

Endbericht

Aspekte der österreichischen Stromversorgung und des Wettbewerbs im europäischen Vergleich

EFG-Projekt-Nr. 30.25

Für den
Verband der
Elektrizitätsunternehmen
Österreichs, Wien

Jens Hobohm
Marcus Koepp
Frank Peter

Berlin, 25. Juli 2005
23 – 6241

Prognos AG

Geschäftsführer
Christian Böllhoff

Basel

Aeschenplatz 7
CH-4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com
www.prognos.com

Berlin

Karl-Liebknecht-Straße 29
D-10178 Berlin
Telefon +49 30 52 00 59-200
Telefax +49 30 52 00 59-201
info@prognos.com

Düsseldorf

Kasernenstraße 36
D-40213 Düsseldorf
Telefon +49 211 887 31 31
Telefax +49 211 887 31 41
info@prognos.com

Bremen

Wilhelm-Herbst-Straße 5
D-28359 Bremen
Telefon +49 421 20 15-784
Telefax +49 421 20 15-789
info@prognos.com

Inhalt

Zusammenfassung und Fazit	4
1 Ausgangslage und Aufgabenstellung	7
2 Stromversorgung in Europa	9
2.1 Stromwirtschaftlicher Überblick	9
2.2 Der 4. EU-Benchmarkingbericht	13
2.3 Meldevorgang für den Benchmarkingbericht	15
3 Netzentgelte im europäischen Vergleich	18
3.1 Forschungsstand	18
3.2 Berechnung der Entgelte für den 4. EU Benchmarkingbericht	21
3.3 In den Netzentgelten enthaltene Leistungen	26
3.4 Senkung der mittleren österreichischen Netzentgelte durch die Novellen der SNT-VO	30
4 Wechselverhalten von Stromkunden in liberalisierten Märkten	32
4.1 Erhebungsmethodik und Datenbasis der gemeldeten Wechselraten	32
4.2 Hypothesengestützte Analyse der Wechselraten	36
5 Status der Liberalisierung in Österreich	46
5.1 Wettbewerb im Strommarkt	46
5.2 Diskussion der Bewertung Österreichs im 4. EU-Benchmarkingbericht	50
5.3 Fortschritte bei der Liberalisierung des Strommarktes in Österreich	53
Anhang Länderkapitel	61
Einführung	62
Belgien	63
Dänemark	67
Deutschland	70
Finnland	73
Großbritannien	76
Luxemburg	80
Die Niederlande	81
Norwegen	83
Österreich	86
Portugal	89
Schweden	91
Spanien	94
Quellenverzeichnis	97

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1:	Untersuchte Länder	9
Abbildung 2:	Netzbelastung – Spezifische Stromabnahme aus dem Niederspannungsnetz	20
Abbildung 3:	Mittlere Stromabnahme pro Niederspannungskunde	20
Abbildung 4:	Veränderung der österreichischen Entgelte durch die Novellen der SNT-VO	30
Abbildung 5:	Zusammenhang der Wechselrate von Haushalts-/kleinen Gewerbekunden und Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen (ohne Steuern/Abgaben)	38
Abbildung 6:	Zusammenhang der Wechselrate von Industriekunden des Typs Ig und Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen (ohne Steuern/Abgaben)	39
Abbildung 7:	Zusammenhang der Wechselrate von Haushalts-/kleinen Gewerbekunden und der Liberalisierungserfahrung	41
Abbildung 8:	Zusammenhang der Wechselrate von Industriekunden des Typs Ig und der Liberalisierungserfahrung	42
Abbildung 9:	Wechselraten der Haushalte in Norwegen im zeitlichen Verlauf	43
Abbildung 10:	Binnenwanderung im Jahr 2003	44
Abbildung 11:	Zusammenhang der Wechselrate der Haushalts-/kleinen Gewerbekunden und der Binnenwanderung	45
Abbildung 12:	Anzahl der Haushaltskunden mit mindestens einem Wechsel des Stromversorgers	79

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1:	Siedlungsstruktur der untersuchten Länder	10
Tabelle 2:	Netzauslegung in den ausgewählten Ländern	11
Tabelle 3:	Verbrauch und Kundenstruktur in den ausgewählten Ländern	11
Tabelle 4:	Netzebenen in den betrachteten Ländern	12
Tabelle 5:	Definitionen für die Standardfälle Dc, Ib und Ig	15
Tabelle 6:	Netzzugangsentgelte für Strom	16
Tabelle 7:	Hauptakteure bei der Meldung und Berechnung der Netzentgelte	17
Tabelle 8:	Entnahmeebene und Berücksichtigung unterbrechbarer Lieferungen	22
Tabelle 9:	Einschätzung der Repräsentativität der Abnahmefälle	24
Tabelle 10:	In den Netzentgelten enthaltene Leistungskomponenten	28
Tabelle 11:	Wechselraten für Stromkunden aus dem 4. EU-Benchmarkingbericht	32
Tabelle 12:	Ermittlung der Wechselraten	34
Tabelle 13:	Zeitpunkt der Marktöffnung für Stromkunden in den untersuchten Ländern	40
Tabelle 14:	Überblick über die sachlich und räumlich relevanten Teilmärkte in Österreich	56

Zusammenfassung und Fazit

(1) Der Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs beauftragte die Prognos AG, Berlin/Basel, im März 2005 mit der Durchführung einer **Studie** zu Aspekten der **Stromversorgung** und des **Wettbewerbs** im europäischen Vergleich.

(2) Die **Stromversorgung** in **Europa** ist unter anderem aus historischen und physischen Gründen **äußerst heterogen** strukturiert. Trotz der mehrjährigen Harmonisierungsimpulse durch die EU-Gesetzgebung unterscheiden sich die Mitgliedsstaaten signifikant in der Erzeugungs-, Netz- und Verbrauchsstruktur, den Tarif- und Netzentgeltsystemen und infolge dessen auch in den Netzkosten und darstellbaren Netzentgelten und Strompreisen. Hinzu kommt die unterschiedlich lange Liberalisierungserfahrung und – damit verbunden – unterschiedlich hohe Wechselraten von Stromkunden in den Ländern.

(3) Der **4. EU-Benchmarkingbericht** der EU-Kommission will – wie seine Vorgängerberichte – Status und Fortschritte bei der Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes dokumentieren und auf Hemmnisse in einzelnen Ländern hinweisen. Zu diesem Zweck vergleicht der Bericht unter anderem die Strompreise und **Netzentgelte** in den Mitgliedsländern und Norwegen miteinander.

Der Bericht stößt an **Grenzen** der **Vergleichbarkeit**, da er nicht im Einzelnen die jeweils mit den Entgelten verbundenen Tarif- und Leistungskomponenten vergleicht. Auch werden strukturelle Unterschiede zwischen den Ländern nicht beim Entgeltvergleich berücksichtigt. Die Belastbarkeit der Vergleiche wird darüber hinaus durch die unterschiedliche Datenqualität und mangelnde Repräsentativität der Abnahmefälle in den Ländern eingeschränkt.

Vor diesem Hintergrund kommt dem 4. Benchmarkingbericht vor allem eine **deskriptive Funktion** zu („Welche Unterschiede gibt es?“). Die analytische Komponente („Wie sind Unterschiede begründet?“) **fehlt** weitgehend. Eine **normative Funktion** des Berichts ist somit **abzulehnen**. In der bestehenden Form ist der Bericht unseres Erachtens nicht für die Verwendung im Rahmen der Anreiz- oder price-cap Regulierung geeignet.

(4) Nicht nur die Netzentgelte sondern auch die **Wechselraten** von Stromkunden in der EU und Norwegen unterscheiden sich signifikant. Die korrekte Interpretation der Wechselraten ist umstritten. Anhand einer Regressions- und Korrelationsanalyse wurden drei **Hypothesen** zu **Ursachen** des **Wechselverhaltens** in Europa überprüft:

- Dabei konnte **nicht** gezeigt werden, dass die **Höhe** der **Netzentgelte** (gemessen als Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen) sich negativ auf die Höhe der Wechselrate auswirkt. Bei den untersuchten Ländern korreliert vielmehr ein hoher Anteil der Netzentgelte an den jeweiligen Strompreisen eher mit hohen Wechselraten. (Hypothese I)
- Hingegen halten wir es für sehr wahrscheinlich, dass bei den Haushalten und kleinen gewerblichen Verbrauchern ein positiver Zusammenhang zwischen der **Liberalisierungserfahrung** und der Wechselrate besteht. (Hypothese II)
- 6 Länder wurden im Hinblick auf den Zusammenhang zwischen der **Umzugsrate** der Haushalte und der Wechselrate der Haushalte / kleinen gewerblichen Verbraucher untersucht. Bei diesen Ländern ergab sich eine mittelstarke Korrelation zwischen Umzugsrate und Wechselrate. Wir halten es daher für wahrscheinlich, dass eine hohe Umzugsrate auch die Wechselrate positiv beeinflusst. (Hypothese III)

(5) Die unbefriedigende Beurteilung des **Status** der **Liberalisierung** in **Österreich** durch die EU-Kommission erscheint vor dem Hintergrund der bis Mitte des Jahres 2005 erreichten Erfolge nicht berechtigt und kann nur als eine Momentaufnahme aus dem Sommer 2004 verstanden werden. Die Einschätzung der EU-Kommission, Österreich habe Probleme bei der Regulierung und Entflechtung des Energiemarktes, beruhte zudem zu einem großen Teil auf den im 4. EU-Benchmarkingbericht dargestellten Netztarifen und Wechselraten. Die vorliegende Analyse hat gezeigt, dass die im Benchmarkingbericht verwendeten Datengrundlagen nicht hinreichend belastbar sind und darauf aufbauende Einschätzungen ebenfalls nur **geringe Aussagekraft** haben können.

(6) Mit der rechtlichen Umsetzung der **Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie** 2003/54/EG wurden in Österreich im letzten Jahr die Bedingungen für einen funktionierenden Wettbewerb weiter verbessert: Das **Unbundling** der integrierten Stromunternehmen wurde als Grundlage für unabhängige Netzbetreiber und einen diskriminierungsfreien Netzzugang festgeschrieben. Mit einer wirkungsvollen **Regulierung** konnten die Netzentgelte für alle Stromabnehmer seit Beginn der Regulierung bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit deutlich gesenkt werden.

Die Voraussetzungen für einen funktionierenden **Wettbewerb** im Elektrizitätsmarkt wurden durch die Öffnung der Teilmärkte Stromerzeugung, Großhandel und Weiterverteilung des Stroms an die Endkunden geschaffen. Moderate **Preisentwicklungen** an den Großhandelsmärkten und im europäischen Vergleich **unterdurchschnittliche Endkundenpreise** für die Stromversorgung sind deutliche Wettbewerbsindikatoren.

Für die **kommenden Jahre** werden weitere **Wettbewerbsimpulse** von der fortschreitenden Integration der österreichischen Elektrizitätswirtschaft in den europäischen Strommarkt erwartet. Hierfür ist geplant, die Kupplungskapazitäten zu den europäischen Nachbarn auszubauen und zusammen mit Deutschland einen gemeinsamen Markt für Regelenergie zu schaffen.

Die Überprüfung der in §28 Abs. 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-richtlinie formulierten Kriterien, anhand derer der **Liberalisierungsfortschritt** gemessen werden soll, ergibt für Österreich dementsprechend ein deutlich **positiveres Bild** als im 4. EU-Benchmarkingbericht dargestellt.

1 Ausgangslage und Aufgabenstellung

(1) Der **vierte Benchmarkingbericht** der EU-Kommission zu den Fortschritten der Liberalisierung der europäischen Strommärkte kommt zu dem Ergebnis, dass in einigen europäischen Ländern Defizite bei der Liberalisierung bestehen. Unter anderem wird in diesem Zusammenhang auf Österreich Bezug genommen. Dabei bezieht sich die Kritik der Kommission vor allem auf die Netztarife für Kunden mit geringem Strombezug, die aus Sicht der Kommission in Österreich zu hoch ausfallen. Aber auch die Wechselrate österreichischer Stromkunden stellt sich im europäischen Vergleich eher ungünstig dar.

(2) Es stellt sich die **Frage**, ob die österreichischen Netzentgelte tatsächlich überhöht sind oder andere Ursachen für das schlechte Abschneiden bei Netzentgelten und Wechselraten im europäischen Vergleich maßgeblich waren. Da Benchmarkings für die Entgeltregulierung herangezogen werden, könnte das Ergebnis des Benchmarkings über die nationale Regulierungsbehörde, Energie-Control GmbH direkten Einfluss auf die österreichischen Netzentgelte haben. Insgesamt ist daher auch zu fragen, ob der Benchmarkingreport der EU-Kommission eine belastbare Grundlage für die Entgeltregulierung darstellt.

(3) Vor diesem Hintergrund beauftragte der Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) im März 2005 die Prognos AG, Berlin/Basel, mit der Durchführung einer **Studie** zu Aspekten der Stromversorgung und des Wettbewerbs im europäischen Vergleich.

In die Untersuchung sind die **Länder** Belgien, Dänemark, Deutschland, England/Wales, Finnland, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Portugal, Schweden und Spanien im Vergleich mit Österreich einzubeziehen.

(4) Die **Struktur** der Studie orientiert sich an den mit der Untersuchung verfolgten Zielen:

- In einem ersten Schritt sind die Länder anhand ausgewählter **stromwirtschaftlicher Kenngrößen** zu charakterisieren. Ziel dieses Arbeitsschrittes ist die Klärung von Voraussetzungen für den Vergleich der Netzentgelte, z.B. ob die gewählten Abnahmefälle für die einzelnen Länder repräsentativ sind.

In diesem Zusammenhang vergleichen wir die **Datengrundlagen** für die Meldung von Netzentgelten und Wechselraten an die Kommission und prüfen, inwieweit der **Meldevorgang** für den Benchmarkingbericht in den einzelnen Ländern die Ergebnisse beeinflusst hat.

- Die **Vergleichbarkeit** der **Netzentgelte** kann durch unterschiedliche Strukturen in den Stromwirtschaften der Länder, aber auch durch die unterschiedliche Einbeziehung von Leistungskomponenten eingeschränkt werden. Zu den Auswirkungen struktureller Unterschiede auf die Netzentgelte skizzieren wir daher im zweiten Schritt den Forschungsstand und ermitteln, welche **Leistungskomponenten** den gemeldeten Entgelten in den einzelnen Ländern jeweils gegenüberstehen.
- Im dritten Schritt analysieren wir das **Wechselverhalten** von Stromkunden in Europa. Durch diese Analyse soll geklärt werden, welche Ursachen maßgeblich für den Wechsel des Stromversorgers waren und ob die Wechselintensität Ausdruck fehlenden Wettbewerbs ist.
- Schließlich unternehmen wir einen Versuch, den **Status** der österreichischen **Liberalisierung** anhand der Kriterien der Strombinnenmarkt-Richtlinie 2003 (Art. 28 Abs. 3) zu bewerten.

(5) Die Untersuchung erfolgte in zwei **Phasen**. Während die ersten drei Schritte Bestandteil von **Phase I** waren, und damit Gegenstand des bereits vorgelegten Zwischenberichts, ist die Gesamtbewertung der österreichischen Liberalisierung Gegenstand von **Phase II** im nunmehr vorliegenden Endbericht enthalten.

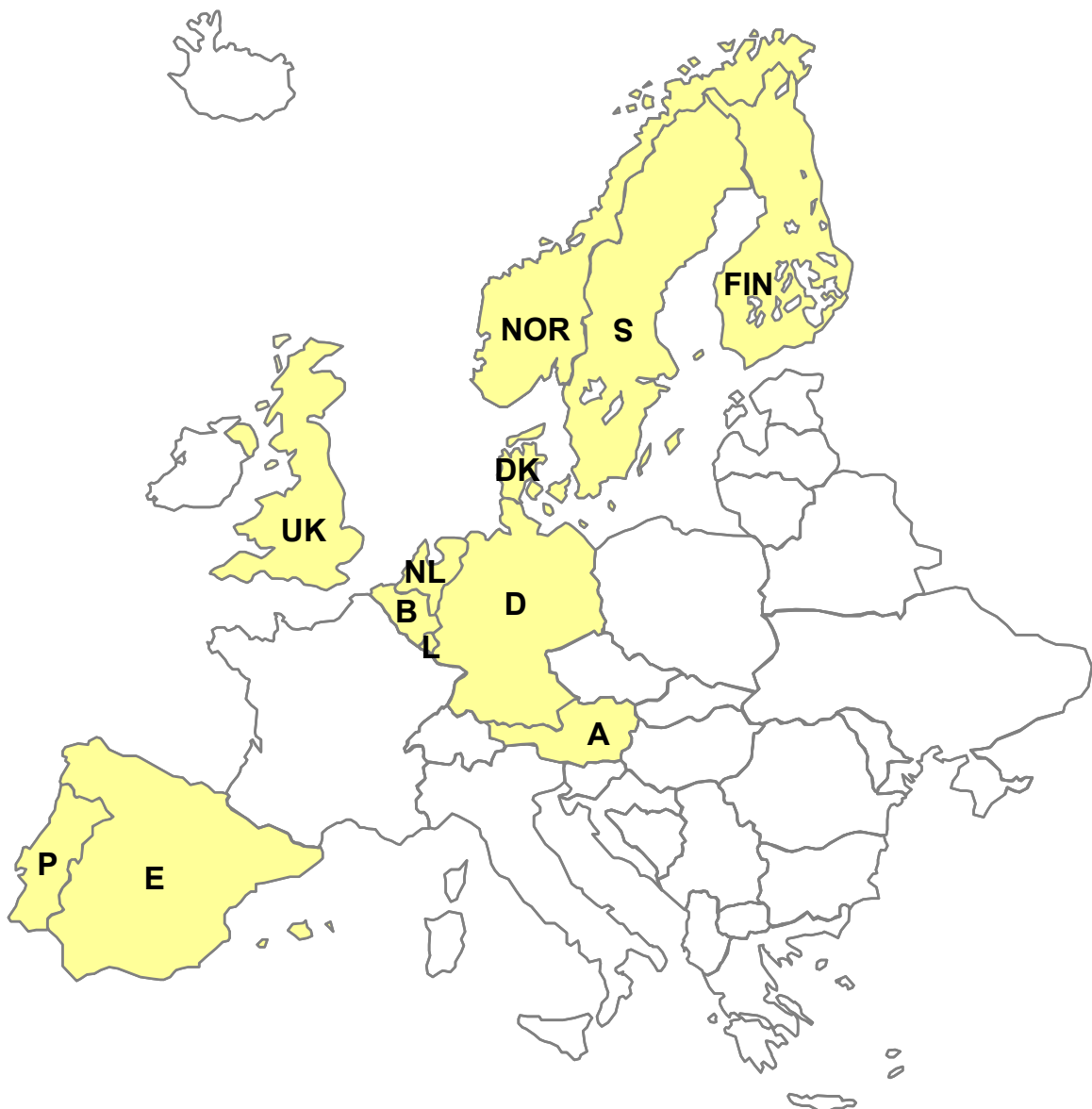
(6) Die in der vorliegenden Untersuchung berücksichtigten Studien sind im Literaturverzeichnis dokumentiert. Neben diesen Studien war die wichtigste **Datenquelle** eine schriftliche **Befragung** der Regulierungsbehörden bzw. Ministerien für Strom in den untersuchten Ländern. Der Fragebogen der Erhebung ist im Anhang dokumentiert.

2 Stromversorgung in Europa

2.1 Stromwirtschaftlicher Überblick

(1) Der **Untersuchungsraum** dieser Expertise umfasst die in der folgenden Abbildung dargestellten europäischen Länder.

Abbildung 1: *Untersuchte Länder*



Quelle: Prognos AG

(2) Die Vielfalt Europas zeigt sich in seiner Topografie, den klimatischen Unterschieden und nicht zuletzt auch in der **Siedlungsstruktur** in den einzelnen Ländern. So ist die Siedlungsdichte im Gesamtgebiet der Niederlande vierzig Mal höher als in Norwegen.

Gerade in den skandinavischen Ländern wie auch in Spanien gibt es jedoch **Siedlungsschwerpunkte**, in denen sich ein Großteil der Bevölkerung konzentriert. Bei der Berücksichtigung des Siedlungsgebiets zeigt sich, dass die Länder im Vergleich näher zusammengerücken: Die Siedlungsdichte in den besiedelten Gebieten der Niederlande ist dann nur noch gut vier mal so hoch wie in den dünn besiedelten Ländern Portugal oder Finnland.

Tabelle 1: Siedlungsstruktur der untersuchten Länder

Land	Fläche [km ²]	Einwohner [1.000]	Siedlungsdichte im Gesamtgebiet [Personen/km ²]	Siedlungsdichte im Siedlungsgebiet* [Personen/km ²]
Belgien	30.518	10.356	339	1.817
Dänemark	43.094	5.384	125	732
Deutschland	357.020	82.537	231	1.797
Finnland	304.529	5.206	17	681
Luxemburg (Grand-Duché)	2.586	448	173	1.989
Niederlande	33.873	16.193	478	2.767
Norwegen	385.155	4.552	12	1.000
Österreich	83.859	8.067	96	2.099
Portugal	91.906	10.407	113	625
Schweden	410.934	8.941	22	757
Spanien	504.790	41.551	82	2.069
Vereinigtes Königreich	151.168	52.794	349	1.074

* Das Siedlungsgebiet ist die besiedelte Fläche innerhalb eines Landes

Quelle: Eurostat, [EURELECTRIC]

(3) In der Folge der geografischen und demografischen Gegebenheiten unterscheiden sich auch die **Stromwirtschaften** in den betrachteten Ländern teilweise erheblich in ihrer **gewachsenen Struktur**. Dabei wurde das Stromnetz in einem kontinuierlichen Prozess entsprechend der jeweils aktuellen Bedürfnisse an die bestehenden und geplanten Produktions- und Verbrauchsschwerpunkte angepasst.

Die nachfolgenden Tabellen stellen wichtige **stromwirtschaftliche Kennziffern** im Überblick dar. Die Angaben in Tabelle 2 und Tabelle 3 sind einer aktuellen Umfrage von Eurelectric unter den Betreibern der Übertragungs- und Verteilnetze für Strom in Europa und deren Verbänden entnommen, die Anfang 2005 veröffentlicht wurde [EURELECTRIC]. Tabelle 4 zeigt die Definition der **Spannungsebenen** in den einzelnen Ländern.

Tabelle 2: Netzauslegung in den ausgewählten Ländern

Land	Quelle	Länge des Netzes [km]			Anteil am Gesamtnetz [%]		
		Höchst-/ Hochspannung > 100 kV	Mittelspannung 1 – 100 kV	Niederspannung < 1 kV	Höchst-/ Hochspannung > 100 kV	Mittelspannung 1 – 100 kV	Niederspannung < 1 kV
Österreich*	AAEU VEÖ	8.900	56.000	135.000	4,5 %	28,0 %	67,5 %
Belgien	BFE-FPE	3.407	72.614	109.453	1,8 %	39,2 %	59,0 %
Dänemark	Dans Energy	6.219	68.395	93.516	3,7 %	40,7 %	55,6 %
Deutschland	VDEW-VDN	36.800	556.700	993.300	2,3 %	35,1 %	62,6 %
Finnland	FEIF	21.810	135.083	223.996	5,7 %	35,5 %	58,8 %
Luxemburg	CEGEDEL S.A u.a.	120	2.562	4.058	1,8 %	38,0 %	60,2 %
Norwegen	BKKAS	7.578	101.654	209.107	2,4 %	31,9 %	65,7 %
Niederlande	EnergieNed	12.037	103.249	150.252	4,5 %	38,9 %	56,6 %
Portugal	EDP Distribution	66	69.843	120.238	0,0 %	36,7 %	63,2 %
Schweden	SWEDENERGY	16.000	216.310	297.604	3,0 %	40,8 %	56,2 %
Spanien	UNESA	20.900	366.500	475.000	2,4 %	42,5 %	55,1 %
U. K.	Alle DNO's	18.819	368.908	373.781	2,5 %	48,4 %	49,1 %

* Für Österreich sind die Länge der Leitungskilometer und die Kundenzahlen in dieser Studie geschätzt. Aktuelle Auswertungen der E-Control GmbH für das Jahr 2003 ergeben eine Gesamtsystemlänge von 231.702 km, davon 17.072 km Hoch-, 63.846 km Mittel- und 150.783 km Niederspannung.

Quelle: [EURELECTRIC], E-Control GmbH

Tabelle 3: Verbrauch und Kundenstruktur in den ausgewählten Ländern

Land	Quelle	Stromverbrauch			Anzahl der Kunden		
		Gesamt [GWh]	Davon auf der Niederspannungsebene [GWh]	Anteil	Gesamt [1.000]	Davon auf der Niederspannungsebene [1.000]	Anteil
Österreich	AAEU VEÖ	61.000	21.000	34,4 %	4.435	4.400	99,2 %
Belgien	BFE-FPE	80.438	25.920	32,2 %	5.059	4.514	89,2 %
Dänemark	Dans Energy	33.000	15.800	47,9 %	3.000	2.600	86,7 %
Deutschland	VDEW-VDN	479.070	217.800	45,5 %	44.200	39.100	88,5 %
Finnland	FEIF	80.601	32.329	40,1 %	3.059	2.687	87,8 %
Luxemburg	CEGEDEL S.A u.a.	6.053	835	13,8 %	175	172	98,3 %
Norwegen	BKKAS	113.258	58.756	51,9 %	2.576	2.276	88,4 %
Niederlande	EnergieNed	104.515	55.000	52,6 %	7.623	6.905	90,6 %
Portugal	EDP Distribution	36.958	20.518	55,5 %	5.665	5.645	99,6 %
Schweden	SWEDENERGY	140.000	66.000	47,1 %	5.070	5.062	99,8 %
Spanien	UNESA	214.511	103.823	48,4 %	23.935	23.850	99,6 %
U. K.	Alle DNO's	314.830	158.200	50,2 %	27.310	27.287	99,9 %

Quelle: [EURELECTRIC]

Tabelle 4: Netzebenen in den betrachteten Ländern

Land	Höchstspannung [kV]	Hochspannung [kV]	Mittelspannung [kV]	Niederspannung [kV]
Belgien	380 bis 220	< 70 bis < 30	26 bis 1	bis 1
Dänemark	400	150 bis 135	60 bis 10	bis 0,4
Deutschland	380 bis 220	< 220 bis > 60	60 bis 6	bis 0,4
Finnland		400 bis 110	70 bis 6	bis 0,4
Luxemburg (Grand-Duché)	220	65	20	0,4
Niederlande	380 bis 220	150 bis 110	20 bis 1	bis 0,4
Norwegen		420 bis 132	22 bis 1	bis 0,4
Österreich	380 bis 220	110 bis > 36	36 bis >1	bis 1
Portugal	400 bis 150	110 bis > 45	45 bis > 1	bis 1
Schweden	440 bis 220	130 bis 70	20 bis 1	bis 0,4
Spanien	> 145	145 bis > 36	36 bis 1	bis 1
Vereinigtes Königreich	400 bis 275	132 bis 66	33 bis 7	bis 0,4

Quelle: Erhebungen der Prognos AG

(4) Die Tabellen zeigen, dass die europäischen Stromwirtschaften signifikante **Unterschiede** hinsichtlich ihrer Strukturen und Definitionen aufweisen. Die Unterschiede zwischen den Stromwirtschaften gilt es bei der Interpretation von Unterschieden zwischen den Entgelten zu beachten.

2.2 Der 4. EU-Benchmarkingbericht

(1) Die Europäische Kommission erstellte erstmals im Jahre 2001 einen **Benchmarkingbericht**, mit dem die Fortschritte bei der Verwirklichung des **Strom-** und **Erdgasbinnenmarktes** dokumentiert wurden. Dieser Bericht wurde jährlich aktualisiert und hinsichtlich seiner Fragestellungen teilweise modifiziert. Aktuell ist der vierte Benchmarkingbericht, der Anfang 2005 veröffentlicht wurde. Die Europäische Kommission stellt sich damit der Aufgabe, die Fortschritte bei der Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes zu ermitteln und auf Hemmnisse in den einzelnen Staaten hinzuweisen.

(2) Der 4. Benchmarkingbericht weist folgende **Struktur** auf:

Er besteht aus zwei Teilen, einem Berichtsteil und einem umfassenden Arbeitsdokument als Anhang zum Bericht. Der kurze, zusammenfassende **Bericht** an das Europäische Parlament und den Rat stellt die zentralen Ergebnisse der Untersuchungen über

- die Wirksamkeit der Regulierung und Entflechtung
- die Marktstruktur und Integration der Märkte und
- die Preisentwicklung auf den Energiemärkten,

getrennt für den Strom- und Erdgassektor, dar. Auf der Basis dieser Ergebnisse gibt der Bericht allgemeine Handlungsempfehlungen für die weitere Marktbeobachtung und Regulierung und leitet Ziele des Weiteren energiepolitischen Vorgehens in den beiden Bereichen ab.

Der Bericht verdichtet die Ergebnisse der Einzeluntersuchungen zu speziellen Fragestellungen sowie Auswertungen von Energiepreisstatistiken der Eurostat, die im **Anhang** des Benchmarkingberichts dokumentiert sind.

(3) **Datenquellen** des Benchmarkingberichts sind überwiegend die Regulierungsbehörden bzw. die für die Regulierung zuständigen Ministerien. Diese wurden von der Abteilung Energie und Verkehr der Kommission (DG TREN) anhand eines **einheitlichen Fragenkatalogs**¹ über die genannten Themen befragt. Zusätzlich zu den Standardfragen, die bereits in den Vorjahren abgefragt

¹ Der Erhebungsbogen ist unter http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/doc/4/2004_key_indicators_en.pdf einzusehen.

wurden, enthielt der Fragenkatalog für den 4. Benchmarkingbericht Fragen zu weiteren Themen. Hierzu zählen

- Regelungen, die eine missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung von Energieversorgern verhindern sollen,
- Versorgungssicherheit,
- die Umsetzung gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und
- die Zusammensetzung der Strompreise unter besonderer Berücksichtigung der Netzentgelte der einzelnen Länder.

Oft wurde von den Regulierungsbehörden und Ministerien bei der Beantwortung der Fragen auf die Verbände der Elektrizitätswirtschaft oder deren Statistiken zurückgegriffen. Teilweise ergänzte die DG TREN fehlende Angaben durch eigene Untersuchungen.

(4) Der 4. EU-Benchmarkingbericht gibt in vielen Untersuchungsteilen, wie beispielsweise bei den Untersuchungen zur rechtlichen Umsetzung der Europäischen Richtlinien in den Mitgliedstaaten, einen guten **deskriptiven Überblick** über den Status Quo der Energiemarktliberalisierung.

Eine **analytische Bewertung** der Länder, bei der nicht nur Unterschiede und Gemeinsamkeiten dargestellt werden, sondern diese im Hinblick auf ihre Ursachen analysiert werden, fehlt jedoch weitgehend.

2.3 Meldevorgang für den Benchmarkingbericht

(1) Das statistische Amt der Europäischen Gemeinschaften Eurostat hat die von der EU-Kommission abgefragten Stromkunden-**Standardfälle** einheitlich definiert [E-PREISE]. Einen Auszug mit wichtigen Kenndaten enthält die folgende Tabelle 5.

Die Regulierungsbehörden waren im Anschreiben der EU-Kommission aufgefordert, für die Abnahmefälle die in den jeweiligen Tarifsystemen „am besten passenden Entgelte“ für einen nationalen Mittelwert zu ermitteln. Von der umfassenden Definition durch Eurostat waren lediglich der Jahresverbrauch mit Nachtstromanteil, die Höchstlast und die Jahresnutzungsdauer vorgegeben. In den Erhebungsunterlagen wurde nicht explizit auf die Definitionen der Eurostat hingewiesen.

Tabelle 5: Definitionen für die Standardfälle Dc, Ib und Ig

	Dc	Ib*	Ig*
	Privater Haushalt	Gewerblicher Kleinverbraucher	Großer Industriekunde
Jahresverbrauch [kWh]	3.500	50.000	24.000.000
(davon Nachtstrom) [kWh]	1.300		
Bestellte Leistung (Richtwert) [kW]	4 bis 9		
Maximaler Leistungsbedarf (Höchstlast) [kW]		50	4.000
Jahresnutzungsdauer [h]		1.000	6.000
Versorgungsspannung in den Ländern [kV]			
Belgien	Niederspannung	0,23 bis 0,4	10 bis 15
Dänemark	Niederspannung	0,400	10 bis 20
Deutschland	Niederspannung	10	10
Finnland	Niederspannung	0,400	20
Luxemburg	Niederspannung	k.A.	65
Niederlande	Niederspannung	0,220	10
Norwegen	Niederspannung	<1	1 bis 20
Österreich	Niederspannung	0,400	>30 bis 110
Portugal	Niederspannung	>1 bis 45	>1 bis 45
Schweden	Niederspannung	0,400	10 bis 20
Spanien	Niederspannung	bis 1	<72,5 bis <145
Vereinigtes Königreich	Niederspannung	0,415	11

* Für die Abnahmefälle Ib und Ig sind für die Leistungsmessung und den Schwachlastverbrauch weitere Daten angegeben

Quelle: [E-PREISE]

(2) Die **Ergebnisse** des vierten Benchmarkingberichts für die Netzentgelte in den betrachteten **Ländern** sind der folgenden Tabelle 6 zu entnehmen.

Tabelle 6: Netzzugangsentgelte für Strom

Land	Mittelspannung	Niederspannung	
	Geschätzter Mittelwert Gesamtkosten Eurostat Ig [€/MWh]	Geschätzter Mittelwert Gesamtkosten Eurostat Ib [€/MWh]	Geschätzter Mittelwert Gesamtkosten Eurostat Dc [€/MWh]
Belgien	14	50	58
Dänemark	nicht verfügbar	23	42
Deutschland	9	55	62
Finnland	16	32	40
Luxemburg (Grand-Duché)	nicht verfügbar	nicht verfügbar	nicht verfügbar
Niederlande	11	31	36
Norwegen	13	27	30*
Österreich	11	56	61
Portugal	6	42	38
Schweden**	11	22	44
Spanien	7	36	35
Vereinigtes Königreich	15	35	30

Quelle: Regulatoren , DG Tren Analysis
 * Basierend auf einem Haushalt mit einem mittleren Verbrauch von 18.000 kWh
 ** Basierend auf Beispielen der STEM: 5 GWh, 30 GWh, 5.000 kWh

Quelle: [KOMMISSION], Auszug aus Tabelle 2.2 des Technical Annex zum 4. EU-Benchmarkingbericht

(3) Im Bericht der EU-Kommission wurde nicht dokumentiert, wie diese veröffentlichten Mittelwerte für die einzelnen Länder im Einzelnen zustande gekommen sind.

An dieser Stelle setzte die Untersuchung der Prognos AG mit der Konsultation der Regulierungsbehörden und der DG TREN an. Anhand des im Anhang dokumentierten Fragebogens wurde ermittelt

- **wer** die Ergebnisse in den untersuchten Ländern berechnete und an die EU meldete oder ob sie von der DG TREN stammen,
- **auf welche Weise** die an die EU gemeldeten Ergebnisse **berechnet** wurden (vergleiche Kapitel 3) und
- **welche Leistungen** durch die an die EU gemeldeten Netzentgelte abgedeckt werden.

(4) In einem ersten Schritt wurden die an der **Berechnung und Meldung** der mittleren nationalen Netzentgelte federführend involvierten Behörden, Institutionen und Verbände ermittelt (vergleiche Tabelle 7).

Tabelle 7: Hauptakteure bei der Meldung und Berechnung der Netzentgelte

Land	Meldung an DG TREN	Berechnung der Entgelte
Belgien	Regulator (CREG)	Transportnetzbetreiber (IVEKA, ELIA)
Dänemark	Regulator (DERA)	Regulator (DERA)
Deutschland	Ministerium (BMWA)	Verbände (VDN)
Finnland	Regulator (EMV)	Regulator (EMV)
Luxemburg (Grand-Duché)	keine Meldung	keine Berechnung
Niederlande	Regulator (DTE)	Regulator (DTE)
Norwegen	Regulator (NVE)	Regulator (NVE)
Österreich	Regulator (E-Control GmbH)	Regulator (E-Control GmbH)
Portugal	Regulator (ERSE) / DG TREN**	Regulator (ERSE) / DG TREN**
Schweden	keine Meldung	DG TREN*
Spanien	Ministerium (MITYC)	Transportnetzbetreiber (REE)
Vereinigtes Königreich	keine Meldung	DG TREN

* Nach Aussage der Regulierungsbehörde ERSE wurden lediglich die regulierten Tarife an die Kommission gemeldet, die Berechnungen seien dort ausgeführt worden. Dem widerspricht die Aussage der DG TREN, nach der die ERSE die Berechnungen durchführte und die Ergebnisse an die DG TREN meldete.

** Keine Berechnung, sondern Datenübernahme für andere Abnahmefälle aus Veröffentlichung "Energy Market Report 2004"

Quelle: Schriftliche / telefonische Erhebungen der Prognos AG

(5) Die Auswertung zeigt, dass außer für Luxemburg, für das im Benchmarkingbericht keine Mittelwerte veröffentlicht wurden, auch **keine national abgestimmten Daten aus Schweden** und dem **Vereinigtem Königreich** gemeldet wurden. In diesen Fällen stammen die Daten aus Berechnungen der DG TREN. **Unklar** ist die Situation in **Portugal**. Hier stehen sich die Aussagen der Regulierungsbehörde ERSE und der DG TREN gegenüber.

(6) Für **Schweden** wurden keine Berechnungen oder Anpassungen durchgeführt, sondern die von der schwedischen Regulierungsbehörde STEM (Statens energimyndighet) veröffentlichten Beispielrechnungen aus dem „Energy Market Report 2004“ entnommen. Die dort dokumentierten Abnahmefälle entsprechen jedoch in ihren Parametern nicht den EU-Standardfällen (vergleiche Tabelle 6), die Daten sind somit nicht für einen belastbaren Vergleich heranzuziehen.

(7) Für das **Vereinigte Königreich** führte die DG TREN eigenständige Berechnungen auf der Basis der veröffentlichten Tarife der Netzbetreiber durch. Nach Aussage der DG TREN wurden aufgrund eines **redaktionellen Fehlers** bei der Zusammenstellung des 4. EU-Benchmarkingberichts die Angaben für industrielle Kleinverbraucher (Ib) und Haushalte (Dc) verwechselt. Korrekt wären für den Fall Ib 30 €/MWh und 35 €/MWh für Haushalte (Dc).

3 Netzentgelte im europäischen Vergleich

3.1 Forschungsstand

(1) Wie in Kapitel 2.1 dargestellt wurde, unterscheiden sich die europäischen Länder erheblich in der Struktur ihrer Stromwirtschaften. Die legislative Angleichung durch die Rahmengesetzgebung der EU wird die Unterschiede in Topographie, Siedlungsstruktur und industrieller Ausstattung der einzelnen Länder nicht beseitigen können.

Diese **Unterschiedlichkeit** hat Auswirkungen auf die **Kosten-situation** der Netzbetreiber in den jeweiligen Ländern. Mehrere Studien, z.B. [PLAUT] und [CONSENTEC] setzen sich mit den Auswirkungen dieser Unterschiede auf die Vergleichbarkeit der Netzzugangsentgelte auseinander. Entscheidende These ist, dass für ein qualifiziertes Benchmarking die nicht-beeinflussbaren, kostenrelevanten Strukturfaktoren berücksichtigt werden müssen.

(2) In einer aktuellen Studie verbessert [PLAUT] die Vergleichbarkeit der im vierten Benchmarkingbericht ausgewiesenen Netzentgelte in mehreren Korrekturschritten. Unter Berücksichtigung

- der unterschiedlichen Beteiligung der Kraftwerke an den Netzkosten (**G-Komponente**),
- der **Kaufkraftunterschiede**,
- der **Fixkostendegression** bei größerem Durchschnittsverbrauch der Endkunden,
- der **Siedlungsstruktur** und
- der **Versorgungsqualität**

zwischen den untersuchten Staaten² reduziert sich der Abstand der mittleren österreichischen Netzentgelte für die Abnahmefälle Dc (Haushalte) und Ib (gewerblicher Kleinverbraucher) zum Mittelwert der EU-15 beträchtlich. Auch die im unkorrigierten Vergleich bereits günstigen österreichischen Entgelte für den Abnahmefall Ig (großer Industriekunde) sinken weiter.

² In die Studie einbezogen wurden neben Österreich Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Irland, Italien, Luxemburg, die Niederlande, Norwegen, Portugal, Spanien, Schweden und Vereinigtes Königreich.

(3) Die Studie geht davon aus, dass **weitere Bereinigungen** notwendig sind, sich jedoch wegen der fehlenden Datengrundlage in den Vergleichsländern der EU-15 und Norwegen nicht durchführen lassen. Als wichtige Faktoren werden der Belastungsgrad der Netze, die Zersiedelung der Versorgungsgebiete, klimatische und topographische Besonderheiten, nationale Unterschiede bei Vorschriften und Abgaben sowie die fehlende Einheitlichkeit der Datenerhebung genannt.

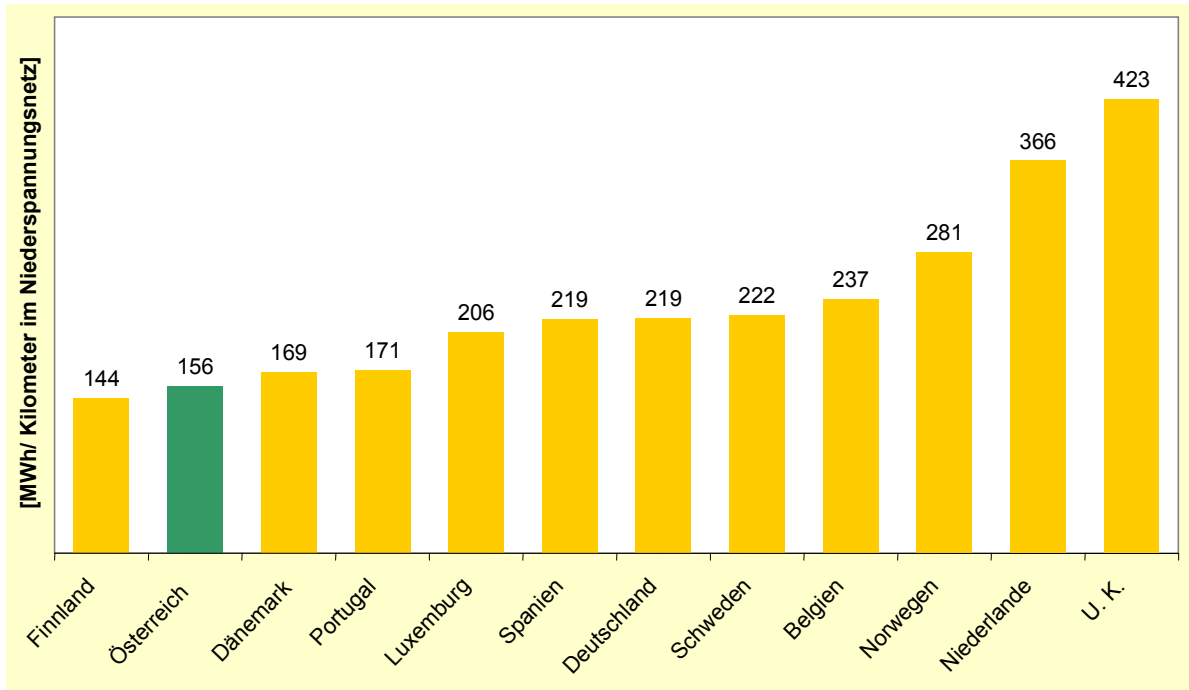
(4) Eine komplette Ermittlung aller, die Netzentgelte tangierenden Einflussgrößen wird nicht als sinnvoll angesehen, da der erforderliche Aufwand zu groß, und die Ergebnisse meist angreifbar sind, da die Einzeldaten nicht belastbar sind. Aus diesem Grund ist eine **Einschränkung** auf wenige, gut dokumentierte Einflussgrößen erforderlich, um die **Vergleichbarkeit** von Entgelten zu verbessern.

(5) Mit dem **Belastungsgrad der Netze**, also der durchschnittlichen Stromabnahme pro Kilometer Leitungsnetz lassen sich mehrere der Einflussfaktoren zumindest näherungsweise abbilden. Eine exakte Bestimmung des rechnerischen Einflusses auf die mittleren Netzkosten in Ergänzung der von [PLAUT] durchgeführten Korrekturen ist jedoch nicht möglich, da der Belastungsgrad der Netze nicht unabhängig von den bereits berücksichtigten Faktoren Siedlungsdichte und Fixkostendegression ist.

(6) Vor diesem Hintergrund werten wir den Belastungsgrad der Netze ergänzend zu den vorliegenden Studien auf der Basis der Eurelectric-Daten (vergleiche Tabelle 2 in Kapitel 2.1) und mit Fokus auf die Position Österreichs wie folgt aus:

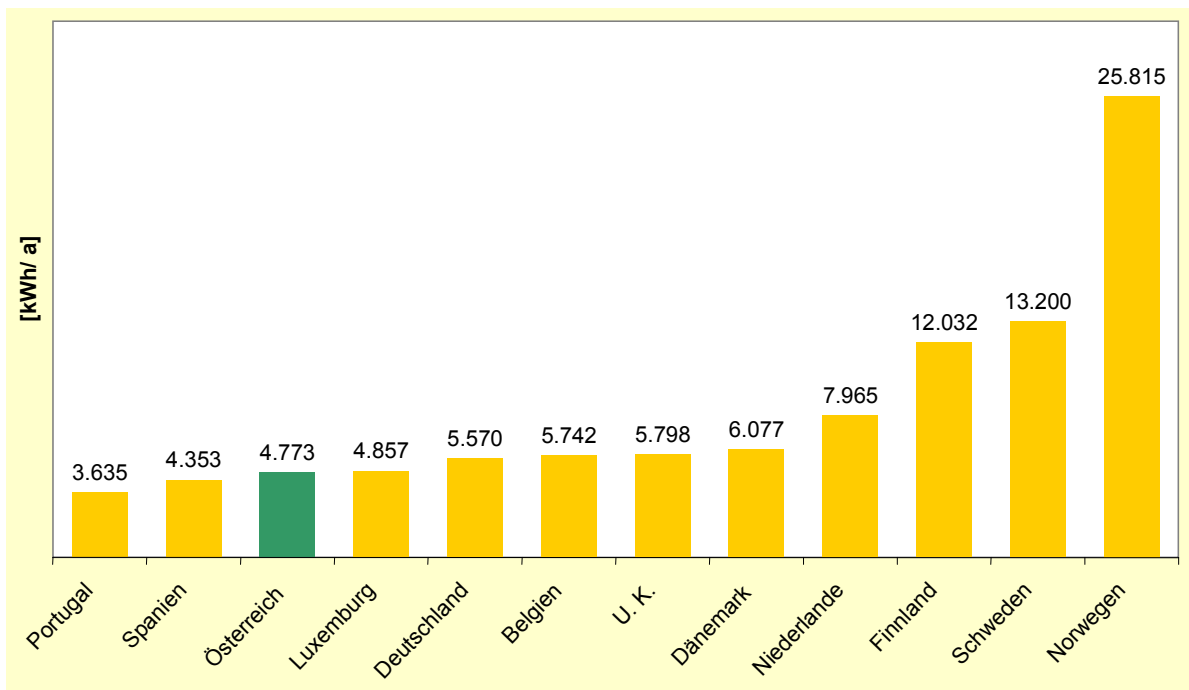
Die spezifische **Netzbelastung** auf der Niederspannungsebene ist im Vergleich mit den anderen Ländern **sehr gering** (vergleiche Abbildung 2). Eine geringe Stromabnahme pro Leitungskilometer in Verbindung mit niedrigen Abnahmemengen pro Kunde (vergleiche Abbildung 3) ist kostenseitig ungünstig, da das Verhältnis von Kosten und Erträgen ungünstiger ist.

Abbildung 2: Netzbelastung – Spezifische Stromabnahme aus dem Niederspannungsnetz



Quelle: [EURELECTRIC], eigene Berechnungen der Prognos AG

Abbildung 3: Mittlere Stromabnahme pro Niederspannungskunde



Quelle: [EURELECTRIC], eigene Berechnungen der Prognos AG

(7) Als **Fazit** der Analyse über den Einfluss struktureller Faktoren auf die Netzentgelte in Österreich und den untersuchten Ländern bestätigt sich die von [PLAUT] und [COSENTEC] aufgezeigte Tendenz. Die österreichischen Entgelte fielen insbesondere auf der Niederspannungsebene durch eine notwendige Bereinigung um den Belastungsgrad der Netze, G-Komponente, Kaufkraftunterschiede, Fixkostendegression bei größerem Durchschnittsverbrauch der Endkunden, Siedlungsstruktur und Versorgungsqualität im Vergleich zu den anderen Ländern niedriger aus, als im 4. EU-Benchmarkingbericht dargestellt.

3.2 Berechnung der Entgelte für den 4. EU Benchmarkingbericht

(1) Die jeweils in den Ländern zuständigen Behörden wurden von der EU-Kommission aufgefordert, ihre Meldungen für den 4. Benchmarkingbericht zu machen. Anhand des von der Kommission bereitgestellten Fragebogens berechneten die zuständigen Stellen der Länder die Netzentgelte für die Standardfälle. In allen Ländern wurden dabei die Verbrauchsgruppen Ib (gewerblicher Kleinverbraucher) und Ig (großer Industriekunde) als leistungsgemessene Kunden klassifiziert und die Verbrauchsgruppe Dc (Haushalte) als nicht-leistungsgemessene Kunden.

(2) Aus unpräzisen methodischen Vorgaben der EU resultieren **Unterschiede** in den gemeldeten Daten. Die Basis der Berechnungen in den einzelnen Ländern unterscheidet sich vor allem in folgenden Bereichen:

- Die **Zuordnung der Entnahmeebene** (Versorgungsspannung) aus dem Stromnetz,
- die Berücksichtigung von preiswerteren, **unterbrechbaren Lieferungen** (Nachtstrom),
- die **Repräsentativität** der abgefragten Abnahmefälle.

Die folgenden Tabellen zeigen die Abweichungen bei den Berechnungsgrundlagen aus den untersuchten Ländern.

Tabelle 8: Entnahmeebene und Berücksichtigung unterbrechbarer Lieferungen

Land	Dc	Dc		Ib	Ig
	3.500 kWh/a	"Nachtstrom"		50.000 kWh/a	24.000.000 kWh/a
		Ja	Nein	50 kW	4.000 kW
Belgien	Niederspannung	x		Mittelspannung	Mittelspannung
Dänemark	Niederspannung		x	Niederspannung	Mittelspannung
Deutschland	Niederspannung		x	Niederspannung	Hochspannung
Finnland	Niederspannung		x	Niederspannung	Mittelspannung
Luxemburg (Grand-Duché)		<i>keine Angaben im 4. Benchmarkingbericht</i>			
Niederlande	<i>nicht verfügbar</i>	<i>nicht verfügbar</i>		<i>nicht verfügbar</i>	<i>nicht verfügbar</i>
Norwegen	Niederspannung		<i>nicht verfügbar</i>	Niederspannung	Mittelspannung
Österreich	Niederspannung	x		Mittelspannung	Mittelspannung
Portugal	<i>nicht verfügbar</i>		<i>nicht verfügbar</i>	<i>nicht verfügbar</i>	<i>nicht verfügbar</i>
Schweden	Niederspannung		<i>nicht verfügbar</i>	<i>nicht verfügbar</i>	Mittelspannung
Spanien	Niederspannung	x		Niederspannung	Mittelspannung
Vereinigtes Königreich	Niederspannung		x	Niederspannung	Hochspannung

Quelle: Eigene Erhebungen der Prognos AG

(3) Je niedriger die gewählte **Entnahmeebene** ist, desto höher sind die spezifischen Kosten, die der Endkunde für die Netznutzung zu zahlen hat. Der Grund hierfür ist die Wälzung der Kosten der höheren Netzebenen (Höchst-, Hoch- und ggf. Mittelspannung) auf die jeweils niedrigere Entnahmeebene. Deshalb sind die niedrigen Netzkosten für den deutschen Standardfall Ig (großer Industriekunde) folgerichtig, da dieser Fall dort als Entnahme aus der Hochspannungsebene gerechnet wurde. Die Netzkosten im Vereinigten Königreich erscheinen im Gegenzug recht hoch, da auch hier die Entnahme aus der Hochspannungsebene berücksichtigt wurde.

Die auf dieser Basis für **Deutschland** und das **Vereinigte Königreich** berechneten Entgelte für den Fall Ig (großer Industriekunde) sind deshalb nicht mit den anderen Entgelten vergleichbar.

Der gleiche Effekt tritt bei den Entgelten für den Standardfall Ib (gewerblicher Kleinverbraucher) in den Ländern **Belgien** und **Österreich** auf, die für diesen Fall eine Entnahme aus der Mittelspannungsebene berücksichtigten. Auch die Entgelte der Länder Belgien und Österreich sind deshalb nicht mit den anderen vergleichbar und dürften im Benchmarking nicht direkt den Ergebnissen anderer Länder gegenübergestellt werden.

(4) Aus den Untersuchungen der **Entnahmeebene** ergibt sich, dass eine Vergleichbarkeit der gemeldeten Entgelte **Österreichs** für den Fall **Dc** (Haushalte) mit allen Ländern gegeben ist.

Die Vergleichbarkeit des Falls **Ib** (gewerblicher Kleinverbraucher) reduziert sich auf Belgien, für den Fall **Ig** (großer Industriekunde) hingegen ist eine Vergleichbarkeit auf der Basis der Entnahmeebenen für alle untersuchten Länder bis auf Deutschland und das Vereinigte Königreich gegeben.

(5) In der Regel sind die Netzentgelte für **unterbrechbare Lieferungen** deutlich niedriger als für die garantierte Belieferung. Im Gegenzug müssen bei der Entgeltberechnung dann jedoch zusätzliche Tarifzähler berücksichtigt werden. In Summe beider Effekte ist bei der Berücksichtigung unterbrechbarer Lieferungen aber von niedrigeren Entgelten als bei der garantierten Belieferung auszugehen. Dies spricht für die Netzkosten des Abnahmefalls Dc (Haushalte) in den Ländern **Dänemark Deutschland, Finnland** und **Vereinigtes Königreich** von tendenziell zu hohen, auf jeden Fall aber nur stark eingeschränkt vergleichbaren, gemeldeten Entgelten.

(6) Ein wichtiger Punkt beim Benchmarking von Netzentgelten ist die **Repräsentativität** der **Abnahmefälle**. Da eine genaue Ermittlung der Kosten eines Stromtransports in der Praxis nicht möglich ist, stellen die Tarifsysteme der Länder Hilfsmittel dar, mit denen die jährlich für den Netzbetrieb anfallenden Gesamtkosten (inklusive einer zulässigen Gewinnmarge) möglichst gerecht auf die verschiedenen Kundengruppen verteilt werden sollen. Die Tarife sind auf die **landestypischen Kundengruppen** mit ihrem jeweiligen Verbrauch und repräsentativen Anschlussleistungen hin ausgerichtet. In ihrer Studie zeigt [CONSENTEC] den Einfluss der Tarifgestaltung auf das Ergebnis von Entgeltvergleichen und fordert eine repräsentative Auswahl der Abnahmefälle, die Besonderheiten der teilnehmenden Länder berücksichtigt.

(7) Eine Einbeziehung der landestypischen Verhältnisse fand in der Konzeption **des 4. EU-Benchmarkingberichts** nicht statt. Er beschränkt sich in seiner Auswahl auf lediglich drei untersuchte Fälle. Diese Auswahl kann ohnehin nur **Teilaspekte** abbilden, da große Kundengruppen, deren Strombezug von diesen Standardwerten zum Teil erheblich abweicht, nicht berücksichtigt werden.

(8) Zusätzlich eingeschränkt wird die Aussagekraft der Entgelte durch mangelnde Repräsentativität der vorgegebenen Fälle in den einzelnen Ländern. Die Frage, ob die abgefragten Abnahmefälle zumindest repräsentativ für eine beschränkte Kundenzahl seien, also im betreffenden Land in nennenswertem Umfang vorkommen, wurde von mehreren Teilnehmern der Befragung verneint. Dies ist insofern von besonderer Bedeutung, da die **Tarifsysteme** der untersuchten Länder in der Regel keine linearen Beziehungen zwi-

schen Strombezug und geforderten Entgelten aufweisen. **Abweichungen** der abgefragten Abnahmefälle von den Kenndaten der landestypischen Verbraucher nach oben oder unten **verzerrten** deshalb das Bild eines Entgeltvergleichs.

Die Ergebnisse der Befragung zur Repräsentativität der Abnahmefälle und zu den im betreffenden Land besser geeigneteren, weil repräsentativeren Abnahmefällen zeigt die folgende Tabelle 9.

Tabelle 9: Einschätzung der Repräsentativität der Abnahmefälle

Land	Dc: 3500 kWh		Ib: 50 kW; 50 MWh		Ig: 4 MW; 24 GWh	
	repräsentativ/ geeigneter		repräsentativ/ geeigneter		repräsentativ/ geeigneter	
	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Belgien	x		x	100 kW; 160 MWh	x	0,5 MW; 2 GWh
Dänemark		x k. A.*	x	k. A.*	x	k. A.*
Deutschland	x		x	50 kW; 125 MWh	x	4 MW; 20 GWh
Finnland	x		x		x	
Luxemburg (Grand-Duché)	keine Angaben, da an Befragung zum Benchmarkingbericht nicht teilgenommen wurde					
Niederlande		k. A.		k. A.		k. A.
Norwegen		x 18.000 kWh	x		x	
Österreich	x		x	100 kW, 300 MWh	x	
Portugal		k. A.		k. A.		k. A.
Schweden**		x 5.000 kWh	x	30 MWh	x	1 MW; 5 GWh
Spanien	x		x		x	1,3 MW; 6,2 GWh
Vereinigtes Königreich	x		x		x	

* Nach Aussage der Regulierungsbehörde DERA liegen alle drei Abnahmefälle über den für Dänemark typischen Verbrauchern.
 ** Die Aussagen für Schweden sind abgeleitet aus den Standardfällen des Energiemarktreports 2004 der Regulierungsbehörde

Quelle: Erhebungen der Prognos AG beim VEÖ und den Regulierungsbehörden der Länder

(9) In den Ländern **Norwegen** und **Schweden**, deren Haushaltskunden einen sehr hohen Durchschnittsverbrauch haben (vergleiche Abbildung 3), stellt der **Abnahmefall Dc** (Haushalte) keine repräsentative Kundengruppe dar. In diesen Ländern – und möglicherweise auch in Finnland – ist zu erwarten, dass das Tarifsystem dem höheren Verbrauch entsprechend ausgelegt wurde. Die im 4. Benchmarkingbericht dargestellten Werte basieren zudem nicht auf dem Abnahmefall Dc sondern auf Berechnungen für einen höheren Verbrauch (siehe Tabelle 9), so dass diese Entgelte nicht für einen belastbaren Vergleich herangezogen werden können.

(10) **Einschränkungen** durch eine mangelnde Repräsentativität der Abnahmeparameter ergeben sich auch für den **Fall Ib** (gewerblicher Kleinverbraucher) in den Ländern **Österreich**, **Belgien** und **Deutschland**. Die Kombination einer relativ hohen Anschlussleistung mit sehr geringen Jahresnutzungsstunden ist für diese Länder untypisch und führt somit nicht zu repräsentativen Ergebnissen für einen idealtypischen Kleinverbraucher. Für **Schweden**

wurden keine Berechnungen durchgeführt und aus den von der DG TREN übernommenen Angaben lassen sich keine direkten Hinweise auf die Repräsentativität ableiten. Da jedoch im Energiemarktbericht 2004 lediglich 30 MWh als repräsentatives Beispiel dargestellt sind, ist zu vermuten, dass auch hier der Fall Ib nicht repräsentativ für die industriellen Kleinverbraucher ist.

(11) Eine **bessere Vergleichbarkeit** der Ergebnisse für industrielle Kleinverbraucher (Ib) könnte nach Aussage der an der Fragebogenaktion Beteiligten in Österreich, Belgien und Deutschland durch deutlich **höhere Jahresnutzungsstunden** hergestellt werden.

Der **Effekt**, den das ungünstige Verhältnis von Anschlussleistung und Jahresnutzungsstunden in **Österreich** auf das Gesamtergebnis hat, lässt sich anhand einer **Beispielrechnung** für die Netzebene 5 verdeutlichen:

- Das Netzentgelt als Summe aus Netznutzungs- und Netzverlustentgelt³ betrug im **Standardfall Ib** (50 MW; 1.000 h; 50.000 kWh) rd. **49,0 €/MWh**.

Bei einer Verdopplung der Jahresnutzungsstunden reduzieren sich die Entgelte (pro MWh) erheblich:

- Bei Halbierung der Anschlussleistung und konstantem Verbrauch (25 KW; 2.000 h; 50.000 kWh) reduziert sich das Entgelt auf **30,5 €/MWh**.
- Der gleiche Effekt tritt bei einer Verdopplung des Verbrauchs und konstanter Anschlussleistung (50 KW; 2.000 h; 100.000 kWh) auf.

Diese Berechnung zeigt den starken Einfluss der Jahresnutzungsstunden auf das österreichische Ergebnis. Wesentlicher Grund hierfür ist das **Tarifsystem**, das der Anschlussleistung ein starkes Gewicht bei der Verteilung der Gesamtkosten zuweist. Aus gleichem Grund ist der Standardfall Ig (großer Industriekunde) im Vergleich mit anderen Ländern relativ günstig, da hier die hohen Jahresnutzungsstunden die spezifischen Entgelte (€/MWh) senken.

³ In die Berechnung für den 4. EU-Benchmarkingbericht gingen als dritte Komponente die Entgelte für Messleistungen ein, die für die Beispielrechnung als konstant angenommen werden.

(12) Der **Abnahmefall Ig** (großer Industriekunde) bildet eine Kombination aus hoher Anschlussleistung (4 MW) mit sehr hohen Jahresnutzungsstunden ab. In den Ländern **Belgien** und **Spanien** liegt die Anschlussleistung deutlich über den typischen Verhältnissen für einen größeren industriellen Abnehmer. Repräsentativ für die Kundenstruktur diese Länder wären niedrigere Leistungen. Starke Abweichungen zwischen dem Fall Ig und den landestypischen Verhältnissen ergeben sich in diesen Ländern und zusätzlich in **Deutschland** auch bei den Jahresnutzungsstunden. In diesen drei Ländern und – nimmt man den Energiemarktreport 2004 als Basis – auch in **Schweden** wären deutlich niedrigere Jahresnutzungsstunden repräsentativ.

Die Ergebnisse für Belgien, Deutschland, Spanien und evtl. Schweden sind wegen der mangelnden Repräsentativität nur eingeschränkt mit denen der anderen Länder vergleichbar

3.3 In den Netzentgelten enthaltene Leistungen

(1) Die **EU-Binnenmarktrichtlinie** Strom fordert die **vollständige Trennung** von Stromerzeugung, -handel und -transport. Die Trennung ist in der Praxis jedoch nicht immer eindeutig vorzunehmen. Teilweise werden Leistungen über den Strompreis abgegolten, teilweise sind sie in den Netzentgelten enthalten.

Ziel der Erhebung durch Prognos war deshalb die **Identifikation der Komponenten**, also des Leistungsumfangs, der durch die gemeldeten Netzentgelte abgegolten wurde.

(2) An der Befragung beteiligten sich nicht alle untersuchten Länder, und in einigen Ländern war der Meldevorgang für den 4. Benchmarkingbericht nicht mehr eindeutig nachzuvollziehen. Deshalb unterliegen die Ergebnisse folgenden **Einschränkungen**:

- Ob in **Dänemark** Abgaben für erneuerbare Energien in das Netznutzungsentgelt einbezogen wurden, konnte nicht gesichert geklärt werden, weil der zuständige Sachbearbeiter nicht mehr für die Regulierungsbehörde (DERA) arbeitet. Die Angaben zu den anderen Komponenten des gemeldeten Netzentgelts wurden von der Regulierungsbehörde bestätigt.
- Die Regulierungsbehörde der **Niederlande** (DTE) nimmt nach eigener Aussage nur an Erhebungen anderer Regulierungsbehörden, nicht aber privater Institutionen oder Forschungseinrichtungen teil. Für die Niederlande konnten daher nur Sekundärinformationen ausgewertet werden. Auf der Basis der veröffentlichten Tarifinformationen konnten die

Komponenten der an die Kommission gemeldeten Netzentgelte mit hoher Wahrscheinlichkeit nachvollzogen werden.

- Die **norwegische** Regulierungsbehörde (NVE) war nicht bereit, über die Berechnung der Standardfälle Auskunft zu geben und den Fragebogen der Prognos AG zu beantworten. Lediglich allgemeine Angaben zum Strommarkt, zum Tarifsystem und zur Entgeltberechnung in Norwegen wurden zur Verfügung gestellt. Aus diesen Angaben war es nicht möglich, die gemeldeten Komponenten exakt zu identifizieren. Die dargestellten Komponenten sind jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit in den gemeldeten Netzentgelten enthalten.
- Trotz intensiver Bemühungen war es aufgrund von Sprachproblemen nicht möglich, den zuständigen Ansprechpartner für die Berechnung und Meldung der Netzentgelte in der portugiesischen Regulierungsbehörde ERSE zu identifizieren. Die Regulierungsbehörde lieferte für **Portugal** ausschließlich allgemeine Informationen über den Energiemarkt und das Entgeltsystem.
- **Schweden** hat nach Auskunft der Regulierungsbehörde STEM keine Daten zu Netznutzungsentgelten an die Europäische Kommission gemeldet. Einige Informationen im 4. Benchmarkingbericht beziehen sich nach Aussage der STEM vermutlich auf ein Jahresgutachten der STEM. Die Komponenten des von der Kommission dargestellten Netzentgelts konnten nachvollzogen werden.

(3) Die folgende Tabelle 10 zeigt die unterschiedlichen **Leistungskomponenten**, die in den an die EU-Kommission gemeldeten Netztarifen enthalten sind. Datenquelle der Übersicht sind die Aussagen der befragten Regulierungsbehörden, Ministerien und Verbände.

(4) Trotz der bestehenden Datenlücken ist als Ergebnis festzustellen, dass die an die EU-Kommission gemeldeten **Netzentgelte** in den Ländern **kein einheitliches Leistungsspektrum** abdecken. Zwar werden in allen Ländern der Aufbau, die Instandhaltung und der Betrieb des Stromnetzes über die Netzentgelte finanziert. Bei der Meldung der Netzentgelte an die EU-Kommission wurde jedoch nicht einheitlich vorgegangen. Die erkennbaren Unterschiede haben Auswirkungen auf die Höhe der gemeldeten Entgelte, da ein größerer Leistungsumfang naturgemäß auch höhere Kosten abdeckt. Mit anderen Worten: Die Endkunden zahlen die nicht in den Netzentgelten enthaltenen Leistungen an anderer Stelle.

Tabelle 10: In den Netzentgelten enthaltene Leistungskomponenten

Land	Netz-Infrastruktur		Netzbetrieb			Messung		Sonstige Kosten		
	Investitionen/Ausbau	Instandhaltung	Betriebsführung (Datenaufbereitung, g. Messung, etc.)	Elektrische Verluste	Regelenergie für Sekundärregelung	Miete Stromzähler (Endkunde)	Messeleistungen (beim Endkunden)	Konzessionsabgaben	Subventionen erneuerb. Energien	Sonstige Kosten
Belgien	X	X	X	X	X	X	X	X		X ¹
Dänemark*	X	X	X	X	X	X	X		?	
Deutschland	X	X	X	X	X					
Finnland	X	X	X	X	X	X	X	X		
Luxemburg (Grand-Duché)	Der 4. EU-Benchmarkingbericht trifft keine Aussagen zu Luxemburg									
Niederlande*	X	X	X	X	X			k. A.	k. A.	k. A.
Norwegen*	X	X	X	X	X	X	X		X	
Österreich	X	X	X	X	X	X	X			
Portugal*	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Schweden*	X	X	X	X	X	X	X		X	
Spanien	X	X	X	X	X				X	X
Vereinigtes Königreich	X	X	X		X	X	X	X		

X = in den gemeldeten Entgelten sicher enthalten ? = möglicherweise enthalten k. A. = keine Angabe
 * Zu diesen Ländern liegen keine gesicherten Erkenntnisse vor.
¹ In Belgien sind auch die Kosten für die Errichtung eines Stromanschlusses in den gemeldeten Entgelten enthalten

Quelle: Erhebungen der Prognos AG

(5) Unterschiede, die gegenüber Österreich zu niedrigeren Entgelten wegen eines **ingeschränkten Leistungsumfangs** führen, ergeben sich vor allem in der fehlenden Berücksichtigung der Messeleistungen beim Kunden und der elektrische Verluste auf der Verteilebene.

- In **Deutschland, den Niederlanden** und in **Spanien** enthalten die Netzentgelte keine **Messeleistungen** beim Endkunden.

Die Miete für den Stromzähler mit regelmäßiger Ablesung bei nicht leistungsgemessenen Kunden wie auch die Leistungsmessung bei gewerblichen Kunden stellen eine deutliche **Kostenbelastung** für den Endverbraucher dar, wie folgendes Berechnungsbeispiel zeigt:

Die österreichischen Entgelte für den Abnahmefall Dc (Haushalte) beinhalten die Kosten für die Messung zweier Tarife (Messgeräte für Normal- und Nachtstrom) sowie anteilige Kosten für ein Tarifschaltgerät inklusive Ablesung und Abrechnung. Im Mittel bedeutete das für die gemeldeten Entgelte eine Zusatzbelastung von 10 €/MWh (=1 ct/kWh).

- Im **Vereinigten Königreich** enthalten die gemeldeten Entgelte keine **Netzverluste** im Verteilnetz. In Österreich wurden diese Verluste beim Abnahmefall Dc (Haushalte) mit 2,4 €/MWh berücksichtigt. Für den Abnahmefall Ib (gewerblicher Kleinverbraucher) ergaben sich 1,1 €/MWh Netzverlustentgelt, bei Ig (großer Industriekunde) 0,6 €/MWh.

(6) In einigen Ländern enthalten die an die EU-Kommission gemeldeten Entgelte einen **größeren Leistungsumfang** als in Österreich.

- In **Belgien, Finnland** und im **Vereinigten Königreich** enthalten die Netzentgelte auch die an die Gemeinden abzuführenden **Konzessionsabgaben**. Da die Höhe dieser Abgaben in den Tarifsystemen der Länder nicht separat ausgewiesen wird, ist der Einfluss auf die Gesamthöhe der gemeldeten Entgelte im Rahmen dieser Untersuchung nicht abschätzbar.
- In **Schweden, Spanien** und vermutlich auch in Norwegen sind Subventionen für erneuerbare Energien in den gemeldeten Entgelten enthalten. Auch für diese Leistungskomponente ist eine Berechnung des Einflusses auf die Entgelthöhe nicht möglich.
- In **Spanien** sind noch weitere Leistungen, wie der Ausgleich für die besonderen Kosten der Stromversorgung auf den Inseln und die Nutzung grenzüberschreitender Leitungen beim Import von Strom in den gemeldeten Netzentgelten enthalten.

(7) Die Identifizierten Unterschiede schränken die Vergleichbarkeit der gemeldeten Netzentgelte gegenüber Österreich weiter ein. Ein belastbarer Vergleich ist bei der Heterogenität der Leistungskomponenten derzeit nicht möglich.

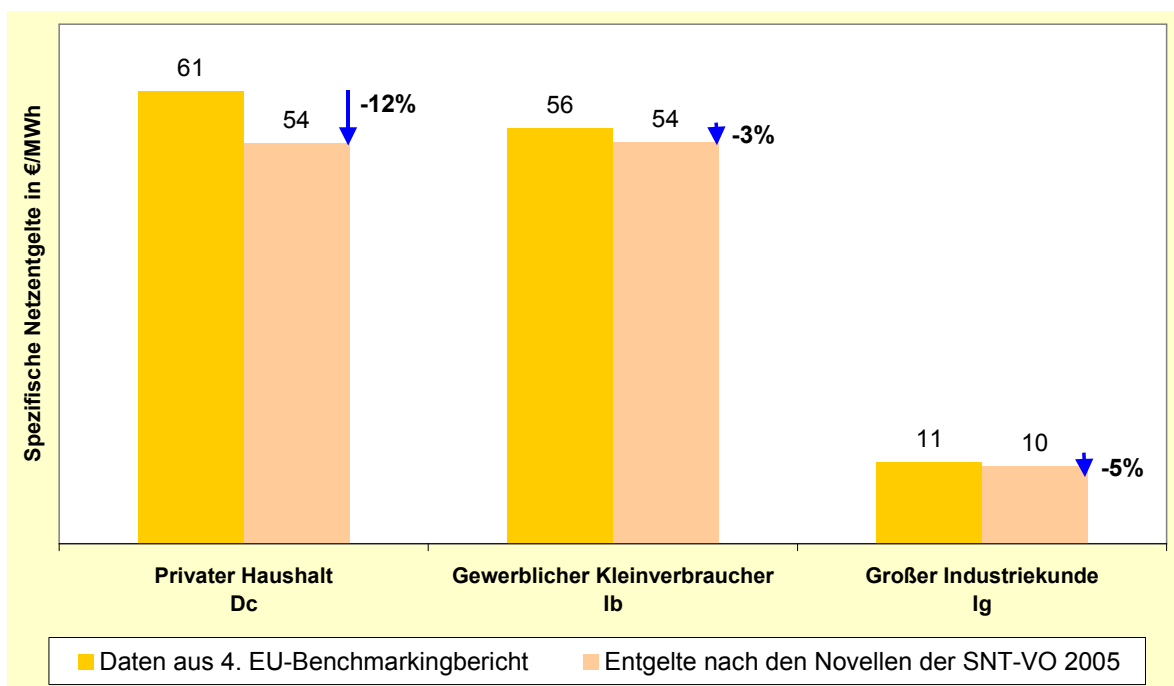
Als **Fazit** ist für weitere Erhebungen europaweit ein einheitlicher Leistungskatalog für die Erstellung der Benchmarkingberichte anzustreben.

3.4 Senkung der mittleren österreichischen Netzentgelte durch die Novellen der SNT-VO

(1) Im Jahr 2005 wurde die **Systemnutzungstarife-Verordnung** von 2003 (SNT-VO 2003) mehrfach **novelliert**. Ergebnis dieser Novellen war eine umfassende Senkung der österreichischen Netznutzungsentgelte auf allen Netzebenen und dadurch auch der Gesamtentgelte gegenüber den im 4. EU-Benchmarkingbericht dargestellten Werten.

(2) In einer Modellrechnung analysierten wir die Wirkungen, die von der **Senkung der Netznutzungsentgelte** gegenüber der im Jahr 2004 gültigen Fassung der SNT-VO ausgehen. Unter der Annahme gleich gebliebener Entgelte für Messdienstleistungen beim Endkunden verringerten sich die Gesamtentgelte wie in der folgenden Abbildung 4 dargestellt. In die Berechnung gingen – wie schon bei den Berechnungen für den 4. EU-Benchmarkingbericht – lediglich die Netzentgelte der Bereiche Oberösterreich, Tirol und Wien ein.

Abbildung 4: Veränderung der österreichischen Entgelte durch die Novellen der SNT-VO



Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG

(3) Die größten **Reduzierungen** der **Gesamtnetzentgelte** ergeben sich mit rund 12 % für die privaten Haushalte (Dc). Auch große Industriekunden, für die im 4. EU-Benchmarkingbericht ohnehin im europäischen Vergleich günstige Entgelte ermittelt wurden, profitieren mit einer Senkung von rund 5 %. Die geringsten Ersparnisse errechnen sich mit rund 3 % für die gewerblichen Kleinverbraucher.

(4) Ein **Vergleich der Ergebnisse** dieser Modellrechnungen mit den Ergebnissen des Benchmarkingberichts kann jedoch nicht ohne weiteres angestellt werden: Zum Einen sind die Tarif- und die dadurch bedingten Entgeltänderungen in den anderen Ländern nicht in gleicher Weise abbildbar, da aus den anderen untersuchten Ländern keine aktualisierten Berechnungen für die Standardfälle verfügbar sind. Zum Anderen – und darauf sei an dieser Stelle nochmals hingewiesen – ist ein belastbarer Vergleich zwischen den Netzentgelten der betrachteten Länder ohne die Berücksichtigung struktureller Unterschiede ohnehin wenig aussagekräftig.

4 Wechselverhalten von Stromkunden in liberalisierten Märkten

4.1 Erhebungsmethodik und Datenbasis der gemeldeten Wechselraten

(1) Die **Wechselraten** von Stromkunden werden als **Indikator** für **Wettbewerb** und **Liberalisierungserfolg** angesehen. Eine hohe Wechselrate indiziert demnach eine hohe Wettbewerbsintensität. Aus diesem Grund stellt der 4. Benchmarkingbericht der EU-Kommission die Wechselraten von großen industriellen Kunden sowie kleinen Gewerbekunden bzw. Haushaltskunden dar. Die folgende Tabelle dokumentiert die im Anhang des 4. Benchmarkingberichts dargestellten Wechselraten der genannten Verbrauchergruppen.

Tabelle 11: Wechselraten für Stromkunden aus dem 4. EU-Benchmarkingbericht

Land	Zugelassene industrielle Großabnehmer ¹		Gewerbliche Kleinverbraucher / Haushalte	
	Seit Marktöffnung	Im Jahr 2003	Seit Marktöffnung	Im Jahr 2003
Belgien	35%	8%	19% ²	19%
Dänemark	> 50%	22%	5%	5%
Deutschland	35% ³	nicht bekannt	6% ⁴	nicht bekannt
Finnland	> 50%	16%	nicht bekannt	4%
Luxemburg (Grand-Duché)	10%	nicht bekannt	keine	keine
Niederlande	30%	nicht bekannt	35%	nicht bekannt
Norwegen	> 50%	15%	> 50%	19%
Österreich	22% ⁵	7%	3%	1%
Portugal	9% ⁶	7%	1%	1%
Schweden	> 50%	5%	nicht bekannt	10%
Spanien	18%	5%	0% ⁷	0%
Vereinigtes Königreich	> 50%	nicht bekannt	> 50%	22%

¹ In der Regel mit einem Verbrauch von mehr als 1 GWh/a
² In Flandern
³ Die verbleibenden rund 65% haben einen neuen Vertrag mit ihrem vorherigen Versorger geschlossen
⁴ Weitere 25% bis 50% haben einen neuen Vertrag mit ihrem vorherigen Versorger geschlossen
⁵ 100% haben einen neuen Vertrag mit ihrem vorherigen Versorger geschlossen
⁶ Entspricht 19% des Verbrauchs auf der Hochspannungsebene
⁷ Etwa 18% haben einen neuen Vertrag mit ihrem vorherigen Versorger geschlossen

Quelle: [KOMMISSION], Auszug aus Tabelle „SWITCHING ESTIMATES: ELECTRICITY“

(2) Da die Wechselraten in der Diskussion über die Marktöffnungserfolge in den Ländern einen hohen Stellenwert genießen, befragte die Prognos AG die in den Ländern zuständigen Ministerien, Behörden und Verbände nach der Basis der Berechnungen für die im 4. EU-Benchmarkingbericht veröffentlichten Wechselraten. Zentrales Ergebnis dieser Befragung ist die Aussage, dass die im Benchmarkingbericht ausgewiesenen Wechselraten nur begrenzt miteinander vergleichbar sind und eine einheitliche Vergleichsbasis (noch) nicht existiert.

(3) Die Tabelle im Anhang des Benchmarkingberichts trägt unseres Erachtens zu Recht den Titel „SWITCHING ESTIMATES: ELECTRICITY“. Die für die einzelnen Staaten **gemeldeten Wechselraten** stammen aus **unterschiedlichen Erhebungen**, die für die untersuchten Länder nicht einheitlich definiert sind. Sie bilden deshalb teilweise unterschiedliche Anteile an der Grundgesamtheit der jeweiligen Verbrauchsgruppen ab.

(4) Die **Definition** eines „Wechslers“ ist ebenfalls nicht einheitlich geregelt. Weitgehender Konsens herrscht offenbar darüber, dass unter „Wechsler“ diejenigen Stromkunden zu verstehen sind, die ihren **Stromversorger gewechselt** haben. Die Befragung ergab, dass in allen untersuchten Ländern außer Belgien nur „echte“ Wechsler berücksichtigt wurden. In Belgien hingegen wurde nicht zwischen diesen Kunden und Kunden, die einen neuen Vertrag mit ihren bestehenden Versorger geschlossen haben, unterschieden. Die Berücksichtigung der Neuabschlüsse erhöht die gemeldeten Wechselraten beträchtlich und verhindert den Vergleich mit anderen Ländern. Zum Vergleich: Deutschland gab im 4. Benchmarkingbericht an, dass zusätzlich zu den gemeldeten 35 % Wechsler bei großen industriellen Verbrauchern weitere 65 % einen neuen Vertrag mit ihrem bestehenden Versorger geschlossen hätten. Bei den kleinen gewerblichen Verbrauchern und Haushalten kommen zu den gemeldeten 6 % weitere 25 bis 50 % hinzu (vergleiche Tabelle 11).

(5) Weitere Unterschiede ergeben sich aus den **Ermittlungsmethoden** für die Wechselraten, die eine unterschiedliche Tiefe aufweisen (vergleiche Tabelle 12). In ihren Ergebnissen liefern Vollerhebungen auf der Basis einheitlicher Statistiken, wie in Norwegen oder Österreich, die belastbarsten Ergebnisse.

Daten einzelner Unternehmen (Spanien) oder Untersuchungen einzelner Landesteile, wie für die Region Flandern in Belgien liefern weit weniger aussagekräftige Ergebnisse. Die fraglichste Aussagekraft haben diejenigen Untersuchungen, die auf Marktforschung basieren. Hierbei ist die Repräsentativität der Auswahl der befragten Stromkunden entscheidend.

Tabelle 12: Ermittlung der Wechselraten

Land	Zugelassene industrielle Großabnehmer ¹		Gewerbliche Kleinverbraucher / Haushalte	
	Ermittlung	Art des Wechsels	Ermittlung	Art des Wechsels
Belgien	Unternehmen	Lieferant und Vertrag	Unternehmen	Lieferant und Vertrag
Dänemark	Vollerhebung	Lieferant	Vollerhebung	Lieferant
Deutschland	Marktforschung	Lieferant	Unternehmen	Lieferant
Finnland	Vollerhebung	Lieferant	Vollerhebung	Lieferant
Luxemburg (Grand-Duché)	unbekannt	unbekannt	noch keine	
Niederlande	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Norwegen	Vollerhebung	Lieferant	Vollerhebung	Lieferant
Österreich	Vollerhebung	Lieferant (Menge)	Vollerhebung	Lieferant (Menge)
Portugal	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Schweden	Marktforschung	Lieferant	Marktforschung	Lieferant
Spanien	Unternehmen	Lieferant	noch keine	Lieferant (geplant)
Vereinigtes Königreich	Marktforschung	Lieferant	Marktforschung	Lieferant

Vollerhebung: Ermittlung der Wechselraten auf der Basis von offiziellen Statistiken oder (nahezu) vollständigen Unternehmensdaten.
 Unternehmen: Die Wechselraten wurden auf der Basis von Statistiken (einzelner) Unternehmen ermittelt.
 Marktforschung: Die Wechselraten wurden durch (repräsentative) Kundenbefragungen ermittelt. Keine Vollerhebung.
 Lieferant: Es werden nur "echte" Wechsel der Verbraucher zu einem konkurrierenden Stromlieferanten berücksichtigt.
 Lieferant und Vertrag: Es werden auch Neuabschlüsse der Verbraucher mit den bisherigen Stromversorger berücksichtigt.
 Lieferant (Menge): Nur "echte" Wechsler. Die Daten beziehen sich jedoch auf ihren Anteil am Stromverbrauch der Verbrauchergruppe.

Quelle: eigene Erhebungen der Prognos AG

(6) Unsere Befragung in den **Ländern** erbrachte im Einzelnen folgende **Ergebnisse**:

- Die Statistik in **Dänemark, Finnland, Norwegen** und im **Vereinigten Königreich** unterscheidet lediglich zwischen Haushalten und leistungsgemessenen Kunden (Nicht-Haushalte). Während für Finnland, Norwegen und das Vereinigte Königreich die Wechselraten der Haushaltskunden auf die Zusammenfassung mit den industriellen Kleinverbrauchern ohne Anpassung übertragen wurden, ist in Dänemark die Aufteilung der leistungsgemessenen Kunden in Groß- und Kleinverbraucher und die Zusammenfassung der Haushaltskunden und Kleinverbraucher aufgrund eines Personalwechsels in der Regulierungsbehörde heute nicht mehr nachvollziehbar. Die dänische Statistik weist für die Haushaltskunden im ersten Jahr seit der Marktöffnung (2003) eine Wechselrate von lediglich 2,3 % aus.
- In **Deutschland** und **Österreich** werden die Wechselraten der Haushaltskunden und industriellen Kleinverbraucher getrennt erhoben und wurden für den Benchmarkingbericht zusammengefasst. In Deutschland wird allerdings nur die Wechselrate seit Marktöffnung erfasst.

- Für **Luxemburg** ergab die Befragung kein eindeutiges Bild. In den Gesprächen mit dem Ministerium, der Regulierungsbehörde und dem Netzbetreiber ließ sich nicht mehr ermitteln, wer die Wechselraten für große industrielle Verbraucher an die EU-Kommission ermittelt und gemeldet hatte. Auch konnten die luxemburgischen Stellen keine Datenbasis für die im Bericht dargestellten 10 % Wechsler bei großen industriellen Kunden liefern.
- Die Wechselraten der industriellen Großbetriebe in **Spanien** beziehen sich lediglich auf die Kunden der Hochspannungsebene.
- **Schweden** weist keinen Wert für die Wechselrate seit Marktöffnung aus.
- Die **Niederlande** erteilten die Auskunft, dass sich die hohe Wechselrate von 35% bei kleinen gewerblichen und Haushaltskunden ausschließlich auf die gewerblichen Kunden bezieht, da die Haushalte bis zum Jahr 2003 noch nicht zum Wettbewerb zugelassen waren.
- **Portugals** Wechselrate der industriellen Großbetriebe bezieht sich – wie in Spanien – auf die Kunden der Hochspannungsebene. Die Haushalte waren im Jahr 2003 noch nicht zum Wettbewerb zugelassen, insofern bezieht sich die nicht-industrielle Wechselrate nur auf die kleinen gewerblichen Kunden.
- Die Wechselraten für die Haushaltskunden und industriellen Kleinverbraucher werden in **Belgien** ebenfalls getrennt erhoben und für den Benchmarkingbericht zusammengefasst. Sie beziehen sich allerdings nur auf den Landesteil Flandern. Die veröffentlichten Daten für die industriellen Großverbraucher beruhen offensichtlich auf Schätzungen unbekannter Herkunft. Das Ministerium gab an, keine Daten an die EU gemeldet zu haben und auch die nationale und die regionalen Regulierungsbehörde konnten die Daten nicht verifizieren. Hinzu kommt die bereits dargestellte Tatsache, dass Belgien nicht die „echten Wechsler dokumentiert hat. Aus diesem Grund sind Belgiens **Wechselraten** für einen Vergleich mit den anderen Ländern **nicht geeignet**.

(7) Im **Fazit** lässt sich festhalten, dass die gemeldeten Wechselraten im EU-Benchmarkingbericht eine unsichere Basis für die Bewertung einzelner Länder darstellen, da die Datenbasis zu ungleich ist.

4.2 Hypothesengestützte Analyse der Wechselraten

(1) Angesichts der Ergebnisse von Kapitel 3.1 sollten **wissenschaftliche Analysen** der Wechselraten der einzelnen Länder nur mit Augenmaß und großer Zurückhaltung erfolgen. Wenn die Ergebnisse des Benchmarkingberichts zum Wechselverhalten dennoch ausgewertet werden, dann deshalb, weil die Angaben im Bericht im Sinne eines „**best guess**“ verstanden werden können (eine andere umfassende Vergleichsanalyse über das Wechselverhalten liegt nicht vor). Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass zumindest ein **grober Ländervergleich** über das Wechselverhalten anhand der Angaben im Benchmarkingbericht möglich ist.

(2) Eine entscheidende Frage im Rahmen der Diskussion über den Liberalisierungserfolg in einzelnen Ländern ist die korrekte **Interpretation** der Wechselraten von Stromkunden. Als Diskussionsbeitrag für diese Interpretation unternehmen wir einen Versuch, die folgenden **Hypothesen** anhand der Ergebnisse des Benchmarkingberichts zu überprüfen:

- **Hypothese 1:**
 “Je höher der Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen (jeweils ohne Steuern/Abgaben) ist, desto geringer ist die Wechselrate.“
 Erklärung: Haben die Netzentgelte einen geringen Anteil an den gesamten Stromkosten, so besteht eine höhere Chance auf ein Konkurrenzangebot mit einem deutlichen Preisunterschied. Damit ist ein höherer Anreiz zum Wechsel gegeben.
- **Hypothese 2:**
 “Mit zunehmender Liberalisierungserfahrung der Stromkunden steigt ihre Wechselbereitschaft.“
 Erklärung: Hat ein Stromkunde aus seinem Umfeld Kenntnis von positiven Erfahrungen mit einem Anbieterwechsel, ist er eher bereit, zu wechseln, wenn die Konditionen einen Vorteil erwarten lassen. („Lernkurve“).
- **Hypothese 3:**
 “Je höher die Umzugsrate von Privathaushalten in einem Land, desto höher die Wechselrate dieser Verbrauchsgruppe.“
 Erklärung: Bei einem Umzug – vor allem über die Gemeindegrenzen hinweg – ist ein Anlass gegeben, seinen Stromversorger zu wechseln. Häufige Umzüge würden demnach die Wechselrate positiv beeinflussen.

(3) **Zum Verfahren:** Um diese Hypothesen zu überprüfen, stellen wir die Wechselrate der Stromkunden jeweils als **abhängige Größe** den drei Einflussfaktoren gegenüber.

Mit Hilfe einer linearen **Regressionsanalyse** wird dann untersucht, ob ein Zusammenhang zwischen der unabhängigen (Anteil Netz an Strompreisen insgesamt, Liberalisierungserfahrung, Umzugsrate) und der abhängigen Größe (Wechselrate) besteht und ob der Wirkungszusammenhang in die erwartete Richtung weist. Darüber hinaus weisen wir die **Korrelation** nach Pearson aus.

In der Klassifizierung der Stärke der Korrelation folgen wir der Einteilung nach Wagschal (1999).⁴

In die Analyse konnten jeweils nur diejenigen Länder einbezogen werden, die einen Wert bei dem betreffenden Indikator ausweisen. Belgien hat – wie oben erläutert – die Wechselrate anders definiert als alle übrigen Länder und scheidet deswegen für diese Analyse völlig aus. Im Mittel lagen jeweils Werte für 7 der 11 untersuchten Länder vor.

Für Schweden wurde die Wechselrate der Haushalte im Bericht anhand von telefonischen Informationen auf der Basis einer Veröffentlichung des STEM von 10 % auf 5 % für 2003 und auf 18 % seit Marktöffnung korrigiert, da im Benchmarkingbericht offenbar die „active customers“ ausgewiesen wurden, als auch diejenigen, die lediglich ihren Tarif gewechselt haben, nicht aber den Anbieter.

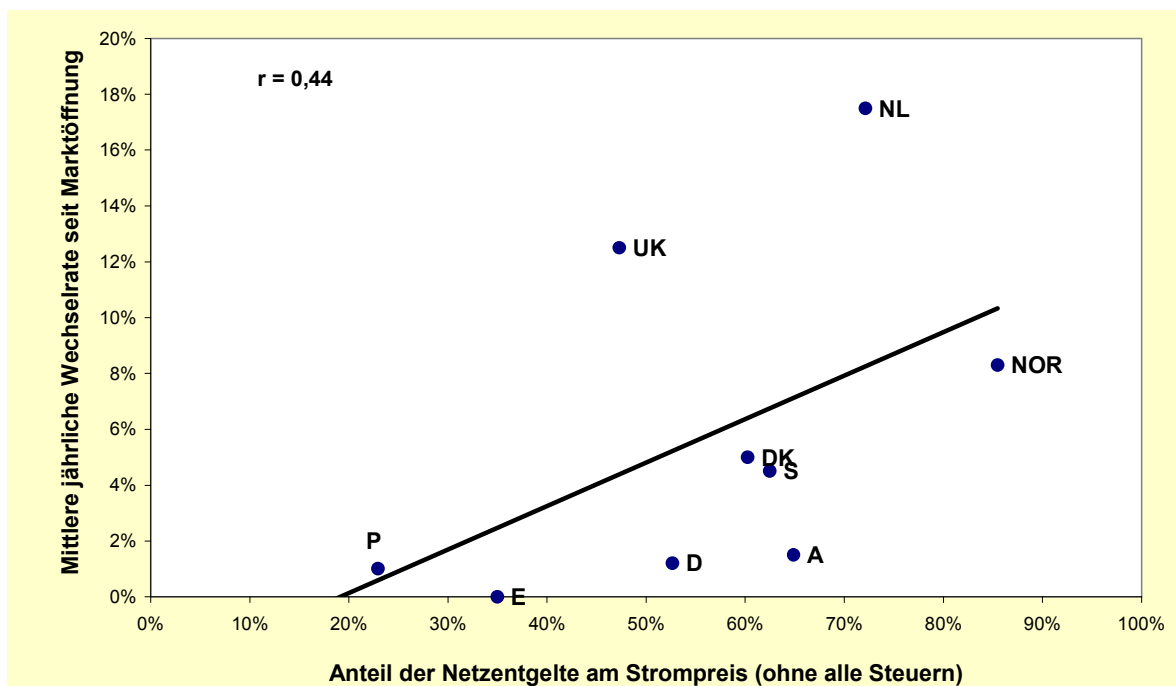
Um die Basis der Untersuchung zu verbreitern, wurden für Deutschland die Wechselraten des Jahres 2003 für Haushalte und industrielle Kleinbetriebe nach folgendem Verfahren abgeschätzt: Die Differenz der Gesamtwechselraten seit Marktöffnung von 2002 und 2003 wurde als Wert für 2003 (0,3 %) angesetzt. Für große Industriekunden war dieses Verfahren nicht anwendbar, da vom VDEW in unserer Erhebung für 2002 und 2003 identische Werte bei der Wechselrate gemeldet wurden.

⁴ Der Korrelationskoeffizient „r“ wird folgendermaßen klassifiziert: 0,0 bis 0,2: kein linearer Zusammenhang, 0,2 bis 0,4: schwache Korrelation, 0,4 bis 0,6: mittelstarke Korrelation, 0,6 bis 0,8: starke Korrelation, 0,8 bis 1,0: sehr starke Korrelation.

Hypothese I: „Je höher der Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen, desto geringer die Wechselrate“

(4) Zur Überprüfung dieser Hypothese ziehen wir die mittlere Wechselrate seit Marktöffnung heran, um so ein Maß für die Wechselbereitschaft zu erhalten, das von der Liberalisierungserfahrung unabhängig ist. Als unabhängige Größe verwenden wir den Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen in der jeweiligen Verbrauchsgruppe. Dabei ziehen wir die Entgelte und Strompreise ohne alle Steuern und Abgaben heran, da Steuern und Abgaben nicht durch einen Anbieterwechsel innerhalb eines Landes beeinflusst werden können.

Abbildung 5: Zusammenhang der Wechselrate von Haushalts-/kleinen Gewerbekunden und Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen (ohne Steuern/Abgaben)

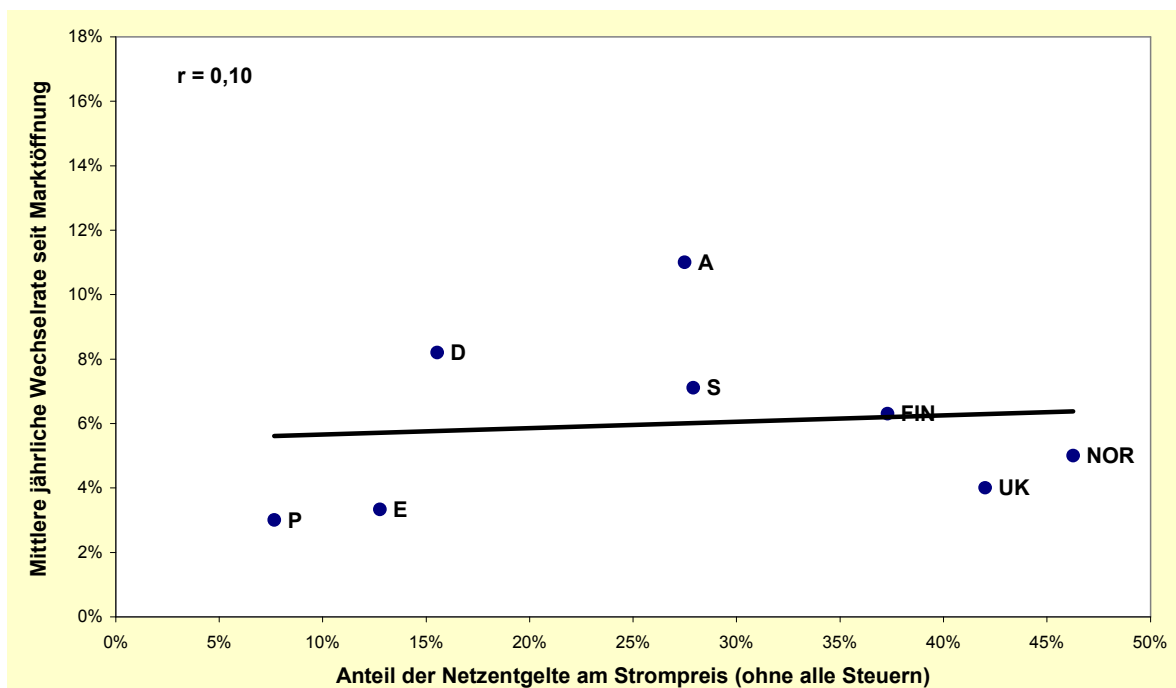


Quelle: 4. EU-Benchmarkingbericht, eigene Berechnungen der Prognos AG

(5) Die Trendlinie in Abbildung 5 zeigt, dass ein Zusammenhang zwischen dem Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen (ohne Steuern/Abgaben) und der Wechselrate zu bestehen scheint. Auch die Korrelation nach Pearson kann mit 0,44 bereits als mittelstark bezeichnet werden. Allerdings ist der Zusammenhang – anders als in der Hypothese formuliert – positiv, d.h. ein höherer Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen korreliert mit einer höheren Wechselrate.

Bei den industriellen Verbrauchern (Abbildung 6) besteht ebenfalls ein Zusammenhang entgegen der vermuteten Richtung, die Korrelation nach Pearson mit 0,10 deutet aber nicht auf einen linearen Zusammenhang hin.

Abbildung 6: Zusammenhang der Wechselrate von Industriekunden des Typs Ig und Anteil der Netzentgelte an den Strompreisen (ohne Steuern/Abgaben)



Quelle: 4. EU-Benchmarkingbericht, eigene Berechnungen der Prognos AG

(6) **Hypothese I** lässt sich somit anhand der Daten aus dem 4. EU-Benchmarkingbericht **nicht** erhärten.

Hypothese II: „Mit zunehmender Liberalisierungserfahrung der Stromkunden steigt ihre Wechselbereitschaft“

(7) Die EU-Kommission hat mit den Richtlinien zur Herstellung des Binnenmarktes für Strom (1997) und Gas (1998) die Voraussetzungen für die Liberalisierung der Energiemärkte in Europa geschaffen. Aufgrund der langen Übergangszeiträume in den Richtlinien vollzog sich die **Öffnung der Strommärkte** für Haushaltskunden und industrielle Verbraucher in den einzelnen Ländern in mehreren Schritten und ist bislang noch nicht abgeschlossen. Erst

am 01. Juli 2007 ist die Marktöffnung in allen Mitgliedsstaaten auch für die Haushaltskunden verbindlich vorgeschrieben.

Während die Märkte in Dänemark, Deutschland, England/ Wales, Finnland, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden und Spanien, zum Zeitpunkt der Erstellung des 4. EU-Benchmarkingberichts im Jahr 2004 bereits vollständig und teilweise bereits mehrere Jahre geöffnet waren, gilt dies für Belgiens Haushaltskunden im Landesteil Flandern, und in Luxemburg nur für Kunden mit einer Stromabnahme von jährlich über 20 GWh. Der Zeitpunkt der Marktöffnung für die verschiedenen Kundengruppen ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 13: Zeitpunkt der Marktöffnung für Stromkunden in den untersuchten Ländern

Land	Zeitpunkte der Marktöffnung (100%)		
	Große Industriekunden	Kleine Gewerbekunden	Private Haushalte
Belgien	2002 ¹	2003 ¹	2003 ¹
Dänemark	2000 ²	2003	2003
Deutschland	1998	1998	1998
Finnland	1995	1998	1998
Luxemburg (Grand-Duché)	2001	2004	2007
Niederlande	1999	2002	2004
Norwegen	1992	1997 ³	1997 ³
Österreich	2001	2001	2001
Portugal	2000 ⁴	2003	2003
Schweden	1996	1999	1999 ⁵
Spanien	1998	2003	2003
England/ Wales	1990	1998-1999	1998-1999

¹ Daten gelten für Flandern. In Brüssel und Wallonien spätere Marktöffnung
² In Dänemark Marktöffnung für Kunden ab 100 GWh bereits 1998, ab dem Jahr 2000 Marktöffnung für Kunden größer 10 GWh
³ In Norwegen konnten bereits 1995 alle Konsumenten bei Zahlung einer Wechselgebühr ihren Anbieter frei wählen; diese Gebühr entfiel 1997
⁴ Marktöffnung bereits 1995 für Kunden mit einem Verbrauch >100 GWh, ab 1999 >30 GWh, ab 2000 >20 GWh, ab 2001 >9 GWh
⁵ Mit dem Wegfall der verpflichtenden Leistungsmessung im Jahre 1999 wurde der Strommarkt in Schweden praktisch für alle Kunden geöffnet

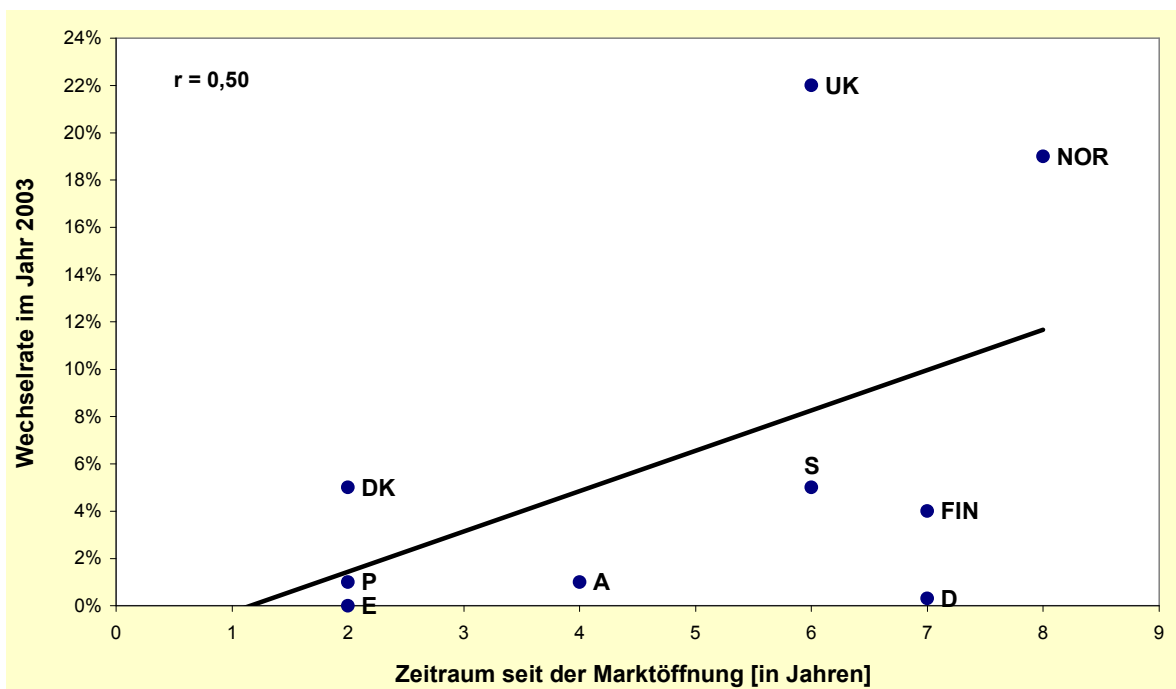
Quelle: Regulierungsbehörden

(8) Zur Überprüfung der Hypothese, dass die Wechselbereitschaft mit zunehmender Liberalisierungserfahrung steigt, verwenden wir als abhängige Größe die Wechselrate im Jahr 2003, dem aktuellsten im Benchmarkingbericht ausgewiesenen Jahr. Die nachfolgenden Abbildungen stellen die Ergebnisse im Überblick dar.

(9) Wie Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen, besteht bei den kleinen **gewerblichen/ Haushaltskunden** ein erkennbarer Zusammenhang zwischen der Liberalisierungserfahrung und der Wechselrate. Die **Korrelation** nach Pearson ist mit einem Koeffizienten von 0,50 **mittelstark** ausgeprägt.

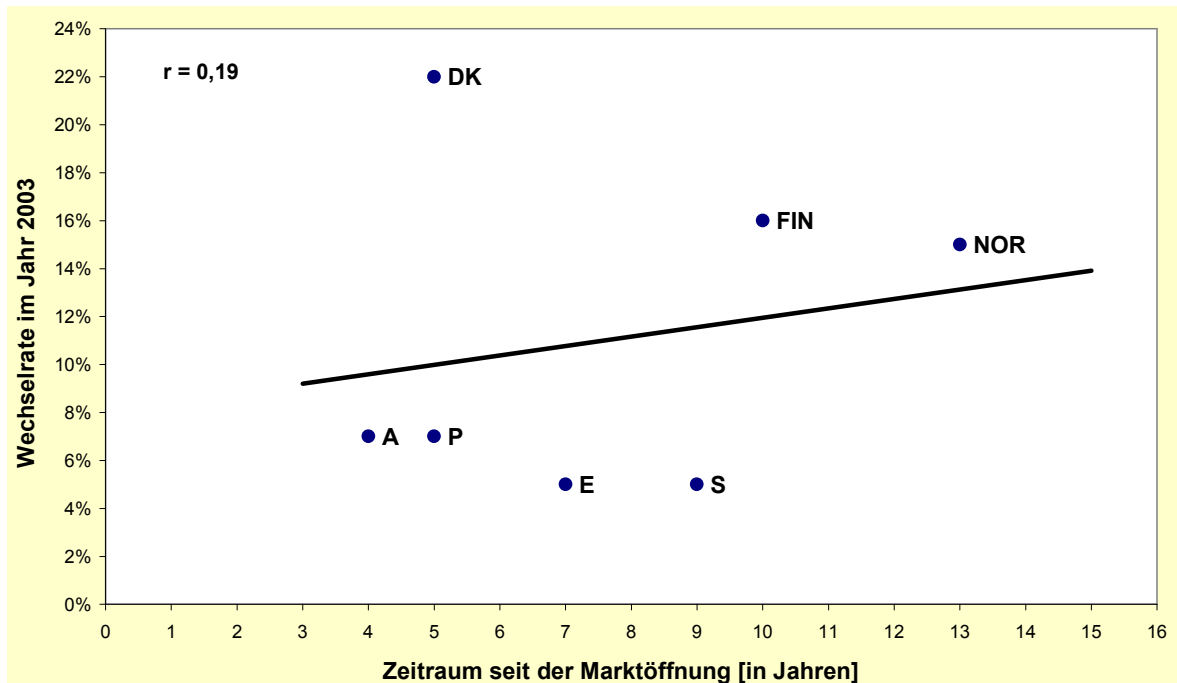
Bei den **industriellen Verbrauchern** besteht ebenfalls ein Zusammenhang in der vermuteten Richtung, die Korrelation nach Pearson ist mit 0,19 **sehr schwach** und deutet nicht auf einen linearen Zusammenhang hin.

Abbildung 7: Zusammenhang der Wechselrate von Haushalts-/kleinen Gewerbekunden und der Liberalisierungserfahrung



Quelle: 4. EU-Benchmarkingbericht, eigene Berechnungen der Prognos AG

Abbildung 8: Zusammenhang der Wechselrate von Industriekunden des Typs Ig und der Liberalisierungserfahrung



Quelle: 4. EU-Benchmarkingbericht, eigene Berechnungen der Prognos AG

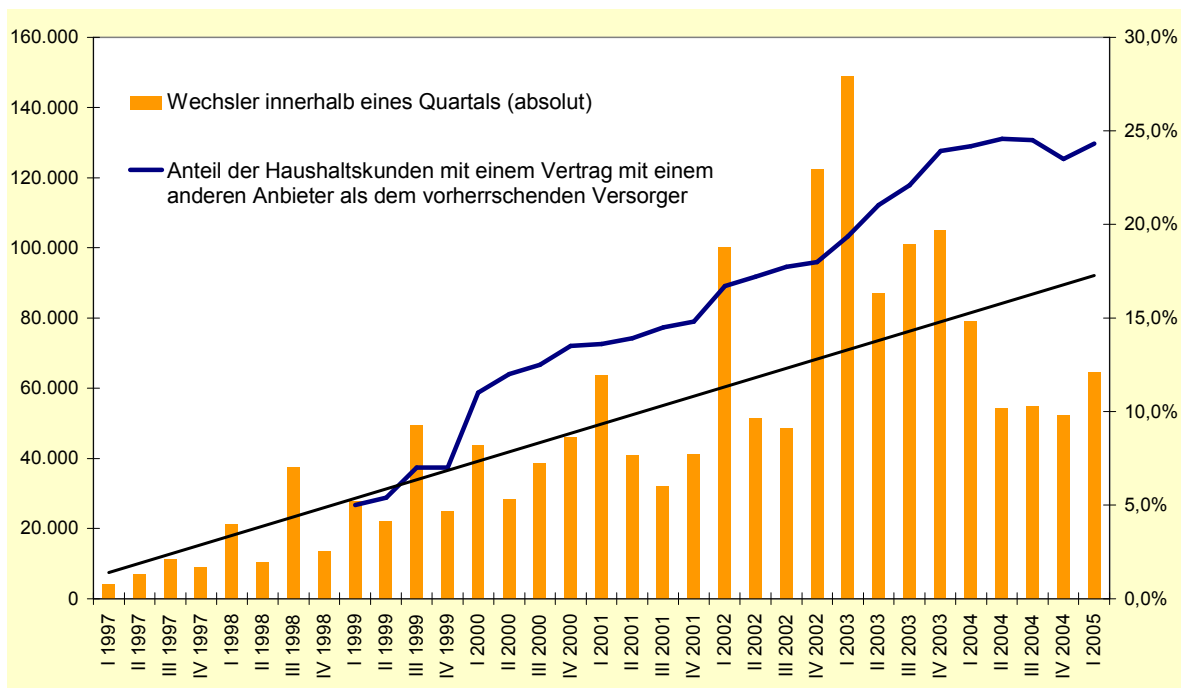
(10) Die Analyse einzelner Länder ergibt ein inhomogenes Bild. In **Deutschland** lag die Wechselrate beispielsweise zu Beginn der Liberalisierung deutlich höher als in den Folgejahren. Hierfür können Einzelentwicklungen ursächlich sein, so wurde zu Beginn der Liberalisierung der Anbieterwechsel für Haushaltskunden in Deutschland intensiv beworben. Mittlerweile ist die Werbeintensität deutlich geringer geworden, so dass das Thema „Anbieterwechsel“ weniger präsent ist.

(11) **Norwegen** ist hingegen ein Beispiel für eine zu beobachtende „Lernkurve“ im Wechselverhalten der Verbraucher. Norwegen bietet sich aus zwei Gründen für diese Untersuchung an: Einerseits liegen Daten für den Zeitraum von 1997 bis zum Jahr 2004 vor, andererseits wurden diese Daten im gesamten Zeitraum nach einer einheitlichen Statistik durch die Regulierungsbehörde NVE erhoben. Die der folgenden Abbildung 9 zu Grunde liegenden Daten stammen aus einer Mitteilung der NVE.

Deutlich erkennbar ist die zunehmende Wechselbereitschaft der Haushaltskunden. Im ersten Jahr der vollständigen Marktöffnung für Haushaltskunden (1997) lagen die Wechselraten landesweit bei knapp 1,5 %. Sie stieg bis zum Jahr 2003 auf jährlich rund 19 %. Diese Tendenz ist in mehreren der untersuchten Länder erkennbar und lässt den Schluss zu, dass Länder, deren Märkte erst

seit **kurzer Zeit** geöffnet sind, nur sehr **geringe Wechselraten** im Haushaltsbereich erwarten lassen.

Abbildung 9: Wechselraten der Haushalte in Norwegen im zeitlichen Verlauf



Quelle: NVE

(12) Im **Fazit** halten wir es für sehr wahrscheinlich, dass **Hypothese II** zumindest für Haushalte und industrielle Kleinverbraucher zutreffend ist, d.h. die Liberalisierungserfahrung das Wechselverhalten positiv beeinflusst.

Hypothese III: „Je höher die Umzugsrate von Privathaushalten in einem Land, desto höher ist ihre Wechselrate“

(13) Für Haushaltskunden ist gerade in der Anfangsphase der Liberalisierung oft ein **äußerer Anlass** wichtig, sich mit dem Thema Anbieterwechsel zu beschäftigen.

Ein solcher ist immer bei einem **Umzug** gegeben, wenn der alte Anschluss abgemeldet und für die neue Wohnung ein neuer Liefervertrag geschlossen wird. Insofern können die Umzugsraten Hinweise darüber geben, ob höhere Wechselraten zu erwarten

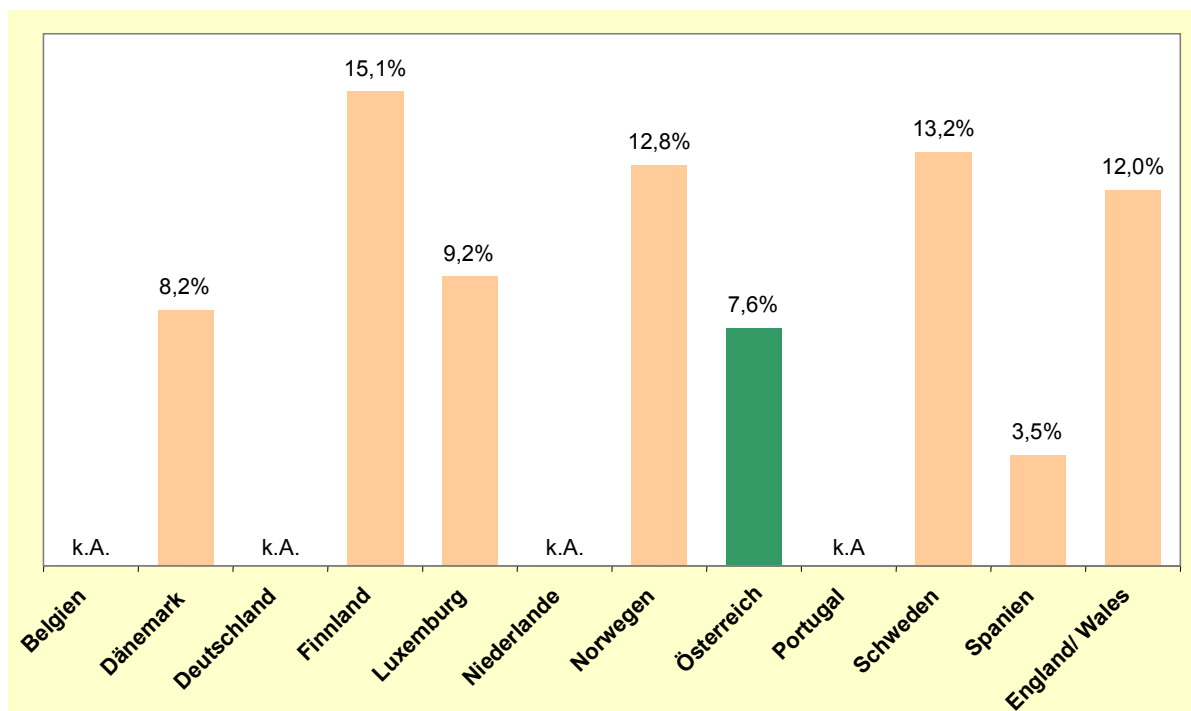
sind. Eine hohe Umzugsrate fördert die Motivation, sich mit einem Wechsel des Energieanbieters zu beschäftigen und alternative Angebote einzuholen.

(14) Eine einheitliche und aktuelle Statistik über die **Umzugshäufigkeit** der Privathaushalte wird europaweit nicht geführt.

Ein Indikator für diese Mobilität ist die **Binnenwanderung** in den Ländern. Statistisch ausgewertet werden hierfür in allen Ländern bis auf England/ Wales die Melderegister der Gemeinden als kleinster Verwaltungseinheit. In England/ Wales basieren die Binnenwanderungen auf den Patientenstatistiken niedergelassener Ärzte und sind somit nur eingeschränkt mit den anderen Daten vergleichbar.

In Belgien, Deutschland, den Niederlanden und Portugal wird die Binnenwanderung innerhalb der Gemeinden nicht veröffentlicht, die unterste Darstellungsebene ist die Wanderung zwischen den Gemeinden, die erheblich niedriger liegt. Deshalb können die Daten dieser Länder nicht in den Vergleich einbezogen werden. Die folgende Abbildung 10 zeigt die Umzugsraten auf der Basis der Binnenwanderung.

Abbildung 10: Binnenwanderung im Jahr 2003

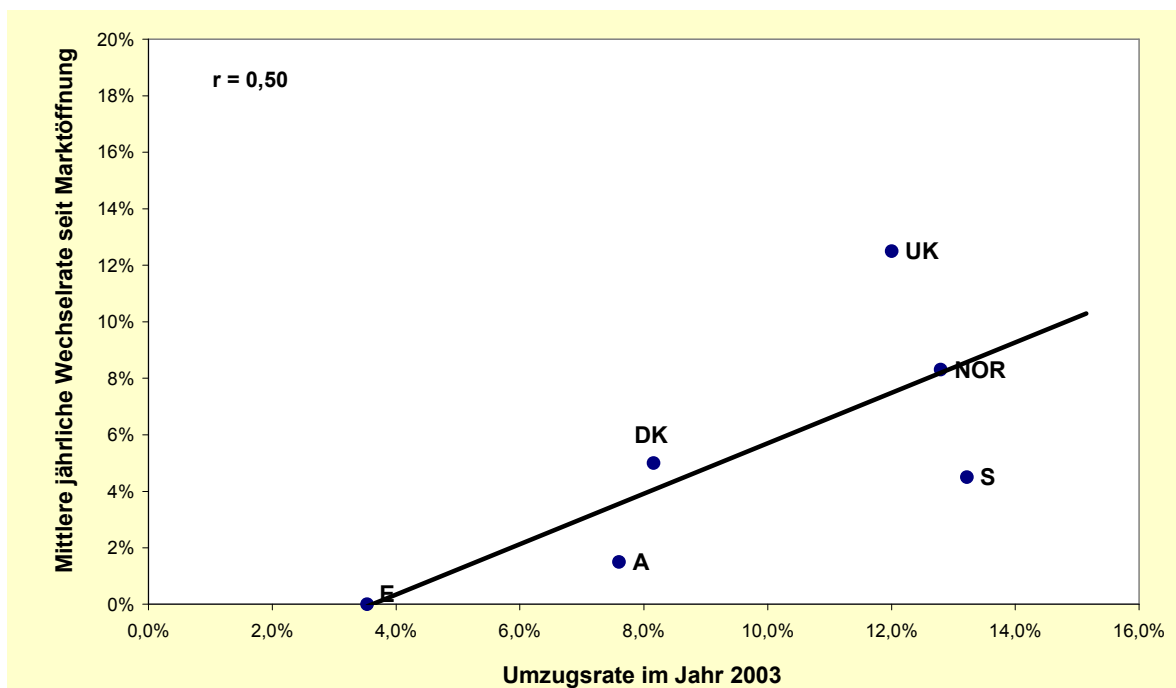


Quelle: Statistische Ämter der Länder, eigene Berechnungen der Prognos AG

(15) Für die Überprüfung von Hypothese III wird die mittlere Wechselrate der Verbrauchsgruppe **Haushalts-/ kleine Gewerbekunden** seit Marktöffnung als abhängige Größe der Binnenwanderung gegenübergestellt.

Die Trendlinie in Abbildung 11 zeigt, dass bei dieser Kundengruppe ein positiver Zusammenhang zwischen der Binnenwanderung und der mittleren jährlichen Wechselrate seit Marktöffnung besteht. Die **Korrelation** nach Pearson ist mit einem Koeffizienten von 0,50 **mittelstark** ausgeprägt.

Abbildung 11: Zusammenhang der Wechselrate der Haushalts-/ kleinen Gewerbekunden und der Binnenwanderung



Quelle: 4. EU-Benchmarkingbericht, eigene Berechnungen der Prognos AG

(16) Wir halten es für unwahrscheinlich, dass die nachgewiesene Korrelation zwischen Umzugsrate und Wechselrate auf Zufällen beruht. Angesichts der Fallzahl von nur 6 auswertbaren Ländern kann aber unseres Erachtens kein Nachweis erbracht werden, dass der vermutete Zusammenhang tatsächlich besteht. Bei besserer Datenqualität (z.B. besserer Eingrenzung der Wechsler auf die Haushalte) könnte sich das Ergebnis verändern. Insgesamt halten wir es auf der Basis der vorliegenden Daten für wahrscheinlich, dass **Hypothese III** zutreffend ist.

5 Status der Liberalisierung in Österreich

5.1 Wettbewerb im Strommarkt

(1) Die Liberalisierung der Energiemärkte in Europa hat das Ziel, die Versorgung von Haushalten, Kleinverbrauchern und Industrie mit Strom zu günstigen Preisen und gleichbleibend hoher Versorgungsqualität zu gewährleisten und vertraut dabei auf den **Wettbewerb** zwischen den Marktteilnehmern. Nach der **klassischen Theorie**⁵ bietet ein funktionierender Wettbewerb bei der Stromversorgung, der sich auf die vollständige Information der Marktteilnehmer und nicht vorhandene Transaktionskosten stützt, die Gewähr dafür, dass die Stromkosten der Konsumenten minimiert und die Qualität der Versorgung maximiert werden.

(2) Historisch gewachsen bestanden in den europäischen Ländern vor der Liberalisierung **Gebietsmonopole** für die Stromversorgung, in denen **integrierte Unternehmen** die drei Hauptbereiche der Wertschöpfungskette Erzeugung, Handel und Übertragung aus einer Hand anboten. Zur Schaffung von funktionierenden Märkten war es zunächst notwendig, Teilmärkte zu identifizieren, in denen sich ein Wettbewerb entwickeln kann und sie von denjenigen zu trennen, die sich nicht für den Wettbewerb eignen. Wettbewerbsgeeignet sind die Märkte Energieerzeugung und Stromhandel. Das **Unbundling** von Erzeugung, Handel und Übertragung ist die Voraussetzung für die Schaffung unabhängiger Großhandelsmärkte, an denen die Erzeuger den Strom ihres Kraftwerksparks vermarkten. Stromhändler decken an den Großhandelsmärkten ihren Bedarf für die Versorgung der Endkunden und nutzen die Übertragungsnetze für die Belieferung ihrer Kunden.

(3) Der Betrieb der **Transport- und Verteilnetze** bildet ein natürliches Monopol und eignet sich deshalb nicht für den Wettbewerb. Der Aufbau von konkurrierenden neuen Netzen wäre mit hohen Kosten verbunden, die im Wettbewerb mit den bestehenden, in weiten Teilen abgeschriebenen Netzen nicht refinanziert werden könnten.

⁵ Die klassische oder traditionelle Wettbewerbstheorie basiert auf der Theorie des vollkommenen Wettbewerbs. Diese ging aus dem Leitbild der freien Konkurrenz in der klassischen Nationalökonomie des englischen Philosophen Adam Smith hervor. Im vollkommenen Wettbewerb folgen alle Individuen eigennützig ihren wirtschaftlichen Interessen und konkurrieren entweder auf der Anbieter- oder Nachfrageseite. In diesem Wettbewerb stellt sich, solange einzelne Wirtschaftssubjekte nicht vollständig marktbeherrschende Positionen innehaben ein Marktgleichgewicht ein, das von den Anbietern höchstmögliche Qualität ihrer angebotenen Produkte und Leistungen zu niedrigst möglichen Preisen einfordert, um am Markt zu bestehen.

Um zu verhindern, dass die Betreiber des Übertragungsnetzes Monopolgewinne realisieren, wurden die Stromnetze einer **Regulierung** unterworfen. In diesem Bereich soll durch eine dynamische Ausgestaltung der Regulierung (Anreizregulierung, Benchmarking zwischen Netzbetreibern) der Wettbewerb ersetzt werden. Von den dynamischen Elementen erhoffen sich die Regulierungsbehörden Kostenreduzierungen durch Effizienzsteigerungen. Diese Instrumente liefern jedoch nur bei Berücksichtigung der **strukturellen Besonderheiten** der einzelnen Netze marktkonforme und nachhaltige Ergebnisse.

(4) Der Wettbewerb der Teilmärkte **Stromerzeugung** und **Stromhandel** kann sich nur auf der Basis unabhängiger Transport- und Übertragungsnetze entwickeln, die allen Marktteilnehmern den diskriminierungsfreien Marktzugang ermöglichen. In der Praxis bedeutet dies neben der formalen Trennung die Unterbindung von Quersubventionen zwischen den Bereichen Netzbetrieb und Stromerzeugung/ Handel in den integrierten Unternehmen und die Chancengleichheit aller Händler bei der Reservierung und Nutzung von Stromübertragungskapazitäten.

(5) Wettbewerb bei der **Stromerzeugung** bedeutet, dass die Kraftwerksbetreiber mit ihren verschiedenen Produkten miteinander in Konkurrenz stehen und die Preise sich durch Angebot und Nachfrage bilden. **Liquide Großhandelsmärkte**, an denen die unabhängigen Händler bei der Zusammenstellung ihres Portfolios bei den nachgefragten Produkten jeweils zwischen mehreren unabhängigen Erzeugern wählen können, verhindern dann den Aufbau von monopolähnlichen Strukturen. Im Wettbewerb wird sich der Marktpreis für Strom an den langfristigen Grenzkosten für die Stromerzeugung orientieren und somit auch neuen Erzeugern einen wirtschaftlichen Marktzutritt erlauben. Insofern ist eine geringe Preisdifferenz zwischen den mittleren langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung und den Großhandelspreisen ein wichtiger Indikator für einen funktionierenden Großhandelsmarkt.

(6) Wichtige Voraussetzungen für einen langfristig funktionierenden Wettbewerb auf den Großhandelsmärkten sind der freie Handel über die Landesgrenzen hinweg sowie ein freier Marktzutritt für neue Erzeuger. Für den grenzüberschreitenden Handel, der den Wettbewerb auch bei hoher Konzentration der binnenländischen Stromerzeugung intensiviert, sind freie **Kuppelleitungskapazitäten** erforderlich. Mit der Strommarktliberalisierung der vergangenen Jahre haben sich in großen Teilen Europas bereits wettbewerbliche Erzeugermärkte gebildet. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Auswirkungen noch verbliebener Wettbewerbs-hemmnisse in Zukunft weiter abnehmen werden.

So soll beispielsweise das Funktionieren des Energiebinnenmarktes durch die Vorhaben im Bereich der transeuropäischen Netze verbessert werden [AMTSBLATT EU 2003].

(7) Auch in der Beschaffung von **Regelenergie** und beim Ausgleich von **Netzverlusten** durch die Betreiber des Übertragungsnetzes ist der Wettbewerb zwischen den Stromerzeugern möglich und anzustreben. Die Öffnung der Märkte durch **Ausschreibungen oder Auktionen** (auch für Teilmengen), an denen sich alle Erzeuger beteiligen können, gewährleisten in diesem Bereich eine Kostenoptimierung der Netzbetreiber, die den Endkunden durch niedrigere Gesamtstrompreise zu Gute kommt.

(8) Im **Stromhandel** konkurrieren die Händler um Marktanteile bei der Versorgung der Endkunden. Nach der klassischen Theorie stellt sich durch den Wettbewerb ein Marktoptimum ein, da alle Stromhändler am Endkundenmarkt die gleichen Chancen haben, wenn liquide Großhandelsmärkte mit freiem Marktzugang existieren, die Händler das Übertragungsnetz diskriminierungsfrei nutzen können und alle Endkunden auf der Basis vollkommener Information ausschließlich kostenorientierte Entscheidungen treffen. Die Kunden vertrauen dem Markt, haben keine Bindung zu ihrem angestammten Stromversorger und wechseln bei geringen Kostenvorteilen umgehend den Anbieter. Die Folge sind hohe Wechselraten und Kosteneinsparungen für die Endverbraucher. Aus diesem Grund wird den Wechselraten und Stromkosten bei der Bewertung des Wettbewerbs eine hohe Bedeutung zugemessen.

In der Praxis bildet der Stromhandel jedoch einen Wettbewerbsbereich, der von der klassischen Theorie nicht vollständig abgedeckt wird. Der „homo oeconomicus“ verkörpert ein Menschenbild, das der Realität nicht in allen Fällen gerecht wird⁶. Auch unter den gegebenen Wettbewerbsbedingungen – Auswahlmöglichkeit unter einer Vielzahl von Stromversorgern, unbürokratische und kostenfreie Wechselmöglichkeit, Kosteneinsparpotentiale durch einen Anbieterwechsel, einfache Informationsverfügbarkeit über Tarifvergleiche im Internet oder bei Verbraucherverbänden – handelt der Endkunde nicht immer nach seinem ökonomischen Vorteil.

⁶ Es versteht den Menschen als Träger individueller Vorlieben, anhand derer er unter Ausnutzung aller verfügbaren Informationen stets die für ihn vorteilhafteste Handlungsoption auswählt. Jede Handlung des homo oeconomicus wird allein durch die Maximierung des persönlichen Nutzens auf Basis rationaler Überlegungen determiniert.

(9) Erfahrungen aus Deutschland und Österreich zeigen übereinstimmend, dass trotz hoher Werbeausgaben zu Beginn der Liberalisierung alternative Anbieter insbesondere Endkunden mit geringem Verbrauch nur in sehr begrenztem Maße von ihren bisherigen Stromversorgern abwerben konnten. Es existieren offenbar **andere Gründe als die ökonomische Vernunft**, die zu dieser Trägheit des Wechselverhaltens führen. Insofern darf den Wechselraten bei kleineren Endkunden kein zu hohes Gewicht beigemessen werden, da sonst Fehlinterpretationen bei der Einschätzung des bestehenden Wettbewerbs drohen.

Besser geeignet erscheint zur Bewertung des Wettbewerbs bei kleinen Stromabnehmern der **Strompreis**. In seiner um die Netzentgelte, Steuern und Abgaben bereinigten Form gibt seine Differenz zu den Großhandelspreisen deutliche Hinweise die Handelsmargen. Ein landesweit geringer Abstand zwischen Stromgroßhandels- und Endkundenpreis ist ein gutes Indiz für den Wettbewerb auf der Handelsebene.

(10) Für die Beurteilung des Wettbewerbs im Stromsektor sind daher neben der Wechselrate **weitere Kriterien**, wie niedrige Gesamtstromkosten, hohe Versorgungs- und Netzqualität, funktionierende Regulierung, freier Marktzutritt für Erzeuger und Konkurrenzpreisbildung der angebotenen Erzeugerpreise sowie freier Stromhandel über die Landesgrenzen hinweg maßgeblich.

5.2 Diskussion der Bewertung Österreichs im 4. EU-Benchmarkingbericht

(1) Der 4. EU-Benchmarkingbericht nennt in seiner zusammenfassenden Bewertung der Fortschritte im Elektrizitätssektor **als Haupthindernis für den Wettbewerb** in den Ländern Österreich, Deutschland und Luxemburg Probleme im Bereich **Entflechtung und Regulierung** des Energiemarktes (vergleiche Tabelle 2 der Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat). Zur Untermauerung dieser Einschätzung wird die Wechselrate bei den Großkunden (zugelassene industrielle Großabnehmer) aufgeführt. Untergeordnete oder keine Probleme sieht die Kommission für Österreich in den Bereichen „Marktstruktur oder mangelnde Integration der Märkte“ sowie „langfristige Abnahmeverträge/ regulierte Endverbraucherpreise“.

(2) Die ausschlaggebenden **Kriterien** für diese Einschätzung nennt die Kommission in Kapitel 3.2 der Mitteilung:

- Den **fairen Zugang neuer Versorger** zu den Übertragungs-, Fernleitungs- und Verteilnetzen,
- einen von den Stromerzeugungs- und -handelsunternehmen **unabhängigen Betreiber des Verteilungsnetzes**,
- **kostenorientierte Tarife** und
- die **Beseitigung aller Quersubventionen** bei der Kalkulation der Netzentgelte durch die Versorgungsunternehmen.

Nach Ansicht der Kommission seien die **Netzentgelte** inzwischen in den meisten Mitgliedstaaten in etwa **vergleichbar** und es sei damit zu rechnen, dass die Tarife, die von der normalen **Bandbreite** abweichen, von den Regulierern genau beobachtet würden.

(3) Hierzu ist folgendes festzustellen: Bereits seit Beginn der Liberalisierung mit der vollständigen Marktöffnung des Strommarktes in Österreich für alle Verbraucher im Jahre 2001 besteht für alle Marktteilnehmer das Recht auf einen **diskriminierungsfreien Netzzugang**. Die Regelungen hierzu wurden im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) und der Systemnutzungstarifverordnung festgelegt. Die E-Control überwacht die Einhaltung dieser Regelungen und dient als Schiedsstelle bei Konflikten zum Thema Netzzugang. In ihren Marktberichten analysiert die E-Control regelmäßig die Veränderungen am Strommarkt, weist auf mögliche Probleme hin und erarbeitet Vorschläge, die den Marktzutritt neuer Versorger erleichtern sollen.

(4) Mit der Novelle des EIWOG im Juni 2004 wurden in Österreich die Anforderungen der Richtlinie 2003/54/EG in nationales Recht komplett umgesetzt und die rechtliche Grundlage für das Unbundling der vertikal integrierten Unternehmen geschaffen. Die **Netzgesellschaften** müssen in **eigene Gesellschaften** überführt werden, die von den mit der Stromerzeugung und Stromhandel befassten Betriebsteilen getrennt und unabhängig sind. Für kleinere vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen mit unter 100.000 Kunden wurde im EIWOG eine mit der Richtlinie konforme Übergangsfrist vorgesehen, in der die organisatorischen und buchhalterische Trennung des Netzbetriebs von den Wettbewerbsbereichen Erzeugung und Stromhandel ausreicht. Mit dem Inkrafttreten der zugehörigen Ausführungsgesetze auf Landesebene wird dieses Kriterium endgültig erfüllt.

Die **Tarife** für den Netzzugang werden von der Regulierungsbehörde (E-Control Kommission) festgelegt. Hierfür werden auch die Kostenkalkulationen der Netzbetreiber in regelmäßigen Abständen auf ihre Rechtmäßigkeit insbesondere in bezug auf **Quersubventionen** geprüft.

Diese **Anforderungen** an die Entflechtung und Regulierung können für Österreich deshalb als **erfüllt** angesehen werden.

(5) Es bleiben für die Einstufung Österreichs als ein Land mit größeren Markthemmnissen demnach lediglich zwei Aspekte, die von der EU-Kommission als wichtige Hemmnisse für Wettbewerb angesehen werden:

- Die geringe **Wechselrate** der Großkunden und
- die über dem Durchschnitt liegenden **Netzentgelte** für kleinere Gewerbekunden und Haushalte.

Hierzu ist anzumerken: Wie in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt, ist die Datenbasis für die Erhebung der Wechselraten und Netzentgelte in den Ländern sehr unterschiedlich und ein **Vergleich** der Ergebnisse somit **nicht belastbar**.

(6) Die **kumulierte Wechselrate** bei Großkunden seit Beginn der Liberalisierung in Österreich lag Mitte 2003, also lediglich zwei Jahre nach Öffnung des Marktes, bei 22 % und damit unter dem Durchschnitt der EU-15 und Norwegens. Allerdings haben, wie aus einer Untersuchung der E-Control zum Wechselverhalten hervorgeht, in diesem Zeitraum und teilweise schon im Jahr 2000 im Vorgriff auf die Marktöffnung nahezu alle Großkunden neue Verträge zu günstigeren Konditionen mit ihren bisherigen Energieversorgungsunternehmen geschlossen [E-Control].

Hinzu kommt, dass die Marktöffnung für Großkunden in den Ländern Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden und dem Vereinigten Königreich, für die mit über 50 % Wechslern keine Markthemmnisse gesehen werden, bedeutend länger zurückliegt und eine **kumulierte Angabe** ihrer Wechselraten insofern **nicht** mit den österreichischen Angaben **vergleichbar** ist.

(7) Die Auswahl von nur drei Kundengruppen bei der Untersuchung der **Netzentgelte** eines Landes reduziert zwar den Erhebungsaufwand, kann jedoch nur Teilaspekte abbilden. Den komplexen Tarifsystemen der einzelnen Länder wird diese beschränkte Auswahl nicht gerecht. So wurden die Netzentgelte für gewerbliche Kleinverbraucher für eine Kundengruppe (Eurostat Ib) ermittelt, die nicht nur in Österreich als **nicht repräsentativ** angesehen wird. Gleiches gilt für die Haushalte in den nordischen Ländern, die einen viel höheren Durchschnittsverbrauch haben. Auch die Auswahl der **Leistungskomponenten** der Netzentgelte ist in den Ländern **nicht einheitlich**. Beispielhaft sei nochmals auf die Messdienstleistungen verwiesen, die zwar u. a. in Österreich, aber nicht in Spanien, Portugal und Deutschland berücksichtigt wurden.

(8) Unter Berücksichtigung der dargestellten **Erfolge** bei der Öffnung des Marktes und der Entflechtung der Energieversorgung einerseits und der **Einschränkungen** in der Aussagekraft des 4. EU-Benchmarkingberichts hinsichtlich

- der Datenlage,
- der Vergleichbarkeit der kumulierten Wechselraten,
- der fehlenden Repräsentativität der untersuchten Abnahmefälle und
- der uneinheitlich definierten Leistungskomponenten in den Vergleichsländern

erscheint die **Einschätzung** der EU-Kommission, in Österreich bestünden Markthemmnisse aufgrund von Problemen bei der Entflechtung und Regulierung, **nicht gerechtfertigt**.

5.3 Fortschritte bei der Liberalisierung des Strommarktes in Österreich

(1) Die Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt fordert die **Kommission** in § 28 Absatz 3 auf, die Fortschritte der Liberalisierung zu analysieren und zu dokumentieren:

„Die Kommission legt dem Europäischen Parlament und dem Rat spätestens am 1. Januar 2006 einen detaillierten Bericht über die Fortschritte bei der Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes vor. In dem Bericht wird insbesondere Folgendes geprüft:

- *das Bestehen eines nichtdiskriminierenden Netzzugangs,*
- *die Wirksamkeit der Regulierung,*
- *die Entwicklung der Verbindungsinfrastruktur und der Stand der Versorgungssicherheit in der Gemeinschaft,*
- *die Frage, inwieweit der volle Nutzen der Marktöffnung Kleinunternehmen und Privathaushalten zugute kommt, insbesondere im Hinblick auf die Qualitätsstandards der gemeinwirtschaftlichen Leistungen und der Grundversorgung,*
- *die Frage, inwieweit die Märkte in der Praxis tatsächlich wettbewerbsfähig sind, einschließlich der Aspekte Marktherrschaft, Marktkonzentration, Verdrängungspraktiken oder wettbewerbsfeindliches Verhalten,*
- *die Frage, inwieweit die Kunden tatsächlich den Versorger wechseln und die Tarife neu aushandeln,*
- *die Preisentwicklungen, auch bei den Endkundenpreisen, im Verhältnis zum Grad der Marktöffnung,*
- *die bei der Anwendung der Richtlinie gewonnenen Erfahrungen, was die tatsächliche Unabhängigkeit von Netzbetreibern in vertikal integrierten Unternehmen betrifft, sowie die Frage, ob neben der funktionalen Unabhängigkeit und der Trennung der Rechnungslegung weitere Maßnahmen konzipiert wurden, die in ihrer Wirkung der rechtlichen Entflechtung gleichkommen.“*

Bei der **Datenerhebung** für diesen Bericht arbeitet die Kommission mit den Regulierungsbehörden der Länder eng zusammen. Für Österreich übernimmt die **E-Control** diese Aufgabe und erstellte in den Jahren 2003 und 2004 bereits detaillierte Marktberichte [E-CONTROL b], die gegenüber den Benchmarkingberichten der Kommission zusätzliche Informationen enthalten.

(2) Anhand der Informationen aus dem 4. Benchmarkingbericht und weiteren verfügbaren Quellen wird im Folgenden die Erfüllung der **Kriterien des § 28 Absatz 3** der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie untersucht:

Diskriminierungsfreier Netzzugang

(3) Die Frage des nichtdiskriminierenden Netzzugangs in Österreich wurde bereits im vorhergehenden Kapitel 5.2 diskutiert. Die rechtlichen **Voraussetzungen** zur Erfüllung dieses Kriteriums sind als **gegeben** anzusehen.

Wirksamkeit der Regulierung

(4) Vom Beginn der vollständigen Öffnung des österreichischen Strommarktes im Jahr 2001 an hat die E-Control Kommission die **Netznutzungs- und –verlustentgelte** bis zum Jahresende 2004 nach eigenen Angaben insgesamt um rund 260 Mio. € **gesenkt** und sieht für die nächsten Jahre weiteres Potenzial für Tarifsenkungen [E-CONTROL a]. Die aktuellen Senkungen der Netztarife aus dem Jahr 2005 lassen weitere Einsparungen für die Endverbraucher in Höhe von rund 240 Mio. € erwarten. Für Haushaltskunden bedeutet dies gegenüber dem Vorjahr eine weitere Reduktion um über 10 % (vergleiche Kapitel 3.4). E-Control geht darüber hinaus davon aus, dass über die angekündigten betriebswirtschaftlichen Analysen bei den Netzbetreibern, nationalen Effizienzvergleichen und internationalen Tarifvergleichen weitere Tarifsenkungen initiiert werden.

Ob und in welchem Umfang diese geplanten Reduzierungen der Netzentgelte sachgerecht sind, muss sich bei konsequenter Beachtung struktureller Unterschiede zwischen den Versorgungsgebieten innerhalb Österreichs und zwischen den europäischen Ländern erweisen. Ein reiner Entgeltvergleich ist in keinem Fall als Basis für Tarifsenkungen geeignet.

Aufgrund der rechtlich gesicherten Position und der weitreichenden Befugnisse der E-Control ist von einer **wirksamen Regulierung** auszugehen.

Verbindungsinfrastruktur und Versorgungssicherheit

(5) Österreichs Strommarkt ist bereits heute durch **starke Netzverbindungen** mit den deutschen und schweizer Nachbarn verbunden. Für die weitere Integration in den europäischen Strommarkt, die einen steigenden grenzüberschreitenden Stromhandel und neue ausländische Stromanbieter mit sich bringen kann, ist ein weiterer Ausbau der Verbindungsleitungen geplant.

Das innerösterreichische Netz wird zudem durch den von der Elektrizitätswirtschaft geplanten Bau der „Steiermark-Leitung“ weiter gestärkt werden, wengleich sich der Bau der 380-kV-Leitung bislang aus politischen Gründen verzögert.

(6) Die **Versorgungssicherheit** der österreichischen Stromkunden ist als vorbildlich anzusehen. Österreich verfügt mit seinen Speicherkraftwerken über eine überdurchschnittlich hohe Kapazitätsreserve für Lastschwankungen⁷ und die geringen Ausfallzeiten der Stromversorgung⁸ liegen europaweit mit an der Spitze. In der Bewertung dieser Qualitätskriterien der Versorgung schneidet Österreich überdurchschnittlich gut ab.

Nutzen der Marktöffnung für Kleinunternehmen und Privathaushalte

(7) In Österreich können seit dem Jahr 2001 alle Kunden ihren Energieversorger frei wählen, die **Marktöffnung** beträgt **100 %**. Insofern haben auch kleine Stromkunden die Möglichkeit, ihren Energiebezug nach ihren Wünschen zu optimieren. Dabei können das günstigste Angebot, ein bevorzugter Energiemix bei der Erzeugung oder andere Präferenzen ausschlaggebend sein.

Die E-Control und die österreichische Bundeswettbewerbsbehörde erwarten, dass bei weiter **sinkenden Netzpreisen** der Wettbewerb zwischen den Energieanbietern zum Vorteil der Endkunden zunehmen wird. Ob dies auch zu niedrigeren Strompreisen führt, bleibt abzuwarten. Ebenso möglich erscheint, dass steigende Erzeugungskosten für Strom aus fossilen Energieträgern und eine hohe Steuer- und Abgabenlast die durch Effizienzgewinne realisierbaren Reduzierungen der Netzentgelte wie in der Vergangenheit mehr als kompensieren. Die reinen Energiepreise sind in Österreich im Vergleich zu anderen Ländern relativ niedrig.

Haushaltskunden und Kleinunternehmen werden in Österreich nicht durch regulierte Energiepreise oder Sozialtarife für die Stromversorgung unterstützt. Für gering verdienende Haushalte oder solche in Notlagen besteht allerdings die Möglichkeit, im Rahmen der Sozialhilfe eine Stromkostenübernahme zu beantragen. Gegenüber der Zeit vor der Liberalisierung des Strommarktes sind für Kleinunternehmen und Privathaushalte **keine Verschlechterungen** erkennbar.

⁷ Vergleiche [KOMMISSION]: Tabelle 6.1 weist für das Jahr 2003 eine Reservekapazität von 3,8 GW als niedrigsten Monatswert aus. Hinter Spanien liegt Österreich bei den untersuchten Ländern damit auf dem zweiten Platz.

⁸ Vergleiche [E-CONTROL a]: Der Jahresbericht 2004 bestätigt die Ergebnisse des 2. EU-Benchmarkingberichts aus dem Jahre 2003. In den Jahren 2002 und 2003 lag die ungeplante Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung bei weniger als 39 Minuten. Damit zählt Österreich international zu den Ländern mit den geringsten Ausfallzeiten.

Öffnung der Märkte in der Praxis

(8) Für eine Betrachtung der Marktstruktur und **Marktöffnung** in Österreich sind zunächst diejenigen Teilmärkte voneinander abzugrenzen, zwischen denen aufgrund nicht substituierbarer Leistungen kein Wettbewerb entstehen kann (vergleiche [E-CONTROL b]). Die E-Control definiert für Österreich die in der folgenden Tabelle 14 dargestellten Teilmärkte.

Da **Stromübertragung und -verteilung** der Regulierung unterworfen sind, stellen sie keine relevanten Märkte dar, auf denen der Wettbewerb untersucht werden kann (Monopolbereich).

Tabelle 14: Überblick über die sachlich und räumlich relevanten Teilmärkte in Österreich

Sachlich relevanter Markt	Produkt/ Definition	Räumlich relevanter Markt
Erzeugung	Elektrische Energie, erzeugt in Kraftwerken	Nationale Grenze
Übertragung	Transport von Strom auf der Hoch- und Höchstspannungsebene	Nicht definiert (Monopolbereich)
Verteilung	Transport von Strom auf der Mittel- und Niederspannungsebene	Nicht definiert (Monopolbereich)
Großhandel	Verkauf/Kauf von Strom auf eigenes Risiko und eigene Rechnung	Weiter als nationale Grenze
Ausgleichsenergiemarkt	Kurzfristige Zurverfügungstellung von Leistung durch schnell regelbare Kraftwerke mit einer Mindestleistung von 10 MW	Regelzone
Weiterverteiler	Kleine Weiterverteiler: Jahresverbrauch < 500 GWh, Vollversorgung, längerfr. Lieferverträge	Zumindest nationale Grenze
	Große Weiterverteiler/Landesversorger: Jahresverbrauch > 500 GWh, Bedarfsdeckung größtenteils über Stromhandel, offen, ob von Stromhandel getrennt betrachtet	Evtl. weiter als Österreich (offen)
Stromabnehmer	Kleinkunden: Anschlussleistung < 50 kW oder Jahresverbrauch < 100.000 kWh	Nationale Grenze, wenn nicht enger
	Großkunden: Anschlussleistung > 50 kW und Jahresverbrauch > 100.000 kWh < rd. 4 GWh	Nationale Grenze, wenn nicht enger
	Größtkunden: Anschlussleistung > 50 kW und Jahresverbrauch > rd. 4 GWh Jahresverbrauch > 100 GWh < 10 Bezugspunkte	Nationale Grenze

Quelle: [E-CONTROL b]

(9) In der Anfangsphase der Liberalisierung können auf der **Erzeugungsseite** Markthemmnisse für neue Anbieter auftreten. Der bestehende Kraftwerkspark ist in der Regel zu weiten Teilen bereits abgeschrieben und kann deshalb zu Grenzkosten günstig Strom produzieren. Neue Anlagen hingegen, mit denen ein neuer Anbieter in die Erzeugung einsteigen kann, müssen ihre Energiepreise an ihren Vollkosten ausrichten. Diese strukturelle Benachteiligung wird in Österreich allerdings teilweise durch die Förderung umweltschonender Kraftwerkstypen aufgefangen. Der Marktbericht 2004 der E-Control sieht erzeugungsseitig im Bereich der geförderten erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung keine Markteintrittsbarrieren für neue Stromerzeuger am österreichischen Markt. Durch die ausreichende Förderung sei eine Vollkostendeckung für diese Kraftwerke möglich.

(10) Österreichs **Großhandelsmarkt** ist durch die starken Netzverbindungen bereits über die Landesgrenzen hinweg mit den Märkten in Deutschland und der Schweiz verbunden. Die Liquidität der Großhandelsmärkte an der deutschen EEX und der EXAA nahm in den letzten Jahren stetig zu, wenngleich das an den Strombörsen gehandelte Marktvolumen noch nicht ausreichend ist. Auf der Großhandelsebene dominieren weiterhin langfristige Lieferverträge, die Entwicklung hin zu einem liquiden Großhandelsmarkt ist durch den weiteren Netzausbau **positiv** einzuschätzen.

Eine Hemmnis für den Wettbewerb im Großhandelsmarkt können hohe **Netzentgelte im Übertragungsnetz** sein, da sie die Stromlieferungen zwischen Erzeugern und Konsumenten insbesondere bei größeren Distanzen verteuern. Dieses Markthemmnis besteht in Österreich nicht. Die Netzentgelte liegen nach einer aktuellen Studie der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ETSO [ETSO] im europäischen Vergleich **im unteren Drittel**.

(11) Bisher ist in Österreich der Handel mit **Ausgleichsenergie** über die Grenzen der Regelzonen hinweg nicht möglich. Innerhalb der Regelzonen ist allerdings bereits ein Wettbewerb durch verschiedene Anbieter von Regelenergie vorhanden. Zur weiteren Öffnung des Regelenergiemarktes wird für die wirtschaftlich interessante Minutenregelung der Verbund der österreichischen und deutschen Regelzonen angestrebt. Die bereits bestehenden Marktelemente und die geplante Ausweitung des Marktes für Ausgleichsenergie sind ebenfalls **positive** Zeichen für die voranschreitende Marktöffnung.

(12) Die bisherigen Monopolisten verfügten bei der **Weiterverteilung** (Stromhandel) zum Zeitpunkt der Marktöffnung über einen festen Kundenstamm. Neue Anbieter haben es, wie auch das Beispiel Deutschland zeigt, nicht leicht und müssen einen hohen

Werbeaufwand betreiben, um im Endkundengeschäft bei den Stromabnehmern wachsende Marktanteile zu erreichen. Die Kundenbindung an den Energieversorger ist gerade im Segment der **Kleinkunden** recht hoch. Der Übergang von den Strom-Monopolen zu einem Wettbewerbsmarkt (vergleiche Kapitel 5.1) ist in vielen Ländern mit **Anlaufschwierigkeiten** verbunden.

Vor den gleichen Problemen bei der Neukundenakquisition stehen die aus dem Unbundling hervorgegangenen, von Erzeugung und Netzbetrieb unabhängig wirtschaftenden, Handelsgesellschaften der Energiekonzerne. Durch den hohen Werbeaufwand ist das Neukundengeschäft gerade bei den Kleinkunden häufig nicht profitabel und wird aus diesem Grund nicht forciert. Bei den **Groß- und Größtkunden** hingegen besteht ein starker **Wettbewerb**, der sich in den zahlreichen Anbieterwechseln und neu ausgehandelten Verträgen seit Marktöffnung manifestiert.

Eine auch in Österreich genutzte Möglichkeit, den Kundenstamm zu sichern und Marktanteile auszubauen, sind horizontale **Kooperationen und Übernahmen** anderer Unternehmen. Die österreichische Stromwirtschaft wird von wenigen, miteinander verflochtenen Unternehmen dominiert. Eine hohe Marktkonzentration im Energiesektor ist in Europa jedoch nicht ungewöhnlich, sondern die Regel.

(13) Es ist unter den gegebenen Umständen im Stromhandel nicht trivial, Anzeichen für Verdrängungspraktiken und wettbewerbsfeindliches Verhalten von marktkonformen strategischen Entscheidungen der Unternehmen zu unterscheiden. Sich dem **Wettbewerb** zu stellen, fordert vom einzelnen Unternehmen, die eigene Position am Markt zu behaupten. Zur Identifizierung von wettbewerbsfeindlichen Praktiken bedarf es immer einer Einzelfallprüfung, die an dieser Stelle nicht vorgenommen werden kann. Dies ist Aufgabe der zuständigen österreichischen Stellen.

Wechselverhalten der Kunden und Neuverhandlung von Tarifen

(14) Auf den Problembereich der **Vergleichbarkeit** der im 4. EU-Benchmarkingbericht dargestellten Wechselraten für Großkunden wurde bereits in Kapitel 4 hingewiesen.

Die **Belastbarkeit der Daten** für kleinere Gewerbekunden und private Haushalte wurde ebenfalls einer Prüfung unterzogen (vergleiche Kapitel 4). Die Wechselbereitschaft in dieser Kundengruppe ist bisher eher schwach ausgeprägt. Dies deutet jedoch ebenfalls nicht zwangsläufig auf Markthemmnisse hin. Es scheint vielmehr so, dass andere Faktoren, wie eine geringe Liberalisierungserfahrung und die im europäischen Vergleich unterdurchschnittliche Umzugshäufigkeit oder fehlendes Interesse der Stromkunden die

Zahl der Anbieterwechsel senken. In diesem Zusammenhang muss auch darauf hingewiesen werden, dass nach einer Erhebung der E-Control (vergleiche Marktbericht 2004) als Hauptargument von Haushalten, die keinen Versorgerwechsel vornahmen, die Zufriedenheit mit ihrem bestehenden Versorger genannt wurde.

Zum **Abbau der Informationsdefizite** richtete die E-Control einen internetbasierten Tarifikalkulator ein, der es den Kunden ermöglicht, den für ihren Stromverbrauch landesweit günstigsten Energieversorger zu ermitteln. Ob und in welchem Umfang diese Maßnahme dazu beiträgt, den Anbieterwechsel in den nächsten Jahren zu stimulieren, muss abgewartet werden.

Insgesamt ist festzustellen, dass die niedrige Wechselrate in Österreich nicht notwendigerweise auf Markthemmnissen beruht.

Preisentwicklung bei den Endkunden

(15) Im 4. EU-Benchmarkingbericht werden im Technical Annex die Strompreise für Endkunden auf der Basis der Erhebungen von Eurostat dargestellt. Sowohl für große industrielle Kunden als auch für Haushalte und gewerbliche Kleinverbraucher lagen die **Preise 2004 unter dem Durchschnitt** der Staaten der EU-15.

Im Vergleich zum Jahr 2001 sind die Endkundenpreise für die Stromversorgung zwar insgesamt leicht gestiegen, dies liegt aber nicht an den Kosten für die Netznutzung. Die Netzentgelte, also der regulierte Anteil der Gesamtstrompreise in Österreich, sind seit 2001 deutlich gesunken. In den letzten Jahren haben vielmehr die **Großhandelspreise für Strom** europaweit deutlich angezogen, was nur zum Teil durch gestiegene Kosten für die Primärenergieträger erklärbar ist, zumal die Margen der Elektrizitätsunternehmen im Erzeugungsbereich im gleichen Zeitraum – wie in vielen Ländern Europas – deutlich zugenommen haben.

Preissteigerungen für Strom sind auch in vielen anderen europäischen Ländern festzustellen und kein spezifisch österreichisches Problem. Die Einführung des Zertifikatehandels, sonstige staatliche Einflüsse und das Streben der Stromerzeuger, die Vollkosten ihrer Stromerzeugung zu decken, tragen europaweit zu den offensichtlichen Preissteigerungen bei.

Erfahrungen zur tatsächlichen Unabhängigkeit von Netzbetreibern in vertikal integrierten Unternehmen und Konzeption weiterer Maßnahmen

(16) Zur Unabhängigkeit der Netzbetreiber liegen noch **keine ausreichenden Erfahrungen** vor. Die Auswirkungen der Ausführungsgesetze zum Unbundling der Versorgungsunternehmen mit über 100.000 Kunden müssen zunächst abgewartet werden.

Fazit

(17) Die qualitative Überprüfung und Bewertung der Kriterien des § 28 Abs. 3 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2003/54 kann wie folgt zusammengefasst werden:

	Kriterium	Bewertung
1	Diskriminierungsfreier Netzzugang	gegeben
2	Wirksamkeit der Regulierung	gegeben
3	Verbindungsinfrastruktur und Versorgungssicherheit	überdurchschnittlich
4	Nutzen der Marktöffnung für Kleinunternehmen und Privathaushalte	gegeben
5	Öffnung der Märkte in der Praxis	positive Tendenz aber steigende Marktkonzentration
6	Wechselverhalten der Kunden und Neuverhandlung von Tarifen	deutet nicht auf Markthemmnisse hin
7	Preisentwicklung bei den Endkunden	Preise leicht steigend trotz sinkender Netztarife
8	Erfahrungen zur tatsächlichen Unabhängigkeit der Netzbetreiber	Erfahrungen stehen noch aus

(18) Die Gesamtschau der Kriterien aus § 28 Abs. 3 ergibt folgendes Bild:

Die Richtlinie 2003/54 ist auf Bundesebene umgesetzt. Zwar besteht für Unternehmen mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden noch keine Verpflichtung zum rechtlichen Unbundling, hierfür lässt die EU-Richtlinie allerdings einen Zeitrahmen bis zum Jahr 2007. Eine mit den notwendigen Kompetenzen ausgestattete Regulierungsbehörde überwacht den Fortschritt der Liberalisierung, die Öffnung der Märkte und die Einbindung Österreichs in den europäischen Strommarkt wird weiter vorangetrieben. Die Verbraucher ziehen durch gesunkene Netzentgelte Nutzen aus der Liberalisierung und die ausgezeichnete Versorgungssicherheit wird durch den Netzausbau weiter gefestigt.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass **Österreich** bereits **gute Fortschritte bei der Liberalisierung** des Energiemarktes gemacht hat: Bei Berücksichtigung aller Kriterien fällt die Bewertung des Status der Liberalisierung in Österreich positiv aus.

Anhang Länderkapitel

Einführung

Die folgenden Länderkapitel dienen der Darstellung der nationalen Vorgehensweise in den 11 befragten Staaten und Österreich. Sie dokumentieren im Einzelnen wie die Netznutzungsentgelte und Wechselraten im 4. EU-Benchmarkingbericht berechnet wurden und welche nationalen oder internationalen Institutionen am Meldvorgang beteiligt waren. In den Länderkapiteln sind ausschließlich die Rechercheergebnisse der Prognos AG zusammengefasst. Aus diesen Informationen abzuleitende Konsequenzen hinsichtlich der Vergleichbarkeit mit dem Vorgehen in Österreich werden in den entsprechenden Kapiteln des Endberichts diskutiert.

Die **Recherche** der Prognos AG beinhaltete im Wesentlichen folgende Schritte:

- Erhebung per Fragebogen bei den jeweils national verantwortlichen Organisationen, Regulierungsbehörden oder Ministerien
- Verifizierung der Fragebögen durch Telefoninterviews
- Nutzung von veröffentlichten Sekundärinformationen

Die Qualität der Informationen aus den befragten Ländern ist entscheidend für eine sachgerechte Einordnung der österreichischen Netznutzungsentgelte in den Gesamtkontext. Die Prognos AG hat versucht in allen Fällen durch eine entsprechende Überprüfung der Daten die best mögliche Qualität der Informationen sicher zu stellen. Allerdings können Fehleinschätzungen auf Seiten der zuständigen Behörden und Organisationen im Einzelfall nicht vollständig ausgeschlossen werden.

Belgien

Interviewpartner und Meldevorgang

Die Auswertung basiert auf Gesprächen, die mit der Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), der Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG), der Commission wallonne pour l'Energie (CWAPE) und mit dem Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement (IBGE) geführt wurden.

Die CREG kontrollierte die Netzentgelte für den 4. EU-Benchmarkingbericht, die sie von den Übertragungsnetzbetreibern erhielt. Die CREG meldete nach der Kontrolle diese Daten dann der EU. Die Erhebungen zu den Wechselraten lieferten nach Angabe der CREG die regionalen Behörden VREG, CWAPE und IBGE.

Hintergrund

In Belgien existierten zum Zeitpunkt der Datenerhebung für den 4. EU-Benchmarkingbericht vier Regulierungsbehörden für das Stromnetz: eine nationale Regulierungsbehörde und jeweils eine regionale für Flandern, Wallonien und die Hauptstadt Region Brüssel. Ansprechpartner für die EU-Behörden war die nationale Behörde CREG. Die Netzentgelte wurden auf der Grundlage eines ausgewählten Netzbetreibers bestimmt, der IVEKA. Dieser wurde gewählt, weil er der repräsentativste Betreiber in der Region Flandern ist, in der seit 2004 alle Kunden ihren Netzbetreiber frei wählen konnten. In den anderen beiden Regionen ist noch nicht für alle Kunden eine freie Anbieterwahl möglich. Die Preisfestlegung wurde auch für die Kunden ohne freie Anbieterwahl, Ib und Ig, angewendet. Die letzte Preisanpassung fand im Dezember 2004 statt.

Die Strommarktöffnung ist in Belgien für die einzelnen **Regionen** getrennt zu betrachten.

In **Flandern** ist der Strommarkt seit 1.7.2003 für alle Kunden geöffnet. Seit 2002 wurde der Markt jedoch bereits für Großkunden mit einer Abnahme von über 1 GWh geöffnet.

Für die Hauptstadtregion **Brüssel** wurde der Strommarkt für die großen Industriekunden am 1.7. 2003 und für alle gewerblichen Nutzer am 1.7.2004 geöffnet.

Ähnliches wie für die Region Brüssel gilt mit einigen Einschränkungen auch für **Wallonien**.

Belgien verfügt über insgesamt 7 **Netzebenen**, von denen 4 für die Stromentnahme zur Verfügung stehen. Als Transportebene wird die Höchst- und die Hochspannungs- sowie die zwischen den beiden Ebenen befindliche Umspannebene gezählt. Alle übrigen Spannungsebenen gelten als Entnahmeebenen.

- Höchstspannungsnetz: 380 kV und 220 / 150 kV
- Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannung
- Hochspannungsnetz: <70 kV bis <30 kV
- Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung
- Mittelspannungsnetz: 26 kV bis 1 kV
- Umspannung zwischen Mittel- und Niederspannung
- Niederspannungsnetz: bis 1 kV

Berechnungen für die Abnahmefälle

Als **Berechnungsgrundlage** für die Netzentgelte wurden für Belgien lediglich die Daten eines Netzbetreibers, der IVEKA betrachtet, in dessen Netzgebiet (Flandern) der Markt zu 100 % liberalisiert ist. Der standardisierte **Abnahmefall „Dc“** (Haushalte) der EU ist nach Aussage der Regulierungsbehörde repräsentativ. Den Berechnungen der CREG lagen folgende Parameter zu Grunde:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene ohne Leistungsmessung (< 1 kV)
- Jahresverbrauch 3500 kWh bei 4 kW Anschlussleistung mit 1300 kWh Nachtstromanteil
- Annahme standardisierter Lastprofile für alle Abnahmefälle

Die gewerblichen bzw. industriellen **Abnahmefälle „Ib“ und „Ig“** hingegen sind nach Angaben der CREG nicht repräsentativ für die belgische Situation. Als Alternative für „Ib“ schlagen die Belgier „Ic“ (100 kW, 160 MWh) vor. Große industrielle Abnehmer hingegen sind nach ihren Angaben für den Bereich Verteilung mit „Ie“ (0,5 MW, 2 GWh) besser repräsentiert.

Gewerbekunde (Ib):

- Entnahme aus der Mittelspannungsebene (1-26 kV) mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 50.000 kWh bei 50 kW Anschlussleistung und 1.000 Benutzungsstunden pro Jahr

Industriekunde (Ig):

- Entnahme aus der Mittelspannungsebene (1-26 kV) mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 24 GWh bei 4.000 kW Anschlussleistung und 6.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Leistungskomponenten der Netzentgelte

In Belgien zahlen **ausschließlich** die **Endkunden** die Kosten des Übertragungs- und Verteilnetzes.

In den gemeldeten Netzentgelten für den 4. EU-Benchmarkingbericht waren die folgenden Bestandteile enthalten:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen in die Netzinfrastruktur (=> Ausbau von Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren etc.)	100 %	
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	100 %	
x	Betrieb der Netzinfrastruktur	100 %	
x	Elektrische Verluste im Stromnetz	100 %	
x	Regelenergie für Sekundärregelung	100 %	
x	Erstmalige Anschlusskosten des Verbrauchers (Errichtung des Anschlusses)	100 %	
x	Anschlusskosten für Neuanschaltung des Verbrauchers (Inbetriebnahme nach Kundenwechsel z.B. nach Umzug)	100 %	
x	Konzessionsabgaben (Erstattung für Geländeusage an Land/Gemeinde)	100 %	
x	Miete / Kaufpreis für Stromzähler beim Endkunden	100 %	
x	Messleistungen / Zählerablesung beim Endkunden	100 %	

In den Netzentgelten sind keine Subventionen für EE oder für KWK enthalten.

Wechselraten

Die Wechselraten für die Hauptstadtregion Brüssel berechnet die regionale Regulierungsbehörde IBGE auf der Grundlage der Daten der Energieversorgungsunternehmen. Definiert ist die Wechselrate in der Region Brüssel als Verhältnis von gewechselten Kunden zur Gesamtkundenanzahl.

Für den belgischen Elektrizitätsmarkt in der Hauptstadtregion Brüssel wurde als erste Stufe der Marktöffnung eine Wechselmöglichkeit für Verbraucher mit einer Abnahme von mehr als 10 GWh geschaffen. Es wechselten im Jahr 2003 deshalb lediglich 15 Kunden. Durch die Ausweitung des Wettbewerbs auf alle gewerbliche Kunden seit 2004 wechselten in diesem Jahr von den ca. 500.000 Kunden 500 ihren Anbieter. Diese 500 Wechselkunden hatten ei-

nen Verbrauch von ca. 6% am Gesamtverbrauch. Eine aussagekräftige Statistik dieser Region wird es nach Aussagen der IBGE jedoch erst in den kommenden Jahren geben.

Im flämischen Teil Belgiens ist die Liberalisierung des Strommarktes am weitesten vorangeschritten. Hier können mittlerweile alle Kunden ihren Anbieter frei wählen. Die Wechselrate, die in dem 4. EU Benchmarkingbericht für „small commercial/ domestic“ seit Marktöffnung angegeben wurde beträgt 19 %. Allerdings bezieht sich die Zahl lediglich auf die Region Flandern. Zusätzlich haben wir durch Nachfragen in der flämischen Regulierungsbehörde festgestellt, dass diese 19 % nicht nur die Wechsler sondern alle Kunden in der Statistik der VREG darstellen, die einen neuen Vertrag unterschrieben haben, auch wenn Sie bei Ihrem bisherigen Anbieter geblieben sind. Die tatsächliche Wechselrate dürfte dementsprechend weit darunter liegen.

Die CWAPE erhob für Wallonien noch keine Statistiken, da hier der Markt noch nicht liberalisiert ist. Nach Angabe der CWAPE sollen in diesem Jahr erstmals Statistiken berechnet werden. Bisher wurden lediglich Schätzungen durch Abfragen bei den Stromversorgern veröffentlicht. 60 % sind demnach bei ihren alten Versorgern geblieben, während für die freien Großindustriekunden eine Wechselrate von 40 % „geschätzt“ wird. Jedoch haben lediglich 2 % tatsächlich einen Vertrag bei einem neuen Anbieter. Der Rest hat einen neuen Vertrag bei einem bestehenden Versorger.

Die im 4. EU-Benchmarkingbericht angegebene Zahl von 35 % als Wechselrate für die großen Industriekunden wurde uns in der nationalen Regulierungsbehörde CREG nicht bestätigt. Dort teilte man uns mit, dass diese Zahl eventuell auch aus der Region Flandern gemeldet worden sein kann. Dies ließ sich jedoch nicht bestätigen. Sollte die VREG diese Zahl gemeldet haben, würde sie sich wie alle Statistiken der VREG vermutlich nur auf Kunden mit neuen Verträgen beziehen und in diesem Sinne keine echte Wechselrate darstellen. Wir halten daher die belgische Wechselrate für nicht vergleichbar mit der anderer Länder.

Dänemark

Interviewpartner und Meldevorgang

Die dänischen Netznutzungsentgelte im 4. Benchmarkingreport wurden von der nationalen Regulierungsbehörde (DERA) berechnet und an die EU-Kommission gemeldet. Für den Benchmarkingreport wurde eine eigene Erhebung durchgeführt und nicht auf bestehende Statistiken zurückgegriffen.

Hintergrund

Die schrittweise Öffnung des Strommarktes in Dänemark begann im Jahr 1998. Großkunden mit einem Jahresverbrauch von über 100 GWh konnten ab diesem Zeitpunkt ihren Versorger frei wählen. Seit dem Jahr 2003 können in Dänemark alle Kunden ihren Versorger frei wählen.

In Dänemark entnehmen Stromkunden hauptsächlich aus folgenden **Netzebenen**:

- Höchstspannungsnetz: 400 kV
- Hochspannungsnetz 135 kV - 150 kV
- Mittelspannungsnetz: 60 kV - 10 kV
- Niederspannungsnetz: unter 0,4 kV

In Dänemark bestehen zwei weitgehend unabhängige Stromnetze. Eltra betreibt das Netz im Westen Dänemarks und Elkraft das System im Osten. Auf der regionalen Verteilebene sind etwa 120 Unternehmen aktiv. Die Tarife in den einzelnen Netzbereichen sind nicht einheitlich und unterscheiden sich vor allem zwischen Ost- und Westdänemark zum Teil erheblich. Die im Benchmarkingreport berechneten Werte basieren auf den Tarifen im Jahr 2004. Die letzte Überprüfung der Netznutzungsentgelte ist Ende 2004 durchgeführt worden. In Folge dessen gelten seit April 2005 neue Tarife.

Berechnungen für die Abnahmefälle

Die Berechnung der Abnahmefälle wurde von der dänischen Regulierungsbehörde durchgeführt. In die Berechnung wurden die Tarife von 70 % der Netzbetreiber in Dänemark einbezogen. Aus den Einzelergebnissen wurde ein gewichteter Mittelwert (nach Jahresverbrauch im Netzgebiet) gebildet. Nach Aussagen der Regulierungsbehörde bildet die beschriebene Vorgehensweise einen repräsentativen Durchschnitt ab.

Der **Abnahmefall „Dc“** (Haushalte) ist für Dänemark nicht geeignet. Der Durchschnittsverbrauch der Haushalte liegt laut DERA-Informationen unter 3.500 kWh. Der Meldung an die EU liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene ohne Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 3.500 kWh ohne Nachtstromanteil
- Annahme standardisierter Lastprofile für alle Abnahmefälle

Die **Abnahmefälle „Ib“ und „Ig“** entsprechen ebenfalls nicht dem Standard in Dänemark. Sowohl Gewerbekunden als auch große Industriekunden haben einen geringeren jährlichen Strombedarf als in den Standardfällen der EU abgebildet.

Annahmen für die Meldung zum Fall **Gewerbekunde (Ib)**:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene (0,4 kV) mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 50.000 kWh bei 50 kW Anschlussleistung und 1.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Annahmen für die Meldung zum Fall **Industriekunde (Ig)**:

- Der große Industriefall ist nicht an die Kommission gemeldet worden.

Leistungskomponenten der Netzentgelte

In Dänemark zahlen sowohl die **Endkunden** als auch die **Erzeuger** Netznutzungsentgelte. Genaue Angaben über die Aufteilung der Kostenblöcke auf die einzelnen Nutzergruppen wurden von der Regulierungsbehörde nicht gemacht. Messleistungen werden als zusätzliches Entgelt berechnet und sind im Transportentgelt nicht berücksichtigt. Nach Auskunft der Regulierungsbehörde wurde das Entgelt für Messleistungen in die Berechnung für den 4. Benchmarkingbericht aber mit einbezogen. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern wird in Dänemark keine Konzessionsabgabe gezahlt. Es konnte nicht abschließend geklärt werden, ob die Abgaben für **erneuerbare Energien** in dem gemeldeten Netzentgelt enthalten sind, da der zuständige Sachbearbeiter nicht mehr für die Behörde tätig ist.

In den gemeldeten Netzentgelten für den 4. EU-Benchmarkingbericht waren demnach die folgenden Bestandteile enthalten:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen in die Netzinfrastruktur (=> Ausbau von Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren etc.), Kapitalkosten	k.A.	k.A.
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Betrieb der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Elektrische Verluste im Stromnetz	k.A.	k.A.
x	Regelenergie für Sekundärregelung	k.A.	k.A.
x	Miete / Kaufpreis für Stromzähler beim Endkunden	k.A.	k.A.
x	Messleistungen / Zählerablesung beim Endkunden	k.A.	k.A.
x	Subventionen erneuerbare Energien (unsicher)	k.A.	k.A.

Quelle: DERA

Wechselraten

Die Statistik zu Wechselraten für die Haushalt- und Industriekunden werden in Dänemark vom Verband der Dänischen Energieunternehmen geführt. Die Herkunft der Daten im 4. Benchmarkingbericht, die von den nachstehend genannten Angaben von DERA abweichen, konnte nicht geklärt werden.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Haushalte (Dc)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2,3 %	1 %
Industrie- und Gewerbekunden	n.a.	n.a.	n.a.	1 %	9 %	4 %	47,9 %	20,7%

Quelle: Dansk Energi, persönliche Mitteilung DERA

Deutschland

Interviewpartner und Meldevorgang

Die Auswertung basiert auf Gesprächen, die mit dem Ministerium für Wirtschaft und Arbeit, Referat für Elektrizitätswirtschaft (BMWA), dem Verband der Netzbetreiber (VDN) und dem Verband der Deutschen Elektrizitätswirtschaft (VDEW) geführt wurden.

Der VDN berechnete die durchschnittlichen Netzentgelte für den 4. EU-Benchmarkingbericht in Abstimmung mit dem BMWA. Die Erhebungen zu den Wechselraten lieferte der VDEW. An die EU gemeldet wurden die Daten durch das BMWA.

Hintergrund

In Deutschland existierte zum Zeitpunkt der Datenerhebung für den 4. EU-Benchmarkingbericht noch keine eigenständige Regulierungsbehörde für das Stromnetz. Ansprechpartner für die EU-Behörden war das BMWA. Der Netzzugang wurde auf der Grundlage einer Verbändevereinbarung (VV II plus) geregelt. Diese beinhaltet unter anderem Kalkulationsprinzipien für die Bestimmung der Netzentgelte und ein Reporting-System für die Netzentgelte der Einzelunternehmen. Der Strommarkt ist in Deutschland durch die Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) seit 1998 zu 100 % für alle Kundengruppen geöffnet.

Deutschland verfügt über **sieben Netzebenen**, aus denen Strom entnommen werden kann. Dazu gehören die vier Netzebenen:

- Höchstspannungsnetz: über 150 kV (380 kV und 220 kV)
- Hochspannungsnetz: >60 kV bis 150 kV (110 kV)
- Mittelspannungsnetz: 6 kV bis 60 kV (10 kV bis 20 kV)
- Niederspannungsnetz: bis 0,4 kV

und die Umspannungen zwischen diesen Netzebenen. Das Übertragungsnetz umfasst die Höchstspannungsebene, das Verteilnetz die Hochspannungsebene und die nachfolgenden Netzebenen. Im Jahr 2004 gab es in Deutschland über **950 Netzbetreiber**, für die keine einheitlichen Netzentgelte vorgegeben waren. An den Erhebungen des VDN im Rahmen der VV II plus, die die Basis für die Ermittlung der durchschnittlichen Netzentgelte bildeten, beteiligte sich ein Großteil der deutschen Netzbetreiber. Für die EU-Berichterstattung wurden keine eigenständigen Erhebungen durchgeführt. Die für den Benchmarkingbericht verwendeten Daten stammen aus dem Sommer 2004.

Berechnungen für die Abnahmefälle

Die Preisübersichten des VDN weisen keine **Berechnungsgrundlagen** (Abnahmeprofile, Verteilung von Leistungs- und Arbeitspreis, etc.) für die Berechnung der durchschnittlichen Netzentgelte aus. Gemeldet werden lediglich die spezifischen Netznutzungsentgelte für standardisierte Abnahmefälle in Cent/kWh. Diese werden bei den Einzelunternehmen aus unterschiedlichen Komponenten ermittelt und sind im Nachhinein nicht mehr differenzierbar.

Die **Mittelwerte** aus den Preisübersichten des VDN wurden über alle von den Netzbetreibern gemeldeten Entgelte für die jeweiligen Abnahmefälle arithmetisch gebildet.

Der **Abnahmefall „Dc“** entsprach nach Aussage des VDN in seinem Jahresverbrauch einem repräsentativen **Standardfall** aus den Preisstatistiken, wenn auch ohne Berücksichtigung von Nachtstrom. Für diesen Fall wurden die Mittelwerte für eine Vollversorgung aus den Preisübersichten übernommen. Den Berechnungen des VDN lagen folgende Parameter zu Grunde:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene (bis 0,4 kV) ohne Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 3.500 kWh bei 4 kW Anschlussleistung ohne Berücksichtigung von Nachtstrom

Die **Abnahmefälle „Ib“ und „Ig“** hingegen entsprachen nicht repräsentativen Abnahmefällen aus der laufenden Statistik des VDN. Besser geeignet wären für den Fall Ib 50 kW und 2.500 Stunden (125 MWh) und für den Fall Ig 4.000 kW bei 5.000 Stunden (20 GWh). Für die Standardfälle führte der VDN **Anpassungen** auf der Basis ähnlicher Abnahmefälle durch. Den Berechnungen des VDN lagen folgende Parameter zu Grunde:

Gewerbekunde (Ib):

- Entnahme aus der Niederspannungsebene (bis 0,4 kV) mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 50.000 kWh bei 50 kW Anschlussleistung und 1.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Industriekunde (Ig):

- Entnahme aus der Hochspannungsebene (110 kV) mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 24 GWh bei 4.000 kW Anschlussleistung und 6.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Leistungskomponenten der Netzentgelte

In Deutschland zahlen **ausschließlich** die **Endkunden** die Kosten des Übertragungs- und Verteilnetzes.

In den gemeldeten Netzentgelten für den 4. EU-Benchmarkingbericht waren die folgenden Bestandteile enthalten:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen in die Netzinfrastruktur, Kapitalkosten (=> Ausbau von Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren etc.)	100 %	
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	100 %	
x	Betrieb der Netzinfrastruktur	100 %	
x	Elektrische Verluste im Stromnetz	100 %	
x	Regelenergie für Sekundärregelung	100 %	

Quelle: VDN

Konzessionsabgaben und Entgelte für Messleistungen waren explizit ausgenommen.

Wechselraten

Die deutschen Wechselraten basieren nicht auf öffentlichen Statistiken. Für die Haushalte und industriellen Kleinverbraucher werden vom VDEW jährliche repräsentative Kundenbefragungen zum Wechselverhalten durchgeführt. Für große industrielle Abnehmer führt der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) Erhebungen bei seinen Mitgliedsunternehmen durch.

Definiert ist die in der Tabelle dargestellte Wechselquote als Prozentsatz der Kunden, die seit der Marktöffnung ihren Energielieferanten mindestens einmal gewechselt haben. Es handelt sich somit um eine kumulierte Darstellung. Die jährlichen Wechselraten werden nicht erhoben.

Wechselrate seit Marktöffnung	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Haushalte (Dc)	1,6 %	2,1 %	3,7 %	4,3 %	4,6 %	4,8 %
Kleinkunden (Ib)	k. A.	3,6 %	6,0 %	6,4 %	6,7 %	6,8 %
Industrielle Verbraucher (Ig)	k. A.	k. A.	32,0 %	35,0 %	35,0 %	41,0 %

Quelle: VDEW, VIK

Finnland

Interviewpartner und Meldevorgang

Die finnischen Netznutzungsentgelte im 4. EU-Benchmarkingbericht sind von der nationalen Regulierungsbehörde (EMV) berechnet und gemeldet worden. Die Berechnungen basieren auf einer von der finnischen Regulierungsbehörde eingesetzten Software.

Hintergrund

Mit dem Inkrafttreten des Strommarktgesetzes 386 am 1. Juni 1995 begann die schrittweise Öffnung des Strommarktes in Finnland. Zum gleichen Zeitpunkt nahm die Regulierungsbehörde ihre Arbeit auf. Seit 1997 dürfen alle Kunden in Finnland ihren Stromanbieter frei wählen.

In Finnland wird hauptsächlich aus 3 Netzebenen Strom entnommen:

- Hochspannungsnetz: 110 kV
- Mittelspannungsnetz: 20 kV
- Niederspannungsnetz: 0,4 kV

Weiterhin kann aus den Netzebenen mit einer Versorgungsspannung von 6kV, 10 kV und 45 kV Strom bezogen werden, was allerdings nicht dem Regelfall entspricht.

In Finnland betreibt Fingrid (Unternehmen mit 12%iger Staatsbeteiligung) das Übertragungsnetz. Auf der Verteilebene waren im Jahr 2004 über **90 Netzbetreiber** registriert. Die Tarife der einzelnen Netzbetreiber sind nicht einheitlich. Sie werden der Regulierungsbehörde gemeldet und in eine Datenbank eingespeist. Für die EU wurden **keine eigenständigen Erhebungen** durchgeführt. Die für den 4. EU-Benchmarkingreport verwendeten Daten stammen aus dem Sommer 2004.

Berechnungen für die Abnahmefälle

Alle Netzbetreiber in Finnland sind verpflichtet, ihre Tarife an die Regulierungsbehörde zu melden. Entsprechend den Standardabnahmefällen wurde für den Benchmarkingreport der günstigste Tarif je Netzbetreiber ermittelt. Gemeldet wurde dann ein gewichteter Mittelwert über alle Netzbetreiber in Finnland. Die Gewichtung beruht auf dem jährlichen Netzdurchsatz des jeweiligen Netzbetreibers. Durch die klimatischen Bedingungen tritt in Finnland ein erheblicher Unterschied der Netznutzungstarife zwischen dem Süden und Norden des Landes auf. Durch die Berücksichtigung aller Netzbetreiber wird diesem Umstand Rechnung getragen.

Der **Abnahmefall „Dc“** entspricht nach der Aussage der finnischen Regulierungsbehörde in seinem Jahresverbrauch einem repräsentativen **Standardfall** (Apartmentwohnung oder kleiner Haushalt ohne Stromheizung). Eine Prüfung über öffentliche Statistiken⁹ bestätigte diese Aussage. Der Meldung an die EU liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene (0,4 kV) ohne Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 3.500 kWh bei 4 kW Anschlussleistung ohne Nachtstromanteil
- Annahme standardisierter Lastprofile für alle Abnahmefälle

Ob die **Abnahmefälle „Ib“ und „Ig“** Standardfällen in Finnland entsprechen, konnte von der Regulierungsbehörde nicht eindeutig beantwortet werden. Ein Abgleich mit den öffentlichen Statistiken der Regulierungsbehörde zeigt, dass der Standardfall Ib zwischen dem großen Landwirtschaftskunden und dem kleinen Industriekunden liegt, und der Standardfall Ig höher als alle aufgeführten Abnahmefällen der Industrie liegt.

Annahmen für die Meldung zum Fall **Gewerbekunde (Ib)**:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene (0,4 kV) mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 50.000 kWh bei 50 kW Anschlussleistung und 1.000 Vollbenutzungstunden pro Jahr

Annahmen für die Meldung zum Fall **Industriekunde (Ig)**:

- Entnahme aus der Mittelspannungsebene (20 kV) mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 24 GWh bei 4.000 kW Anschlussleistung und 6.000 Vollbenutzungstunden pro Jahr

⁹ Die finnische Regulierungsbehörde veröffentlicht seit 1996 eine Statistik über die Netznutzungsentgelte unter <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Development0407.xls> .

Leistungskomponenten der Netzentgelte

In Finnland zahlen sowohl die **Endkunden** als auch die **Erzeuger** Netznutzungsentgelte für das Übertragungs- und das Verteilnetz. Genaue Angaben über die Aufteilung der Kostenblöcke auf die einzelnen Nutzergruppen wurden von der Regulierungsbehörde nicht gemacht.

In den gemeldeten Netzentgelten für den 4. EU-Benchmarkingbericht waren die folgenden Bestandteile enthalten:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen in die Netzinfrastruktur (=> Ausbau von Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren etc.), Kapitalkosten	k.A.	k.A.
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Betrieb der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Elektrische Verluste im Stromnetz	k.A.	k.A.
x	Regelenergie für Sekundärregelung	k.A.	k.A.
x	Konzessionsabgaben (Erstattung für Geländenutzung an Land/Gemeinde)	k.A.	k.A.
x	Miete / Kaufpreis für Stromzähler beim Endkunden	k.A.	k.A.
x	Messleistungen / Zählerablesung beim Endkunden	k.A.	k.A.

Quelle: EMV

Wechselraten

Die Wechselraten werden in Finnland vom Verband der Elektrizitätsunternehmen ermittelt. Eine Zeitreihe der Wechselraten seit der Liberalisierung ist derzeit nicht verfügbar. Im Jahr 2001 wurde eine Erhebung von Eurostat in ganz Europa durchgeführt. Im Rahmen dieser Studie wurden in Finnland sowohl Unternehmensdaten ausgewertet als auch Kunden befragt. Demnach haben im Jahr 2000 3% der Haushaltskunden ihren Versorger gewechselt und 9,6 % einen neuen Vertrag mit ihrem Versorger ausgehandelt. Von den Nicht-Haushaltskunden wechselten 16,4 % ihren Anbieter und 21,4 % handelten einen neuen Vertrag mit ihrem Versorger aus. [EMV 2003]

Die Daten, die im 4. Benchmarkingbericht dokumentiert sind, entstammen aus einer jährlichen Befragung von Energieunternehmen und entsprechen tatsächlichen Wechslern.

Großbritannien

Interviewpartner und Meldevorgang

Die **Regulierungsbehörde** Großbritanniens, das Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), hat nach eigenen Angaben¹⁰ für den 4. Benchmarkingreport **keine Daten** zu den Netznutzungsentgelten an die Europäische Kommission gemeldet. Die im Report ausgewiesenen Entgelte sind von den Sachbearbeitern der Europäischen Kommission auf der Basis veröffentlichter Tarife berechnet worden. Die folgende Auswertung zur Berechnung der Netznutzungsentgelte basiert auf den Auskünften von William Webster, DG TREN. Die Recherche ergab, dass im technischen Anhang des 4. Benchmarkingreports ein redaktioneller Fehler unterlaufen ist. Der Wert für den Standardfall Haushaltskunden (Dc) wurde mit dem Ergebnis für den kleinen industriellen Kunden (Ib) vertauscht. Dementsprechend beträgt das Netznutzungsentgelt für den Fall Dc 35 €/MWh und für den Fall Ib 30 €/MWh.

Hintergrund

Im Jahr 1990 begann die schrittweise Öffnung des **Strommarktes** in Großbritannien. Großkunden mit einer Anschlussleistung von über 10 MW konnten ab diesem Zeitpunkt ihren Versorger frei wählen. Planmäßig sollte die Marktöffnung 1998 abgeschlossen sein. Aufgrund von Verzögerungen wurde die vollständige Öffnung erst Mitte 1999 realisiert.

In Großbritannien kann aus zahlreichen Netzebenen Strom entnommen werden. Die Hauptebenen sind die folgenden:

- Höchst- u. Hochspannungsnetz: 440 kV bis 110 kV
- Mittelspannungsnetz: 110 kV bis 20 kV
- Niederspannungsnetz: unter 0,4 kV

In Großbritannien betreibt Transco National Grid das Übertragungsnetz. 8 Unternehmen betreiben 12 regionale Verteilnetze. Die Tarife in den einzelnen Netzbereichen sind nicht einheitlich. Die Regulierungsbehörde prüft im Einzelfall die Angemessenheit der Netznutzungsentgelte. Die im 4. Benchmarkingreport berechneten Werte basieren auf den Tarifen im Jahr 2004. Seit April 2005 gelten in Großbritannien so genannte Übergangsentgelte, bis ein neues Verfahren zur Kostenkalkulation zwischen den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde erarbeitet worden ist.

¹⁰ Persönliche Mitteilung vom 12.05.2005, Department for European Affairs, Ofgem

Berechnungen für die Abnahmefälle

Die Berechnungen der Abnahmefälle wurden von den Sachbearbeitern bei der Europäischen Kommission selbst durchgeführt, die der Prognos AG auch das Berechnungsblatt zur Verfügung stellten. Als Basis für die Berechnung dienten die veröffentlichten Tarife der Netzbetreiber in Großbritannien. Die Richtigkeit der Tarife kann im Einzelfall nicht mehr geprüft werden, da seit dem 1. April in Großbritannien neue Tarife gelten und nur noch diese von den Netzbetreibern veröffentlicht werden. Der im Benchmarkingbericht ausgewiesene Wert entspricht dem **arithmetischen Mittelwert** aller Netzbetreiber in Großbritannien.

Der **Abnahmefall „Dc“** entspricht einem Standardfall in Großbritannien. Der Durchschnittsverbrauch der Haushalte liegt in Großbritannien nach Informationen der Ofgem bei 3.300 kWh.

Haushaltskunde (Dc):

- Entnahme aus der Niederspannungsebene ohne Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 3.500 kWh bei 4 kW Anschlussleistung ohne Nachtstromanteil
- Annahme standardisierter Lastprofile für alle Abnahmefälle

Die **Abnahmefälle „Ib“ und „Ig“** entsprechen ebenfalls möglichen Kundengruppen in Großbritannien.

Gewerbekunde (Ib):

- Entnahme aus der Niederspannungsebene (0,4 kV) mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 50.000 kWh bei 50 kW Anschlussleistung und 1.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Industriekunde (Ig):

- Entnahme aus der Hochspannungsebene mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 24 GWh bei 4.000 kW Anschlussleistung und 6.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Leistungskomponenten der Netzentgelte

In Großbritannien zahlen sowohl die **Endkunden** als auch die **Erzeuger** Netznutzungsentgelte. Genaue Angaben über die Aufteilung der Kostenblöcke auf die einzelnen Nutzergruppen wurden von der Regulierungsbehörde nicht gemacht. Das durchschnittliche gewichtete Netznutzungsentgelt¹¹ der Erzeuger lag im Jahr 2004 bei rund 4,2 Euro pro Kilowatt installierte Leistung.

In Großbritannien werden nur die Netzverluste auf der Übertragungsebene durch die Netzbetreiber kompensiert und sind somit auch Bestandteil des Netznutzungsentgeltes. Die **Verluste im Verteilnetz** werden dagegen durch eine Mehreinspeisung der Erzeuger ausgeglichen und sind dementsprechend **kein Bestandteil der Netznutzungsentgelte** sondern sind in den Energiekosten enthalten. Aus den Berechnungen geht weiterhin hervor, dass der BSUoS-Tarif für die Systemdienstleistungen im Übertragungsnetz nicht berücksichtigt worden ist.

In den gemeldeten Netzentgelten für den 4. EU-Benchmarkingbericht waren die folgenden Bestandteile enthalten:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen in die Netzinfrastruktur, Kapitalkosten (=> Ausbau von Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren etc.)	k.A.	k.A.
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Betrieb der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Regelenergie für Sekundärregelung	k.A.	k.A.
x	Konzessionsabgaben	k.A.	k.A.
x	Miete / Kaufpreis für Stromzähler beim Endkunden	k.A.	k.A.
x	Messleistungen / Zählerablesung beim Endkunden	k.A.	k.A.

Quelle: OFGEM

¹¹ gewichtet durch die installierte Erzeugungskapazität je Einspeisezone, nachrichtlich durch William Webster DG TREN

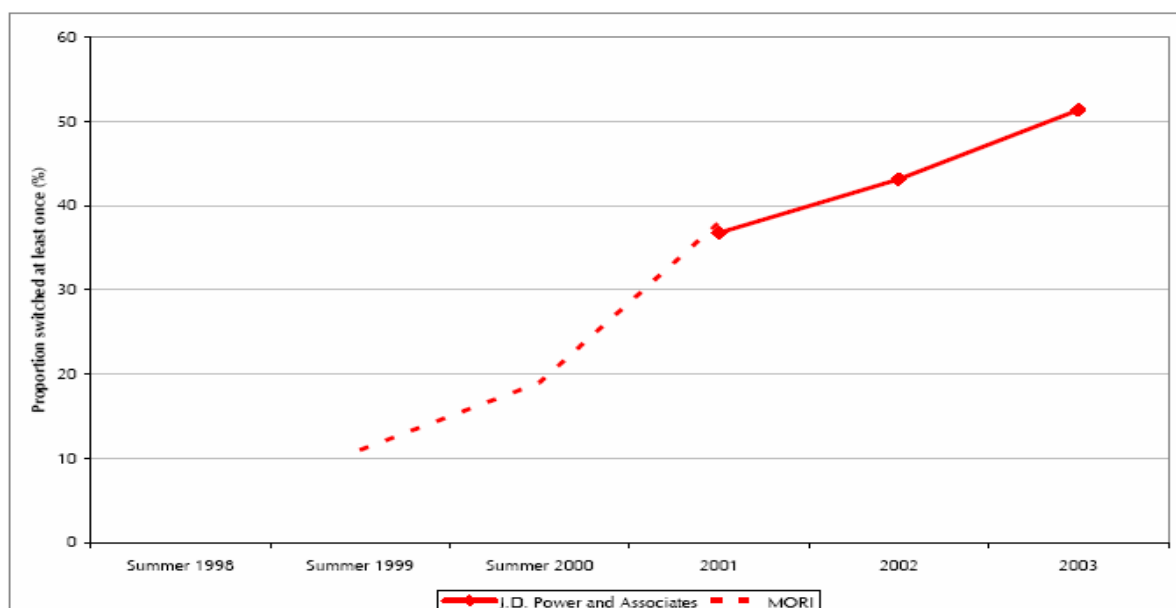
Wechselraten

Die Wechselraten für die Haushaltskunden wurden in Großbritannien von der Regulierungsbehörde in der Studie „Domestic Competitive Market Review 2004“ veröffentlicht. Die Daten beruhen sowohl auf Informationen der Energieunternehmen als auch auf Erhebungen, die zum Teil durch Beratungsunternehmen durchgeführt worden sind. Daraus geht hervor, dass bis zum Jahr 2003 51 % der rund 26 Mio. **Haushaltskunden** mindestens einmal seit der Liberalisierung ihren Stromversorger gewechselt haben (vgl. Abbildung 1). Die Anzahl derer, die nicht mehr beim dominierenden Versorger im Netzgebiet unter Vertrag stehen, ist bis zum Jahr 2003 auf 39 % gestiegen. [OFGEM 2004, S. 57 ff]

Weiterhin werden in der Studie Angaben zum Wechselverhalten und –grund gemacht. Im Jahr 2003 gaben 65 % der Wechsler an, aus Kostengründen den Versorger gewechselt zu haben. [OFGEM 2004, S. 45]

Die Wechselraten der **Nicht-Haushaltskunden** werden durch die Regulierungsbehörde in der Studie „Review of competition in the non-domestic gas and electricity supply sectors“ veröffentlicht. Daraus geht hervor, dass bis März 2003 61 % der Nicht-Haushaltskunden mit Leistungsmessung mindestens einmal ihren Versorger gewechselt haben. Zum gleichen Zeitpunkt hatten 45 % der Nicht-Haushaltskunden ohne Leistungsmessung mindestens einmal den Anbieter gewechselt. [OFGEM 2003, S.65]

Abbildung 12: Anzahl der Haushaltskunden mit mindestens einem Wechsel des Stromversorgers



Quelle: [OFGEM 2004, S. 57]

Luxemburg

Interviewpartner und Meldevorgang

Die Auswertung basiert auf Gesprächen und einer Erhebung per Fragebogen bei der luxemburgischen Regulierungsbehörde, dem luxemburgischen Wirtschaftsministerium und dem luxemburgischen Netzbetreiber und Stromerzeuger Cegedel.

Für den 4. Benchmarking Bericht hat keine der drei Institutionen Daten an die Kommission gemeldet. Auch seitens der Kommission wurden keine Berechnungen durchgeführt.

Hintergrund

Die Liberalisierung des luxemburgischen Strommarktes begann am 24.7.2000 auf der Grundlage des Gesetzes für die Organisation des Elektrizitätsmarktes in Luxemburg. Bis zum 31.12.2000 galt die Marktöffnung jedoch nur für Großkunden (>100 GWh). Als nächster Schritt wurde die Grenze am 1.1.2001 auf einen Mindestverbrauch von 20 GWh und seit dem 1.1.2003 auf 9 GWh gesenkt. Mittlerweile sind seit dem 1.7.2004 alle Nicht-Haushaltskunden in der Wahl ihres Anbieters frei. Eine Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes für Haushaltskunden und damit vollständige Marktliberalisierung wird nach Angaben der Cegedel voraussichtlich erst im Juli 2007 erfolgen.

Wechselraten

Die Wechselrate, die im EU-Bericht für die großen Industriekunden in Luxemburg angegeben ist (10 %), lässt sich nicht bestätigen. Im luxemburgischen Wirtschaftsministerium, das die Daten an die EU senden würde, gab es Anfang des Jahres einen Personalwechsel. Nach der Meinung des nun zuständigen Sachbearbeiters wurden durch das Wirtschaftsministerium keine Daten an die EU gemeldet. In der Regulierungsbehörde wurde uns mitgeteilt, dass es noch keine öffentliche Statistik zu den Wechselraten gebe. Allerdings könnte es sein, dass die angegebene Zahl von der Cegedel stammt. Die Wechselrate für Kunden auf der Höchstspannungsebene beträgt in dem Geschäftsbericht 2004 ca. 11 %. Es ist vorstellbar, dass sie im Vorjahr 10 % betragen haben könnte.

Die Niederlande

Interviewpartner und Meldevorgang

Für die Niederlande kann weder der Meldvorgang noch die Berechnung der Netznutzungsentgelte überprüft werden. Die nationale Regulierungsbehörde verfolgt nach eigener Aussage und intensiver Nachfrage durch Prognos die Politik, nur an Erhebungen anderer Regulierungsbehörden teilzunehmen und lehnte daher in einer E-Mail vom 26.05.2005 die Teilnahme an der Erhebung der Prognos AG ab [DTE 2005]. Der Versuch Sekundärinformationen über den Verband der Energieunternehmen zu nutzen, scheitert an der Tatsache, dass der Verband nicht in den Meldevorgang zum Benchmarkingbericht involviert war und über keine spezifischen Informationen zum Benchmarkingbericht verfügt. Die folgende Darstellung über den niederländischen Energiemarkt und die Struktur der Netznutzungsentgelte basiert auf veröffentlichten Informationen der Regulierungsbehörde (DTE) und des Verbandes der Energiewirtschaft (EnergieNed). Demzufolge ist eine Bewertung des 4. EU-Benchmarkingreports für die Niederlande aufgrund der unspezifischen Informationen nur eingeschränkt möglich.

Hintergrund

Die ersten Schritte zur Strommarktliberalisierung wurden in den Niederlanden im Jahr 1999 vollzogen. Mit der zweiten Stufe der Marktöffnung wurde im Januar 2001 knapp zwei Drittel des Strommarktes geöffnet. Im Januar 2004 ist in den Niederlanden die vollständige Marktöffnung realisiert worden.

In den Niederlanden wird Strom hauptsächlich aus folgenden Netzebenen bezogen:

- Höchstspannungsnetz: 380 kV-220 kV
- Hochspannungsnetz 15 kV - 110 kV
- Mittelspannungsnetz: 20 kV - 1 kV
- Niederspannungsnetz: unter 0,4 kV

Das Unternehmen TenneT betreibt das nationale Übertragungsnetz. Auf der regionalen Verteilebene sind 10 weitere Unternehmen aktiv. Die Tarife in den einzelnen Netzgebieten sind nicht einheitlich.

Berechnungen für die Abnahmefälle

Sowohl Erzeuger als auch Abnehmer müssen auf der Transportnetzebene in den Niederlanden Netznutzungsentgelte zahlen. Die Regulierungsbehörde in den Niederlanden macht detaillierte Vor-

gaben zur Struktur der Netznutzungsentgelte. Der so genannte Tarifcode gibt vor, dass das Entgelt für die Netznutzung auf der Verteilnetzebene aus vier Komponenten besteht. [DTE 2004 a]

- Unterhaltung und Instandhaltung des Anschlusses
- Transportentgelt
- Messleistung
- Systemdienst aus der Nutzung des nationalen Übertragungsnetzes

Da die Regulierungsbehörde keine Informationen bezüglich des Benchmarkingberichts lieferte, wurden die Abnahmefälle auf der Basis der **veröffentlichten Tarifblätter**¹² für das Jahr 2004 zur Überprüfung von **Prognos berechnet**. Es ergab sich für alle Abnahmefälle eine **hohe Übereinstimmung** in den Ergebnissen. Nach entsprechenden Angaben der Regulierungsbehörde enthalten die veröffentlichten Tarife keine Zahlungen für Messleistungen. Hieraus lässt sich ableiten, dass die Entgelte im 4. Benchmarkingbericht wahrscheinlich **keine Messleistungen** enthalten.

Über die Eignung der Standardabnahmefälle im 4. Benchmarkingbericht können für die Niederlande keine Aussagen getroffen werden.

Wechselraten

Zu Wechselraten gibt es **keine neuen Informationen** im Vergleich zum 4. Benchmarkingbericht. Nach Aussagen des Verbandes der Energieunternehmen in den Niederlanden wird Anfang Juni 2005 eine kostenpflichtige Studie veröffentlicht werden, die dann auch neueste Erhebungen zu den Wechselraten enthalten soll. [EnergieNed 2005]

Die im 4. Benchmarkingreport veröffentlichte Wechselrate für gewerbliche Kleinverbraucher / Haushaltskunden seit der Marktöffnung bezieht sich nach der Einschätzung des Verbandes der Energieunternehmen nur auf die gewerblichen Kleinverbraucher. Haushaltskunden können erst seit 2004 ihren Stromversorger frei am Markt wählen. [EnergieNed 2005] Die Wechselrate für die Niederlande im Bereich Haushalte / Kleinverbraucher ist somit nicht mit den Zahlen der anderen Länder im 4. Benchmarkingbericht vergleichbar.

¹² Die niederländische Regulierungsbehörde veröffentlicht auf der Homepage <http://www.dte.nl> unter anderem auch die Tarifblätter der Regionalen Netzbetreiber [DTE 2004 b]

Norwegen

Interviewpartner und Meldevorgang

Die Auswertung basiert auf Gesprächen und der Erhebung per Fragebogen bei der norwegischen Regulierungsbehörde Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Die Daten für den 4. Benchmarkingbericht hat die **norwegische Regulierungsbehörde** berechnet und an die Kommission gemeldet. Angaben über das Berechnungsverfahren und den Meldevorgang bezüglich des Benchmarkingreports wurden gegenüber der Prognos AG nur sehr begrenzt gemacht. Lediglich Fragen zur allgemeinen Struktur der Netznutzungsentgelte in Norwegen wurden im Zusammenhang mit dem Fragebogen beantwortet. Daraus lassen sich zum Teil Schlüsse für den Benchmarkingbericht ableiten.

Hintergrund

Die Liberalisierung des norwegischen Strommarktes begann im Jahr 1991 mit dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz. Ein funktionierender Markt, auf dem alle Kunden ihren Anbieter frei wählen können, ist nach Angaben der Regulierungsbehörde erst im Jahr 1997 realisiert worden.

Die NVE ermittelt für den jeweiligen Netzbetreiber aus einer Vielzahl von Daten eine Einkommensbeschränkung auf der Basis historischer Werte. In einer vorgegebenen Spanne kann der Netzbetreiber durch die Verringerung seiner Kosten den eigenen Gewinn erhöhen. Allerdings müssen die Sicherheitsstandards und technischen Anforderungen eingehalten werden, sonst fallen beispielsweise Kompensationszahlungen an Endkunden bei netzbedingten Stromausfällen an.

Das Stromnetz in Norwegen wird in drei **Ebenen** unterteilt. Das nationale Übertragungsnetz, Regionalnetze und lokale Verteilnetze. Das Übertragungsnetz wird vom Staatskonzern Statnet SF betrieben. Auf der Regional- und Verteilnetzebene operieren in Norwegen rund 150 Netzbetreiber.

Übertragungsnetz:	420 kV –132 kV
Regionalnetz:	22 kV- 1kV
Verteilnetz:	bis 0,4 kV

Berechnungen für die Abnahmefälle

Zur Berechnung der Standardabnahmefälle für den Benchmarkingbericht wollte die Regulierungsbehörde keine Angaben machen. Aus dem technischen Anhang des Benchmarkingreports geht hervor, dass der gemeldete Haushaltsfall nicht dem abgefragten Standardfall entspricht. Für die industriellen Abnahmefälle sind keine Abweichungen vom vorgegeben Abnahmefall vermerkt worden. Entsprechend ist davon auszugehen, dass die Standardfälle eingehalten wurden.

Annahmen für die Meldung zum **Haushaltsfall**:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene
- Einfamilienhaus ohne Stromheizung mit einem Jahresverbrauch von 18.000 kWh
- standardisiertes Lastprofil ohne Leistungsmessung

Annahmen für die Meldung zum Fall **Gewerbekunde (Ib)**:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 50.000 kWh bei 50 kW Anschlussleistung und 1.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Annahmen für die Meldung zum Fall **Industriekunde (Ig)**:

- Entnahme aus der Mittelspannungsebene mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 24 GWh bei 4.000 kW Anschlussleistung und 6.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Leistungskomponenten der Netzentgelte

Die Kosten für das **Übertragungsnetz** werden in Norwegen zum Teil von den **Stromerzeugern** getragen und fließen somit nicht in die Netznutzungsentgelte für Endkunden ein. Die hier zusammengefassten Angaben beziehen sich auf die Kostenkomponenten, die generell Bestandteil des Netznutzungsentgeltes in Norwegen sind. Welche Komponenten für die Berechnungen bezüglich des 4. Benchmarkingberichts berücksichtigt wurden, konnte nicht geklärt werden. Eine Aufteilung der Gesamtnetzkosten auf die Erzeuger und Konsumenten ist nicht verfügbar.

Folgende Kostenkomponenten gehen nach Angaben der Regulierungsbehörde in die Kalkulation der Netznutzungsentgelte ein:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen/Kapitalkosten	k.A.	k.A.
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Betrieb der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Elektrische Verluste im Stromnetz	k.A.	k.A.
x	Regelenergie für Sekundärregelung	k.A.	k.A.
x	Miete / Kaufpreis für Stromzähler beim Endkunden	k.A.	k.A.
x	Messleistungen / Zählerablesung beim Endkunden	k.A.	k.A.
x	Zahlungen in einen Fond zur Förderung Erneuerbarer Energien etc.	k.A.	k.A.

Quelle: NVE

Wechselraten

Die Wechselraten werden in Norwegen quartalsweise von der Regulierungsbehörde erhoben. Aus dieser Erhebung geht hervor, dass die Zahl der **Haushaltskunden**, die ihren Stromanbieter gewechselt haben seit Beginn der Datenerfassung bis zum Jahr 2003 kontinuierlich gestiegen ist. Im Jahr 2004 war erstmals ein Rückgang der Wechselrate zu verzeichnen. Der Marktanteil des dominierenden Versorgers im jeweiligen Versorgungsgebiet sank von 93 % im Jahr 1999 auf 76,1 % im Jahr 2003. Im Jahr 2004 steigt der Anteil jedoch wieder auf 76,5 % an, was durch einen verstärkten Wechsel der Kunden zurück zum dominierenden Versorger zu Stande kam.

Zahlen für **Industriekunden** sind ab dem Jahr 1999 verfügbar. Die Wechselrate schwankt bei den Industriekunden zwischen dem niedrigsten Wert im Jahr 1999 (7,5 %) und dem höchsten Wert im Jahr 2003 (14,9 %).

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Wechselraten für die Standardfälle aus dem 4. EU-Benchmarkingbericht.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Haushalte (Dc)	1,4 %	3,6 %	5,4 %	6,9 %	7,8 %	14,2 %	19,4 %	10,6 %
Industriekunden	n.a.	n.a.	7,5 %	10,7 %	9,7 %	11,4 %	14,9 %	11,3 %

Quelle: persönliche Mitteilung NVE

Österreich

Interviewpartner und Meldevorgang

Die Auswertungen basieren auf den Aussagen des Verbands der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ).

Die Daten aus Österreich wurden von der E-Control GmbH an die EU gemeldet. Die Berechnung der mittleren nationalen Netztarife erfolgte ebenfalls durch die E-Control.

Hintergrund

In Österreich ist die E-Control GmbH als Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt eingerichtet worden und hat seine Tätigkeit am 1. März 2001 aufgenommen.

Der Strommarkt ist in Österreich seit 2001 zu 100 % für alle Kundengruppen geöffnet. Die Grundlage bildete die Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG), durch das Energieliberalisierungsgesetz 2000.

Österreich verfügt über **sieben Netzebenen**, bestehend aus den vier Spannungsebenen

- Höchstspannungsnetz (Netzebene 1): 380 kV und 220 kV
- Hochspannungsnetz (Netzebene 3): >36 kV bis 110 kV
- Mittelspannungsnetz (Netzebene 5): 1 kV bis 36 kV
- Niederspannungsnetz (Netzebene 7): bis 1 kV

und den drei Umspannungen (Netzebenen 2, 4 und 6) zwischen diesen Spannungsebenen. Das Höchstspannungsnetz und die Umspannung zum Hochspannungsnetz werden der Transportebene zugerechnet, die anderen Netzebenen dem Verteilnetz.

Im Jahr 2004 gab es in Österreich vier Betreiber für das Übertragungsnetz und 133 Verteilnetzbetreiber, deren regional unterschiedliche Tarife in der Systemnutzungstarife-Verordnung¹³ für die einzelnen Netzebenen festgelegt wurden. Die für den 4. EU-Benchmarkingreport verwendeten Daten stammen aus dem Sommer 2004.

¹³ Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, SNT-VO 2003)

Berechnungen für die Abnahmefälle

Für die EU wurden die Tarife in Anlehnung an das österreichische Preistransparenzgesetz für die Netzbereiche Tirol, Wien und Oberösterreich für die Berechnungen der mittleren nationalen Netzentgelte herangezogen. In allen Entgelten sind Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt und Messleistungen berücksichtigt.

Die Ergebnisse aus den Netzbereichen Tirol, Wien und Oberösterreich wurden von E-Control anhand ihres Tarifrechners ermittelt und die **Mittelwerte** für die jeweiligen Abnahmefälle arithmetisch gebildet.

Der **Abnahmefall „Dc“** ist nach Aussage des VEÖ in seinem Jahresverbrauch ein repräsentativer **Standardfall**. Den Berechnungen der E-Control GmbH lagen die regulierten Entgelte der Netzbereiche Tirol, Wien und Oberösterreich zu Grunde. In die Berechnung gingen ein:

- Entnahme aus der Niederspannungsebene (bis 1 kV) ohne Leistungsmessung (Netzebene 7)
- Jahresverbrauch 3.500 kWh, aufgeteilt auf 2.200 kWh regulären Bezug und 1.300 kWh für unterbrechbare Last (Speicherheizung)

Der **Abnahmefall Ib** ist für Österreich hingegen **nicht repräsentativ**. Nach einer Auswertung der Abnahmestrukturen durch den VEÖ entspräche ein Abnahmefall von 100 kW Leistung und 300.000 kWh Jahresverbrauch deutlich besser den österreichischen Verhältnissen. Der Fall Ib kommt in Österreich nach Aussage des VEÖ mit seiner hohen Anschlussleistung und sehr niedrigen Jahresnutzungsstunden so gut wie nicht vor. Er trifft deshalb eine „Lücke“ im österreichischen Tarifsysteem und schneidet deshalb sehr ungünstig ab.

Abnahmefall Ig wurde als **repräsentativ** eingeschätzt. Den Berechnungen lagen folgende Annahmen zu Grunde:

Gewerbekunde (Ib):

- Entnahme aus der Mittelspannungsebene mit Leistungsmessung (Netzebene 5)
- Jahresverbrauch 50.000 kWh bei 50 kW Anschlussleistung und 1.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Industriekunde (Ig):

- Entnahme aus der Umspannungsebene zwischen Hoch- und Mittelspannung mit Leistungsmessung (Netzebene 4)
- Jahresverbrauch 24 GWh bei 4.000 kW Anschlussleistung und 6.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Leistungskomponenten der Netzentgelte

In Österreich zahlen die **Endkunden** die Kosten des Übertragungs- und Verteilnetzes mit Ausnahme des Systemdienstleistungsentgelts, das von den Erzeugern an den jeweiligen Regelzonenführer zum Ausgleich der Kosten für die Sekundärregelung gezahlt wird. In den gemeldeten Netzentgelten für den 4. EU-Benchmarkingbericht waren die folgenden Bestandteile enthalten:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen in die Netzinfrastruktur, Kapitalkosten (=> Ausbau von Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren etc.)	100 %	
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	100 %	
x	Betrieb der Netzinfrastruktur	100 %	
x	Elektrische Verluste im Stromnetz	100 %	
x	Regelenergie für Sekundärregelung	100 %	
x	Miete / Kaufpreis für Stromzähler beim Endkunden	100 %	
x	Messleistungen / Zählerablesung beim Endkunden	100 %	

Quelle: VEÖ

Wechselraten

Die Wechselraten berechnet die E-Control GmbH jährlich auf der Grundlage der Erhebungen nach §5 Abs. 3 Statistikverordnung in der Fassung von 28.12.2001. Bei den Energieversorgern wird sowohl die Gesamtzahl der Endverbraucher als auch der Anteil der Wechsler im laufenden Jahr erhoben. Erhebungen wurden erstmals für den Zeitraum Oktober 2001 bis September 2002 durchgeführt. Die folgende Erhebungsperiode ging bis September 2003. Die Daten wurden von E-Control veröffentlicht [E-CONTROL].

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Wechselraten bezogen auf die Anschlüsse/ Zählpunkte. Im 4. EU-Benchmarkingbericht wurden die mengengewichteten Anteile veröffentlicht. Diese sind in der Tabelle in Klammern angegeben.

	2001	2002	2003	Seit Marktöffnung
Haushalte (Dc)	0 % (0 %)	0,7 % (0,6 %)	0,8 % (0,6 %)	1,5 % (1,2 %)
Kleinkunden (Ib)	0 % (0 %)	3,0 % (2,7 %)	1,2 % (1,6 %)	4,2 % (4,4 %)
Industrielle Verbraucher (Ig)	1,8 % (2,4 %)	9,4 % (12,8 %)	6,4 % (6,5 %)	17,6 % (21,8 %)

Quelle: E-CONTROL

Portugal

Interviewpartner und Meldevorgang

Mit der portugiesischen Regulierungsbehörde (ERSE) konnte **kein Interview** bezüglich der Fragen zum 4. Benchmarkingreport geführt werden. Die Regulierungsbehörde stellte ausschließlich allgemeine Daten bezüglich des portugiesischen Strommarktes und der Tarifstruktur zur Verfügung. Nach Angaben des Regulators wurden der Europäischen Kommission für die Berechnung der gewünschten Abnahmefälle lediglich die allgemeinen Tarifinformationen zur Verfügung gestellt. Die zuständigen Sachbearbeiter der DG TREN geben allerdings zu Protokoll, dass die Ergebnisse für die Abnahmefälle von der portugiesischen Regulierungsbehörde gemeldet wurden.

Hintergrund

Die ersten Schritte zur **Strommarktliberalisierung** wurden in Portugal bereits im Jahr 1995 vollzogen. 19 Großkunden mit einer Abnahme von mehr als 100 GWh konnten ab diesem Zeitpunkt ihren Versorger frei wählen. In verschiedenen Stufen wurde der Strommarkt bis Juli 2004 vollständig geöffnet.
[EDF IBERICA 2003]

In Portugal werden folgende drei unabhängigen Netzgebiete betrieben:

- Portugiesisches Festland
- Azoren
- Madeira

Der Strommarkt besteht in Portugal derzeit aus zwei Säulen, dem **Binding-System** und dem **Non-Binding-System**. Im Binding-System sind alle Produzenten der allgemeinen Versorgung und alle Kunden, die nicht am freien Markt teilnehmen zusammengefasst. Zum Non-Binding-System zählen alle Independent Power Producer, alle am Markt teilnehmenden Kunden sowie die Stromerzeuger, die erneuerbare Energien als Primärenergieträger nutzen.

Das Stromnetz unterteilt sich in das Nationalnetz sowie das Regional- und Verteilnetz.

- Nationalnetz 400 kV-60 kV
- Regionalnetz 60-20 kV
- Verteilnetz: bis 1 kV

In Portugal betreibt Red Electricia das nationale Übertragungsnetz. Auf der regionalen Verteilebene dominiert Electricidade de Portugal (EDP) mit über 90 % Marktanteil.

Die **Netzzugangstarife** in Portugal sind **vollständig reguliert** und werden von der Regulierungsbehörde vorgegeben. Konsumenten im Binding-System zahlen einen so genannten integrierten Tarif, wobei die Energiekosten enthalten sind.

Endkunden im Non-Binding-System bezahlen einen additiven Tarif. Das Entgelt besteht aus einem globalen Systemnutzungstarif, einem Übertragungsnetztarif, einem Verteilnetztarif sowie einem Tarif für Messleistung und Datentransfer. Die Energiekosten sind im Non-Binding-System nicht enthalten und stellen die Wettbewerbskomponente dar. [ERSE 2004]

Die Werte im 4. Benchmarkingbericht basieren auf den Tarifen im Jahr 2004. Allerdings ist nicht klar ob der 4. Benchmarkingreport vor oder nach der vollständigen Liberalisierung des Strommarktes in Portugal im Juli 2004 angefertigt wurde.

Berechnungen für die Abnahmefälle

Aufgrund der fehlenden Daten kann für Portugal hier keine Angabe gemacht werden.

Wechselraten

Die Marköffnung für Haushaltskunden hat in Portugal erst im Juli 2004 stattgefunden. Dementsprechend kann sich die im Benchmarkingreport veröffentlichte Zahl der Wechsler im Bereich gewerbliche Kleinverbraucher / Haushaltskunden nur auf die im Jahr 2003 bereits zum Wettbewerb zugelassenen kleinen gewerblichen Kunden beziehen. Zur Datenquelle aus dem 4. Benchmarkingbericht kann keine Aussage getroffen werden.

Schweden

Interviewpartner und Meldevorgang

Die Auswertung basiert auf Gesprächen und der Erhebung per Fragebogen bei der schwedischen Regulierungsbehörde Energi-myndigheten (STEM).

Die **schwedische Regulierungsbehörde** hat für den 4. Benchmarkingbericht **keine Daten** bezüglich der Netznutzungsentgelte an die EU-Kommission gemeldet. Begründet wurde diese Haltung mit den **nicht geeigneten** vorgegebenen **Abnahmefällen**. Im Benchmarkingbericht der EU-Kommission werden für Schweden Werte auf der Basis einer jährlich angefertigten Studie der Regulierungsbehörde ausgewiesen. Die dort diskutierten Abnahmefälle entsprechen nicht dem vorgegebenen Standard der EU.

Hintergrund

Die **Liberalisierung** des schwedischen Strommarktes begann bereits im Jahr 1996. Seit Juni 1999 dürfen alle Kunden, egal welcher Größe, ihren Stromanbieter frei wählen. Im Jahr 1998 nahm die schwedische Regulierungsbehörde ihre Arbeit auf.

Die Regulierungsbehörde ermittelt aufgrund von gemeldeten Daten der Netzbetreiber ein **Referenzstromnetz**, mit dem die Plausibilität der Netznutzungsentgelte der Netzbetreiber im Einzelfall geprüft wird.

Das Stromnetz in Schweden wird in drei Ebenen unterteilt: Das nationale Übertragungsnetz, Regionalnetze und lokale Verteilnetze.

Aus dem nationalen Netz mit Spannungen zwischen 440 kV und 220 kV wird kein Strom an Endkunden geliefert. Die höchste Abnahmeebene ist das Regionalnetz mit einer Spannung zwischen 130 kV und 70 kV für große industrielle Abnehmer. Die meisten Kunden beziehen Strom aus den lokalen Netzen. Hier werden Spannungsebenen von 20 kV in der Mittelspannung und 400 V bis 230 V in der Niederspannung angeboten.

In Schweden waren im Jahr 2004 rund **200 Netzbetreiber** registriert. Die Tarife der einzelnen Unternehmen sind nicht einheitlich.

Berechnungen für die Abnahmefälle

Schweden hat für die Erstellung des 4. Benchmarking Berichts keine Netznutzungsentgelte gemeldet. Die im Benchmarkingbericht angegebenen Zahlen beziehen sich auf den Jahresbericht der Regulierungsbehörde „Energy Market 2004“. Die berechneten Fälle im Report „Energy Market 2004“ entsprechen Standardkundengruppen in Schweden. Die in dieser Studie ausgewiesenen Werte entsprechen dem Median, d.h. 50 % der Netzbetreiber in Schweden sind teurer oder billiger. Aus dem Energy Market Report fanden folgende Annahmen Eingang in den EU-Benchmarkingbericht:

Haushaltsfall:

- Einfamilienhaus ohne Stromheizung mit einem Jahresverbrauch von 5.000 kWh
- standardisiertes Lastprofil ohne Leistungsmessung

Gewerbekunde (Ib):

- Entnahme aus der Mittelspannungsebene
- Jahresverbrauch 50.000 kWh bei 50 kW Anschlussleistung und 1.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

Industriekunde (Ig):

- Entnahme aus der Mittelspannungsebene mit Leistungsmessung
- Jahresverbrauch 5 GWh bei 1.000 kW Anschlussleistung und 5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr

[STEM 2004]

Leistungskomponenten der Netzentgelte

Die Kosten für das **Übertragungsnetz** werden in Schweden teilweise von den **Stromerzeugern** getragen und fließen somit nicht in die Netznutzungsentgelte für Endkunden ein. Endkunden zahlen zu 100 % die Kosten der Regional- und Lokalnetze. Eine Aufteilung der Gesamtnetzkosten auf die Nutzergruppen ist nicht verfügbar. In Schweden wird wie in Norwegen **keine Konzessionsabgabe** gezahlt.

In die Berechnung der Standardfälle gehen nach Angaben der Regulierungsbehörde folgende Kostenkomponenten ein:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen/Kapitalkosten	k.A.	k.A.
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Betrieb der Netzinfrastruktur	k.A.	k.A.
x	Elektrische Verluste im Stromnetz	k.A.	k.A.
x	Regelenergie für Sekundärregelung	k.A.	k.A.
x	Miete / Kaufpreis für Stromzähler beim Endkunden	k.A.	k.A.
x	Messleistungen / Zählerablesung beim Endkunden	k.A.	k.A.
x	Zahlungen in einen Fond zur Förderung Erneuerbarer etc.	k.A.	k.A.

Quelle: STEM

Wechselraten

Seit dem Jahr 2004 wird in Schweden vom nationalen statistischen Büro eine Statistik zu den Wechselraten von Haushalts- und gewerblichen Kunden auf der Basis der Angaben Stromunternehmen herausgegeben. Zusätzlich wurde bisher jährlich eine Marktforschungsstudie zum Wechselverhalten in Schweden durchgeführt. [STEM nach TEMO 2004] Daraus ist abzulesen, dass im 4. Benchmarkingreport für die Wechselrate der Haushalte und gewerblichen Kleinverbraucher (10 %) für das Jahr 2003 die Zahl der aktiven Kunden berücksichtigt wurde. Dementsprechend sind Kunden, die einen neuen Vertrag mit ihrem bisherigen Versorger ausgehandelt haben in dieser Statistik enthalten. Der Anteil der tatsächlichen Versorgerwechsel beträgt in Schweden im Jahr 2003 nur 5 %. Kumuliert ergibt sich bis zum Jahr 2003 eine Wechselrate von 18 %. Für die Industriekunden sind bis Redaktionsschluss für den Zwischenbericht keine Einschränkungen bekannt.

Spanien

Interviewpartner und Meldevorgang

Die Auswertung basiert auf Gesprächen, die mit der Regulierungsbehörde Comisión Nacional de Energía, dem zuständigen Ministerium Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sowie mit den Unternehmen Red Eléctrica de España und Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, geführt wurden.

Die spanischen Strommarktdaten für den 4. Benchmarkingbericht wurden von der Regulierungsbehörde CNE und der Red Eléctrica de España (REE) zusammengestellt und über das Industrieministerium an die EU weitergeleitet. Die Berechnungen der durchschnittlichen Netzentgelte basieren auf den einzelnen Kostendaten des Transportnetzbetreibers (REE) und der Verteilnetzbetreiber, die jährlich an die CNE weitergeleitet werden und als Basis zur Neuberechnung der einzelnen Strommarkttarife dienen.

Hintergrund

Im Zuge der neuen Gesetzgebung vom 27. Dezember 1997 (Ley 54/1997) wurde der Liberalisierungsprozess des Strommarktes in Spanien eingeläutet. Die vollständige Privatisierung, verbunden mit der freien Wahl der Stromanbieter, erfolgte am 1. Januar 2003 mit der Marktöffnung für Privathaushalte.

Auf der Transportebene agiert lediglich das Unternehmen Red Eléctrica de España. Der Distributionsmarkt ist hingegen diversifizierter: Hier agieren etwa 300 Unternehmen.

Spanien verfügt über fünf **Netzebenen**, aus denen Strom entnommen werden kann:

- Höchstspannungsnetz: >145 kV
- Hochspannungsnetz (1): >72,5 kV bis <145 kV
- Hochspannungsnetz (2): >36 kV bis <72,5 kV
- Mittelspannungsnetz: 1 kV bis 36 kV
- Niederspannungsnetz: bis 1 kV

In Spanien gibt es landesweit einheitliche Netzentgelttarife, die von der Regulierungsbehörde vorgegeben sind. Der Netzzugang erfolgt nach dem Punktmodell, bei dem das Netzentgelt am Anschlusspunkt den Zugang zum gesamten nationalen Netz beinhaltet. Die Kosten überlagerter Netze werden durch Wälzung anteilig an die unteren Netzebenen weitergereicht.

Basis für die Erhebung sind die Daten der Unternehmen. Die Tarife werden jährlich durch staatliche Verordnungen angepasst. Die letzte Anpassung erfolgte für den Zeitraum 2005 mit dem Real Decreto 2392/2004 vom 30. Dezember 2004.

Berechnungen für die Abnahmefälle

Die Berechnung der Kosten für Transport und Distribution ist in Spanien nach dem Real Decreto 2189/1998 geregelt und dient gleichermaßen als Basis für die Berechnungen der Abnahmefälle. So werden für die einzelnen Tarife **Mittelwerte** über alle von den Netzbetreibern gemeldeten Entgelte arithmetisch gebildet.

In Spanien wird bei der Errechnung der Netzentgelte unterschieden in leistungsgemessene (i.d.R. Strombezieher auf der Niederspannungsebene) und nicht-leistungsgemessene (Mittel- und Hochspannungsebene) Kunden. Für nicht-leistungsgemessene Kunden fließen sowohl der Jahresverbrauch und die unterstellte zeitliche Verteilung der Last als auch die Vertrags- bzw. Bestellleistung in die Berechnung ein und nehmen somit Einfluss auf die Höhe der jeweiligen Netzentgelte. Bei den leistungsgemessenen Kunden werden zusätzlich die Parameter Spannungsebene, Spitzenlast und das tatsächliche Lastprofil der Anschlussleistung berücksichtigt. Zusätzlich zu den zuvor angegebenen Indikatoren fließen in die jährliche Tarifierfassung die Parameter Inflation, abwicklungsspezifische Aspekte sowie die Nachfrageentwicklung ein.

Für die Berechnung zum 4. EU-Benchmarkingbericht hat sich die Behörde laut eigenen Angaben streng an den Vorgaben der EU orientiert.

Der **Abnahmefall „Dc“** entsprach in seinem Jahresverbrauch einem repräsentativen **Standardfall** aus den Preisstatistiken der CNE. Nach Angaben der CNE betrug im Jahr 2003 der durchschnittliche Stromverbrauch spanischer Haushaltskunden 2.901 kWh/a. Dies kommt dem Standardabnahmefall „Dc“ (3.500 kWh/a) relativ nah.

Auch der **Abnahmefall „Ib“** erweist sich in Spanien als repräsentativer Standardfall. Der durchschnittliche Stromverbrauch dieser Kundengruppe belief sich im Jahr 2001 auf 49.587 kWh/a.

Der **Abnahmefall „Ig“** ist hingegen weniger repräsentativ. Hier wäre ein Abnahmefall mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch von etwa 6 bis 7 GWh/a zu bevorzugen.

Leistungskomponenten der Netzentgelte

In Spanien zahlen **ausschließlich** die **Endkunden** die Kosten des Übertragungs- und Verteilnetzes.

In den gemeldeten Netzentgelten für den 4. EU-Benchmarkingbericht waren die folgenden Bestandteile enthalten:

In gemeldeten Netzentgelten enthalten	Art der Leistung	Anteil Verbraucher	Anteil Erzeuger
x	Investitionen in die Netzinfrastruktur (=> Ausbau von Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren etc.)	100 %	
x	Instandhaltung der Netzinfrastruktur	100 %	
x	Betrieb der Netzinfrastruktur ¹⁴	100 %	
x	Elektrische Verluste im Stromnetz ¹⁵	100 %	
x	Subventionen für erneuerbare Energie	100 %	
x	Ausgleich für anfallende Extra-Kosten auf den spanischen Inseln	100 %	
x	Nutzung von grenzüberschreitenden Leitungen (importierter Strom)	100 %	
x	Budget der Regulierungsbehörde	100 %	

Quelle: CNE

Die Kosten für Ausbau, Betrieb und Instandhaltung des Netzes werden als Netznutzungsentgelte in Form regelmäßiger Zahlungen auf die Netznutzer umgelegt. Unmittelbare Anschlusskosten sowie Entgelte für Messung und Abrechnung werden den Kunden getrennt von den Nutzungsentgelten direkt in Rechnung gestellt.

Wechselraten

Die Wechselraten werden in Spanien (gegenwärtig) lediglich für Kunden der Hochspannungsebene von der Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) ermittelt. Die Angaben im EU-Benchmarkingbericht enthalten somit nicht die industriellen Kunden auf der Mittelspannungsebene. Nach Angaben der OMEL wechselten im Zuge der Liberalisierung (seit 1998) insgesamt 18% der Kunden auf der Hochspannungsebene den Anbieter. 5% der Kunden wechselten alleine im Jahr 2003.

Aufgrund der späten Marktöffnung für Privathaushalte (2003), liegen nach Angaben der CNE (noch) keine Informationen zu Wechselraten vor. Nach Daten einer repräsentativen Konsumstudie (Barometro de Consumo 2004) der Fundación Grupo Eroski in Kooperation mit dem Instituto de Empresa haben im ersten Jahr der Marktöffnung 2 % der Haushalte den Anbieter gewechselt. Im Jahr 2004 stieg die Wechselrate um 4 % auf 6 % an.

¹⁴ Die Bereitstellung von Blindleistung wird nicht gesondert in Rechnung gestellt (Kosten haben keine Relevanz).

¹⁵ In Spanien werden pauschale nach Spannungsebenen differenzierte Verlustfaktoren vorgegeben, die direkt in die Ermittlung der von den Verbrauchern zu entrichtenden Nutzungsentgelte einbezogen sind.

Quellenverzeichnis

AMTSBLATT EU 2003: *Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003, Amtsblatt Nr. L176 vom 15. Juli 2003*

CEGEDEL: *Persönliche Mitteilung der CEGEDEL*

CEGEDEL
2, rue Thomas Edison
L - 2089 Luxembourg
Tel: +352 2624-1
Fax: +3532 2624-6100
E-Mail: mail@cegedel.lu
Homepage : www.cegedel.lu

CEGEDEL 2004: *Rapport annuel 2004*

URL: http://www.cegedel.lu/cegedel/cegedel-sa/finances/rapport_annuel.html,
Stand 06.05.2005

CNE: Spanische Regulierungsbehörde, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Comisión Nacional de Energía
Dirección de Relaciones Externas y Documentación
c/ Alcalá, 47
28014 - Madrid
E-Mail: dre@cne.es
Homepage: www.cne.es
TEL: +34 91 432 96 00
FAX:+34 91 577 62 18

CONSENTEC: Consentec Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH, *Preise und Bedingungen der Nutzung von Stromnetzen in ausgewählten europäischen Ländern, Aachen 2002,*

URL: <http://www.consentec.de/a4dei.htm>, Stand 02.05.2005

CREG: Nationale Belgische Regulierungsbehörde, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG)
Nijverheidsstraat, 26-38
B-1040 Brussel
Tel: + 322 289 76 11
Fax: + 322 289 76 09
E-Mail: info@creg.be
Homepage: www.creg.be

CWAPE : Regulierungsbehörde für die Region Wallonien, Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts,

Commission wallonne pour l'Energie (CWAPE),
Avenue Gouverneur Bovesse 103-106
B-5100 JAMBES (NAMUR)
TEL: 0032 81 33.08.10
Fax: 0032 81 33.08.11
email : cwape@cwape.be
Homepage : www.cwape.be

Dansk Energi: Verband der Dänischen Energieunternehmen, *Quartalsweise Mittelungen zu den Wechselraten*

URL:
<http://www.danskenergi.dk/webtech/statistik.nsf/fWEB?ReadForm&Load=KJEN-5B8F7R>, Stand 10.05.2005

DERA : Dänische Regulierungsbehörde, *persönliche Mitteilung bezüglich des 4. EU-Benchmarkingreports*

Energitilsynet
Nyropsgade 30
1780 København V
Tel: +45 72 26 80 70
Fax: +34 33 18 14 27
E-Mail: et@dera.dk
Homepage: <http://energitilsynet.dk/english/>

DTE 2004 a: *TarievenCode*, Gewijzigd vastgesteld door de directeur Dte bij besluit van 12 augustus 2004, nr. 101690/31

URL:
http://www.dte.nl/images/041511%20LG%20TarievenCode%201%20september%202004_tcm7-8178.pdf Stand: 27.05.2005

DTE 2004 b: *Veröffentlichung der Tarifblätter der einzelnen Regionalnetzbetreiber auf der Homepage der niederländischen Regulierungsbehörde (DTE)*

URL:
http://www.dte.nl/nederlands/elektriciteit/transport/tariefregulering/Vaststelling_besluit_netstarieven_elektriciteit_2004.asp Stand 23.05.2005

DTE 2005: Regulierungsbehörde der Niederlande, *Persönliche Mitteilung bezüglich der Fragen zum 4. EU-Benchmarkingreport*

Dienst uitvoering en toezicht Energie
Postbus 16326
2500 BH Den Haag
Tel: +31-70-330 33 30
www.dte.nl

E-CONTROL: E-Control Working Paper, *Wechselverhalten im Strom- und Gasmarkt*

URL: http://www.e-control.at/pls/econtrol/docs/FOLDER/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/WORKINGPAPERS/WP12_LIB_2003.PDF, Stand 19.05.2005

E-CONTROL a: E-Control *Jahresbericht 2004*

URL: http://www.e-control.at/pls/econtrol/docs/FOLDER/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/PUBLIKATIONEN/JAHRESBERICHTE/ECG_JB_2004_DT.PDF, Stand 14.06.2005

E-CONTROL b: E-Control *Marktbericht 2004*

URL: http://www.e-control.at/pls/econtrol/docs/FOLDER/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/PUBLIKATIONEN/MARKTBERICHT/EC_MB_04_1502_END_KORR.PDF, Stand 14.06.2005

EDF IBERICA 2003: *Informationsblatt der EDF Iberica* Ausgabe Nr. 11
Oktober/November 2003

URL: http://iberica.edf.com/index.php4?coe_i_id=53817&iPage=2 Stand 24.05.2005

ENERGIENED 2005: *Persönliche Mitteilung durch den Verband der Energieunternehmen* (EnergieNed) am 26.05.2005

Hauptgeschäftsstelle Arnhem
Postbus 9042
6800 GD Arnhem
Tel: +31 - 26 - 356 94 44

EMV 2003: Finnische Regulierungsbehörde et al, *Customer Switching and Renegotiating in the Electricity Market in Finland 2001*, Juni 2003

EMV 2005: Finnische Regulierungsbehörde, *Persönliche Mitteilung der Regulierungsbehörde zu den Belangen des 4. EU Benchmarkingberichts*

Lintulahdenkatu 10, FIN-00500 Helsinki
Tel: +358 9 6220 360
Telefax: +358 9 6221 911
E-Mail virasto@energiamarkkinavirasto.fi
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi>

EMV: Finnische Regulierungsbehörde, *Statistik über die Netznutzungsentgelte*

URL: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Development0407.xls>
Stand 10.05.2005

E-PREISE: Eurostat, *Elektrizitätspreise Daten 1990 bis 2003*

URL: http://epp.eurostat.cec.eu.int/cache/ITY_OFFPUB/KS-CO-03-001-3A/EN/KS-CO-03-001-3A-EN.PDF, Stand 19.05.2005

ERSE 2004: Portugiesische Regulierungsbehörde, *Application of Additive Tariffs in the Electricity Sector*, Arbeitspapier für das WEC Regional Forum, Neptune, June 2004

ERSE: Portugiesische Regulierungsbehörde, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Entidade Reguladora do Serviços Energéticos – ERSE
Rua D. Cristóvão da Gama n° 1 – 3°
1400-113 Lisboa
Portugal
Tel: +351 21 303 32 00
Fax: +351 21 303 32 01
E-Mail: erse@erse.pt
Homepage: www.erse.pt

ETSO: ETSO Tariffs Task Force, *Comparison on transmission pricing in Europe: Synthesis 2004*,

URL: <http://www.ets-net.org/upload/documents/08-04-05%20Synthesis%202004%20FINAL%20%20.pdf>, Stand 14.07.2005

EURELECTRIC: Working Group Distribution Issues, *The Operating Environment for Distribution Companies*, Bericht und Anlagenband

URL: <http://www.eurelectric.org/CatPub/Document.aspx?FolderID=1573&DocumentID=15325>, Stand 28.04.2005

IBGEBIM: Regulierungsbehörde für die Region Hauptstadt Brüssel, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*,

Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement (IBGE), the Brussels Institute for Management of the Environment (BIM), Gulledele 100, 1200 Brussels, Belgium

Tel.: +32 (0)2 / 775.75.75
Fax.: +32 (0)2 / 775.76.21
E-Mail: info@ibgebim.be
Homepage: www.ibgebim.be

ILR: Luxemburgische Regulierungsbehörde für den Elektrizitätsmarkt, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*,

Institut Luxembourgeois de Régulation
ILR, 45, allée Scheffer
L-2922 Luxembourg
Tél.: +352 45 88 45-1
Fax: +352 45 88 45-88

email: ilr@ilr.lu
Homepage: www.ilr.lu

KOMMISSION: Europäische Kommission, *Jährlicher Bericht über die Verwirklichung des Erdgasbinnenmarktes*, 4. Benchmarkingreport "Technical Annexes"

URL: http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/doc/4/com_2004_0863_de.pdf, Stand 02.05.2005

MINISTÈRE: Luxemburgisches Wirtschaftsministerium, Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg

Ministère de l'Économie et du Commerce extérieur, Direction Générale de l'Énergie et des Communications
6, boulevard Royal
L - 2449 LUXEMBOURG
Tél.: (+352) 478-1
Fax: (+352) 460448
E-Mail : info@eco.public.lu
Homepage: <http://www.eco.public.lu/>

MITYC: Spanisches Industrieministerium, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
Paseo de la Castellana, 160.
28071 - Madrid
E-Mail: info@mityc.es
Homepage: www.mityc.es
Tel: +34 902.446.006
Fax: +34 91.457.80.66

MITYC: Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico,
http://www.juridicas.com/base_datos/Admin/l54-1997.html

MITYC: Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por que se establece la tarifa eléctrica para 2004, http://www.juridicas.com/base_datos/Admin/rd1802-2003.html

MITYC: Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por que se establece la tarifa eléctrica para 2005, http://www.juridicas.com/base_datos/Admin/rd2392-2004.html

MITYC: Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica,
http://www.juridicas.com/base_datos/Admin/rd2019-1997.html

MITYC, REE: Boletín Estadístico de Energía Eléctrica, Enero 2005. N 80.

NVE: Norwegische Regulierungsbehörde, *Persönliche Mitteilung bezüglich der Fragen zum 4. EU-Benchmarkingbericht*

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
Middelthunsgate 29
P. Box 5091 Majorstua
0301 Oslo, Norway
Tel: +47 22 95 95 95
Fax: +47 22 95 90 00
E-Mail: nve@nve.no
Homepage: www.nve.no

OFGEM: The Office of Gas and Electricity Markets, *Persönliche Mitteilung bezüglich der Fragen zum 4. EU-Benchmarkingbericht*

Ofgem
9 Millbank
London SW1P 3GE
Tel: +41 20 7901 7000
Fax: +41 20 7901 7066
Homepage: www.ofgem.gov.uk

OFGEM 2003: Ofgem, *Review of competition in the non-domestic gas and electricity supply sectors, Initial findings*, July 2003

URL: http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/4057_non-domestic_review_final_paper.pdf, Stand 19.05.2005

OFGEM 2004: Ofgem, *Domestic Competitive Market Review 2004*

URL:
http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/6741_DCMR_publication_Ch_1_to_3.pdf, Stand 19.05.2005

OMEL: Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad
Alfonso XI, 6-4^a
28014 Madrid
E-Mail: info@omel.es
Homepage: www.omel.com
TEL: +34 91- 659 89 00
FAX: +34 91-6504542

PLAUT: Plaut Economics, *Berücksichtigung struktureller Unterschiede bei europäischen Stromnetz-Preisvergleichen*, Regensdorf, 2005

URL:
http://www.versorgungssicherheit.at/download/Studie_Europaeischer_Preisvergleich.pdf, Stand 02.05.2005

REE: Red Electrica de España, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Red Electrica de España
 Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
 28109 - La Moraleja (Madrid)
 E-Mail: idi@ree.es
 Homepage: www.ree.es
 TEL: +34 91 650 85 00
 FAX: +34 91 650 45 42

Stat Belgien : Statistics Belgium, *mouvements de la population en 2003*

URL: http://www.statbel.fgov.be/pub/d2/p220y2003_fr.pdf, Stand 27.04.2005

Stat Dänemark : Danmark Statistics, *Statistical Yearbook 2004, population and elections*,
 Tabelle 59, Binnenwanderung

URL: <http://www.dst.dk/HomeUK/Statistics/ofs/Publications/Yearbook/2004.aspx>,
 Stand 26.04.2005

Stat Deutschland: Statistisches Bundesamt, *Wanderungen - Fachserie 1 Reihe 1.2-2003*
 Tabelle 1.1

URL: <http://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1015467>, Stand 27.04.2005

Stat England/ Wales: National statistics, *Internal migration within the United Kingdom: local authorities and government office regions in England and Wales*,

URL: <http://www.statistics.gov.uk/STATBASE/Expodata/Spreadsheets/D6969.xls>,
 Stand 27.04.2005

Stat Finnland: Institute of Migration, Finnland, *Binnenwanderung*

URL: <http://www.migrationinstitute.fi/db/stat/eng/art.php?artid=34>, Stand
 26.04.2005

Stat Niederlande: StatLine Statistics Netherlands, *population dynamics by migration per region*

URL: [http://statline.cbs.nl/StatWeb/table.asp?HDR=T,G3&LA=en&DM=SLEN&PA=37259eng&D1=a&D2=0-1,668,1115,\(I-99\)-I&D3=0&D4=I&STB=G2,G1](http://statline.cbs.nl/StatWeb/table.asp?HDR=T,G3&LA=en&DM=SLEN&PA=37259eng&D1=a&D2=0-1,668,1115,(I-99)-I&D3=0&D4=I&STB=G2,G1),
 Stand 27.04.2005

Stat Norwegen a: Statistisk sentralbyra, *Wanderungen innerhalb der Gemeinden*

URL: http://www.ssb.no/flytting_en/tab-2005-03-31-14-en.html, Stand 26.04.2005

Stat Norwegen b: Statistisk sentralbyra, *Wanderungen zwischen den Gemeinden*

URL: http://www.ssb.no/flytting_en/tab-2005-03-31-04-en.html, Stand 26.04.2005

Stat Österreich: Statistik Austria, *Statistisches Jahrbuch 2005*, Tabelle 2.40

URL: http://www.statistik.at/jahrbuch_2005/pdf/k02.pdf, Stand 27.04.2005

Stat Schweden: Statistiska centralbyran; *Bevölkerungsstatistik*, Tab 2.7 Binnenwanderung

URL: http://www.scb.se/statistik/BE/BE0101/2003A01/BE0101_2003A01_BR_03_BE76SA0401.pdf, Stand 26.04.2005

Stat Spanien: Instituto nacional de Estadística, *Inebase, domestic migrations*

URL:

http://www.ine.es/inebase/cgi/axi?AXIS_PATH=/inebase/temas/t20/p307/a2003/l1/&FILE_AXIS=0104112.px&CGI_DEFAULT=/inebase/temas/english.opt&COMANDO=SELECCION&CGI_URL=/inebase/cgi/ Stand 10.05.2005

STEM: Schwedische Regulierungsbehörde, *Persönliche Mitteilung bezüglich der Fragen zum 4. EU-Benchmarkingbericht*

Kungsgatan 43
Postal Address:
Box 310
631 04 Eskilstuna
Tel: +46 16-544 2000
Fax: +46 16-544 2099
Homepage: www.stem.se

STEM 2004: Swedish Energy Agency, *The Energy Market 2004*, Jahresbericht

URL:

http://www.stem.se/WEB/STEMEx01Eng.nsf/F_PreGen01?ReadForm&MenuSelect=BFBB3A865FD5FC54C1256EF9004E77F6&WT=Energy%20markets

STEM nach TEMO 2004: Schwedische Regulierungsbehörde, *Persönliche Mitteilung auf der Basis einer veröffentlichten Studie zu den jährlichen Wechselraten, 2004*

URL der Studie: <http://www.svenskenergi.se/media/underlag/prm041103.pdf>
Stand 20.05.2005

UNESA: Asociación Española de la Industria Eléctrica (Verband), *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkberichts*

Asociación Española de la Industria Eléctrica
Dirección: C/ Francisco Gervás no 3 - 28020 Madrid
E-Mail: info@unesa.es
Homepage: www.unesa.es
TEL: +34 915 674 800
FAX: +34 915 674 985

VREG: Regulierungsbehörde für die Region Flandern, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

De Vlaamse Reguleringsinstantie Voor De Elektriciteits- En Gasmarkt (VREG)

North Plaza B, 2e verdieping
Koning Albert II-laan 7
B - 1210 BRUSSEL
email: info@vreg.be
Homepage: www.vreg.be
Tel: +322 553 13 79
Fax: +322 553 13 50

VDEW: Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V., *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V.
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin
E-Mail: info@vdew.net
Tel: ++ 49 30 72 61 47 – 0
Fax: ++ 49 30 72 61 47 - 1 40

VDN: Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Verband der Netzbetreiber e.V.
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin
Tel: +49 30 726 148 0
Fax: +49 30 726 148 200
E-Mail: info@vdn-berlin.de
Homepage: <http://www.vdn-berlin.de/>

VEÖ: Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

VEÖ
Brahmsplatz 3
1040 Wien
Tel: +43-(0)1-501 98 0
Homepage: www.veoe.at

VIK: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. , *Persönliche Mitteilung zu den Fragen des 4. EU-Benchmarkingberichts*

Hauptgeschäftsstelle
Richard-Wagner-Straße 41
45128 Essen
Tel: +49 201 810 84-0
Fax: +49 201 810 84-30
Homepage: <http://www.vik-online.de>

VREG, De Vlaamse Reguleringsinstantie Voor De Elektriciteits- En Gasmarkt, Statistics, general market information, 2005, 2004, 2003

URL: <http://www.vreg.be/vreg/Engels/stats.htm> Stand: 20.05.2005