

Michael Böheim

Wettbewerb und Wettbewerbspolitik auf dem österreichischen Strommarkt

Ein Überblick vier Jahre nach der Marktliberalisierung

Vier Jahre nach der Strommarktliberalisierung fällt die Bilanz der Effekte in Österreich widersprüchlich aus: Während einerseits zunächst die Preise sowohl für Klein- als auch für Großkunden gesenkt wurden, stellte sich andererseits die erwartete Belebung des Wettbewerbs nicht ein. In jüngster Zeit hat die Instabilität des Stromversorgerkartells ("Österreichische Stromlösung") eine gewisse Verbilligung auf den Endkundenmärkten zur Folge, doch erscheint es zweifelhaft, ob der österreichische Strommarkt von selbst zu wettbewerbsfähigen Marktergebnissen gelangen kann. Da langfristig aber nur die Etablierung von funktionierendem Wettbewerbs die "Liberalisierungsdividende" sichern kann, empfiehlt das WIFO der österreichischen Wettbewerbs- und Regulierungspolitik aufgrund der vorliegenden Analyse ein umfassendes "Wettbewerbsbelebungsprogramm".

Begutachtung: Gunther Tichy • Wissenschaftliche Assistenz: Sonja Patsios • E-Mail-Adresse: Michael.Boeheim@wifo.ac.at

Monopolistische Marktstrukturen beschränken den Wettbewerb und haben eine ineffiziente Allokation von knappen Ressourcen und damit höhere Preise, schlechtere Qualität und geringere Vielfalt der Dienstleistungen sowie einen Mangel an Innovationen zur Folge. Eine Öffnung der Märkte für den Wettbewerb durch die Liberalisierung wird allgemein als wirksames "Heilmittel" für diese Probleme gesehen (vgl. Böheim, 2004, S. 154).

In vertikal integrierten Netzwerkbranchen (Energieversorgung, Telekommunikationsleistungen, Bahn usw.) ist grundsätzlich die Beseitigung von institutionellen Zugangsbarrieren eine notwendige, wenn auch nicht hinreichende Bedingung für die Etablierung eines "funktionsfähigen Wettbewerbs" durch Marktliberalisierung, weil sich zumindest ein Teil der vertikal integrierten Wertschöpfungskette einer Organisation in Wettbewerbsstrukturen entzieht. Wenn diese Teile wesentliche Einrichtungen für nachgelagerte Aktivitäten sind, in denen Wettbewerb wirtschaftlich möglich ist, gilt eine Zugangsregulierung als geeignetes Instrument, um alternativen Anbietern den Marktzugang als Konkurrenten zu ermöglichen (vgl. *Haucap – Kruse*, 2004, S. 339).

Da solche wesentliche Einrichtungen ("essential facilities") in Netzwerksektoren natürliche Monopole mit steigenden Skalenerträgen und einer marktspezifischen Irreversibilität aufgrund "versunkener" Kosten sind, sind die Voraussetzungen für die Implementierung einer Zugangsregulierung gegeben. Auf beiden Energiemärkten (Elektrizität und Erdgas) etwa ist ein diskriminierungsfreier Zugang zum Netz als wesentliche Einrichtung für die Energieübertragung eine *conditio sine qua non* für funktionsfähigen Wettbewerb.

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit dem Zusammenspiel von Wettbewerbspolitik und der sektorspezifischen Regulierung in liberalisierten Netzwerkbranchen. Die empirische Begründung der hier angeführten Argumente stützt sich auf die reichhaltigen und vielfältigen Erfahrungen aus der Liberalisierung der österreichischen Energiemärkte in den letzten vier Jahren.

Österreich hat sich für eine arbeitsteilig organisierte Wettbewerbskontrolle im Energiesektor entschieden. Die wesentlichen Einrichtungen für die Energieübertragung

(Netze) unterliegen einer *Ex-ante-Regulierung* durch die unabhängige sektorspezifische Regulierungsbehörde E-Control GmbH. Die *Ex-post-Überwachung* betreffend den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung sowie die Kartellaufsicht und die Fusionskontrolle unterliegen der *allgemeinen Wettbewerbsaufsicht* durch die *Bundeswettbewerbsbehörde* und den *Bundeskartellanwalt* als Aufgriffsbehörden sowie dem *Kartellgericht* als entscheidender Instanz¹⁾.

Obwohl die Arbeitsteilung zwischen Regulierungsbehörde und "Wettbewerbschützern" klar zu sein scheint und das österreichische Kartellgesetz die Behörden zur Zusammenarbeit in Bezug auf den Wettbewerb im Energiesektor verpflichtet, funktioniert der Wettbewerb auf den österreichischen Energiemärkten noch immer nicht zufriedenstellend. In der Folge werden die Ursachen dieser Fehlfunktion untersucht und Vorschläge zur Verbesserung entwickelt.

Abgrenzung der relevanten Märkte für elektrische Energie

Der Standard-SSNIP-Test

Ausgangspunkt jeder wettbewerbsökonomischen Untersuchung ist die Abgrenzung der sachlich und räumlich relevanten Märkte, um jene Wettbewerbskräfte zu bestimmen, welche die Marktteilnehmer in ihrem Marktverhalten beschränken. Die moderne Wettbewerbsökonomie verwendet hier den SSNIP- oder "Hypothetischen Monopolisten-Test". Damit wird geprüft, wie sich die Gewinne eines Unternehmens durch einen kleinen, aber signifikanten nicht transitorischen Anstieg der (relativen) Preise (small but significant non-transitory increase in prices – SSNIP) verändern²⁾.

Der SSNIP-Test identifiziert die kleinste Gruppe von Produkten, deren Preise ein hypothetischer Monopolist auf Dauer profitabel um einen kleinen, aber signifikanten Prozentsatz (z. B. 5% bis 10%) erhöhen könnte. Diese Produktgruppe bildet einen relevanten Markt (*Bishop – Walker, 2002, S. 356*).

Der Standard-SSNIP-Test bestimmt die kleinstmögliche Gruppe von Produkten³⁾ als ersten Kandidatenmarkt (KM1). Für den KM1 wird die Auswirkung einer kleinen, aber dauerhaften Preiserhöhung auf die Gewinne gemessen: Ist der Preisanstieg gewinnbringend, d. h. wird die Dämpfung der Nachfragemenge durch den Preisanstieg überkompensiert, dann kann der Anbieter wie ein "hypothetischer Monopolist" agieren, und KM1 kann als relevanter Produktmarkt betrachtet werden. Andernfalls muss der KM1 durch Einbeziehung eines Substitutionsproduktes erweitert werden. KM1 und das nächste enge Substitut bilden dann den zweiten Kandidatenmarkt (KM2). Für den KM2 wird dasselbe Verfahren wie für den KM1 angewandt. Dieser Marktabgrenzungsalgorithmus wird so oft wiederholt, bis der relevante Produktmarkt identifiziert wurde als der kleinste Produktbereich, für den eine kleine, aber signifikante dauerhafte Preiserhöhung gewinnbringend ist.

Modifizierter SSNIP-Test für Energiemärkte

Auf dem liberalisierten Strommarkt besteht der Preis von elektrischer Energie⁴⁾ aus zwei Komponenten: der "reinen" Energiekomponente und den Netzgebühren für die Verwendung der Infrastruktur zur Stromübertragung (Stromnetz). Das Stromnetz kann als natürliches Monopol betrachtet werden, eine Duplizierung der Übertragungsinfrastruktur ist wirtschaftlich nicht sinnvoll. Auf den liberalisierten Strommärkten kann eine Nachfragesubstitution durch den Wechsel vom lokalen "eingesessenen" Stromversorger ("Incumbent") zu einem alternativen, nicht lokalen Stromversorger nur bezüglich der reinen Energiekomponente erfolgen. Der eingesessene Stromversorger als Eigentümer des Stromnetzes wird weiterhin als Betreiber der Übertragungsinfrastruktur auch jene Kunden versorgen (müssen), welche die reine Energiekomponente nun von "nicht lokalen" Versorgern beziehen⁵⁾. In der Folge bezieht sich der Wettbewerb nur auf die Lieferung der reinen Energiekomponente, während die Netzge-

¹⁾ Eine detaillierte Darstellung und eine umfassende Kritik des "wettbewerbspolitischen Institutionensdüngeles" in Österreich finden sich in *Böheim (2003)*.

²⁾ Als "klein, aber signifikant" gilt in der Praxis ein Preisanstieg im Ausmaß von 5% bis 10%.

³⁾ Dieser Algorithmus zur Marktdefinition wird sinngemäß auch für die Definition des relevanten geographischen Marktes angewandt: Der kleinste geographische Raum bildet den ersten Kandidatenmarkt.

⁴⁾ Dasselbe gilt für Erdgas als zweiten wichtigen Energieträger sowie prinzipiell für jeden anderen liberalisierten Netzwerksektor wie z. B. Telekommunikation, Bahn usw.

⁵⁾ Der "eingesessene" Stromversorger behält diese doppelte Funktion als Infrastrukturbetreiber und Energieversorger, bis die Entflechtung von Stromnetz und Energievertrieb ("Entbündelung" – Unbundling) erfolgt ist.

bühren reguliert werden müssen, um einen diskriminierungsfreien Zugang zur Netzinfrastruktur zu garantieren.

Mangels Substitutionsprodukten für elektrische Energie⁶⁾ wird der Standard-SSNIP-Test für die Marktdefinition im Stromsektor⁷⁾ modifiziert. Bewertet werden die Auswirkungen einer Erhöhung der relativen Preise der reinen Energiekomponente um 5% bis 10% auf das "Wechselverhalten" der Nachfrager (Stromkunden): Wenn eine Erhöhung der relativen Preise der reinen Energiekomponente um 5% bis 10% nach der SSNIP-Regel für den eingesessenen Versorger gewinnbringend ist, kann er als hypothetischer Monopolist in seinem Netzgebiet betrachtet werden, das Netzgebiet des eingesessenen Versorgers wäre als räumlich relevanter Markt abzugrenzen.

Unter vereinfachenden Annahmen über die Struktur der Nachfragefunktion können auch *kritische Preiselastizitäten* zur Marktabgrenzung herangezogen werden. Diese Methode erlaubt eine schnelle Überprüfung der Profitabilität einer Preiserhöhung (SSNIP; siehe Kasten "Verwendung von Preiselastizitäten zur Marktabgrenzung").

Verwendung von Preiselastizitäten zur Marktabgrenzung

Im Zusammenhang mit dem SSNIP-Test kann eine Schätzung der Preiselastizität der Nachfrage zeigen, ob die Nachfrage nach einer Gruppe von Produkten unelastisch genug ist, damit eine Verteuerung um 5% bis 10% über den Preis bei vollständigem Wettbewerb für einen hypothetischen Monopolisten gewinnbringend ist. Die Rentabilität des Preisanstiegs wird durch zwei Faktoren bestimmt: den Rückgang der Umsätze nach dem Preisanstieg sowie die Kosteneinsparungen durch die Verringerung des Umsatzes und damit der Produktionskosten.

Unter vereinfachenden Annahmen über die Nachfragekurve des hypothetischen Monopolisten (entweder Nachfragekurve mit konstanter Preiselastizität oder lineare Nachfragekurve) kann eine kritische Preiselastizität ε_k bestimmt werden, die durch die tatsächliche Preiselastizität der Nachfrage unterboten werden muss, um seine kleine, aber signifikante dauerhafte Preiserhöhung (SSNIP) profitabel zu machen. In beiden Fällen wird die kritische Preiselastizitätsformel lediglich durch die Preis-Kosten-Marge und den relativen Preisanstieg bestimmt.

Nachfragefunktion mit konstanter Preiselastizität:

$$\varepsilon_k = \frac{-(1+s)}{m+s},$$

Lineare Nachfragefunktion:

$$\varepsilon_k = \frac{-1}{m+2s},$$

m . . . Preis-Kosten-Marge, s . . . Preisanstieg ("small but significant non-transitory increase in prices" – SSNIP, z. B. +5% bis +10%); Q: *Bishop – Walker* (2002, S. 361).

Die kritische Preiselastizität ist (in absoluten Zahlen) ceteris paribus umso höher, je geringer die Preis-Kosten-Marge und der Preisanstieg sind. Unter der Annahme einer linearen Nachfragefunktion ist sie ceteris paribus jeweils kleiner oder gleich groß wie unter der Annahme einer Nachfragefunktion mit konstanter Preiselastizität (vgl. Übersicht 1). Die Annahme einer Nachfragefunktion mit konstanter Preiselastizität bedeutet deshalb eine Überschätzung (Obergrenze) der tatsächlichen kritischen Preiselastizität und in der Folge eine zu enge Marktdefinition¹⁾, während die Annahme einer linearen Nachfragekurve eine Unterschätzung (Untergrenze) und eine zu weite Marktabgrenzung bewirkt. Die Differenz zwischen den beiden Extremwerten wird umso geringer sein, je höher die Preis-Kosten-Marge ist (*Böheim*, 2002, S. 3). Die "wahre" Preiselastizität der Nachfrage liegt in Abhängigkeit von der tatsächlichen Struktur der Nachfragefunktion zwischen diesen beiden Grenzen.

1) Dieses Phänomen ist in der Literatur auch als "reverse cellophane fallacy" bekannt.

⁶⁾ Vgl. dazu die Ausführungen in den einschlägigen Entscheidungen der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission, M.493 – Tractebel/Distrigaz (II), M.568 – EdF/Edison-ISE und M.931 – Neste/IVO.

⁷⁾ Weil Ersatzprodukte für Erdgas verfügbar sind (z. B. Heizöl), muss der SSNIP-Test für den Erdgasmarkt zusätzlich berücksichtigen, dass die Kunden ihre Nachfrage entweder zu "nicht lokalen" Erdgasversorgern oder zu Ersatzprodukten verlagern können.

Übersicht 1: Kritische Preiselastizitäten der Nachfrage

	Variable Kosten Preiseinheiten	Preis-Kosten- Marge Preis = 1	Nachfragefunktion mit konstanter Preiselastizität:		Lineare Nachfragefunktion	
			SSNIP = 5%	SSNIP = 10%	SSNIP = 5%	SSNIP = 10%
Preis						
10	0	1,00	1,00	1,00	0,91	0,83
10	1	0,90	1,11	1,10	1,00	0,91
10	2	0,80	1,24	1,22	1,11	1,00
10	3	0,70	1,40	1,38	1,25	1,11
10	4	0,60	1,62	1,57	1,43	1,25
10	5	0,50	1,91	1,83	1,67	1,43
10	6	0,40	2,33	2,20	2,00	1,67
10	7	0,30	3,00	2,75	2,50	2,00
10	8	0,20	4,20	3,67	3,33	2,50
10	9	0,10	7,00	5,50	5,00	3,33
10	10	0,00	21,00	11,00	10,00	5,00

Q: WIFO-Berechnungen. SSNIP . . . kleine, aber signifikante dauerhafte Preiserhöhung.

**Wettbewerbs-
ökonomisch relevante
Märkte für elektrische
Energie in Österreich**

Relevante Produktmärkte

Für eine Definition des Produktmarktes wären Informationen über die Nachfragepreiselastizität der verschiedenen Stromkundengruppen erforderlich, d. h. über deren Bereitschaft zum Wechsel von ihrem lokalen ("eingesessenen") Versorger zu alternativen nicht lokalen Versorgern im Falle einer Preiserhöhung durch den eingesessenen Versorger. Da solche Daten für Österreich nicht verfügbar sind⁸⁾ und eine Schätzung den Umfang der vorliegenden Arbeit sprengen würde, werden die Preiselastizitäten hier durch Kombination von quantitativen Daten und qualitativen Hinweisen auf die Rentabilität von Preiserhöhungen durch eingesessene Stromversorger angenähert.

Stromkunden können angesichts einer Preiserhöhung durch den lokalen Versorger entweder den Stromverbrauch reduzieren (Mengenreduzierung) oder zu einem preisgünstigeren, nicht lokalen Versorger wechseln (Nachfragesubstitution). In Österreich verfolgen jedoch die Kunden in der Praxis offenbar beide evasiven Strategien nicht oder nur in einem sehr beschränkten Ausmaß; Preiserhöhungen von lokalen Stromversorgern werden deshalb mit hoher Wahrscheinlichkeit gewinnbringend sein.

Untersuchungen der Preiselastizität auf makroökonomischer Ebene⁹⁾ zeigen, dass die Stromnachfrage der privaten Haushalte und der Industrie gleichermaßen unelastisch ist. Die langfristige aggregierte Preiselastizität wird für Haushaltsstrom auf -0,25 bis -0,30 geschätzt, während die Nachfrage von Gewerbe und Industrie geringfügig elastischer erscheint (-0,35 bzw. -0,38)¹⁰⁾.

Da der Strombedarf in Österreich langfristig um rund 2% pro Jahr wächst, wird eine strompreisinduzierte Verbrauchsdämpfung bis zu diesem Ausmaß "automatisch" durch die jährliche Verbrauchssteigerung kompensiert¹¹⁾. Mengenreduktionen haben nur dann negative Auswirkungen auf die Gewinne der eingesessenen Versorger, wenn sie wesentlich über das Ausmaß dieses "natürlichen Wachstums" hinausgehen; angesichts der (kurzfristigen) Inelastizität der Stromnachfrage erscheint das jedoch nicht sehr wahrscheinlich.

Seit Beginn der Marktliberalisierung wechselten in Österreich weniger als 5% der privaten Haushalte und der kleinen und mittleren Unternehmen zu nicht lokalen Stromversorgern, was auf das Bestehen von hohen Wechselkosten hinzuweisen scheint: "Wechselkosten" sind alle Arten von Kosten, die der Kunde tragen muss, wenn er den Stromversorger wechselt (Such- und Transaktionskosten, Kosten aus der vorzeitigen

⁸⁾ Unter diesen Voraussetzungen kann die Methode der kritischen Preiselastizitäten zur Marktabgrenzung (siehe Kasten "Verwendung von Preiselastizitäten zur Marktabgrenzung") nicht angewandt werden.

⁹⁾ Die aggregierte Preiselastizität gibt die Reaktion der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage nach Strom auf eine Preiserhöhung aller Stromversorger um 1% wieder.

¹⁰⁾ Vgl. NIEIR (2004) für Australien sowie Filippini (2000) und Spierer (1988) für die Schweiz. Schätzungen der aggregierten Preiselastizität für Österreich sind nicht öffentlich verfügbar, doch gibt es keine zwingenden Hinweise darauf, dass die Zahlen wesentlich von jenen für Australien oder die Schweiz abweichen würden.

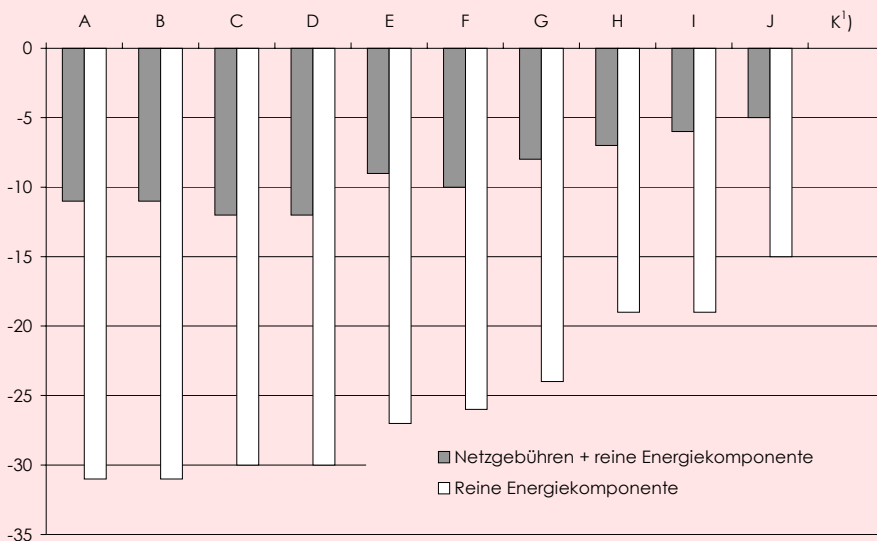
¹¹⁾ Bei Preiselastizitäten von -0,40 (Industrie) und -0,25 (Haushalte) entspräche eine Steigerung des Stromverbrauchs um 2% einer Strompreissenkung um 5% bzw. 8%.

Beendigung von Verträgen, Verlust von Treuerabatten). Das Bestehen von Wechselkosten hat wesentlichen Einfluss auf den Wettbewerb auf dem Strommarkt, weil sie Schranken gegen den Markteintritt neuer Konkurrenten bilden. Die eingesessenen Versorger können bestehenden Kunden höhere Preise verrechnen als ohne Wechselkosten, weil die Kunden nur dann zu einem alternativen Versorger wechseln werden, wenn der Preis des neuen Versorgers einschließlich aller Wechselkosten niedriger ist als der Preis des eingesessenen Versorgers.

Die Wechselrate von Industriekunden ist ebenfalls niedrig, aber (deutlich) höher als die der privaten Haushalte¹²⁾. Haushaltskunden wechseln den Stromversorger trotz teils großer relativer Preisunterschiede für die reine Energiekomponente (25% bis 30%) nur selten, weil die Unterschiede gemessen am Endkundenpreis (d. h. einschließlich der Netzgebühren) wesentlich geringer sind (5% bis 12%) und damit die absolute Ersparnis vernachlässigbar wird¹³⁾ (Abbildung 1). Im Gegensatz dazu verfolgen die eingesessenen Versorger gegenüber der "Industrie"¹⁴⁾ eine Strategie der Preisdifferenzierung, sodass die Preisdifferenzen gegenüber alternativen Versorgern gering oder Null sind.

Abbildung 1: Preisunterschiede zwischen Stromversorgern in verschiedenen Netzbereichen für Haushaltskunden

Differenz zwischen den Preisen des eingesessenen und des billigsten nicht lokalen Versorgers in %



Q: Bundeswettbewerbsbehörde (2005), S. 34. – ¹⁾ Der "eingesessene" Versorger "K" ist in seinem Netzgebiet der billigste Versorger, daher ist die Preisdifferenz gleich Null.

Diese substantiellen Unterschiede zwischen den Preisstrategien der lokalen Stromversorger je nach Kundengruppen – Abschöpfen von Monopolrenten aus der Lieferung an Kleinverbraucher und wettbewerbsgerechte Gestaltung der Preise für Großkunden – werden gemäss einer rezenten Branchenuntersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft durch die Bundeswettbewerbsbehörde (2005, S. 45) an den Bruttomargen der eingesessenen Versorger deutlich. Diese sind für die Stromlieferung an Haushalte und kleine gewerbliche Nutzer im Durchschnitt bis zu fünfmal so hoch wie für Großkunden in der Industrie.

¹²⁾ Die möglichen Einsparungen und damit die Bereitschaft der Endabnehmer zum Lieferantenwechsel steigen mit der Abnahmemenge. So wechselten im ersten Jahr der Marktliberalisierung (2001/02) mehr als 13% der Großabnehmer den Lieferanten zumindest einmal, während die Wechselrate der Gewerbekunden bei rund 4% und jene der Haushaltskunden bei rund 1% lag (E-Control, 2003, S. 35).

¹³⁾ Ein durchschnittlicher österreichischer Haushalt (Stromverbrauch 3.500 kWh) kann sich durch einen Wechsel des Stromlieferanten pro Jahr nur ca. 50 € ersparen.

¹⁴⁾ Industriekunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 1 GWh. Diese Großkunden wickeln ihren Stromeinkauf über offene Ausschreibungen ab, welche die Marktmacht der eingesessenen Versorger beträchtlich einschränken.

Relevante geographische Märkte

Unterschiedliche aggregierte Preiselastizitäten und substantielle Unterschiede zwischen dem Beschaffungsverhalten von Klein- und Großabnehmern sowie den jeweiligen Preisstrategien der Stromversorger können eine Differenzierung nach diesen zwei Kundengruppen – "Haushalte und Kleingewerbe" sowie "Industrie" – rechtfertigen. In der Nomenklatur des österreichischen Elektrizitätssektors entspricht der Produktmarkt für "Haushalte und Kleingewerbe" den Netzebenen 7 und 6, der Produktmarkt für "Industriekunden" den Netzebenen 5, 4 und 3.

Die räumlichen Grenzen der so definierten relevanten Produktmärkte können durch eine Analyse der Handelsströme für elektrische Energie mit dem Elzinga-Hogarty-Test¹⁵⁾ festgelegt werden.

Übersicht 2: Abgrenzung des relevanten geographischen Strommarktes in Österreich mit Hilfe des Elzinga-Hogarty-Tests

2003

	LIFO "little in from outside" Netzebene 7: Private Haushalte Produktion minus Exporte, in % des Verbrauchs	LOFI "little out from inside" Netzebene 6: Gewerbe Produktion minus Exporte, in % der Produktion	LOFI "little out from inside"
Netzgebiet A	95,30	98,80	96,31
Netzgebiet B	93,25	94,53	100,00
Netzgebiet C	92,94	99,30	92,84
Netzgebiet D	98,86	99,59	92,40
Netzgebiet E	92,71	96,17	99,73
Netzgebiet F	91,75	.	.
Netzgebiet G	90,47	.	.
Netzgebiet H	96,87	.	.
Netzgebiet I	92,62	.	.

Q: *Elzinga – Hogarty* (1973); *Bundeswettbewerbsbehörde* (2005), S. 50; WIFO-Berechnungen. Netzgebiet A bis I . . . anonymisiert für tatsächliche Netzgebiete.

Dieser Test geht davon aus, dass der relevante geographische Markt sowohl auf der Import- als auch auf der Exportseite durch ein geringes Volumen der Handelsströme gekennzeichnet ist; in der wettbewerbsökonomischen Praxis wird hier als Geringfügigkeitsschwelle ein Anteil der Exporte bzw. Importe am Gesamtverbrauch von höchstens 10% angenommen. Entsprechend werden zwei Indikatoren spezifiziert¹⁶⁾: Während ein hoher Indikator "LIFO" darauf hinweist, dass die Nachfrage in einer Region vorwiegend durch die lokale Produktion gedeckt wird, bedeutet ein hoher Indikator "LOFI", dass ein Großteil der lokalen Produktion für den lokalen Verbrauch benötigt wird. Wenn mindestens einer der Indikatoren unter 90% liegt, wird angenommen, dass die Marktmacht der lokalen Versorger durch nicht lokale Versorger wirksam beschränkt wird. Um die Quelle dieser Wettbewerbsbeschränkung festzustellen, wird die "Kandidatenregion" schrittweise erweitert und jeweils LIFO und LOFI neu berechnet, bis beide Kennzahlen mindestens 90% betragen. Diese Region bildet dann den räumlich relevanten Markt¹⁷⁾.

LIFO- und LOFI-Berechnungen für den Stromverbrauch von privaten Haushalten (Netzebene 7) und Gewerbe (Netzebene 6) in Österreich bestätigen, dass die relevanten geographischen Märkte nicht breiter sind als die Netzgebiete der eingesessenen Versorger – beide Indikatoren liegen teils signifikant über dem 90%-Grenzwert. Sogar jene Energieversorger, welche österreichweit die niedrigsten Preise für Haushalte und Gewerbe anbieten, exportieren lediglich rund 5% (Netzebene 7 – private Haushalte) bis 7% (Netzebene 6 – Gewerbe) ihrer gesamten Stromproduktion außerhalb ihres eigenen Netzgebiets (Übersicht 2).

Gegenüber Verbrauchern aus der Industrie nehmen die eingesessenen Stromversorger nicht die Position eines hypothetischen Monopolisten ein. Da Industriebetrie-

¹⁵⁾ Vgl. *Elzinga – Hogarty* (1973).

¹⁶⁾ "LIFO" ("little in from outside"): Produktion minus Exporte, in Prozent des Verbrauchs; "LOFI" ("little out from inside"): Produktion minus Exporte, in Prozent der Produktion.

¹⁷⁾ Vgl. *Bishop – Walker* (2002, S. 405).

be ihren Stromeinkauf sehr häufig über offene und öffentliche Ausschreibungen abwickeln, ist zumindest potentiell der Wettbewerb um diese Großeinkäufer intensiver als um kleinere Kunden. Die eingesessenen Versorger verfolgen eine Strategie der Preisdifferenzierung mit schmälere Margen, um Industriekunden, die wesentlich preiselastischer reagieren als private Haushalte, nicht zu verlieren. Der räumlich relevante Markt dürfte deshalb über das Netzgebiet des lokalen Energieversorgers hinausgehend und ganz Österreich umfassen.

Übersicht 3 fasst die Ergebnisse der Definition von relevantem Produkt- und geographischem Markt zusammen.

Übersicht 3: Wettbewerbsökonomisch relevante Märkte im österreichischen Stromsektor

Relevanter Produktmarkt	Relevanter geographischer Markt
Private Haushalte und Gewerbe Industrie	Netzgebiet des lokalen Energieversorgers Ganz Österreich

Q: WIFO-Zusammenstellung.

Zusammen mit Großbritannien, Italien, Spanien, den Niederlanden und Deutschland war Österreich unter den ersten EU-Ländern, in denen sowohl der Strommarkt (in Österreich seit 1. Oktober 2001) als auch der Gasmarkt (in Österreich seit 1. Oktober 2002) lange vor Ablauf der von der Europäischen Kommission gesetzten Frist (1. Juli 2007) voll liberalisiert wurden (*E-Control*, 2003, S. 4).

Vor allem Industriebetriebe, aber auch private Haushalte profitierten substantiell von der Marktliberalisierung: Strom und Erdgas sind für Industriekunden (im Jahr 2002) brutto um rund 42% bzw. 14% billiger als in einem Vergleichsszenario ohne Liberalisierung der Energiemärkte; die entsprechenden Preiseffekte für Haushalte betragen weniger als 18% für Strom und lediglich 4% für Erdgas (*Kratena*, 2004)¹⁸). Diese Abweichung der Preiseffekte weist auf die oben erwähnte unterschiedliche Wettbewerbsintensität auf den relevanten Märkten für die jeweiligen Konsumentengruppen hin (Übersicht 4).

Wettbewerb auf dem österreichischen Strommarkt

Wirtschaftliche Auswirkungen der Energiemarktliberalisierung

Übersicht 4: Partialanalytische Untersuchung der Preiseffekte der Energiemarktliberalisierung in Österreich

2002

	Abweichungen von einem Basisszenario ohne Liberalisierung in %
<i>Elektrischer Strom</i>	
Bruttopreis (einschließlich Steuern und Zuschläge)	
Industrie	- 42,2
Private Haushalte	- 17,5
Preisindex	- 29,4
<i>Erdgas</i>	
Bruttopreis (einschließlich Steuern und Zuschläge)	
Industrie	- 14,5
Private Haushalte	- 4,0
Preisindex	- 9,3

Q: *Kratena* (2004).

Die Marktkonzentration nahm im österreichischen Elektrizitätssektor bis zum Jahr 2001 deutlich zu (Übersicht 5), hauptsächlich durch den Zusammenschluss von fünf regionalen Versorgern zu einem marktbeherrschenden Unternehmen (EnergieAllianz; siehe dazu weiter unten). Dennoch entwickelten sich die Strompreise für die privaten wie auch die industriellen Endkunden zunächst günstiger als in vielen anderen EU-Staaten.

¹⁸) Die Liberalisierungseffekte auf die Nettopreise von Strom und Erdgas sind wesentlich höher, weil ein beträchtlicher Teil der Preissenkungen durch die Anhebung von Abgaben und Steuern sowie die Einführung von Aufschlägen kompensiert wurde (siehe dazu im Detail *Kratena*, 2004, S. 3).

Übersicht 5: Marktanteil des jeweils größten Anbieters auf dem Elektrizitätsmarkt

	1999	2000	2001 ln %	2002	2003	2003 1999 = 100
Großbritannien	21,0	20,6	22,9	21,0	21,6	102,9
Finnland	26,0	23,3	23,0	24,0	27,0	103,8
Deutschland	28,1	34,0	29,0	28,0	32,0	113,9
Spanien	51,8	42,4	43,8	41,2	39,1	75,5
Dänemark	40,0	36,0	39,0	44,0	41,0	102,5
Schweden	52,8	49,5	48,5	49,0	46,0	87,1
Italien	71,1	46,7	45,0	45,0	46,3	65,1
EU 15	57,8	55,3	55,9	57,1	54,2	93,7
Portugal	57,8	58,5	61,5	61,5	61,5	106,4
Frankreich	93,8	90,2	90,0	90,0	89,5	95,4
Belgien	92,3	91,1	92,6	93,4	92,0	99,7
Griechenland	98,0	97,0	98,0	100,0	100,0	102,0
Österreich	21,4	32,6	34,4	.	.	.
Irland	97,0	97,0	96,6	88,0	.	.

Q: Eurostat, WIFO-Berechnungen.

Übersicht 6: Haushaltspreise von Strom

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2005 1996 = 100
	€ je kWh, ohne Steuern										
Griechenland	0,0609	0,0619	0,0627	0,0622	0,0564	0,0564	0,0580	0,0606	0,0621	0,0637	104,6
Finnland	0,0770	0,0727	0,0706	0,0656	0,0645	0,0637	0,0697	0,0738	0,0810	0,0792	102,9
Schweden	0,0675	0,0675	0,0673	0,0653	0,0637	0,0629	0,0701	0,0838	0,0898	0,0846	125,3
Spanien	0,1092	0,1050	0,0946	0,0929	0,0895	0,0859	0,0859	0,0872	0,0885	0,0900	82,4
Frankreich	0,1022	0,1005	0,0962	0,0949	0,0928	0,0914	0,0923	0,0890	0,0905	0,0905	88,6
Dänemark	0,0646	0,0639	0,0673	0,0681	0,0718	0,0781	0,0865	0,0947	0,0915	0,0927	143,5
Österreich	0,1032	0,0984	0,0969	0,0979	0,0949	0,0945	0,0932	0,0926	0,0981	0,0964	93,4
Großbritannien	0,0876	0,0971	0,1039	0,0966	0,1056	0,0996	0,1031	0,0959	0,0837	0,1015	115,9
EU 15	0,1100	0,1081	0,1073	0,1050	0,1031	0,1027	0,1033	0,1034	0,1030	0,1074	97,6
Niederlande	0,0869	0,0877	0,0868	0,0884	0,0938	0,0978	0,0923	0,0970	0,1031	0,1102	126,8
Belgien	0,1237	0,1191	0,1186	0,1182	0,1171	0,1184	0,1137	0,1120	0,1145	0,1116	90,2
Irland	0,0717	0,0816	0,0795	0,0795	0,0795	0,0795	0,0883	0,1006	0,1055	0,1197	166,9
Luxemburg	0,1090	0,1071	0,1060	0,1076	0,1056	0,1120	0,1148	0,1191	0,1215	0,1288	118,2
Portugal	0,1259	0,1278	0,1250	0,1201	0,1194	0,1200	0,1223	0,1257	0,1283	0,1313	104,3
Deutschland	0,1320	0,1270	0,1256	0,1277	0,1191	0,1220	0,1261	0,1267	0,1259	0,1334	101,1
Italien	0,1508	0,1671	0,1682	0,1570	0,1500	0,1567	0,1390	0,1449	0,1434	0,1440	95,5

Q: Eurostat, WIFO-Berechnungen. Jährlicher privater Endverbrauch von 3.500 kWh, davon 1.300 kWh Nachtstrom (für eine Standardwohnung von 90 m²).

Übersicht 7: Industriepreise von Strom

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2005 1996 = 100
	€ je kWh, ohne Steuern										
Schweden	0,0413	0,0430	0,0392	0,0348	0,0375	0,0313	0,0310	0,0666	0,0520	0,0462	111,9
Finnland	0,0481	0,0414	0,0401	0,0389	0,0377	0,0372	0,0401	0,0566	0,0543	0,0527	109,6
Frankreich	0,0650	0,0635	0,0596	0,0583	0,0567	0,0557	0,0562	0,0529	0,0533	0,0533	82,0
Großbritannien	0,0544	0,0604	0,0627	0,0619	0,0664	0,0661	0,0614	0,0539	0,0478	0,0570	104,8
Österreich	0,0814	0,0765	0,0755	0,0763	0,0553	0,0621	76,3
Griechenland	0,0571	0,0580	0,0588	0,0583	0,0571	0,0571	0,0590	0,0614	0,0630	0,0645	113,0
Dänemark	0,0473	0,0467	0,0512	0,0485	0,0504	0,0558	0,0639	0,0697	0,0631	0,0646	136,6
EU 15	0,0689	0,0679	0,0663	0,0636	0,0625	0,0644	0,0620	0,0647	0,0636	0,0682	99,0
Spanien	0,0756	0,0703	0,0620	0,0624	0,0636	0,0550	0,0520	0,0528	0,0538	0,0686	90,7
Belgien	0,0775	0,0746	0,0746	0,0739	0,0734	0,0752	0,0760	0,0764	0,0755	0,0695	89,7
Portugal	0,0756	0,0749	0,0712	0,0646	0,0643	0,0651	0,0665	0,0673	0,0684	0,0713	94,3
Luxemburg	0,0747	0,0737	0,0725	0,0736	0,0709	0,0632	0,0645	0,0675	0,0690	0,0752	100,7
Deutschland	0,0906	0,0845	0,0830	0,0791	0,0675	0,0669	0,0685	0,0697	0,0740	0,0780	86,1
Niederlande	0,0608	0,0570	0,0566	0,0576	0,0669	0,0640	.	.	.	0,0806	132,6
Italien	0,0638	0,0713	0,0721	0,0646	0,0693	0,0919	0,0776	0,0826	0,0790	0,0843	132,1
Irland	0,0615	0,0691	0,0662	0,0662	0,0662	0,0662	0,0836	0,0762	0,0787	0,0896	145,7

Q: Eurostat, WIFO-Berechnungen. Jährlicher Endverbrauch industrieller Abnehmer von 2.000 MWh bei einem Höchstbedarf von 500 kW und einer jährlichen Betriebsdauer von 4.000 Stunden.

Entgegen den Erwartungen hatte die erhöhte Marktkonzentration zumindest bis 2003 keine Stromverteuerung für private Haushalte und Industrie zur Folge. Seit 2004 stie-

gen die Preise für beide Verbraucherguppen aber wieder deutlich (Übersichten 6 und 7). Die Erdgaspreise entwickelten sich nach einem ähnlichen Muster und entsprechen nun dem EU-Durchschnitt (Übersichten 8 und 9). Für beide Energieträger (Strom und Erdgas) und beide Kundengruppen (private Haushalte und Industrie) weisen die Preiszeitreihen für Österreich und den Durchschnitt der EU 15 eine hohe Korrelation auf, die Energiepreise bewegen sich somit in Österreich weitgehend "im Gleichschritt" mit den anderen EU-Ländern.

Übersicht 8: Haushaltspreise von Erdgas

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2005 1996 = 100
	€ je GJ, ohne Steuern										
Großbritannien	5,52	6,32	6,75	5,98	6,65	6,27	6,63	6,56	6,52	6,46	117,0
Luxemburg	5,62	5,75	5,76	5,29	5,68	7,63	6,64	6,91	6,67	7,68	136,7
Irland	6,97	7,64	7,23	7,35	7,28	7,28	7,27	7,27	7,93	8,80	126,3
EU 15	6,64	7,22	7,34	6,81	7,24	8,49	8,42	8,37	8,31	8,80	132,5
Belgien	6,86	6,92	7,03	6,46	7,44	9,45	8,34	8,58	8,39	8,85	129,0
Österreich	8,61	8,33	7,72	7,80	7,80	8,78	8,78	8,85	9,13	8,91	103,5
Frankreich	7,27	7,23	7,67	7,36	6,99	8,44	9,19	9,06	.	9,00	123,8
Niederlande	5,82	6,23	6,16	5,72	5,62	6,31	7,03	8,17	8,17	9,64	165,6
Deutschland	6,85	7,11	7,00	6,64	6,93	9,65	9,24	8,93	9,10	10,16	148,3
Spanien	9,28	9,16	9,10	8,85	9,15	11,06	10,46	10,43	9,95	10,25	110,5
Schweden	.	7,21	7,24	6,79	7,63	9,13	9,63	9,85	10,01	11,72	.
Portugal	13,68	13,19	12,70	11,48	11,75	.
Dänemark	.	.	.	6,01	8,95	10,96	7,53	8,33	8,45	12,58	.
Italien	7,80	9,00	8,84	8,05	8,79	11,07	9,95	9,86	9,74	.	.
Finnland	5,01	5,48	7,12	6,58

Q: Eurostat, WIFO-Berechnungen. Jährlicher privater Endverbrauch von 83,7 GJ für Raumwärme, Warmwasser und Kochen.

Übersicht 9: Industriepreise von Erdgas

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2005 1996 = 100
	€ je GJ, ohne Steuern										
Niederlande	3,38	3,72	3,72	3,09	4,06	5,40	.	.	.	4,50	133,1
Spanien	3,14	3,73	3,67	2,84	4,05	5,54	4,34	4,81	4,41	4,68	149,0
Belgien	3,97	4,16	4,25	3,46	4,42	6,32	5,25	5,42	5,28	5,27	132,7
Großbritannien	2,60	2,89	3,18	3,15	3,53	4,01	5,42	4,87	4,70	5,81	223,5
Dänemark	3,42	4,03	3,59	2,65	4,59	5,99	4,49	5,26	4,61	6,01	175,7
Portugal	6,88	6,26	6,39	5,68	6,03	.
EU 15	3,60	4,03	4,03	3,49	4,22	6,12	5,75	5,56	5,34	6,12	170,0
Österreich	4,84	4,59	4,23	4,23	3,53	5,53	5,62	5,46	5,57	6,14	126,9
Frankreich	3,39	3,58	3,70	3,39	4,29	5,94	4,93	5,46	5,16	6,22	183,5
Finnland	3,15	3,98	3,62	2,51	4,53	7,08	6,18	6,37	6,25	6,43	204,1
Luxemburg	4,86	5,01	5,03	4,69	4,94	6,89	5,90	6,17	5,94	6,95	143,0
Deutschland	4,41	4,96	4,98	4,21	4,78	7,76	7,28	6,73	6,39	7,76	176,0
Schweden	-	4,86	4,59	3,37	5,07	9,53	5,93	6,80	6,40	8,08	.
Irland	2,93	3,83	2,96	3,09	3,59	4,65	4,88	4,94	.	.	.
Italien	3,58	4,42	4,23	3,48	4,14	6,58	5,87	5,38	.	.	.

Q: Eurostat, WIFO-Berechnungen. Jährlicher Endverbrauch industrieller Abnehmer von 41.860 GJ und einer Betriebsdauer von 200 Tagen (1.600 Stunden).

Ob die Preissteigerungen in den letzten zwei Jahren letztlich auf "fundamentale Faktoren" (Anstieg der variablen Kosten, z. B. durch Rohölpreiserhöhung) und/oder auf die Ausübung von Marktmacht zurückzuführen sind, ist zur Zeit für Österreich nicht abschließend geklärt und würde tiefergehende mikroökonomische Untersuchungen erfordern. Untersuchungen für Deutschland (Müsgens, 2004), Großbritannien (Wolfram, 1999) und Kalifornien (Borenstein – Bushnell, 1999) weisen den vermuteten positiven Zusammenhang zwischen Wettbewerbsbeschränkungen und Preis-Kosten-Margen für elektrische Energie eindeutig nach. Sie zeigen auch, dass die Marktmacht der Energieversorger (gemessen an der Divergenz von Preisen und variablen Kosten), zu Spitzenlastzeiten signifikant höher ist als außerhalb der Zeiten erhöhter Stromnachfrage (Müsgens, 2004, Borenstein – Bushnell, 1999). Obwohl die eingesessenen Versorger ihre Preise deutlich über den Grenzkosten festlegen, scheinen sie ihre Marktmacht aufgrund der geringen Preiselastizität der Stromnachfrage nicht voll auszunützen. Diese (freiwillige) Preisbeschränkung deutet auf eine präventive Stra-

Wettbewerbs- beschränkungen

tegie hin, die den Markteintritt von Wettbewerbern verhindern und/oder Interventionen der Regulierungsbehörde vermeiden soll (Wolfram, 1999).

Der Rückgang der Strompreise aufgrund der Marktliberalisierung (im Vergleich zum Alternativszenario ohne Liberalisierung; Übersicht 4) sollte jedoch nicht die Sicht darauf verstellen, dass der Wettbewerb auf den österreichischen Strommärkten nach wie vor nicht zufriedenstellend funktioniert. Bedingt durch ungelöste unternehmensinterne Strukturprobleme beließ die Liberalisierung eingesessene Stromversorger weitgehend unangefochten in ihrer Position als Monopolisten, sodass sie auf einigen Märkten substantielle Monopolrenten lukrieren und damit die Liberalisierung unterlaufen können. Diese unbefriedigende Situation wird weiter verschlechtert durch einen starken Anstieg der Marktkonzentration, der durch horizontale und vertikale Zusammenschlüsse von öffentlichen Versorgungsgesellschaften herbeigeführt wurde.

Strukturprobleme

Einige spezielle Strukturmerkmale, welche in der Vergangenheit in Österreich zum hohen Strompreisniveau beitrugen, erweisen sich als besonderes Hindernis für die Etablierung eines funktionsfähigen Wettbewerbs und bilden hohe Markteintrittsbarrieren für neue Wettbewerber. Dazu gehören die Organisationsstruktur der Stromübertragung, Interessenkonflikte aufgrund des öffentlichen Eigentums sowie die Preisstruktur für elektrische Energie:

- Die Stromübertragung ist in Österreich aufwendig und kostspielig organisiert und bietet daher ein weites Feld für Effizienzverbesserungen. Trotz der Kleinheit des Landes ist das österreichische Stromnetz in drei Regelzonen unterteilt¹⁹⁾, in denen eine Vielzahl von Energieerzeugern und Netzbetreibern agiert. Will ein Marktteilnehmer in ganz Österreich Strom anbieten, dann muss er eine eigene Bilanzgruppe für jede Regelzone aufbauen; das zieht hohe Investitionen und versunkene Kosten nach sich. Eine Zunahme der Zahl der Akteure auf dem Markt verteuert deren Koordination, da bisher kein Standard für die Kooperation zwischen den Netzbetreibern und nicht lokalen Energieversorgern eingeführt wurde.
- Zudem begründet die doppelte Rolle des Bundes und der Länder als Eigentümer der öffentlichen Versorgungsgesellschaften und als für die Rahmenbedingungen der Marktliberalisierung verantwortliche Gesetzgeber einen wesentlichen Interessenkonflikt. Einerseits sind Bund und Länder zur Umsetzung der rechtlichen Rahmenbedingungen der Marktliberalisierung verpflichtet, d. h. zur Etablierung von funktionsfähigem Wettbewerb, der die Margen der Versorgungsunternehmen verringert. Andererseits haben dieselben Gebietskörperschaften als Eigentümer der Versorgungsunternehmen großes Interesse daran, die Renten aus den (früheren) regionalen Strommonopolen hoch zu halten, d. h. sie möglichst gegenüber dem freien Wettbewerb abzuschirmen.

Vor allem wegen dieses Interessenkonfliktes verzögert sich die "Entbündelung", d. h. die Trennung von Netzbetrieb und Stromvertrieb, in Österreich (siehe dazu im Detail weiter unten). Ein Weg zur Lösung dieses Problems könnte sein, den Energieversorgungsteil der öffentlichen Versorgungsgesellschaften zu privatisieren, während das öffentliche Eigentum an der Netzinfrastruktur beibehalten würde. Das würde jedoch eine Verfassungsänderung erfordern, da die bestehende Eigentumsstruktur (öffentliche Gebietskörperschaften als Mehrheitsaktionäre) verfassungsrechtlich abgesichert ist.

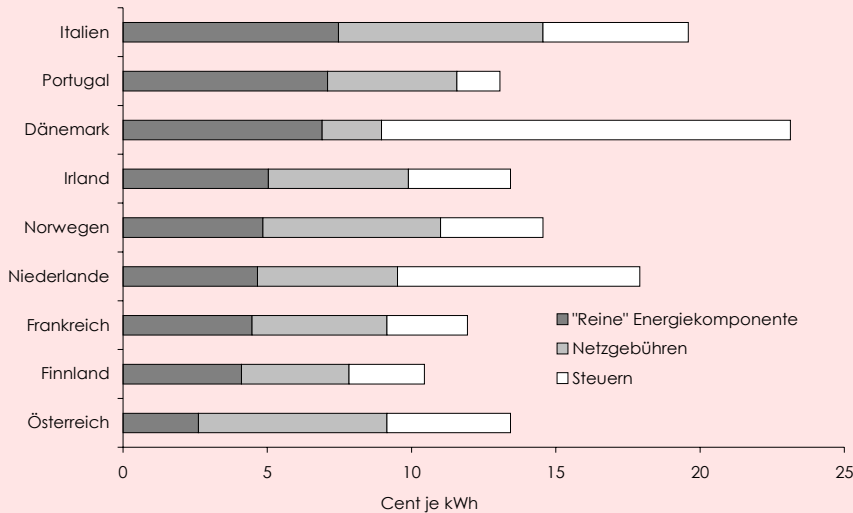
- Die Strompreisstruktur erscheint als wesentliche Barriere gegen den Zugang von alternativen nicht lokalen Versorgern, weil die reine Energiekomponente – und nur diese unterliegt auf liberalisierten Märkten dem Wettbewerb – nur einen kleinen Teil des vom gesamten Endkundenpreises (ohne Steuern und Abgaben) ausmacht, während die Netzgebühren der Regulierung, nicht aber dem Wettbewerb unterliegen²⁰⁾. Unter neun europäischen Ländern weist Österreich den niedrigsten Preis der reinen Energiekomponente kombiniert mit einer der höchst-

¹⁹⁾ Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz sieht eine explizite Verpflichtung zur Unterteilung des österreichischen Bundesgebietes in drei Regelzonen vor (§ 22 Abs. 1 ElWOG). Vorarlberg und Tirol bilden jeweils eine eigene Regelzone, während die anderen sieben Bundesländer in eine Zone zusammengefasst wurden. Die Verbund – Austrian Power Grid AG, die Tiroler Regelzonen AG und die VKW – Übertragungsnetz AG sind als Regelzonenführer vorgesehen.

²⁰⁾ Das Verhältnis von Netzgebühren zur reinen Energiekomponente beträgt in Österreich etwa 5 : 2.

ten Netzgebühren auf (Abbildung 2). Diese Preisstruktur ermöglicht den eingesessenen Energieversorgern (Netzbetreibern) eine Quersubvention der Energielieferung über Netzgebühren und damit die Abwehr von nicht lokalen Wettbewerbern.

Abbildung 2: Internationaler Vergleich der Preisstruktur für elektrische Energie
Am Beispiel eines privaten Haushalts mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh



Q: Bundeswettbewerbsbehörde (2005), S. 68.

- Die Herausforderung liegt für die österreichische Regulierungsbehörde hier in der Festlegung von nicht diskriminierenden Netzgebühren auf deutlich niedrigerem Niveau, welche sowohl Anreize für den Wettbewerb als auch für Investitionen in die notwendige Infrastruktur garantieren. Diese unabdingbare Voraussetzung für die nachhaltige Etablierung funktionierender Wettbewerbs auf den heimischen Energiemärkten soll so rasch wie möglich geschaffen werden.

Der nicht diskriminierende Zugang zur Stromnetzinfrastruktur gilt als die essentielle Voraussetzung für die Realisierung von wettbewerbsfähigen liberalisierten Strommärkten. Da das Stromnetz alle Merkmale eines natürlichen Monopols und einer wesentlichen Einrichtung aufweist, ist eine Zugangsregulierung erforderlich.

Der erwähnte Interessenkonflikt der öffentlichen Versorgungsgesellschaften, die auf dem Markt sowohl als Netzbetreiber als auch als Energieversorger agieren, könnte durch eine Trennung der Netzoperationen vom Energievertrieb ("Entbündelung") vermieden werden. Nach internationalen Erfahrungen können nur Netzbetreiber, die nicht durch die Interessen von Stromproduzenten bzw. -versorgern gebunden sind, einen effizienten und gleichberechtigten Netzzugang für alle Marktteilnehmer gewährleisten.

Je nach der Stärke der Intervention werden drei Ebenen der "Entbündelung" unterschieden: Entbündelung von Kundenkonten, organisatorische Entbündelung und rechtliche Entbündelung.

Die Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, welche am Beginn der Liberalisierung der nationalen Strommärkte in der EU stand, enthielt bereits einige grundlegende Anforderungen für die Entbündelung von Kundenkonten sowie Ansätze einer organisatorischen Entbündelung. Sie wurde 1998 in Form des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG, BGBl Nr. I 143/1998) in österreichisches Recht umgesetzt, wobei eine Zugangsregulierung eingeführt wurde. Eine Novellierung des EIWOG im Jahr 2002 (Energienmarktliberalisierungsgesetz; BGBl Nr. I 121/2000) ermöglichte die vollständige Öffnung der österreichischen Strommärkte, d. h. den freien Netzzugang und die freie Wahl des Stromversorgers für alle Kundengruppen bereits ab dem 1. Oktober 2001 – fast sechs Jahre vor Ablauf der von der

Entbündelung

Europäischen Kommission gewährten Übergangsfrist (1. Juli 2007). Eine weitere Entwicklung auf EU-Ebene wurde damit ehrgeizig vorweggenommen.

Die Entbündelungserfordernisse der Richtlinie 96/92/EG erwiesen sich jedoch in der Praxis als nicht ausreichend, um die Unabhängigkeit der Netzbetreiber zu gewährleisten. Die Europäische Kommission präsentierte in der Folge ein Maßnahmenpaket mit einem Vorschlag zur Änderung der Richtlinie für den Strombinnenmarkt²¹⁾. Das Ergebnis dieses Konsultationsprozesses wurde als Richtlinie 2003/54/EG über gemeinschaftliche Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt präsentiert und zugleich die Richtlinie 96/92/EG widerrufen.

Die Richtlinie 2003/54/EG sorgte für die notwendigen gemeinschaftsrechtlichen Grundlagen zur nationalstaatlichen Umsetzung der rechtlichen Entbündelung, d. h. der vollständigen Trennung des Netzbetriebs von anderen Geschäftsfeldern der integrierten öffentlichen Versorgungsgesellschaften. Diese Richtlinie wurde mit einer weiteren Novelle (BGBl Nr. I 63/2004) in österreichisches Recht umgesetzt. Damit wurden die legislativen Voraussetzungen für die rechtliche Entbündelung der österreichischen Strommärkte bis zum 22. Juni 2004 geschaffen – knapp vor Ablauf der Frist für die Umsetzung der Richtlinie 2003/54/EG in nationales Recht (30. Juni 2004). Aufgrund der föderalen Struktur Österreichs ist jedoch die Umsetzung dieser Novelle in den Verfassungen aller neun Bundesländer zwingend erforderlich.

Die österreichischen Bundesländer erhielten weitere sechs Monate Zeit, um die Richtlinie 2003/54/EG durch Verabschiedung entsprechender Landesgesetze umzusetzen. Fast neun Monate nach Ablauf dieser Frist (31. Dezember 2004) hat noch kein einziger Landtag ein diesbezügliches Ausführungsgesetz zum EIWOG beschlossen. Die Entbündelungsregelungen sind somit in ihren entscheidenden Teilen in Österreich noch immer nicht umgesetzt. Die Verzögerung der Entbündelung durch die Bundesländer geht wohl auf Interessenkonflikte aufgrund der Doppelrolle als Eigentümer von öffentlichen Versorgungsunternehmen und als Legislativorgane zurück; sie behindert die Realisierung eines "funktionsfähigen Wettbewerbs" auf den bereits liberalisierten, jedoch immer noch monopolisierten Strommärkten erheblich.

Vom Standpunkt der Wettbewerbspolitik muss diese Vorgangsweise der Bundesländer als sehr problematisch bezeichnet werden, insbesondere weil der Zusammenschluss COMP/M.2947 – Verbund/EnergieAllianz von der Europäischen Kommission nur unter der Voraussetzung einer schnellen und vollständigen Realisierung der Entbündelung genehmigt wurde²²⁾.

Ein weiteres drängendes Problem auf den österreichischen Energiemärkten im Allgemeinen, und dem Strommarkt im Besonderen, bildet die hohe Marktkonzentration. Eine steigende Marktkonzentration und ein Ausbau der Marktmacht der einzelnen Anbieter können den ökonomischen Nutzen der Liberalisierung der Energiemärkte ernsthaft gefährden. Einige öffentliche Versorgungsgesellschaften konnten ihre Position als Quasimonopolisten nicht nur erfolgreich erhalten, sondern sogar in ihrem Netzgebiet nach der Marktliberalisierung durch eine vertikale und horizontale Integration der Wertschöpfungskette ausweiten – eine Entwicklung, in die weder die österreichischen noch die europäischen Wettbewerbsbehörden bisher eingegriffen haben.

Insbesondere zwei große Zusammenschlüsse von Stromversorgern (EnergieAllianz im Jahr 2001, Verbund/EnergieAllianz im Jahr 2003), die als Ergebnis einer politischen Anstrengung zur Schaffung von "nationalen Champions" gesehen werden können²³⁾, haben die Marktkonzentration auf den wettbewerbsökonomisch relevanten Märkten wesentlich erhöht.

Die EnergieAllianz ist ein konzentratives Gemeinschaftsunternehmen zur Integration des Stromhandels und Vertriebs von fünf regionalen Energieversorgern in Wien, Niederösterreich, Oberösterreich und dem Burgenland²⁴⁾. Auf diesen regionalen Mär-

²¹⁾ Vgl. http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/com_proposal_en.htm.

²²⁾ Vgl. COMP/M.2947, Abs. 145.

²³⁾ Vgl. Monopolkommission (2004).

²⁴⁾ Wien Energie, EVN, Linz AG, Energie AG Oberösterreich, BEWAG.

Marktkonzentration

ten wurde die Zahl der potentiellen Mitbewerber und damit das Wettbewerbspotential erheblich reduziert, weil der Stromvertrieb nunmehr zentral von der EnergieAllianz statt von ursprünglich fünf unabhängigen Versorgern organisiert wird. Die Marktkonzentration stieg auf dem österreichischen Strommarkt für private Haushalte und für die Industrie, gemessen am Herfindahl-Hirshman-Index (HHI)²⁵⁾, sprunghaft von 1.300 auf 3.300 bzw. von 1.150 auf 2.700 (Übersicht 10). Sowohl die absoluten Werte des HHI als auch ihre Veränderung gegenüber der Periode vor dem Zusammenschluss liegen weit über jenen Schwellenwerten für Fusionen, die in der wettbewerbspolitischen Theorie und Praxis als unbedenklich gelten²⁶⁾. Trotzdem wurde der Zusammenschluss der EnergieAllianz vom österreichischen Kartellgericht ohne schwerwiegende Auflagen genehmigt.

Übersicht 10: Marktkonzentration in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft

	Zusammenschluss EnergieAllianz		Zusammenschluss Energie Austria
	Vor dem Zusammenschluss (vor 1. Oktober 2001)	Nach dem Zusammenschluss (nach 1. Oktober 2001)	Nach dem Zusammenschluss (hypothetisch)
<i>Private Haushalte</i>			
CR5 in %	62,29	74,67	74,67
HHI	1.330	3.287	3.289
<i>Industrie</i>			
CR5 in %	67,6	86,7	92,3
HHI	1.153	2.680	3.918

Q: Bundeswettbewerbsbehörde (2004), S. 19. CR5 ... kumulierte Marktanteile der 5 größten Anbieter. HHI ... Herfindahl-Hirshman-Index (Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen).

Der von der österreichischen Wirtschaftspolitik stark forcierte Zusammenschluss von Verbundgesellschaft und EnergieAllianz zur EnergieAustria ("österreichische Stromlösung") sollte die Zusammenarbeit zwischen den österreichischen Energieproduzenten und -verteilern durch eine vertikale Integration des Stromhandels (einschließlich Stromerzeugung) der Verbundgesellschaft mit der Energieversorgung für Industrieverbraucher der EnergieAllianz zusätzlich vertiefen.

Als direkte Folge dieses Zusammenschlusses sollte sich die Verbundgesellschaft von allen Märkten für Endkunden (private Haushalte und vor allem Industrie) zurückziehen, was eine signifikante Erhöhung der Marktkonzentration auf dem Strommarkt für Industriekunden nach sich gezogen hätte. Gemessen am HHI würde die Marktkonzentration von einem bereits hohen Wert von 2.700 auf 3.900 nach dem Zusammenschluss steigen (Übersicht 10). Weil die Verbundgesellschaft auf den Strommärkten für private Haushalte vor dem Zusammenschluss nur sehr eingeschränkt tätig war, wäre der direkte Anstieg der Marktkonzentration durch den Zusammenschluss auf diesem relevanten Produktmarkt vernachlässigbar. Die marktbeherrschende Stellung der beteiligten Unternehmen würde jedoch durch einen besseren Zugang zu Stromerzeugungs- und -handelsmärkten weiter verstärkt und die bereits ungenügende Wettbewerbsintensität der österreichischen Elektrizitätsmärkte weiter verringert.

Angesichts der schwerwiegenden Auswirkungen auf die österreichischen Strommärkte genehmigte die Europäische Kommission den Zusammenschluss Verbund/EnergieAllianz nur unter der Annahme, dass sich der europäische Elektrizitätsbinnenmarkt von einer bloßen Vision sehr bald in eine konkrete Realität wandeln wird²⁷⁾. Die tatsächlichen Entwicklungen auf den europäischen Strommärkten lassen jedoch erwarten, dass eine ungenügende Integration zwischen nationalen Märkten noch etliche Jahre lang das Haupthindernis für die erfolgreiche Umsetzung eines

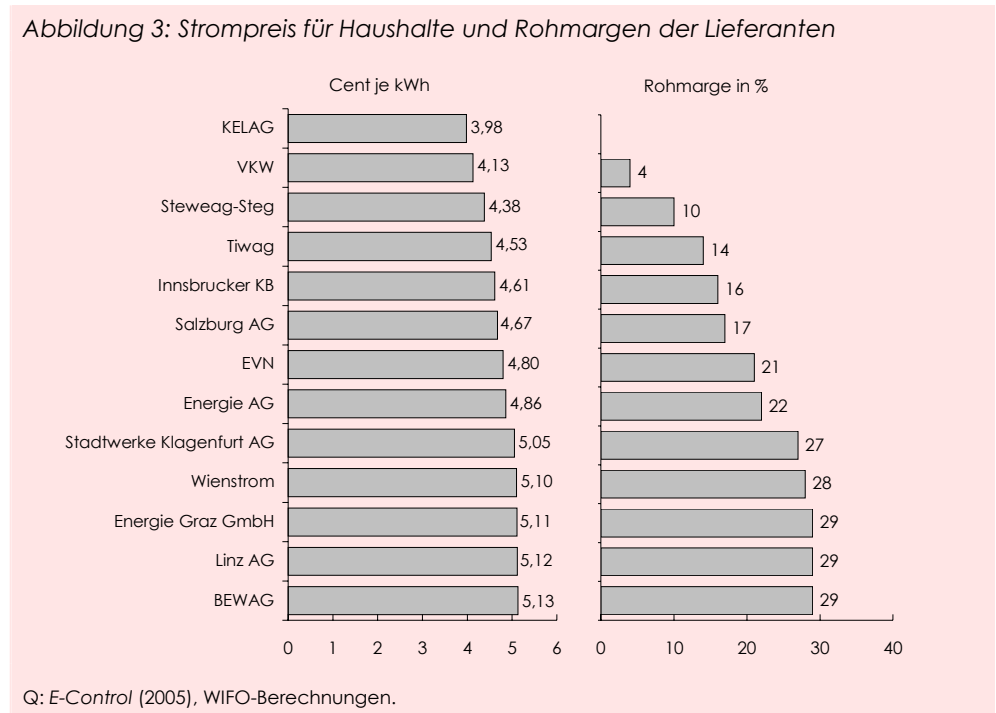
²⁵⁾ Der Herfindahl-Hirshman-Index errechnet sich als die Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen.

²⁶⁾ Vgl. Leitlinien der Europäischen Kommission zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse (2004/C 31/03, Abs. 19 und 20) sowie die FTC-Merger-Guidelines, Abs. 1.5.

²⁷⁾ Vgl. COMP/M.2947 Abs. 103, 145 und 203.

wettbewerbsintensiven Marktes bilden wird²⁸). Der Elektrizitätsbinnenmarkt entwickelt sich auch aus der Sicht der Europäischen Kommission nicht zufriedenstellend; sie nahm deshalb im Juni 2005 umfangreiche Untersuchungen des Wettbewerbs auf den Märkten für Strom (und auch Gas) auf, um mögliche Wettbewerbsverzerrungen zu identifizieren und zu beseitigen²⁹).

In jüngster Zeit scheint sich der Wettbewerb auf dem österreichischen Strommarkt allerdings zu beleben. Obwohl die "österreichische Stromlösung" bereits wettbewerbsrechtlich genehmigt wurde, distanzierte sich die Verbundgesellschaft immer mehr vom ursprünglichen Fusionsprojekt³⁰). Das von der Verbundgesellschaft vorgelegte alternative Fusionsprojekt (das allerdings von der EnergieAllianz vehement abgelehnt wird) sieht einen Verzicht auf die Fusion des Großkundenvertriebs vor und läuft im Wesentlichen auf eine bloße Zusammenlegung der Stromhandelsaktivitäten der beiden Unternehmen hinaus. Nach Angaben der Verbundgesellschaft könnten mit dieser Alternative die wesentlichen Synergien des ursprünglichen Projekts bei gleichzeitiger Wettbewerbsintensivierung realisiert werden.



Die Verbundgesellschaft untermauert ihre Absicht, die Vertriebsaktivitäten auch künftig selbständig auszuüben, indem sie seit 1. Juli 2005 auch intensiv um Haushaltskunden wirbt. Obwohl die tatsächliche Ersparnis gegenüber Alternativenanbietern gering ist, geht vom Markteintritt der Verbundgesellschaft eine wesentliche wettbewerbsbelebende Wirkung aus – die eingesessenen Elektrizitätsunternehmen werden in ihrem Spielraum für Preiserhöhungen durch den neuen starken und aggressiv auftretenden Mitbewerber deutlich beschränkt.

Weiters hat die Verbundgesellschaft Ende August 2005 beim österreichischen Kartellgericht den Rückkauf ihrer Großhandelsvertriebtochter Austrian Power Vertriebs GmbH (APC) als Zusammenschluss angemeldet. Mit der Reintegration der APC in den Verbund-Konzern wird der Status vor der wettbewerbsrechtlichen Genehmigung der "österreichischen Stromlösung" wieder hergestellt. Da der Verkauf der APC

²⁸) Vgl. Pressemitteilung IP/05/11 vom 7. Jänner 2005 ("Kommissionsbericht weist darauf hin, dass die Regierungen sich stärker bemühen sollten, Maßnahmen zur Öffnung des Energiemarktes umzusetzen").

²⁹) Ergebnisse der europäischen Branchenuntersuchung "Strom- und Gasmärkte" werden für Ende 2005 erwartet; vgl. Pressemitteilung IP/05/716 vom 13. Juni 2005 ("EU-Kommission untersucht Gas- und Strommärkte").

³⁰) Aus Sicht der ökonomischen Theorie kommt das Auseinanderbrechen der "österreichischen Stromlösung" nicht überraschend, da Kartelle mit unterschiedlichen Interessenlagen und Voraussetzungen der Partner (hier vor allem unterschiedliche Verfügung über Erzeugungskapazitäten) aufgrund heterogener Anreize der Kartellanten meist nicht sehr stabil sind.

an einen unabhängigen Dritten (die slowenische Istrabenz) eine der von der Europäischen Kommission, Generaldirektion Wettbewerb, verhängten Auflagen für die Genehmigung der "österreichischen Stromlösung" war³¹⁾, ist deren Realisierung in der ursprünglich genehmigten Form damit praktisch gegenstandslos. Durch das erneute Engagement der Verbundgesellschaft auf dem Großkundenmarkt ist aufgrund ihrer beträchtlichen Erzeugungskapazitäten mit einer wettbewerbspolitisch erwünschten Intensivierung des Wettbewerbs auch in diesem Marktsegment zu rechnen.

Nachdem die "österreichische Stromlösung" in der ursprünglich genehmigten Form hinfällig ist, erscheint nun eine Untersuchung des Wettbewerbs in der österreichischen Gaswirtschaft als vordringlichste wettbewerbspolitische Priorität. Auf den österreichischen Gasmärkten herrschen seit der Realisierung des Zusammenschlusses der Erdgassparten von OMV, EnergieAllianz und Oberösterreichischer Ferngas zur "österreichischen Gaslösung" (24 Kt 184/02 – Econgas) ebenfalls quasi-monopolistische Marktstrukturen. Obwohl auf Jahre hinaus die Bildung eines europäischen Gasmarktes nicht zu erwarten ist und Econgas den Import von Gas mit einem Marktanteil von 86%, den Kleinkundenmarkt mit 80%, die Speicherung von Erdgas mit 78% und die Versorgung der Großkunden mit 70% beherrscht, erteilte die österreichische Wettbewerbsaufsicht entgegen eindeutigen Empfehlungen des Energieregulators³²⁾ keine Auflagen zur eigentumsrechtlichen Entflechtung und damit zur Erhaltung einer kompetitiven Marktstruktur.

Besondere wettbewerbspolitische Probleme ergeben sich zudem aus dem Zusammenspiel von "österreichischer Stromlösung" und "österreichischer Gaslösung", da die Beteiligung der EnergieAllianz an beiden Quasi-Monopolisten nicht eine vertikale Konzentration der Wertschöpfungskette (Erzeugung – Vertrieb), sondern auch eine horizontale Konzentration der beiden wichtigsten Energieträger (Strom – Gas) bedeutet.

Vor allem die Industrie, aber auch die privaten Haushalte profitierten in Österreich zunächst von der Liberalisierung der Strommärkte, die Preise sanken gegenüber einem Alternativszenario ohne Liberalisierung. Der unterschiedliche Nutzen der beiden Kundengruppen lässt auf eine unterschiedliche Wettbewerbsintensität der Märkte schließen.

Ein "funktionsfähiger" Wettbewerb hat sich jedoch auf den österreichischen Elektrizitätsmärkten trotz einer aktuellen Wettbewerbsbelebung (Auseinanderbrechen des politisch forcierten Stromversorgerkartells aus EnergieAllianz und Verbundgesellschaft) noch nicht eingestellt. Aufgrund von ungelösten heimischen Strukturproblemen beließ die Liberalisierung die eingesessenen Stromversorger im Wesentlichen in ihrer Position als lokale Monopolisten. Weiter erhöht wurde die Marktkonzentration durch horizontale und vertikale Zusammenschlüsse von öffentlichen Versorgungsunternehmen sowie durch die verzögerte Umsetzung der rechtlichen Entflechtung von Netzinfrastruktur und Energievertrieb ("Entbündelung"). Die Realisierung der "Liberalisierungsdividende" aus der Marktöffnung erscheint so ernsthaft gefährdet.

Aus Sicht der Wettbewerbspolitik ist die aktuelle Belebung des Wettbewerbs auf den Endkundenmärkten für elektrische Energie zwar uneingeschränkt zu begrüßen: Der Verzicht auf die "österreichische Stromlösung" bei gleichzeitigem Wiedereinstieg der Verbundgesellschaft in den Endkundenvertrieb für private Haushalte und Industrie bedeutet einen wesentlichen Schritt in Richtung eines funktionierenden Wettbewerbs. Es wird allerdings im Interesse des Wirtschaftsstandortes Österreich genau zu beobachten sein, ob die Erhöhung der Wettbewerbsintensität nachhaltig sichergestellt ist.

Um einen funktionsfähigen Wettbewerb auf den österreichischen Elektrizitätsmärkten nachhaltig zu etablieren, wird deshalb die rasche Umsetzung eines "Wettbewerbs-

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

³¹⁾ Vgl. COMP/M.2947, Abs. 143.

³²⁾ So forderte die E-Control, dass die EVN ihren Anteil von 40% an der RAG (Rohöl-Aufsuchungs AG), neben der OMV dem einzig nennenswerten österreichischen Gasproduzenten, abgibt und dass die OMV ihren Anteil von 50% an der OÖ Ferngas sowie die Energie OÖ AG ihren Anteil von 26% an der Salzburg AG verkauft (vgl. Böheim, 2003).

belebungsprogramms" empfohlen. Im Einklang mit den Vorschlägen von Wettbewerbs- und Regulierungsbehörde sollte es Maßnahmen zur Erreichung folgender Ziele enthalten (vgl. *Bundeswettbewerbsbehörde*, 2005):

- Intensivierung des Wettbewerbs: Umsetzung der rechtlichen Entflechtung von Netzinfrastruktur und Energievertrieb ("Entbündelung") ohne weitere Verzögerung, Herstellung von wettbewerbsfähigen Marktstrukturen auf den österreichischen Energiemärkten (Strom und Gas) vor allem durch Prüfung der Unternehmensverflechtungen und -allianzen, Festlegung von nicht diskriminierenden Netzgebühren auf niedrigerem Niveau, welche sowohl Anreize für den Wettbewerb als auch für Investitionen in die notwendige Infrastruktur setzen.
- Besserstellung der Kunden: Umsetzung von bindenden Standards für Transparenz und Vergleichbarkeit der Leistungen und Tarife aller Stromversorger, Senkung der Wechselkosten.
- Reduzierung der Stromvertriebskosten: Einrichtung einer zentralen Datenbank, welche einen nicht diskriminierenden Zugang zu Kundendaten für alle Marktteilnehmer garantiert, Integration der drei Regelzonen in eine österreichweite Zone.

Literaturhinweise

Bishop, S., Walker, M., *The Economics of EC Competition Law*, 2nd edition, London, 2002.

Böheim, M., *Wettbewerbspolitik in Österreich. Modul 1: Quantitative Methoden in der Wettbewerbsökonomie*, Studie des WIFO im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Wien, 2002.

Böheim, M., "Wettbewerbspolitik in Österreich unter neuen Rahmenbedingungen. Zwischenbilanz und Ausblick", *WIFO-Monatsberichte*, 2003, 76(7), S. 515-528, http://publikationen.wifo.ac.at/pls/wifosite/wifosite.wifo_search.get_abstract_type?p_language=1&pubid=24415

Competition and Competition Policy in the Austrian Electricity Market

A Critical Review four Years after Market Liberalisation – Summary

Both industry and private households have profited substantially from the liberalisation of the electricity markets, the former, however, to a significantly greater extent than the latter, which points at different competition intensities in the two markets.

The favourable development of electricity prices – compared to an alternative scenario without liberalisation – nevertheless should not obscure the fact that competition and regulatory authorities have so far not been able to sustainably implement "workable" competition in the Austrian electricity markets, in spite of ongoing positive developments aiming to invigorate competition in the wake of the crumbling of the politically encouraged supplier cartel made up of EnergieAllianz and Verbundgesellschaft. Due to unresolved homemade structural problems, liberalisation has left incumbent electricity suppliers largely unchallenged in their position as local monopolists. This unsatisfactory situation has been further exacerbated by a substantial increase in market concentration caused by horizontal and vertical mergers of public utilities and the delayed implementation of legal "unbundling", i.e., the separation of network operation and electricity supply. The liberalisation dividend expected from opening the energy markets thus is in serious trouble of being thwarted.

Seen from a competition policy point of view, current developments in the final customer markets for electricity are to be unreservedly welcomed, since the "voluntary" abandonment of the so-called "Austrian Electricity Solution" and Verbundgesellschaft returning to selling energy to households and industry certainly constitute a major step towards workable competition in the Austrian energy markets. Nevertheless, a close watch needs to be set up to monitor whether this will sustainably ensure greater competition intensity or whether it has been a "straw fire" – which would be highly undesirable in the interest of economic progress in Austria.

In order to establish workable competition in Austrian electricity markets, a competition stimulation programme has to be implemented with all due promptness. In line with proposals by the competition and regulation authorities, this competition policy package should include measures for performing the following tasks:

- Intensification of competition: implementation of legal unbundling without any further delay; establishment of competitive market structures for the Austrian energy markets (electricity and gas), while questioning mergers and alliances between Austrian electricity and gas utilities; fixing of non-discriminatory network fees at a lower level, to guarantee both incentives for competition and investment in necessary infrastructure.
- Betterment of customers: implementation of binding standards for transparency and comparability of services and rates of all electricity suppliers; reduction of the switching costs.
- Reduction of electricity distribution costs: installation of a central database which guarantees non-discriminatory access to customer data for all market participants; integration of the three regulative zones into one nation-wide zone.

- Böheim, M., "Competition, Competition Policy and Economic Growth", Austrian Economic Quarterly, 2004, 9(4), S. 154-172, http://publikationen.wifo.ac.at/pls/wifosite/wifosite.wifo_search.get_abstract_type?p_language=1&pubid=25393.
- Borenstein, S., Bushnell, J., "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry", The Journal of Industrial Economics, 1999, 47(3), S. 285-323.
- Bundeswettbewerbsbehörde (Hrsg.), Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft. 1. Zwischenbericht, Wien, 2004.
- Bundeswettbewerbsbehörde (Hrsg.), Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft. 2. Zwischenbericht, Wien, 2005.
- E-Control (Hrsg.), Liberalisierungsbericht 2003, Wien, 2003.
- E-Control (Hrsg.), Marktbericht 2004, Wien, 2004.
- E-Control, Preise und Rohmargen für elektrische Energie in Österreich, Wien, 2005 (mimeo).
- Elzinga, K., Hogarty, T., "The Problem of Geographic Market Definition in Antimerger Suits", Antitrust Bulletin, 1973, (18), S. 45.
- Filippini, M., Swiss Residential Demand for Electricity, Zürich, 2000.
- Haucap, J., Kruse, J., "Verdrängungspreise auf Telekommunikationsmärkten?", Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 2004, 5(3), S. 337-361.
- Kratena, K., Makroökonomische Evaluierung der Liberalisierung im österreichischen Energiemarkt, WIFO, Wien, 2004, http://publikationen.wifo.ac.at/pls/wifosite/wifosite.wifo_search.get_abstract_type?p_language=1&pubid=25238.
- Monopolkommission (Hrsg.), Wettbewerbspolitik im Schatten "nationaler Champions", 15. Hauptgutachten, Bonn, 2004.
- Müsgens, F., "Market Power in the German Wholesale Electricity Market", EWI Working Paper, 2004, (04.03).
- National Institute of Economic and Industry Research (NIEIR), The Price Elasticity of Demand for Electricity in NEM Regions, Melbourne, 2004.
- Spieler, Ch., Modélisation économétrique et perspectives à long terme de la demande d'énergie en Suisse, Expertengruppe Energieszenarien, Bern, 1988.
- Wolfram, C. D., "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market", American Economic Review, 1999, 89(4), S. 805-826.