenz Nett:
Das Problem unvollständiger Information für eine effiziente Regulierung, Januar 2001
- Nr. 214: Sonia Strube:
Der digitale Rundfunk - Stand der Einführung und regulatorische Problemfelder bei der Rundfunkübertragung, Januar 2001
- Nr. 215: Astrid Höckels:
Alternative Formen des entbündelten Zugangs zur Teilnehmeranschlussleitung, Januar 2001
- Nr. 216: Dieter Elixmann, Gabriele Kulenkampff, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:
Internationaler Vergleich der TK-Märkte in ausgewählten Ländern - ein Liberalisierungs-, Wettbewerbs- und Wachstumsindex, Februar 2001
- Nr. 217: Ingo Vogelsang:
Die räumliche Preisdifferenzierung im Sprachtelefondienst - wettbewerbs- und regulierungspolitische Implikationen, Februar 2001
- Nr. 218: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:
Internet-Governance - Politiken und Folgen der institutionellen Neuordnung der Domainverwaltung durch ICANN, April 2001
- Nr. 219: Hasan Alkas:
Preisbündelung auf Telekommunikationsmärkten aus regulierungsökonomischer Sicht, April 2001

- Nr. 220: Dieter Elixmann, Martin Wörter:
Strategien der Internationalisierung im Telekommunikationsmarkt, Mai 2001
- Nr. 221: Dieter Elixmann, Anette Metzler:
Marktstruktur und Wettbewerb auf dem Markt für Internet-Zugangsdienste, Juni 2001
- Nr. 222: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Mobiles Internet - Konvergenz von Mobilfunk und Multimedia, Juni 2001
- Nr. 223: Lorenz Nett:
Marktorientierte Allokationsverfahren bei Nummern, Juli 2001
- Nr. 224: Dieter Elixmann:
Der Markt für Übertragungskapazität in Nordamerika und Europa, Juli 2001
- Nr. 225: Antonia Niederprüm:
Quersubventionierung und Wettbewerb im Postmarkt, Juli 2001
- Nr. 226: Ingo Vogelsang
unter Mitarbeit von Ralph-Georg Wöhrl
Ermittlung der Zusammenschaltungs-entgelte auf Basis der in Anspruch genommenen Netzkapazität, August 2001
- Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:
Liberalisierung, Wettbewerb und Wachstum auf europäischen TK-Märkten, Oktober 2001
- Nr. 228: Astrid Höckels:
Internationaler Vergleich der Wettbewerbsentwicklung im Local Loop, Dezember 2001
- Nr. 229: Anette Metzler:
Preispolitik und Möglichkeiten der Umsatzgenerierung von Internet Service Providern, Dezember 2001
- Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:
Volkswirtschaftliche Bedeutung von Resale, Januar 2002
- Nr. 231: Ingo Vogelsang:
Theorie und Praxis des Resale-Prinzips in der amerikanischen Telekommunikationsregulierung, Januar 2002
- Nr. 232: Ulrich Stumpf:
Prospects for Improving Competition in Mobile Roaming, März 2002
- Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:
Mobile Virtual Network Operators – Ökonomische Perspektiven und regulatorische Probleme, März 2002
- Nr. 234: Hasan Alkas:
Die Neue Investitionstheorie der Realoptionen und ihre Auswirkungen auf die Regulierung im Telekommunikationssektor, März 2002
- Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:
Resale im deutschen Festnetz, Mai 2002
- Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und Ulrich Stumpf:
Regulierung und Wettbewerb auf europäischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002
- Nr. 237: Hilke Smit:
Auswirkungen des e-Commerce auf den Postmarkt, Juni 2002
- Nr. 238: Hilke Smit:
Reform des UPU-Endvergütungssystems in sich wandelnden Postmärkten, Juni 2002
- Nr. 239: Peter Stamm, Franz Büllingen:
Kabelfernsehen im Wettbewerb der Plattformen für Rundfunkübertragung - Eine Abschätzung der Substitutionspotenziale, November 2002
- Nr. 240: Dieter Elixmann, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Anette Metzler:
Regulierungs- und wettbewerbspolitische Aspekte von Billing- und Abrechnungsprozessen im Festnetz, Januar 2003
- Nr. 241: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf unter Mitarbeit von Ulrich Ellinghaus, Joachim Scherer, Sonia Strube Martins, Ingo Vogelsang:
Eckpunkte zur Ausgestaltung eines möglichen Handels mit Frequenzen, Februar 2003
- Nr. 242: Christin-Isabel Gries:
Die Entwicklung der Nachfrage nach breitbandigem Internet-Zugang, April 2003

- Nr. 243: Wolfgang Briglauer:
Generisches Referenzmodell für die Analyse relevanter Kommunikationsmärkte – Wettbewerbsökonomische Grundfragen, Mai 2003
- Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:
Mobile Portale – Merkmale, Marktstruktur und Unternehmensstrategien, Juli 2003
- Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:
Sicherstellung der Überwachbarkeit der Telekommunikation: Ein Vergleich der Regelungen in den G7-Staaten, Juli 2003
- Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:
Gesundheitliche und ökologische Aspekte mobiler Telekommunikation – Wissenschaftlicher Diskurs, Regulierung und öffentliche Debatte, Juli 2003
- Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von TK-Diensten im Festnetz sowie Faktoren für den Erfolg von Geschäftsmodellen, September 2003
- Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel with contributions of Anette Metzler:
"Next Generation Networks" and Challenges for Future Regulatory Policy, November 2003
- Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:
Substitutionsbeziehungen zwischen Festnetz und Mobilfunk: Empirische Evidenz für Deutschland und ein Survey internationaler Studien, Dezember 2003
- Nr. 250: Ralf G. Schäfer:
Das Verhalten der Nachfrager im deutschen Telekommunikationsmarkt unter wettbewerblichen Aspekten, Dezember 2003
- Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf G. Schäfer:
Kapitalmarktinduzierte Veränderungen von Unternehmensstrategien und Marktstrukturen im TK-Markt, März 2004
- Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Der Markt für Public Wireless LAN in Deutschland, Mai 2004
- Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand, Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:
Zusammenwachsen von Telefonie und Internet – Marktentwicklungen und Herausforderungen der Implementierung von ENUM, Juni 2004
- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schöffner:
Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Juni 2004
- Nr. 255: Andreas Hense:
Qualitätsregulierung und wettbewerbspolitische Implikationen auf Postmärkten, September 2004
- Nr. 256: Peter Stamm:
Hybridnetze im Mobilfunk – technische Konzepte, Pilotprojekte und regulatorische Fragestellungen, Oktober 2004
- Nr. 257: Christin-Isabel Gries:
Entwicklung der DSL-Märkte im internationalen Vergleich, Oktober 2004
- Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Diana Rätz:
Alternative Streitbeilegung in der aktuellen EMVU-Debatte, November 2004
- Nr. 259: Daniel Schöffner:
Regulierungsökonomische Aspekte des informatorischen Unbundling im Energiebereich, Dezember 2004
- Nr. 260: Sonja Schölermann:
Das Produktangebot von Universaldienstleistern und deren Vergleichbarkeit, Dezember 2004
- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélie Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005
- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005