



KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

Brüssel, den 3.12.2001
SEK(2001) 1957

ARBEITSDOKUMENT DER KOMMISSIONSDIENSTSTELLEN

Erster Bericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes

BERICHT ÜBER DIE UMSETZUNG DER ELEKTRIZITÄTSRICHTLINIE UND DER ERDGASRICHTLINIE ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund

Der Europäische Rat hatte auf seiner Tagung in Stockholm eine eingehende Analyse der Lage auf dem Elektrizitäts- und Gassektor im Hinblick auf die Marktöffnung gefordert. Diese Analyse wurde in Form eines Benchmarkingberichts durchgeführt, wobei die in verschiedenen Mitgliedstaaten bestehenden Regelungen des Elektrizitäts- und Gasmarktes eingehend untersucht wurden. Der Bericht wurde unter Verwendung von Informationen erstellt, die von den Marktakteuren und Behörden im Rahmen einer detaillierten Befragung eingeholt wurden. Die GD TREN hat daneben sowohl mit eigenen Mitarbeitern als auch unter Heranziehung externer Berater eine Reihe von Studien durchgeführt.

Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie

Fast alle Mitgliedstaaten haben angemessene Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Richtlinie verabschiedet. Einige Mitgliedstaaten haben ihre Märkte bereits rascher geöffnet als von den Mindestvorschriften der Richtlinie vorgesehen, oder sie beabsichtigen dies. Alle Mitgliedstaaten außer Frankreich, Portugal und Griechenland sehen eine vollständige Marktöffnung im rechtlichen Sinn vor 2008 vor. In Bezug auf konkrete Maßnahmen wurde in dem Bericht allerdings eine Reihe entscheidender Wettbewerbshindernisse ermittelt:

- übermäßig hohe Netzentgelte, die aufgrund ihrer abschreckenden Wirkung auf Neueinsteiger ein Wettbewerbshindernis darstellen und Ressourcen für die Quersubventionierung verbundener Geschäftstätigkeiten im wettbewerbsorientierten Markt verschaffen können;
- große Marktmacht bestehender Erzeugungsunternehmen in Verbindung mit mangelnder Liquidität an Großhandels- und Ausgleichsmärkten, was mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führt, dass von Neueinsteigern hohe Ausgleichsentgelte gefordert werden;
- Netzentgeltstrukturen, die nicht vorab veröffentlicht oder genehmigt werden; dies kann Ungewissheiten schaffen und zu teuren und langwierigen Rechtsstreitigkeiten führen, wenn die Eigentumsverhältnisse nicht vollständig entflochten sind;
- unzureichende Entflechtung, die etwaige diskriminierende Gebührenstrukturen verschleiern und zu Quersubventionierung führen kann.

In der nachstehenden Tabelle 1 wird in den Spalten 1 bis 7 die Lage in jedem Mitgliedstaat bezüglich der oben genannten Hindernisse zusammengefasst. Sofern Strukturen bestehen, die negative Einflüsse auf die Entwicklung des Binnenmarktes haben, sind diese rot unterlegt; positivere Bedingungen sind grün unterlegt. Falls keine Bewertung möglich ist, bleiben die Felder weiß. Je mehr Felder rot unterlegt sind, umso unwahrscheinlicher ist die optimale Entwicklung des Wettbewerbs. In Spalte 8 wird zusammengefasst, welcher Aspekt den Befragten (Marktakteure und Regulierungsbehörden) zufolge ein Wettbewerbshindernis darstellt.

Tabelle 1: Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie

	Erklärte Marktöffnung	Datum d. vollständigen Öffnung	Entflechtung des ÜNB ¹	Regulierung	Netzentgelte	Ausgleichsmarkt	Anteil der drei größten Erzeuger in %	Genannte Wettbewerbshindernisse ²
A	100%	2001	r	ex ante	hoch	ja	68	X
B	35%	2007	r	ex ante	mittel	nein	97 (2)	D, B, R, X
DK	90%	2003	r	ex post	gering	ja	75 (2)	D, X
FIN	100%	1997	E	ex post	gering	ja	54	U (für Verbind.netzbetreiber)
F	30%	none	V ³	ex ante	mittel	geplant	98 (1)	D, B, U, X, R
D	100%	1999	V	nTPA	hoch	nur 2/6 ÜNB	63	U, R, X, T
GR	30%	none	V	ex ante	n.a.	nein	100 (1)	keine Angaben
IRL	30%	2005	r	ex ante	mittel	nein	97 (1)	D, B, U, X
I	45%	none	r	ex ante	mittel	geplant	79 (2)	D, B, X
NL	33%	2003	r	ex ante	mittel	ja	64	X, D
P	30%	none	r	ex ante	hoch	nein	85	D, X
ESP	45%	2003	r	ex ante	hoch	ja	79	D, X, R
S	100%	1998	E	ex post	gering	ja	77	D, B
UK	100%	1998	E	ex ante	gering	ja	44	D,U (Schottl.), X (Nordirl.)

Wettbewerbsindikatoren

Mängel der bestehenden Regelungen scheinen sich auf den Umfang der Wahlmöglichkeiten der Verbraucher und letztendlich auf die Preise auszuwirken — s. Tabelle 2.

Tabelle 2: Wettbewerbsintensität und Preise

	Versorgerwechselrate (% des Bedarfs)		Durchschnittspreise f. Endverbraucher (€/MWh) Juli 2001	
	Großverbraucher	andere	Großverbraucher ⁴	Haushalte/gewerbl. Kleinverbr.
A	5-10%		na	98
B	5-10%		68	120
DK	k.A.		56	68
FIN	30%	10-20%	36	55
F	5-10% ⁵		51	87
D	10-20%	<5%	61	122
GR	0		54	76
IRL	30%		60	101
I	<5%		77	110
NL	10-20%		62	94
P	<5%		59	106
ESP	<5%		52	88
S	100%	10-20%	34	52
UK	80%	>30%	58	91

¹ ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber; V: Verwaltung, r: rechtlich, E: Eigentumsverhältnisse.

² R – unzureichende Befugnisse der Regulierungsbehörde / Fristen, U – unzureichende Entflechtung, T – hohe Netzentgelte, B – Ausgleichsregelung, D – beherrschendes etabliertes Unternehmen, X – grenzübergreifende Aspekte (in der Reihenfolge der Bedeutung).

³ obwohl der Verbindungsnetzbetreiber seinen Jahresbericht der Regulierungsbehörde und nicht dem EDF-Verwaltungsrat vorlegt.

⁴ “Großverbraucher: Eurostat Kategorien Ig und Ie. “Haushalte/gewerbliche Kleinverbraucher”: Eurostat Kategorien Ib und Dd.

⁵ ohne Energieausgleich.

Nach der obigen Analyse scheinen die Mitgliedstaaten, die in ihrer Politik den Vorschlägen der Kommission folgten, bessere Ergebnisse erzielt zu haben; dies gilt insbesondere für den Elektrizitätsmarkt in Bezug auf die Wahrnehmung von Wahlmöglichkeiten durch die Verbraucher. Außerdem fielen in Nordeuropa die Preise am raschesten und liegen im Ergebnis unter dem Durchschnitt.

Umsetzung der Erdgasrichtlinie

Fast alle Mitgliedstaaten haben die Erdgasrichtlinie umgesetzt, wenngleich die rechtliche Umsetzung sich in Frankreich verzögert hat und in Deutschland unvollständig ist, so dass Vertragsverletzungsverfahren eingeleitet wurden. Abgesehen von Griechenland, Portugal und Finnland, deren Märkte neu entstehen und wo bestimmte Ausnahmeregelungen gelten, beabsichtigen alle Mitgliedstaaten außer Frankreich und Dänemark eine vollständige Marktöffnung vor 2008. Wie im Fall der Elektrizität wurde auch bezüglich des Gassektors im Bericht der Kommission eine Reihe von Hindernissen ermittelt, die der vollen Entfaltung des Wettbewerbs entgegen stehen:

- auf der Entfernung und der Reservierung von Streckenkapazitäten (Punkt-zu-Punkt) beruhende Netzzugangsentgelte, die Neueinsteigern Flexibilität bei der Variierung ihrer Gasbezugsquellen und ihrer Kundschaft nicht ohne höhere Kosten ermöglichen;
- hohe Netzentgelte, die aufgrund ihrer abschreckenden Wirkung auf neue Marktakteure an sich ein Wettbewerbshindernis darstellen und Ressourcen für die Quersubventionierung verbundener Geschäftstätigkeiten im wettbewerbsorientierten Markt verschaffen können;
- Konzentration von Erdgasgewinnung und -import auf eine oder zwei große Gesellschaften, wodurch Neueinsteiger große Mühe haben, Erdgas in Großhandelsmengen zu angemessenen Bedingungen einzukaufen;
- marktferne Ausgleichsregelungen, die übermäßig starr sind und den anfallenden Kosten nicht Rechnung tragen;
- unzureichende Entflechtung, was etwaige diskriminierende Gebührenstrukturen verschleiern kann und wiederum Quersubventionierung ermöglicht;
- Netzentgeltstrukturen, die keiner vorherigen Genehmigung unterliegen; dies kann Ungewissheiten schaffen und zu teuren und langwierigen Rechtsstreitigkeiten führen, wenn die Eigentumsverhältnisse nicht vollständig entflochten sind.

In der nachstehenden Tabelle wird wie im Abschnitt zur Elektrizität die Lage in jedem Mitgliedstaat zusammengefasst. Erneut werden dem Wettbewerb hinderliche Bedingungen rot und förderliche Bedingungen grün unterlegt.

Tabelle 3: Umsetzung der Erdgasrichtlinie

	Erklärte Marktöffnung 2000	Datum der vollständigen Öffnung	Entflechtung des ÜNB ⁶	Regulierung	Netzentgelte: Übertragung		Ausgleichsregelung - Strafbühnen / stündlicher Ausgleich ⁷	Genannte Wettbewerbs-hindernisse ⁸
						entfernungsabhängig		
A	49%	2001	R	nTPA	mittel	ja	nein	T, X
B	59%	2005	r	ex ante	mittel	ja	ja	B, X, T
DK	30%	none	r	ex post	mittel	nein	ja	T, B
F	20%	none	R	ex ante	mittel	ja	nein	T, R, B, D, X
D	100%	2000	R	nTPA	mittel	ja	ja	R, T, B
IRL	75%	2005	V	ex ante	mittel	nein	nein	R, T, B
I	65%	2003	r	ex ante	hoch	nein	nein	X
LUX	51%	2007	R	ex ante	mittel	nein	nein	
NL	45%	2004	R	hybrid	gering	ja	ja	R
ESP	72%	2003	r	ex ante		nein	k.A.	X, R
S	47%	2006	R	ex post	hoch	nein	k.A.	R, U, D
UK	100%	1998	E	ex ante	gering	nein	nein	Einspeisekapazität

Wettbewerbsindikatoren

Wie im Fall der Elektrizität scheinen diese Mängel der bestehenden Regelungen sich auf die Intensität des Wettbewerbs und letztendlich auf die Preise auszuwirken — s. Tabelle 4.

Tabelle 4: Wettbewerbsintensität und Preise

	Versorgerwechselrate (% des Bedarfs)	Durchschnittspreise für Endverbraucher (€/MWh) Juli 2001	
	Großverbr.	Großverbr. ⁹	Haushalte
Österreich	<5%	22	n.a.
Belgien	<5%	21	39
Dänemark	0	19	40
Frankreich	10-20%	19	41
Deutschland	<5%	27	43
Irland	>50%	21	32
Italien	10-20%	25	46
Luxemburg	0	30	34
Niederlande	>30%	24	29
Spanie	5-10%	20	48
Schweden	<5%	24	43
UK	90%	20	30

⁶ ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber; V: Verwaltung, r: rechtlich, E: Eigentumsverhältnisse, R: Rechnungsführung.

⁷ Verhältnis zwischen Verkaufs- und Einkaufspreis >2.

⁸ R – unzureichende Befugnisse der Regulierungsbehörde / Fristen, U – unzureichende Entflechtung, T – hohe Netzentgelte, B – Ausgleichs-/Speicherregelung, D – beherrschendes etabliertes Unternehmen, X – grenzübergreifende Aspekte (in der Reihenfolge der Bedeutung).

⁹ Eurostat Kategorien I4-1 oder I3-1.

Es ist offensichtlich, dass die Versorgerwechselrate im Vereinigten Königreich viel höher liegt als in allen anderen Ländern, und dass die Preise tendenziell niedriger sind. Auch in den Niederlanden und in Irland sind in Bezug auf die Wahlmöglichkeiten der Verbraucher Fortschritte zu beobachten. Die Preise für die Großverbraucher sind weitgehend konvergent, obwohl Deutschland und Luxemburg weiterhin über dem Durchschnitt liegen. Die vollständige Marktöffnung im Vereinigten Königreich hat offenbar Preissenkungen für die Haushalte gefördert.

Grenzüberschreitende Transaktionen

Neben den Wettbewerbsschranken innerhalb der Mitgliedstaaten existieren Hindernisse, die grenzüberschreitenden Transaktionen entgegenstehen. Zunächst reicht an vielen Punkte des europäischen Netzes die Kapazität nicht für alle potentiellen Transaktionen aus. Außerdem wirken die zur Entgeltberechnung für grenzüberschreitende Transaktionen und zur Kapazitätsbereitstellung angewandten Methoden oftmals abschreckend. Im Bericht werden die an den Grenzen geltenden Regelungen untersucht, was zu folgenden Schlussfolgerungen führt:

- **Elektrizität:** Es bestehen Ansätze eines kohärenten Systems sowohl für die grenzüberschreitende Entgeltberechnung als auch für die Kapazitätsbereitstellung. Allerdings sind weitere Entwicklungen im Hinblick auf folgende Gesichtspunkte notwendig:
 - stärkere Kostenorientierung der Entgeltsysteme,
 - häufigere Bereitstellung von Informationen,
 - stärkere länderübergreifende Integration der Verfahren für die Kapazitätsbereitstellung,
 - stärkere Integration mit Strombörsen.
- **Erdgas:** bei der Entwicklung eines transparenten und kostenorientierten Systems für grenzüberschreitende Transaktionen wurden kaum Fortschritte erzielt:
 - Es besteht keine einfache und harmonisierte Berechnungsmethode für die Entgelte beim grenzüberschreitenden Transport über weite Strecken.
 - Es besteht keine Transparenz in Bezug auf die länderübergreifende Verfügbarkeit von Kapazität.
 - Bei der langfristigen Reservierung gilt nicht der Grundsatz, dass Kapazitäten entweder genutzt oder wieder frei gegeben werden müssen.

Die Kommission wird zum Thema der Energieinfrastruktur in Europa eine gesonderte Mitteilung vorlegen.

Allgemeine Versorgung

Im Bericht werden im Hinblick auf die Vereinbarkeit der Marktöffnung mit der flächendeckenden Versorgung die Methoden untersucht, die Regulierungsbehörden und staatliche Stellen anwenden, um die Aufrechterhaltung der Versorgung zu gewährleisten; dabei werden folgende Feststellungen getroffen:

Die Mitgliedstaaten sind dabei, den auf Versorgungssicherheit ausgerichteten Regelungsrahmen so anzupassen, dass er mit Marktstrukturen vereinbar ist. In einigen Fällen geht dies nur soweit, dass die Preissignale aus den evolvierenden Großhandelsmärkten verstärkt werden. In anderen Fällen (insbesondere im Gassektor) werden direkte Anreize oder Verpflichtungen erwogen.

Außerdem ist klar, dass in einem marktwirtschaftlichen Rahmen die Dienstqualitätsstandards aufrecht erhalten und sogar verbessert werden können. Für bestehende Versorgungsgesellschaften werden oftmals bereits Ziele festgelegt, und das Erreichen der Vorgaben wird überwacht. Diese Art von Regulierung kann problemlos auf Wettbewerber ausgedehnt werden.

Und schließlich verfolgen sowohl die Kommission als auch die Mitgliedstaaten wichtige Umweltziele, die im neuen wettbewerbsorientierten Rahmen weiterentwickelt werden müssen. Auf diesem Gebiet hat die gesetzgeberische Aktivität Ergebnisse in Bezug auf zusätzliche erneuerbare Kapazitäten und die Bedarfssteuerung erzielt.

Schlussfolgerungen

Bei der Umsetzung der bestehenden Richtlinien gibt es auffällige Asymmetrien. Diese führen zu erheblichen Verzerrungen im Binnenmarkt: in einigen Mitgliedstaaten sind die Energiemärkte für Wettbewerber und Neueinsteiger weiter geöffnet als in anderen.

Es entwickeln sich heterogene Grundbedingungen sowohl für die Energieverbraucher, die mit ungleichen Wahlmöglichkeiten und Preisniveaus konfrontiert sind, als auch für die Energieversorgungsunternehmen, die sich in recht unterschiedlichem Umfang dem Wettbewerb mit Konkurrenten stellen müssen, was zu einer Verfälschung des Wettbewerbs im europäischen Energiemarkt führen kann.

INHALTSVERZEICHNIS

1.	HINTERGRUND	2
2.	BEREITS GETROFFENE MASSNAHMEN ZUR ÖFFNUNG DER MÄRKTE	2
2.1	Rechtliche Umsetzung der derzeitigen Richtlinien	3
2.2	Elektrizität: Zugang zu den Netzen	4
2.3	Erdgas: Zugang zu den Netzen.....	7
2.4	Regulierung und Streitbeilegung.....	10
2.5	Rahmenbedingungen für grenzüberschreitende Transaktionen	12
3.	INDIKATOREN FÜR DIE ENTWICKLUNG DES BINNENMARKTES	14
3.1	Marktstruktur	15
3.2	Preisentwicklung	18
3.3	Handel zwischen den Mitgliedstaaten	23
3.4	Schlussfolgerungen zur Marktentwicklung	24
4.	ALLGEMEINE VERSORGUNG	25
4.1	Gewährleistung der Versorgungssicherheit	25
4.2	Grundversorgung und Dienstqualität.....	27
4.3	Umweltziele	29
4.4	Überwachung der Auswirkungen auf die Beschäftigung	31
4.5	Schlussfolgerungen zum Thema Versorgung	31
5.	ZUSAMMENFASSENDE SCHLUSSFOLGERUNGEN	32

ANHÄNGE

1. Referenzdokumente
2. Netzzugangsentgelte: Elektrizität
3. Netzzugangsentgelte:Erdgas
4. Zuständigkeiten und Mittel der Regulierungsstaaten
5. Grenzüberschreitende Transaktionen
6. Versorgungssicherheit
7. Umweltpolitischer Rahmen

1. HINTERGRUND

Die derzeitigen Elektrizitäts- und Erdgasrichtlinien sehen eine partielle Öffnung der Energiemärkte der Europäischen Union dadurch vor, dass sie die freie Wahl des Versorgers auf größere Energienutzer ausdehnen. Das auf der Tagung des Europäischen Rates in Lissabon formulierte übergeordnete Ziel der Mitgliedstaaten ist jedoch die Entwicklung eines Energiebinnenmarktes mit vollständiger Marktöffnung. Auf dem Gipfel in Stockholm wurde dieses übergeordnete Ziel erneut unterstützt, indem die Kommission gebeten wurde, sie „solle die Lage in diesen Sektoren ... bewerten, damit weitere Schritte unternommen werden können“¹⁰. Mit dem vorliegenden Bericht wird dieser Bitte insofern entsprochen, als in ihm ein umfassender Vergleich (Benchmarking) der in den Mitgliedstaaten im Strom- und Gassektor vorhandenen Regelungen vorgenommen wird.

Diesem Bericht liegt eine umfassende Anhörung aller betroffenen Interessengruppen im Einklang mit dem Weißbuch der Kommission über europäisches Regieren (KOM(2001) 428 endg.) zugrunde. Innerhalb der Europäischen Union wurden die Mitgliedstaaten, einzelstaatlichen Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Erdgas- und Elektrizitätsunternehmen, Verbraucher, Händler und andere Marktteilnehmer anhand eines Fragebogens konsultiert. Im Rahmen dieser Umfrage gingen bei der Kommission 70 konkrete Antworten ein, auf die sich dieser Bericht stark stützt. Neben diesen Antworten wurden eine Reihe von Studien berücksichtigt, die die GD TREN sowohl mit eigenen Mitarbeitern als auch unter Heranziehung externer Berater durchgeführt hat. Eine Liste dieser Studien scheint in Anhang 1 auf. Darüber hinaus hat die Kommission veröffentlichte Forschungsergebnisse und Branchendaten verwendet.

2. BEREITS GETROFFENE MASSNAHMEN ZUR ÖFFNUNG DER MÄRKTE

2.1 Rechtliche Umsetzung der derzeitigen Richtlinien

Die Elektrizitätsrichtlinie musste bis Februar 1999¹¹ und die Erdgasrichtlinie bis August 2000 in nationales Recht umgesetzt werden. Obwohl in der Richtlinie ein Zeitraum von zwei Jahren zwischen der Annahme und der Umsetzung vorgesehen ist, haben nicht alle Mitgliedstaaten diese Frist eingehalten.

Im Elektrizitätssektor gab es Verzögerungen im Falle Frankreichs, wo das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie im Februar 2000, ein Jahr nach Ablauf der Frist, erlassen wurde, sowie im Falle Belgiens und Irlands, wo die Benennung der Übertragungsnetzbetreiber verspätet erfolgte. Im Erdgassektor haben Portugal und Luxemburg die Richtlinie erst Anfang 2001 umgesetzt, obwohl die Umsetzung bis August 2000 hätte vorgenommen werden müssen. Außerdem hat die Kommission ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Frankreich wegen der Nichtumsetzung der Richtlinie und ein weiteres gegen Deutschland wegen der unvollständigen Umsetzung eingeleitet.

Sowohl die Erdgas- als auch die Elektrizitätsrichtlinie gewähren den Mitgliedstaaten große Wahlmöglichkeiten hinsichtlich des Marktöffnungsgrades und der Organisation der Wettbewerbsmärkte, wie die nachstehende Tabelle 1 zeigt. Aus dieser geht hervor, dass viele Mitgliedstaaten Rechtsvorschriften erlassen haben, durch die ihre Märkte schneller geöffnet wurden, als dies die Mindestanforderungen der Richtlinie vorsehen. Vier Mitgliedstaaten

¹⁰ Schlussfolgerungen des Vorsitzes Nr. 100/1/01.

¹¹ Sowohl für Belgien als auch für Irland wurde die Frist für die Umsetzung der Richtlinie um ein Jahr verlängert: Februar 2000 statt Februar 1999.

haben ihre Elektrizitätsmärkte bereits zu 100 % für den Wettbewerb geöffnet, der erklärte Marktöffnungsgrad liegt im Durchschnitt bei 69%. Weitere sieben Mitgliedstaaten planen, ihre Märkte bis 2008 vollständig für den Wettbewerb zu öffnen. Allerdings gibt es noch drei Mitgliedstaaten - Frankreich, Deutschland und Portugal -, in denen die Marktöffnung nicht über das erforderliche Mindestmaß hinausgeht und nicht geplant ist, die Anforderungen der Richtlinie zu übertreffen. Im Erdgassektor können 79 % der Nachfrage über den offenen Wettbewerb gedeckt werden, und haben zwei Länder ihre Gasmärkte vollständig geöffnet. Frankreich und Dänemark beabsichtigen jedoch nicht, über die Mindestanforderungen hinauszugehen. Überdies sind Griechenland, Portugal und Finnland als neu entstehende Märkte eingestuft, und gelten für sie Ausnahmeregelungen.

Tabelle 1 Maßnahmen der Mitgliedstaaten zur Umsetzung der Richtlinien¹²

Elektrizität						Erdgas				
	Marktöffnung	zugelassener Kunde ab	100% in/bis	Entflechtung Übertragung	Netz-zugang	Marktöffnung	zugelassener Kunde ab	in/bis	Entflechtung Übertragung	Netzzugang
Österreich	100%	-	2001	Rechtsform	gereg.	49%	25 mcm	2002	Buchführung	Vertragsbasis
Belgien	35%	20 GWh	2007	Rechtsform	gereg.	59%	5 mcm	2006	Buchführung	gereg.
Dänemark	90%	1 GWh	2003	Rechtsform	gereg.	30%	35 mcm	-	Rechtsform	gereg.
Finnland	100%	-	1997	Eigentumsverhältnisse	gereg.	Ausnahmeregelung ¹³				
Frankreich	30%	16 GWh	-	Management	gereg.	20% ¹⁴	25 mcm	-	Buchführung	gereg.
Deutschland	100%	-	1999	Management	Vertragsbasis	100%	-	2000	Buchführung	Vertragsbasis
Griechenland	30%	100 GWh	-	Management	gereg.	Ausnahmeregelung				
Irland	30%	4 GWh	2005	Rechtsform	gereg.	75%	2 mcm	2005	Management	gereg.
Italien ¹⁵	45%	20 GWh	-	Rechtsform	gereg.	96%	0,2 mcm	2003	Rechtsform	gereg.
Luxemburg	Ausnahmeregelung					51%	15 mcm	2007	Buchführung	gereg.
Niederlande	33%	20 GWh	2004	Rechtsform	gereg.	45%	10 mcm	2004	Buchführung	Vertragsbasis ¹⁶
Portugal	30%	9 GWh	-	Rechtsform	gereg.	Ausnahmeregelung				
Spanien	54%	1 GWh	2003	Rechtsform	gereg.	72%	3 mcm	2003	Rechtsform	gereg.
Schweden	100%	-	1998	Eigentumsverhältnisse	gereg.	47%	25 mcm	2006	Buchführung	gereg.
VK	100% ¹⁷	-	1998	Eigentumsverhältnisse	gereg.	100%	-	1998	Eigentumsverhältnisse	gereg.

Quelle: GD TREN (unterlegte Kästen = Vertragsverletzungsverfahren anhängig).

Was die strukturbezogenen Maßnahmen betrifft, hat sich im Elektrizitätssektor nur ein Mitgliedstaat, und haben sich im Erdgassektor nur drei Mitgliedstaaten für ein System des Netzzugangs auf Vertragsbasis (NTPA) entschieden. In vierzehn Mitgliedstaaten gibt es einen eigenen Regulierer, dessen Aufgabe die Aufsicht über das Zugangssystem ist. Viele Mitgliedstaaten sind hinsichtlich der Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber über das geforderte Mindestmaß hinausgegangen. Im vorliegenden Bericht soll u. a. untersucht werden, ob die unterschiedlichen ordnungspolitischen Strukturen den Grad der echten

¹² Ausnahmen: Luxemburg hinsichtlich der Elektrizitätsrichtlinie. Griechenland, Finnland und Portugal hinsichtlich der Erdgasrichtlinie.

¹³ Wenngleich in Finnland ein Monopol bei der Gaseinfuhr besteht, gibt es einen sekundären Markt.

¹⁴ Der Markt in Frankreich wurde trotz fehlenden Rechtsrahmens auf freiwilliger Basis für den Wettbewerb geöffnet.

¹⁵ In Italien können kleinere Kunden die Nachfrage bündeln, um die Zulassungsschwelle zu erreichen.

¹⁶ Für die Verteilungsnetze: geregelter Netzzugang; der Regulierer gibt Leitlinien für den Zugang zum Übertragungsnetz auf Vertragsbasis.

¹⁷ In Nordirland ist der Strommarkt nur zu 35 % für den Wettbewerb geöffnet. In Nordirland und Schottland betrifft die Entflechtung nur das Management.

Markttöffnung so beschränken, dass die erklärten Ziele der Mitgliedstaaten nicht erreicht werden.

2.2 Elektrizität: Zugang zu den Netzen

Der diskriminierungsfreie und kostenorientierte Zugang Dritter zu den vorhandenen Elektrizitäts- und Erdgasnetzen ist für das Funktionieren eines vom Wettbewerb geprägten Marktes von entscheidender Bedeutung. In der Praxis bedeutet dies, dass Netzeignern aus Monopoltätigkeiten keine überhöhten Gewinne entstehen sollten, und dass in den Fällen, in denen Übertragungsnetzbetreiber Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, für alle Netznutzer (auch für die mit dem Netzbetreiber verbundenen Netznutzer) die gleichen Geschäftsbedingungen gelten sollten. Diese Grundsätze sollten sowohl für die Übertragungs- und Vertriebsentgelte als auch für andere Leistungen, z. B. im Zusammenhang mit dem Bilanzausgleich, gelten. Die folgenden Kapitel enthalten eine Übersicht der Geschäftsbedingungen von Netzeignern für den Netzzugang.

2.2.1 Fernleitungs- und Verteilungsentgelte

Aus der im Auftrag der Kommission durchgeführten Analyse, die im Anhang 2 zusammengefasst ist, geht hervor, dass der Entgeltstruktur eine gemeinsame Struktur zugrunde liegt¹⁸. Bei der Übertragung wird in allen Fällen ein getrenntes Entgelt berechnet für die Einspeisung (auf der Grundlage der Erzeugung, „erzeugungsbezogenes Entgelt“) und für die Entnahme (auf der Grundlage der Verbrauchermerkmale, „lastbezogenes Entgelt“). Die erzeugungsbezogenen Entgelte machen in der Regel einen viel geringeren Anteil an den Gesamtentgelten aus, in manchen Mitgliedstaaten werden gar keine erhoben. Hinsichtlich ortsabhängiger Preissignale gibt es folgende Systeme:

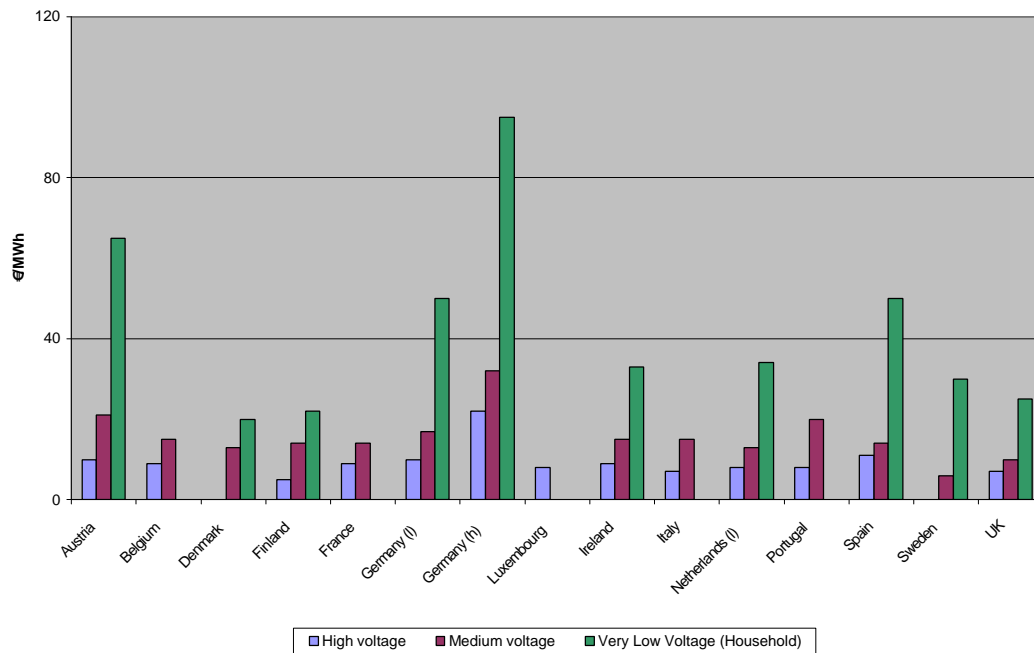
- In den meisten Mitgliedstaaten gibt es Briefmarkentarife, das heißt, die Übertragungsentgelte sind ortsunabhängig.
- In Griechenland, Irland, Italien, Schweden und im Vereinigten Königreich gibt es je nach Ort, in der Regel auf Zonenbasis, unterschiedliche Entgelte, um für die Erzeuger Leistungsanreize zu schaffen.

Bei der Verteilung gibt es im Allgemeinen Briefmarkentarife ohne eine gesonderte Berücksichtigung der erzeugungs- oder lastbezogenen Entgeltkomponenten oder der ortsabhängigen Preissignale, in Italien allerdings gibt es eine entfernungsabhängige Komponente. Sowohl im Bereich der Übertragung als auch der Verteilung beruhen die Entgelte in der Regel auf einer Kombination aus kapazitätsbezogenen Entgelten (€/KW/Jahr) und leistungsflussbezogenen Entgelten (€/MWh), wenngleich diese Parameter in den Mitgliedstaaten unterschiedlich gewichtet sind. Trotz der Unterschiede gibt es keine Anzeichen für Verfahrensweisen, die eindeutig diskriminierend sind, und in den Umfrageergebnissen wurde die Entgeltstruktur nicht als problematisch herausgestellt.

Die Übertragungs- und Verteilungsentgelte können addiert werden und ergeben ein Netzentgelt für Kunden, die auf verschiedenen Spannungsebenen ans Netz angeschlossen sind. Schätzungen der durchschnittlichen Höhe der Netzentgelte in den einzelnen Mitgliedstaaten sind in der nachstehenden Graphik 1 angegeben.

¹⁸ Bericht von Comillas im Auftrag der GD TREN (wird in Kürze veröffentlicht).

Graphik 1 Geschätzte Höhe der Netzentgelte: Elektrizität



Quelle: Commillas, Eurostat-Erhebung

Diese Kosten machen einen hohen Anteil der Endstromrechnung des Verbrauchers aus. Wenngleich Kosten nie identisch sein werden, lassen sich einige der festgestellten Unterschiede nur schwer rechtfertigen, und müssten die Regulierer dafür Sorge tragen, dass derartige Entgelte die tatsächlichen Kosten widerspiegeln. Sind die Netzentgelte zu hoch, besteht eindeutig das Risiko, dass Monopolgewinne erwirtschaftet werden und dass es bei vertikal integrierten Unternehmen zu Wettbewerbsverzerrungen in dem dem Wettbewerb unterliegenden Teil des Marktes kommt. In den Antworten auf die Kommissionsumfrage wurde mehrfach geäußert, die Höhe der Verteilungsentgelte sei besonders problematisch.

2.2.2 Bilanzausgleich

In Elektrizitätsnetzen muss die dem Netz entnommene Strommenge ständig durch die in das Netz eingespeiste Strommenge ausgeglichen werden. Dafür sorgt in der Regel der Übertragungsnetzbetreiber, indem er Netznutzern einen Ausgleichsdienst bietet. Dabei verlangt er ein Entgelt dafür, dass er Marktteilnehmern mit einem Stromdefizit einen Mehrbezug ermöglicht, und leistet er eine Vergütung für Überschusslieferungen, wenn ein Marktteilnehmer überschüssigen Strom ins Netz stellt. Diese Entgelte werden für eine bestimmte Bilanzierungsperiode berechnet, die je nach Mitgliedstaat 15 Minuten bis zu einer Stunde beträgt.

Diese Bedingungen sind für neue Marktteilnehmer besonders wichtig, da sie voraussichtlich Verpflichtungen hinsichtlich des Ankaufs von Erzeugungs- oder Einfuhrkapazitäten eingehen müssen, bevor sie Verträge mit den Endverbrauchern geschlossen haben, weshalb sie im Voraus nicht genau wissen werden, wie groß die Nachfrage sein wird und wie die Lastmerkmale ihrer künftigen Verbraucher aussehen werden. Ferner kann es bei den neuen Marktteilnehmern, z. B. im Falle von Schwankungen bei der Stromerzeugung von Windturbinen, zeitweise zu Stromerzeugungsausfällen kommen, die zusätzliche Kapazitäten erforderlich machen. Die Übertragungsnetzbetreiber verfolgen hinsichtlich der Festlegung von Ausgleichsentgelten im Wesentlichen drei Ansätze:

- In den meisten Mitgliedstaaten legen die Übertragungsnetzbetreiber die Ausgleichspreise fest, indem sie von den Erzeugern, gelegentlich auch von Großverbrauchern, Angebote für die Steigerung/Senkung der verfügbaren Strommenge einholen.
- In Spanien wird für die meisten Transaktionen auf dem Großhandelsmarkt ein halbobligatorischer Marktmechanismus verwendet, weshalb der Bilanzausgleich nicht ein solches Problem ist, wenngleich dieser „Pool“ durch einen bilateralen Vertrag umgangen werden kann und es durchaus Marktmechanismen für den Bilanzausgleich gibt.
- In Belgien, Deutschland (vier von sechs Betreibern), Frankreich (bis 2002), Portugal und Irland (bei Überschreitungsbezügen) setzen die Übertragungsnetzbetreiber die Entgelte im Voraus fest, wobei die Höhe je nach Tageszeit oder Ausgleichsbedarf variieren kann.

Alle diese Modelle sind mit möglichen Nachteilen verbunden. In vielen Fällen wird beispielsweise der Ausgleichsmarkt von ein oder zwei Erzeugungsunternehmen beherrscht, die häufig mit dem Übertragungsnetzbetreiber verbunden sind. In diesem Fall können die Preise für den Bilanzausgleich asymmetrisch sein und sich vor allem in einzelnen Bilanzierungsperioden durch sehr hohe Preise für Überschreitungsbezüge und niedrige Vergütungen für Überschusslieferungen auszeichnen. Im Vereinigten Königreich war bei der Einführung des NETA-Ausgleichsmarktes anfänglich eine Spanne von 110€/MWh (£70) zwischen den durchschnittlichen Preisen für Überschreitungsbezüge und Überschusslieferungen zu verzeichnen. Allerdings hat sich diese Spanne in den vergangenen Monaten einem Wert von 30€/MWh (£20) angenähert.

Eine Regelung, bei der der Übertragungsnetzbetreiber die Ausgleichspreise ohne jegliche Aufsicht selbst festsetzen könnte, würde mit dem Argument kritisiert werden, sie würde die tatsächlichen Kosten unzureichend widerspiegeln. So betrug in Frankreich der höchste Preis für Überschreitungsbezüge annähernd 150€/MWh bzw. annähernd das Siebenfache des Großhandelspreises. In Deutschland prüft das Kartellamt derzeit die Ausgleichsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber, die keinen Ausgleichsmarkt betreiben.

Besteht das Risiko, hohen Ausgleichsentgelten ausgesetzt zu sein, ist für neue Marktteilnehmer die Fähigkeit entscheidend, eine ausgeglichene Situation durch den Handel mit anderen Marktteilnehmer vor „Torschluss“ zu erreichen. Ein Problem in diesem Zusammenhang besteht darin, dass die Bilanzierungsperiode in Mitgliedstaaten wie Deutschland, den Niederlanden und Belgien 15 Minuten beträgt, während Strombörsen auf einer stündlichen Basis arbeiten. In einer solchen Situation müssen neue Marktteilnehmer voraussichtlich bilaterale Verhandlungen mit den etablierten Unternehmen führen, und es gibt Beispiele dafür, dass die marktbeherrschenden Erzeugungsunternehmen sehr hohe Preise für Ausgleichsleistungen oder für zusätzliche Stromlieferungen verlangen.

Das grundlegende Problem besteht darin, dass in vielen Mitgliedstaaten ein hoher Grad der Konzentration im Stromerzeugungsmarkt gegeben ist. Diesbezüglich gibt es einen Tradeoff zwischen der Entscheidung zugunsten einer kurzen Bilanzierungsperiode, die die Kosten widerzuspiegeln scheint, und dem Erfordernis, Marktmechanismen einzuführen, die den Wettbewerb fördern. Besonderes Augenmerk muss allerdings Ländern wie Frankreich, Irland, Griechenland, Belgien, und Portugal gelten, in denen die bisherigen etablierten Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung haben, und in denen eine strengere Regulierung des Ausgleichsmarktes durchaus angebracht sein können. In nahezu allen anderen Mitgliedstaaten ist allerdings auch ein erheblicher Konzentrationsgrad zu verzeichnen.

2.3 Erdgas: Zugang zu den Netzen

Wie im Elektrizitätssektor setzt eine faire Netzzugangsregelung eine Entgeltstruktur voraus, die die tatsächlichen Kosten widerspiegelt, dennoch einfach ist und einen diskriminierungsfreien Zugang zu Ausgleichs- und Speicherdiensten ermöglicht. Im Erdgassektor spielt die derzeit begrenzte Entflechtung eine wesentliche Rolle. Zurzeit lässt sich nur äußerst schwer überprüfen, ob das etablierte Versorgungsunternehmen dem Netzbetreiber - einem mit ihm verbundenen Unternehmen - überhaupt Entgelte zahlt und, falls ja, in welcher Höhe. Daher lässt sich schwer feststellen, ob die Entgelte, die für Dritte gelten, diskriminierend sind oder nicht. Diese Situation ist im Falle des Netzzugangs auf Vertragsbasis besonders unbefriedigend.

2.3.1 Fernleitungs- und Verteilungsentgelte

Eine detaillierte Übersicht der nationalen Gasnetzentgelte enthält Anhang 3. Aus den Studien geht eindeutig hervor, dass es bestimmte Praktiken gibt, die einem wirksamen Wettbewerb eher abträglich sind, in der Praxis zu Diskriminierung führen und den Wettbewerb ausschalten können. Ein Bereich, in dem es erhebliche Unterschiede gibt, betrifft den Aspekt der Ortsabhängigkeit bei der Entgeltstruktur:

- In Luxemburg, Dänemark, Schweden und Irland gilt landesweit ein einheitlicher Briefmarkentarif, ebenso gibt es in Spanien einen Briefmarkentarif für die größten Verbraucher.
- Im Vereinigten Königreich und in Italien haben die Fernleitungsnetzbetreiber bereits ein Entgeltsystem eingeführt (bzw. vorgesehen), das auf variablen Entgelten für verschiedene Ein- und Ausspeisepunkte beruht, wobei diesen in der Regel Zonen zugrunde gelegt werden.
- In Österreich, Belgien, Deutschland, Frankreich und den Niederlanden haben die Fernleitungsnetzbetreiber Entgeltstrukturen, die in signifikantem Ausmaß entfernungsabhängige Komponenten enthalten.

Entfernungsabhängige Entgelte spiegeln die tatsächlichen Kosten in der Regel nicht wider. Normalerweise kommt in ihnen nicht zum Ausdruck, dass Transporte entgegen der vorherrschenden Gasflussrichtung zu Einsparungen führen. Sie können auch diskriminierend sein, da die mit den Übertragungsnetzbetreibern verbundenen Lieferanten selten Entgelte auf dieser Basis zahlen dürften.

Ferner gibt es in Deutschland und in Österreich mehr als einen Netzbetreiber, und muss bei bestimmten Transaktionen der Netzzugang mit mehr als einem Unternehmen verhandelt werden. Die Entgeltstrukturen der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber sind unter Umständen nicht miteinander kompatibel, und die kumulierten Entgelte, die sich daraus ergeben, können die Problematik entfernungsabhängiger Entgelte verschärfen. Vorzuziehen wären in diesen Fällen eine national vereinbarte Entgeltstruktur, die die tatsächlichen Kosten widerspiegelt, und eine gerechte Aufteilung der Einnahmen auf die verschiedenen Netzeigner, wie dies bereits im Elektrizitätssektor praktiziert wird.

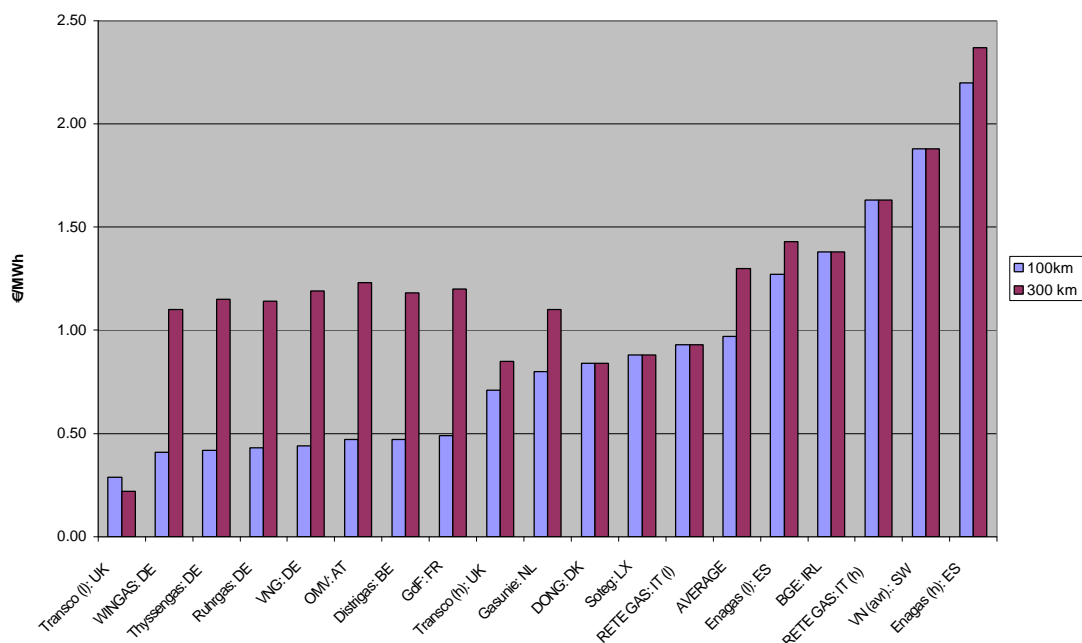
Ein letztes Problem bei Unternehmen, die entfernungsabhängige Entgelte verwenden, besteht darin, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Netznutzer dazu verpflichten, die Kapazitäten zwischen zwei festgelegten Punkten mindestens ein Jahr lang abzunehmen. Für Lieferanten, deren Gasabsatzmenge und Kundenzahl im Jahresverlauf variiert oder die Kunden haben, deren Nachfrage im Zeitverlauf signifikant schwankt (was bei der überwiegenden Mehrheit

der Fall ist), ist dies zu inflexibel. Ein Lieferant beispielsweise, der Erdgas an einer einzigen Stelle einspeist, jedoch zwei verschiedene Kunden beliefert (jeden davon während eines Zeitraums von sechs Monaten), zahlt das normale Fernleitungsentgelt doppelt.

In den Umfrageergebnissen wurde die Struktur der Fernleitungsentgelte nachdrücklich als entscheidendes Wettbewerbshindernis bezeichnet. Gibt es z. B. in einem Mitgliedstaat Entgeltstrukturen mit entfernungsabhängigen Komponenten und sind an bestimmten Einspeisepunkten keine Kapazitäten verfügbar, wird dadurch der Wettbewerb tendenziell auf ein kleines geographisches Gebiet beschränkt. Das etablierte Unternehmen kann dann dieser begrenzten Herausforderung begegnen, indem es für seine großen Kunden in diesem Gebiet niedrigere Preise verhandelt.

Angesichts dieser Problematik würde die Durchführung einer Vergleichsstudie zur Höhe der Netzentgelte, wie sie für den Elektrizitätssektor vorgenommen wurde, in die falsche Richtung führen. Höchste Priorität hat die stärkere Harmonisierung der Entgeltmethoden anhand von Grundsätzen, die einen echten Wettbewerb zur Folge haben. Allerdings hat die Kommission bereits ansatzweise die üblichen Fernleitungsentgelte untersucht, die in der nachstehenden Graphik angegeben sind.

Graphik 2 Geschätzte Fernleitungsentgelte: Erdgas¹⁹



Quelle: GD TREN, Referat C2.

Zu den Entgelten für die Mitteldruckfernleitung und für die örtliche Verteilung liegen Daten nur in begrenztem Umfang vor, was vor allem darauf zurückzuführen ist, dass viele Mitgliedstaaten ihre Märkte bisher nur für sehr große Nutzer geöffnet haben. In Anbetracht der großen Probleme im Zusammenhang mit der Struktur der Fernleitungsentgelte gibt es Anzeichen dafür, dass in einigen Ländern die Aussichten auf einen heimischen Wettbewerb bereits erheblich geschmälert sind.

¹⁹ Die Angaben gelten für einen „typischen“ zugelassenen Kunden mit einem Verbrauch von 25 Mio. m³ pro Jahr mit einem Lastfaktor von 0,7 (d. h. einer täglichen Spitzenentnahme von 97,847 m³ und einer stündlichen Spitzenentnahme von 4,077 m³).

2.3.2 Bilanzausgleich und Speicherung

Im Gegensatz zum Strom kann Erdgas in Untertagespeichern oder in der Fernleitungspipeline durch die Netzpufferung („linepack“) gespeichert werden. Dies vereinfacht das kurzfristige Management des Netzes und bedeutet, dass die Bilanzierungsperioden länger als im Stromsektor sein können. Die Regelungen für den Bilanzausgleich und die Speicherung stellen ein Gesamtpaket dar, das auf faire Weise funktionieren muss, um diskriminierungsfreie Bedingungen zu gewährleisten. Wird z. B. von Dritten eine stündliche Bilanzierung gefordert und diese Anforderung mit einem eingeschränkten Zugang zu Flexibilitätsmechanismen und Speicherinstrumenten gekoppelt, dürfte dies für neue Marktteilnehmer ein Markteintrittshemmnis bedeuten. In diesem Bereich unterscheiden sich die Praktiken stark, wobei der Hauptunterschied besteht zwischen

- dem Vereinigten Königreich, wo der Ausgleichsmarkt dem Ausgleichsmarkt des Stromsektors ähnelt,
- den Mitgliedstaaten (Frankreich, Dänemark, Irland, Luxemburg, Deutschland), in denen für Ausgleichsenergie ein Mehrfaches des Großhandelspreises in Rechnung gestellt wird; der Faktor reicht je nach Land, den jeweiligen Gegebenheiten und dem Regulierungsgrad von 1,5 bis 9,0,
- und anderen Mitgliedstaaten, in denen die Netznutzer Flexibilitätsleistungen sowohl für die Kapazitäten als auch für den Gasfluss faktisch im Voraus kaufen müssen. In einigen Fällen werden Abweichungen über einen bestimmten Wert hinaus als Vertragsbruch angesehen.
- schließlich wurde infolge der Lösung des Marathon-Thyssengas Falles ein neues, online basiertes System für Ausgleichsenergie vereinbart, das geeignet ist, Ungleichgewichte generell zu vermeiden.

Auch bei den Speicheranlagen ist die Lage sehr unterschiedlich:

- In Irland, Schweden und Luxemburg gibt es keine Speicher.
- In Österreich haben Dritte formal keinen Speicherzugang.
- In Deutschland, Frankreich, den Niederlanden und Belgien sind Speicherkapazitäten in Form eines standardmäßigen Flexibilitätsdienstes in Verbindung mit einem Transportvertrag verfügbar, nicht jedoch auf unabhängiger Basis.
- In Dänemark, im Vereinigten Königreich und in Spanien gibt es einen Zugang zu Erdgasspeichern auf der Grundlage von Auktionen, des Netzzugangs auf Vertragsbasis oder des geregelten Netzzugangs. Auch in Deutschland ist in bestimmten Fällen der Zugang zu Speichern möglich.

Da in Kontinentaleuropa liquide Großhandelsmärkte generell fehlen, besteht für neue Marktteilnehmer das deutliche Risiko, hohe Ausgleichsentgelte leisten zu müssen, vor allem in Mitgliedstaaten mit stündlicher Bilanzierung, wie Belgien, Dänemark, Deutschland und den Niederlanden. Dies wurde in den Umfrageergebnissen als erhebliches Problem herausgestellt. In Systemen mit einer stündlichen Bilanzierung sind liquide Großhandelsmärkte für Gas sowie der diskriminierungsfreie Zugang zu Speichern und zur Netzpufferung unerlässlich.

2.4 Regulierung und Streitbeilegung

In einer Marktwirtschaft unterliegt nahezu jede Branche bis zu einem bestimmten Grad der Regulierung. Dennoch wird allgemein davon ausgegangen, dass die Strom- und Gasmärkte stärker als andere Wirtschaftszweige reguliert werden müssen, um das ordnungsgemäße Funktionieren der Wettbewerbsmärkte zu gewährleisten, die Kunden zu schützen und andere politische Ziele zu erreichen.

In den meisten Mitgliedstaaten sehen die Rechtsvorschriften den geregelten Netzzugang mit veröffentlichten Tarifen vor. Dadurch können die Grundregelungen der Durchführungsrechtsvorschriften im Laufe der Zeit ergänzt werden durch Entscheidungen, die die Regulierer zu Fragen der Netzzugangsentgelte und -bedingungen treffen. Wenngleich sich die meisten Mitgliedstaaten für das System des geregelten Netzzugangs entschieden haben, gibt es erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Befugnisse, der Unabhängigkeit und der Ressourcen der Regulierer, wie in Anhang 4 und nachstehend ausführlicher erläutert wird. In Luxemburg, Irland (Gas), Spanien, Frankreich²⁰ und Griechenland beispielsweise liegt die endgültige Entscheidung über die Entgelte und/oder Streitfälle beim zuständigen Ministerium. Derartige Modelle können die Regulierung weniger wirksam machen, vor allem, wenn die jeweiligen Ministerien finanzielle oder sonstige Interessen an den bisherigen Strom- und Gaslieferanten haben.

Hinsichtlich der Verfahren gibt es eine Reihe von Modellen:

- In den meisten Mitgliedstaaten hat die Regulierungsinstanz die Aufsicht über den gesamten Entscheidungsprozess bezüglich der Festlegung der Tarife und Bedingungen für den Netzzugang. Dies bedeutet in der Regel eine allgemeine, „**ex-ante**“ Kontrolle des Umsatzes oder der Gewinne der Übertragungs-/Fernleitungs- und Verteilungsunternehmen (nach der Methode der „offenen Bücher“) und die Genehmigung einer Tarifierungsmethodik.
- Der zweite Ansatz ist der eines „**ex-post**“-Systems der Regulierung, nach dem die Netzbetreiber dem Regulierer die Entgelte melden, der dann die Möglichkeit hat, einzugreifen. Dieses System gilt in Mitgliedstaaten wie Dänemark, Finnland und Schweden, die die Entflechtung der Eigentumsverhältnisse betrieben haben (und in denen eine Diskriminierung zugunsten verbundener Lieferanten daher kein Thema ist).
- Ein dritter Ansatz, der im Allgemeinen in Deutschland und in Österreich im Erdgassektor verwendet wird, beruht auf dem Netzzugang auf Vertragsbasis. Dies macht eine Instanz für die Streitbeilegung und implizit ein Verfahren sowie Methoden für den Umgang mit strittigen Fällen eher erforderlich. In Ländern, in denen es, wie in Deutschland, keinen Regulierer gibt, existieren zwar freiwillige Schlichtungsgremien, formelle Streitfälle müssen aber im Wege des allgemeinen Wettbewerbsrechts beigelegt werden.
- Schließlich gibt es in den Niederlanden im Erdgassektor ein Mischsystem, das grundsätzlich auf dem Netzzugang auf Vertragsbasis beruht, wobei der Regulierer Leitlinien für die Entgeltfestsetzung erstellt.

Vom Standpunkt neuer Marktteilnehmer aus betrachtet, ist es wichtig, dass es eine wirksame Regulierung gibt, unabhängig davon, welche Stelle dafür sorgt. Das wichtigste Merkmale

²⁰ In Frankreich entscheidet das Ministerium darüber auf der Grundlage eines Vorschlags des Regulierers. Das Ministerium kann den Vorschlag allerdings nicht ändern, sondern nur insgesamt ablehnen.

eines wirksamen ordnungspolitischen Rahmens ist eine schnelle Streitbeilegung, die nicht mit übermäßigen Kosten (z. B. Rechtskosten) verbunden ist. In diesem Zusammenhang wird deutlich, dass es einen **grundlegenden Unterschied hinsichtlich des erforderlichen Regulierungsgrades gibt, der von der Entflechtung der Netzeigentumsverhältnisse abhängt**. Ohne eine derartige Entflechtung scheint eine intensivere Regulierung geboten zu sein.

In den Mitgliedstaaten mit dem ex-ante-System des geregelten Netzzugangs sind Streitigkeiten über die Höhe der Zugangsentgelte und andere Bedingungen relativ selten, da man diesen durch die Festlegung oder die Genehmigung der Entgelte seitens einer Regulierungsstelle und vor allem durch die Veröffentlichung fester Tarife zuvorkommt. Die meisten Beschwerden betreffen den Anschluss, d. h. eine einmalige Angelegenheit. Dementsprechend sind weniger Beschwerden zu verzeichnen, wenn die Netze hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse vollkommen unabhängig sind. Dann spielt Diskriminierung eine geringere Rolle und besteht das einzige Problem darin, dass die Netzanteilseigner möglicherweise übermäßig hohe Gewinne machen.

In Deutschland, wo es weder eine ex-ante Regulierung noch eine Entflechtung der Eigentumsverhältnisse gibt, sind viele Beschwerden²¹ bei den Wettbewerbsbehörden eingegangen, die die Höhe der Netzzugangsentgelte, vor allem für den Zugang zum Verteilungsnetz, und die Zugangsbedingungen generell zum Gegenstand hatten. Angesichts der Tatsache, dass es in Deutschland mehr als 900 Elektrizitätsverteilungs- und 700 Gasverteilungsunternehmen gibt, überrascht dieses Ausmaß an Streitigkeiten im Kontext des Netzzugangs auf Vertragsbasis nicht, wenn Unternehmen versuchen, eine landesweite Präsenz aufzubauen. Im Rahmen der Umfrage hieß es auch in vielen Antworten, die nach dem Wettbewerbsrecht erforderliche Beweislast, in jedem Einzelfall eine marktbeherrschende Stellung und den Missbrauch dieser marktbeherrschenden Stellung nachzuweisen, führe zu langwierigen und kostspieligen Verfahren. Der Beklagte hat beispielsweise die Möglichkeit, vor dem Zivilgericht gegen Entscheidungen in Berufung zu gehen, was die Aussetzung der ursprünglichen Entscheidung der Wettbewerbsbehörde zur Folge haben kann. Die deutsche Regierung erwägt, dieses Verfahren zu ändern.

Hinsichtlich der Dauer der Streitbeilegungsverfahren lässt die Datenlage keine allgemeinen Schlüsse zu, da die Dauer erheblich schwankt. In zwei Mitgliedstaaten ist allerdings die für die Streitbeilegung vorgesehene Höchstdauer rechtlich festgelegt (Spanien: zwei Monate, Frankreich: drei bis sechs Monate), und hat OFGEM (Vereinigtes Königreich) Zielvorgaben²² für die Beilegung von Streitigkeiten über die Netzzugangsentgelte festgelegt. Bei Systemen des Netzzugangs auf Vertragsbasis lassen sich bestimmte Streitigkeiten schnell beilegen, bei anderen wiederum hat die Lösung mehr als ein Jahr gedauert.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die finanziellen und personellen Mittel der Regulierungsstellen stark voneinander abweichen, wenngleich klar ist, dass ein gewisses Maß an Unterschieden entsprechend den Gegebenheiten des jeweiligen nationalen Marktes und den Zuständigkeiten der Regulierungsstelle unvermeidlich sein wird. Mehrere Regulierungsstellen wurden erst vor kurzem eingerichtet und haben ihre personelle Soll-Stärke noch nicht erreicht.

²¹ In Deutschland beispielsweise gingen rund 150 Beschwerden beim Bundeskartellamt ein, zu denen die bei den regionalen Kartellbehörden eingereichten Beschwerden hinzuzurechnen sind.

²² für Beschwerden bezüglich der Übertragung: 28 Tage, für Beschwerden hinsichtlich der Verteilung: 16 Wochen (Ofgem-Geschäftsplan)

2.5 Rahmenbedingungen für grenzüberschreitende Transaktionen

Für das Entstehen eines echten Energiebinnenmarktes ist entscheidend, dass die für grenzüberschreitende Transaktionen geltenden Regelungen diskriminierungsfrei sind und die tatsächlichen Kosten widerspiegeln. Fragen im Zusammenhang mit dem grenzüberschreitenden Handel stellen sich sowohl im Elektrizitäts- als auch im Erdgasmarkt, wobei die wichtigsten Fragen die Interaktion zwischen den Übertragungs-/Fernleitungsentgeltsystemen der verschiedenen Mitgliedstaaten („grenzüberschreitende Entgeltbildung“) und die Zuweisung von Kapazitäten auf den Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten („Engpassmanagement“) betreffen. Diese Fragen, vor allem die zuletzt genannte, werden in der in Kürze vorliegenden Mitteilung der Kommission über die europäische Energieinfrastruktur ausführlicher behandelt werden.

2.5.1 Elektrizität

Der Bau von Verbindungsleitungen zwischen vormals isolierten Netzen in Europa wurde am Anfang durch die Anforderungen an die Sicherheit der Elektrizitätsnetze vorangetrieben. Später wurden Verbindungsleitungen gebaut, um den Energieträgermix zu nutzen, z. B. um Wasserkraft effizient zu nutzen. Schließlich erfolgte der Bau von Verbindungsleitungen, um langfristige Grundlastimporte aus Ländern mit großer Stromerzeugung aus Kernkraft zu ermöglichen.

Derzeit stimmen sich die verschiedenen Übertragungsnetzbetreiber und Regulierer kaum ab, um Entgelte für grenzüberschreitende Transaktionen zu gewährleisten, die die tatsächlichen Kosten wiedergeben. In den meisten Fällen werden in den einzelnen Mitgliedstaaten nach wie vor kumulierte Übertragungsentgelte entsprechend dem einzelstaatlichen Vertragsweg erhoben. Diese Entgeltkumulierung spiegelt die tatsächlichen Kosten nicht wider, da sie den tatsächlichen physikalischen Leistungsfluss nicht wiedergibt und nicht zum Ausdruck bringt, dass bestimmte Leistungsflüsse Engpässe mildern und die Kosten reduzieren können. Bestimmte Mitgliedstaaten schreiben besondere Einfuhr- oder Ausfuhrrentgelte vor (s. Anhang 5). Eine Vereinbarung über eine zeitlich befristete Entgeltstruktur für die grenzüberschreitende Übertragung wird möglicherweise ab Januar 2002 vorliegen, die die meisten dieser Entgelte abschaffen wird. Längerfristig sieht der Verordnungsentwurf der Kommission über den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel ein dauerhaftes Rahmenwerk zur Regelung dieser Fragen vor.

Abgesehen davon, dass die Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung inkonsistent sind, verfolgen die einzelnen Mitgliedstaaten unterschiedliche Ansätze bei der Zuweisung von Kapazitäten auf den Verbindungsleitungen. Einige dieser Ansätze, etwa langfristige Kapazitätenreservierungen und das Reihenfolgeprinzip, können eindeutig diskriminierend wirken und müssen sorgfältig beobachtet, voraussichtlich sogar überarbeitet werden. Allerdings scheinen sich zwei marktbasierende Modelle herauszubilden. Im ersten Modell (Nordpool) ist der Markt für den Kapazitätshandel direkt mit dem Strom-Spotmarkt gekoppelt. Der zweite marktbasierende Ansatz wird durch explizite Auktionen konkretisiert. Erneut sei darauf hingewiesen, dass die Harmonisierung der Verfahren für die Zuweisung von Kapazitäten eine Voraussetzung für die Verwirklichung eines echten Elektrizitätsbinnenmarktes ist.

2.5.2 Erdgas

Im Erdgassektor lässt sich die Frage grenzüberschreitender Entgelte zuweilen leichter lösen, da es über kurze Distanzen eine gewisse Korrelation zwischen dem Vertragsweg und dem tatsächlichen Lastfluss gibt, was jedoch auf einer größeren europäischen Ebene nicht mehr

zutritt. Angesichts der zahlreichen Gaseinspeisepunkte ist die Wahrscheinlichkeit, dass bei einer Lieferung von Norwegen nach Spanien der Lastfluss tatsächlich von Norwegen nach Spanien erfolgt, gering. Bislang gibt es keine Vereinbarung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern, die diesem Sachverhalt bei der Festsetzung der Entgelte für den Langstreckentransport Rechnung trägt. Entscheidend ist die Frage, ob für solche Transaktionen Kapazitäten entlang des Vertragsweges reserviert werden müssen, oder ob die Liefersicherheit durch andere, kostengünstigere Lösungen, etwa durch die Inanspruchnahme gespeicherter Kapazitäten, hergestellt werden kann.

Darüber hinaus gibt es derzeit eine Reihe weiterer Hemmnisse, von denen einige auch in Anhang 5 beschrieben sind. Diese betreffen in der Regel die mangelnde Transparenz bezüglich der verfügbaren Kapazität, unterschiedliche Bilanzierungsstandards und die Möglichkeit der Entgeltkumulierung, vor allem, wenn mit mehreren Fernleitungs- und örtlichen Verteilungsunternehmen verhandelt werden muss. Häufig sind alle oder ein Teil der Pipelinekapazitäten über langfristige Verträge an die etablierten Unternehmen gebunden, unabhängig davon, ob die Kapazitäten tatsächlich in Anspruch genommen werden, und gibt es seitens der meisten Fernleitungsnetzbetreiber keine Vereinbarung, nach der dem Markt Informationen über die Höhe der frei verfügbaren Kapazitäten bereitgestellt würden. „Use-it-or-lose-it“ Vereinbarungen wurden mit Thyssengas infolge des Marathon Falles getroffen.

Der Verband der Gasfernleitungsnetzbetreiber hat der freiwilligen Veröffentlichung detaillierter Informationen über die verfügbare Fernleitungskapazität noch nicht zugestimmt. Er hat allerdings ein „Ampelsystem“ für die auf dem europäischen Hauptgasnetz voraussichtlich freien Kapazitäten veröffentlicht. Diese Informationen werden jedoch nicht in Echt-Zeit übermittelt. Ferner gelten (entgegen dem für den Stromsektor vereinbarten Grundprinzip) nach den Definitionen der GTE vertraglich reservierte, jedoch nicht in Anspruch genommene Kapazitäten nicht als verfügbar. Aus der GTE-Übersicht geht hervor, dass von 48 Grenzübergangspunkten 45 % „rot“ gekennzeichnet sind, was bedeutet, dass dort nur geringe oder keine Kapazitäten verfügbar sind. 80 % der Punkte sind „rot“ oder „gelb“ gekennzeichnet, und nur bei 20 % der Punkte ist die Kennzeichnung „grün“ und gibt somit verfügbare Kapazitäten an.

Schließlich ergeben sich Beschränkungen des grenzüberschreitenden Handels, wo Gaseinfuhrverträge einschränkende "Abreden über den Bestimmungsort" beinhalten, die den Weiterverkauf von Gas aus dem importierenden Land in anderen Mitgliedstaaten verbieten. In der Verordnung über vertikale Beschränkungen werden solche Klauseln als Verletzungen des Europäischen Wettbewerbsrechtes angesehen und es erscheint nicht wahrscheinlich, dass solche Klauseln ausnahmefähig sind.

2.6 Netzzugang - Schlussfolgerungen

Die Netzzugangsbedingungen der Fernleitungs-/Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilungsnetzbetreiber weisen erhebliche, schwer zu begründende Unterschiede auf, auch hinsichtlich Höhe und Struktur der Entgelte und der Bereitstellung anderer Dienstleistungen wie Bilanzausgleich und Speicherung. Von besonderem Belang für den Stromsektor sind Entgelte für die Verteilung und Bilanzausgleichsregelungen. Im Erdgassektor stellen inflexible entfernungsabhängige Entgelte ein deutliches Hemmnis dar.

Dort, wo die Entflechtung der Eigentumsverhältnisse vollständig erfolgt ist, hat man es in der Regel mit einer relativ wenig restriktiven Regulierung zu tun. Ansonsten dürfte ein eher proaktiver Ansatz auf der Grundlage eines Systems fester und veröffentlichter Entgelte für alle Nutzer, das vor seinem Inkrafttreten direkt oder indirekt genehmigt wird, die beste

Lösung sein, um für Diskriminierungsfreiheit zu sorgen und ein Übermaß an Beschwerden zu vermeiden. Die jeweils gewählte ordnungspolitische Struktur dürfte sich auf die Fähigkeit der Mitgliedstaaten, Beschwerden im Zusammenhang mit dem Netzzugang schnell und wirksam zu bearbeiten, ohne dass dem Beschwerdeführer daraus übermäßige Kosten entstehen, auswirken.

Schließlich ist, wie bereits im Verordnungsentwurf²³ der Kommission festgestellt wurde, eine gemeinsame Regelung für Transaktionen erforderlich, bei denen die Grenzen eines oder mehrerer Mitgliedstaaten überschritten werden. Hierfür müssen die unterschiedlichen Ansätze bezüglich der Entgelte und der Kapazitätszuweisung bis zu einem gewissen Grad harmonisiert werden.

3. INDIKATOREN FÜR DIE ENTWICKLUNG DES BINNENMARKTES

Allgemein wird davon ausgegangen, dass die Marktöffnung bis zu einem gewissen Grad zu einer Abschwächung der Marktanteile der etablierten Marktteilnehmer und zu einer Zunahme des grenzüberschreitenden Handels führen wird, da die Unternehmen versuchen, Marktanteile in anderen Ländern zu gewinnen. Außerdem ist zu erwarten, dass die Anzahl der Kunden steigt, die regelmäßig zur Deckung ihres gesamten Energiebedarfs oder eines Teils davon den Versorger wechseln. Die unterschiedlichen Wege, die die Mitgliedstaaten in Bezug auf den Grad der gesetzlich vorgeschriebenen Marktöffnung und die Modalitäten des Netzzugangs Dritter beschreiten, werden sich vermutlich in der Intensität des Wettbewerbs und in den Preisentwicklungen niederschlagen.

3.1 Marktstruktur

3.1.1 Elektrizität

Für den Elektrizitätsmarkt hat die Kommission eine jährliche Erhebung einschlägiger Daten aus den Mitgliedstaaten über Eurostat²⁴ eingeführt. Darüber hinaus hat sie sich von externen Sachverständigen beraten lassen, wie mit fortschreitender Marktentwicklung die Bandbreite der verfügbaren Indikatoren zu verbessern ist²⁵. Die Ergebnisse der verschiedenen Bemühungen zur Beobachtung der Marktentwicklung sind in den beiden folgenden Tabellen zur Marktstruktur und zur Versorgerwechselrate zusammengefasst.

²³ 2001/0078 (COD).

²⁴ Internes Eurostat-Dokument über Wettbewerbsindikatoren im Elektrizitätsmarkt (Mai 2001).

²⁵ Bericht von Oxera et al. für die GD TREN (Oktober 2001)

Tabelle 2 Indikatoren der Marktentwicklung: Konzentration und Marktzutritt

	Anteil der drei größten Erzeuger in %	Anteil der drei größten Versorger im Einzelhandel in %	vorherrschendes Profil der neu auftretenden Versorger im Einzelhandel
Österreich	68	42	grenzüberschreitender Handel, interner Wettbewerb
Belgien	97 (2 Unternehmen)	100 (1)	grenzüberschreitender Handel
Dänemark	75 (2)	32	grenzüberschreitender Handel, interner Wettbewerb
Finnland	75	-	grenzüberschreitender Handel, interner Wettbewerb
Frankreich	98 (1)	96 (1)	Kapazitätsauktionen, grenzüberschreitender Handel
Deutschland	63	62 (2) ²⁶	interner Wettbewerb
Griechenland	100 (1)	100 (1)	entfällt
Irland	97 (1)	97 (1)	Kapazitätsauktionen, grenzüberschreitender Handel
Italien	79 (2)	93 (1)	grenzüberschreitender Handel
Niederlande	64	80	grenzüberschreitender Handel
Portugal	85	90 (1)	grenzüberschreitender Handel
Spanien	79	94	interner Wettbewerb
Schweden	77	52	grenzüberschreitender Handel, interner Wettbewerb
VK	44	37	grenzüberschreitender Handel, interner Wettbewerb

Quelle: Oxera, Eurostat, Umfrageergebnisse

Die vorstehende Tabelle zeigt, dass im Bereich der Erzeugung in vielen Mitgliedstaaten eine erhebliche Konzentration besteht. Wie bereits erwähnt, dürfte die Existenz von Erzeugern mit beherrschender Marktstellung ohne eine strenge Kontrolle der Großhandels- und Ausgleichsmärkte dem Zutritt neuer Marktteilnehmer kaum förderlich sein. Daher haben viele Mitgliedstaaten zur Förderung eines echten Wettbewerbs bereits beschlossen, dass die marktbeherrschenden Versorger Stromerzeugungskapazität abtreten müssen, so z. B. das Vereinigte Königreich²⁷ und Italien, wo die ENEL bis Ende 2002 15 000 MW seiner Kapazität veräußern muss. Andere Mitgliedstaaten wie Frankreich und Irland haben dem Großhandelsmarkt Kapazität der etablierten Erzeuger über ein Auktionsverfahren zugänglich gemacht. Ohne einen nennenswerten Wettbewerb im eigenen Land muss der Wettbewerb im Bereich der Versorgung über grenzüberschreitende Transaktionen erreicht werden, was jedoch ebenfalls nur bedingt zum Tragen kommen kann, wenn diskriminierende Vereinbarungen über grenzüberschreitende Transaktionen oder Engpässe bestehen. Daher lässt die Aufteilung des Versorgungsmarktes bis zu einem gewissen Grad oftmals Rückschlüsse auf den Erzeugungsmarkt zu, obwohl auch die historische Entwicklung der regionalen Verteilungs-/Versorgungsunternehmen eine gewisse Rolle spielt. In vielen Mitgliedstaaten ist eine beachtliche Konsolidierung des Einzelhandelsversorgungsmarktes zu verzeichnen.

²⁶ Unter Berücksichtigung von Querbeteiligungen

²⁷ Das Erzeugungs- und Übertragungsunternehmen CEGB (Central Electricity Generating Board) wurde bei der Privatisierung in drei Unternehmen aufgespalten.

Tabelle 3 Indikatoren der Marktentwicklung: Schätzungen zum Versorgerwechsel

	Erklärte Marktöffnung 2000	industrielle Großabnehmer Wechsel Neuverhandlung		Kleine Unternehmen/Haushalte Wechsel Neuverhandlung	
Österreich	100%	5-10%	-		
Belgien	35%	5-10%	-		
Dänemark	90%	keine Angabe ²⁸	86%		
Finnland	100%	30%	70%	10-20%	50%
Frankreich	30%	5-10% ²⁹	-		
Deutschland	100%	10-20%	50%	<5%	20%
Griechenland	30%	-	-		
Irland	30%	30% ³⁰	35%		
Italien	45%	10-20%	-		
Niederlande	33%	10-20%	-		
Portugal	30%	<5%	-		
Spanien	45%	<5%	-		
Schweden	100%	100%	-	15%	15%
VK	100%	80%	-	>30%	-

Quelle: Oxera, Eurostat, Umfrageergebnisse

In Tabelle 3 fällt auf, dass die Länder mit den höchsten Versorgerwechselraten in der Regel auch die Länder sind, in denen Maßnahmen im Hinblick auf die qualitative Marktöffnung dem Wettbewerb besonders förderlich waren, wie Finnland, Schweden und das Vereinigte Königreich. Gewisse Fortschritte sind jedoch auch in den meisten übrigen Mitgliedstaaten zu verzeichnen, darunter Deutschland, Italien und die Niederlande. In einigen Fällen scheint das etablierte Unternehmen dem Wechsel zu einem anderen Versorger dadurch zu begegnen, dass es mit seinem Kunden einen neuen Vertrag zu günstigeren Preisen aushandelt. Es ist zu begrüßen, wenn der Wettbewerbsdruck das etablierte Unternehmen zu besseren Leistungen bewegt. Wenn jedoch ein Teil des Marktes dem Wettbewerb verschlossen bleibt, sei es de jure oder de facto durch diskriminierende Netzzugangsbedingungen, können diese Neuverhandlungen das Ergebnis von Quersubventionen aus dem nicht geöffneten Marktteil sein.

3.1.2 Erdgas

Beim Erdgas gelten die neuen Wettbewerbsbedingungen erst seit August 2000. Dennoch lässt sich die Wettbewerbsintensität bereits bemessen, so dass die Kommission kürzlich einen ersten Bericht über Marktindikatoren abschließen konnte³¹. In Tabelle 4 wird zur Bewertung der Wettbewerbsintensität das Ausmaß des Erdgasverkaufs unter den für den Netzzugang Dritter geltenden Bedingungen und die gemeldete Versorgerwechselrate herangezogen.

²⁸ 86 % der zugelassenen Kunden haben den Versorger gewechselt, viele jedoch zu einem verbundenen Unternehmen des etablierten Versorgers.

²⁹ Ohne Energieverbrauch der Übertragungsnetzbetreiber für Verluste, Ausgleich.

³⁰ Der neue Versorger einiger dieser Unternehmen hat sich inzwischen vom irischen Markt zurückgezogen.

³¹ Bericht von DRI-WEFA für die GD TREN (Juli 2001).

Tabelle 4 Indikatoren der Marktentwicklung: Erdgas

	Profil der neu auftretenden Versorger	Erklärte Marktöffnung 2000	Anteil der Fernleitung unter den Bedingungen für den Netzzugang Dritter	industrielle Großabnehmer/Stromerzeugung		Kleine Unternehmen/Haushalte Wechsel
				Wechsel	Neuverhandlung	
Österreich	etablierter Versorger aus einem anderen Mitgliedstaat	49%	<5%	< 5%	-	
Belgien	etablierter Versorger aus einem anderen Mitgliedstaat	59%	<2%	< 5%	-	
Dänemark	entfällt	30%	0%	-	-	
Frankreich	etablierter Versorger aus einem anderen Mitgliedstaat, unabhängiger neu auftretender Versorger	20%	3%	10-20%	-	
Deutschland	Wettbewerb zwischen inländischen etablierten Versorgern, unabhängiger neu auftretender Versorger	100%	2%	<5%	-	<1%
Irland	etablierter Versorger aus einem anderen Mitgliedstaat, unabhängiger neu auftretender Versorger	75%	25%	20-30%	-	
Italien	unabhängiger neu auftretender Versorger	96%	16%	10-20%	-	
Luxemburg	entfällt	51%	0%	-	-	
Niederlande	etablierter Versorger aus einem anderen Mitgliedstaat, unabhängiger neu auftretender Versorger	45%	17%	>30%	-	
Spanien	unabhängiger neu auftretender Versorger, etablierter Versorger aus einem anderen Mitgliedstaat	72%	7%	5-10%	28%	
Schweden	entfällt	47%	0%	<5%	-	
VK	alle	100%	100% ³²	90%	-	45%

Quelle: WEFA, Umfrageergebnisse

Wie bei der Elektrizität ist die Konzentration auf den nationalen Märkten für Erdgasgewinnung und -einfuhr ein Hauptproblem. Die Mitgliedstaaten haben es seit jeher vorgezogen, die Nutzung heimischer Ressourcen sowie die Verhandlungen mit Erzeugerländern einem einzigen Unternehmen zu überlassen. In einer wettbewerbsorientierten Marktstruktur kann dieser Umstand jedoch einem erfolgreichen Marktzutritt entgegen stehen, wenn neue Marktteilnehmer Erdgas nicht zu annehmbaren Bedingungen einkaufen können. Konzentration existiert auch bei der Produktion von Gas, obwohl die Kommission, wo diese möglich war, Maßnahmen getroffen hat, um Absprachen der gemeinsamen Absatzpolitik im Zusammenhang mit der Entwicklung neuer Gasvorkommen zu verhindern.

Aus diesem Grund haben einige Mitgliedstaaten wie das Vereinigte Königreich, Spanien und Italien³³ Abtretungsprogramme aufgestellt, aufgrund deren der Hauptimporteur verpflichtet ist, einen bestimmten Anteil des eingeführten Erdgases weiterzuverkaufen. Weitere Marktzutrittschranken ergeben sich aus den derzeitigen Problemen mit der Entgeltbildung und der Zuweisung von Kapazitäten im grenzüberschreitenden Erdgashandel, da dieser Handel ein weiterer Bereich sein könnte, in dem sich ein Wettbewerb innerhalb der Mitgliedstaaten entwickelt.

³² Nur im Vereinigten Königreich besteht eine vollständige Entflechtung hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse, d. h. die Fernleitung erfolgt ausschließlich unter den Bedingungen für den Netzzugang Dritter.

³³ Italien: Beschränkung des marktbeherrschenden Importeurs/Produzenten auf 75 % bis 2003, auf 61 % bis 2009.

Nach der Versorgerwechselrate zu urteilen, ist die Wettbewerbsintensität im Vereinigten Königreich und in Irland am höchsten. Neben diesen beiden Ländern scheinen sich die Märkte in den Niederlanden, Italien und Spanien am schnellsten zu entwickeln. In diesen Ländern ist die Marktöffnung weit vorangeschritten und/oder die Versorgerwechselrate ist hoch. Gewisse Fortschritte sind trotz der fehlenden Umsetzung der Richtlinie auch in Frankreich zu verzeichnen.

3.2 Preisentwicklung

Eine erfolgreiche Öffnung der Energiemärkte lässt zwei Hauptauswirkungen auf die Preise erwarten. Zunächst sollte der Wettbewerb die Unternehmen dazu bewegen, die Preise zu reduzieren, um ihren Marktanteil zu halten. Dies bedeutet nicht, dass die Preise in jedem Fall sinken werden, da andere für die Gesamtlage am Markt maßgebliche Faktoren eine Rolle spielen können, insbesondere der Preis anderer angebotener Primärenergieträger wie Erdöl. Zweitens sollte die Schaffung eines echten Binnenmarktes für Elektrizität und Erdgas zu einer gewissen Konvergenz der Preise in den verschiedenen Mitgliedstaaten führen.

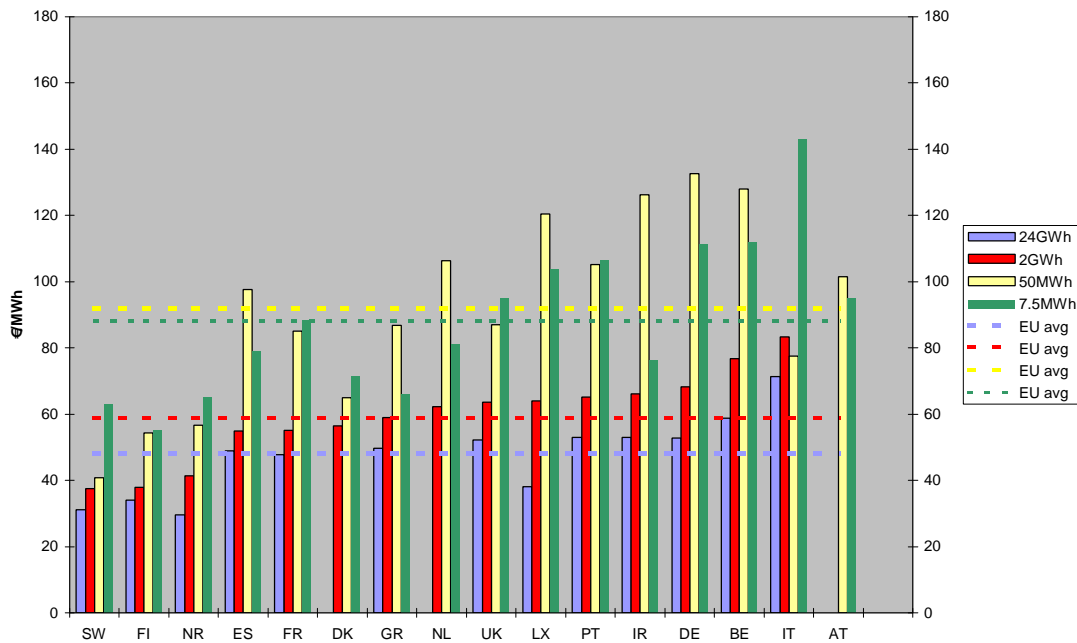
3.2.1 Elektrizität

Auf den Großhandelsmärkten zeichnet sich eine gewisse Konvergenz der Preise in den verschiedenen Mitgliedstaaten ab. Dies gilt insbesondere für den Grundlastbereich, in dem die Preise sich sowohl auf den Strombörsen als auch im Rahmen bilateraler Verträge im Jahr 2001 im Allgemeinen um €20/MWh bewegten. Die Preise im Spitzenlastbereich sind durch größere Schwankungen gekennzeichnet, was Ausdruck des begrenzten Verbundgrades und vielleicht auch von Eingriffen in das Marktgeschehen sein kann. Höhere Preise in Spitzenlastperioden waren in Spanien und den Niederlanden zu verzeichnen, wo die Preise im Monatsdurchschnitt oftmals €35/MWh überschritten.

Im Allgemeinen haben die Preise im nordischen Raum in jüngster Zeit als Folge der abnehmenden Reservekapazität angezogen, wobei im Februar 2001 besonders hohe Preise zu verzeichnen waren. Die Öffnung des deutschen Marktes hat schnell zu einem Rückgang der Großhandelspreise geführt, wenn auch das gehandelte Volumen bisher gering war. Die Großhandelspreise im Vereinigten Königreich scheinen seit Abschaffung des Pools rückläufig zu sein, obwohl dies auch jahreszeitlich bedingt sein kann.

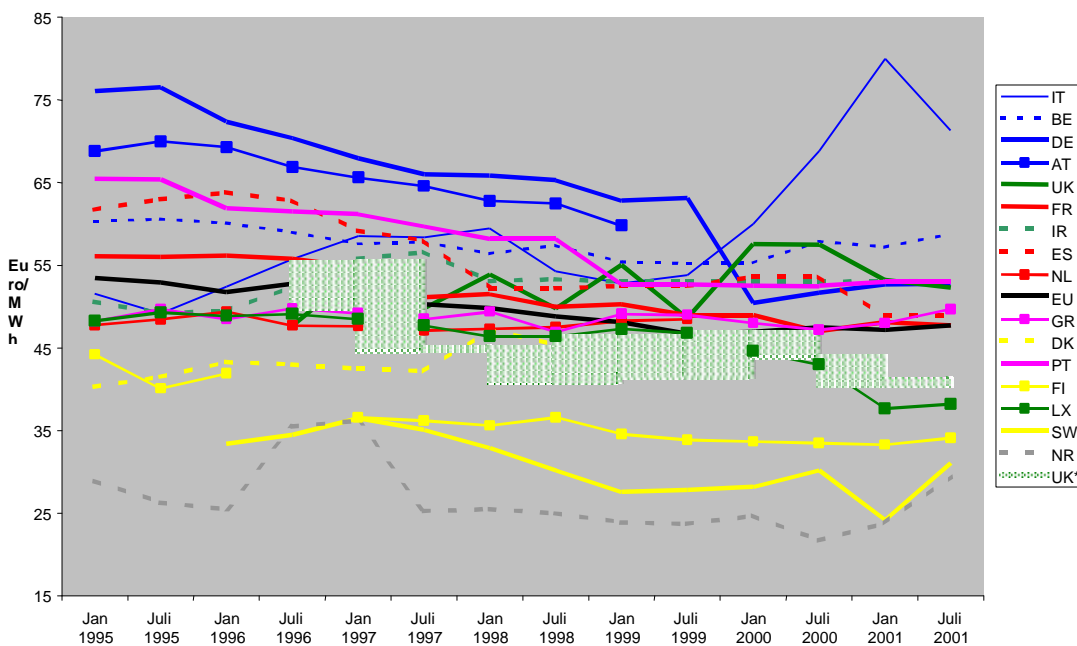
Trotz einer gewissen Konvergenz auf den Großhandelsmärkten weisen die Preise für Industrie und Haushalte nach wie vor große Unterschiede auf. Die nachstehenden Graphiken zeigen einerseits die Einzelhandelspreise in den Mitgliedstaaten für 2001 im Vergleich und andererseits die Elektrizitätspreisentwicklung seit 1995. Die zugrunde liegenden Daten werden von Eurostat halbjährlich erhoben.

Grafik 3 Elektrizitätspreise für verschiedene Kundengruppen: Juli 2001



Quelle: Eurostat, Angabe in Preisen vom Juli 2001 ohne MwSt. und andere Energiesteuern.

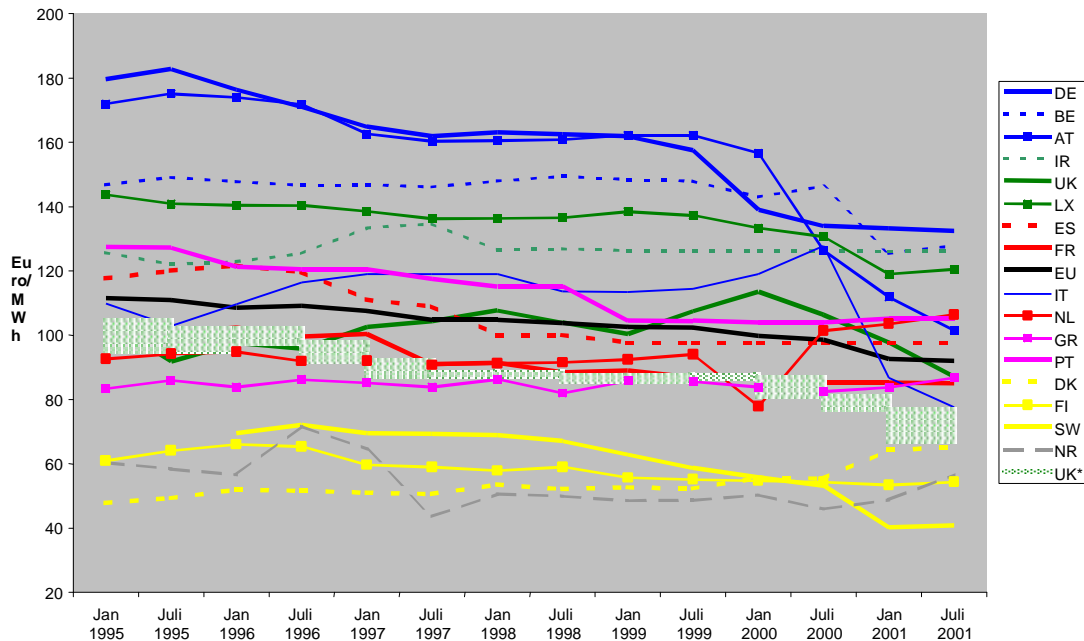
Grafik 4 Elektrizitätspreise für Großabnehmer 1995-2001 mit einem Verbrauch von 24 GWh/Jahr



Quelle: Eurostat, Angabe in aktuellen Preisen ohne MwSt. und andere Energiesteuern.
VK* zu konstantem ££-Wechselkurs 1995.

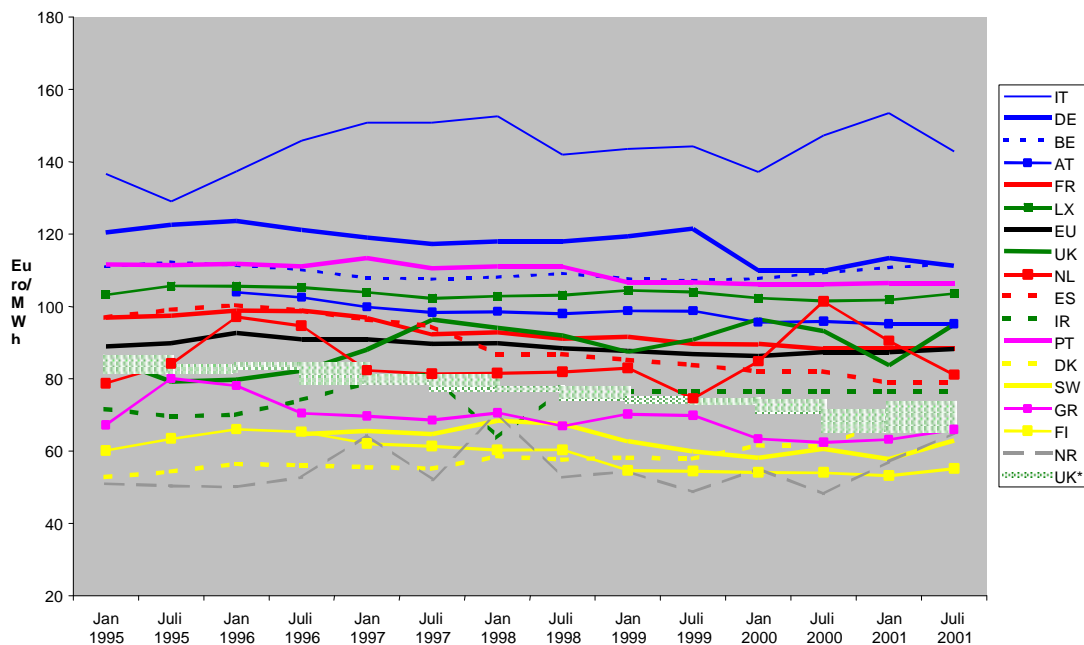
Grafik 5

Elektrizitätspreise für kleine Unternehmen 1995-2001 mit einem Verbrauch von 50 MWh/Jahr



Quelle: Eurostat, Angabe in aktuellen Preisen ohne MwSt. und andere Energiesteuern.
VK* zu konstantem €£-Wechselkurs 1995.

Grafik 6 Elektrizitätspreise für Haushalte 1995-2001 mit einem Verbrauch von 7,5 MWh/Jahr



Quelle: Eurostat, Angabe in aktuellen Preisen ohne MwSt. und andere Energiesteuern.
VK* zu konstantem €£-Wechselkurs 1995.

Diese Grafiken machen die fortbestehenden großen Unterschiede zwischen Hochpreisländern wie Italien und Belgien und den Märkten mit niedrigeren Preisen in den nordischen Ländern deutlich. Natürlich können sich Preisunterschiede durch länderspezifische Faktoren wie die Besonderheiten der vorhandenen Erzeugungsanlagen ergeben, und bestehende Engpässe auf

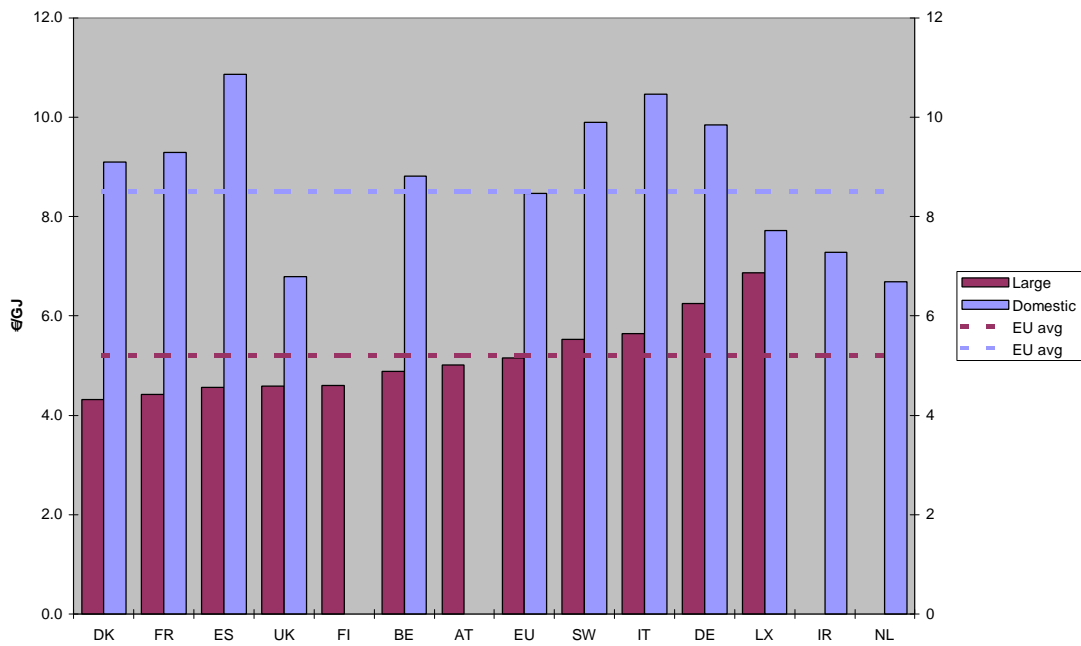
Verbindungsleitungen zwischen Mitgliedstaaten lassen erwarten, dass diese Unterschiede fortbestehen werden. Dennoch ist es durchaus möglich, dass sich aus dem Wettbewerb gewisse Vorteile der Art ergeben, dass die derzeitigen Preisunterschiede durch Verbesserungen der rechtlichen Rahmenbedingungen weiter abgebaut werden können.

3.2.2 Erdgas

Die Großhandelspreise werden zwischen den Einfuhrunternehmen und den Erdgasproduzenten für einen in der Regel langen Zeitraum ausgehandelt. Der ausgehandelte Preis ist häufig, jedoch nicht immer, vollständig an den Ölpreis gebunden. In den Verträgen ist jedoch hinsichtlich der Bindung des Erdgaspreises an den Erdölpreis oftmals ein gewisser Gestaltungsspielraum gegeben. Es besteht ein allgemeines Informationsdefizit hinsichtlich der Großhandelspreise für Erdgas, da sich nur das Vereinigte Königreich und in geringerem Maße die Handelsdrehscheibe Zeebrügge in Belgien durch einen transparenten standardisierten Markt auszeichnen. Einige Marktbeobachtungsunternehmen berichten jedoch in anonymisierter Form über die Preise im Rahmen bilateraler Verträge. Erdgasgrenzpreise in Kontinentaleuropa sind im Allgemeinen an den Ölpreis gekoppelt, so dass die hohen Erdölpreise 2000/2001 einen Gaspreis von etwa €4-5/GJ nach sich gezogen haben. Diese Preissteigerung betraf auch das Vereinigte Königreich, das nunmehr über die Verbindungsleitung nach Belgien mit dem europäischen Festland verbunden ist, so dass die Preise im Vereinigten Königreich von €3/GJ auf das in den anderen Ländern beobachtete Preisniveau stiegen. Jedoch sind sowohl die Erdöl- als auch die Erdgaspreise in der zweiten Jahreshälfte 2001 stark gefallen, so dass sich die Erdgaspreise am britischen Ausgleichsmarkt nunmehr wiederum auf einem Wert von unter €3/GJ bewegen.

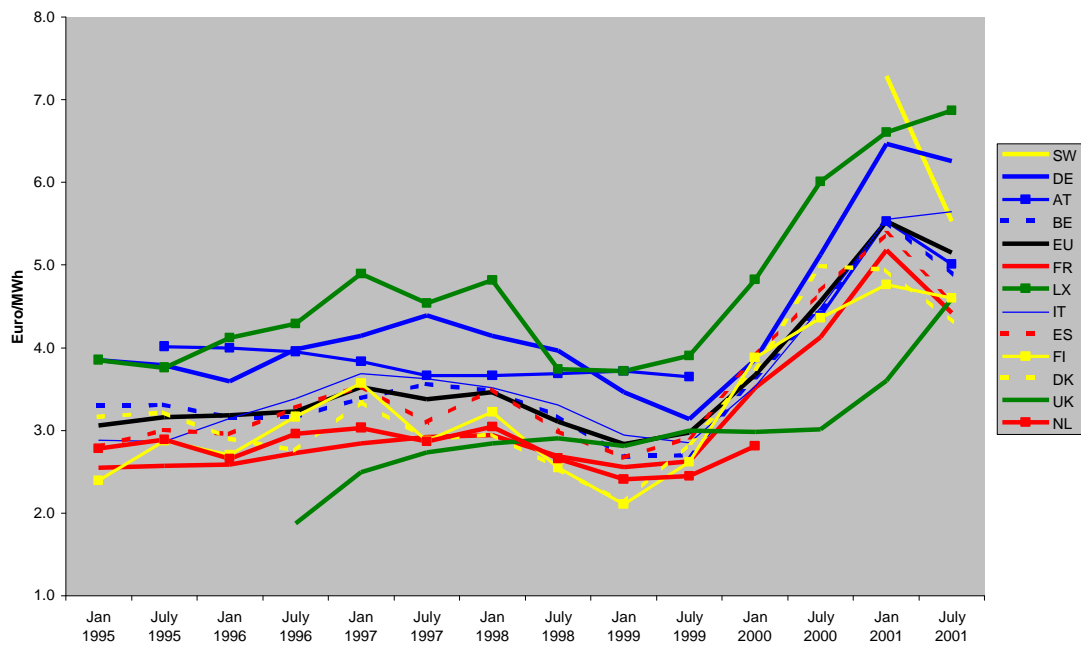
Die Einzelhandelspreise für Erdgaskunden werden von Eurostat halbjährlich zusammengestellt. Die nachstehenden Grafiken zeigen einerseits die jeweiligen Preisniveaus im Vergleich und andererseits die Preisentwicklungen seit 1995.

Grafik 7 Erdgaspreise im Einzelhandel für verschiedene Kundengruppen: Juli 2001



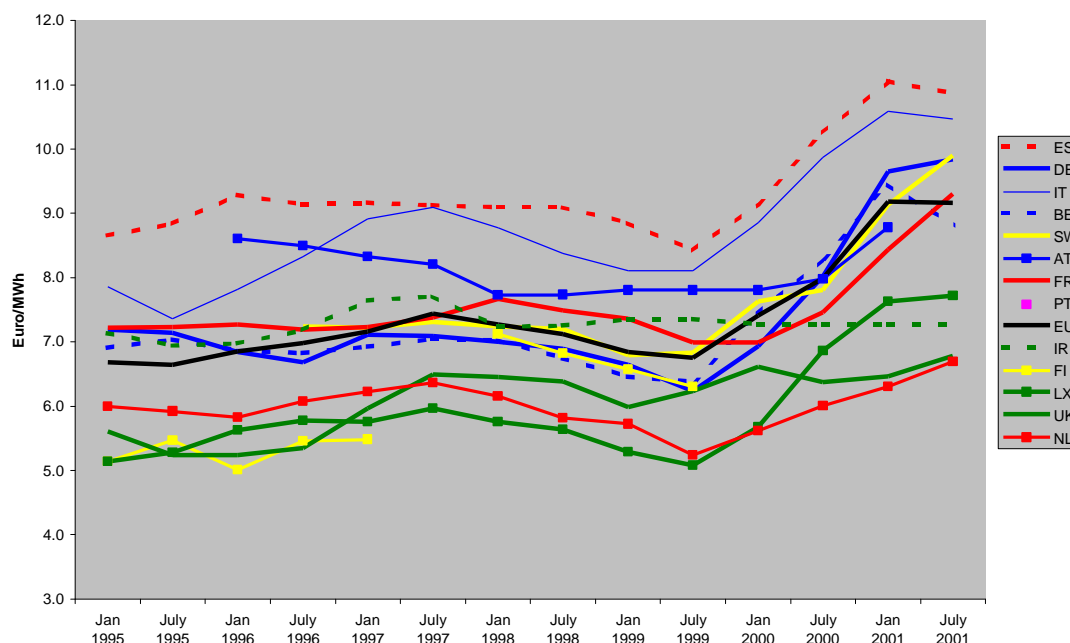
Quelle: Eurostat, Angabe in Preisen vom Juli 2001 ohne MwSt. und andere Energiesteuern.

Grafik 8 Erdgaspreise für Großabnehmer 1995-2001 mit einem Verbrauch von 420 000 GJ/Jahr (etwa 10 Mio. m³)



Quelle: Eurostat, Angabe in aktuellen Preisen ohne MwSt. und andere Energiesteuern.

Grafik 9 Erdgaspreise für Haushaltskunden 1995-2001 mit einem Verbrauch von 84 GJ/Jahr (etwa 2 000 m³)



Quelle: Eurostat, Angabe in aktuellen Preisen ohne MwSt. und andere Energiesteuern.

Es liegt auf der Hand, dass sich steigende Großhandelserdgaspreise in den verschiedenen Mitgliedstaaten unterschiedlich ausgewirkt haben. In den meisten Mitgliedstaaten waren jedoch erheblich höhere Endrechnungen zu verzeichnen. In vielen Mitgliedstaaten, insbesondere den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich, sind die Auswirkungen jedoch nicht so rasch an die Haushalte weitergegeben worden.

3.3 Handel zwischen den Mitgliedstaaten

3.3.1 Derzeitiges Volumen des grenzüberschreitenden Handels: Elektrizität

Das Gesamtvolumen grenzüberschreitender physikalischer Leistungsflüsse entspricht rund 7 - 8 % des Elektrizitätsgesamtverbrauchs der Gemeinschaft. Wird diese Zahl der gesamten verfügbaren Verbindungsleitungskapazität gegenüber gestellt, so stellt sich heraus, dass bei den meisten europäischen Verbindungsleitungen entweder vollständige Auslastung oder zumindest ein hoher Auslastungsgrad gegeben sind. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit weiterer Investitionen in die Verbindungsleitungskapazität, um die Integration der Märkte spürbar voranzubringen.

Nichtsdestoweniger können auch Verbindungsleitungen geringer Kapazität zu einer erfolgreichen Integration der Märkte beitragen, sofern sie effizient genutzt werden und zwischen den betroffenen Märkten kein chronischer Preisunterschied besteht. In einigen in Anhang 5 dargestellten Fällen scheinen bestimmte Verbindungsleitungen nicht voll ausgelastet zu sein beziehungsweise zu keinem merklichen Abbau der Preisunterschiede zwischen den Mitgliedstaaten beizutragen, z. B. in den Niederlanden oder Italien. Dies ist möglicherweise auf unzureichende Kapazitätszuweisungsverfahren zurückzuführen, z. B. Informationsmangel oder fehlende Flexibilität bei der Durchführung der Auktionen. In der Mitteilung über die europäische Energieinfrastruktur, die die Kommission in Kürze vorlegen wird, werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Zuweisung von Kapazitäten im grenzüberschreitenden Handel und für Investitionen in die entsprechende Infrastruktur

eingehender untersucht. Die Kommission hat auch Maßnahmen zur Untersuchung langfristiger Reservierungen von Kapazitäten bezüglich bestimmter Interkonnektoren eingeleitet.

3.3.2 Derzeitiges Volumen des grenzüberschreitenden Handels: Erdgas

Der grenzüberschreitende Handel mit Erdgas wird von einigen wenigen Unternehmen mit reservierten Kapazitäten auf der genutzten Infrastruktur beherrscht. Zwar überschreitet mehr als 60 % des Erdgases vor dem Verbrauch mindestens eine Grenze, doch geschieht dies hauptsächlich während der Lieferung vom eigentlichen Produzenten zum Importeur in dem jeweiligen Mitgliedstaat. Tatsächlich beinhalten einige Verträge über die Gaseinfuhr restriktive Klauseln zum Bestimmungsort, die einen Weiterverkauf unterbinden. Derartige Vertragsklauseln werden zur Zeit auf ihre Vereinbarkeit mit den EU-Wettbewerbsvorschriften geprüft. Dieser Umstand führt dazu, dass sich echter Wettbewerb nur insofern entwickeln kann, als neue Marktteilnehmer Gas dort anbieten können, wo sich ihre potenziellen Kunden befinden. So herrscht in den Regionen der EU, die den Hauptgasbezugsquellen am nächsten liegen, in der Regel von jeher ein schärferer Wettbewerb, da dort möglicherweise eine Reihe von konkurrierenden Unternehmen Zugang zum Erdgas haben.

3.4 Schlussfolgerungen zur Marktentwicklung

Der vorstehende Abschnitt scheint zu bestätigen, dass die zur Umsetzung der Richtlinien getroffenen Maßnahmen sowie die Struktur des Wirtschaftszweiges die Marktentwicklung in den verschiedenen Mitgliedstaaten bestimmt haben. Die Konzentration im Bereich der Stromerzeugung und Erdgasgewinnung/-einfuhr wirkt sich in der Regel ebenfalls hemmend auf den Wettbewerb aus, so dass einige Regierungen durch Kapazitätsabtretungs- oder -veräußerungsprogramme Abhilfe zu schaffen hoffen. Hohe Marktzutritts- und Versorgerwechselraten als Zeichen gut funktionierender echten Wettbewerbs scheinen sich unabhängig vom Ausmaß der Konzentration am ehesten in den Mitgliedstaaten zu finden, deren Netzzugangsbedingungen einen Marktzutritt allgemein begünstigen und mit den in Stockholm vorgelegten Vorschlägen der Kommission im Einklang stehen.

Tabelle 5 Übersicht über das Energiepreisniveau: Juli 2001

		Großabnehmer			Kleine Unternehmen/Haushalte		
		Elektrizität			Elektrizität		
		niedrig	mittel	hoch	niedrig	mittel	hoch
Erdgas	niedrig					NL, UK, IR	LX
	mittel	FI	UK, NL, IR, AT FR, ES, DK	BE, IT	SW, FI, DK	FR, AT	BE, DE, PT
	hoch	SW	LX, PT, GR, DE			ES	IT

Die vorstehenden Tabellen geben einen Überblick über das Preisniveau von Elektrizität und Erdgas in den verschiedenen Mitgliedstaaten. Zwar sind die Elektrizitätspreise in den meisten Mitgliedstaaten gefallen, doch diese Preisrückgänge kommen eindeutig verstärkt dem Marktsegment der Großabnehmer zugute. Die Erdgaspreise sind in den Mitgliedstaaten am niedrigsten geblieben, in denen reger Wettbewerb herrscht und die über eigene Gasvorkommen verfügen. Dies legt die Vermutung nahe, dass dem grenzüberschreitenden Erdgashandel Hindernisse entgegenstehen.

4. ALLGEMEINE VERSORGUNG

4.1 Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die Verwendung von Strom und, in geringerem Maße, von Gas, gehört zum täglichen Leben. Würde die Versorgung damit länger als für eine sehr kurze Zeitspanne unterbrochen, so führte das zu schweren Störungen bei Unternehmen und Haushalten. Daher müssen die Erzeuger (von Strom) und die Hersteller bzw. Importeure (von Gas) durch wettbewerbsorientierte Märkte die richtigen Preissignale erhalten, damit sie rechtzeitig in zusätzliche Kapazität investieren, um dies zu verhindern. Eine gleichzeitige uneingeschränkte Verpflichtung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit würde beträchtliche Kosten mit sich bringen. Daher müssen die Mitgliedstaaten große Anstrengungen unternehmen, um sinnvoll ausgeglichene Anreize im wettbewerbsorientierten Markt zu setzen.

4.1.1 Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Zur Sicherstellung der Versorgung schlossen die etablierten Versorgungsunternehmen bisher in den meisten Mitgliedstaaten langfristige Vereinbarungen mit den - eventuell zu ihrer eigenen Gruppe gehörenden - Energieerzeugern ab. Dafür erhielten sie ausschließliche Rechte für den Verkauf der erzeugten oder eingeführten Energie in Teilen des Landes oder im ganzen Land, wodurch die mit langfristigen Investitionen verbundenen Risiken wegfielen. Mit der Öffnung der Märkte ist ein solches Vorgehen nicht mehr möglich, obwohl die geltenden Richtlinien (die Erdgas- und die Elektrizitätsrichtlinie) Übergangsvereinbarungen zulassen, falls die Unternehmen bereits vor ihrem Inkrafttreten langfristige Verträge abgeschlossen haben. Die Kommission hat kürzlich einem Verfahren zugestimmt, um festzulegen, wie solche Vereinbarungen eventuell als staatliche Beihilfe zu sehen sind, und eine Reihe von Entscheidungen getroffen.

Letztlich ist zu erwarten, dass es weiterhin bilaterale Verträge zwischen Versorgern und Erzeugern geben wird. Jedoch dürften sich statt einer Marktabschottung zur Verringerung der Risiken Marktmechanismen herausbilden, mit denen die Unternehmen ihr Risiko stärker beeinflussen können. So werden die Verträge zwischen Erzeugern und Energieversorgern zu Finanzverträgen, die auf einem sekundären Markt gehandelt werden können. Standardisierte Großhandelsmärkte für Elektrizität haben sich bereits in Skandinavien, dem Vereinigten Königreich (VK), den Niederlanden und in Deutschland entwickelt. Auch in Frankreich ist für Ende dieses Jahres eine einschlägige Börse geplant. In Spanien gibt es eine Art Pool-Verfahren, welches auch in Italien ins Auge gefasst wird.³⁴

Doch bestehen Bedenken, solche Märkte könnten möglichen Investoren vielleicht nicht genügend Signale geben, weil Ungewissheit herrscht oder weil die Großhandelsmärkte nicht liquide genug sind und von wenigen Unternehmen beherrscht werden. Selbst perfekt funktionierende Märkte können die bei extremen Verbrauchsspitzen benötigte Kapazität nicht unbedingt garantieren, weil solche Spitzen nur selten und unvorsehbar auftreten. Auch möchten die Regierungen vielleicht weitere Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit treffen. Wie im Anhang 6 erläutert, lassen die Elektrizitäts- und die Erdgasrichtlinie mehrere Alternativen zu, die bereits zur Anwendung kommen:

³⁴ Nach dem spanischen und dem vorgeschlagenen italienischen Modell ist der Spotmarkt beschränkt verbindlich und kann nur dann durch einen bilateralen Vertrag zwischen einem Erzeuger und einem Versorger umgangen werden, wenn dafür eine Genehmigung erteilt wurde.

- In Spanien schließt die Berechnung des Großhandelspreises eine Subventionierung der Erzeugungskapazität durch kapazitätsabhängige Zahlungen ein, die vorhandene Preissignale verstärken sollen. Dies wird auch in Irland erwogen, während Italien eine Verpflichtung für die Verbraucher erwägt, Reservekapazitäten zu kaufen, wenn dort ein Großhandelsmarkt eingeführt wird.
- In den nordischen Ländern haben die Übertragungsnetzbetreiber bereits eine bestimmte Spitzenkapazität erworben, die nur unter außergewöhnlichen Bedingungen genutzt werden darf. Dies wird auch in den Niederlanden in Erwägung gezogen.

Was Erdgas betrifft, so erlegen einige Mitgliedstaaten allen Versorgern allgemeine, unspezifische Verpflichtungen auf, um sicherzustellen, dass sie aufgrund ihrer Erdgasvorräte ihre Verträge erfüllen können. Außerdem gibt es derzeit zwei standardisierte Handelsdrehscheiben, nämlich im VK und, in geringerem Maße, in Belgien. Nur wenn analog zu den Entwicklungen beim Stromhandel ein aktiver Erdgasgroßhandel entsteht, erhalten Erzeuger und Importeure die Möglichkeit, mit Erdgas zu handeln. Inzwischen werden bereits andere Maßnahmen getroffen, wie etwa folgende:³⁵

- In Belgien, Italien, Frankreich, Dänemark und dem VK sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ausreichend Transportkapazität bereitzuhalten, um bestimmten extremen Klimaerscheinungen begegnen zu können. Außerdem müssen sie dort eine Speicherreserve vorhalten, während diese Entscheidungen in Deutschland den einzelnen Unternehmen überlassen bleiben, die das Netz besitzen und betreiben.
- In Spanien erlegt die Regierung spezielle Verpflichtungen auf, wie etwa das Vorhalten einer Mindestreserve an gespeichertem Erdgas.
- In Irland wird zusätzliche Einfuhrkapazität durch die Preiskontrolle im Bereich Übertragung finanziert, während die Übertragungsnetzbetreiber im VK Anreize erhalten sollen, damit sie zusätzliche Einspeisekapazität zur Verfügung stellen.
- Weitere Möglichkeiten ergeben sich aus dem größeren Nachfrageanteil von Verbrauchern, die ggf. mit Verträgen mit Unterbrechungsklauseln einverstanden sind. Sollte also der Gaspreis wegen Versorgungsengpässen wesentlich steigen, können einige Großverbraucher ihren Bedarf vielleicht durch andere Energieträger decken, wenn sie dafür einen ausreichenden Ausgleich erhalten. Solche Maßnahmen sind in vielen Ländern üblich, einschließlich Frankreichs und des VK.

Ungeachtet der Verfahren dafür überwachen alle Mitgliedstaaten das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage genau und machen die auf dem Markt Handelnden auf voraussichtliche Engpässe aufmerksam. Mit der vorgeschlagenen Änderung der Richtlinien sollen die Mitgliedstaaten bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine Schlüsselrolle einnehmen, indem sie eine einschlägige Überwachungsstelle schaffen und der Kommission jährlich Bericht erstatten. Mehrere Mitgliedstaaten, etwa Frankreich und Belgien, beabsichtigen bereits die Veröffentlichung eines vorläufigen Plans für neue Anlagen zur Stromerzeugung und wollen, wenn sich nicht genügend Investoren finden, neue Kapazität ausschreiben.

³⁵ *EU Benchmarking of Short and Long Term Security of Gas Supplies*: CREG, Belgien.

4.1.2 Stand der Versorgungssicherheit

Derzeit ist die Lage bezüglich der in der EU verfügbaren Kapazität im Allgemeinen günstig, und bei Strom besteht selbst eine allgemeine Überkapazität. Mehrere, vom europäischen Hauptleitungsnetz getrennte Mitgliedstaaten – u.a. Irland, Griechenland, Spanien und Italien – benötigen in den kommenden Jahren neue Investitionen. Für den Aufbau wesentlicher neuer Kapazität in der neuen Marktumgebung wurden bereits Genehmigungen erteilt, und zwar zumindest für 12 500 MW in Italien, 8 000 MW in Spanien, 2 000 MW in Griechenland und 700 MW in Irland.

In einigen Mitgliedstaaten, die die Liberalisierung bereits durchgeführt haben, wurde die Reservekapazität offenbar wegen im Durchschnitt fallender Großhandelspreise verringert. Dies birgt das Risiko, dass künftige Nachfragestöße häufiger zu Preisspitzen im Großhandel führen können, wie das etwa im Februar 2001 auf dem skandinavischen Markt geschah. Ähnliche Spitzen sind zu bestimmten Zeiten im Pool im VK und an der Amsterdamer Energiebörse aufgetreten. Falls solche Ereignisse jedoch nicht zu lange dauern und die Erzeuger auf diese Preissignale durch Investitionen in neue Kapazität reagieren, können sie als normales Verhalten des Energiemarktes in Anbetracht veränderlicher Nachfrage und Wetterbedingungen angesehen werden.

Nach den derzeitigen Schätzungen kann davon ausgegangen werden, dass nach den bestehenden Verträgen über die Erdgaserzeugung und –einfuhr die Abdeckung des Verbrauchs in der EU bis etwa 2010 gesichert ist. Bei den heutigen Preisen scheint es jedoch – selbst unter Berücksichtigung der Transportkosten – wirtschaftlich sehr interessant zu sein, mehr Importgas ins europäische Netz einzuspeisen.³⁶ Die Mitgliedstaaten müssen den Aufbau an Einfuhrkapazität und den Stand der Einfuhrvereinbarungen genau wie beim Stromerzeugungsmarkt genau beobachten.

4.2 Grundversorgung und Dienstqualität

Mit einer erfolgreichen Einführung des Wettbewerbs sollte auch das Qualitätsniveau beibehalten oder verbessert werden, das den Kunden in bezug auf Sicherheit und Zuverlässigkeit geboten wird. Besonders wichtig ist die Beibehaltung einer allgemeinen Grundversorgung, so dass alle Einwohner unabhängig von ihrem Wohnort Energie zu erschwinglichen Preisen zur Verfügung steht.³⁷ Außerdem sollten die Interessen sozial schwächerer Gruppen, wie älterer und einkommensschwacher Bürger, geschützt werden. Alle Mitgliedstaaten haben im Zusammenhang mit der Elektrizitäts- und der Erdgasrichtlinie Maßnahmen getroffen, um die Erfüllung dieser Ziele zu gewährleisten. Tatsächlich beschrieb die Mitteilung der Kommission über Leistungen der Daseinsvorsorge in Europa³⁸ im einzelnen wesentliche Verbraucherrechte auf diesem Gebiet.

Grundversorgung

In allen Mitgliedstaaten sind die zugelassenen Versorgungsunternehmen verpflichtet, unabhängig vom Standort oder anderen Merkmalen jedem Strom zu liefern, der dies wünscht. Einige verlassen sich zur Sicherstellung der Grundversorgung auf diese Verpflichtung, können allerdings etwa im Falle eines Unternehmensbankrotts während eines begrenzten

³⁶ Bericht des Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME) für die GD TREN, Oktober 2001.

³⁷ Bei Erdgas ist eine solche Garantie natürlich nur dort möglich, wo eine entsprechende Infrastruktur für die Übertragung und Verteilung vorhanden ist.

³⁸ KOM 2000/580

Zeitraums auf eine Notreserve des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) zurückgreifen. In den meisten Ländern gelten jedoch zusätzliche Verpflichtungen, so dass stets ein Versorgungsunternehmen bereitsteht. Einen ausführlichen Überblick gibt die folgende Tabelle 6.

In allen Mitgliedstaaten sind die Preise der Standard-Versorgungsunternehmen einer Regulierung unterworfen, auch dort, wo die Märkte für Inlandskunden uneingeschränkt geöffnet sind.³⁹ Eine solche Vorgehensweise sorgt dafür, dass ein Einzelhaushalt oder ein einzelnes Unternehmen für Elektrizität oder Erdgas nicht mehr als einen bestimmten Höchstpreis bezahlen muss.

Tabelle 6 Aufrechterhaltung der Grundversorgung

	Versorgung gewährleistet durch:		Übertragungsentgelte standortabhängig	
	Elektrizität	Erdgas	Elektrizität	Erdgas
Österreich	ÜNB-Reserve / andere Versorger	keine Angaben	nein	ja
Belgien	Verteilungsnetzbetreiber (VNB)	keine Angaben	nein	ja
Dänemark	benannte Versorger	benannte Versorger	nein	nein
Finnland	VNB	keine Angaben	nein	
Frankreich	VNB	etablierten Versorger	nein	ja
Deutschland	VNB	Verteiler	nein	ja
Griechenland	etablierten Versorger (als VNB)	keine Angaben	nein	
Irland	etablierten Versorger (als VNB)	etablierten Versorger	ja	nein
Italien	ÜNB	Ministerium kann handeln	ja	ja
Luxemburg	etablierten Versorger (als VNB)	etablierten Versorger	nein	nein
Niederlande	wird diskutiert	benannte Versorger	nein	ja
Portugal	etablierten Versorger	entfällt	nein	
Spanien	VNB	ÜNB	nein	ja
Schweden	benannte Versorger	entfällt	ja	nein
VK	ÜNB-Reserve / andere Versorger	ÜNB-Reserve / andere Versorger	ja	ja

Quelle: Antworten auf die Umfrage der Kommission

Auch haben die meisten Mitgliedstaaten sich der Sorgen über regionale Preisunterschiede angenommen. In den meisten Fällen umfassen die Übertragungstarife eine allgemeine Umlage, wobei die Entgelte einheitlich und standortunabhängig sind. Die Zusatzkosten der Bedienung abgelegener Gebiete werden also auf alle Nutzer umgelegt. Selbst dort, wo die Übertragungstarife abhängig vom Ort schwanken, hat sich dies noch nicht übermäßig stark in den Rechnungen der Endkunden niedergeschlagen. Die größten regionalen Unterschiede treten tendenziell dort auf, wo es viele verschiedene Verteilungsunternehmen mit unterschiedlichen Kostenniveaus gibt. Mehrere Regulierungsbehörden und Regierungen prüfen derzeit, ob solche Unterschiede gerechtfertigt sind. Dies gilt besonders für Deutschland. In Italien werden einheitliche Verteilungstarife dagegen durch ein System von Ausgleichszahlungen zwischen den Verteilungsunternehmen sichergestellt.

Sozial schwächere Gruppen

Bei den Energiepreisen für bestimmte benachteiligte Gruppen von Kunden scheinen zwei Konzepte vorzuherrschen:

³⁹ Das VK hebt ab 2002 alle Versorgerpreiskontrollen auf.

- In Österreich, Deutschland, den Niederlanden, Luxemburg und den skandinavischen Ländern geht man davon aus, dass das soziale Netz die Energiepreise ausreichend berücksichtigt, so dass sich Sondermaßnahmen hinsichtlich der Ausgaben für Strom und Gas erübrigen.
- In anderen Ländern sind die Erdgas- und die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, sozial schwächeren Gruppen gewisse Vorzugsbedingungen einzuräumen. So
 - gelten in Belgien, Frankreich, Griechenland, Italien, Portugal und Spanien Sondertarife für Kunden mit niedrigem Einkommen und Wenigverbraucher wie etwa ältere Bürger;
 - dürfen die Erdgas- und die Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Belgien, Frankreich und dem VK Kunden mit Zahlungsrückstand nicht einfach aussperren und müssen säumigen Zahlern eine Nachzahlung in Raten ermöglichen;
 - werden im VK und in Belgien Zähler verwendet, die eine Zahlung im voraus ermöglichen, was Haushalten mit niedrigem Einkommen bei der Planung hilft, und in Teilen Belgien erhalten alle Haushalte kostenlos ein kleines Kontingent an Strom.

Dienstqualität

In vielen Mitgliedstaaten haben die Regulierungsbehörden Mindeststandards bezüglich der Dienstqualität vorgeschrieben, deren Nichteinhaltung bestraft wird. In einer Erhebung des Rats der europäischen Regulierungsbehörden im Energiebereich (CEER)⁴⁰ wurde kürzlich ermittelt, welche Maßnahmen die einzelnen Mitgliedstaaten für die Elektrizitätsbranche getroffen und wie sich diese auf das jeweilige Leistungsniveau ausgewirkt haben. Die Versorger müssen sowohl die ununterbrochene Dienstleistung und eine bestimmte Netzspannung als auch ein bestimmtes Kundendienstniveau gewährleisten. Die Fähigkeit zur Einhaltung dieser Mindeststandards ist auf für den Wettbewerb offenen Märkten Voraussetzung für den Marktzugang. Bestimmte Mindeststandards für den Dienst am Kunden können den Wettbewerb fördern, da sie den Kunden die Gewissheit geben, dass Markteinsteiger die gleichen Standards einhalten wie die etablierten Versorger.

Im Allgemeinen trat in den Antworten auf die Umfrage der Kommission die Ansicht zutage, die Qualität sei wegen des Wettbewerbsdrucks nach der Liberalisierung in verschiedener Hinsicht gestiegen. Auf dem Gebiet der Dienstqualität können die Unternehmen miteinander konkurrieren. Sogar bei den nicht dem Wettbewerb unterworfenen Aspekten der Dienstleistung kann die Schaffung einer eigenen Regulierungsbehörde anscheinend zu einer wirksameren Leistungsmessung und einer besseren Durchsetzung der Zielvorgaben führen.

4.3 Umweltziele

Die Marktöffnung muss mit den Umweltzielen der Gemeinschaft vereinbar sein. Insbesondere sollte der Wettbewerbsrahmen die Mitgliedstaaten bei ihren Anstrengungen unterstützen, den Anteil erneuerbarer Energiequellen im Einklang mit den Richtzielen der Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu erhöhen und die Nachfrage nach Erdgas und Elektrizität zu begrenzen, damit sie ihre in Kyoto eingegangenen

⁴⁰ Bericht des CEER über die Qualität der Elektrizitätsversorgung.

Verpflichtungen erfüllen können. Die Untersuchungen der Kommission weisen darauf hin, dass sich die Marktöffnung im Wesentlichen auf zweierlei Weise auf die Emissionen auswirken dürfte.⁴¹

Zum einen wird der Wettbewerb zur rascheren Schließung älterer und weniger umweltfreundlicher Anlagen führen. So liegt etwa der Wirkungsgrad neuer kombinierter Gasturbinenanlagen bei 60 %, der der besten kohlebefeuerter Anlagen dagegen nur bei 45 %. Zum anderen werden die niedrigeren Preise für Strom und Gas zu einem höheren Energieverbrauch führen. Wenn also durch geeignete Maßnahmen für eine Begrenzung des Energieverbrauchs – bei Beibehaltung der Anreize für eine effiziente Energienutzung – gesorgt wird, so dass die niedrigeren Preise nicht unmittelbar einen höheren Verbrauch nach sich ziehen, sowie für eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger an der Erzeugung, dann könnte die Schaffung eines Binnenmarkts bedeutende Chancen für den Umweltschutz bieten.

Die Mitgliedstaaten verfügen über einen beträchtlichen Spielraum für Maßnahmen zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger in wettbewerbsorientierten Märkten. So können sie etwa Versorgungsunternehmen oder Verbraucher durch „grüne Zertifikate“ verpflichten, einen bestimmten Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern zu beziehen. Auch können sie in herkömmlicher Weise staatliche Beihilfen im Rahmen der Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Beihilfen im Umweltschutz⁴² gewähren. Die Maßnahmen müssen jedoch kostenwirksam sein und im Verhältnis zum angestrebten Ziel stehen. Die beliebtesten Maßnahmen der Mitgliedstaaten sind in Anhang 7 aufgeführt. Die Wirksamkeit solcher politischer Vorgaben lässt sich anhand einer Prüfung der jeweiligen Brennstoffanteile der in den Jahren 1995-1999 neu in Betrieb genommenen Nettokapazität beurteilen. So entfallen fast 20 % aller in Europa neu in Betrieb genommenen Nettokapazität allein auf die Windenergie, und die Stromerzeugung in erdgasbefeuerter Anlagen stellt mit mehr als 50 % die wichtigste neue Energiequelle dar.⁴³

Außerdem können die Mitgliedstaaten steuerliche Maßnahmen zur Unterstützung ihrer umweltpolitischen Ziele einsetzen. In vielen Ländern wird der Verbrauch von Erdgas und Elektrizität über die normale Mehrwertsteuer hinaus extra besteuert. In Anhang 7 sind auch die wichtigsten Energiesteuern in den Mitgliedstaaten aufgeführt. So kann etwa eine Erhöhung des Kohlepreises durch steuerliche Maßnahmen, damit der Preis die mit der Verwendung von Kohle verbundenen externen Kosten widerspiegelt, sich als entscheidendes Instrument zur Reduzierung der Energieintensität der Wirtschaft erweisen. Abhängig von ihrer Art dienen solche Steuern dazu, die negativen Umweltauswirkungen von Preissenkungen, die sich wahrscheinlich aus der Liberalisierung ergeben, umzukehren; dagegen ist ein indirekter Nutzen durch niedrigere Steuern in anderen Bereichen der Wirtschaft zu erwarten, wodurch andere Ziele – wie die Wettbewerbsfähigkeit – unterstützt werden könnten.

Schließlich hat die Kommission selbst eine Reihe von Initiativen unternommen. Die 2001 angenommene Richtlinie über erneuerbare Energiequellen enthält für jeden Mitgliedstaat Richtziele bezüglich der Erzeugung von Ökostrom. Weitere Richtlinien zu den Themen

⁴¹ (Künftiger) Bericht von *Environmental Resource Management* für die GD ENV und die GD TREN.

⁴² Amtsblatt C 37 vom 3.2.2001, S. 3-15.

⁴³ Bericht von *Oxera et. al.* für die GD TREN (Oktober 2001).

Steuerung der Nachfrage, Energieverbrauch in Gebäuden und Kraft-Wärme-Kopplung sind für das Jahr 2002 geplant.

Da die Liberalisierung in vielen Mitgliedstaaten gerade erst begonnen hat, können noch keine endgültigen Schlüsse über ihre Auswirkungen auf die Umwelt gezogen werden. Bis jetzt waren die meisten Entwicklungen positiv: Die Nachfrage ist nicht wesentlich gestiegen, sauberere gasbefeuerte Anlagen ersetzen ältere kohlebefeuerte Anlagen, bei der Stromerzeugung wird ein deutlich höherer Anteil erneuerbarer Energieträger eingesetzt. Doch stammen die meisten dieser Entwicklungen aus der Zeit vor der vollständigen Liberalisierung, und ohne weitere politische Maßnahmen kann es in einem voll liberalisierten Energiemarkt schwer werden, sie aufrechtzuerhalten.

4.4 Überwachung der Auswirkungen auf die Beschäftigung

Zur Vertiefung ihres Verständnisses des Einflusses der Marktöffnung auf die Beschäftigungslage im Energiebereich im Hinblick auf die bisher gemachten Erfahrungen und mögliche künftige Trends hatte die Kommission eine Studie in Auftrag gegeben, die im Jahr 2000 fertiggestellt wurde. Die Einzelergebnisse und Schlussfolgerungen sind in der Mitteilung der Kommission über die Vollendung des Energiebinnenmarktes enthalten. Die wichtigsten Punkte sind folgende:

- Die Zahl der Beschäftigten in den Branchen Elektrizität und Erdgas ist zwischen 1990 und 1998 gesunken⁴⁴, aber die Marktöffnung ist nur einer der Gründe dafür.
- Mit dem Abbau von Arbeitsplätzen ging eine Änderung der von der Industrie geforderten Qualifikationen einher, und durch neue Geschäftstätigkeiten wie den Handel mit Energie entstanden neue Arbeitsplätze.
- Der Personalabbau wurde bisher auf gesellschaftlich vertretbare Weise bewerkstelligt, so etwa durch freiwillige Frühpensionierung in Verbindung mit Fortbildungsmaßnahmen.

Die Erhebung zur Vorbereitung dieses Berichts hat diese Analyse bestätigt. Eine Reihe von Unternehmen haben Angaben über die Zahl der Beschäftigten gemacht, die das Unternehmen seit der Marktöffnung verlassen haben, sowie über die Umstände des Personalabbaus. In den allermeisten Fällen geschah dies durch Frühpensionierung; Entlassungen waren die Ausnahme und standen für weniger als 2 % des Personalabbaus. Außerdem zeigt die Umfrage, dass die Unternehmen gleichzeitig auch neues Personal eingestellt haben, manchmal mehr, als sie entlassen mussten.

Daher behalten die Schlussfolgerungen in der Mitteilung der Kommission über die Vollendung des Energiebinnenmarktes ihre Gültigkeit.

4.5 Schlussfolgerungen zum Thema Versorgung

Die Marktöffnung ist voll mit der Einhaltung gemeinwirtschaftlicher Leistungsstandards bezüglich aller Aspekte der Versorgung der Kunden vereinbar. Zur Gewährleistung der

⁴⁴ Auf der Grundlage der verfügbaren europäischen und nationalen Statistiken wird geschätzt, dass dort zwischen 1990 und 1998 mehr als 250 000 Arbeitsplätze verloren gegangen sein könnten. Doch zeigen die Statistiken oft nur die Entwicklung der Beschäftigungslage in den Versorgungsunternehmen insgesamt und machen – bei multifunktionalen Versorgungsunternehmen – keinen Unterschied zwischen den einzelnen Dienstleistungen, wie etwa der Gas-, Strom- und Wasserversorgung.

Versorgungssicherheit gibt es eine Reihe von Möglichkeiten, von denen viele bereits in den Mitgliedstaaten zum Tragen kommen.

Die Gewährleistung der Grundversorgung ist ein zentrales Ziel der Kommission, dessen Einhaltung den Mitgliedstaaten in der vorgeschlagenen Änderung der Elektrizitätsrichtlinie als Verpflichtung auferlegt wird. Offenbar haben die meisten Mitgliedstaaten entsprechende Maßnahmen getroffen, normalerweise durch Benennung von Standard-Versorgungsunternehmen. Die vorgeschriebene Einhaltung bestimmter Dienstleistungsstandards ist Teil der Genehmigungsaufgaben für Versorgungsunternehmen und Netzbetreiber.

Außerdem steht den Mitgliedstaaten ein beträchtliches Spektrum an Umweltschutzmaßnahmen zur Verfügung. Die Vorschläge der Kommission dürften sich insofern positiv auswirken, als der Wettbewerb zur schnelleren Schließung ineffizienter Anlagen führt. Doch ist auch klar, dass ergänzende Maßnahmen wie Anreize zum verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträger bei der Erzeugung und eine Begrenzung der Nachfrage erforderlich sind.

5. ZUSAMMENFASSENDE SCHLUSSFOLGERUNGEN

5.1 Uneinheitliche Anwendung der Elektrizitäts- und der Gasrichtlinie

Mit wenigen Ausnahmen sind Elektrizitäts- und Gasrichtlinie jetzt weitgehend in einzelstaatliches Recht umgesetzt. Diese Maßnahmen sollen Großabnehmern von Elektrizität und Gas die Möglichkeit geben, ihr Versorgungsunternehmen und indirekt den Elektrizitätserzeuger oder Gasproduzenten/Importeur aus dem gesamten Spektrum der Energieunternehmen in der Europäischen Union frei zu wählen. Letztendlich strebt die Gemeinschaft eine volle Öffnung dieser Märkte für den Wettbewerb an, was auch auf dem Europäischen Rat von Lissabon bekräftigt wurde.

In vieler Hinsicht wurden auf dem Weg zu diesem Ziel raschere Fortschritte erzielt als erwartet. Dies belegen die derzeitigen Pläne der Mitgliedstaaten, über die geltenden Mindeststandards der bestehenden Richtlinien hinauszugehen. Gleichzeitig haben jedoch einige Mitgliedstaaten die Marktöffnung auf das rechtlich mögliche Minimum beschränkt. Frankreich hat bisher noch keinerlei Rechtsvorschriften für die Umsetzung verabschiedet, Deutschland muss den Rechtsrahmen für die Umsetzung der Gasrichtlinie noch vervollständigen.

Neben diesen deutlich sichtbaren Divergenzen wird in diesem Bericht außerdem festgestellt, dass bei der Gestaltung des rechtlichen Rahmens sehr große Detailunterschiede bestehen. So gelten in einigen Mitgliedstaaten Bedingungen für den Zugang Dritter, die einem wettbewerbsorientierten Markt nicht zuträglich sind und besondere Probleme vor allem bei unzureichender Entflechtung der Netzbetreiber verursachen, insbesondere:

- i. Vor allem in Deutschland, Österreich und Portugal sowie in geringerem Maße in Spanien erscheinen die Entgelte für das Elektrizitätsnetz auf aggregierter Ebene relativ hoch und bedürfen der Begründung oder Änderung.
- ii. In Österreich, Deutschland, Frankreich, den Niederlanden und Belgien spiegelt die Struktur der Übertragungsentgelte für Gas nicht die Kosten wider, z.B. infolge der Ausrichtung auf Entfernungen; außerdem erscheinen die Gasübertragungsentgelte in Schweden und in Spanien relativ hoch.

- iii. In fast allen Mitgliedstaaten verfügen einige wenige vorhandene Elektrizitätserzeuger über eine beherrschende Stellung auf den Großhandelsmärkten. Dies kann zum Beispiel bedeuten, dass die Ausgleichsentgelte unnötig hoch sind. In Frankreich, Belgien, Portugal, Irland und Griechenland sind die etablierten Unternehmen besonders mächtig, Entflechtungspläne existieren jedoch nicht; ähnliche Probleme stellen sich auch bei Gasproduktion und -import.
- iv. Die Möglichkeiten für den grenzüberschreitenden Handel sind im allgemeinen begrenzt, bei Elektrizität, und insbesondere bei Gas, da die Entgeltsysteme die Kosten nicht ausreichend widerspiegeln, die Koordinierung bei der Kapazitätszuweisung zu wünschen übrig lässt und nicht genügend Informationen zur Verfügung gestellt werden.

Es ist von zentraler Bedeutung, dass derartige Praktiken von den zuständigen Behörden der einzelnen Mitgliedstaaten wirksam untersucht und bewertet werden können, ohne dass für Drittnutzer der Netze übermäßige Verzögerungen oder Kosten entstehen. In einigen Fällen erscheint es, als hindere der Regulierungsrahmen die Mitgliedstaaten daran, die angestrebten Ziele im Hinblick auf die tatsächliche Marktöffnung zu erreichen. Zudem bleibt der Binnenmarkt bis zu einem gewissen Grad zersplittert und weist an den Binnengrenzen nur eingeschränkten Wettbewerb auf.

5.2 Folgen der uneinheitlichen Marktöffnung für die Verbraucher

Die uneinheitliche Marktöffnung hat sich auf die Entscheidungen der Verbraucher ausgewirkt. Ein Indikator für die ungleiche Wirksamkeit der Rechtsvorschriften zur Marktöffnung ist der äußerst unterschiedliche Umfang des Versorgerwechsels in den Mitgliedstaaten. Im allgemeinen ist der Wettbewerb in den Mitgliedstaaten lebhafter, die starke Regulierungsvorschriften, eine volle Entflechtung der Eigentumsverhältnisse oder vorzugsweise beides eingeführt haben. Bei voller Marktöffnung konnte sich nicht die gleiche Wettbewerbsintensität entwickeln, wenn die vertikale Integration stark war und die Regulierung nicht wirksam genug.

Echter Wettbewerb wirkt sich auch auf die Preise aus. Die Preise sind in denjenigen Ländern noch immer höher, in denen die Marktöffnung minimal ist oder in denen der Zugang Dritter augenscheinlich nicht wirksam geregelt ist. Außerdem haben viele Mitgliedstaaten nur Preisverringerungen für Großkunden erreicht, offenkundig auf Kosten anderer Nutzer. Dagegen sind in Mitgliedstaaten mit effektiver Marktöffnung auf allen Ebenen signifikante Preisverringerungen für alle Gruppen zu verzeichnen. Vertreter kleiner und mittlerer Unternehmen haben mehrfach darauf hingewiesen, dass es zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen kommt, weil sie Energie in einigen Mitgliedstaaten frei einkaufen können, aber nicht in anderen.

5.3 Folgen der uneinheitlichen Marktöffnung für die Energieunternehmen

Die uneinheitliche Marktöffnung kann auch für die Energieunternehmen selbst zu Wettbewerbsverzerrungen führen. Dies wirkt sich auf die Motivation der Mitgliedstaaten aus, über die in der Richtlinie vorgeschriebene minimale Marktöffnung hinauszugehen, da sie fürchten, dass ihre eigenen Energieunternehmen Marktanteile an Unternehmen verlieren, deren heimische Märkte nicht voll geöffnet sind, oder sogar von diesen Unternehmen übernommen werden könnten.

Dies ist besonders bedauerlich, da bedeutende Elektrizitäts- und Gasunternehmen der EU bestrebt sind, sich von einzelstaatlichen Einproduktunternehmen zu gesamteuropäischen Mehrproduktunternehmen zu wandeln. Die Fähigkeit eines Elektrizitätsunternehmens, in den kommenden Jahren eine gesamteuropäische Präsenz aufzubauen, was sich am besten durch Akquisitionen erreichen lässt, wird in bedeutendem Maße seinen langfristigen kommerziellen Erfolg im Binnenmarkt bestimmen. Operiert ein Unternehmen unter rechtlichen Rahmenbedingungen, die nur eine begrenzte Marktöffnung zulassen, hat es echte und bedeutende Vorteile gegenüber seinen Konkurrenten in Nachbarländern, wo alle Kunden ihre Versorgungsunternehmen frei wählen können. Eine breite Basis an nichtzugelassenen Kunden, sei sie rechtlich oder anderweitig geschützt, verschafft einen garantierten Marktanteil und sichere Einnahmen, was wiederum zu finanzieller Stabilität führt und den finanziellen Hintergrund für Akquisitionen im Ausland schafft.

Diese Situation kann sich aufgrund unterschiedlicher Eigentumsverhältnisse noch verschärfen. In einigen Ländern befinden sich fast alle Bereiche – Erzeugung, Übertragung und Verteilung – in der Kontrolle der öffentlichen Hand und sind in einem einzigen Unternehmen zusammengefasst. Das bedeutet, dass Konkurrenten in diesem Mitgliedstaat keine Erzeugungskapazitäten erwerben können. Zudem kann ein solches Unternehmen in den Genuss günstiger Finanzierungsraten kommen, da es aufgrund der staatlichen Besitzverhältnisse in der Regel die Bewertung AAA+ und die damit verbundenen finanziellen Garantien erhält.

5.4 Auswirkungen der Marktöffnung auf andere energiepolitische Ziele

Im Hinblick auf andere energiepolitische Ziele wie Sicherheit und Qualität der Versorgung, Förderung von erneuerbaren Energien und Nachfragemanagement sowie Schutz sozial schwächerer Kunden geht aus den von der Kommission gesammelten Informationen klar hervor, dass die Marktöffnung bei angemessener Gestaltung und Regulierung nicht zu Problemen bei der Sicherheit der Versorgung oder der Qualität der Dienstleistungen führt. Sie behindert auch nicht die Umweltpolitik und hat keine inakzeptablen sozialen Konsequenzen.

Insbesondere hinsichtlich der Versorgungssicherheit verfügen viele Mitgliedstaaten über einen Rahmen, in dem eine Kombination aus liquiden Großhandelsmärkten und bilateralen Märkten unter Wahrung der Möglichkeit bilateraler Verträge - die in Kalifornien vor der Energiekrise übrigens nicht zulässig waren – ausreichend Anreize geben wird, um neue Kapazitäten verfügbar zu machen. Denkbar sind auch andere Maßnahmen wie kapazitätsabhängige Zahlungen oder die Verpflichtung zur Bereithaltung von Reserven oder zur Speicherung von Gas, um die Versorgung bei Nachfragespitzen oder in Perioden schlechten Wetters zu sichern. Im übrigen sei auch darauf hingewiesen, dass die Kommission kürzlich eine Methode für die Behandlung verlorener Investitionen im Rahmen bilateraler Vereinbarungen aus der Zeit vor Inkrafttreten der Richtlinien verabschiedet hat. Es sind also Sicherungen vorhanden, um Versorgungsunterbrechungen vorzubeugen.

Auf bereits liberalisierten Elektrizitätsmärkten konnte ein gewisser Trend zu geringeren Reserven beobachtet werden, diese Verringerung überschüssiger Kapazitäten sollte jedoch als rationelle Reaktion auf Marktvereinbarungen und nicht als Versorgungsproblem gesehen werden. Wie in den Vorschlägen der Kommission erneut bekräftigt, werden Mitgliedstaaten und Regelungsbehörden eine zentrale Rolle als Kontrollinstanz für die Gewährleistung angemessener Reserven spielen, indem sie der Kommission einen jährlichen Bericht über die Angebots- und Nachfragesituation vorlegen.

Die Marktöffnung als solche wird sowohl positive als auch möglicherweise negative Auswirkungen auf die umweltpolitischen Ziele haben. Diese Ziele können jedoch auch durch andere unterstützende Maßnahmen erreicht werden (und werden auch erreicht), die in allen Mitgliedstaaten mit Unterstützung der Kommission energisch verfolgt werden, was bedeutet, dass die Marktöffnung von bedeutenden Umweltverbesserungen begleitet sein wird. Etwa 20% der 1999 neu in Betrieb genommenen Erzeugungskapazitäten basierten auf Windenergie. Auch steuerliche Maßnahmen waren bei der Beherrschung der Nachfrage in einigen Ländern sehr wirksam, zum Beispiel in Dänemark. Die Maßnahmen einzelner Mitgliedstaaten werden durch verschiedene Initiativen der Kommission in diesem Bereich gestützt, zum Beispiel die Richtlinie über erneuerbare Energien und die vorgeschlagene Richtlinie zur Besteuerung von Energieerzeugnissen⁴⁵. Weitere Rechtsvorschriften sollen im Jahr 2002 vorgelegt werden.

Was die gemeinwirtschaftlichen Leistungen angeht, lässt sich aus den der Kommission übermittelten Informationen ableiten, dass es keine Probleme bereiten dürfte, die Qualität der Leistungen und angemessene Preise für alle Verbraucher aufrecht zu halten. So wurden zum Beispiel krasse geografische Preisunterschiede innerhalb einzelner Länder durch die Auferlegung bestimmter Tarifstrukturen für die Netzbetreiber verhindert. Außerdem haben die Regulierungsinstanzen in vielen Mitgliedstaaten die Aufgabe übernommen, sozial schwache Gruppen zu schützen und die Qualität der Versorgung zu sichern - sowohl bei etablierten Versorgern als auch bei neuen Marktteilnehmern.

Schließlich schlägt die Kommission umfassende Verbraucherrechte im Anhang zur vorgeschlagenen Richtlinienänderung vor.

5.5 Rekapitulation der Kommissionsvorschläge

Die Ergebnisse dieses Benchmarking werfen eindeutig die Frage auf, ob die partielle Marktöffnung und die begrenzten Strukturreformen im Sinne der aktuellen Richtlinien ausreichende Fortschritte in Richtung auf einen wirklich wettbewerbsfähigen Binnenmarkt ermöglichen; selbst für Energiegroßverbraucher, die ihre Versorger frei wählen können.

Die derzeitige Lage ist nicht akzeptabel, da sie einigen Unternehmen in der EU wesentliche Vorteile gegenüber anderen einfach aufgrund der Tatsache verschafft, dass einige Mitgliedstaaten sich entschieden haben, ihre Märkte rascher als andere zu öffnen. Genau diese Gründe haben die Kommission bewogen, eine Änderung von Gas- und von Elektrizitätsrichtlinie vorzuschlagen⁴⁶. Dabei ist vorgesehen:

- die Mitgliedstaaten führen für alle gewerblichen Elektrizitätskunden bis zum 1. Januar 2003, für alle gewerblichen Gaskunden bis zum 1. Januar 2004 und für alle Kunden (einschließlich Privathaushalte) bis zum 1. Januar 2005 den Wettbewerb ein;
- die Mitgliedstaaten sichern gleichwertige hohe Mindeststandards für die qualitative Marktöffnung, insbesondere regulierten Zugang Dritter und Entflechtung;
- die Mitgliedstaaten gewährleisten eine Grundversorgung im Elektrizitätssektor zu angemessenen Preisen und erfüllen bestimmte Mindestauflagen im Bereich des Verbraucherschutzes. Die Mitgliedstaaten können weiterhin nichtdiskriminierende Auflagen für die Versorgungssicherheit machen und müssen eine Stelle benennen, die für die Überwachung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage zuständig ist;

⁴⁵ KOM(1997) 30

⁴⁶ KOM (2001) 125

- die vorgeschlagene Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel⁴⁷ wird durch Abbau von Schranken für den Import und den Export von Elektrizität zu mehr Wettbewerb beitragen.

Auf ihrer Sitzung vom 20. Juni 2001 betonte die Kommission die Notwendigkeit einer raschen Verabschiedung dieses Pakets, um Wettbewerbsverzerrungen zu beseitigen⁴⁸. Weitere - und nicht minder wichtige - Notwendigkeiten sind die Gewährleistung wettbewerbsfähiger Energiepreise, die Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der gemeinschaftlichen Industrie und die damit verbundene Sicherung von Arbeitsplätzen. Die Kommission bekräftigte ferner, dass sie beim Ausbleiben angemessener Fortschritte bei der Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen eigene Schritte auf der Grundlage von Artikel 86 EG-Vertrag in Betracht ziehen werde.

⁴⁷ KOM (2001) 125

⁴⁸ IP/01/872

ANHANG 1

REFERENZDOKUMENTE

„Benchmark of Electricity Transmission Tariffs“, erstellt für GD Energie und Verkehr durch: Universidad Pontificia Comillas, Madrid (erscheint in Kürze)

„Report to determine changes after opening of the Gas Market in August 2000“, erstellt für GD Energie und Verkehr durch: DRI/WEFA, Juli 2001

„Internal Document on Competition Indicators in the Electricity Market“, Eurostat, Mai 2001

„Electricity Liberalisation Indicators in Europe“, erstellt für GD Energie und Verkehr durch: Oxera, Netherlands Energy Research Foundations, Energy System Analysis and Planning, Centre Atom, Université Pantheon Sorbonne, September 2001

„Impacts of Electricity and Gas Market Liberalisation in the Enlarged European Union up to 2010: Focus on Environmental Consequences“, erstellt für GD Energie und Verkehr sowie GD Umwelt durch: ERM Consulting (erscheint in Kürze)

„Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion“, erstellt für GD Energie und Verkehr durch: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, und Consentec, Aachen, November 2001

„Third Party Access to Gas Networks in the EU“, erstellt für European Federation of Energy Traders durch: The Brattle Group, März 2001

„Assessment of internal and external gas supply options for the EU“, erstellt für GD Energie und Verkehr durch: Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), Oktober 2001

„EU Benchmarking of Short and Long Term Security of Gas Supplies“, Commission for the Regulation of Electricity and Gas (CREG), Belgien

„Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies“, Rat europäischer Regulierungsbehörden, April 2001

ANHANG 2 NETZZUGANGSENTGELTE: ELEKTRIZITÄT

Übertragung

	% des Gesamtentgelts abhängig von:							geografische Unterschiede?	nach Tageszeit gestaffelt?
	Erzeugung			Last					
	festes Entgelt (je Anschluss)	Kapazität (KW)	Fluss (MWh)	festes Entgelt (je Anschluss)	Kapazität (KW)	Fluss (MWh)			
Österreich	-	-	9	-	27	64	nein	nein	
Belgien	kein Erzeugungsentgelt			-	68	32	nein	nein	
Dänemark (E)	kein Erzeugungsentgelt			-	-	100	nein	ja	
Dänemark (V)	-	-	21	-	-	79	nein	ja	
Finnland	-	-	7	-	-	94	nein	ja	
Frankreich	kein Erzeugungsentgelt			-	54	46	nein	ja	
Deutschland	kein Erzeugungsentgelt			-	81	19	nein	nein	
Griechenland	30			-	70	-	nein	nein	
Irland	-	17	2	-	34	47	ja: Kapazitätsentgelt	ja	
Italien	-	-	13	1	25	61	ja: Verlustentgelt	ja	
Niederlande	2	-	21	2	31	44	nein	(ja)	
Portugal	kein Erzeugungsentgelt			-	59	41	nein	ja	
Spanien	kein Erzeugungsentgelt			-	28	72	nein	ja	
Schweden	-	22	14	-	23	41	ja: Kap.- und Verl.entgelt	ja	
VK (E&W)	-	20	9	-	54	18	ja: Kap.- und Verl.entgelt	ja	
Norwegen	-	38	6	-	53	3	ja: Verlustentgelt	ja	

Quelle: Comillias-Studie für die GD TREN

Verteilung

	Schwellenwert	Anzahl Verteilungsunternehmen	Regionen (für Regulierungszwecke)	geschätzte durchschnittl. Belastung je Haushalt (€/MWh) ⁴⁹	höchster/niedrigster Betrag (ca.) (€/MWh)
Österreich	-	250	15	65	-
Dänemark	1GWh	80	-	20	-
Finnland	-	107	-	22	-
Deutschl.	-	900+	-	65	48-95
Irland	4 GWh	1	1	26	-
Italien	20 GWh (Zus.schluss)	171 ⁵⁰	7	-	-
Niederlande	20GWh	18	18	35	-
Spanien	1 GWh	48	5	50	-
Schweden	-	208	-	30	-
VK	-	15	15	25	18-38

Quelle: Eurostat, GD TREN, VDEW, Comillias

⁴⁹ Durchschnittsverbraucher: Nachfrage von 7500KWh/Jahr; maximale Last: 7,5KW

⁵⁰ 80% der Netze (mittlere und niedrige Spannung) sind derzeit Eigentum von ENEL (ENEL ist dabei, sie zu veräußern)

ANHANG 3 NETZZUGANGSENTGELTE: ERDGAS

Übertragung

	% des Gesamtentgelts abhängig von:			Mindestvertragsdauer	Preissignale	geschätzte Einheitskosten (Transport) ⁵¹ €/MWh
	festes Entgelt	Kapazität	Fluss			
Österreich	-	82	18	1 Jahr	Punkt zu Punkt	0,5
Belgien	6	88	6	1 Jahr, Ermäßigung bei längerer Vertragsdauer	Punkt zu Punkt	0,5
Dänemark	-	92	8	1 Jahr	Briefmarkentarif	0,8
Frankreich	7	78	15	1 Jahr	Punkt zu Punkt	0,5
Deutschland	-	85 ⁵²	15	1 Jahr	Punkt zu Punkt	0,4
Irland	-	88	12	1 Jahr	Briefmarkentarif	1,4-2,6
Italien	-	unbekannt		unbekannt	Einspeisung/Entnahme	
Luxemburg	-	98	2	1 Jahr	Briefmarkentarif	0,9
Niederlande	-	87	13	1 Jahr	Punkt zu Punkt	0,4
Spanien (ohne Wiederverdampfung)	-	66	34	1 Jahr	Einspeisung/Entnahme und Briefmarkentarif	1,3
Schweden	2	85	13 (Spitzen)	1 Jahr	Briefmarkentarif	1,9
VK	-	abhängig von Auktionsergebnis		1 Tag	Einspeisung/Entnahme	
Quelle: GD TREN						

⁵¹ für den "typischen" zugelassenen Kunden mit einem Verbrauch von 25 Mio. m³ pro Jahr, Lastfaktor 0,7 (d.h. tägliche Spitzenentnahme 97,847 m³, stündliche Spitzenentnahme 4,077 m³), Transport über 100km

⁵² BEB: 95:5

ANHANG 4

ZUSTÄNDIGKEITEN UND MITTEL DER REGULIERUNGSSTELLEN

	ex ante/ ex post	Netzzugangs- bedingungen		Streitbeilegung		Erteilung der Genehmi- gungen	Finanz- mittel 2001 (Mio.€)	Mitar- beiter
		Erdgas	Elektrizität	Erdgas	Elektrizität			
Österreich	ex ante	N	R	M	R	Ministerium	7,0	37
Belgien	ex ante	R	R	R	R	Ministerium	9,4	40
Dänemark	ex post	R	R	R	R	Ministerium	2,5	30
Finnland	ex post	R	R	R	R	Regulierungs- stelle	1,2	15
Frankreich	ex ante	n.u.	M	n.u.	R	Ministerium	9,1	65
Deutschland	n.u.	N	N	Wettbewerbsbehörde		Ministerium	Keine Regulierungsstelle	
Griechenlan	ex ante	n.u.	M	n.u.	R	Ministerium	4,4	10
Irland	ex ante	M	R	M	R	Ministerium/ Reg.stelle	5,0	27
Italien	ex ante	R	R	R	R	Ministerium	18,0	63
Luxemburg	ex ante	M	M	M	M	Ministerium	-	1
Niederlande	ex ante	N	R	R	R	Ministerium	4,0	33
Portugal	ex ante	n.u.	R	n.u.	R	Ministerium	4,5	46
Spanien	ex ante	M	M	Regulierungsstelle/regio- nale Regierung		Ministerium	16,8	140
Schweden	ex post	R	R	R	R	Regulierungs- stelle	20,5	162
VK	ex ante	R	R	R	R	Ministerium/ Reg.stelle	103,0	340

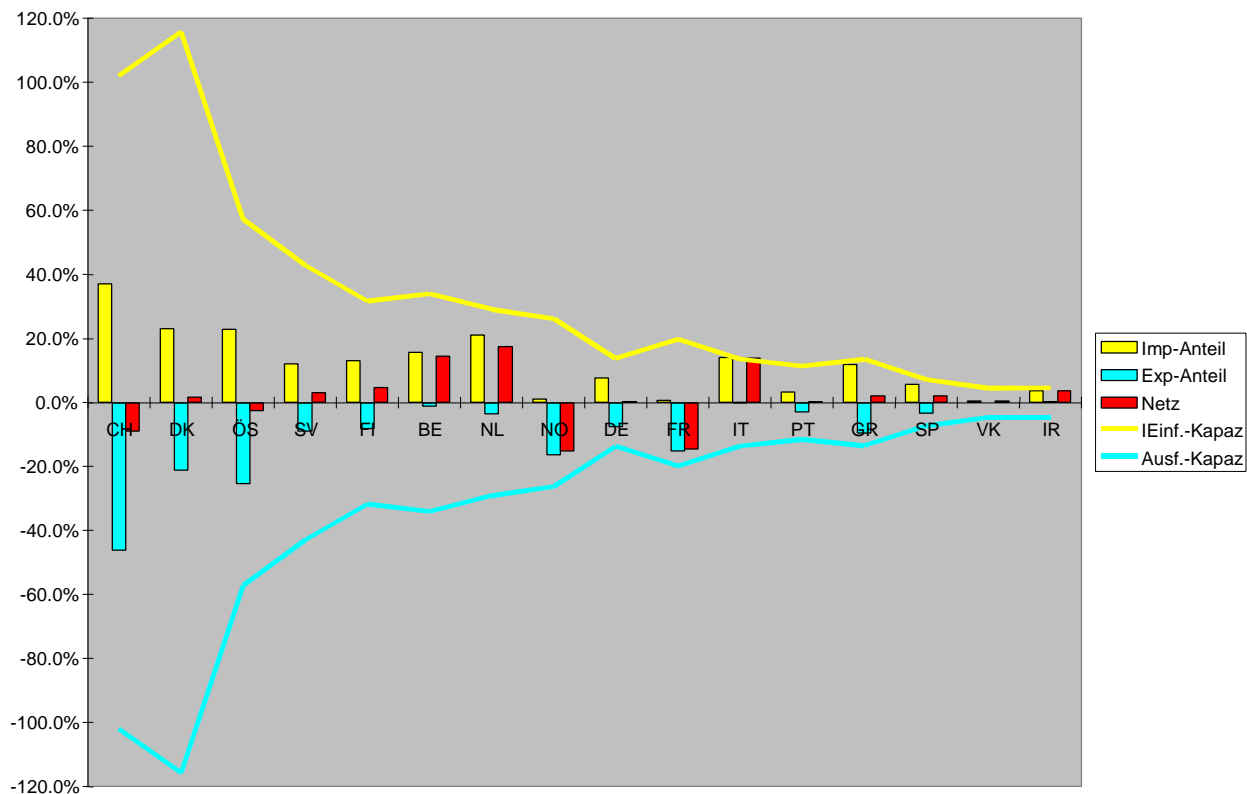
Quelle: Antworten auf eine Umfrage der Kommission

R – Regulierungsstelle, M – Ministerium, N – nicht geregelt (z.B. Zugang auf Vertragsbasis)
n.u. - Richtlinie nicht voll umgesetzt

ANHANG 5

GRENZÜBERSCHREITENDER HANDEL

Elektrizität: Nutzung der Kapazitäten



Quelle: GD TREN

In der obigen Graphik stellen die gelbe und die grüne Linie jeweils die maximale Import- und Exportkapazität dar. Die Blöcke stehen für die tatsächlichen Flüsse im Jahr 2000.

Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung: Elektrizität

Transaktionen	Ausfuhr-/Einfuhr-Entgelte (€/MWh)	Transitentgelte
innerhalb von Nordpool	keine	keine
Nord-DE	Einfuhr DE (0,64), Ausfuhr DK(0,65-1,34)	keine (zu überprüfen)
Nord-DE-NL	Ausfuhr DK(0,65-1,34)	DE (1,20)
DE-BE-NL	Ausfuhr DE (0,64), Ausfuhr BE (1,00)	-
FR-NL	Ausfuhr FR (0,8-2,44), Ausfuhr BE (1,0)	BE(1,0-1,5)
BE – VK	Ausfuhr BE (1,0)	FR (0,8 – 2,44)
DE-SP	Ausfuhr DE (0,64)	FR (0,8 – 2,44)
FR-DE	Ausfuhr FR (0,8 – 2,44), Einfuhr DE (0,64)	-
DE/AT-CH-IT	Ausfuhr DE (0,64), Ausfuhr AT(0,81)	CH(3,46-4,16)

Quelle: ETSO

ANHANG 5 (FORTS.)

Engpassmanagement: Elektrizität

Verbindung	Engpass (ja/nein)	Zuweisungsverfahren	durchschn. Großhandelspreisdifferenz ⁵³	durchschn. Kapazitätspreis (€/MWh)	Saldierung der Stromflüsse Ja/Nein
innerhalb von Nordpool	Ja - unregelmäßig	abhängig vom Spotmarkt			Ja
DK-DE	Ja (Grenze DE)	Auktion	3,0	1.5	?
SW-DE	?	kein Zuweisungsverfahren	3,0	-	Ja (ab 2001)
BE-NL	Ja (Grenze NL)	Auktion	-	3.0	Ja (ab 2001)
DE-NL	Ja (Grenze NL)	Auktion	5-25	10.5	Ja (ab 2001)
FR-VK	Ja (in das VK)	Auktion mit Mindestpreis	0-10	6.0	Ja
SP-PT	Ja – unregelmäßig	z.T. Auktion, z.T. Spotmarkt	4,0		
FR-SP	Ja – nach SP	Reihenfolgeprinzip, Vorrang für langfristige Verträge	6-15	-	
FR-BE	Ja - nach BE/NL	Reihenfolgeprinzip, Vorrang für langfristige Verträge	9,0	-	
FR-DE	Nein	?	keine	-	
FR-IT	Ja - nach IT	Pro-rata-Prinzip, Vorrang für langfristige Verträge	30	-	
AT-IT	Ja (Grenze IT)	Reihenfolgeprinzip	-	-	

Quelle: Consentec-Bericht für die GD TREN

Grenzüberschreitender Handel: Erdgas

Verbindung	kompatible Bilanzierungsregelungen	Transparenz bezüglich verfügbarer Kapazitäten	Zuweisungsverfahren	Qualitäts-umwandlung erforderlich	keine kostenabhängigen Entgelte
VK – BE - DE	VK – täglich BE/DE – stündlich	I/C, BE, DE: unklar	Vertragsbasis	Ja – in DE	Ja innerhalb von DE, 3 Arten von Briefmarkentarifen auf den versch. deutschen Netzen
DE – NL	Ja – stündlich	Veröffent. eines Teils der Daten	Vertragsbasis	Ja - in NL	entfernungsabhängige Entgelte in den NL
BE – FR - SP	BE – stündlich FR – täglich, mit stündlichen Höchstmengen SP – keine offizielle Regelung	BE, FR, SP: unklar	Vertragsbasis	Nein	Ja - die entfernungsabhängigen Entgelte in FR entsprechen kaum den physischen Flüssen.
AT – IT	Ja	AT, IT: unklar	“ausgebucht”, kein Verfall nicht genutzter Kapazitäten	Nein	Nein

Quelle: Brattle Group-Bericht für EFET

⁵³ Großverbraucherpreis (24GWh/Jahr), wenn kein Großhandel existiert

ANHANG 6 VERSORGUNGSSICHERHEIT

Elektrizität: derzeitige und geplante Maßnahmen

	Vorausplanung	liquider Spotmarkt/Terminmarkt	Anreizzahlungen/Reserven vorgeschrieben	von Übertr.netzbetreibern kontrollierte Reserven	stündliche Messung
Österreich					
Belgien	x				
Dänemark		x			
Finnland		x			
Frankreich	x				
Deutschland		(x)	x		
Griechenland			x		
Irland			x		
Italien		(x)	(x)		
Niederlande		x	x	(x)	
Portugal					
Spanien			x		
Schweden		x			
VK		x			(x)

Quelle: Antworten auf eine Umfrage der Kommission, (x) geplant

Erdgas: derzeitige und geplante Maßnahmen

	Verfügbarkeit					Netzkapazität	
	Planung der Einfuhren	liquider Spotmarkt/Terminmarkt	Speicherung für Versorger vorgeschrieben	von Übertr.netzbetreibern kontrollierte Reservekap.	Verträge, die unterbrochen werden können	Kapazitätsanforderung für bestimmte Spitzen ⁵⁴	Anreize/Zahlungen an Übertragungsnetzbetreiber (bei Preiskontrolle)
Österreich							
Belgien	(x)	x		x	x	x	
Dänemark				x	x	x	
Frankreich	x	(x)		x	x	x	
Deutschland					x		
Irland							x
Italien			x	(x)	(x)	x	
Luxemburg							
Niederlande							
Spanien			x				x
Schweden							
VK		x		x	x	x	x

Quelle: Antworten auf eine Umfrage der Kommission, CREG Belgien. (x) geplant

⁵⁴ z.B. bei extremen Witterungsbedingungen

ANHANG 6 (FORTS.) VERSORGUNGSSICHERHEIT

Derzeitiger Stand: Elektrizität

	Reservekapazität (% der Spitzennachfrage)	Einfuhrkapazität (% d. installierten Kap.)
"UCTE-Kern" ⁵⁵	3,7	3,3
NORDEL	1,2	3,8
Griechenland + Jug. + FYROM	2,0	1,2
Irland	0,0	4,1
Italien	5,6	7,2
VK	5,9	2,7
Iberische Halbinsel	4,1	1,9
Quelle: UCTE		

Derzeitiger Stand: Erdgas

MtRÖE (Heizwert)	1997	2005	2010	2020
Gesamtnachfrage	300	380	410	435
Inlandsproduktion	180	190	180	125
Nettoeinfuhren (Verträge)	120	180	195	190
zusätzl. Versorgung (noch nicht festgelegt)	-	10	35	120
Erdgasanteil am primären Energieverbrauch	22%	25%	26%	27%
Quelle: Eurogas				

⁵⁵ Die UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) koordiniert die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber aus 20 europäischen Ländern (EU - außer Skandinavien, VK und Irland - CENTREL-Länder, Balkan, Schweiz). "UCTE-Kern": UCTE mit Ausnahme von Spanien, Portugal, Griechenland, Jugoslawien, FYROM, Centrel und Italien.

ANHANG 7 UMWELTPOLITISCHER RAHMEN

Förderung erneuerbarer Energien

Investitionshilfen	AT, FI*, FR*, DE*, GR*, IR*, NL*, SW*
Preisgarantie	AT*, BE, DK, FR, DE*, GR*, IT, LX, PT, SP, SW
Verpflichtung zu einem bestimmten Anteil an erneuerbaren Energiequellen/ Ausschreibungen über feste Mengen	AT, FR, IR*, VK*
Markt mit "Umweltzertifikaten"	BE*, DK*, NL*
Umweltzeichen und Förderung von Umweltbewusstsein beim Verbraucher	FI*, DE, NL, SW, VK
Besteuerung nicht erneuerbarer Energiequellen	BE, DK, FI, GK, IR, IT, NL, SP, VK
Quelle: Mitteilungen der Mitgliedstaaten an die Kommission * wichtigste Maßnahmen	

Besteuerung von Erdgas und Elektrizität

	MWSt (%)	eigene Energiesteuer (€/MWh oder % der Steuer)				
		Elektrizität u. Erdgas	Elektrizität		Erdgas	
			Haushalte	Unternehmen	Haushalte	Untern.
Österreich	20	€15	€15	€4	€4	
Belgien	21	€1	-	€1	-	
Dänemark	25	€78-87	€2	€27	€2	
Finnland	22	€7	€4	€2	€2	
Frankreich	19,6/5,5	3-11%	1-4%	-	€1	
Deutschland	16	€15 + 8,6%	€3-15 + 8,6%	€3	€2	
Griechenland	8	-	-			
Irland	12,5	-	-	-	-	
Italien	10/20	€23	€12	€2-15	€1-2	
Luxemburg	6	€5	€2	-	-	
Niederlande	19	€58	€6-19	€12	€2-12	
Portugal	5	-	-	-	-	
Spanien	16	4,8%	4,8%	-	-	
Schweden	25	€20	-	€14	€4	
VK	5/17,5	-	€7	-	€2	
Quelle: Eurostat						

Hinweis: Die Zahlen sind von den in den Mitgliedstaaten geltenden Standardsätzen abgeleitet. Ausnahmen für bestimmte Tätigkeiten und regionale Unterschiede sind möglich.