

Privatisierung und Liberalisierung öffentlicher Dienstleistungen in der EU-15:

Gaswirtschaft

Bela M. Hollos

Wien, Mai 2004

Inhaltsverzeichnis

1. EINLEITUNG	3
1.1 <i>EU-rechtliche Grundlagen</i>	3
1.2. <i>Markthemmnisse</i>	4
1.3. <i>Struktur der Gasmärkte und des grenzüberschreitenden Gashandels</i>	7
2. LÄNDERBERICHTE	10
2.1. <i>Belgien</i>	10
2.2. <i>Dänemark</i>	11
2.3. <i>Deutschland</i>	12
2.4. <i>Finnland</i>	13
2.5. <i>Frankreich</i>	13
2.6. <i>Griechenland</i>	14
2.7. <i>Großbritannien</i>	15
2.8. <i>Irland</i>	16
2.9. <i>Italien</i>	17
2.10. <i>Luxemburg</i>	18
2.11. <i>Niederlande</i>	19
2.12. <i>Österreich</i>	20
2.13. <i>Portugal</i>	21
2.14. <i>Schweden</i>	21
2.15. <i>Spanien</i>	22
3. AUSWIRKUNGEN DER LIBERALISIERUNG	24
3.1. <i>Auswirkungen auf die Gaspreise</i>	24
3.2. <i>Auswirkungen auf die Beschäftigung</i>	25
3.3. <i>Auswirkungen auf die Struktur des Energiemarktes</i>	26
4. WEITERFÜHRENDE LITERATUR.....	27
5. LINKS.....	28

1. Einleitung

1.1 EU-rechtliche Grundlagen

Nach dem Abschluss der Verhandlungen über die Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes bei einer Sondersitzung des Energieministerrates in Luxemburg, begannen am 1. Juli 1996 die Verhandlungen über eine Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie. Verhandlungsschwerpunkte waren das Unbundling (Kontenentflechtung von Produktion, Transport, Verteilung), der Netzzugang, die Marktöffnung und „Take-or-pay“-Verträge¹. Die politische Einigung erfolgte im Dezember 1997, die Richtlinie wurde am 21.7.1998 veröffentlicht (1998/30/EG) und trat am 18.8.1998 in Kraft.

Die Richtlinie sah eine schrittweise Öffnung der nationalen Märkte vor, eine freie Wahl des Anbieters für die KundInnen, getrennte interne Buchhaltung für Fernleitung sowie Maßnahmen zur Sicherstellung wirtschaftlich sensibler Informationen. Hinsichtlich der Organisation des Netzzugangs für Dritte konnten die Mitgliedstaaten zwischen „negotiated third-party-access“² und „regulated Third-Party-Access“³ wählen. Den Mitgliedstaaten wurde zunächst eine Mindestmarktöffnung von 20 % ab dem 10. August 2000 vorgeschrieben, die bis zum 10. August 2010 auf mindestens 30 % zu steigern ist.

2001 schlug die EU-Kommission⁴ vor, die vollständige Marktöffnung für gewerbliche KundInnen bereits ab 1.1.2004 und für Haushalte ab 1.1.2005 zu vollziehen. Zur Sicherstellung der vertikalen Entflechtung (Unbundling) sollte die Fernleitung zumindest über Tochterfirmen erfolgen, wodurch eine klare Trennung von Produktion und Vertrieb gegeben wäre. Im März 2002 beschloss der EU-Gipfel in Barcelona tatsächlich, die Liberalisierung der Gasversorgung für Unternehmen auf das Jahr 2004 vorzuziehen. Außerdem wurde eine langsame stufenweise Liberalisierung bei den EinzelverbraucherInnen beschlossen.

Mit der Richtlinie 2003/55/EG vom 26.6.2003 erfolgten neuerlich Änderungen. Nun ist die Öffnung des Gasmarktes für EndkundInnen spätestens ab dem 01.07.2007 verlangt sowie die Verstärkung der Entflechtungsvorschriften. Um einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten und Interessenkonflikte zu vermeiden, muss das Netzgeschäft (natürliches Monopol) von den Tätigkeiten von miteinander konkurrierenden vertikal integrierten Unternehmen, nämlich von der Produktion und der Versorgung, getrennt werden. Die grundlegenden Elemente der neuen Entflechtungsregelung sind:

1. Rechtliche Entflechtung des Übertragungsnetz-/Fernleitungsnetzbetreibers (ÜNB/FNB) und des Verteilernetzbetreibers (VNB) von anderen Tätigkeiten, die nicht mit der Übertragung/Fernleitung und der Verteilung zusammenhängen.
2. Funktionale Entflechtung des ÜNB/FNB und des VNB, um seine Unabhängigkeit innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens zu gewährleisten.
3. Möglichkeit der Freistellung von der Anforderung der rechtlichen und der funktionalen Entflechtung für VNB.
4. Entflechtung der Rechnungslegung: Anforderung, für die ÜNB-/FNB- und VNB-Tätigkeiten getrennte Rechnungen zu führen.

¹ Verträge, in denen die AbnehmerInnen zur Zahlung der vereinbarten Abnahmemenge verpflichtet werden, unabhängig von der tatsächlich abgenommenen Gasmenge. In manchen „Take-or-pay“-Verträgen ist eine Flexibilität von durchschnittlich +/- 10% vorgesehen.

² nTPA, verhandelter Netzzugang auf Vertragsbasis

³ rTPA, gesetzlich geregeltes Netzzugangssystem

⁴ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt, 13.3.2001

Tabelle 1: Anwendung der Entflechtungsregeln auf ÜNB/FNB und VNB

	Rechtliche Entflechtung	Funktionale Entflechtung	Entflechtung der Rechnungslegung
ÜNB/FNB	erforderlich	erforderlich	erforderlich
VNB >100.000 KundInnen	Freistellung möglich bis 1.7.2007	erforderlich	erforderlich
VNB <100.000 KundInnen	Freistellung möglich (1)	Freistellung möglich (1)	erforderlich

(1) Art. 11: Damit kleine Verteilerunternehmen finanziell und administrativ nicht unverhältnismäßig stark belastet werden, sollten die Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben, solche Unternehmen erforderlichenfalls von den Vorschriften für die rechtliche Entflechtung der Verteilung auszunehmen.

Quelle: Vermerk der GD Energie und Verkehr zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt, rechtlich nicht bindendes Kommissionspapier, 16.1.2004

1.2. Markthemmnisse

Nach Ansicht der EU-Kommission⁵ waren bei der Umsetzung Erdgasrichtlinie bis 2003 insgesamt weniger Fortschritte zu verzeichnen als bei der Umsetzung der Elektrizitätsmarkt-richtlinie. Die EU-Kommission machet vor allem folgende Markthemmnisse fest (Tabelle 2):

- Ungleiche Marktöffnungsgrade in den Mitgliedstaaten
- Unangemessene Tarifstrukturen und große sowie unangemessene Unterschiede bei den Netzzugangsentgelten
- Mangelnde Transparenz über die Verfügbarkeit von Infrastrukturkapazitäten und die Kapazitätsreservierungsverfahren
- Unternehmenskonzentration bei Erdgasförderung und –import, aber schleppende Herausbildung von Gashandelszentren (Hubs)
- Starre und marktferne Ausgleichsregelungen

Mit anderen Worten: am europäischen Gasmarkt herrscht nach wie vor wenig Wettbewerb. Daneben gibt es Vielzahl von Problemen bei der praktischen Umsetzung des Netzzugangs, wie z.B. der Umgang mit unterschiedlichen Erdgasqualitäten. Auf dem Erdgasmarkt gibt es praktisch keine Regelungen, um unterschiedliche Gasqualitäten ausgleichen zu können.

Bei der Entflechtung hat es seit dem EU-Benchmarkingbericht von 2002 Verbesserungen nur in Österreich, Spanien und den Niederlanden gegeben. Zusammen mit den Niederlanden und Großbritannien ist die Entflechtung in diesen Ländern nach Ansicht der EU ausreichend, in den anderen Mitgliedstaaten nicht ausreichend.

Bei den Übertragungs- und Verteilungsnetzen gibt es organisatorische Unterschiede in den Mitgliedstaaten. Während es in Großbritannien nur ein nationales Fernleitungs- und Verteilungsnetz gibt, gibt es in Deutschland, Italien und Österreich mehrere nationale, regionale oder auch kommunal betriebene Netze.

Bei den Fernleitungstarifen gibt es im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt keine einheitliche Tarifstruktur. In Deutschland und Belgien sind die Tarife deutlich entfernungsabhängig. Das gilt mit Abstrichen auch in Frankreich und bedingt in den Niederlanden. Ebendort, sowie in

⁵ Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes vom April 2003, Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen, S.5

vor allem in Großbritannien, Irland und Italien gilt ein „Zonensystem“ mit Ein- und Ausspeisepunkten. In Dänemark, Schweden, Spanien und Luxemburg wird pauschal nach einem „Briefmarkensystem“ abgerechnet. Die EU empfiehlt diesbezüglich ein national einheitliches Tarifsysteem und eine Tariffberechnung wie in Großbritannien, da dadurch die lokale Versorgung gegenüber Großversorgern gestärkt wird⁶.

Analog zu den Fernleitungstarifen gibt es auch drei unterschiedliche Kapazitätsreservierungsverfahren (Ein-/Ausspeisung, Streckenreservierung von Punkt zu Punkt, Briefmarken) mit sehr unterschiedlicher Flexibilität. In Deutschland, Frankreich und Dänemark ist die Streckenreservierung bereits ein Jahr im Voraus durchzuführen. Dieses System hält MarktteilnehmerInnen tendenziell vom Lieferantenwechsel ab, nur einmal im Jahr kann um neue KundenInnen geworben werden. In den Niederlanden und Belgien ist eine tägliche Streckenreservierung möglich.

Problematisch ist auch, dass z.B. in Deutschland und Frankreich die gesamte Pipelinekapazität über langfristige Verträge an Unternehmen gebunden ist, unabhängig ob diese die Kapazität auch in Anspruch nehmen. Ähnliche Verträge in den Niederlanden, Belgien und Österreich werden nach der Bestimmung „use it or loose it“ überarbeitet. Ein weiteres Problem liegt in der mangelnden Transparenz der tatsächlich vorhandenen Fernleitungskapazitäten. Einige Versorger veröffentlichen diese mittlerweile auf freiwilliger Basis.

Als nicht problematisch wird von der EU-Kommission angesehen, dass das hauptsächlich aus Russland importierte Gas zum etwa Zweieinhalbfachen des Einkaufspreises an die EndverbraucherInnen gelangt. Seit den 90er Jahren haben bestimmte Abnehmerstaaten aus politischen Gründen von der GUS begünstigte Lieferverträge erhalten. Etwa 75% des Importgases werden über Langzeitlieferverträge abgenommen und von den preisbegünstigten EU-Staaten teilweise an Dritte weiterverkauft. Die große Differenz zwischen Einkauf und Endverbrauchspreis bleibt im Zwischenhandel hängen.

Der niedrige Einkaufspreis ist darauf zurückzuführen, dass die EU gegenüber den Erdgasförderländern als Monopson⁷ auftritt. Vor allem Russland ist bei der Erschließung neuer Quellen auf EU-Investitionen angewiesen. Seitens der Haupterdgasförderstaaten GUS (45% der Weltexporte) sowie Algerien, Libyen, Katar, Irak, Iran, Bahrain und Brunei (zusammen 16% des Weltmarktes) bestehen aber Überlegungen – analog zur OPEC – die Verkäuferinteressen zu bündeln. Andererseits hat eine Studie des Internationalen Verbandes der Öl- und Gasproduzenten (OGP) aus 2002 gezeigt⁸, dass Europa über beträchtliche eigene Gasreserven verfügt, die eine Versorgung zu wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen sichern könnten.

⁶ Empfehlung des 5. Madrider Forums, in: Benchmarkingbericht, S.21

⁷ monopolistisches Käuferdiktat

⁸ OGP: „EU/EAA gas supply and the policy framework“, Feb. 2002

Tabelle 2: Umsetzung der Erdgas-Binnenmarktrichtlinie (Stand April 2003)

	Erklärte Marktöffnung in % (100% seit bzw. ab)	Entflechtung Fernleitungsnetzbetreiber	Entflechtung Verteilungsnetzbetreiber	Regulierung	Struktur der Fernleitungsentgelte	Gesamtnetzentgelte	Kapazitätsbuchungsverfahren	Ausgleichsbedingungen	Konzentration auf Großhandelsmarkt
Belgien	59% (6/2003)	Rechtsform	Rechtsform	Ex-ante	Entfernung	normal	flexibel	moderat	nicht bekannt
Dänemark	35% (2004)	Rechtsform	Rechtsform	Ex-post	Briefmarken-tarif	hoch	unflexibel	ungünstig	ja
Deutschland	100% (2000)	Buchführung	Buchführung	nTPA	Entfernung	hoch	unflexibel	ungünstig	moderat
Finnland	Liberalisierung nur am „Sekundärmarkt“								
Frankreich	20% (-)	Buchführung	Buchführung	n.a.	Entfernung	hoch	unflexibel	moderat	ja
Griechenland	Liberalisierung nicht vor 2006 geplant								
Großbritannien	100% (1998)	Eigentums-verhältnisse	Eigentums-verhältnisse	Ex-ante	Einspeisung/Entnahme	normal	flexibel	günstig	moderat
Irland	82% (2005)	Management	Management	Ex-ante	Einsteinium/Entnahme	normal	flexibel	moderat	nicht bekannt
Italien	100% (2003)	Rechtsform	Rechtsform	Ex-ante	Einspeisung/Entnahme	normal	flexibel	günstig	ja
Luxemburg	72% (-)	Buchführung	Buchführung	Ex-ante	Briefmarken-tarif	normal	flexibel	ungünstig	ja
Niederlande	100% (2003)	Buchführung	Buchführung	Hybrid	Entfernung	normal	flexibel	moderat	ja
Österreich	100% (10/2002)	Rechtsform	Rechtsform	Ex-ante	wird geprüft	n.a.	moderat	günstig	ja
Portugal	Frist für Umsetzung der Richtlinie bis 2007								
Schweden	47% (2006)	Buchführung	Buchführung	Ex-post	Briefmarken-tarif	hoch	flexibel	k.A.	ja
Spanien	100% (2003)	Eigentums-verhältnisse	Rechtsform	Ex-ante	Briefmarken-tarif	normal	flexibel	günstig	ja

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, S.6, S.121.3. Struktur des Gasmarktes

1.3. Struktur der Gasmärkte und des grenzüberschreitenden Gashandels

Die „Big Player“ auf dem europäischen Gasmarkt gemessen am Gasabsatz sind *SNAM* (IT), *E.On/Ruhrgas* (D), *Gaz de France* (F), *Distrigaz* (B), *Gas Natural* (ESP), *Gasunie* (NL) und *Centrica* (GB).

Wie die nachfolgende Tabelle zeigt, werden die Erdgasmärkte in den Mitgliedstaaten der EU von wenigen Unternehmen beherrscht. Und sowohl bei Erdgasgewinnung als auch bei Erdgasimport besteht auf den nationalen Märkten sogar noch eine sich verschärfende Unternehmenskonzentration, oftmals auch nur ein marktbeherrschendes Unternehmen. Diese Situation wirkt sich marktthemmend aus, wenn es neuen potentiellen Marktteilnehmern nicht möglich ist, Gas zu akzeptablen Bedingungen einzukaufen. Großbritannien, Spanien und Italien haben aus diesem Grund gesetzliche Gasabtretungsprogramme eingerichtet: der Hauptimporteur wird verpflichtet, einen bestimmten Anteil des Gases weiterzuverkaufen.

Tabelle 3: Marktstruktur bei Gasimport und Gasgewinnung

	%-Anteil aus inländischer Erzeugung	%-Anteil aus Import (Zahl der Quellen)	Unternehmen mit einem Marktanteil >5%	%-Anteil des vom Incumbent kontrollierten verfügbaren Gases	Gasabtretungsprogramm
Belgien	0%	100% (4)	5	nicht bekannt	nein
Dänemark	100%	0%	2	90%	nein
Deutschland	18%	82% (5)	5	54%	vorgesehen
Finnland					
Frankreich	4%	96% (6)	2	90%	nein
Griechenland					
Großbritannien	100%	0%	5	~50%	ja
Irland	19%	81% (1)	3	nicht bekannt	nein
Italien	19%	81% (4)	5	75%	ja
Luxemburg	0%	100% (4)	1	100%	nein
Niederlande	80%	20% (3)	4	80%	nein
Österreich	22%	78% (4)	3	80%	nein
Portugal					
Schweden	0%	100% (1)	1	100%	nein
Spanien	3%	97% (6)	3	~50%	ja

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht, S.25

Auf dem Gasversorgermarkt ist Großbritannien hinsichtlich der Wettbewerbssituation vor allem für Kleinverbraucher führend. Seit dem ersten Benchmarkingbericht 2002 haben sich aber auch die Versorgermärkte in Italien, Irland, den Niederlanden und Spanien am besten im Sinne eines stärkeren Wettbewerbs entwickelt.

Tabelle 4: Marktstruktur bei Gasversorgung

	zugelassene Versorger	davon un- abhängige Versorger (1)	Marktanteil der führen- den Entsor- ger	Versorgerwechsel (Neuverhandlung) bei zugelassenen industriellen Großabnehmern	Versorgerwech- sel (Neuverhand- lung) bei gewerb- lichen Klein- verbrauchern und Haushalten
Belgien	5	5	95%	nicht bekannt	nicht zugelassen
Dänemark	4	0	92%	2-5%	nicht zugelassen
Deutschland	740	12	nicht bekannt	<2%	<2%
Finnland					
Frankreich	26	4	95%	20-30%	nicht zugelassen
Griechenland					
Großbritan- nien	93	93	50%	>50%	30-50% (>50%)
Irland	nicht bekannt	nicht bekannt	nicht bekannt	20-30%	nicht zugelassen
Italien	750	minimal	10%	10-20%	2-5%
Luxemburg	6	1	85%	5-10% (100%)	nicht zugelassen
Niederlande	20	20	nicht bekannt	30-50%	nicht zugelassen
Österreich	25	2	nicht bekannt	<2%	nicht zugelassen
Portugal					
Schweden	7	0	100%	<2%	nicht zugelassen
Spanien	30	30	70%	20-30%	nicht zugelassen

(1) von Verteilungsnetzbetreibern unabhängige Versorger

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht, S.27

Neue MarktteilnehmerInnen werden häufig verpflichtet, bestimmte Pauschalmengen an Gas gleichmäßig verteilt abzunehmen, die oben genannten „Take-or-pay“-Verträge. Die KundInnen dieser Versorger haben aber im Normalfall kein festes oder auch gleichmäßiges Bedarfsprofil, wodurch sich Unterschiede zwischen Spitzen- und Durchschnittsbedarf ergeben.

(Gas-)Bilanzausgleich und Speicherung sind ebenfalls entscheidende Kriterien für einen funktionierenden Markt. In manchen Ländern wird den Versorgern bis zum Vierfachen des Großhandelspreises für Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Dieser Bereich bietet den Netzbetreibern einen willkommenen Spielraum, um ihnen nahestehende Unternehmen zu begünstigen.

Tabelle 5: Gasspeicherung

	Zahl der Anlagen	Speichermenge (in Mio.m3)	Ausspeisungs- kapazität (Mio. m3/Tag)	Speicherkapazität für den Netzzugang Dritter
Belgien	2	580	22	nur indirekter Zugang
Dänemark	2	810	25	ja
Deutschland	42	19.099	438	ja
Finnland				
Frankreich	15	11.100	0	nur indirekter Zugang
Griechenland				
Großbritannien	9	3.660	140	ja
Irland	0	0	0	nicht vorhanden
Italien	10	15.500	280	ja
Luxemburg	nicht bekannt	nicht bekannt	nicht bekannt	nicht vorhanden
Niederlande	3	2.500	145	ja
Österreich	5	2.200	24	ja
Portugal				
Schweden	0	0	0	
Spanien	2	1.500	11	ja

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht, S.77

2. Länderberichte

2.1. Belgien

Ein der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie entsprechendes Gasgesetz wurde in Belgien am 29.4.1999 verabschiedet. Die freie Wählbarkeit eines Anbieters wurde gestaffelt eingeführt und galt zunächst ab einem Jahresverbrauch von 25 Mio. m³ pro Jahr und Verbrauchsstätte. Damit fielen zunächst etwa 50 GroßverbraucherInnen unter die Liberalisierungsschwelle (darunter die Energiegesellschaften).

2001 wurde die Liberalisierungsschwelle auf 5 Mo. m³ pro Jahr und Verbrauchsstätte gesenkt. Das entspricht einem erklärten Marktöffnungsgrad von 59%. Ab 1.10.2006 soll eine 100%ige Marktöffnung erfolgen, wobei die Wahlberechtigung für EndverbraucherInnen von den Regionen festgelegt wird. In der Region Flandern, in der rund 60 % der 2,5 Mio. Erdgas-kundInnen ansässig sind, dürfen schon heute alle ErdgasverbraucherInnen ihren Lieferanten frei wählen. In den Regionen Wallonien und Brüssel erfolgte eine Erweiterung der Marktöffnung per 1.1.2004. Im Nicht-Haushaltsbereich ist der belgische Gesamtmarkt zu 90 % geöffnet.

Tatsächlich haben neue AnbieterInnen seit Beginn der Liberalisierung etwa 5% des belgischen Gasmarktes übernommen (Gesamtmarkt: 15 Mrd. m³). Die langsame Implementierung der EU-Richtlinie in belgisches Recht stellt sicher eine Markteintrittsbarriere dar. Die größte Barriere sind aber langfristige Lieferverträge mit dem belgischen Versorgungs- und Verteilungsunternehmen *Distrigaz*, sodass fast die gesamte belgische Gasnachfrage bis 2005 durch *Distrigaz* angeboten wird. Darüber hinaus gibt es in Belgien kaum Konditionierungsanlagen mit deren Hilfe auch die VerbraucherInnen von niederkalorischem Erdgas ihren Lieferanten frei wählen können. Als weiteres Hemmnis sind die großen Schwierigkeiten zu sehen, neue Erdgasleitungen im Wettbewerb zu errichten. Zahlreiche Barrieren behindern noch immer den freien und fairen Wettbewerb und damit wirksame Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Eine Umfrage unter den wahlberechtigten NachfragerInnen hat ergeben, dass sich das Verhalten von *Distrigaz* gegenüber den KundInnen deutlich in Richtung Dienstleistungsorientierung verbessert hat. Vor allem bemerken sie höhere Flexibilität bei der Preisgestaltung, bei der Kapazitätsbenennung und beim Management der Verbrauchsspitzen⁹. Das Kapazitätsbuchungsverfahren und die Höhe der Gesamtnetzentgelte werden von der EU-Kommission positiv bewertet.

Der Netzzugang erfolgt über „regulated TPA“¹⁰. Es gibt über das Land verteilt 17 Netzeintrittspunkte für neues Gas¹¹. Dies gilt als gute Voraussetzung für neue Versorgungsunternehmen. Die Struktur der Fernleitungsentgelte (nach Entfernung) wird aber von der EU-Kommission als wettbewerbshemmend angesehen. Im Bereich der Gasverteilung muss die nationale Gesetzgebung noch in regionales Recht umgesetzt werden. Das Unbundling (Kontenentflechtung) zur Sicherung der Transparenz in der Rechnungslegung integrierter Unternehmen ist in Belgien strikt umgesetzt. Das Unternehmen *Distrigaz* trennt – über die Anforderungen der EU-Richtlinie hinausgehend – auch räumlich die Büros für den Gashandel und den Gastransport. *Distrigaz* hält zur Zeit ein Exklusivrecht zur Errichtung und Betrieb der Gaslagerstätten in Belgien, das aber durch ein königliches Dekret aufgehoben werden soll.

⁹ DGTREN Study 2001, S.22

¹⁰ im Gasgesetz von 1999 war ein nTPA (negotiated TPA) auf Basis veröffentlichter Geschäftsbedingungen festgelegt. Die belgische Regierung hat im Juli 2000 entschieden, den Netzzugang auf rTPA (regulated TPA) umzustellen.

¹¹ zum Vergleich: Frankreich hat nur einen Netzeintrittspunkt für neues Gas

CREG ist die föderale belgische Regulierungsbehörde für Strom und Gas, wobei zwei Direktorate mit dem Gassektor befasst sind, das eine für technische und marktorganisatorische Fragen, das andere für Preis- und Rechnungsangelegenheiten. *CREG* überwacht die Einhaltung der Regeln im Zusammenhang mit „Third-Party-Access“ und entscheidet bei Fällen von Zutrittsverweigerung über deren Rechtmäßigkeit. Auf regionaler Ebene werden diese Aufgaben von der *VREG (Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt)* in Flandern und *CWAPE (Commission wallone pour l'Energie)* für die Wallonie wahrgenommen. Für die Region Brüssel ist das *Conseil Economique et Social de la Région de Bruxelles-Capitale* zuständig.

Das Preisniveau für Großverbraucher ist hoch und steigend, für kleine Unternehmen im EU-Schnitt und fallend und für Haushalte hoch bei gleichbleibender Tendenz.

2.2. Dänemark

Das dänische Gasgesetz ist mit Juli 2000 in Kraft getreten, die gemäß EU-Richtlinie notwendigen Auflagen wurden erfüllt. Die Marktöffnung galt zunächst für KundInnen mit einem Jahresverbrauch an einer einzelnen Verbrauchsstelle über 35 Mio. m³, das entsprach einer Marktöffnung von 30%. Bis 2008 soll der Marktöffnungsgrad 43% betragen.

Im dänischen Gasgesetz wird zwischen dem Zugang zum Übertragungsnetz und Gasspeichern sowie dem Zugang zum Verteilungsnetz unterschieden. Zum Übertragungsnetz und den Gasspeichern von *DONG* (staatliche Dänische Gas und Ölgesellschaft), dem dänischen Gasversorger, gibt es einen „nTPA“. Für den Zugang zum Verteilungsnetz in mehreren Landesteilen (z.B. im Süden Jutlands, in Kopenhagen, Frederiksberg etc.) gibt es einen regulierten Netzzugang. Preise und Bedingungen sind öffentlich publiziert und stehen unter Kontrolle der lokalen Behörden.

In Dänemark gibt es einen Energiemarkt-Überprüfungsbeirat (*Energitilsynet*), der vom Energie- und Umweltminister ernannt wird und dem von den Energie- und Wettbewerbsaufsichtsbehörden assistiert wird. Für den Energiesektor gibt es darüber hinaus einen Regulator für Fragen der Wettbewerbsverzerrung.

Bislang gibt es keine neuen Anbieter im dänischen Gasmarkt. *DONG*, zu 100% in Staatsbesitz, kauft das gesamte Gas aus der dänischen Nordseeproduktion, betreibt das Übertragungsnetz und exportiert das Gas oder liefert es zu den vier regionalen Gesellschaften zur Verteilung an die EndverbraucherInnen. Darüber hinaus werden 30% der EndverbraucherInnen direkt von *DONG* versorgt, sodass das Unternehmen gemessen am Umsatz etwa 70% des dänischen Gasmarktes hält.

Als Markteintrittsbarriere gilt vornehmlich der Transportpreis, der von *DONG* verrechnet wird. Durch eine Umstellung der Berechnungsmethode wurde von 1999 auf 2000 der Buchwert des Transportsystems von *DONG* um nahezu 100% aufgewertet. Die höheren jährlichen Abschreibungen haben sich dementsprechend deutlich auf den Anteil der Transporttarife am Gaspreis ausgewirkt. Ab Oktober 2002 wurden die Tarife aber deutlich gesenkt.

Manche der potentiellen Marktteilnehmer sind an *DUC* beteiligt, einem Unternehmen, von dem *DONG* selbst einen Großteil des Gases bezieht. Dänemark ist insgesamt gesehen ein relativ kleiner Markt (15 Mrd. m³), und bei einer Marktliberalisierung von nur 30% ist ein Markteintritt für große Versorger unrentabel.

Zusammengefasst besteht die Marktöffnung in Dänemark eher auf dem Papier. *DONG* kann als Monopolunternehmen bezeichnet werden. Seine Stellung im Markt wird durch die Transporttarifgestaltung geschützt. Jedes Bestreben, Konkurrenz einzuführen, wird vom Ministerium für Umwelt und Energie und gleichzeitigen Inhaberin von *DONG* unterlaufen.

In den Empfehlungen des EU-Rates zu Stabilitätspakt und Koordinierung der Wirtschaftspolitik heißt es demnach auch, „Dänemark solle seine Politik der Öffnung der Märkte, insbesondere der Elektrizitäts- und Gasmärkte, für den Wettbewerb fortsetzen“.¹²

Das Preisniveau in Dänemark unterscheidet sich von Rest der EU durch niedrige und fallende Preise für Haushalte bei hohen (fallenden) Preisen für Kleinunternehmen und mittleren (stabilen) Preisen für Großunternehmen.

2.3. Deutschland

Das Gesetz zur Neuregelung der Energiewirtschaft 1998 hat bereits große Teile der EU-Richtlinie implementiert. Die sogenannte „Verbändevereinbarung“ vom Juni 2000 zwischen Gas-, Energiewirtschaft, kommunalen Unternehmen und Industrie regelt den Zugang von Gashandelsunternehmen zu den Leitungsnetzen der Konkurrenz. Damit können nun auch KundInnen in Gegenden mit Gas beliefert werden, in denen AnbieterInnen nicht über ein eigenes Gasleitungsnetz verfügen. Die „Verbändevereinbarung“ wurde vom Wirtschaftsministerium und Bundeskartellamt überprüft und ist de facto bindend. Sie steht in einer langen Tradition der Selbstregulierung der deutschen Industrie (wie z.B. auch bei der Reduktion der CO₂-Emissionen, beim Abfallrecycling beim Pfandflaschenrückgabesystem).

Der deutsche Gasmarkt ist bereits zu 100% liberalisiert. Der Netzzugang erfolgt als nTPA durch Verhandlung der MarktteilnehmerInnen, auf Basis des deutschen Wettbewerbs- und Kartellrechts.

Zahlreiche Unternehmen haben bereits eine Kontenentflechtung durchgeführt, auch wenn es dazu keine gesetzliche Verpflichtung gibt. Im Falle des Verdachts der Ausnützung einer dominierenden Marktstellung können die Energiewirtschaftsbehörden der Länder eine Untersuchung der Kontenentflechtung durchführen.

Das Bundeskartellamt ist derzeit noch generell die zuständige Behörde in Fragen des Wettbewerbsrechts und entscheidet in Fragen des Netzzugangs. Ein Streitbeilegungs-Mechanismus ist vorgesehen. Ab 1.7.2004 erhält die Regulierungsbehörde für Post und Telekommunikation, *RegTP*¹² auch die beiden neuen Zuständigkeitsbereiche Strom und Gas. *RegTP* soll die Kalkulationsgrundlagen für die Netznutzungsentgelte genehmigen. Die Neuregelung war nötig geworden, weil die EU den deutschen Sonderweg von Vereinbarungen der Energieindustrie nicht anerkennt und deshalb bereits Klage beim Europäischen Gerichtshof eingereicht hat. *RegTP* soll auch potentielle neue MarktteilnehmerInnen im Prozedere oder bei der Lösung von Beschwerden unterstützen. Derzeit wird seitens der Regierung die Umstellung auf ein entfernungsunabhängiges Tarifsysteem angedacht.

In Deutschland besteht freier Leitungsbau und daher theoretisch eine „gas-to-gas-competition“. Nach der Fusion von *E.On* mit *Ruhrgas* sind es nur noch vier Unternehmen, die auf der sogenannten „Importstufe“ einen Großteil des Gasimports und der Gasübertragung bestreiten: Die *E.On/Ruhrgas* betreibt einen großen Teil der Hochdruckleitungen, *Wingas* (35% Anteile *Gazprom* und 65% *Wintershall*), *VNG* (auf dem Gebiet der neuen Bundesländer, größter Anteilseigner ist die *E.On/Ruhrgas*), *BEP* (der wichtigste nationale Erdgasproduzent, 50% Anteile *Shell*, 50% *Esso*) und *RWE/Thyssengas* (*RWE*, ein großer Stromerzeuger, mit der zweiten Marktposition hinter der *E.On/Ruhrgas*, hat innerhalb der letzten Jahre 75% der Anteile von *Thyssengas* erworben). Diese vier Unternehmen verkaufen einen großen Teil des Gasvolumens an kommunale und regionale Verteilungsunternehmen, aber auch direkt an EndkundInnen.

Daneben gibt es noch rund 30 regionale Transportunternehmen („Regionalstufe“) und rund 700 Unternehmen auf „Lokalstufe“, zumeist Stadtwerke. In den letzten zwei Jahren haben mehrere Stadtwerke ihre Gasverteilungsabteilungen verkauft oder in PPP's eingegliedert.

¹² <http://europa.eu.int/scadplus/leg/de/lvb/l25053.htm>

E.On/Ruhrgas, *Thyssengas* und zu einem geringeren Ausmaß auch *Wingas* treten nicht bei der Auftragsvergabe gegeneinander an, dadurch ist die Marktkonkurrenz sehr beschränkt.

Der Anteil des wählbaren Gasvolumens, der 2001 AnbieterInnen gewechselt hatte, lag daher wenig überraschend nur bei ca. 1%. Das Preisniveau ist in Deutschland für Großverbraucher hoch (stabil), für kleine Unternehmen mittel (steigend) und für Haushalte hoch (ebenfalls steigend).

2.4. Finnland

Das Gasmarktgesetz ist am 1.8.2000 in Kraft getreten, wobei die Änderungen ab 1.1.2001 schlagend wurden. Für Gas wurde ein sogenannter „Sekundärmarkt“ eingeführt, auf dem KundInnen von *Gasum*, dem alleinigen finnischen Gasversorger, ihre Überschüsse handeln können. Dieser „Sekundärmarkt“ ist ein Spotmarkt und die TeilnehmerInnen können täglich Gas für eine physikalische Lieferung am folgenden Tag handeln. In der Praxis wird aber Gas für das gesamte Kalenderjahr gekauft. Die Liberalisierung des finnischen Gasmarktes besteht also nur für diesen „Sekundärmarkt“ und dort für eine sehr geringe Zahl von Marktteilnehmer: Verbraucher oder Händlern mit einer Abnahmemenge über 5 mio. m²/Jahr, mit Zählerfernablesung und bei denen die Preisfestsetzung nach Inkrafttreten des Gasmarktgesetzes erfolgte. Auch die auf dem „Sekundärmarkt“ gehandelten Mengen sind ausgesprochen gering, denn die TeilnehmerInnen dürfen selbst kein Gas aus Russland, der derzeit einzigen Quelle, importieren.

Der „Sekundärmarkt“ wird von *Kaasuporssi Oy* organisiert. Es gibt eine Regulierungsbehörde für den Elektrizitätssektor, die gleichfalls für den Gassektor zuständig ist. Es gibt derzeit keinen Third-Party-Access in Finnland. Gastransport- und Verteilungsunternehmen müssen die Konten für Handel und Netz trennen.

Seit Inkrafttreten des Gasmarktgesetzes gibt es keine neuen Marktteilnehmer im finnischen Gassektor, die möglichen Unternehmen haben einen Markteintritt nicht einmal angedacht. *Gasum* ist und bleibt ein Monopolist, der das gesamte Gas aus Russland importiert, das Transportnetz errichtet und betreibt und das Gas an große KundInnen und Verteilungsunternehmen verkauft. *Gasum* ist eine Aktiengesellschaft. 24% der Anteile werden vom finnischen Staat gehalten, 25% sind im Besitz von *Fortum Gas und Öl*, einer finnischen Holding, 25% sind im Besitz der russischen *Gazprom*, 20% im Besitz der deutschen *Ruhrgas* und je 2% sind im Besitz der Großabnehmer *Metsä-Serla*, *Stora Enso Oyj* und *UPM-Kymmene*.

Mit 1.1.2001 hat *Gasum* ein neues Tarifsysteem eingeführt, das für drei Jahre Gültigkeit hat. Bei den Preisen gibt es für *Gasum*-KundInnen keinen Verhandlungsspielraum.

2.5. Frankreich

Am 3.1.2003 trat in Frankreich ein neues Gasmarktgesetz in Kraft. Ganz allgemein überträgt das Gesetz der Regulierungsbehörde *CRE (Commission de Régulation de l'Énergie)* die Aufgabe, für eine ordnungsgemäße Funktionsweise des Strom- und Gasmarkts zu sorgen. Bei dieser Aufgabe wird die Kommission von mehreren Einrichtungen unterstützt, die kraft Gesetzes gegründet oder geändert wurden und ihr Leistungsberichte sowie zweckdienliche Vorschläge unterbreiten.

Die auf dem Erdgassektor in Frankreich derzeit zugelassenen Kunden sind vor allem:

- Stromerzeuger im Rahmen ihres Gasverbrauchs, der zur Stromerzeugung oder zur Kraft-Wärmekopplung eingesetzt wird, ungeachtet der jährlichen Verbrauchshöhe;
- Endabnehmer, mit Ausnahme der Haushalte, deren jährlicher Erdgasverbrauch eines Standorts zunächst 25 Mio. m³, seit 2003 15 Mio. m³ überschreitet. Dies ermöglichte eine Öffnung des Erdgasbinnenmarktes von zunächst 20 % des Gesamtjahresverbrauchs, ab 2003 von 28%;

- die nichtstaatlichen Versorger für die effektive Versorgung ihrer Kunden in ihrem Einzugsgebiet, insofern ihr Erdgasabnahmevolumen über den genannten Schwellen liegt;

Beim EU-Gipfel in Barcelona 2002 hat sich vor allem Frankreich gegen eine vollständige Liberalisierung des Gasmarktes für PrivatkundInnen erfolgreich gewehrt.

Über 90% des Geschäfts im Bereich Gastransport und Gasverteilung wird in Frankreich von der staatlichen *Gaz de France (GdF)* abgewickelt. Bei den Verkaufsvolumina liegt die *GdF* mit 30 Mrd. m³ jährlich ebenfalls klar an der Spitze, der Mitbewerber *CFM* liegt bei 9 Mrd. m³, *GSO* bei 3,6 Mrd. m³.

Die Entflechtung bei der Rechnungslegung von Transport und Versorgung wurde per 1.1.2000 gesetzlich vorgeschrieben. Die *GdF* hat im Mai 2000 die beiden Unternehmensbereiche getrennt.

Der Netzzugang Dritter erfolgt als rTPA auf Basis veröffentlichter Tarife, die bei den Versorgern *GdF*, *CFM* und *GSO* abrufbar sind. Die Transportkosten sind sehr hoch angesetzt, auch als Eintrittsbarriere für etwaige Mitbewerber. Von den 5 Netzeintrittspunkten ist lediglich einer für neue Gasversorger geeignet. *Dunkerque* ist durch langfristige Take-or-pay Verträge mit den norwegischen Gasfeldern ausgelastet. Das gleiche gilt für *Obergailbach*, wo es einen Anschluss zum deutschen Gasnetz gibt. Dort werden ausschließlich langfristige Take-or-pay Verträge mit Russland abgewickelt. In *Fos* an der französischen Mittelmeerküste gibt es lediglich ökonomisch wenig effiziente Kapazitäten für kleinere Tanker. *Montoir* an der Atlantikküste könnte größere Tanker aufnehmen, ist aber weitgehend ausgelastet. Der verbleibende Eintrittspunkt ist *Taisnières*, im Norden Frankreichs. Dementsprechend bemühen sich neue Mitbewerber um die Industriestandorte im Norden Frankreichs, zumal die Transportkosten von *GdF* distanzbezogen (distance-related, point-to-point) verrechnet werden. *GdF* hat daher die Preise für wahlberechtigte KundInnen ausschließlich im Norden Frankreichs deutlich gesenkt, um Importe über das belgische *Zeebrugge* via *Taisnières* unrentabel zu machen.

Speicherkapazitäten werden in Frankreich nicht von den Netzbetreibern angeboten, sondern von den Gashandelsunternehmen, respektive von den zuständigen Unternehmensbereichen der Firmen *GdF*, *GSO* und *CFM*. Demnach müsste ein Mitbewerber mit seinen unmittelbaren Konkurrenten über die Bereitstellung von Speicherkapazitäten verhandeln. *GdF* bietet folgerichtig nur sehr begrenzt Speicherkapazitäten für Gas an, lediglich im Rahmen von längerfristigen (mind. 1 Jahr) Versorgungsverträgen für wahlberechtigte KundInnen von *GdF* zur Verbrauchsanpassung.

Potentielle Mitbewerber sind somit sowohl bei den Transportkosten als auch beim Ausgleich der Verbrauchsspitzen benachteiligt.

Bei den Gaspreisen liegt Frankreich für Großabnehmer unter dem europäischen Durchschnitt bei fallender Tendenz. Kleine Unternehmen bekommen durchschnittliche Gaspreise bei steigender Tendenz und Haushalte haben hohe Gaspreise bei steigender Tendenz. Das französische Modell begünstigt also offensichtlich die eigene Industrie und die eigenen Energieversorger zu Lasten der KonsumentInnen.

2.6. Griechenland

Die Regulierungsbehörde *RAE* wurde im Juli 2000 als unabhängige Behörde eingerichtet mit einem Mix aus Beratungs- und Entscheidungsfunktion auf dem Strom- und Gassektor. Auf dem Gassektor hat *RAE* die Verantwortung für die Überwachung des Übertragungsnetzbetreibers, für Third Party Access und für die Festlegung der Verbraucherpreise.

Die Öffnung des griechischen Gasmarktes ist allerdings nicht vor 2006 geplant. Es gibt keine Verbindung zu anderen Gasmärkten in der EU.

DEPA ist das alleinige, in öffentlichem Besitz stehende Versorgungsunternehmen und agiert somit unter monopolistischen Marktbedingungen. Das Unbundling bei *DEPA* ist allerdings

vollzogen. Der Marktanteil von *DEPA* liegt unter Einrechnung der Gasverteilung bei über 75% des Gesamtmarktes. Die Niederdruckgasverteilung zu PrivatkundInnen und Gewerbebetrieben wird von drei unabhängigen privaten Unternehmen durchgeführt, jedes der drei hat je ein Versorgungsgebiet zugeteilt.

2.7. Großbritannien

Mit dem „Gas Act 1986“ begann die Privatisierung des Gasmarktes in Großbritannien sowie der bis dahin staatlichen *British Gas*.

Der Netzzugang ist in Großbritannien seither ein regulierter TPA (rTPA), seit 1993 werden die TPA-Tarife auch veröffentlicht. Es besteht eine Konten- und Management-Entflechtung. Der Übertragungsnetzbetreiber und Betreiber der Gasspeicher *Transco* ist von sämtlichen Gashandelsaktivitäten getrennt. Aber erst zu Beginn der 90er Jahre konnte der Regulator mit der „90/10-Regel“ Wettbewerb in den Gasmarkt bringen. Diese Regel besagt, dass *British Gas* maximal 90% des Festlandgases unter Vertrag nehmen kann, die restlichen 10% bleiben anderen Anbietern vorbehalten.

British Gas (BG) war ursprünglich ein gesetzlich abgesichertes Staatsmonopol mit Kontrolle über Transport und Verteilung. *BG* hatte zusätzlich ein gesetzliches Vorkaufsrecht auf das in der Nordsee (teilweise von internationalen Erdölunternehmen) produzierte Erdgas.

Bei der Privatisierung im Jahr 1986 standen zwei Konzepte zur Auswahl: Privatisierung als Verkauf des gesamten integrierten Monopols auf dem Kapitalmarkt - oder Aufspaltung von in konkurrierende regionale Gesellschaften einerseits und eine, das nationale Leitungsnetz - als "natürliches Monopol" - kontrollierende Transportgesellschaft. Die Entscheidung für die Privatisierung von *BG* als britisches Gas-Monopolunternehmen fiel aus finanziellen Gründen, denn der Kapitalmarkt war bereit, einen erheblich höheren Preis für die Aktien eines Monopols zu zahlen als für ein Unternehmen in Konkurrenzsituation, in der Wettbewerb die Monopol-Rendite bedroht.

Das Unternehmen selbst hatte sich vehement gegen eine Aufspaltung gewehrt und argumentiert, die britische Wirtschaft würde durch die Existenz eines auf internationale Expansion orientierten - mit Monopol-Rente unterstützten - potenten Energieunternehmens von Welt-rang mehr profitieren als von der Aufspaltung in regionale Unternehmen.

Mit dem „Gas Act 1995“ wurde *British Gas* in zwei Unternehmen aufgeteilt. *British Gas plc.* war verantwortlich für Gasübertragung, Gasverteilung und Gasspeicherung, *Centrica* für die Verschiffung und Versorgung. Zugleich erhielt die *BG* eine ausschließliche Konzession, im gesamten Staatsgebiet VerbraucherInnen mit einem Verbrauch von unter 25.000 „therms“ (das sind im wesentlichen Haushalte und kleinere Industrieverbraucher) zu versorgen. Diese Schwelle wurde später auf 2.500 „therms“ verringert. Ab 1996 wurde in einzelnen Test-Regionen auch der Haushaltsverbrauch dem Wettbewerb freigegeben. Ab 1998 – erst 12 Jahre nach der vollständigen Privatisierung der *British Gas* - konnte sich jeder Gas-Verbraucher einen Versorger aussuchen.

Als Gegengewicht zum nunmehr privaten Gas-Monopol der *British Gas* wurde die Regulierungsbehörde *OFGAS (Office of Gas Supply)* geschaffen, deren Aufgaben Versorgungssicherheit, VerbraucherInnenschutz, Tarif-Aufsicht und die Herstellung von Wettbewerbsbedingungen waren. *OFGAS* ist in der *OFGEM*, der gemeinsamen Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt, aufgegangen.

Die *BG* hat über die Jahre einen hartnäckigen Kampf um die Aufrechterhaltung des faktischen Monopols geführt. *BG* hat insbesondere die Kontrolle über das Gasleitungsnetz, die bestehende Infrastruktur zur Gasverteilung und den fast ausschließlichen Zugang zur Nordsee-Gasproduktion über langfristige Gas-Ankaufverträge benutzt, um ihren Marktanteil zu behaupten. Das Unternehmen hat aber seine Monopolstellung im Wege von Vereinbarungen mit dem Regulator reduzieren müssen. Der Regulator hat im Regelfall mit seinen Eingriffs-

rechten, insbesondere der Möglichkeit einer weitgehenden Aufspaltung in regionale Versorgungsgesellschaften und eine separate Transport-Gesellschaft, gedroht. *BG* hat es im Regelfall vorgezogen, weniger intensive, den Wettbewerb fördernde Maßnahmen zu akzeptieren, um die Möglichkeit einer tiefgreifenderen Umstrukturierung zu unterbinden. Erst mit der 90/10-Regel konnten in den 90er Jahren mehrere Unternehmen auf dem britischen Gasmarkt Fuß fassen.

Im Unterschied zu den anderen europäischen Staaten besteht in Großbritannien ein Produzentenwettbewerb. Etwa 90% des Gases stammen aus eigener Produktion (mit sinkender Tendenz), und etwa 10% werden aus Norwegen importiert. Es gibt über 50 Produzenten von *UK Continental Shelf Gas (UKCS)* und 6 Brückenkopfterminals, wo insgesamt 30 Erdgaspipelines enden.

Im Versorgungsbereich hatte die Regulierungsbehörde bis Jahresbeginn 2000 91 Gasversorgerlizenzen vergeben. Eine Lizenz bedeutet nicht, dass ein Unternehmen bei Versorgung von EndverbraucherInnen aktiv werden muss. Auch durch Firmenzusammenschlüsse (*Exxon* und *Mobil*, *BP* und *Amoco* etc.) und Firmenkäufe wurde die Zahl der tatsächlichen Marktteilnehmer deutlich geringer. Gemäß *OFGEM*-Statistik waren 1999/2000 24 Unternehmen tatsächlich im Gastransport zu Industriekunden (Shippers) und 34 Versorger am Gasmarkt aktiv. Im Marktsegment Industrie und Gewerbe hielt *Centrica* 1999/2000 einen Marktanteil von 12% des Gasvolumens und 41% der KundInnen. Großverbraucher haben tendenziell eher den Anbieter gewechselt als KleinverbraucherInnen. Ausgenommen ist der Bereich Stromerzeugung, wo *Centrica* aufgrund langjähriger Lieferverträge einen Marktanteil von 60% hält. Im Bereich der Haushalte hatten bis Oktober 2000 6 Mio. bzw. 29% der GaskundInnen den Versorger gewechselt. Die Haushalte mit mittleren Einkommen haben tendenziell häufiger den Anbieter gewechselt. KundInnen mit sehr niedrigen Einkommen und vor allem KundInnen mit „Pre-Payment-Meters“ deutlich weniger.

Bei den Gaspreisen für Großunternehmen liegt Großbritannien im europäischen Durchschnitt, bei steigender Tendenz, die Gaspreise für kleine Unternehmen sind ebenfalls steigend, aber auf niedrigem Niveau (unter EU-Durchschnitt), die Gaspreise für Haushalte sind niedrig und stabil.

In Nordirland wird Gas vom Versorger *Phoenix Natural Gas Ltd* transportiert und verkauft. *Phoenix* hat von der Regierung einen Exklusivvertrag erhalten, um das Gasnetz ausbauen zu können. Großverbraucher sollen binnen drei Jahren und Haushalte binnen acht Jahren ihren Versorger frei wählen können. Das Nordseegas wird von *Transco* nach Moffat im Süden Schottlands transportiert, der Weitertransport erfolgt durch die Schottland-Nordirland-Pipeline (*SNIP*) nach Stranraer und Unterwasser nach Islandmagee. Ein Großteil wird dort für das Kraftwerk Ballylumford abgezweigt, der Rest landet im Verteilungsnetz von *Phoenix*.

2.8. Irland

Irland hat bereits im Gasgesetz 1995 die gesetzlichen Grundlagen für Third-Party-Access geschaffen. Zur Implementierung der EU-Gasmarkttrichtlinie hat das irische Energieministerium im Jahr 2000 zwei Gesetzesvorlagen entwickelt, die aber noch nicht vom Parlament verabschiedet wurden. Die erste Gesetzesvorlage definiert die Dienstleistungen des Gasversorgers *Bord Gais Eireann*, die zweite legt die Übertragungsstarife fest.

Mit dem Gasgesetz 1995 wurde ein freiwilliger Third-Party-Access für gasbetriebene Stromerzeugung und für wahlberechtigte KundInnen mit einem Jahresverbrauch über 25 Mio. m³ festgelegt. Das entspricht einer faktischen Marktöffnung von 80%. 2002 wird die Wahlberechtigung auf 2 Mio. m³ Jahresverbrauch ausgeweitet (85% Marktöffnung) und die völlige Marktöffnung soll 2005 erreicht werden.

Irland hat sich für einen regulierten TPA entschieden. Der Netzbetreiber *BGE (Bord Gais Eireann)* verrechnet alternativen AnbieterInnen dieselben Übertragungskosten wie der eigenen Gasversorgungsabteilung. Es gibt zwei Netzeintrittspunkte, die Lieferpunkte können vom

alternativen Anbieter frei benannt werden. Lieferverträge werden auf Jahres- oder Mehrjahresbasis abgeschlossen.

BGE wurde in vier separate Unternehmensbereiche aufgeteilt: Gasübertragung, Gasverteilung, Gasversorgung und Anlagenentwicklung. *BGE* hat eine separate Kontenführung für alle vier Bereiche, darüber hinaus ein separates Management.

Formal wurde bis dato kein Regulator benannt, aber die Elektrizitätsmarktregulierungskommission (*CER*) ist auch für den Gasmarkt zuständig.

Der Third-Party-Access und die Tarife werden von den Mitbewerbern als fair empfunden. Es gibt zwar keine Speichermöglichkeit für natürliches Gas in Irland, aber Zugang zu Speichermöglichkeiten in Großbritannien. *BGE* hat im Zuge der Liberalisierung Marktanteile im Versorgungsbereich verloren, gleichzeitig wurde der Tätigkeitsbereich auf Nordirland und die Isle of Man ausgeweitet. Für die KundInnen, die zu einem alternativen Anbieter gewechselt haben, bietet *BGE* Lieferungen auf Tagesbasis (ohne den üblichen Jahresvertrag) an.

Die Gaspreise für Haushalte und kleine Unternehmen liegen im EU-Durchschnitt (stabil), für Großverbraucher liegen keine Zahlen vor.

2.9. Italien

Seit 1.1.2002 gab es eine 100%ige Marktöffnung in Italien. Es gilt ein neuer Netzzugang, der eher als „offener Zugang“ denn als Third-Party-Access bezeichnet werden kann. Wenn die Nachfrage nach Pipeline-Kapazitäten überschritten wird, kommt es zu einer aliquoten Zuteilung, wobei Lieferungen im Rahmen von Take-or-Pay Verträgen Vorrang genießen. Versorger, die die bestehenden Import-Pipelines oder Wiederverdampfungsanlagen ausbauen oder neue errichten, erhalten vorrangig Zugang zu bis zu 80% der Pipeline-Kapazitäten und über den Zeitraum der nächsten 20 Jahre.

Die Regulierungsbehörde *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas* wurde schon 1995 geschaffen, um den Strom- und Gassektor zu regulieren. Als allgemeiner Tätigkeitsbereich wird die „Schaffung von Wettbewerb und Effizienz auf dem Energiesektor“ genannt. Konkret ist das etwa die Festlegung von Basistarifen und maximalen Nettopreisen, die sich aus der Inflationsanpassung und einer errechneten Produktivitätssteigerung ergeben; die Etablierung und Überwachung von Servicestandards mit automatischer Entschädigung für KundInnen, bei denen diese nicht eingehalten werden; Beobachtung des Energiemarktes, Formulierung von Empfehlungen an die Regierung hinsichtlich Marktstrukturen/Marktentwicklung und Umsetzung europäischer Richtlinien sowie Bericht über etwaige Verstöße gegen das Wettbewerbsgesetz. Die Behörde hat daher im Juli 2002 auch ein Tarifsysteem für den Gastransport und sonstige Gas-Dienstleistungen veröffentlicht.

Seit 1.1.2002 ist die Konten- und Management-Entflechtung von Transport-, Verteilungs-, Speicher- und sonstiger Aktivitäten für Unternehmen über 100.000 KundInnen gesetzlich vorgeschrieben. Seit 1.1.2003 gilt das auch für Unternehmen mit weniger als 100.000 KundInnen.

SNAM Retegas ist eine 100% Tochter des Energieerzeugers „*ENI*“ (Öl und Gas) und führt die gesamten Gasimporte in Italien durch. Auch im Bereich des Gastransports hat *SNAM Retegas* eine Monopolstellung. *SNAM* kontrolliert fast 97 % des gesamten Transportnetzes, das eine Länge von 28.500 km hat. Bei der Gasverteilung an EndverbraucherInnen hat *SNAM* einen Marktanteil von 52%, *Italgas* 14%, wobei *SNAM* an *Italgas* wiederum zu 40,9% beteiligt ist. Das Verteilungsnetz mit einer Länge von 90.621 km wird von *Italgas* gemanagt.

Neben der *Eni/SNAM* Gruppe sind „*ENEL*“ (der frühere staatliche Stromerzeuger) und *Edison* (ein Stromerzeuger) die wichtigsten Akteure am italienischen Gasmarkt. Die beiden Unternehmen haben langfristige Lieferverträge unterzeichnet, die ihnen von *SNAM/Eni* angeboten wurden, und verwenden Gas für die Stromproduktion. Dadurch ergibt sich für *SNAM* eine

Konstanz in der Gasnachfrage, die Risiken werden minimiert und es wird sichergestellt, dass sich die Infrastrukturinvestitionen längerfristig rentieren.

Andere Akteure am Gasmarkt sind größere Gemeinden, die sich zu Käuferkonsortien zusammenschließen, wie etwa *Plurigas* (Mailand, Genua, Brescia), und über das große Einkaufsvolumen (3 Mrd. m³ jährlich) Preisvorteile erreichen. Ein anderes Konsortium ist „*Energia S.p.A.*“, ein privates Unternehmen im Besitz der österreichischen *Verbundgesellschaft* und der *De Benedetti Group*, das sowohl Strom als auch Gas anbietet (600 Mio. m³ jährlich).

Es wurde festgelegt, dass die italienische *SNAM Retegas* ihren KundInnen dieselben Transporttarife verrechnet wie alternativen AnbieterInnen. Eine Umfrage unter den alternativen AnbieterInnen hat ergeben, dass diese auch Auflage umgesetzt wurde. Die Transporttarife sind entfernungsbezogen und es gibt Preisabschläge bei größeren Transportvolumen.

Per Gesetz muss die Gasspeicherung getrennt von Verkaufsaktivitäten erfolgen, kann aber von Gastransportunternehmen durchgeführt werden. *Stocaggi Gas Italia* ist ein neuer Anbieter, der sich auf das Speichergeschäft konzentriert.

Probleme gibt es mit unzureichenden Netzeintrittspunkten. *Tarvisio* im Norden hat keine freien Kapazitäten, *Passo Fries* an der Schweizer Grenze hat nur beschränkte Kapazitäten, *Mazzarra del Vallo* auf Sizilien ist für das algerische Gas reserviert und der Tankerterminal in *Panigallia* (bei Genua) wird erst ausgebaut.

Tabelle 6: Gasverkäufe in Italien in Mrd. m³

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Gesamtverkäufe in Italien (Heimmarkt)	52,55	53,23	53,14	55,69	60,2	59,9
TPA in Italien (Heimmarkt)	1,48	2,42	4,35	6,7	6,9	9,5
Anteil TPA am gesamten Heimmarkt	3%	5%	8%	12%	11%	16%

Der Anstieg des TPA-Anteils im Jahr 2000 um 5% ist auf einen Liefervertrag für russisches Gas zwischen *Edison* und *Promgas* zurückzuführen. *Promgas* ist ein Joint Venture von *Gazprom* und *Snam*, um russisches Gas zu kaufen und zu importieren.

Insgesamt gesehen ist die Marktöffnung von ca. 65% für die KundInnen zufriedenstellend, aber es gibt bei der Erzeugung sowie beim Gasimport nicht ausreichend Anbieter. Abgesehen von *Enel* und *Edison* haben 8% der wahlberechtigten KundInnen den Anbieter gewechselt, das entspricht nur 4% des tatsächlich „wahlberechtigten Gasvolumens“.

Die Gaspreise sind für alle Verbrauchergruppen stabil, für Haushalte und Großverbraucher auf durchschnittlichem, für kleine Unternehmen hingegen auf hohem Niveau.

2.10. Luxemburg

Die freie Wahl des Gasversorgers gilt in Luxemburg seit August 2000 ab einem Verbrauch von 15 Mio. m³, das entspricht einer Marktöffnung von 51%. Seit 1.10.2003 gilt eine Schwelle von 5 Mio. m³, ab 1.10.2008 von 2 Mio. m³.

Verteilungsunternehmen können lediglich für ihre wahlberechtigten KundInnen Gas frei kaufen, ab 2006 zusätzlich ein Drittel des Verbrauchsvolumens ihrer nicht wahlberechtigten KundInnen. Es gibt einen regulierten TPA, die Tarife werden veröffentlicht. Das Unbundling der Konten einzelner Geschäftsbereiche bei *SOTEG* ist vollzogen. Zuständig für die Regulierung ist das *Institut Luxembourgeois de Régulation* für die Bereiche Strom, Gas und Telekom.

SOTEG ist der Gasimporteure Luxemburgs und bezieht das Gas von der belgischen *Distrigaz*, von *Gaz de France* und von der deutschen *Ruhrgas*. *SOTEG* beliefert sowohl die vier Verteilungsunternehmen als auch industrielle KundInnen direkt. Die Anteilseigner von *SOTEG* sind

der Staat Luxemburg (31%), *Arbed* (das Stahlunternehmen und Großkunde, 20%), *Ruhrgas* (20%), *Cegedel* (ein luxemburgisches Energieunternehmen, 20%) und *Saar-Ferngas* (10%).

Es haben bis jetzt keine wahlberechtigten KundInnen den Versorger gewechselt. Bei einer Umfrage unter den potentiellen KundInnen wurde angegeben, dass die Lieferkonditionen und Preise von *SOTEG* günstiger sind als von anderen möglichen Versorgern. Andere Versorger haben auch wenig Interesse, im Luxemburgischen Gasmarkt Fuß zu fassen. Das Gesamtvolumen beträgt nur 750 Mio. m³/Jahr, wobei ein Drittel an *Arbed* entfällt.

Die Gaspreise sind stabil, für Haushalte auf niedrigem und für Unternehmen auf durchschnittlichem Niveau.

2.11. Niederlande

Mit dem Gasgesetz 1999 haben die Niederlande die Richtlinien zur Liberalisierung ihres Gasmarktes in ihren Rechtsbestand übernommen. 2000 hat *Dte*, die niederländische Regulierungsbehörde, Richtlinien für den „Third-Party-Access“ veröffentlicht. *Dte* ist der Regulator für den Strom- und den Gasmarkt und vergibt zeitlich begrenzte Lizenzen für die Gasversorgung. Schon 2001 waren Lizenzen an 26 Unternehmen erteilt worden.

Die Marktöffnung in den Niederlanden galt zunächst ab 10 Mio. m³/Jahr und Verbrauchsstätte, seit 1.1.2002 ab 1 Mio. m³/Jahr und Verbrauchsstätte (das entsprach 51% des Verbrauchs), seit 1.1.2004 sind alle KonsumentInnen in den Niederlanden wahlberechtigt und somit 100% des Marktes geöffnet.

Das ehemalige Monopolunternehmen *Gasunie* hat viele der neuen Marktbedingungen beansprucht, vor allem dass bei der Gasverteilung von „nTPA“ zu „rTPA“ gewechselt wird.

In den Niederlanden gibt es bei der Gasübertragung einen „nTPA“, wobei die Konditionen der Kontrolle der Regulierungsbehörde unterliegen und auch veröffentlicht werden müssen. Bei der Gasverteilung an gebundene KundInnen gibt es noch bis 2004 einen „rTPA“.

Das Gasgesetz legte fest, dass Verteilungsunternehmen in einen Übertragungsbereich und einen Versorgungsbereich aufgeteilt werden müssen. Bei der *Gasunie* wurde eine Kontenentflechtung für die Bereiche Übertragung, Verteilung, Speicherung, Management und andere Aktivitäten bis 2002 vollzogen.

Der niederländische Gasmarkt besteht aus dem Gasförderungsunternehmen *NAM*, das die holländischen Gasfelder ausbeutet (weshalb über 90 % des benötigten Gas selbst erzeugt und nur 7% importiert werden), aus dem Übertragungsunternehmen *Gasunie* und mehreren Verteilungsunternehmen, die zumeist im Eigentum lokaler Behörden sind (Gemeinden).

Gasunie ist zu 40% im Besitz der staatlichen *Energie Beheer Netherland B.V.*, 25% der Anteile sind im Besitz der *Esso Holding*, 25% im Besitz von *Shell Netherlands* und 10% sind direkt in Staatsbesitz. *Gasunie* bezieht das Gas von *NAM*, das zu gleichen Teilen im Besitz von *Esso* und *Shell* ist, und liefert es an die Verteilungsunternehmen und direkt an Großkunden. Die meisten dieser Verteilungsunternehmen sind horizontal integrierte Versorger für die Bereiche Strom, Gas und Wasser. Insgesamt gesehen ist der Gasmarkt sehr verflochten, die Unternehmen sind aneinander beteiligt oder über Verträge aneinander gebunden.

Es gibt de facto nur zwei Netzeintrittspunkte für alternative Anbieter, *Noordbroek* im Norden und *Zelzade* im Süden des Landes. Bei den Transportpreisen unterscheidet *Gasunie* zwischen zwei Kundenkategorien: Unternehmen, die ausschließlich Gas bei *Gasunie* beziehen, erhalten günstigere TPA-Tarife als Unternehmen, die bei verschiedenen Anbietern beziehen. Diese Diskriminierung will die Regulierungsbehörde abstellen. Im Bereich Gasspeicherung gibt es nur Kapazitäten bei *Gasunie* selbst und bei den Unternehmen *BP Amoco* sowie *NAM*, die aber über langfristige Verträge an *Gasunie* gebunden sind. Auch das stellt eine Markteintrittsbarriere dar. Weiters ist ein großer Teil der niederländischen Gasnachfrage über langfristige Verträge an *Gasunie* gebunden.

Trotz dieser Eintrittsbarrieren haben alternative Anbieter im niederländische Gasmarkt, verglichen mit anderen europäischen Staaten, einen relativ hohen Marktanteil. 2003 gab es 20 unabhängige Versorger, die Zugang zum Leitungsnetz von *Gasunie* hatten. *Gasunie* hat die Hälfte seines Volumens an Direktverkäufen an wahlberechtigte KundInnen an diese Unternehmen verloren. Nach Auskunft des Industrieverbandes hat schon rund die Hälfte der GroßkundInnen den Anbieter gewechselt, auch dieser Anteil ist einer der höchsten im europäischen Schnitt.

Die Gaspreise für Haushalte und kleine Unternehmen sind gering bei jeweils steigendem Niveau, für Großverbraucher liegen keine Angaben vor.

2.12. Österreich

Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz (GWG I) ist am 1.12.2000 rückwirkend per 10.8.2000 in Kraft getreten, am 1.10.2002 trat eine Novelle (GWG II) in Kraft. Netzzugangsberechtigt wurden mit GWG I die Erdgashändler oder Unternehmen, die Erdgas kaufen, Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 25 Mio. m³ je Verbrauchsstätte, Betreiber von erdgasbefeuerten Stromerzeugungsanlagen sowie Betreiber von KWK-Anlagen (anteilig, jener Anteil der für die Erzeugung elektrischer Energie verwendet wird). Das entsprach einer 50%igen Marktöffnung. Mit dem GWG II wurden alle EndverbraucherInnen netzzugangsberechtigt.

Per Gesetz ist eine Kontenentflechtung vorgesehen, die *OMV* hat als größtes Gasunternehmen Gastransport- und die Versorgungsabteilung auch organisatorisch entflochten. Integrierte Erdgasunternehmen, deren Netz vor dem 1.10.2002 mehr als 50.000 Haushaltsanschlüsse aufwies oder die eine Fernleitung betreiben, müssen seit 30.9.2003 auch rechtlich unabhängig von den Tätigkeiten Lieferung und Verkauf sein. Damit wurden die EU-Auflagen sogar übererfüllt.

Mit Ausnahme von Erdgastransiten besteht generell ein regulierter Third-Party-Access (rTPA). Die *E-Control* ist der Regulator für den Strom- und den Gasmarkt. Sie ist ein privat-rechtlich strukturiertes Unternehmen, dass hoheitliche Aufgaben wahrzunehmen hat.

Hinsichtlich der Erdgasproduktion sind die wichtigsten Unternehmen in Österreich die *OMV AG* (35% Anteile im Besitz der staatlichen Industrieholding *ÖIAG*, 45,4% in Streubesitz, 19,6% Internationale *Petroleum Investment Company, IPIC*) und die *Rohöl-Aufsuchungs-AG* (beteiligt sind: *EVN*, *Bayernwerke AG*, *Steirische Ferngas AG*, *Salzburger AG für Energiewirtschaft*, *Shell Austria*). Die *OMV* importiert Erdgas aus Russland, Norwegen und Deutschland, die *Austria Ferngas GmbH* (beteiligt sind die Republik Österreich und die Landesversorgungsgesellschaften) führt Importe aus Norwegen durch, die *Vorarlberger Erdgas* und die *Stadtwerke Bregenz* importieren aus dem süddeutschen Raum. Die inländische Erdgasförderung hat einen Anteil von 22% am heimischen Verbrauch.

Im Bereich der Versorgung haben die *OMV*, die Partner der *Energieallianz* sowie die *OÖ Ferngas AG* um die Genehmigung einer „österreichischen Gaslösung“ angesucht, die zwischenzeitig erteilt wurde. Unter dem Namen *Econgas* soll eine gemeinsame Vertriebsfirma für Großkunden gegründet werden (Jahresbedarf über 500.000 m³). Die *OMV* soll 50% der Anteile halten, *EVN* und *Wiengas* je 15,7%, *OÖ Ferngas* 15,55%, *Linz AG* 0,45% und *BEGAS* 2,6%. Problematisch in diesem Zusammenhang ist die gleichzeitige *EVN*-Beteiligung am Gasförderunternehmen *RAG*.

Der österreichische Gasmarkt umfasst nur rund 8 Mrd. m³ jährlich. *EVN*, *Wiengas*, *BEGAS* und *Linz AG* setzen davon knapp die Hälfte um. An der *Steirischen Ferngas* ist die französische *Gas de France* über den Umweg der *EStAG* beteiligt.

Die *RAG* ist neben der *OMV* die einzige Gesellschaft, die über eigenes Erdgas verfügt. Sie fördert etwa 10% des Jahresbedarfs des Landes und exportiert Gas nach Bayern und Italien, wo höhere Preise erzielt werden können.

Die größte Markteintrittsbarriere in Österreich ist der Netzzugang. Die OMV wickelt einen Großteil der Importe über langfristige Take-or-pay Verträge mit Russland ab und gibt an, dass keine weiteren Netzkapazitäten verfügbar sind. Der einzige neue Marktteilnehmer ist die deutsche *Ruhrgas*, die einen Marktanteil von etwa 14% bei den nichtgebundenen KundInnen erreichen konnte (neben Industriekunden wird z.B. auch ein Kraftwerk der *Linzstrom* von *Ruhrgas* beliefert). Insgesamt liegt der Marktanteil von *Ruhrgas* bei etwa 5%, das entspricht auch dem gesamten TPA-Anteil in Österreich.

Das Gaswirtschaftsgesetz hat auch den bürokratischen Aufwand eines Anbieterwechsels erhöht. Großverbraucher müssen im voraus einen Abnahmeplan erstellen. Nur wenn die Prognose dieses Lastprofils relativ genau zutrifft, können Einsparungen erzielt werden.

Der „Fachverband Gas und Wärme“ kritisierte die Trennung von Handels- und Netzaktivitäten, die seit 2003 in getrennten Gesellschaften zu führen sind: Die Voll-Liberalisierung des Gasmarktes führe zu deutlichen Mehrkosten, da Synergieeffekte verloren gehen würden und zusätzliches Personal benötigt werde. Für die Gas-Branche bedeute die Liberalisierung einen zusätzlichen Verwaltungsaufwand, größere Fehleranfälligkeit und höhere Komplexität in der technischen Abwicklung. Daher sei eine Erhöhung des Gaspreises in Österreich zu erwarten. Die von Wirtschaftsminister Martin Bartenstein angekündigten Verbilligungen seien nicht nachvollziehbar, warnte der Verband Ende 2002 zurecht, wie sich herausstellte.¹³

Tatsächlich liegt Österreich bei den Gaspreisen für Haushalte im EU-Durchschnitt allerdings bei steigender Tendenz. Ebenfalls steigend sind die Gaspreise für kleine Unternehmen, die bereits über dem EU-Durchschnitt liegen, und auch die Preise für Großverbraucher (wiederum EU-Durchschnitt).

2.13. Portugal

Portugal hat eine Übergangsfrist bei der Umsetzung der EU-Richtlinie bis 2007 erhalten. Die Bestimmungen zu Third-Party-Netzzugang, Unbundling und das Regulierungssystem sind noch nicht entschieden. Der Betreiber des Hochdruck-Übertragungsnetzes ist *Transgas*. *Transgas* beliefert auch KundInnen mit einem Verbrauch von über 10 Mio. m³ jährlich direkt und beliefert die vier Verteilungsunternehmen *Gas de Lisboa* (Lissabon), *Portgas* (Norden des Landes, Porto), *Lusitania Gas* (Landesinneres) und *Set Gas* (Süden des Landes), die wiederum an kleinere Verteilungsunternehmen weiterverkaufen. Ein Großteil der Anteile von *Transgas* ist im Besitz von *Gas de Portugal*.

Im Jahr 2000 hat die portugiesische Regierung die Gas- und Ölunternehmen im öffentlichen Besitz in einer Holding (*Galp-SGPS*) zusammengefasst, mit dem Ziel, sie zu privatisieren. Die größten Anteilseigner an dieser Holding sind die „*Electricite du Portugal* und die italienische *Eni*.

2.14. Schweden

Das neue Gasmarktgesetz ist am 1.8.2000 in Kraft getreten. Im ersten Stadium der Liberalisierung galt eine Wahlberechtigung für Unternehmen, die Gas für die Elektrizitätserzeugung verwenden und Großverbraucher ab einem Jahresverbrauch von über 25 Mio. m³ (was einer 47%igen Marktöffnung entsprach). Seit 2003 ist der Gasmarkt zur Gänze liberalisiert. Doch dieser Markt ist sehr klein.

Schweden hat sich für einen regulierten TPA entschieden. Es besteht Kontenentflechtung für die Bereiche Transport und Versorgung. Die Regulierungsbehörde ist Teil der staatlichen schwedischen Energieverwaltung (*Statens Energimyndighet*) und für die Bereiche Strom und

¹³ APA0122, 30.9.2002

Gas zuständig. Sie überwacht die Einhaltung der Bestimmungen des Gasgesetzes und vergibt Konzessionen an Versorgungsunternehmen.

Der Gaskonsum ist in Schweden relativ niedrig (900 Mio. m³) und beträgt nur 2% des gesamten Energieverbrauchs. Das liegt an einem wenig ausgebauten Netz, an das nur 26 Gemeinden in Südschweden angeschlossen sind. *Vattenfall Naturgas AB* ist der Übertragungsnetzbetreiber. Seit der Liberalisierung importiert *Vattenfall Naturgas* nicht mehr nur das gesamte Gas aus dem dänischen Nordseesektor, sondern auch von der deutschen *Ruhrgas*.

Die Anteilseigner von *Vattenfall Naturgas* sind die *Vattenfall Group*, die deutsche *Ruhrgas*, die norwegische *Statoil*, die dänische *DONG* und die finnische *Fortum Gas and Oil*.

Das Verteilungsnetz in Südschweden wird von *Sydgas* (Versorgungsbetrieb der Stadt Malmö) in Kooperation mit *Gaz de France* betrieben.

Bei den Gaspreisen liegt Schweden im EU-Durchschnitt in den Kategorie Kleinunternehmen (bei fallender Tendenz) und Haushalte (bei steigender Tendenz). Für Großverbraucher liegen die Gaspreise unter dem EU-Durchschnitt bei weiter fallender Tendenz.

2.15. Spanien

Die Anpassung an die Bestimmungen der EU-Richtlinie ist erfolgt. Seit Juni 2000 galt Wahlberechtigung für KonsumentInnen ab einem Jahresverbrauch von 3 Mio. m³ (72%ige Marktöffnung), seit 1.1.2002 gilt eine Schwelle von 1 Mio. m³/Jahr und am 1.1.2003 erfolgte die 100%ige Marktöffnung.

Es gilt der rTPA, wobei die Tarife vom Wirtschaftsausschuss der Regierung festgelegt und jährlich adjustiert werden. Für die TPA-Tarife werden Höchstwerte festgelegt, Übertragungs- und Verteilungsunternehmen müssen das Wirtschaftsministerium über die tatsächlich verrechneten Tarife informieren, den autonomen Regionen sind diese Informationen zugänglich.

In Spanien können Unternehmen, die in einem oder mehreren der Bereiche Gastransport, Gasverteilung, Gasspeicherung oder als Betreiber von Wiederbedampfungsanlagen tätig sind, nicht gleichzeitig im Gashandel aktiv sein. Sobald sie in mehreren der genannten Bereiche tätig sind, sind die Unternehmenssparten wie getrennte Unternehmen zu führen, um jegliche Diskriminierung, Kreuzsubventionierung oder Wettbewerbsverzerrung zu verhindern.

1991 wurden die Unternehmen *Catalana de Gas* und *Gas Madrid* fusioniert. Beide Unternehmen bestanden über 150 Jahre auf dem spanischen Markt. Die Fusion umfasste auch die Netzinfrastruktur von *Repsol*. Die neue Unternehmensgruppe *Gas Natural SDG* mit dem Versorger *Gas Natural Aprovechamientos*, der Vertriebsfirma *Gas Natural Comercializadora*, dem Servicedienst *Gas Natural Servicios* und *Gas Natural Trading* ist mehrheitlich an 10 Verteilungsunternehmen in Spanien beteiligt. Der mit dem Gastransport beschäftigte Unternehmensteil wurde zum neuen Unternehmen *Enagas*. 2000 wurde festgelegt, dass kein Unternehmen über 35% der Anteile von *Enagas* besitzen darf, und dass kein Unternehmen einen Marktanteil von über 70% des heimischen Verbrauchs halten soll. *Gas Natural* hat daher versucht, seine Geschäftstätigkeiten außerhalb Spaniens auszuweiten. Über *Gas Natural Internacional* ist die Gruppe an mehreren Gasversorgern in Lateinamerika beteiligt, etwa in Argentinien, Brasilien, Kolumbien und Mexiko. *Gas Natural* ist über seine Beteiligungen das führende Versorgungsunternehmen in Lateinamerika und hat dort über 50% seiner KundInnen. Die *Gas Natural*-Gruppe ist mit einer Flotte von acht Methantankern eines der führenden Unternehmen im Handel von Flüssiggas. *Gas Natural* hält auch die Mehrheit an *Metragaz*, das die Maghreb-Europa-Pipeline betreibt. Mit dieser Pipeline werden die algerischen Lagerstätten in *Hassi R'Mel* mit der iberischen Halbinsel verbunden. Auch auf dem italienischen Markt versucht die Gruppe mit der neugegründeten Vertriebsfirma *Gas Natural Vendita* Fuß zu fassen.

Die „Nationale Energiekommission“ (*CNE, Comision Nacional de Energia*) entscheidet bei Auseinandersetzungen der Marktteilnehmer und hat Regulierungsaufgaben in den Bereichen

Strom, Gas und Öl. *CNE* arbeitet mit anderen Behörden zusammen, die für den Freihandel und das Wettbewerbsrecht zuständig sind.

Spanien hat fünf TPA-Netzeintrittspunkte. Die Gaspipelines *Lacq Calahorra* im Norden und die Maghreb-Europa-Pipeline im Süden, dazu drei Wiederbedampfungsanlagen bei *Barcelona*, *Cartagena* (beide Mittelmeer) und *Huelva* (Atlantik) für die Zulieferung mit Tankschiffen. Alle drei sind im Besitz der *Enagas*. Drei weitere Wiederbedampfungsanlagen (LNG Terminals) sind in Planung, in *Bilbao* (Baskenland), *Valencia* und *El Ferrol* (Galizien). Damit soll der bestehende Mangel an Importkapazitäten beseitigt und eine Markteintrittsbarriere abgebaut werden.

Zugang zu Gasspeicherung ist in Spanien keine Markteintrittsbarriere. In den erschöpften Gasfeldern *Huesca* und *Vizcaya* steht insgesamt eine Speicherkapazität von 1,3 Mrd. m³ auch für verflüssigtes Gas (LNG) zur Verfügung. *Enagas* bietet Gasspeicherung als Service an und in allen TPA-Verträgen ist eine 10-tägige Speicherung inkludiert.

Außerdem hat die spanische Regierung, um den Wettbewerb anzutreiben, 25% des über die Maghreb-Europa-Pipeline kommenden Gases freigestellt. Das entspricht 16% des spanischen Inlandsverbrauches und 23 lizenzierte Unternehmen können mit dieser Gasmenge Handel betreiben.

Auf Anbieterseite gibt es rund 30 Unternehmen, die den Markteintritt geschafft haben. *CEPSA*, ein spanisches Unternehmen, das als erstes vom freigestellten 25%-Anteil des algerischen Gases profitierte. *CEPSA* transportiert Gas über das *Enagas*-Netz allerdings für Eigenkonsum. Als ausländische Multis haben *BP* und *Shell* schon 2000 den Markteintritt geschafft. Die italienische *SNAM Retegas* hat einen Versorgungsvertrag für Gasturbinenkraftwerke in den Größenordnung von 1,5 Mrd. m³ jährlich an Land gezogen.

Auf KundInnenseite hatten bis 2002 schon ein Drittel der Großkunden den Anbieter gewechselt, zwei Drittel davon allerdings zur neu gegründeten *Gas Natural Comercializadora*, also innerhalb der Unternehmensgruppe. Die Gaspreise in Spanien liegen für Großverbraucher und kleine Unternehmen im EU-Schnitt bei fallender Tendenz, die Preise für Haushalte liegen hingegen über dem EU-Durchschnitt bei stabiler Tendenz.

3. Auswirkungen der Liberalisierung

3.1. Auswirkungen auf die Gaspreise

Die nachfolgenden Statistiken zeigen, dass es keinen unmittelbaren Zusammenhang zwischen gesetzlichem Grad der Marktöffnung (Privatisierung und Liberalisierung) und den Gaspreisen gibt. Eher gibt es einen Zusammenhang von niedrigeren Preisen mit hohem TPA-Anteil als Zeichen für einen funktionierenden Markt (wie in den Niederlanden und in Großbritannien). Allerdings sind diese beiden Staaten auch diejenigen mit dem höchsten Grad der Eigenversorgung. Zwischen 01/2000 und 01/2002 sind die Preise teilweise deutlich angestiegen und bis 07/2003 wieder etwas gesunken. Auffallend ist, dass die Preise für industrielle Verbraucher deutlich niedriger sind als für Haushalte, und dass innerhalb dieser Segmente große Preisunterschiede innerhalb der EU bestehen.

Der Gaspreis in Europa ist eng an den Ölpreis gekoppelt und folgt diesem meist im Abstand von 3 bis 6 Monaten. Mit diesem Argument werden auch die von 1998 bis 2001 gestiegenen Gaspreise in Großbritannien gerechtfertigt (<http://www.dti.gov.uk/EPA/greenbook/pdf/chapter2.pdf>). Da durch die Irakkrise die Ölpreise steigen, wird es auch 2004 zu Verteuerungen kommen.

Tabelle 7: Gaspreise für industrielle Verbraucher, Verbrauchertyp I1 (Jahresverbrauch 1,163 GWh)

	01/2000	01/2001	01/2002	07/2003	Veränderung (Gaspreis inkl. Steuern)
Belgien	8,35	10,70	9,49	9,73	+16,53
Dänemark	10,60	14,46	10,17	11,17	+5,38
Deutschland	7,34	10,48	10,25	10,35	+41,01
Finnland (Typ I2)	8,15	11,24	10,22	10,42	+27,85
Frankreich (Paris)	6,99	8,37	9,25	9,09	+30,04
Griechenland					
Großbritannien	3,44	4,39	4,90	4,70	+36,63
Irland (Dublin)	7,99	7,99	7,98	8,05	+0,75
Italien (Rom)	10,73	13,22	11,92	11,83	+10,25
Luxemburg	5,83	7,90	6,85	7,14	+22,47
Niederlande (Rotterdam)	8,38	9,70	-	-	+15,75
Österreich (Wien)		11,06	11,06	10,71	-3,16
Portugal			10,73	10,96	+2,14
Schweden	9,63	13,12	12,95	16,66	+73,00
Spanien (Madrid)	8,99	10,72	9,33	9,64	+7,23

Quelle: Eurostat : Gas prices Data 1990-2003, Brüssel 2003

Tabelle 8: Gaspreise für Haushalte inkl. Steuern, Verbrauchertyp D1 (Jahresverbrauch 2.326 kWh)

	01/2000	01/2001	01/2002	07/2003	Veränderung (Gaspreis inkl. Steuern)
Belgien (Brüssel)	17,18	19,84	18,63	19,07	+11,00%
Dänemark	26,87	28,03	28,12	28,13	+4,69%
Deutschland	18,38	21,41	21,75	21,96	+19,48%
Finnland	-	-	-	-	-
Frankreich (Paris)	14,01	16,65	17,73	17,57	+25,41%
Griechenland	-	-	-	-	-
Großbritannien	8,39	6,62	6,90	7,01	-16,45%
Irland (Dublin)	19,50	19,50	19,50	19,57	+0,36%
Italien (Rom)	13,92	15,94	15,09	15,80	+13,51%
Luxemburg	13,14	15,21	14,16	14,45	+9,97%
Niederlande (Rotterdam)	14,68	6,09	6,82	12,25	-16,55%
Österreich (Wien)	11,27	18,42	18,42	19,83	+75,95%
Portugal	-	-	17,86	18,31	
Schweden	17,59	21,01	22,22	22,74	+29,28%
Spanien (Madrid)	15,32	18,49	17,48	17,35	+13,25%

Quelle: Eurostat : Gas prices Data 1990-2003, Brüssel 2003

Ein weiterer Grund, warum es auch längerfristig zu keinen Preisreduktionen kommen könnte, ist der Anstieg des finanziellen Gashandels zur Absicherung von Preisrisiken. Das Beispiel von Großbritannien zeigt, dass zwar der physische Gashandel noch immer dominiert, aber die Bedeutung der auf dem britischen Markt tätigen Erdgashändler und Broker, einhergehend mit der steigenden Bedeutung der Spotmärkte und des *futures market*, zunimmt. Sobald aber mehr Unternehmen in die Kette von Gaserzeugung bis Auslieferung zwischengeschaltet werden, werden auch etwaige, sich aus dem Wettbewerb ergebende Preisvorteile, wieder geschluckt.

3.2. Auswirkungen auf die Beschäftigung

Ende 2001 wurde von der EU-Kommission ein Bericht über die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Beschäftigung im Strom- und Gassektor veröffentlicht. Die Schlüsselergebnisse waren:

- **Minus 25% bis 2006.** Die EU-Kommission schätzt die Arbeitsplatzverluste in der europäischen Energiewirtschaft (Strom und Gas) von 1990 bis 1998 auf 250.000. Bis 2006 werden weitere 25% der Arbeitsplätze abgebaut werden. Das entspricht etwa 15% der Gesamtbeschäftigung über diesen Zeitraum. Die Arbeitsplatzverluste auf dem Gassektor sind dabei weit weniger dramatisch als auf dem Stromsektor.
- Es ist schwierig, zwischen Arbeitsplatzverlusten als Auswirkung der Liberalisierung oder als Auswirkung von generellen strukturellen Veränderungen in den nationalen Gasmärkten zu unterscheiden.
- In mehreren Mitgliedstaaten gingen Arbeitsplatzverluste der Liberalisierung voraus.
- In mehreren Mitgliedsstaaten, wie z.B. in Spanien, gab es Jobgewinne, da die Gasinfrastruktur erst ausgebaut wird.

Mit der Begründung, dass durch die Liberalisierung „die ausdrücklich genannten Nutzenwendungen nicht überall eingetreten sind, bspw. sind Preissenkungen nicht in allen Ländern zu verzeichnen und sie gelten auch nicht für alle Verbrauchergruppen, außerdem waren erhebliche Arbeitsplatzverluste zu verzeichnen“, hat das Europäische Parlament am 1.3.2002 einen Legislativvorschlag eingebracht (Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt), um die Arbeitsplatzverluste auszugleichen. Es sollen „die erforderlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um neue Energiedienstleistungen sicherzustellen, die auch notwendig sind als Ausgleich für die Arbeitsplatzverluste, die in der Energieindustrie zu verzeichnen waren“.

3.3. Auswirkungen auf die Struktur des Energiemarktes

Die Entwicklung auf dem europäischen Energiemarkt (Gas und Strom) geht eindeutig in Richtung Unternehmenskonzentration sowie in Richtung vertikaler Integration der Unternehmen und vor allem Kapitalverflechtung zwischen dem Strom- und Gassektor. „Der Trend zur Marktberreinigung ist unaufhaltsam und geht wohl dahin, dass am Ende der Reise insgesamt eine Handvoll Energieriesen den europäischen Markt bestimmen wird“.¹⁴

Die größten sieben europäischen Energieversorger erwirtschafteten 2002 rund € 300 Mrd. Jahresumsatz und kontrollierten 80 % der europäischen Märkte für Strom und Gas. 1996 investierten diese Unternehmen nur etwa 1 Mrd. Euro in Akquisitionen, 2001 waren es 42 Mrd. Euro. 2002 wurden weltweit auf dem Energiesektor Fusionen und Käufe in der Höhe von 85 Mrd. USD getätigt, 2003 immerhin auch noch 43 Mrd. USD, allerdings nur noch 40% der Geschäfte fanden in Europa statt. 2002 gab es in der europäischen Energiewirtschaft 201 Fusionen und Aufkäufe mit europäischen Käufern, davon 44 auf dem Gassektor. Diese 44 Geschäfte repräsentierten 93% aller weltweit getätigten Fusionen und Aufkäufe. Auf dem europäischen Markt hat von den „Big Playern“ lediglich *E.On* Aquisitionen getätigt, um seine Marktposition in Deutschland, Großbritannien und Schweden zu konsolidieren¹⁵.

Energieversorger könnten nicht überleben, ohne zu wachsen, wird argumentiert Deutsche Versorger müssten daher zwangsläufig ins Ausland gehen, weil sie in Deutschland aus kartellrechtlichen Gründen zunehmend an ihre Grenzen stoßen.¹⁶ Deshalb besteht auch lebhaftes Interesse der deutschen Gasversorgungsunternehmen am österreichischen Gasmarkt.

¹⁴ Hans Haider, Verbandsprecher und EURELECTRIC-Präsident, bei der Handelsblatt-Jahrestagung "Energiewirtschaft Österreich 2002"

¹⁵ Zahlen und Fakten aus: PWC: Power Deals. 2003 Annual Review

¹⁶ Walter Hohlefelder, Vorstandsmitglied von E.On, bei der Handelsblatt-Jahrestagung "Energiewirtschaft Österreich 2002"

4. Weiterführende Literatur

Stefan Vorbach René Schneider: Die Liberalisierung des österreichischen Energiemarktes, Studie, Mai 2000

Thomas Schuppe, Alexander Nolden: Markt- und Unternehmensstrukturen im Europäischen Strom- und Gasmarkt (Stand 09/99). EWI Working Paper 99/1 (www.usembassy.de/cologne/ewiwp991.pdf)

EPSU:

www.epsu.org/structures/StandingCommittees/PublicUtilities/socdialog/Eurogas/GasEUPP.pdf

EU-Kommission: The Effects of the Liberalisation of the Electricity and Gas Sectors on Employment, 2001

EU-Kommission: Report for the European Commission Directorate General for Transport and Energy to determine changes after opening of Gas Market in August 2000, 2001

EU-Kommission: Vermerk der GD Energie und Verkehr zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt, rechtlich nicht bindendes Kommissionspapier, 16.1.2004

EU-Kommission: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes (aktualisierter Bericht unter Einbeziehung der Beitrittsländer). Brüssel, 7.4.2003

5. Links

Eurostat, Gaspreise in: "Statistik kurzgefasst": europa.eu.int/comm/eurostat

Belgien: www.creg.be/indexie6.html

Dänemark: www.energitilsynet.dk

Deutschland: www.bundesverband-gas-und-wasser.de/

Finnland: www.gasum.fi/

Finnland: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/>

Finnland: <https://www.kaasuporssi.com>

Frankreich: <http://www.cre.fr/>

Frankreich: www.gazdefrance.com/

Griechenland: <http://www.rae.gr/> (vorläufig nur griechischer Text)

Großbritannien: www.ofgem.gov.uk

Irland: www.bge.ie

Italien: www.autorita.energia.it/inglese/index.htm

Italien: www.snamretegas.it/italiano/index.html

Luxemburg: www.etat.lu/ILR/content.html

Niederlande: www.nma-dte.nl/en/default.htm

Österreich: www.e-control.at/

Schweden: www4.stem.se/

Spanien: www.enagas.com/index.jsp