



Markt bericht 2007

NATIONALER BERICHT AN DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION



ZUSAMMENFASSUNG / EXECUTIVE SUMMARY

Organisationsstruktur des Regulators	8
Energie-Control Kommission	8
Energie-Control GmbH	8
Durchsetzbarkeit der Entscheidungen	9
Unabhängigkeit der Behörden	9
Überschneidende Kompetenzbereiche mit anderen Behörden	9
Maßgebliche Entwicklungen am Strommarkt	10
Maßgebliche Entwicklungen am Gasmarkt	12
Möglichkeiten für den Regulator	14
Problembereiche im Strom- und Gasmarkt	16
Unbundling	16
Markttransparenz	17
Marktkonzentration	18

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHRE 2006

Entwicklungen auf europäischer Ebene	20
Regionale Initiativen – Strom	20
Regionale Initiativen – Gas	22
Entwicklungen auf nationaler Ebene	23
Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006	23
Marktregeln	24
Ökostrom	24

REGULIERUNG UND ERFOLGE AUF DEM STROMMARKT

Rechtliche Rahmenbedingungen	30
Übertragung und Verteilung	30
Unbundling im Strombereich	30
Grenzüberschreitenden Kapazitäten und Engpassmanagementmechanismen	34
Smart Metering	34
Wettbewerbsbereich	36
Aufbringung und Verwendung	36
Großhandelsmarkt	38
Ausgleichsenergiemarkt	41
Endkundenmärkte	43
Endkundenpreise	58

REGULIERUNG UND ERFOLGE AUF DEM ERDGASMARKT	
Aufbringung und Verwendung	68
Rechtliche Rahmenbedingungen	69
Transitregime	69
Fernleitung und Verteilung	73
Unbundling im Gasbereich	77
Änderung der Rahmenbedingungen für den Speichermarkt	79
Wettbewerbsbereich	81
Gasgroßhandelsmarkt	81
Markt für die Belieferung von lokalen Weiterverteilern	90
Speichermarkt	91
Ausgleichsenergiemarkt	96
Endkundenmärkte	100
Anhang	III
Versorgungssicherheit Strom	112
Versorgungssicherheit Gas	114
Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen und Schutz der Kunden	116
Versorger letzter Instanz	116
Energieeffizienz	117
Labelling	118
Zusammenfassung der Gleichbehandlungsberichte der Länder (Strom)	119
Eigentümerstruktur im österreichischen Strom- und Gasmarkt	124
Abbildungsverzeichnis	126

→ Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien,
Tel.: +43-1-247 24-0, Fax: +43-1-247 24-900, E-Mail: office@e-control.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Walter Boltz, Geschäftsführer Energie-Control GmbH

Konzept und Text: Energie-Control GmbH


Redaktionsschluss: 31. Juli 2007

Grafik und Layout: **[cdc]**, Viriotgasse 4, A-1090 Wien

Druck: Stiepan Druck GmbH

© Energie-Control GmbH 2006

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.



Zusammenfassung/
Executive Summary 2007



→ Energie-Control Kommission

Die Energie-Control Kommission (E-Control Kommission) ist eine weisungsfreie Behörde. Sie besteht aus drei Mitgliedern, wobei ein Mitglied dem Richterstand anzugehören hat. Die beiden anderen Mitglieder sollen über einschlägige technische beziehungsweise über juristische und ökonomische Kenntnisse verfügen.

Die E-Control Kommission hat im Wesentlichen folgende Aufgaben, die sich auf den Strom- und Gasbereich beziehen:

- die Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber für die Inanspruchnahme der Übertragungs- und Verteilernetze,
- die Bestimmung der Systemnutzungstarife,
- die Entscheidung in Fällen über Netzzugangsverweigerung,
- die Untersagung der Anwendung von sittenwidrigen Bedingungen, die auf Endverbraucher Anwendung finden,
- die Entscheidung von bestimmten Streitigkeiten zwischen Marktteilnehmern,
- die Schlichtung von Streitigkeiten aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie,
- Berufungsbehörde gegen Entscheidungen der E-Control.

→ Energie-Control GmbH

Die Energie-Control GmbH (E-Control) ist ein aus der Bundesverwaltung ausgegliedertes Unternehmen, das die ihm gesetzlich übertragenen Aufgaben mit den Mitteln der Hoheitsgewalt vollzieht. Die Zuständigkeit der E-Control erstreckt sich auf alle Aufgaben, die dem Regu-

lator gesetzlich übertragen sind, sofern dafür nicht ausdrücklich die E-Control Kommission zuständig ist.

Im Rahmen der Überwachungs- und Aufsichtsfunktion werden insbesondere die Wettbewerbsaufsicht, die Erstellung und Veröffentlichung von Energiepreisvergleichen und (im Gasbereich) die Überwachung des Unbundling vorgenommen. Stellt die E-Control im Rahmen ihrer Aufsichtspflicht einen Missstand fest, so hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um diesen Missstand abzustellen.

Die E-Control hat überdies Vorschläge für Marktregeln und für Technische und Organisatorische Regeln (TOR) auszuarbeiten. Zu den weiteren Aufgaben der E-Control zählen die Abwicklung der Ausgleichszahlungen, die sich aufgrund der Zusammenfassung von Netzen unterschiedlicher Eigentümer ergeben, die Erledigung von statistischen Arbeiten sowie die Bilanzgruppenaufsicht. Schließlich obliegt der E-Control auch die Geschäftsführung der E-Control Kommission.

Mit der Reform des Wettbewerbsrechts per 1. Juli 2002 wurde die Stellung der Regulatoren im Kartellrecht wesentlich gestärkt. Seither kommen der E-Control beim Kartellgericht auch Antragsrechte in verschiedenen Bereichen des Kartellgesetzes (nicht jedoch im Bereich der Fusionskontrolle) zu. Daneben steht es der E-Control frei, eine Stellungnahme in einem Verfahren, das den Energiebereich betrifft, abzugeben. Neben diesen sich unmittelbar aus dem Kartellgesetz ergebenden Rechten der E-Control wird sie auf Ersuchen der Wettbewerbsbehörden für diese auch beratend und unterstützend

tätig. Dazu ist eine intensive Zusammenarbeit zwischen den Wettbewerbsbehörden und dem Regulator vorgesehen.

→ Durchsetzbarkeit der Entscheidungen

Weder die E-Control Kommission noch die E-Control können selbst für die Durchsetzung ihrer Entscheidungen sorgen. Entscheidungen der Regulierungsbehörden sind zunächst grundsätzlich anfechtbar. Erfolgt eine Berufung von der E-Control zur E-Control Kommission, so ist damit automatisch eine aufschiebende Wirkung verbunden, es sei denn, sie wird in der erstinstanzlichen Entscheidung ausgeschlossen. Entscheidungen der E-Control Kommission können beim Verfassungs- und/oder Verwaltungsgerichtshof angefochten werden. In diesem Fall wird einer Beschwerde nur nach vorläufiger Entscheidung des Gerichts die aufschiebende Wirkung zuerkannt.

Die Durchsetzbarkeit der Entscheidungen erfolgt im Wege der Exekutionsgerichte. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Unternehmen nach Entscheidungen, die durch Höchstgerichte bestätigt worden sind, Entscheidungen akzeptieren und sich dementsprechend verhalten.

→ Unabhängigkeit der Behörden

Sowohl die E-Control Kommission als auch die E-Control weisen ein hohes Maß an Unabhängigkeit auf. Die Mitglieder der E-Control Kommission sind für fünf Jahre bestellt und in Ausübung ihrer Tätigkeit weisungsfrei. Dies bedeutet, dass weder der zuständige Bundesminister noch andere staatliche Organe in die Tätigkeit der Behörde, die rein den gesetzlichen Vorgaben verpflichtet

ist, eingreifen können. Selbstverständlich besteht auch eine Unabhängigkeit gegenüber den regulierten Unternehmen. Der E-Control Kommission dürfen keine Personen angehören, die in einem rechtlichen oder faktischen Naheverhältnis zu jenen stehen, die eine Tätigkeit der Behörde in Anspruch nehmen.

Die weitgehende Unabhängigkeit der E-Control gründet sich auf dem Umstand, dass der zuständige Bundesminister Weisungen an den Geschäftsführer nur schriftlich und begründet erteilen kann. Dies ist seit Gründung der E-Control nicht erfolgt. Überdies besteht für Weisungen eine Veröffentlichungspflicht. Schließlich ist die E-Control aus der Bundesverwaltung ausgegliedert und verfügt über ein gesondertes Budget, wodurch ein hohes Maß an Flexibilität ermöglicht wird. Die E-Control hat aufgrund gesetzlicher Vorgaben jährlich Berichte über ihre Tätigkeit zu erstatten. Sonderregelungen gibt es für den Ökostrombereich, in dem die E-Control auf gesetzlich vorgegebene Zielerreichungen für erneuerbare Energien hinzuweisen hat.

→ Überschneidende Kompetenzbereiche mit anderen Behörden

Gerügt wurden von regulierten Unternehmen die vermeintlichen Doppelzuständigkeiten der Regulierungsbehörden und anderer Behörden, etwa im Bereich des Kartellrechts. Zwischenzeitige Entscheidungen der Höchstgerichte haben jedoch die Verfassungskonformität der Regelungen bestätigt. Aus Sicht der E-Control wäre es jedoch zweckmäßig, wenn Regulierungsbehörden auch in Zusammenschlussverfahren eine förmliche Rolle (etwa das Antragsrecht zur vertieften Prüfung in Fusionsverfahren) zukommt.



Die Markttransparenz gegenüber den (Klein-) Kunden ist im Strommarkt auch sechs Jahre nach der Liberalisierung zu gering. Mit der Novellierung von EIWOG und E-RBG ist es jedoch zur Stärkung der Konsumentenrechte sowie zur Verbesserung der Transparenz in einigen wesentlichen Bereichen gekommen. Durch Änderungen im EIWOG haben die Stromunternehmen nun Preise, Informationen und Rechnungen transparent und kundenfreundlich zu gestalten. Allgemeine Geschäftsbedingungen der Lieferanten sind seit 1. Jänner 2007 bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen und können bei Sitten- und Gesetzeswidrigkeit untersagt werden. Dieser Prozess hat zu wichtigen Verbesserungen für viele Stromkunden geführt. Ob und in welchem Umfang dies zu einer dringend erforderlichen Wettbewerbsbelebung führt, bleibt abzuwarten.

Trotz der gesetzlichen Änderungen, die mit dem Ziel einer Verbesserung der Transparenz für die Kunden insbesondere im Bereich der Preise beschlossen wurden, konnte festgestellt werden, dass die Lieferanten die Energiepreise teilweise weiterhin in intransparenter Weise (u.a. Energiepreis nur als Durchschnittspreis der Abrechnungsperiode ausgewiesen) darstellen.

Die unzureichende Trennung der integrierten Unternehmen in personeller und organisatorischer Hinsicht und die weitgehend fehlende Differenzierung zwischen Netzbetreiber und Lieferant im öffentlichen Auftritt trägt ebenfalls dazu bei, dass Kunden weiterhin zwischen den Aufgaben der Netzbetreiber und des Lieferanten kaum unterscheiden können (u.a. durch gleichen Marktauftritt, deckungsgleiche Unternehmensnamen, gemeinsame Unternehmenskommunikation).

Bei den Marktregeln ist es zu einer Verbesserung der Wettbewerbsvoraussetzungen gekommen. So wurden einerseits die Wechselfristen um zwei Wochen verkürzt und andererseits sichergestellt, dass alle Lieferanten die gleichen Zähl-

werte erhalten, um damit in diesem Aspekt eine Gleichbehandlung sicherzustellen.

Auch im Ökostrombereich ist es zu Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen gekommen. Das Fördersystem wurde ausgeweitet und verlängert mit der Zielsetzung, den Anteil an sonstigem (geförderten) Ökostrom (ohne Großwasserkraft) bis 2010 auf 10% zu erhöhen. Anstelle von Förderbeiträgen für jeden Endkunden auf Basis des Verbrauchs wurde der Verrechnungspreis für die zugewiesene Ökoenergie an Lieferanten deutlich erhöht und eine Zählpunktpauschale eingeführt. Diese Änderungen haben die Preistransparenz deutlich verringert und ermöglichen den Incumbents Preiserhöhungen pauschal mit der Erhöhung des Verrechnungspreises zu begründen. Eine erhöhte Weiterverrechnung der Verrechnungspreise (diese sollten niedriger sein, wenn der Energiepreis hoch ist beziehungsweise umgekehrt) könnte Indiz für die Ausnützung der marktbeherrschenden Stellung der angestammten Lieferanten sein.

Trotz steigenden Verbrauches konnte der Anteil geförderter erneuerbarer Energien (ohne Großwasserkraft) erhöht werden. Langfristig gewinnt aufgrund des geringen Ausbaupotenzials in Österreich jedoch der Bereich Energieeffizienz an Bedeutung. Vor allem auch deshalb, da bereits erkennbar ist, dass es durch die höhere Nachfrage nach Rohstoffen für Biomasse und Biogas in ganz Europa zu Preiserhöhungen kommen wird.

In Österreich ist der öffentliche Anteil an den Energieunternehmen unverändert hoch. Nach dem Austritt der Energie AG und der Linz AG aus der EnergieAllianz im Jahr 2006 haben diese beiden Unternehmen ihre Vertriebstätigkeiten mit 1. Juli 2007 zusammengeführt (ENAMO). Die öffentliche Diskussion über weitere Kooperationen und Zusammenschlüsse (u.a. Energie Austria, Beitritt von weiteren Incumbents zu ENAMO, Ausweitung der bestehenden Beteili-

gungen) wird weitergeführt, konkrete Vorhaben sind aber derzeit nicht erkennbar. Dies würde zu einer weiteren Reduktion der Marktteilnehmer, einer Erhöhung der Marktkonzentration und einer Verringerung des ohnehin niedrigen Wettbewerbsniveaus führen. Da entscheidungsrelevante Annahmen über die weitere Marktentwicklung, die im Rahmen des Zusammenschlussverfahrens zur Energie Austria formuliert wurden, in der Realität nicht eingetroffen sind, wäre eine allfällige neuerlich geplante Fusion der Handels- und Vertriebsbereiche der EnergieAllianz und des Verbunds unter den momentanen Rahmenbedingungen einer neuen Bewertung zu unterziehen.

Vor diesem Hintergrund ist die Entwicklung der Unternehmensperformance zu betrachten. Wie auch in den vergangenen Jahren konnten die Energieunternehmen sowohl ihre Umsätze als auch ihre Gewinne steigern. So sind die Gewinne und Umsätze der Unternehmen vor allem im Strombereich deutlich gestiegen. Die zumeist integrierten Unternehmen haben auch im vergangenen Jahr ihre Aktivitäten in anderen Versorgungsdienstleistungen und im Ausland verstärkt. Zusätzlich tragen auch die gratis zugewiesenen CO₂-Zertifikate zu höheren Gewinnen im Erzeugungsbereich bei (Windfall Profits). Die Betrachtung der Margen der einzelnen Lieferanten im Strombereich (Kleinkunden) zeigt ein uneinheitliches Bild, wobei diese bis zu 30% des Energiepreises im Haushaltskundenbereich betragen.

Die österreichischen Stromunternehmen haben das Unbundling entsprechend den wenig konkreten und wenig ambitionierten österreichischen gesetzlichen Vorgaben formell umgesetzt. Bis auf einen stärker entflochtenen Netzbetreiber werden das wirtschaftliche Nutzungsrecht an den für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen und Betriebsstätten sowie praktisch die gesamten Personalressourcen und das Nutzungsrecht an den Netzen durch die rechtlich getrennten Netzbetreiber vom verbundenen Unternehmen

zugekauft. Dies hat dazu geführt, dass es umfassende Dienstleistungsverträge zwischen dem Netzbereich und den anderen Unternehmensbereichen gibt. Dadurch setzen sich die Netzkosten überwiegend aus sonstigem betrieblichem Aufwand für den Zukauf von Leistungen des verbundenen Unternehmens zusammen, was zu einer deutlichen Verringerung der Kostentransparenz geführt hat. Die vom EU-Recht geforderte Unabhängigkeit des Netzbetreibers ist in einer solchen Konstruktion jedenfalls kaum erreichbar.

Die Energiepreise sind in allen Kundensegmenten mit Jahreswechsel deutlich gestiegen. Grund dafür sind einerseits die gestiegenen Großhandelspreise und andererseits die Erhöhung des Verrechnungspreises für die zugewiesene Ökonomie. Die höheren Kosten werden von den Lieferanten an die Endkunden weitergegeben. Endkunden haben zur Zeit jedoch keine Möglichkeiten, die Korrektheit der Höhe dieser Mehraufwendung zu überprüfen, obwohl die rechtlichen Konsequenzen einer stärkeren Erhöhung, als aufgrund der Ökostromzuschläge erforderlich ist, erheblich wären.

Da bei einem Großteil der Incumbents die Erhöhung der Energiepreise stärker ausgefallen ist als beim günstigsten Anbieter, ist das Einsparungspotenzial bei einem Lieferantenwechsel gestiegen. Trotz der nunmehr zum Teil hohen Einsparungsmöglichkeiten für einen durchschnittlichen Haushaltskunden bei einem Lieferantenwechsel von bis zu 16% sind die Wechselraten im Kleinkundenbereich (Haushalts- und Gewerbekunden) jedoch weiterhin niedrig. Zwar ist es im Vergleich zur Vorperiode (Oktober 2004 bis September 2005: 0,5%) zu einem Anstieg der Wechselrate im Haushaltskundenbereich gekommen. Diese liegt jedoch in der Periode Oktober 2005 bis September 2006 bei nur 0,9%, was den Schluss zulässt, dass die Märkte für Massenkunden nach wie vor de facto abgeschottet sind und wesentliche Wechselbarrieren bestehen.



Durch Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen (Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006) wurden Verbesserungen im Zugang zu Transitleitungen und wie im Strombereich eine Stärkung des Konsumentenschutzes erreicht.

Im Transitbereich erfolgte aufgrund EU-rechtlicher Vorgaben ein Übergang von verhandeltem zu reguliertem Netzzugang bei grenzüberschreitenden Transporten von Erdgas (Transit). Die Allgemeinen Bedingungen für grenzüberschreitende Transporte wie auch die Methoden zur Berechnung der Netznutzungsentgelte bedürfen nunmehr der Genehmigung der E-Control Kommission. In einem neuen Marktregelprozess wurden die rechtlichen Vorgaben durch Aufnahme der Genehmigung der Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGBs) für den Gastransit, Einführung eines Netzzugangs auf Basis „One Stop Shop“, Einrichtung einer „Zentralen Handelsplattform“ durch OMV Gas für Sekundärmarktkapazitäten mit der Verpflichtung für Transportkunden, ungenutzte Kapazitäten dort zu handeln, und Methodengenehmigung für kostenorientierte Transportentgelte für grenzüberschreitende Transporte aufgenommen. Die Transparenzfordernisse gemäß EU-VO 1775/2005 wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern, die Transitnetze betreiben, nicht vollständig umgesetzt. Auch zeigen die bisher durchgeführten Kapazitätsallokationen auf dem TAG-System grobe Mängel auf, da die Nachfrage nach Kapazitäten das Angebot bei Weitem übersteigt und seitens der Eigentümer ENI und OMV Gas keine ausreichenden Maß-

nahmen unternommen werden, das TAG System bedarfsgerecht auszubauen.

Durch die rechtlich vorgeschriebene Vorlage der Lieferbedingungen bei der E-Control Kommission und die getrennte Ausweisung des Energiepreises sollen Verbesserungen für die Konsumenten erreicht werden, sodass diese die Möglichkeiten des liberalisierten Gasmarktes leichter nutzen können. Preise, Informationen und Rechnungen sind nach den rechtlichen Vorgaben transparent und kundenfreundlich zu gestalten. Verbesserungen und eine Verkürzung des Wechselprozesses wurden im Rahmen der Überarbeitung der Marktregeln ebenfalls erreicht. Die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben erfolgt jedoch noch nicht bei allen Lieferanten zufriedenstellend. Nach wie vor erschwert die unzureichende Trennung der integrierten Unternehmen die Unterscheidung zwischen den Aufgaben der Netzbetreiber und Lieferanten und verursacht eine Unsicherheit bei den Kunden, wodurch die Wechselwilligkeit verringert wird.

Durch die Neugestaltung der Importverträge im September 2006 ist OMV Gas als Vertragspartner beim Import von Gas ausgeschieden. EconGas und die Gas- und Warenhandelsgesellschaft mbH (GWH) haben die Verträge mit Gazexport übernommen und bis 2027 verlängert. Die ehemaligen Landesferngasgesellschaften, die nicht mit der EconGas eigentumsrechtlich verbunden sind, erhalten Lieferverträge mit der GWH, an der OMV Gas (noch) als Minderheitsgesellschafter (25,1 %) beteiligt ist¹. Auch aus den

¹ vgl. www.centrex.com

Verträgen mit den norwegischen Gasproduzenten und den Inlandsgasverträgen wird OMV Gas als Vertragspartner ausscheiden. Dies hat strukturelle Veränderungen im Großhandelsmarkt zur Folge, sodass die großen Weiterverteiler am europäischen Großhandelsmarkt als Nachfrager auftreten und EconGas anstelle von OMV Gas auf dem Großhandelsmarkt aktiv wird.

Am Gashandelspunkt Central European Gas Hub (CEGH) ist eine deutliche Zunahme der Liquidität und der Anzahl der aktiven Gashändler festzustellen. Die Verbesserungen der rechtlichen Rahmenbedingungen für den Zugang zu Transitleitungen, aber auch die Fortschritte bei der Marktintegration im Rahmen der ERGEG Regionalen Initiative Süd-Südost-Europa unterstützen diese positive Entwicklung. Zusätzlich sind eine Marktintegration mit anderen nationalen Märkten sowie die Realisierung der Projekte für neue Gasquellen wesentlich für die Weiterentwicklung des Großhandelsmarkts. Um eine wesentliche Funktion eines Handelsplatzes zu erfüllen und einen Preisindikator für den Gashandel zu geben, muss jedoch die Transparenz über die gehandelten Produkte und Preise am CEGH erhöht werden.

Durch die Novelle des GWG sind den Speicherunternehmen zusätzliche Veröffentlichungspflichten auferlegt worden, die die Markttransparenz erhöhen sollen. Der Speicherbereich weist eine zunehmende Dynamik auf. Die Zahl der Speicherkunden hat seit der Liberalisierung in 2002 deutlich zugenommen und die Produkt-

vielfalt ist gestiegen. Neben saisonalen Speicherprodukten werden nun auch kurzfristige Flexibilisierung und Strukturierung aus dem Speicherangeboten und nachgefragt. Die beiden Speicherbetreiber OMV Gas und RAG planen den Ausbau der Speicherkapazitäten, da durch die gestiegene Nachfrage (u. a. Transitzkunden, Händler am CEGH) keine freien Kapazitäten mehr zur Verfügung stehen.

Auf allen Marktstufen ist weiterhin eine hohe Marktkonzentration zu beobachten. Wie auch im Strommarkt, in dem meist dieselben Unternehmen tätig sind, hemmen eine hohe Marktkonzentration und starke gegenseitige Verflechtungen, Intransparenz von Marktinformationen sowie die Möglichkeit der Netzbetreiber, integrierte Lieferanten zu bevorzugen, die Wettbewerbsentwicklung.

Die Gaspreise sind zum Beginn der Heizperiode im September 2006 vom Großteil der Gaslieferanten erhöht worden. Als Begründung wurden die anhaltend steigenden Importgaspreise angeführt. Im Herbst 2006 konnten jedoch erstmals wieder sinkende Importgaspreise festgestellt werden, die zum Teil von einigen Gaslieferanten Mitte 2007 an Haushalts- und Gewerbekunden weitergegeben wurden. Im Gasjahr 2005/2006 ist die Wechselquote der Haushalte (Anzahl gewechselter Kunden) im Vergleich zur Vorperiode trotz Einsparungspotenzial gesunken, die Zahl der leistungsgemessenen Kunden, die den Anbieter gewechselt haben, hat dagegen leicht zugenommen.



Die E-Control ist für die Überwachung des Unbundling im Erdgassektor zuständig. Die Überwachungskompetenz umfasst alle Aspekte der Entflechtung (rechtlich, organisatorisch, buchhalterisch). Im Elektrizitätsbereich ist die Zuständigkeit auf die Überwachung des buchhalterischen Unbundling beschränkt, die übrigen Zuständigkeiten obliegen den Landesregierungen in ihrer Eigenschaft als Konzessionsbehörde für Stromnetzbetreiber.

Die Regulierungsbehörde hat keine Möglichkeit, selbst gegen Unternehmen vorzugehen, die gesetzliche Entflechtungsvorschriften nicht einhalten. Sie kann aber Anzeige an die zuständige Verwaltungsstrafbehörde erstatten. Diese hat ein Strafverfahren gegen das betroffene Unternehmen einzuleiten. Die E-Control versucht, bei den Energieunternehmen insbesondere im Rahmen ihrer jährlichen Unbundling-Berichte ein entsprechendes Problembewusstsein zu schaffen beziehungsweise zu verstärken.

Die Regulierungsbehörde hat – ähnlich wie beim Unbundling – keine Möglichkeit, Sanktionen gegen Unternehmen zu verhängen, die gegen die gesetzlichen Preisauszeichnungs- und Informationsvorschriften verstoßen. Auch hier wäre Anzeige an die zuständige Verwaltungsstrafbehörde zu erstatten. Denkbar ist, dass Verstöße gegen Preisauszeichnungsvorschriften im Verhältnis zu

Verbrauchern künftig auch im Wege eines Unterlassungsanspruchs nach dem Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb geltend gemacht werden. Ein aktueller Gesetzesentwurf betreffend die Umsetzung der Richtlinie 2005/29/EG über unlautere Geschäftspraktiken sieht vor, dass Unterlassung in Anspruch genommen werden kann, wenn eine unlautere Geschäftspraktik angewendet wird, die den Erfordernissen der beruflichen Sorgfalt widerspricht und in Bezug auf das jeweilige Produkt geeignet ist, das wirtschaftliche Verhalten des Durchschnittsverbrauchers, den sie erreicht oder an den sie sich richtet, wesentlich zu beeinflussen. Ein derartiges Antragsrecht kommt beispielsweise der Bundeswettbewerbsbehörde zu.

Verbesserungen und Änderungen der Rahmenbedingungen werden über die Anpassung der Marktregeln laufend vorgenommen. So konnten zuletzt die Wechselfristen verkürzt sowie im Strombereich sichergestellt werden, dass allen Marktteilnehmern die gleichen Verbrauchsdaten vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Um den Einsatz von Smart Metering auszuweiten, führt die E-Control Gespräche mit den Marktteilnehmern und Analysen über den Einsatz von innovativen Messsystemen in Österreich durch (u. a. Kosten-Nutzen-Analyse), die auch als Entscheidungsgrundlage für die weitere Vorgangsweise herangezogen werden.

Die E-Control hat die Möglichkeit im Rahmen von Verfahren, die den Energiebereich betreffen, Stellungnahmen an die Bundeswettbewerbsbehörde abzugeben. Auf Ersuchen der Wettbewerbsbehörde wird die E-Control beratend und unterstützend tätig. Unter anderem hat die E-Control gemeinsam mit der Bundeswettbewerbsbehörde die nationalen Branchenuntersuchungen für den Strom- beziehungsweise Gasmarkt durchgeführt.

Um das Informationsniveau der Endkunden zu verbessern, ihnen schnell, individuell und übersichtlich Preisinformationen zur Verfügung zu stellen und Marktteilnehmer umfassend über aktuelle Entwicklungen und Geschehnisse am Strom- und Gasmarkt auf dem Laufenden zu halten, setzt die E-Control eine Vielzahl von Maßnahmen.

Mittels Tarifkalkulator können Haushalts- und Gewerbekunden Preisvergleiche über die Homepage der E-Control durchführen. Für den Erhalt eines Ergebnisses sind lediglich die Postleitzahl sowie der Jahresverbrauch einzugeben. Sofern Endkunden nicht die Berechnungen direkt über das Internet durchführen, besteht die Möglichkeit, diese Informationen über die Hotline der E-Control zu beziehen. Neben den Preisinformationen erhält der Kunde über den Tarifkalkulator Informationen unter anderem über Vertragslauf-

zeiten, Kündigungsfristen, Stromkennzeichnung sowie Informationsunterlagen der Lieferanten. Neben der Erstellung von Preisvergleichen werden Endkunden über einen Effizienzcalculator informiert, in welchen Verbrauchsbereichen Einsparungen erzielt werden können. Zusätzlich werden Informationen zum effizienten Einsatz von elektrischen Geräten, Beleuchtungs- und Heizbereich zur Verfügung gestellt.

Neben elektronischen Informationen sowie Broschüren und Informationsmaterial, die den Endkunden zur Verfügung gestellt werden, veranstaltet die E-Control gemeinsam mit Interessensvertretungen (Arbeiter- und Wirtschaftskammer) Informationsveranstaltungen und Beratungstage für Endkunden. Zusätzlich nimmt die E-Control an Messen teil, um das erhöhte Informationsbedürfnis der Konsumenten zu befriedigen.

Auf internationaler Ebene arbeitet E-Control intensiv mit den anderen europäischen Regulatoren zusammen. Zielsetzung sind dabei die Harmonisierung der Rahmenbedingungen (Regionale Initiativen) der nationalen Märkte, die nachhaltige Stärkung des Wettbewerbs (u. a. Ausarbeitung einer Best Practice Proposition für den Schutz und die Wahrung von Interessen der Endkunden) sowie die Ausweitung der räumlichen Märkte (u. a. grenzüberschreitenden Handel, Vergabe von grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten).



Der österreichische Strom- und Gasmarkt ist nach wie vor durch hohe Konzentrationsraten, die Möglichkeit zur Diskriminierung nicht integrierter Unternehmen unter anderem aufgrund eines unzureichenden Unbundling, geringe Wettbewerbsintensität und geringe Wechselraten trotz hoher Einsparungspotenziale vor allem im Kleinkundenbereich gekennzeichnet. Nachfolgend werden die Problembereiche am österreichischen Strom- und Gasmarkt zusammengefasst.

→ Unbundling

In Österreich entsprechen die Unbundling-Vorgaben (sowohl das Grundsatzgesetz als auch die Ausführungsgesetze der Länder) lediglich den absoluten Minimalanforderungen der Richtlinie. Das in der EU-Richtlinie angeführte Ziel der Schaffung unabhängiger und autonom agierender Netzbetreiber, die allenfalls auch gegen das Interesse des Gesellschafters sachlich fundierte Entscheidungen treffen, wurde jedenfalls nicht erreicht. Dies hat dazu geführt, dass mit Ausnahme von einem entflochtenen Unternehmen das wirtschaftliche Nutzungsrecht an den für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen und Betriebsstätten mittels Pacht- beziehungsweise Betriebsführungsverträgen von den Netzbetreibern zugekauft wird. Die Personalausstattung beschränkt sich auf das Management der Netzgesellschaft und andere strategische Aufgabenbereiche. Durch den pauschalen Zukauf einer Vielzahl von Dienstleistungen sowie der Nutzungsrechte besteht zwischen dem integrierten Netzbereich und dem Mutterunternehmen eine Reihe von Dienstleistungsverträgen. Dabei sind ausschließlich die verbundenen Unternehmen zum Zug gekommen. Es ist auch unwahrscheinlich, dass überhaupt Drittvergleiche eingeholt wurden. Durch die Dienstleistungsverträge zwischen den einzelnen Unternehmensbereichen wird ein Großteil der Kosten der Netzbetreiber im sonstigen betrieblichen Aufwand als größte Kostenposition ohne zusätzlichen Hinweis ausgewiesen. Dies führt zu einer deutlichen Verschlechterung der Kostentransparenz bei den Netzbetreibern.

Da die integrierten Netzbetreiber den gleichen Marktauftritt (Namensgleichheit, teilweise Personalunion, gemeinsame Unternehmenskommunikation) haben, gibt es keine Abgrenzung zu den anderen im Wettbewerb stehenden Unternehmensbereichen. Zusätzlich verstärken die Unternehmen mit einem gemeinsamen Unternehmensauftritt und gemeinsamen Marketingaktivitäten die fehlende Abgrenzung zwischen den Aufgabenbereichen eines Netzbetreibers beziehungsweise eines Lieferanten (u.a. Zuordnung des Bereichs Versorgungssicherheit). Da der Informationsstand der Endkunden ohnehin gering ist, verstärken die integrierten Unternehmen durch diese Maßnahmen die Verunsicherung der Endkunden. Eine größere Verunsicherung bei den Endkunden führt zu einer Verringerung der Wechselneigung und zu höheren Wechselkosten, die ein anderer Lieferant über den Strom- bzw. Gaspreis ausgleichen muss. Der Ausgleich über einen niedrigeren Energiepreis reduziert die Margen der anderen Lieferanten und somit auch die Attraktivitäten der Endkundenmärkte.

Weiters haben die integrierten Lieferanten (respektive die Bilanzgruppe) Informationen über den aktuellen Lastzustand im Netz, die Lastflüsse über die Netzkupplstellen sowie die Einspeisungen, die vom integrierten Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Diese Informationen stehen anderen Lieferanten beziehungsweise Bilanzgruppenverantwortlichen jedoch nicht zur Verfügung, was eine offensichtliche Ungleichbehandlung darstellt und zu einem höheren Ausgleichsenergieerisiko für nicht-integrierte Lieferanten führt. Informationen über unter anderem Neuanschlüsse von Kunden werden durch den jeweiligen Netzbetreiber nicht allen Lieferanten gleichzeitig zur Verfügung gestellt, wodurch ebenfalls der verbundene Lieferant bevorzugt wird.

Um Diskriminierungsmöglichkeiten bei der Datenübertragung von Kundendaten von Netzbetreibern an nicht-integrierte Lieferanten zu verhindern, wäre die Einführung einer zentralen Kundendatenbank (Zählpunktdatenbank) not-

wendig. Neben der Vereinheitlichung der Datenformate hätte auch jeder Lieferant die Möglichkeit, jederzeit die Kundendaten einzusehen.

Die Strom- und Gasunternehmen haben die im österreichischen Recht nur sehr allgemein definierten Vorgaben zur Durchführung des Legal Unbundling erfüllt. Die Umsetzung (u.a. Personalunionen, siehe auch oben) ist nach momentanem Stand der rechtlichen Rahmenbindungen nicht explizit verboten, aus Sicht der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer jedoch unbefriedigend. Damit ist auch das Ziel der Unbundling-Bestimmung aus der EU-Richtlinie – nämlich die Schaffung unabhängiger und neutral agierender Netzbetreiber – bis jetzt in Österreich nicht gelungen.

Um transparenten und nicht-diskriminierenden Wettbewerb zwischen integrierten und nicht-integrierten Unternehmen zu ermöglichen, wäre eine Präzisierung und Verstärkung der Unbundling-Vorgaben wesentliche Voraussetzung. Gleichzeitig ist es notwendig, Maßnahmen zur praktischen Durchsetzung der rechtlichen Vorgaben zu schaffen. Eine Studie² von VaasaEmg und Peace Software zeigt, dass in jenen Ländern, in denen eine eigentumsrechtliche Trennung des Verteilernetzbereiches vom Vertriebsbereich stattgefunden hat, die Wechselraten am höchsten und der Wettbewerb am stärksten ausgeprägt sind. Zur Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer ist die nicht diskriminierende Bereitstellung aller wechselrelevanten Kundeninformationen (u.a. bei Neuanschlüssen) somit wesentlich. Im Bereich der Ausgleichsenergie ist eine Umstellung des Bilanzgruppenmodells (Trennung in Lieferanten- und Erzeugerbilanzgruppen) denkbar, um eine Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer zu erreichen.

→ Markttransparenz

Neben Intransparenz auf der Angebotsseite (u.a. aufgrund asymmetrischer Informationen) ist die Markttransparenz für Kunden ebenfalls niedrig. Dies betrifft Informationen über Preise, die auf Rechnungen, dem Informationsmaterial der Lie-

feranten sowie auf den Internetseiten nicht beziehungsweise nicht in konsumentenfreundlicher Form und transparent zur Verfügung gestellt werden. Trotz gesetzlicher Vorgaben, die Energiepreise konsumentenfreundlich und transparent zu gestalten und diese in Cent/kWh auszuweisen, kommt eine Vielzahl der angestammten Lieferanten dem nicht ausreichend nach (u.a. wird der Energiepreis als Durchschnittspreis der Abrechnungsperiode unabhängig von Preisänderungen ausgewiesen). Weiters erfolgte durch die integrierten Unternehmen keine Abgrenzung zwischen Netzbetreiber und Lieferanten (u.a. gleicher Unternehmensname und gleicher Marktauftritt, gemeinsame Unternehmenskommunikation).

Die intransparente Darstellung der Preise und die Vermischung von Tatsachen (Aufgabenbereiche des Netzbetreibers beziehungsweise des Lieferanten) führen dazu, dass die Erstellung von Preisvergleichen und die Informationseinholung zum Abbau der Unsicherheit der Konsumenten ein erheblicher Aufwand sind. Durch unter anderem Marketingaktivitäten verstärken die Lieferanten die Verunsicherung der Kunden und tragen aktiv dazu bei, die Wechselkosten für andere Lieferanten zu erhöhen. Betrachtet man nun das Einsparungspotenzial im Strombereich bei einem durchschnittlichen Haushalts- oder Gewerbekunden (zum Teil mehr als 16% der Gesamtkosten) und die niedrigen Wechselraten der beiden Kundengruppen (Wechselrate für Haushaltskunden in der Periode Oktober 2005 bis September 2006 bei 0,9%), so kann davon ausgegangen werden, dass erhebliche Wechselhemmnisse und damit Wechselkosten am Markt vorhanden sind.

Die Vorgaben der DG COMP bezüglich der Umstellung des Förderregimes (Verrechnungspreis und Zählpunktpauschale) haben ebenfalls zu einer Verringerung der Preistransparenz geführt. Die Endkunden haben nicht die Möglichkeiten nachzuvollziehen, wie die Lieferanten die ihnen zu festgelegten Verrechnungspreisen zugewiesene Ökoenergie weiterverrechnen.

² Philip Lewis (2006), Is AMR a „switch pill“? in Metering international Issue (2/2006)

Notwendig sind somit effektive Vorgaben zur Ausweisung von Informationen, die Möglichkeit von Sanktionen bei Nichteinhaltung und eine deutlichere Darstellung beziehungsweise Trennung der Aufgabenbereiche der Netzbetreiber und der Lieferanten unter anderem durch konkretere und strengere Unbundlingvorgaben.

Einen Beitrag zur Erhöhung der Preistransparenz sowie des Verbrauchsbewusstseins der Konsumenten könnte die Einführung von Smart Metering leisten. Durch zeitnahe Informationen über Preise, verbrauchte Mengen und Verbrauchsprofil könnten das Bewusstsein über das Verbraucherverhalten und die Möglichkeiten des liberalisierten Marktes erhöht und auch nachfrageseitig Wettbewerbsimpulse gesetzt werden. Angebotsseitig bietet Smart Metering die Möglichkeit für flexible Tarifierung sowie neue Preismodelle und Dienstleistungen (ähnlich wie im Bereich der mobilen Telekommunikation). Eine zeitnahe und rasche Abwicklung beziehungsweise direkte Zugriffe auf die Verbrauchsdaten, um dadurch eine Übermittlung monatlicher Rechnungen auf Basis des tatsächlichen Verbrauchs zu ermöglichen, werden durch die Einrichtung einer zentralen Kundendatenbank unterstützt.

→ Marktkonzentration

Die Marktkonzentration ist in allen sachlich relevanten Strom- und Gasmärkten hoch (Ausnahme Stromgroßhandelsmarkt). Weitere Zusammenschlüsse und Kooperationen sind in Österreich bereits in Diskussion, welche zu einer zusätzlichen Erhöhung der Marktkonzentration führen würden. Die bisherigen Zusammenschlüsse in Österreich beschränken sich größtenteils auf den Vertriebsbereich und zum Teil auf den Handelsbereich. Die restlichen Unternehmensbereiche (Netz, Erzeugung) sind nicht von den Zusammenschlüssen betroffen. Die Synergieeffekte durch die Zusammenführung von Vertriebsunternehmen in der Form, dass die fusionierenden Lieferanten im Kleinkundenmarkt weiterhin unabhängig beziehungsweise getrennt voneinander auftreten,

sind naturgemäß gering. Das Ergebnis dieser Form von Zusammenschlüssen ist vielmehr, dass die Vertriebstochterunternehmen nicht mehr im jeweiligen anderen Marktgebiet anbieten und potenzielle Wettbewerber wegfallen.

Ob die Höhe des weiterverrechneten Verrechnungspreises erfolgsneutral ist, kann nicht nachvollzogen werden. Eine überhöhte Weiterverrechnung des Verrechnungspreises für die zugewiesene gefördert erneuerbare Energie an Endkunden beziehungsweise hohe Margen (Rohmargen von bis zu 30%) können jedenfalls Indiz für die Ausnutzung der marktbeherrschenden Stellung der angestammten Lieferanten sein.

Von ausländischen Energieunternehmen wird oftmals auch der hohe öffentliche Anteil an den Strom- und Gasunternehmen kritisiert, der zu einer nicht immer unternehmerisch motivierten Vorgangsweise am Markt und im Wettbewerb führt.

Die starke Marktstellung der Unternehmen, bei hoher Marktkonzentration und die Möglichkeit, als integriertes Unternehmen andere Lieferanten zu diskriminieren, führen zu relevanten Markteintrittsbarrieren. Diese können einerseits durch ein effektiveres Unbundling und andererseits durch die Integration anderer nationaler Märkte zumindest verringert werden. Die Zusammenführung von nationalen Märkten unter anderem durch regionale Harmonisierung der Rahmenbedingungen sowie einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (dies erfolgt bereits über unter anderem die Regionalen Initiativen von ERGEG) kann der Wettbewerb auch auf den Endkundenmärkten nachhaltig gestärkt werden. Eine Integration der Großhandelsmärkte alleine ist jedoch für eine Intensivierung des Wettbewerbs auf den Endkundenmärkten nicht ausreichend. Dies kann am Beispiel Deutschland/Österreich leicht gezeigt werden, wo trotz identer Großhandelspreise weiterhin erhebliche Unterschiede bei den Endkundenpreisen bestehen.

The background features a complex, abstract design. It consists of various overlapping rectangular and polygonal shapes in shades of blue, green, purple, and yellow. Some of these shapes have a fine, dotted pattern. The overall effect is a vibrant, multi-layered composition. The text is centered in the upper half of the image.

Maßgebliche Entwicklungen im Jahre 2007



Das Jahr 2006 stand auf europäischer Ebene weiterhin unter dem Schwerpunkt der Verbesserung der Marktintegration sowie der Vorbereitung struktureller Maßnahmen auf Ebene der Mitgliedstaaten.

Zur Verbesserung der Marktintegration und der Versorgungssicherheit wurden Anfang 2007 Vorschläge eingebracht, wie grenzüberschreitende harmonisierte Marktregeln erarbeitet und koordinierte regulatorische Entscheidungen getroffen werden können. Ein wesentliches Element dabei ist auch eine bessere Koordinierung der Aktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber.

Strukturell wird daran gedacht, die Übertragungsnetze für Strom und Gas eigentumsrechtlich von den wettbewerblichen Teilen der Wertschöpfungskette zu trennen (Ownership Unbundling). Dieser Vorschlag wird auch vom Europäischen Parlament unterstützt. Die wesentlichen Elemente der Diskussion umfassen:

- die Entflechtung der Strom- und Gasunternehmen („unbundling“),
- den rechtlichen und regulatorischen Rahmen,
- die Netzwerk-Regulierung (ERGEGPlus),
- die Rolle von GTE und ETSO („GTE+“ und „ETSO+“),
- die Rolle der nationalen Regulatoren sowie
- die Transparenz.

Im Verteilnetzbereich ist eine Präzisierung der Unbundlingvorgaben geplant, um die Möglichkeiten der Diskriminierung nicht verbundener Lieferanten zu verhindern. Detailliertere Regelungen gemeinsam mit einer effektiven Aufsicht können zu einer nachhaltigen Stärkung des Wettbewerbs führen.

Besonders für ein kleines Land wie Österreich sind die Aspekte der Marktintegration sehr wichtig, da nur so ein ausreichend großes Marktgebiet geschaffen werden kann, um nachhaltigen Wettbewerb für alle Kundengruppen zu ermöglichen. E-Control unterstützt daher die Pläne der EU-Kommission, strukturelle und organisa-

torische Maßnahmen auf europäischer Ebene umzusetzen, die diese Ziele erreichen.

→ Regionale Initiativen – Strom

Auf Basis eines weitgehenden Einvernehmens unter allen involvierten Unternehmen und Organisationen in Europa soll das Ziel eines europäischen Binnenmarktes über den Zwischenschritt der Bildung regionaler Märkte erfolgen. ERGEG hat zu diesem Zweck im Februar 2006 die Electricity Regional Initiative (ERI) als europaweiten Prozess zur systematischen Entwicklung von regionalen Märkten initiiert. Wesentliches Ziel der Arbeitsgruppe ERI ist ein hoher Grad an Praxis- und Umsetzungsorientierung. Zu Beginn wurden für ERI sieben Marktregionen definiert (siehe Abbildung 1).

Österreich ist in den Regionen Central Eastern Europe und Central Southern Europe vertreten. Für die Regionen wurden im ersten Schritt die Barrieren für die weitere Marktintegration identifiziert. In der derzeitigen Phase betreffen die Arbeitsthemen vorwiegend Großhandelsmärkte. Für die Region CEE werden derzeit intensiv Fragen des grenzüberschreitenden Engpassmanagements und der Markttransparenz behandelt, um den grenzüberschreitenden Handel zu fördern und die zumeist nationalen Märkte räumlich zu vergrößern. Diese Punkte decken sich auch mit den in der von der EU-Kommission (Generaldirektion Wettbewerb) durchgeführten Energy Sector Inquiry festgestellten Defiziten. In der Region Central West hat die E-Control einen Beobachter-Status.

Für die Regionen CEE und CSE wird angestrebt, koordinierte lastflussbasierte Kapazitätsberechnungen und darauf basierend explizite (nur Kapazität) beziehungsweise in weiterer Folge implizite (Kapazität + Energie) Auktionen einzuführen, um eine übereinstimmende und gut integrierte Lösung für die Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement zu erreichen. Für CEE befindet sich das regional koordinierte und lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmodell in Entwicklung

→ Marktregionen in Europa

Abbildung 1



Quelle: ERGEG, E-Control

durch die beteiligten TSOs. Ziel dabei ist die Maximierung der Kapazitäten und die Erreichung eines sichereren Netzbetriebes. Weiters soll durch die beteiligten TSOs ein gemeinsames Auction Office (unabhängiges Unternehmen) zur operativen Durchführung der Kapazitätsberechnungen und -vergaben in München gegründet werden.

Hinsichtlich Markttransparenz wird angestrebt, in den Regionen die in den ERGEG Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency (GGP-IMT)³ definierten Informationsinhalte öffentlich verfügbar zu machen.

Als weitere Arbeitspunkte wurden für die Region CEE Markteintrittsbarrieren und Kompetenzen der Regulierungsbehörden definiert. Bezüglich Markteintrittshindernissen erfolgt derzeit eine Beurteilung der Auswirkungen und deren Beseitigung. Für 2008 sind in der Region CEE zwei weitere Prioritäten für die regionale Marktintegration definiert:

1. regionale Harmonisierung der spezifischen und relevanten Marktdesignaspekte,
2. eine gemeinsame Entwicklung und schrittweise Anpassung und Integration der Ausgleichsenergiemärkte.

³ siehe www.ergeg.org

→ Regionale Initiativen – Gas

Die Gas Regionale Initiative (GRI) wurde am 25. April 2006 mit der Zielsetzung, regionale Märkte als Vorstufe zur Realisierung des Erdgasbinnenmarktes zu schaffen, gegründet. Drei regionale Gasmärkte wurden definiert:

- Regionale Energie Markt Region Nord-West,
- Regionale Energie Markt Region Süd,
- Regionale Energie Markt Region Süd-Süd-Ost.

Seit Beginn der regionalen Initiative wurden bereits Arbeitsergebnisse in den folgenden Bereichen erzielt:

- Überprüfung der Einhaltung der Verordnung 1775/2205/EG in der Region (abgeschlossen, März 2007),
- Analyse von konkreten Transportrouten durch die Region,
- Analyse der Möglichkeiten der Integration der regionalen Gassysteme: One-stop-Shop und regionale Tarifierung (regional entry exit tariff system) (abgeschlossen, März 2007),
- Rolle des Gashubs als Ausgleichsenergiemarkt (abgeschlossen, März 2007).

Wesentliche Zielsetzungen der laufenden Tätigkeit in der GRI REM SSO sind derzeit der Übergang von der theoretischen Ausarbeitung und Erarbeitung der Grundlagen hin zu konkreten Ergebnissen. Auf Anfrage der EU-Kommission wurde insbesondere bei der Prioritätensetzung der Aktivitäten in der Region darauf Wert gelegt, dass die Kohärenz und Konvergenz der Entwicklungen in den drei Regionen gewährleistet ist.

Die folgenden sechs Themen haben daher 2007 in der GRI REM SSO Priorität:

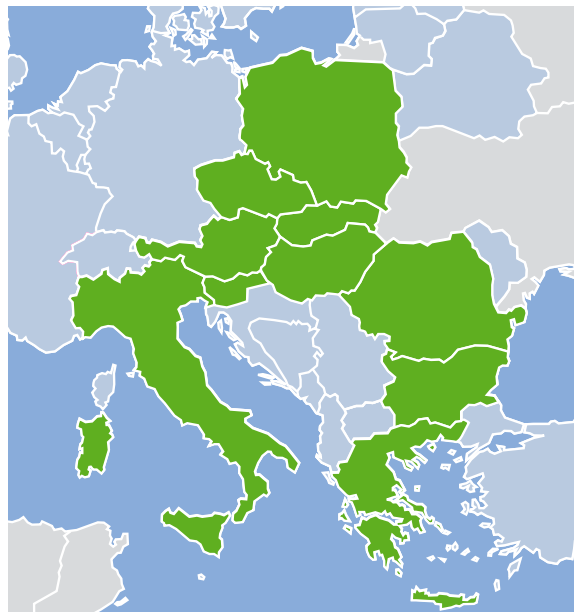
- Ermittlung der sogenannten „best-practice“ hinsichtlich der Einführung eines standardisierten „bulletin board“, das heißt einer standardisierten Plattform zur Bereitstellung von Information und Erhöhung der Transparenz,
- Ermittlung von geplanten Investitionen und möglichem Investitionsbedarf in der Region für Infrastrukturprojekte,

- Beseitigung von Handelshemmnissen, insbesondere an grenzüberschreitenden Leitungen (technische/rechtliche Hemmnisse), unter anderem IPA/OBA (Interconnector Point Agreements/Operational Balancing Agreements),
- Einführung einer einzigen Anlaufstelle zur Förderung der Marktintegration und Vereinfachung von Erdgastransporten durch die Region,
- Einführung eines regionalen Tarifierungssystems mit „entry exit“ mit dem Ziel der Vereinfachung von Erdgastransporten durch die Region,
- Weiterentwicklung des Gashubs als regionaler Bezugspunkt von Ausgleichsenergie.

Auswirkungen für Österreich ergeben sich aus dem Umstand, dass die TSOs aufgefordert sein werden, an der Entwicklung der Konzepte, unter anderem zu den Themen OSS und Bulletin Board und IPA/OBA, mitzuwirken und diese in weiterer Folge umzusetzen.

→ Mitglieder in der Gas Regionalen Initiative Süd-Südost Europa

Abbildung 2



Quelle: ERGEG



→ Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006

Durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 (E-VG) wurden unter anderem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), das Energie-Regulierungsbehörden-gesetz (E-RBG) und das Gaswirtschaftsgesetz (GWG) novelliert. Die Gesetzesbestimmungen sind mit 28. Juni 2006 beziehungsweise mit 1. Jänner 2007 in Kraft getreten. Etliche Änderungen wurden auf Grund der verfassungsrechtlichen Kompetenzverteilung als Grundsatzbestimmungen erlassen und bedürfen für ihre Wirksamkeit gegenüber den Marktteilnehmern noch entsprechender Ausführungsvorschriften der Länder. Die Umsetzung durch die Länder ist zum Großteil nicht erfolgt. Die wichtigsten Änderungen werden nachfolgend dargestellt:

Stärkung des Konsumentenschutzes

Die Rechte der Strom- und Gaskunden wurden durch verschiedene gesetzliche Maßnahmen gestärkt:

- Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie beziehungsweise Erdgas sind vor ihrem Inkrafttreten bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Anwendung sitten- beziehungsweise gesetzwidriger Inhalte kann durch die Regulierungsbehörde untersagt werden.
- Strom- beziehungsweise Erdgasrechnungen sowie Informations- und Werbematerial sollen informativ und gleichzeitig leicht lesbar für Endkunden sein. Das EIWOG und das GWG enthalten entsprechende gesetzliche Vorgaben.
- Um Preisvergleiche zu erleichtern, muss der reine Energiepreis, der für die einzelne kWh Strom beziehungsweise Erdgas zu bezahlen ist, auf den Rechnungen und in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen und Vertragsformblättern ausgewiesen werden.
- Für Haushaltskunden wurde ein Versorger letzter Instanz eingerichtet, der die Grund-

versorgung der Kunden mit elektrischem Strom übernimmt.

Verbesserung der Versorgungssicherheit

Während die im GWG bereits enthaltene Langfristplanung der Regelzonenführer insbesondere auf eine verbesserte Datengrundlage gestellt wird, wurde mit der Novellierung des EIWOG im Strombereich eine solche Planung eingeführt. Die Verbesserung der Planungsgrundlagen für den Leitungsbau ist ein wichtiger Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit.

Während das GWG auch Maßnahmen zur Beseitigung von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen vorsieht, wurde im EIWOG das Engpassmanagement auf eine neue rechtliche Grundlage gestellt.

Grenzüberschreitende Stromlieferungen

Die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (EU-Stromhandels-VO) steht seit 1. Juli 2004 in Geltung und ist unmittelbar anwendbar. Da das Gemeinschaftsrecht nicht die Zuständigkeit nationaler Behörden festlegen kann, bedurfte es noch einer innerstaatlichen Zuständigkeitsregelung. Diese wurde nunmehr im EIWOG beziehungsweise im E-RBG getroffen.

Die E-Control ist für die Überwachung der Einhaltung der EU-Stromhandels-VO sowie der auf ihrer Grundlage erlassenen Leitlinien, die E-Control Kommission für Entscheidungen über Anträge betreffend Ausnahmen vom regulierten Netzzugang für neue Verbindungsleitungen zuständig. Die Länder haben geeignete Sanktionen für Verstöße gegen die EU-Stromhandels-VO samt Leitlinien gesetzlich festzulegen. Auch hier ist eine Umsetzung durch die Länder größtenteils noch nicht erfolgt.

Grenzüberschreitende Transporte von Erdgas

Grenzüberschreitende Transporte von Erdgas (Transit) unterlagen bislang nicht der Regulierung durch E-Control beziehungsweise E-Control Kommission. Die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG sieht auch für diesen Bereich einen geregelten Netzzugang vor. Die Umsetzung dieser Bestimmungen erfolgte im GWG. Die Allgemeinen Bedingungen für grenzüberschreitende Transporte sowie die Methoden zur Berechnung der Netznutzungsentgelte bedürfen der Genehmigung der E-Control Kommission.

Ausnahmegenehmigung für neue Infrastrukturen

Im GWG wurde die Möglichkeit geschaffen, durch Bescheid der E-Control Kommission Ausnahmegenehmigungen für neue Erdgas-Infrastrukturen (grenzüberschreitende Fernleitungen und Speicheranlagen) zu erteilen. Genehmigungsvoraussetzungen dafür sind unter anderem die Stärkung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit im Inland durch die neue Infrastruktur.

Im Elektrizitätsbereich enthält die EU-Stromhandels-VO eine vergleichbare Regelung. Auch hier ist die E-Control Kommission zuständig, was nunmehr im E-RBG ausdrücklich geregelt wird.

→ Marktregeln

Ausgehend von Überlegungen zu einer Neugestaltung und effizienteren Abwicklung des Lieferantenwechsels hatte die E-Control vorgeschlagen, eine gemeinsame Zählpunktdatenbank für sämtliche österreichischen Stromkunden einzuführen, über die in weiterer Folge auch der Lieferantenwechsel abgewickelt werden kann. Die Ablehnung einer derartigen Regelung durch die Netzbetreiber und deren Eigentümer hat jedoch dazu geführt, dass diese Regelung nicht in das endgültige Gesetz übernommen wurde. Es wurden daher mit den Netzbetreibern Verhandlungen über eine generelle Verkürzung des Lieferantenwechselprozesses im Rahmen der Marktregeln

geführt. Als Ergebnis dieser Verhandlungen wurde der Lieferantenwechselprozess von acht auf sechs Wochen verkürzt.

Der Netzbetreiber ist gemäß den geltenden Marktregeln verpflichtet, dem Lieferanten des Kunden die über Zählerrichtungen erfassten Verbrauchswerte entsprechend den Ableseintervallen (im Regelfall jährlich) zu übermitteln. Da es bisher nur vorgesehen war, dass neue Lieferanten den Gesamtverbrauch einer Kundenanlage vom Netzbetreiber übermittelt bekommen, hatten diese Lieferanten gegenüber den integrierten Unternehmen den Nachteil, dass sie für Kundenanlagen, in denen Zähler eingebaut sind, die den Verbrauch zu unterschiedlichen Tarifzeiten (u. a. Hoch- und Niedertarif) gesondert erfassen, keine Informationen über den Verbrauch je Tarifzeit erhalten haben. Die neuen Lieferanten waren daher nicht in der Lage, unterschiedliche Energiepreise je Tarifzeitraum anzubieten. Um bezüglich der Übermittlung von Zählwerten eine Gleichbehandlung aller Lieferanten herzustellen, wurden die Marktregeln dahingehend abgeändert, dass die Netzbetreiber den Lieferanten seit Herbst 2006 die Verbrauchsdaten jedes Tarifzählwerkes gesondert in einem standardisierten Dateiformat zur Verfügung zu stellen haben.

Auch im Marktregelprozess Gas, der im Oktober 2006 abgeschlossen worden ist, sind Verbesserungen und Verkürzungen des Wechselprozesses umgesetzt worden.

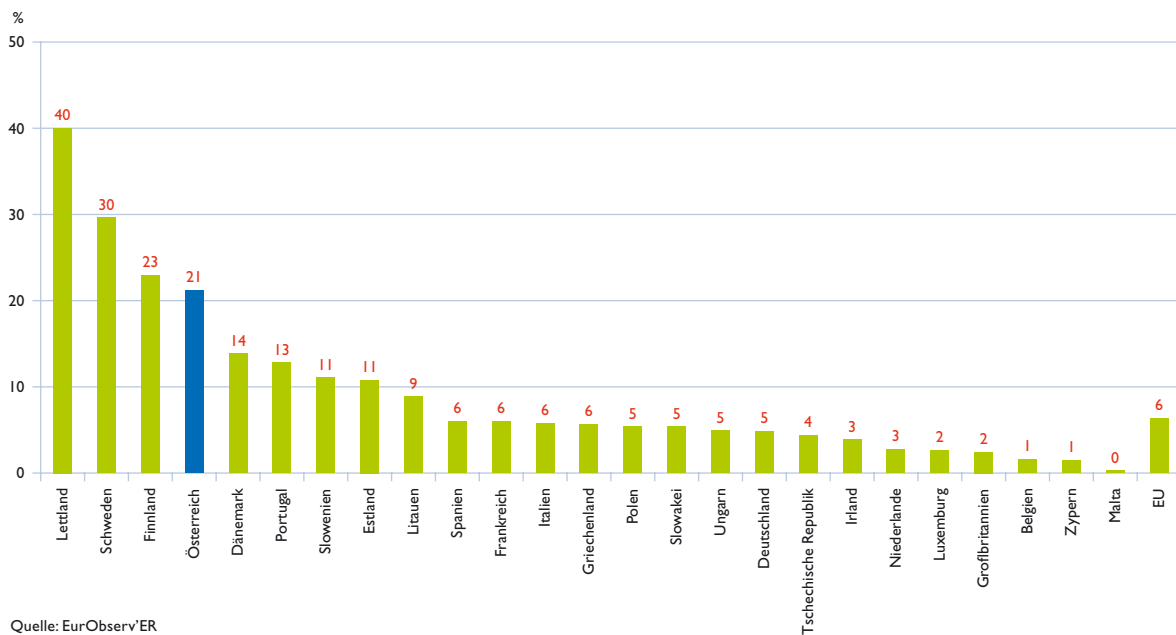
→ Ökostrom

EU-weit (EU-25) beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch 2005 durchschnittlich 6,38% mit einer Bandbreite von 0,31% (Malta) bis 40,03% (Lettland). Österreich liegt mit 21,22% an vierter Stelle (Abbildung 3).

In der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist Österreich mit über 64% EU-weit führend, der europäische Durchschnitt (EU-25) liegt bei fast 14% (Abbildung 4). Grund für den hohen

→ Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in der EU-25 (2005)

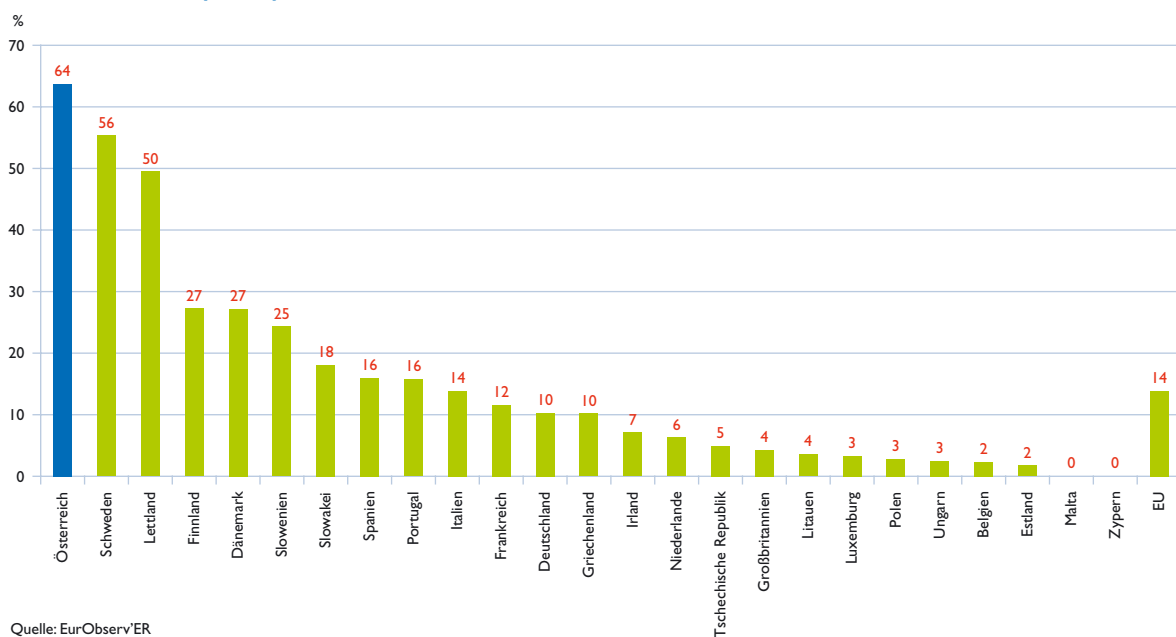
Abbildung 3



Quelle: EurObserv'ER

→ Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoinlandstromverbrauch der EU-25 (2005)

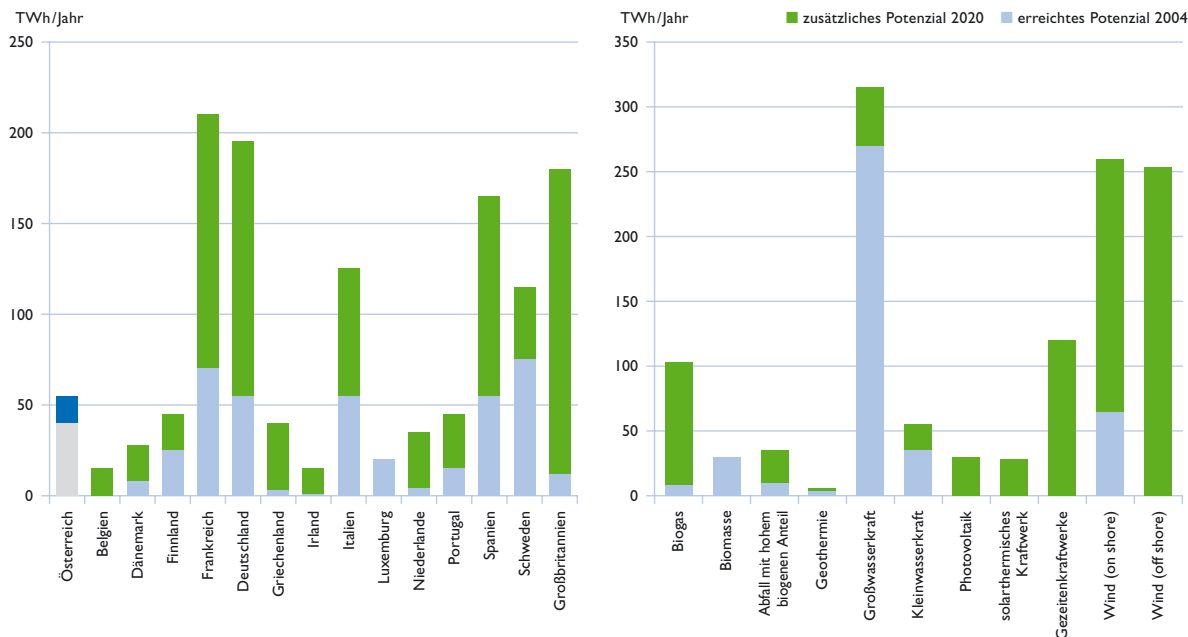
Abbildung 4



Quelle: EurObserv'ER

→ Erreichtes und zusätzliches Potenzial erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung in der EU-15

Abbildung 5



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

Anteil an erneuerbarer Energie in Österreich ist vor allem der hohe Anteil der Wasserkraft bei der Erzeugung von elektrischer Energie.

Aufgrund von unterschiedlichen (vor allem) geografischen Voraussetzungen gibt es unterschiedliche Potenziale in den verschiedenen Mitgliedsländern. Die Umsetzung dieser Potenziale der einzelnen Länder variiert ebenfalls. Abbildung 5 (aus einer Studie des Fraunhofer Instituts et al.) zeigt die Potenziale für die einzelnen Länder der EU-15 und den Stand der Umsetzung im Jahr 2004. Österreich und Schweden haben bereits über zwei Drittel ihres Potenzials umgesetzt, die meisten anderen Länder könnten ihren Anteil noch mehr als verdoppeln.

In Österreich wird Stromerzeugung aus Kleinwasserkraft, Windkraft, Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Geothermie, Deponie- und Klärgas im

Rahmen des Ökostromgesetzes mit Einspeisetarifen unterstützt. Dieses bundesweite Förder-system wurde 2002 mit dem neuen Ökostrom-gesetz eingeführt und im Jahr 2006 novelliert. Wesentliche Inhalte des ÖkostromG sind⁴:

- Anhebung des Ökostromziels auf 10% für 2008 (ohne unterstützte Kleinwasserkraft) auf die gesamte Abgabe an Endverbraucher,
- mittlere Wasserkraftwerke (10–20 MW installierte Leistung) werden durch Investitions-zuschüsse bei mangelnder Wirtschaftlichkeit unterstützt,
- Beschränkung des Unterstützungsvolumens für Neuanlagen auf jährlich € 17 Mio.,
- Aufteilung der zusätzlichen Förderung mit festen Prozentsätzen auf Windenergie, feste Biomasse und Biogas (zu jeweils 30%) und alle anderen förderungswürdigen Anlagen, wie etwa Photovoltaik (zu 10%),

4 BGBl. I Nr. 105/2006

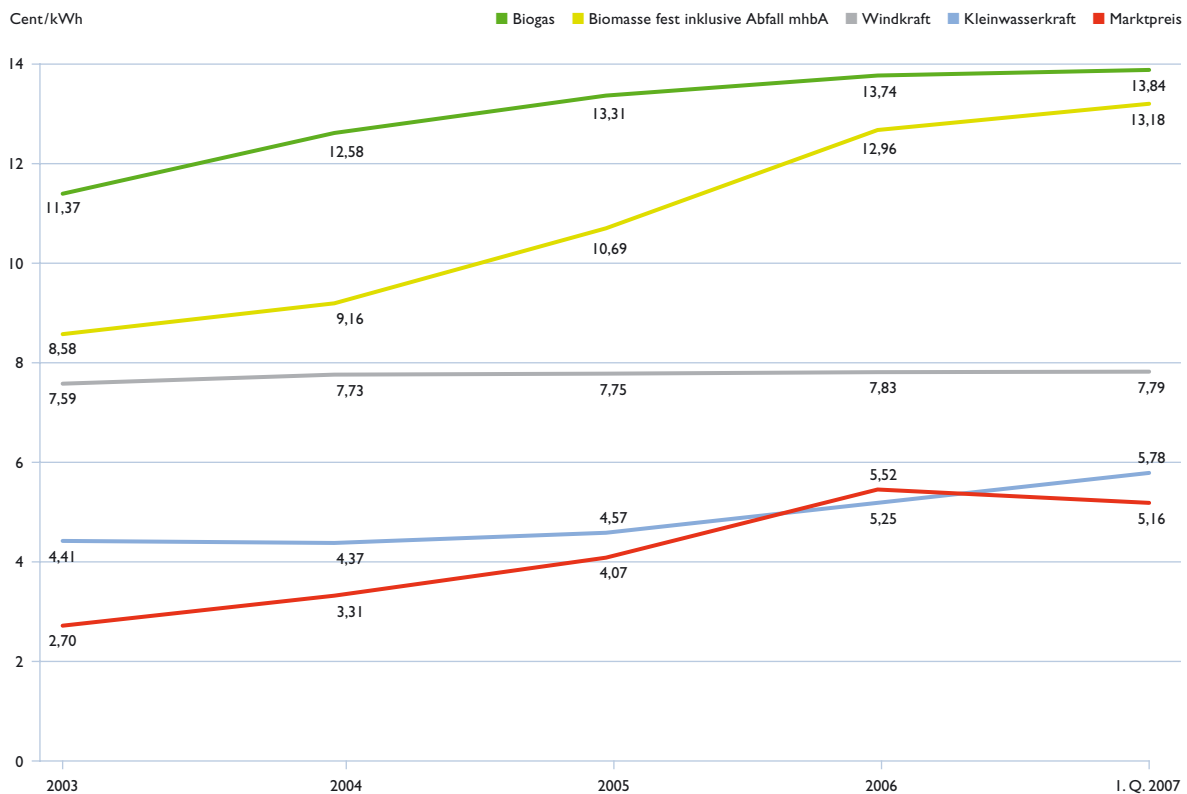
- dadurch zusätzliche Budgetfreigabe von etwa € 1 Mrd. zu den etwa € 3 Mrd. für bereits genehmigte Ökostromanlagen,
- Biogas- und Biomasseanlagen (fest und flüssig) müssen als Fördervoraussetzung einen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60% aufweisen,
- Reduktion des Förderzeitraums auf zwölf Jahre,
- Kürzung der Förderung im elften Jahr auf 75% und im zwölften Jahr auf 50% des jeweiligen Einspeisetarifs,
- Abnahmeverpflichtung für den Zeitraum von zwölf Jahren nach Auslaufen der Förderung zum Marktpreis abzüglich der Ausgleichsenergiekosten,

→ Finanzierung des Ökostroms erfolgt über jährlich neu zu bestimmende Verrechnungspreise und über die im Gesetz festgelegten Zählpunktpauschalen.

Die Gesamtfinanzierung (inklusive dem Marktwert des erzeugten Ökostroms) der bestehenden und neuen Anlagen in Österreich beträgt im Jahr 2007 (Prognosewerte) € 548 Mio. Abzüglich des Marktwertes von Ökostrom von € 264 Mio. ergibt sich ein Unterstützungsbedarf von € 284 Mio., der zum größten Teil (82,6%) vom Verrechnungspreis, den die Stromhändler an die Ökostromabwicklungsstelle zu zahlen haben, getragen wird. Die restliche Finanzierung erfolgt über die Einnahmen aus der Zählpunktpauschale,

→ **Entwicklung der Durchschnittsvergütung und des Marktpreises von 2003 bis 2007**

Abbildung 6



Quelle: E-Control, Öko-BGV

die alle Stromkonsumenten pro Zählpunkt und Jahr zu entrichten haben. In Abbildung 6 wird die Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife im Vergleich zum Marktpreis dargestellt.

Der Anteil des geförderten sonstigen Ökostroms (geförderter Ökostrom ohne Kleinwasserkraft) ist mit dem Ökostromgesetz auch in Anbetracht des steigenden Stromverbrauchs kontinuierlich gewachsen. Vom ersten Quartal 2006 zum ersten Quartal 2007 ist der Anteil des geförderten sonstigen Ökostroms von 5,4% auf 8,7% gestiegen. Die Erhöhung der Verrechnungspreise führt dazu, dass die Preistransparenz gegenüber den Endkunden verringert wird. Die Lieferanten haben durch die Erhöhung des Verrechnungspreises die Möglichkeit, Energiepreiserhöhungen mit Verweis auf die Mehraufwendungen für Ökostrom durchzuführen, wobei die Endkunden nicht überprüfen können, inwieweit die Höhe der verrechneten Mehraufwendungen gerechtfertigt ist. Bei hohem Energiepreis sollten die Mehraufwendungen niedrig sein beziehungsweise vice versa. Wie Abbildung 32 zeigt, ist dies jedoch nicht der Fall. Eine überhöhte Verrechnung der Mehraufwendungen kann Indiz für die Ausnutzung der marktbeherrschenden Stellung der angestammten Lieferanten sein.

Ausblick

Die jüngste Entwicklung im Ausbau von geförderter Ökoenergie zeigt, dass gewisse Sättigungseffekte eingetreten sind. Biomasse und Rohstoffe für Biogas sind nur mehr begrenzt verfügbar. Dies äußert sich in gestiegenen Rohstoffpreisen, hoher Preisvolatilität und keinen langfristigen Rohstoff-Vertragsmöglichkeiten für Biomasse- und Biogasanlagenbetreiber.

Ein weiterer Ausbau der Windkraft ist abhängig von den Windkraftqualitäten an verbliebenen Standortmöglichkeiten (die am besten geeigneten Stellen sind bereits für Windkraft genutzt), von Netzkapazitäten beziehungsweise deren Ausbauprogrammen und von der allgemeinen Akzeptanz durch die Bevölkerung. Auch bei der Wasserkraft ist eine zusätzliche Erzeugungsmenge durchaus möglich, deren Umsetzung vor allem von der Genehmigungsfähigkeit und von der Akzeptanz durch die Bevölkerung abhängt.

Grundsätzlich sollte in Zukunft eine Verringerung beziehungsweise Vermeidung der CO₂-Emissionen vor allem durch Energieeffizienzsteigerungen erzielt werden, weil die darstellbaren Mengensteigerungen durch erneuerbare Energieträger aufgrund von Energieverbrauchssteigerungen sonst überkompensiert würden.



Regulierung und Erfolge auf dem Strommarkt 2007



→ Übertragung und Verteilung

Für die Stromverteilernetzbetreiber gilt seit dem 1. Jänner 2006 ein anreizbasiertes Regulierungssystem. Die Dauer der ersten Regulierungsperiode erstreckt sich über vier Jahre. Das Anreizregulierungssystem berücksichtigt die generelle Branchenentwicklung, die individuelle Unternehmensentwicklung, die unternehmensindividuelle Mengenentwicklung und die nicht beeinflussbare Kostenentwicklung für die Unternehmen durch

- Frontier Shift von 1,95 %,
- effizienzabhängige/individuelle Abschläge von maximal 3,5 %,
- erlösgewichtetes Mengenwachstum und
- Veränderung des Netzbetreiberpreisindex.

Im Rahmen der Anreizregulierung wurde eine Benchmarkinganalyse durchgeführt. Dabei wurden mehrere Benchmarkingmethoden (DEA und MOLS) verwendet. Die relevanten Effizienzwerte zur Ermittlung der effizienzabhängigen Abschläge werden durch eine Gewichtung der DEA- und MOLS-Effizienzwerte bestimmt.

Per 1. Jänner 2007 wurden erstmals im Rahmen des Anreizregulierungssystems die Netztarife angepasst. Diese Anpassung war durch mehrere außerordentliche Faktoren (u. a. Abgeltung von Hochwasserschäden) gekennzeichnet. Die Netzentgeltanpassung führte insgesamt zu einer Kostenentlastung der Endverbraucher von € 50 Mio., die jedoch durch die deutliche Erhöhung der Netzverlustentgelte kompensiert wurde. Das nominale Gesamtentgelt (Netznutzung und Netzverlust) blieb österreichweit somit zwischen der SNT-VO 2006 Novelle 2007 zur SNT-VO 2006 stabil.

Für die Stromübertragungsnetzbetreiber gilt weiterhin eine Kosten-plus-Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen. Per 1. Jänner 2008 ist eine Anpassung der Netztarife vorgesehen. Die zukünftigen Tarif- und Kostenprüfungen werden besonders durch hohe Investitionen in das Übertragungsnetz gekennzeichnet sein.

→ Unbundling im Strombereich

Im Unterschied zum Gas-Sektor liegt die Zuständigkeit zur Überwachung des Unbundling bei den Stromnetzbetreibern nicht ausschließlich bei einer Bundesbehörde, sondern überwiegend bei den Landesregierungen. Die E-Control konnte sich allerdings im Rahmen der Ermittlungsverfahren zur Neufestsetzung der Systemnutzungstarife einen ersten wirtschaftlichen Überblick über die Wirksamkeit der von den Unternehmen gesetzten Maßnahmen zur Durchführung der gesetzlichen Unbundlingbestimmungen verschaffen.

Ressourcenausstattung und wirtschaftliche Leistungserbringung

Gemäß den Interpreting Notes⁵ der EU-Kommission müssen die Netzbetreiber über ausreichende Humanressourcen und physische Ressourcen verfügen, um ihre Arbeit unabhängig von anderen Teilen des integrierten Unternehmens durchführen zu können. Ferner müssen ausreichende finanzielle Mittel für die Wartung und den Ausbau des Netzes zur Verfügung stehen.

In Österreich hat lediglich ein gesellschaftsrechtlich entflochtener Netzbetreiber das zivilrechtliche Eigentum an den Netzen. Alle übrigen Unternehmen kaufen das wirtschaftliche Nutzungsrecht an den für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen und Betriebsstätten mittels Pachtbeziehungsweise Betriebsführungsverträgen zu. Die Netzgesellschaften sowohl für das Übertragungsnetz als auch das Verteilernetz befinden sich zu 100% im Eigentum der früher integrierten Elektrizitätsunternehmen.

Der Mitarbeiterstand der im Zuge des Legal Unbundling neu gegründeten Netzgesellschaften beträgt insgesamt zwischen 10 und 40 Mitarbeitern. Lediglich zwei integrierte Unternehmen haben dem Stromnetzbereich zugeordnete Mitarbeiter der Netzgesellschaft ausgewiesen.

⁵ Vermerk der GD Tren 2003/54/EG und 003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt (16. Jänner 2004)

Da sowohl die Personalressourcen als auch das Nutzungsrecht an den Netzen und Betriebsanlagen durch Dienstleistungsverträge beziehungsweise Pachtverträge zugekauft werden, beschränkt sich die wirtschaftliche Leistungserbringung mit Eigenpersonal auf das Management der Netzgesellschaft und andere strategische Aufgabenbereiche.

Dienstleistungsverträge mit verbundenen Unternehmen

Aufgrund der mäßigen Ausstattung der Netzunternehmen mit Eigenpersonal gibt es eine Vielzahl von Dienstleistungsverträgen, mittels derer die Kernaufgaben des Netzbetreibers, nämlich Betrieb und Instandhaltung des Stromnetzes, zugekauft werden. Durch diese Verträge kommt es vor allem im Vertriebsbereich häufig zu Personalunionen (Vertrieb von Netzdienstleistungen und Energie). Der Zukauf der Dienstleistungen erfolgt ausschließlich von im Konzern verbundenen Unternehmen, das heißt, dass bei einem eventuell durchgeführten Preis- und Leistungsvergleich ausschließlich die verbundenen Unternehmen zum Zug gekommen sind. Die Interpretation Notes zur Richtlinie 2003/54/EG fordern in diesem Zusammenhang die Erbringung der Dienstleistungen zu Marktbedingungen. Die teilweise sehr rudimentären Leistungsbeschreibungen in Zusammenhang mit pauschalen Preisvereinbarungen lassen es als sehr unwahrscheinlich erscheinen, dass überhaupt Drittvergleiche eingeholt wurden. Darüber hinaus würde man derartige Verträge mit nicht im Konzern verbundenen Unternehmen kaum abschließen.

Pachtverträge mit verbundenen Unternehmen

Mit einer Ausnahme wird bei allen Netzbetreibern das Nutzungsrecht an den Netzen und Betriebsanlagen mittels eines Pachtvertrages zugekauft. Die Berechnung des Pachtzinses durch die Netzgesellschaften erfolgt auf sehr unterschiedliche Weise. Besonders auffallend sind die

österreichweit unterschiedlich verwendeten Finanzierungszinssätze, was die Frage aufwirft, welche sachliche Begründung für die stark voneinander abweichenden Rentabilitätsersparungen der Eigentümer der Netzgesellschaften vorliegt.

Überprüfung der Unbundlingbilanzen

Die österreichische Rechtslage sieht vor, dass integrierte Elektrizitätsunternehmen eigene Konten im Rahmen von Rechnungskreisen für ihre Übertragungs- und Verteilungstätigkeiten zu führen und die Bilanzen und Ergebnisrechnungen sowie deren Zuweisungsregeln zu veröffentlichen haben. Die veröffentlichten Bilanzen und Ergebnisrechnungen müssen im Rahmen der handelsrechtlichen Prüfungspflicht vor Veröffentlichung von Wirtschaftsprüfern testiert werden. Eine gesonderte Überprüfung der Unbundlingbilanzen ist nicht vorgesehen. Die österreichische Regulierungsbehörde hat aufgrund der unterschiedlichsten Strukturen der Kostenrechnungssysteme der Netzbetreiber bislang keine verbindlichen Regeln für die Erstellung der Unbundlingbilanzen aufgestellt. Die verursachungsgerechte Kostenzuordnung wurde bislang im Rahmen der Tarifprüfungsverfahren zur Festsetzung der Systemnutzungstarife bei den einzelnen Unternehmen geprüft. Lediglich die zugestandenen Finanzierungskosten werden im Rahmen einer WACC-Betrachtung einheitlich geregelt. Die jährliche Kostenüberprüfung wurde bei den einzelnen Unternehmen ab 1. Jänner 2006 durch die Einführung eines Anreizregulierungssystems abgelöst.

Die Kostenerfassung bei den Unternehmen hat sich durch die Gründung der Netzgesellschaften grundlegend verändert. Die Kosten werden nur mehr bei Einzelpositionen nach Aufwandsarten verbucht. Der Großteil der Kosten wird im sonstigen betrieblichen Aufwand als größte Kostenposition ohne Hinweis, ob es sich dabei um Personal-, Material- oder sonstige Kosten handelt, ausgewiesen. Damit ist im Vergleich zur Situation vor Gründung der Netzgesellschaft

ein erheblicher Teil der Kostentransparenz für die Regulierungsbehörde verloren gegangen. Die E-Control hat daher in Vorbereitung auf die Kostenprüfung für die zweite Regulierungsperiode das Projekt „Verrechnungspreise“ gestartet. Ziel dieses Projektes ist es, die Kernprozesse des Netzbetreibers zu definieren und diesen Prozessen einheitliche Kosten zuzuweisen. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass die von den Netzgesellschaften beantragten Kosten im Vergleich zu den dem Netzbetrieb zugeordneten Kosten im integrierten Unternehmen deutlich gestiegen sind. Durch das Projekt „Verrechnungspreise“ sollen diese Kostenerhöhungen auf ihre Angemessenheit überprüft werden.

Eigenständige Identität der Netzgesellschaften

- **Firmenbezeichnung:** Die Kernbezeichnung der ehemals integrierten Unternehmen findet sich in allen Netzgesellschaften wieder. In der Mehrzahl der Fälle wurde die Kernbezeichnung lediglich durch den Zusatz „Netz“ erweitert und der Hinweis auf die Rechtsform des Unternehmens für die neue Gesellschaft aktualisiert. Das bedeutet, dass über die Firmenbezeichnung jederzeit eine leichte Identifikation mit dem Mutterunternehmen möglich ist, und die Eigenständigkeit der Netzgesellschaften nicht gefördert wird. Die Logos der Netzgesellschaften entsprechen zu 100% den Logos der ehemals integrierten Unternehmen.
- **Internetseiten der Unternehmen:** In der Zwischenzeit verfügen nahezu alle Netzbetreiber über eine eigene Homepage. Es gibt allerdings zahlreiche Verlinkungen auf die Internetseite der Muttergesellschaften. Durch ähnliche Internetadressen wird deren Außenauftreten von Mutter- und Netzgesellschaften weitestgehend verwischt.

Gleichbehandlungsprogramme

Die Kompetenz zur Überwachung der Umsetzung des Unbundling im Elektrizitätsbereich kommt überwiegend den Ländern zu. Berichtspflichten der betroffenen Unternehmen bestehen gegenüber den Landesregierungen und gegenüber der E-Control. Die Landesbehörden haben der E-Control jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die im Rahmen der Gleichbehandlungsprogramme der Netzbetreiber getroffenen Maßnahmen zu übermitteln. Die E-Control hat die Landesbehörden mit Schreiben vom 6. Juni 2007 ersucht, die entsprechenden Berichte⁶ zu übermitteln.

Zwei Landesregierungen haben trotz Schreiben bis 31. Juli 2007 der E-Control keinen Gleichbehandlungsbericht übermittelt. Über die inhaltliche Wiedergabe der Gleichbehandlungsberichte und -programme hinausgehende Maßnahmen wurden von keiner Landesregierung gesetzt. Nachfolgende Tabelle I gibt eine Übersicht über die Rückmeldungen der Landesregierungen.

→ Übersicht über die Rückmeldungen und Maßnahmen der Landesregierungen

Tabelle I

	Gleichbehandlungsbericht an E-Control übermittelt	Weitere Überwachungsmaßnahmen durch die Landesregierung
Burgenland	nein	nicht bekannt
Kärnten	nein	nicht bekannt
Niederösterreich	ja	nein
Oberösterreich	ja	nein
Salzburg	ja	nein
Steiermark	ja	nein
Tirol	ja	nein
Vorarlberg	ja	nein
Wien	ja	nein

Quelle: Gleichbehandlungsberichte der Landesregierungen (Stichtag 31. Juli 2007)

⁶ Eine Zusammenfassung der Berichte ist im Anhang des Berichts zu finden.

Unbundling Übertragungsnetzbetreiber

Trotz Gründung der Übertragungsnetzbetreiber in der Rechtsform einer Aktiengesellschaft bleiben sie im Konzern mit dem ehemals integrierten Unternehmen verbunden. Eine Folge des Konzernverbundes ist die Verrechnung der sogenannten „Konzernumlage“ durch die Holding an die Konzerunternehmen, das heißt auch an die Netzgesellschaft. Bei der Errechnung dieser Kostenumlage an die Konzerunternehmen ist die Gegenleistung in der Mehrzahl der Fälle inhaltlich nicht definiert. Es ist daher nicht überprüfbar, inwieweit es hier zu Quersubventionierungen anderer Konzerunternehmen kommt. Abhilfe könnte hier nur eine Verpflichtung zum eigentumsrechtlichen Unbundling schaffen.

Neben dem generellen Thema der Verrechnungspreise zwischen verbundenen Unternehmen gibt es bei den Übertragungsnetzbetreibern noch das Sonderthema der Erbringung von Netzdienstleistungen durch Dritte. Die Übertragungsnetzbetreiber sind zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Verbundsystems verpflichtet und müssen in diesem Zusammenhang Netzdienstleistungen wie Sekundär- und Tertiärregelleistung, Blindleistungsregelung, Netzverlustabdeckung, Schwarzstartfähigkeit und gegebenenfalls Engpassmanagement zur Verfügung stellen. Zur Erbringung der für den Betrieb der Regelzone Ost erforderlichen Netzdienstleistungen wurde seitens des Übertragungsnetzbetreibers mit einem im Konzern verbundenen Unternehmen ein Vertrag über die zu erbringenden Netzdienstleistungen abgeschlossen. Bei der vertraglichen Ausgestaltung fällt auf, dass der Netzbetreiber in den Verträgen zum Teil Kostenansätze akzeptiert, welche mit einem konzernfremden Unternehmen in dieser Form nicht zustande kommen würden. Auch daraus ist ersichtlich, dass das Legal Unbundling noch

nicht ausreicht, um wirtschaftlich unabhängige Entscheidungen zu treffen. Die Marktkonformität der Shared Services ist kaum zu überprüfen, da kein Markt dafür vorhanden ist, der Preisvergleiche in diesem Bereich ermöglicht, weshalb die Shared Services so weit wie möglich eingeschränkt werden sollten.

Zusammenfassung

Die Unternehmen haben die gesetzlichen Vorgaben für die Durchführung des Unbundling weitgehend erfüllt. Die gesetzlichen Regeln geben allerdings einen weiten Interpretationsspielraum in Bezug auf die Ausgestaltung der Netzgesellschaften. Die Unternehmen haben diesen Interpretationsspielraum weitestgehend dafür genutzt, Netzünternehmen zu gründen, die weder ausreichend Eigenpersonal noch die wirtschaftliche Verfügungsmacht über die zur Leistungserstellung erforderlichen Ressourcen besitzen. Im Wesentlichen handelt es sich bei Netzgesellschaften österreichischer Ausprägung um Unternehmen, deren Handlungsspielraum sich faktisch auf die Ausgestaltung und Verrechnung aus den Dienstleistungsverträgen beschränkt. Die vom EU-Recht geforderte Unabhängigkeit des Netzbetreibers ist in einer solchen Konstruktion jedenfalls kaum erreichbar. Eine Weiterentwicklung wäre hier nur durch strengere gesetzliche Vorgaben zu erreichen.

Die Überwachung des Unbundling durch die Landesbehörden beschränkt sich weitgehend darauf, den fristgerechten Eingang der Gleichbehandlungsprogramme der Unternehmen zu überwachen und diese Berichte an die E-Control weiterzuleiten. Auf eine tatsächliche Überprüfung der von den Unternehmen gesetzten Maßnahmen beziehungsweise die Initiierung von eigenen Maßnahmen scheint weitgehend verzichtet zu werden.

→ Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen

Die Engpasssituationen zu den benachbarten Märkten für Österreich im Jahr 2006 haben sich an einigen Grenzen im Vergleich zum Vorjahr etwas verändert. Engpassbewirtschaftungen mittels expliziter Auktionen erfolgen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz. Die insgesamt verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten sind gegenüber den vorangegangenen Jahren weitgehend unverändert geblieben.

Änderungen gab es bei zuerkannten Prioritätsrechten. Historischen Langfristreservierungen an den Grenzen Tschechien-Österreich (400 MW) und Österreich-Italien (110 MW) wurden nunmehr keine vorrangigen Rechte mehr zuerkannt. Die Aberkennung des Prioritätsrechtes zwischen Tschechien und Österreich basiert auf getrennten, jedoch inhaltlich im Wesentlichen kompatiblen Entscheidungen der tschechischen und österreichischen Regulierungsbehörden. Es kann somit die gesamte verfügbare Kapazität in den expliziten Auktionen dem Markt zugänglich gemacht werden.

Der Koordinierungsgrad der expliziten Auktionen hat sich im letzten Jahr weiterentwickelt, unterscheidet sich jedoch nach wie vor bei den verschiedenen Grenzen. Die Kapazitäten zu Tschechien, Ungarn und der Schweiz werden in bilateral koordinierten, gemeinsamen jährlichen, monatlichen und täglichen expliziten Auktionen versteigert. Dabei ist anzumerken, dass die Jahresauktion zur Schweiz für das Jahr 2007 erstmalig durchgeführt wurde. Davor gab es lediglich Monats- und Tagesauktionen. Der Engpass wurde generell von Schweizer und deutschen Netzbetreibern im ersten Schritt festgestellt und von

österreichischen Regelzonenführern nachvollzogen. Die Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten erfolgt auf Schweizer Seite, aus österreichischer Sicht bestehen keine Engpässe.

Für die Kapazitäten zwischen Österreich und Italien konnte ab Beginn 2007 erstmals eine koordinierte Vergabe für die gesamte Kapazität durchgeführt werden. Dabei erfolgen in der Richtung Österreich-Italien jährliche, monatliche und tägliche explizite Auktionen. In der Gegenrichtung gibt es tägliche Vergaben, die von italienischer Seite durchgeführt werden. Slowenien wurde bis 1. Juli 2007 eine Ausnahmeregelung von Verordnung 1228/2003 zuerkannt, weshalb in der Vergangenheit nur die Hälfte der Kapazität von Österreich versteigert wurde, die andere Hälfte wurde vom slowenischen TSO in einem Pro-rata-Verfahren vergeben. Da diese Ausnahmeregelung nunmehr abgelaufen ist, sollte auch hier eine koordinierte Versteigerung der gesamten Kapazitäten erfolgen. Derzeit haben die TSOs jedoch noch keine gemeinsame Lösung erarbeiten können. Diese wird deshalb mit etwas Verzögerung implementiert werden.

Generell kann festgestellt werden, dass die Anforderungen der Congestion Management Guidelines hinsichtlich regionaler Koordinierung (u. a. Kapazitätsberechnung, Vergabe) derzeit noch nicht erfüllt werden. Entwicklungsschritte dazu befinden sich im Rahmen der ERGEG Electricity Regional Initiatives in Ausarbeitung.

→ Smart Metering

Das Messwesen nimmt eine wichtige Rolle im Energiemarkt ein. Die Erfassung und Übermittlung von Messdaten ist unter anderem Grundlage für die Abrechnung der Kunden, den Betrieb der

Netze, die Erstellung von Verbrauchs- beziehungsweise Erzeugungsprognosen und die individuelle Tarifierung von Endkunden.

Sowohl die Liberalisierung der Energiemärkte als auch die Forderung nach Energieeffizienz und Versorgungssicherheit stellen höhere Anforderungen an Datenqualität und -verfügbarkeit. Damit hat auch das Messwesen zunehmend an Bedeutung gewonnen. Insbesondere in aktuellen EU-Richtlinien wie im Art. 13 der Richtlinie 2006/32/EG und Art. 5 der Richtlinie 2005/89/EG wird auf die Bedeutung von innovativen Messgeräten beziehungsweise -systemen bei Endkunden zur Erhöhung der Energieeffizienz beziehungsweise der Versorgungssicherheit näher eingegangen.

Neue Entwicklungen in der Messgeräte-, Informations-, aber auch Kommunikationstechnologie und geringere Gerätekosten haben in den USA und in einigen europäischen Ländern die großflächige Einführung innovativer Messsysteme – vorwiegend im Elektrizitätsmarkt – begünstigt. Marktöffnung, Kosteneinsparung, Optimierung des Netzbetriebes, aber auch regulatorische Vorgaben sind Ursachen für den Einsatz von Zählerfernauslese- oder Zählermanagementsystemen.

Grundsätzlich beziehen sich die Überlegungen zu innovativen Messsystemen auf den Elektrizitätsmarkt. Wie sich international zeigt, werden innovative Messsysteme vorrangig in Elektrizitätsmärkten eingeführt. Dies erleichtert durch die Bereitstellung der Kommunikationseinrichtungen zukünftig den Einstieg anderer Medien (Gas, Fernwärme und Wasser). Es ist deshalb für die technologische Ausgestaltung innovativer Messsysteme wichtig, Funktionalitäten vorzusehen, um andere Medien einbinden zu können.

Anders als in den Ländern Italien, Schweden und Niederlande, die in den nächsten fünf Jahren flächendeckend innovative Messsysteme in deren Elektrizitätsmärkten eingeführt haben werden, gibt es in Österreich keine derartigen signifikanten Treiber wie hohe Strompreise, hohen Stromverbrauch oder einen hohen Anteil nicht-technischer Netzverluste, die eine Einführung innovativer Messsysteme begründen. Nichtsdestotrotz steht die E-Control der Einführung innovativer Messsysteme für Haushalts- und kleine Gewerbekunden im Elektrizitätsmarkt aufgrund der Belebung des Wettbewerbs, der Erhöhung der Versorgungssicherheit, aber auch in Zusammenhang mit den geplanten Energieeffizienzmaßnahmen positiv gegenüber.

Im österreichischen Elektrizitäts- und Gasmarkt ist die Messdienstleistung grundsätzlich Aufgabe des Netzbetreibers. Die dem Netzbetreiber mit Errichtung, Betrieb und der Ablesung des Messgerätes anfallenden Kosten werden vom Netznutzer über verordnete Entgelte für Messleistungen abgegolten. Die E-Control geht auf Basis der Daten internationaler Projekte davon aus, dass mit den derzeitigen Höchstpreisen für Messentgelte für Stromnetzbetreiber in Österreich eine Investition in innovative Messsysteme wirtschaftlich darstellbar ist. Diese Annahme wird durch die bereits in Durchführung befindlichen Projekte österreichischer Stromnetzbetreiber bestätigt.

Um jedoch sicherzustellen, dass sich in Summe für alle Marktteilnehmer ein positiver Nutzen darstellen lässt, ist geplant, eine Kosten-Nutzen-Analyse zur Einführung von innovativen Messsystemen in Österreich durchführen zu lassen. Diese Analyse soll auch als Entscheidungsgrundlage für die weitere Vorgangsweise herangezogen werden und bis Jahresende abgeschlossen sein.



→ **Aufbringung und Verwendung**

Der Anteil der regenerativen Energie an der Gesamterzeugung im Jahr 2006 beträgt rund 66% und entspricht ungefähr dem Vorjahreswert. Rund 33% der Gesamterzeugung stammen aus fossilen Energieträgern. Der Anteil der geförderten erneuerbaren Energieträger beträgt 9,4% (u. a. Photovoltaik, Wind, Biomasse, Biogas und Kleinwasserkraft). Die physikalischen Importe sind im Jahr 2006 gestiegen (+4%), während die physikalischen Exporte um rund 19% gesunken sind. Der gesamte Endverbrauch in Österreich ist im Jahr 2006 im Vergleich zum Vorjahr um 1,9% angestiegen und beträgt insgesamt 61,5 TWh. Die höchste Gesamtlast, die gleichzeitig im österreichischen Stromnetz nachgefragt wurde, ist in den vergangenen Jahren konstant angestiegen und lag im Jahr 2006 bei 9,481 GW.

Der Anteil der drei größten Erzeugungsunternehmen ist in den vergangenen drei Jahren (2004 bis 2006) konstant bei rund 53% geblieben, wobei jedoch nur fünf Unternehmen einen Marktanteil von zumindest 5% der Erzeugungskapazitäten haben. Der HH-Index auf Basis der Marktanteile der Erzeugungsmenge liegt mit 2.104 (2006) über dem Wert von 1.800, ab dem von einer hohen Marktkonzentration ausgegangen werden kann. Bezogen auf die Kapazität liegt der HH-Index mit 1.575 (2006) leicht darunter.

Der Austausch zwischen Österreich und den verbundenen Nachbarländern ist seit 1990 konstant gestiegen. Bis 2002 wurde vorwiegend mehr elektrische Energie exportiert als importiert. Seit 2001 hat sich diese Entwicklung jedoch umgekehrt, wobei im Jahr 2003 die Differenz Export zu Import am größten gewesen ist.

→ **Aufbringung und Verwendung 2006**

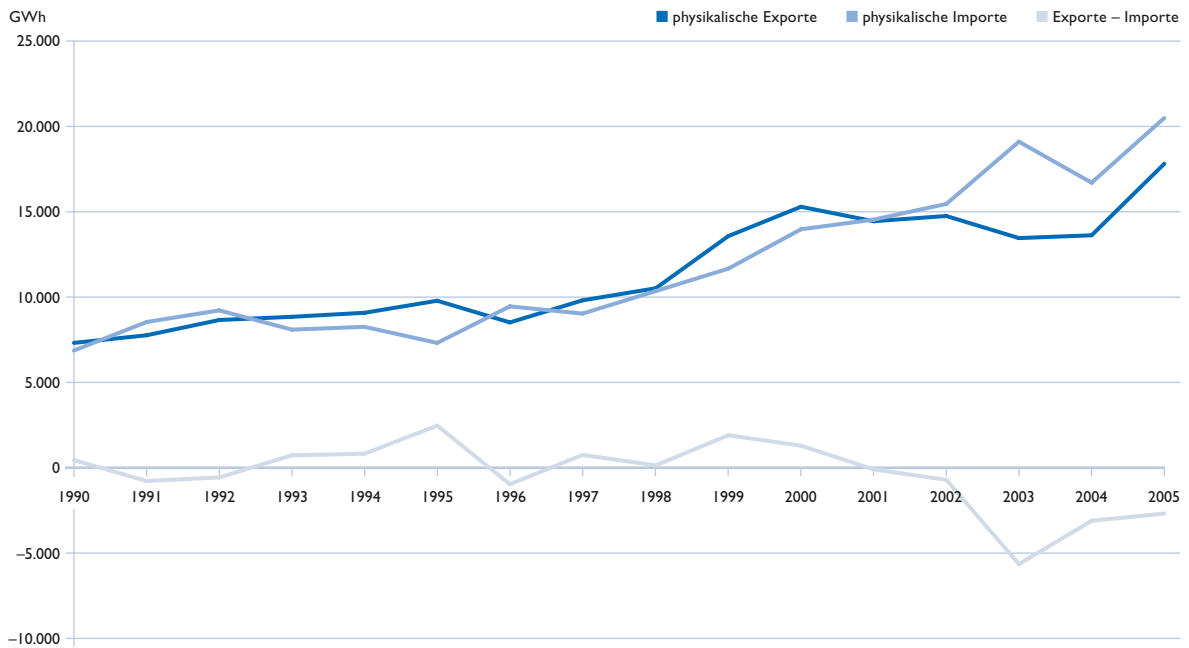
Abbildung 7



Quelle: E-Control

→ Exporte und Importe

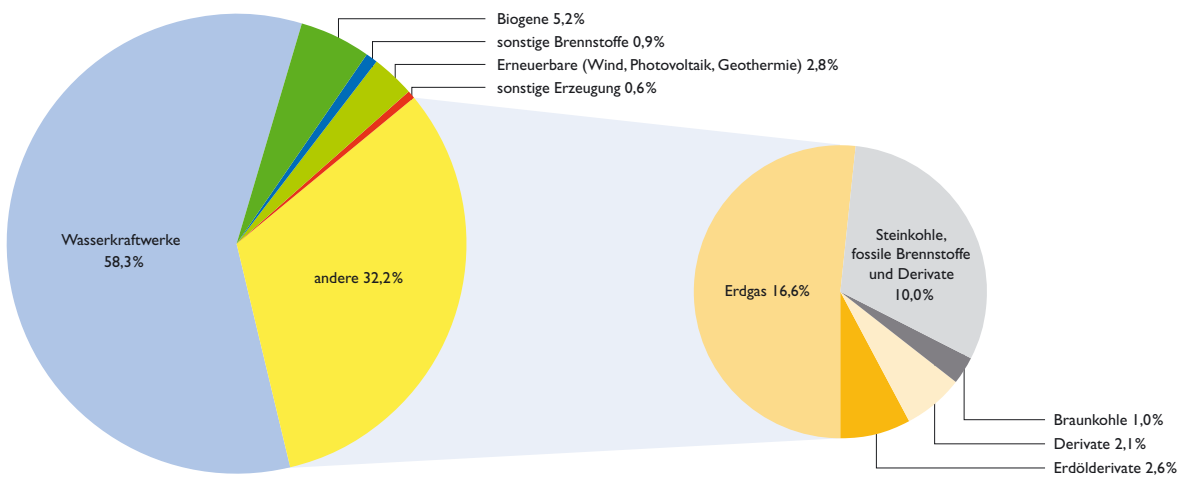
Abbildung 8



Quelle: E-Control

→ Österreichische Jahreserzeugung 2006

Abbildung 9



Quelle: E-Control

In Abbildung 9 ist der Erzeugungsmix für das Jahr 2006 ausgewiesen. Rund 60% der Erzeugung stammen aus Lauf- und Speicherkraftwerken. Nach der Wasserkraft ist Erdgas der wichtigste Energieträger bei der Stromerzeugung mit rund 17%. Der Anteil der elektrischen Energie aus Stein- und Braukohlekraftwerken an der Gesamterzeugung beträgt rund 11%.

→ Großhandelsmarkt

Entwicklung der Strompreise

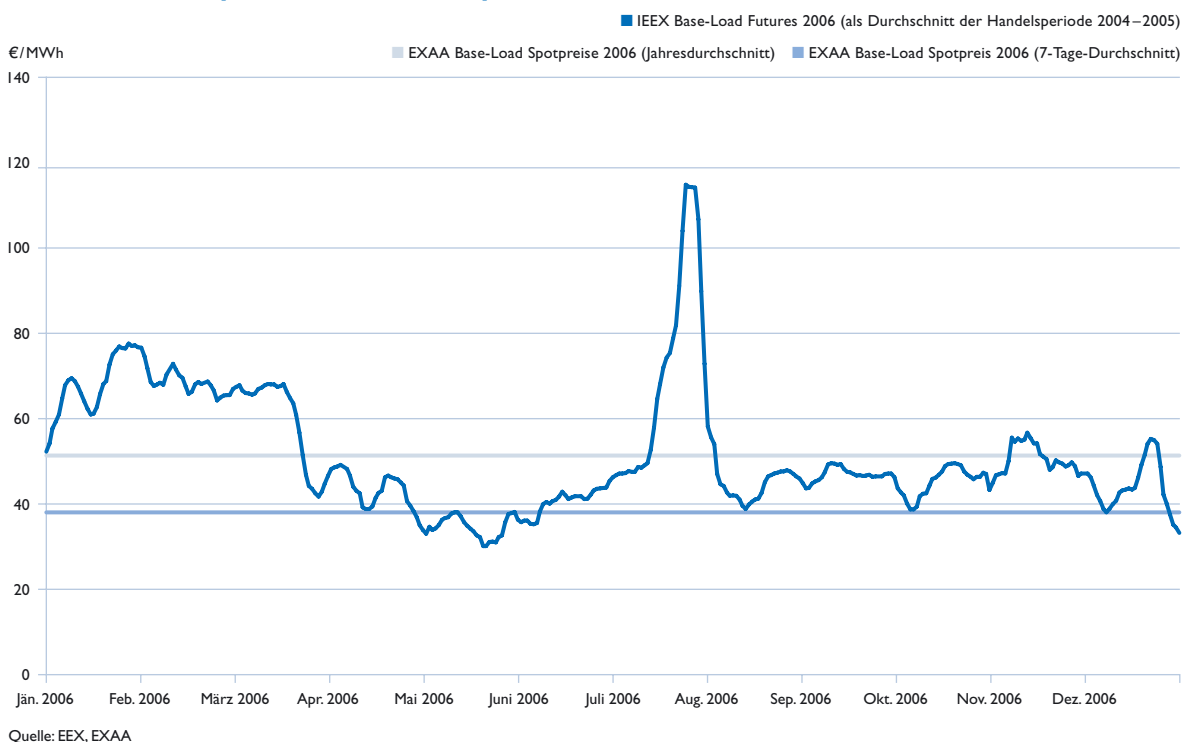
Die Spotpreise (Baseload) an der österreichischen Strombörse EXAA verliefen im Jahr 2006 zunächst auf einem relativ hohen Niveau und sanken erst im Frühjahr aufgrund der milden Witterung und nicht zuletzt wegen der stark fallenden CO₂-Preise. Diese niedrige Preisphase wurde durch die Hitzewelle im Juli unterbrochen, die

den Kühlbetrieb von thermischen Kraftwerken in Deutschland, Frankreich und Polen beeinflusst und eine Erzeugungsknappheit verursacht hat. Im vierten Quartal sind die Preise wieder auf ein relativ niedriges Niveau gesunken. Im Jahresdurchschnitt liegt der Spotpreis bei 51,2 €/MWh.

Interessant scheint in diesem Zusammenhang ein Vergleich des Spotpreises mit dem Futurespreis (das heißt die Größe des Spread). Nimmt man dazu den Durchschnitt der historischen Notierungen des Baseload-Futures-Kontrakts 2006 an der deutschen Strombörse EEX⁷ für die Handelsperiode 2004 bis 2005, der bei 37,6 €/MWh lag, so ergibt das einen Spread von 13,6 €/MWh. Es war somit (im Jahresdurchschnitt betrachtet) wesentlich kostengünstiger, eine Jahreslieferung für 2006 bereits im Zeitraum von 2004 bis 2005 abzudecken (Abbildung 10).

→ Großhandelspreise Futures vs. Spot

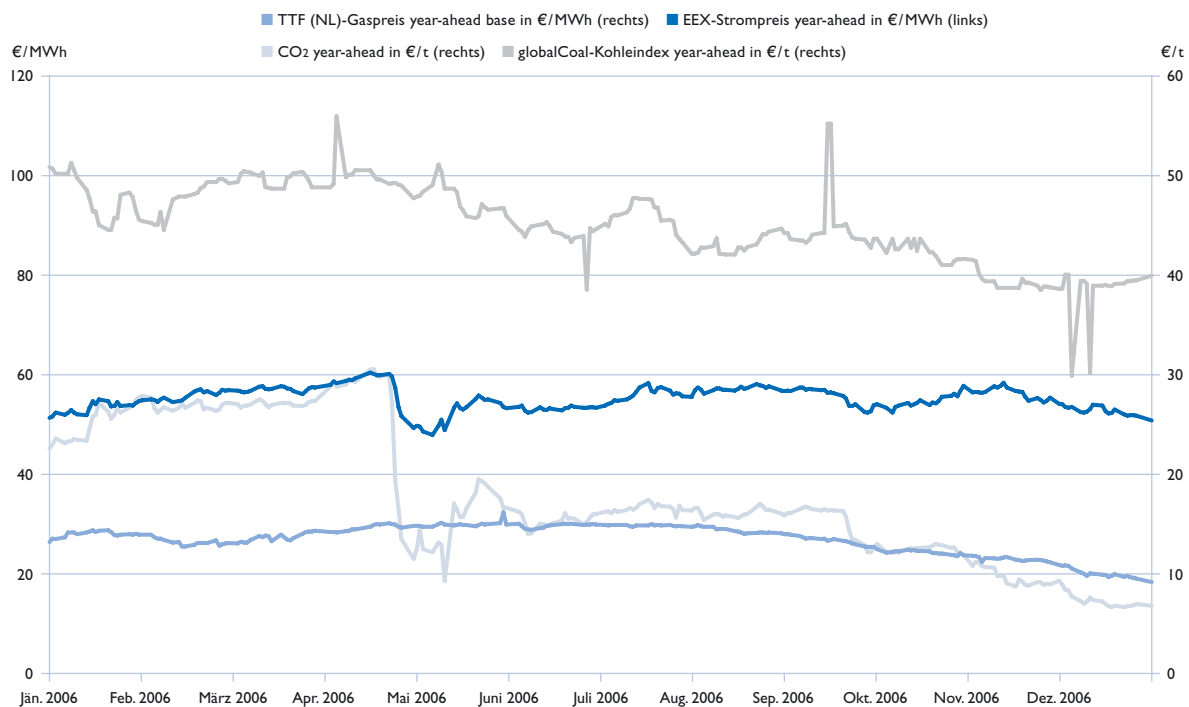
Abbildung 10



7 An der EXAA gibt es keinen Terminmarkt.

→ Großhandelspreise im Vergleich zu Primärenergieträgerpreisen

Abbildung 11



Quelle: EEX, Spectron, Energate

Weiter oben wurden bereits einige mögliche Ursachen für die Entwicklung des Strompreises angeführt. Wesentlicher Einflussfaktor ist jedoch die Entwicklung der Preise der Primärenergieträger Gas und Kohle. Sieht man sich die Entwicklung dieser Primärenergieträger- und der CO₂-Preise im Vergleich zu den Stromfuturespreisen an, so stellt man fest, dass für den Rückgang der Strompreise seit dem zweiten Quartal vor allem die gesunkenen Kohle-, Gas-⁸ und CO₂-Preise verantwortlich sind (vgl. dazu die Abbildung 11). Der Grund dafür sind die bereits beschriebene milde Witterung und die bekannt gewordene Überallokation der Emissionsrechte für die erste Handelsperiode (2005 bis 2007). Letzteres hat dazu geführt, dass die CO₂-Preise nach dem Einbruch im April 2006 noch weiter gesunken sind. Da die Allokationen für die zweite Periode (2008 bis 2012) geringer ausgefallen ist,

notieren die Preise für die zweite Periode höher als für die erste Periode. Der vorgeschlagene Nationale Allokationsplan für Österreich für die zweite Periode (NAP II) wurde seitens der EU-Kommission abgelehnt, sodass Österreich die CO₂-Emissionen unter NAP II um vorerst 2 Mio. t auf 30,7 Mio. t reduzieren muss⁹.

Entwicklung der gehandelten Strommengen

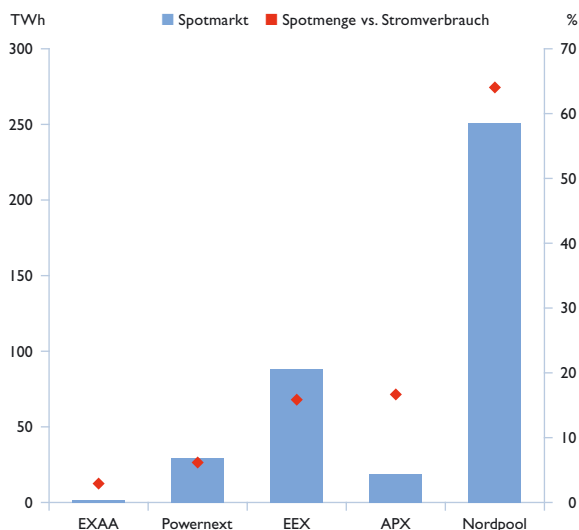
An der österreichischen Strombörse EXAA sind derzeit 40 Handelsteilnehmer aus zehn europäischen Ländern registriert, wobei gerade im Jahr 2006 viele neue Händler dazugekommen sind und auch für die Zukunft ein weiterer Zuwachs erwartet wird. Der erste Handelstag an der Energy Exchange Austria war am 21. März 2002. Aktionäre der EXAA sind neben der Wiener Börse Elektrizitätsunternehmen (u. a. Kelag,

⁸ Die Gaspreise unterstützen die rückläufige Bewegung der Strompreise dadurch, dass sie bis zum dritten Quartal auf einem stabilen Niveau blieben und danach ebenfalls, wie die Kohle- und CO₂-Preise, zurückgegangen sind.

⁹ Im Vergleich dazu wurden in der ersten Handelsperiode (2005–2007) in Österreich insgesamt Zertifikate für die CO₂-Emissionen von 32,7 Mio. Tonnen (1,8% der Zertifikate in der EU) zugeteilt.

→ Gehandelte Spotmengen vs. Marktanteile 2006

Abbildung 12



Quelle: EEX, EXAA, Powernext, APX, Nordpool, E-Control

Steweag-Steg, Tiwag, APT) sowie Systemdienstleister. Neben Spotmarktprodukten können an der EXAA CO₂-Zertifikate gehandelt werden.

Gehandelt wurden an der EXAA seit dem Marktstart am 21. März 2002 mehr als 7 TWh, was etwa 3% des jährlichen österreichischen Stromverbrauchs entspricht. Im Jahr 2006 wurde ein 7,3%iger Anstieg verzeichnet, womit ein Handelsvolumen von 1,7 TWh erzielt werden konnte.

Im Vergleich mit den anderen relevanten kontinentaleuropäischen Börsen ist jedoch festzustellen, dass die Liquidität der EXAA trotz der beschriebenen Zuwächse eher bescheiden ist. So erzielten im Vergleichszeitraum 2006 die Powernext, EEX und APX ein Handelsvolumen von 29,6 TWh (+20%), 88,5 TWh (+3,1%) und 19 TWh (+20%) (Abbildung 12). Der Anteil der

gehandelten Strommengen an der Abgabe an Endkunden ist an der EXAA im Vergleich zu den anderen angeführten Strombörsen ebenfalls gering. Den höchsten Anteil (gehandelte Spotmenge vs. Stromverbrauch) verzeichnet Nordpool und ist damit der Handelsplatz mit der größten Liquidität. An der EEX, der führenden kontinentaleuropäischen Börse, wird zurzeit eine Kooperation mit anderen Energiebörsen angedacht, um auch in Zukunft das Wachstum sicherzustellen.

Integration der Großhandelmärkte

Betrachtet man die Entwicklung der Strompreise auf den einzelnen europäischen Börsen im Vergleich, so wird deutlich, dass sich in den letzten Jahren innerhalb von Europa eine iberische, nordische, südeuropäische und kontinentaleuropäische Preisregion herausgebildet hat. Es zeigt sich dabei deutlich, dass die Großhandelspreise der kontinentaleuropäischen Börsen einen sehr ähnlichen Verlauf aufweisen. Diese Beobachtung bestätigt sich auch bei der Betrachtung der einzelnen Korrelationskoeffizienten, die in der Tabelle 2 angeführt werden. Denn zum einen weisen die Spotpreise unabhängig von der betrachteten Börse relativ hohe Korrelationskoeffizienten auf und zum anderen auch eine gleichläufige Entwicklung (positives Vorzeichen). Neben der kontinentaleuropäischen Preisregion zeigt die dargestellte Korrelationsmatrix auch die Herausbildung der nordischen Region und gibt zu erkennen, dass außerhalb der beschriebenen Regionen die Preisbildung unabhängig voneinander erfolgt. Angemerkt muss jedoch werden, dass diese rein deskriptive Analyse lediglich die Vermutung nahelegt, dass die dargestellten Großhandelsmärkte gekoppelt sind. Für eine eindeutigere Aussage ist eine fundierte empirische Analyse notwendig.

→ Korrelationsmatrix täglicher Spotpreise 2006

Tabelle 2

	AUT	CZE	DNK	ESP	FIN	FRA	GER	ITA	LITHU	NL	NOR	POL	ROM
CZE	0,68												
DNK	0,52	0,40											
ESP	0,50	0,23	0,29										
FIN	0,21	0,23	0,71	0,12									
FRA	0,91	0,57	0,37	0,53	0,08								
GER	0,87	0,60	0,44	0,42	0,17	0,80							
ITA	0,74	0,53	0,49	0,30	0,25	0,66	0,60						
LITHU	-0,14	0,05	0,29	-0,19	0,58	-0,27	-0,14	0,02					
NL	0,83	0,57	0,40	0,39	0,11	0,81	0,74	0,59	-0,24				
NOR	0,07	0,20	0,64	-0,07	0,89	-0,09	0,06	0,13	0,71	-0,01			
POL	0,35	0,42	0,45	0,16	0,30	0,25	0,30	0,41	-0,02	0,29	0,27		
ROM	0,23	0,27	0,14	-0,18	0,09	0,15	0,19	0,43	0,25	0,10	0,12	0,14	
SWE	0,15	0,23	0,73	0,01	0,95	0,00	0,13	0,22	0,67	0,06	0,97	0,30	0,12

Quelle: Regulatoren, E-Control (Berechnungen)

→ Ausgleichsenergiemarkt

Nachdem bereits im Jahr 2005 in der Regelzone APG die Regeln für die Clearingpreisberechnung geändert wurden, wurde Mitte 2006 auch die Beschaffung einer Teilkomponente der Ausgleichsenergie umgestellt. Seit dem 1. August 2006 werden die Programme für die Rücklieferung des ungewollten UCTE-Austausches nicht mehr direkt von der Verrechnungsstelle APCS ausgeschrieben, sondern über den Börsehandel an der österreichischen Strombörse EXAA abgewickelt. An den ursprünglichen Ausschreibungen hatten sich nur sehr wenige Anbieter beteiligt. Es wird erwartet, dass die Abwicklung des UCTE-Austausches über die Strombörse zu einer deutlichen Senkung der spezifischen Kosten für diese Preiskomponente führt.

Die ÖKO-Bilanzgruppe beeinflusst nach wie vor den Ausgleichsenergiemarkt entscheidend. Grund dafür sind vor allem die schwer prognostizier-

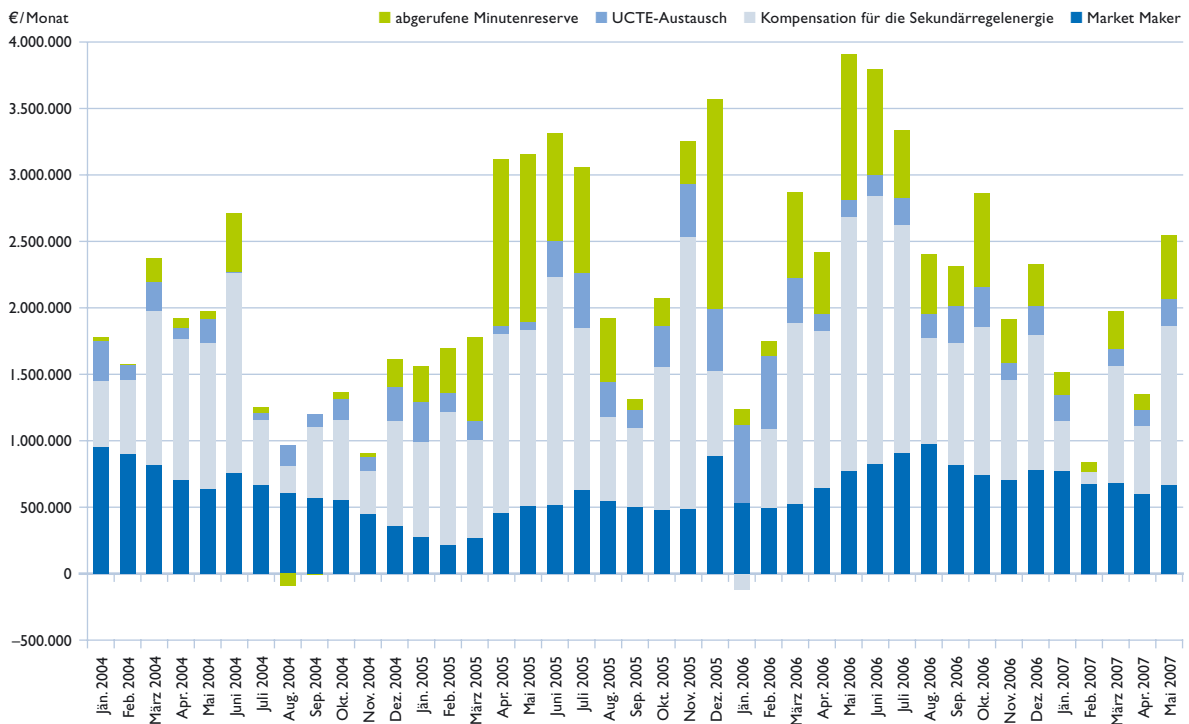
baren Windkraftleistungen. Dies führt dazu, dass die ÖKO-Bilanzgruppe in einem Großteil der Fälle gleichzeitig „long“ ist, wenn die Regelzone überdeckt ist, beziehungsweise „short“ ist, wenn die Regelzone unterdeckt ist.

Das derzeitige Bilanzgruppensystem ermöglicht die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt¹⁰. Erzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen befinden sich somit in gemeinsamen Bilanzgruppen. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Höhe und die Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Ost.

In der Praxis zeigt sich, dass die Bilanzgruppen der Incumbents über regelfähige Kraftwerke verfügen, die dazu eingesetzt werden, um laufend den Bilanzgruppensaldo zu minimieren. Dies ist

→ Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Ost

Abbildung 13



Quell: APCS

jedoch nur dadurch möglich, dass den Bilanzgruppen vom Netzbetreiber laufend – das heißt in der Regel online – Informationen über den aktuellen Lastzustand im Netz, die Lastflüsse über die Netzkuppelstellen sowie die Einspeisungen zur Verfügung gestellt werden. Diese Informationen stehen anderen Lieferanten beziehungsweise Bilanzgruppenverantwortlichen jedoch nicht zur Verfügung, was eine offensichtliche Ungleichbehandlung darstellt. Lieferanten ohne diese Informationen sowie ohne regelbare Kraftwerke haben dadurch ein systembedingt höheres Ausgleichsenergieisiko.

Die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer kann durch drei unterschiedliche Möglichkeiten erreicht werden:

1. Netzinformationen werden allen Bilanzgruppen zur Verfügung gestellt.
2. Die Netzinformationen werden keiner Bilanzgruppe zur Verfügung gestellt.
3. Das Bilanzgruppensystem wird so umgestellt, dass die Netzinformationen von den Bilanzgruppen nicht mehr genutzt werden können.

ad 1. Auch wenn die Informationen allen Bilanzgruppen zur Verfügung gestellt werden, haben nur die Bilanzgruppen mit regelfähigen Kraftwerken die Möglichkeit, das Ausgleichsenergieisiko und somit die Kosten zu minimieren.

ad 2. Eine effiziente Überwachung ist notwendig, damit sichergestellt ist, dass Informationen nicht weitergegeben werden. Aufgrund der Minimal-

variante der Unbundling-Regelungen erscheint diese Möglichkeit als nicht zielführend. Durch eine laufende und effektivere Überwachung des Informationsmanagements durch die zuständigen Landesregierungen könnte jedoch eine Verbesserung erzielt werden.

ad 3. Hier erfolgt einerseits eine Trennung in Erzeuger- und Lieferantenbilanzgruppen und andererseits die Einführung von standardisierten Lastprofilen für alle Endkunden. Damit wird sichergestellt, dass auch ein Incumbent eine Prognose über den Verbrauch seiner Kunden zur Erstellung der Fahrpläne machen muss¹¹.

Die dritte Variante ist zur Erreichung der Gleichbehandlung am besten geeignet, bedarf jedoch einer Umstellung des derzeitigen Bilanzgruppen-

systems. Mit dieser Variante verlieren die vom Netzbetreiber kurzfristig zur Verfügung gestellten Informationen über die Netzsituation erheblich an Bedeutung und der Vorteil, den der Incumbent aus dieser Information erzielen kann, wird minimiert.

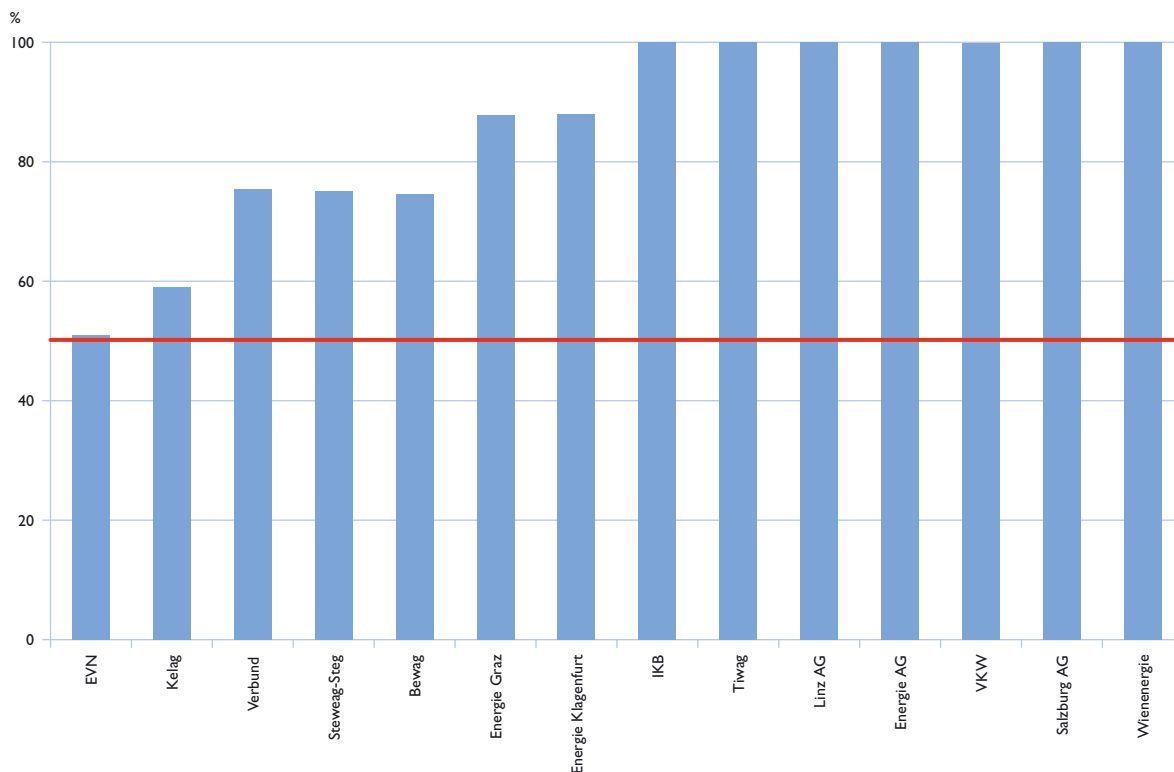
→ Endkundenmärkte

Anbieterstruktur

Geprägt ist die Anbieterstruktur im österreichischen Strommarkt durch den hohen Anteil der Gebietskörperschaften (Abbildung 14), wobei dies gesetzlich vorgeschrieben ist¹². Eine Änderung des Gesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, wovon kurz- bis mittelfristig nicht ausgegangen werden kann.

→ Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen

Abbildung 14



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

¹¹ Derzeit werden nur jenen Kunden standardisierte Lastprofile zugewiesen, die den Lieferanten wechseln. Sämtliche anderen Kunden werden bezüglich der Energiemengenbilanzierung anders behandelt.

¹² BVG-Eigentum (BGBl. I Nr. 143/1998).

Im Jahr 2006 ist es zu keinen nennenswerten Zusammenschlüssen gekommen. Mit Wirkung zum 1. Mai 2006 sind jedoch die Energie AG sowie die Linz AG aus der EnergieAllianz ausgeschieden. Dadurch erfolgte eine Rückübertragung der Anteile der EnergieAllianz an der Energie AG an das Land Oberösterreich, wodurch das Land Oberösterreich nunmehr einen Anteil an der Energie AG von 93,75 % hält. Das Ausscheiden der beiden oberösterreichischen Stromunternehmen hat zu einer Verringerung der Konzentrationswerte im Vergleich zu den Vorjahren geführt. Mit 1. Juli 2007 wurde bekannt gegeben, dass die Vertriebsunternehmen der Energie AG und der Linz AG zusammengeführt werden, was wiederum zu einem Anstieg der Konzentrationsraten geführt hat.

Offen ist nach wie vor, ob die Energie Austria von den EnergieAllianz-Unternehmen und vom Verbund umgesetzt wird, was wiederum zu einer beträchtlichen Erhöhung der Konzentrationsmaße führen würde. Problematisch für die Entwicklung des Wettbewerbs ist dieser Zusammenschluss vor allem deshalb, da der Verbund

derzeit eines der wenigen Unternehmen ist, das aktiv österreichweit tätig ist und sowohl für Haushalts- als auch Gewerbekunden zu Energiepreisen anbietet, die zum Teil deutlich unter jenen der angestammten Lieferanten liegen. Die Umsetzung des Zusammenschlusses zur Energie Austria würde bei einer Integration der Vertriebstätigkeiten der beteiligten Unternehmen zum Wegfall eines aktiven Wettbewerbers (Verbund APS) führen.

Anzumerken ist jedoch, dass die Annahmen¹⁴ über die zukünftige Entwicklung des Strommarktes in Österreich, die im Rahmen des Zusammenschlusses formuliert wurden (u.a. Ausweitung des räumlich relevanten Marktes, Markteintritt ausländischer Lieferanten – potenzielle Konkurrenz), nicht eingetroffen sind. Dies zeigen auch die Ergebnisse der EU-Sector Inquiry, in der unter anderem die Problembereiche fehlende Transparenz, hohe Marktkonzentration, fehlende Marktintegration und vertikale Marktabschottung aufgezeigt wurden. Die von der EU-Kommission angesprochenen Problembereiche treffen auch für Österreich zu. Die Endkundenmärkte sind nach wie vor maximal nationale Märkte. Durch den Zusammenschluss zur Energie Austria kommt es aufgrund der Koordination des Erzeugungsbereichs der beteiligten Unternehmen zu einer Verstärkung der vertikalen Integration. Die geringe Markttransparenz einerseits gegenüber den Endkunden und andererseits gegenüber nicht integrierten Lieferanten ist ebenfalls zu beobachten. Da die Annahmen für den Zusammenschluss zur Energie Austria jedoch nicht eingetroffen sind, ist die Fusion der Vertriebs- und Handelsbereiche neu zu beurteilen.

Die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index liegen unter den Schwellenwerten, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen (66,7% beziehungsweise 1.800). Trotzdem ist eine nur geringe Wettbewerbsintensität auf den verschiedenen Endkundenmärkten zu beobachten, was auch die Betrachtung der Werbeausgaben zeigt (siehe Kapitel Werbeaus-

→ Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt – Gesamt- abgabe an Endkunden in Österreich 2006

Tabelle 3

	EnergieAllianz	Energie Austria (Verbund + EnergieAllianz)
EnergieAllianz	29,9%	32,7%
Verbund	2,9%	
ENAMO ¹³	14,5%	14,5%
Steweag-Steg	10,0%	10,0%
Kelag	7,2%	7,2%
Salzburg AG	5,9%	5,9%
APC	5,6%	5,6%
Tiwag	5,5%	5,5%
VKW	4,2%	4,2%
Energie Graz	1,4%	1,4%
IKB	1,3%	1,3%
Energie Klagenfurt	1,0%	1,0%
Wels Strom	0,7%	0,7%

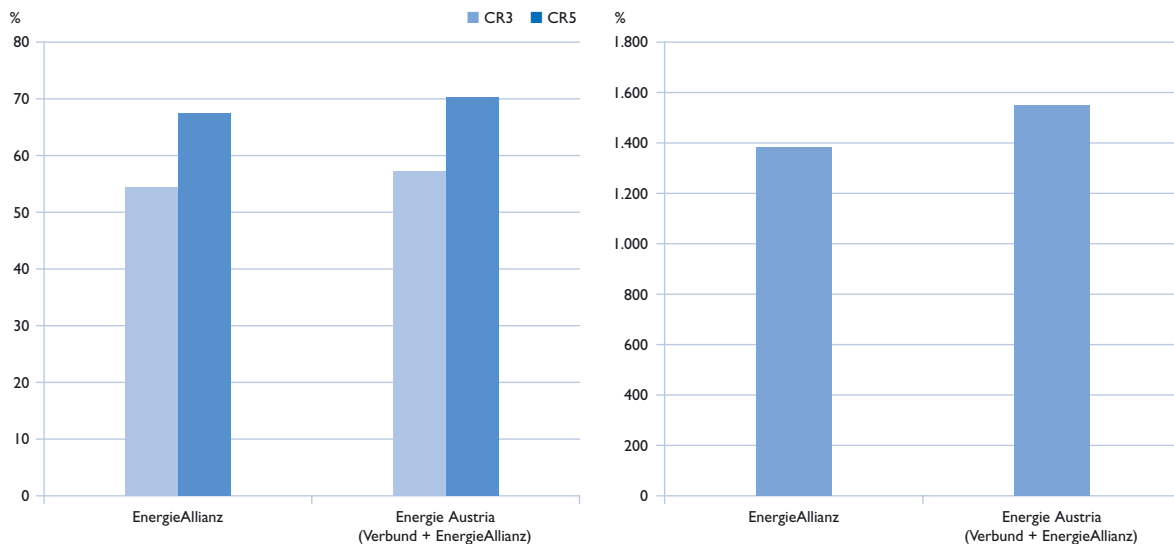
Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

¹³ Vertriebstochter Linz AG und Energie AG

¹⁴ COMP/M2947. Verbund/EnergieAllianz (2003)

→ Konzentration im österreichischen Strommarkt CR 3 und CR 5¹⁵ (links) HH-Index¹⁶ (rechts)

Abbildung 15



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

gaben der Stromunternehmen). Eine Betrachtung der einzelnen Endkundenmärkte hinsichtlich deren Marktkonzentration ist aufgrund der fehlenden Daten nicht möglich. Durch die Novellierung der Statistik-Verordnung sollte es jedoch zu einer Verbesserung der Datengrundlage kommen.

Die Betrachtung der Marktstruktur und der Aktivitäten ausländischer Unternehmen in Österreich lässt nicht darauf schließen, dass von regionalen Märkten ausgegangen werden kann. Die Marktanteile ausländischer Lieferanten im österreichischen Strommarkt sind vernachlässigbar. Selbst im Großkundenbereich sind die Aktivitäten ausländischer Lieferanten gering und beliefern diese erst ab einer Abnahme von 10–20 GWh, was zudem noch meist standortbezogen ist. Im Kleinkundenbereich ist kein ausländischer Anbieter in Österreich tätig. Die österreichischen Lieferanten sind im Ausland ebenfalls nur eingeschränkt aktiv (Belieferung von Weiterverteilern und Großkunden). Aber auch innerhalb Österreichs sind die Lieferanten bei gleichen

Rahmenbedingungen nur zum Teil österreichweit im Groß- und Kleinkundenmarkt tätig. Die Regelzonengrenzen stellen vor allem für kleinere Lieferanten eine Markteintrittsbarriere dar. Von einem regionalen Markt, der weiter als national ist, kann somit nicht gesprochen werden. Zielsetzung muss es deshalb sein, den Marktzugang so einfach wie möglich zu gestalten sowie die gesetzlichen Rahmenbedingungen zwischen den derzeit vorwiegend nationalen Märkten als auch zwischen den Regelzonen in Österreich zu harmonisieren.

Strategisches Verhalten

Nach dem Ausstieg der Energie AG aus der EnergieAllianz wurden beziehungsweise werden nach wie vor mehrere Optionen über die zukünftige Strategie des Unternehmens geprüft. So hat die Energie AG mit der TIWAG Verhandlungen über die Übernahme von rund 25% der Aktien aufgenommen. Da die Verhandlungspartner jedoch nicht zu einer Einigung gekommen sind

¹⁵ Summe der Marktanteile der drei (fünf) größten Lieferanten

¹⁶ HH-Index: Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen

(u.a. geringe Synergieeffekte, zu geringe Mitspracherechte der Tiwag), wird über einen Börsengang diskutiert, der im Landtag Anfang Juli 2007 beschlossen wurde. Die Mehrheitsrechte verbleiben im Eigentum des Landes und 6,5% der Anteile an der Energie AG im Eigentum der Linz AG. Etwa 40% der Anteile sollen an die Börse gehen. Ob jedoch Teile des Unternehmens (Wasserversorgung) aus dem Börsengang ausgenommen werden, ist noch in Diskussion. Mitte Juni wurde ein Antrag für den Börsengang der Energie AG vorbereitet und an den Finanzausschuss der oberösterreichischen Landesregierung übermittelt. Bei der Teilprivatisierung werden maximal 49% der Anteile der Energie AG abgegeben, wobei sowohl Tiwag (im einstelligen Prozentbereich) als auch Verbund bereits Interesse gezeigt haben, sich an der Energie AG zu beteiligen.

Unabhängig davon wurden die Vertriebsaktivitäten der Energie AG und der Linz AG mit 1. Juli 2007 fusioniert. Wie jedoch auch bei der EnergieAllianz werden die Vertriebsgesellschaften der beiden Unternehmen im Kleinkundenmarkt auch weiterhin getrennt auftreten. Nur der Großkundenbereich wird in die neu gegründete Muttergesellschaft eingebracht. Es kommt somit abermals zu einem Zusammenschluss mehrerer Vertriebsgesellschaften, der für den Kunden jedoch zu keiner offensichtlichen Veränderung führt. Ergebnis ist, dass beide Unternehmen im jeweiligen anderen angestammten Netzbereich nicht mehr tätig sind. Synergieeffekte sind durch den Zusammenschluss der Vertriebsbereiche nur geringe zu erwarten, da die Vertriebsgesellschaften jeweils weiterhin eigenständig und mit gleichem Unternehmensnamen tätig bleiben. Die Bereiche Netz, Erzeugung und Handel sind durch den Zusammenschluss nicht betroffen. Neben dem heimischen Markt soll das Unternehmen auch in Deutschland, Tschechien, der Slowakei und Ungarn aktiv tätig sein.

Ob und in welcher Form es zu einer Umsetzung der Energie Austria kommt, ist noch unklar. Über die Medien ist jedenfalls eine Annäherung

von Verbund und der EVN AG zu entnehmen, wobei seitens des Verbunds auch eine eigenumsrechtliche Fusion der Unternehmen angesprochen wurde. Bei einer Vollfusion würde der Verbund als größtes Unternehmen die meisten Anteile halten, was zu einer Verringerung des derzeitigen Einflusspotenzials der Länder auf die jeweilige Landesgesellschaft führt.

Die EVN verstärkt weiter ihre Aktivitäten in den mittel- und osteuropäischen Ländern. Neben dem Energiebereich sollen die Tätigkeiten in anderen Versorgungsdienstleistungsbereichen (u.a. Wasserversorgung, Abwasserentsorgung, Abfallverwertung) ausgebaut werden. In Bulgarien (1,4 Mio. Stromkunden) und Mazedonien hat die EVN Mehrheitsbeteiligungen erworben. Die EVN plant eine weitere Konsolidierung der Position in Südosteuropa durch Akquisitionen, Kooperationen und eigene Investitionen sowie den Erwerb und Neubau von Kraftwerken, um den Anteil der Eigenerzeugung konzernweit auf 40–60% zu erhöhen. So soll 2010 ein gemeinsames Kohlekraftwerk mit einer Leistung von 790 MW in Kooperation mit STEAG in Deutschland in Betrieb genommen werden¹⁷. Anfang Juli 2007 hat die albanische Regierung beschlossen, den von der EVN initiierten Bau von drei Speicherkraftwerken (Gesamtleistung rund 400 MW) öffentliches Interesse zuzuerkennen. In Bulgarien hat die EVN das zweitgrößte Heizwerk übernommen, wodurch die EVN auch in Bulgarien als Multi-Utility-Unternehmen tätig ist.

Der Verbund ist weiter über die Vertriebstochter APS am Endkundenmarkt aktiv tätig und zählt im Kleinkundenbereich zu den günstigsten Anbietern. Neben einigen Landesgesellschaften sowie Tochterunternehmen von Incumbents bieten einige kleinere Stadtwerke (u.a. Welsstrom) elektrische Energie für Kleinkunden auf überregionaler Ebene an. Der regionale Schwerpunkt ist jedoch die Regelzone Ost, da die Belieferung von Kunden in einer andere Regelzone als zusätzlicher Aufwand von den kleineren Lieferanten eingeschätzt wird.

¹⁷ EVN-Geschäftsbericht 2005/06

Das Land Tirol hält derzeit Strombezugsrechte an Kraftwerken der Illwerke AG, die sich auf Tiroler Gebiet befinden und 2040 Eigentümern an das Land Tirol übergehen. Verhandelt wurde im Frühjahr 2007, ob die Tiwag eine Beteiligung („Substanzgenussrecht“) an der Illwerke AG von 7–10% erhält, wodurch das Land Tirol jährlich rund € 1,9 Mio. erhalten soll. Dadurch fällt ein Teil der Kraftwerke der Illwerke AG im Jahr 2040 nicht an das Land Tirol, sondern bleibt im Eigentum des Landes Vorarlberg¹⁸.

Die Tiwag plant einen weiteren Ausbau der Wasserkraft, wofür in den nächsten 10 bis 15 Jahren rund € 1,7 Mrd. investiert werden sollen. Neben dem Kraftwerksausbau ist auch die Erhöhung bestehender Beteiligungen (u.a. SelGas, SelTrad sowie an der Bayern Gas) geplant.

Die Kelag plant gemeinsam mit RWE, die über die Kärntner Energieholding indirekt an der Kelag mit rund 31% beteiligt ist, ebenfalls ihre Aktivitäten in Osteuropa auszuweiten. Dazu zählen neben dem Bereich erneuerbare Energie (Biomasse und Biogas) auch Beteiligungen an Kraftwerken in Südosteuropa, Norditalien und der Schweiz. Weiters planen Kelag und RWE zusätzliche Investitionen in Wasserkraftwerkskapazitäten. Dabei stehen die Ausweitung und Optimierung bestehender Wasserkraftwerke im Vordergrund. Laut den Eigentümern ist auch die Ausweitung der Aktivitäten in Österreich unter anderem durch weitere Beteiligungen geplant.

Der Eigentümer der EStAG hat im Juni 2007 bekannt gegeben, dass weitere 24% an der Energie Steiermark Holding (EStAG) an die EdF verkauft werden sollen. Die EdF hat für den Erwerb der Anteile rund € 400 Mio. geboten. Damit hält EdF an der EStAG 49% plus eine Aktie, was dazu führen würde, dass das Land Steiermark indirekt an der Steweag-Steg mit nur noch rund 33% beteiligt ist. Die gesetzliche Vorgabe, dass sich zumindest 51% der Anteile im öffentlichen Eigentum befinden¹⁹, würde jedoch trotzdem erfüllt werden, da sich der Verbund (mit rund 34,5% an der

Steweag-Steg beteiligt) mehrheitlich im öffentlichen Eigentum befindet (siehe Abbildung 14). Ein Börsengang der EStAG ist laut Eigentümervertreter nicht vorgesehen. Der Landtag hat im Juli einem Verkauf von weiteren 24% an die EdF nicht zugestimmt und die Angebotsfrist seitens der EdF verstreichen lassen. Ob und an wen weitere Anteile an der EStAG verkauft werden, ist derzeit noch unklar.

Auswirkungen weiterer Zusammenschlüsse

Neben der jüngsten Zusammenschlussanmeldung der Energie AG und der Linz AG sind weitere Kooperationen, Anteilsübernahmen und Zusammenschlüsse in Diskussion. So haben die Energie AG und die Linz AG verlautbart, dass ein Beitritt der Salzburg AG und der Tiwag zum neugegründeten Vertriebsunternehmen möglich ist. Die Umsetzung des Zusammenschlusses der Vertriebs- und Handelsbereiche der Energie Allianz und des Verbunds bedarf einer neuen Beurteilung durch die Wettbewerbsbehörden. Weiters hat der Verbund Interesse gezeigt, die Anteile an der Kelag und der Steweag-Steg zu erhöhen, sowie Anteile der Energie AG zu übernehmen. Auch die Tiwag hat ihr Interesse, Anteile im einstelligen Bereich an der Energie AG zu erwerben, bekannt gegeben.

Sollten die geplanten beziehungsweise in Diskussion stehenden Zusammenschlüsse und Kooperationen umgesetzt werden, führt dies dazu, dass die bereits bestehenden Verflechtungen der österreichischen Stromwirtschaft weiter verstärkt werden und die Marktkonzentration erhöht wird. Dadurch ist auch zu erwarten, dass es angebotsseitig zu einer weiteren Verringerung der Wettbewerbsintensität am österreichischen Endkundenmarkt kommt. Eine geringere Anzahl von Wettbewerbern bei gleichen räumlichen Marktgrenzen erleichtert eine kollektive Marktkontrolle (Konzentration ökonomischer Macht) und führt zu einer Beschränkung des Preiswettbewerbs (höhere Preise und Gewinne als auch höhere Kosten). Die Zusammenschlüsse

¹⁸ Tiroler Tageszeitung (15. April 2007)
¹⁹ BVG-Eigentum (BGBl. I Nr. 143/1998)

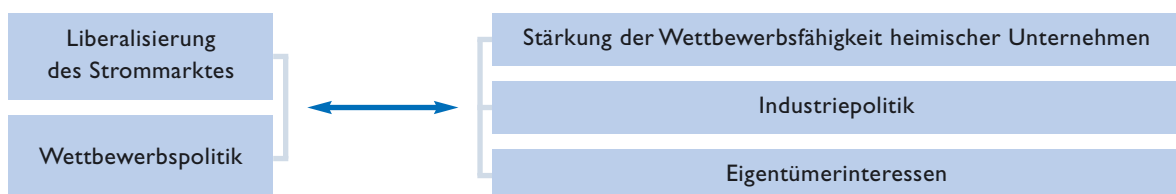
stehen dabei in Konflikt mit gesamtwirtschaftlichen und gesellschaftspolitischen Zielsetzungen und finden trotzdem politische Unterstützung. Dies ist zwar aus industriepolitischer Sicht nachvollziehbar (Schaffung eines nationalen Players), gesamtwirtschaftlich jedoch schädlich (höhere Energiepreise führen zu einem geringeren Wachstum in anderen Branchen). In einer Studie des WIFO wurden die positiven Effekte auf die Volkswirtschaft aufgrund eines niedrigeren Preisniveaus im Vergleich zur Nicht-Liberalisierung dargestellt²⁰. Kommt es neben den horizontalen Zusammenschlüssen auf Vertriebssebene zusätzlich zu vertikalen Zusammenschlüssen, sind nicht integrierte Lieferanten mit zusätzlichen Markteintrittsbarrieren konfrontiert.

Die Zusammenschlüsse im österreichischen Strommarkt konzentrieren sich vorwiegend auf den Vertriebsbereich. Netz- und Erzeugungsbereich sind bisher bei den jeweiligen Muttergesellschaften verblieben. Nach der Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens (u. a. EnergieAllianz, ENAMO) werden Vertriebsunternehmen (siehe EnergieAllianz über unter anderem Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG und ENAMO über unter anderem Energie AG Vertrieb GmbH & Co KG) gegründet, die den gleichen Unternehmensnamen wie die Muttergesellschaften haben. Die neu gegründeten Vertriebsgesellschaften sind unabhängig voneinander auf den Endkundenmärkten tätig, wobei sich die Vertriebsaktivitäten

vorwiegend auf den angestammten Netzbereich beschränken. Selbst die Beschaffung von elektrischer Energie wird größtenteils eigenständig von der jeweiligen Vertriebsgesellschaft abgewickelt. Die bisherige Vorgehensweise lässt vermuten, dass die eigentliche Zielsetzung der Zusammenschlüsse nicht darin besteht, mögliche Synergieeffekte im Vertriebsbereich zu erzielen – es wurden auch keine sichtbaren Maßnahmen gesetzt (u. a. eigene Markenpolitik, getrenntes Auftreten, eigenes Vertriebspersonal), sondern den Wettbewerb auf den Endkundenmärkten zu verringern.

Die Anmelder von Zusammenschlüssen gehen meist von einer raschen Öffnung der europäischen Strommärkte sowie einer räumlichen Ausweitung der sachlich relevanten Märkte aus (siehe Zusammenschlussanmeldung Energie Austria, ENAMO). Zu beobachten ist jedoch, dass ausländische Anbieter den österreichischen Markt verlassen haben beziehungsweise ausschließlich im Großkundenmarkt (> 10 GWh) tätig sind. Aufgrund bestehender Markteintrittsbarrieren sowie einer geringen Wechselbereitschaft der (Klein-)kunden ist nicht zu erwarten, dass jedenfalls kurz- bis mittelfristig von einem überregionalen Markt ausgegangen werden kann. Weitere potenzielle Zusammenschlüsse zwischen österreichischen Stromunternehmen führen zu einer weiteren Verringerung der Wettbewerbsintensität und sind vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen zu bewerten.

→ Trade-off



Quelle: E-Control

Abbildung 16

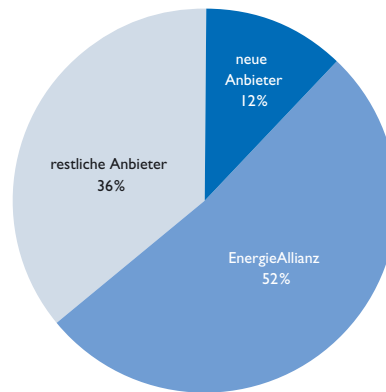
²⁰ WIFO (2004), Evaluierung der Liberalisierung des österreichischen Energiemarktes aus makroökonomischer Sicht, erschienen in WIFO-Monatsberichte 11/2004

Werbeausgaben der Stromunternehmen

Die Entwicklung der Werbeausgaben Ende 2006 zeigt einen ähnlichen Verlauf wie in den Jahren zuvor. Die Unternehmen der EnergieAllianz sind weiterhin jene Marktteilnehmer, die die höchsten Werbeausgaben haben (Abbildung 17 und 18). Eine Erhöhung der Anteile der restlichen Anbieter (Incumbents ohne EnergieAllianz) an den gesamten Werbeausgaben hat sich aufgrund des Austritts der Energie AG und der Linz AG aus der EnergieAllianz ergeben.

Werbung wird weiterhin vorwiegend zur Imagepflege eingesetzt. Interessant erscheinen die hohen Werbeausgaben der einzelnen Unternehmen der EnergieAllianz vor allem hinsichtlich der

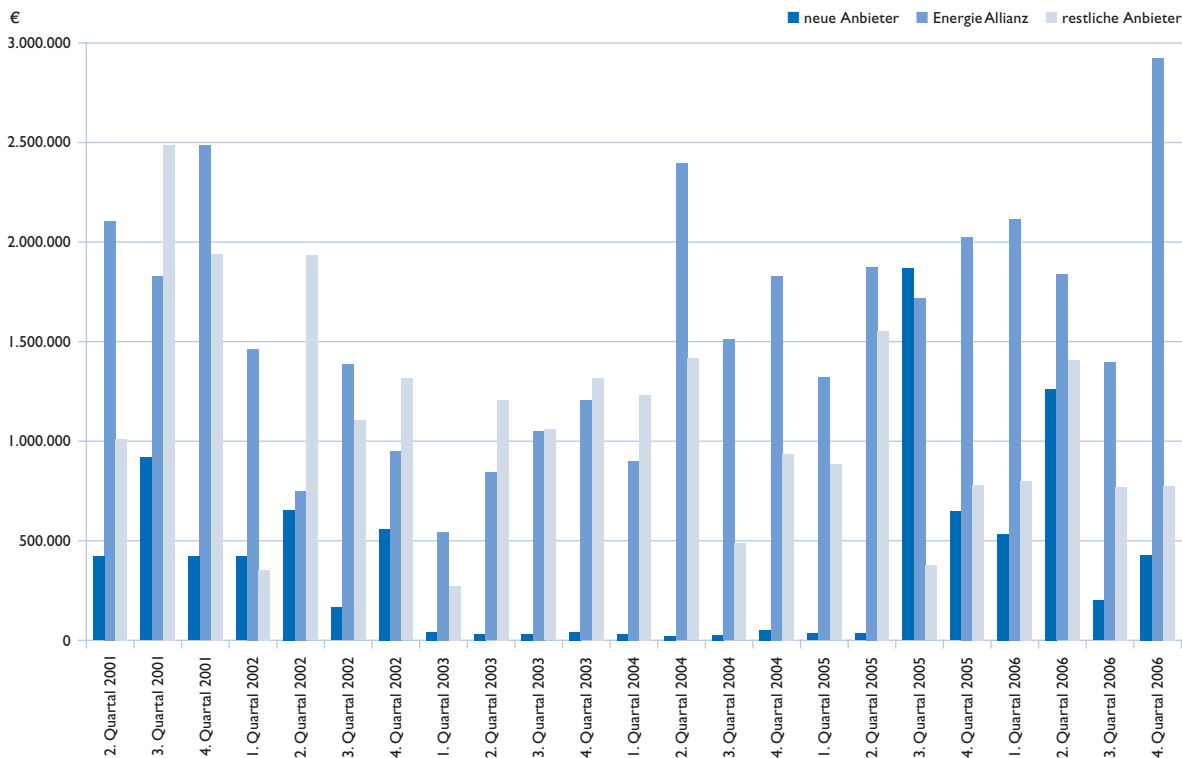
→ Anteil an den Werbeausgaben April 2001 bis Dezember 2006 Abbildung 17



Quelle: Media Focus, E-Control

→ Werbeausgaben der Unternehmen der EnergieAllianz, der restlichen Landesgesellschaften und der neuen Anbieter

Abbildung 18



Quelle: Media Focus, E-Control

geringen Aktivitäten am österreichischen Strommarkt. Österreichweit ist die EnergieAllianz selbst sowie über das Tochterunternehmen switch tätig. Die Werbeausgaben dieser beiden Lieferanten sind jedoch im Vergleich zu den Muttergesellschaften beziehungsweise den jeweiligen Vertriebsgesellschaften vernachlässigbar. Die Werbeausgaben der einzelnen Vertriebsgesellschaften sind zwar sehr hoch, keiner der drei Lieferanten beliefert jedoch außerhalb des angestammten Versorgungsgebiets Kunden, woraus geschlossen werden kann, dass die Werbemaßnahmen ausschließlich als Imagewerbung, zur Marktabstottung und Abwehr möglicher Wettbewerber beziehungsweise zum Erhalt des Kundenstocks eingesetzt werden.

Mit Ausnahme des Verbunds bewirbt kein Lieferant den Preis, die jeweiligen Produkte oder potenzielle Einsparungen bei einem Lieferanten-

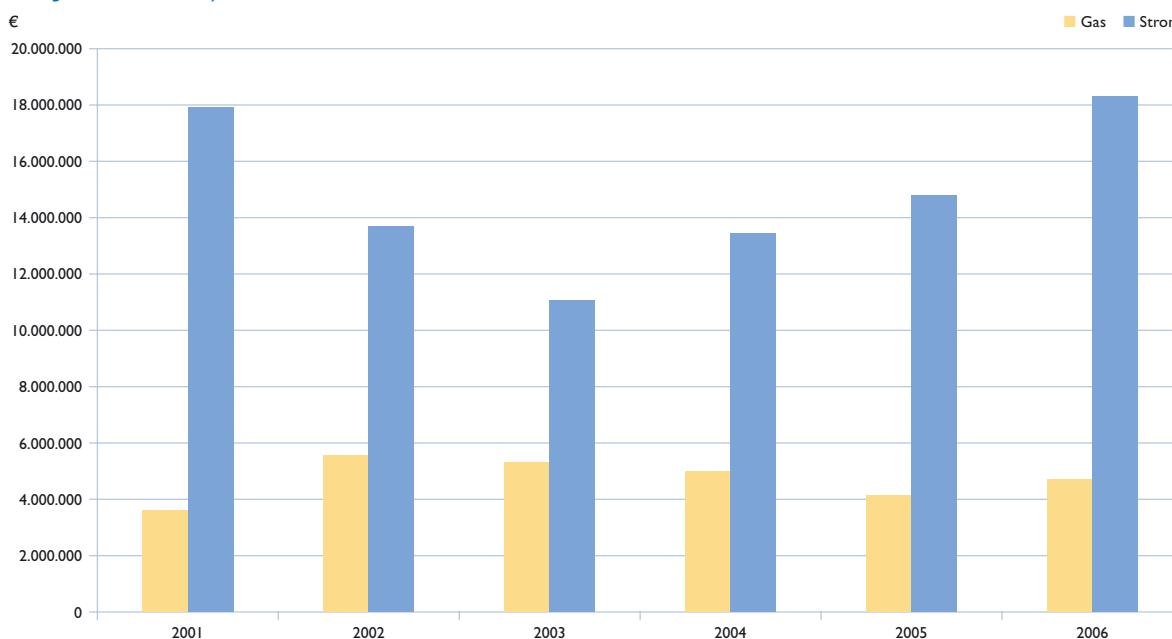
wechsel. Ziel dabei ist es, neben der Erhöhung des Bekanntheitsgrads auch die Suchkosten der Konsumenten zu verringern und so höhere Anreize zu Preisvergleichen beziehungsweise einem Lieferantenwechsel zu setzen. Im Vordergrund steht zumeist der Unternehmensname selbst (Imagewerbung).

Aufgrund der Diskussionen über unter anderem den effizienten Einsatz von Energieträgern auf nationaler und internationaler Ebene werben viele angestammte Unternehmen mit Energieberatung, wobei oftmals nicht nachvollziehbar ist, welcher Unternehmensbereich die jeweilige Dienstleistung anbietet.

Die Werbeausgaben der Stromunternehmen bleiben auch im zweiten Halbjahr 2006 deutlich über jenen der Gasunternehmen (Abbildung 19). Die Werbeausgaben aller Stromunternehmen

→ Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen im Vergleich (Jahressumme)

Abbildung 19



Quelle: Media Focus, E-Control

sind im Jahr 2006 im Vergleich zu den Vorjahren weiter deutlich gestiegen. Zurückzuführen ist dies unter anderem auf den Markteinstieg von Unternehmen und Verbaugaben im Rahmen von (geplanten) Zusammenschlüssen. Im Gasbereich sind die Verbaugaben im Vergleich zu den Vorjahren leicht angestiegen.

Performance der Energieunternehmen

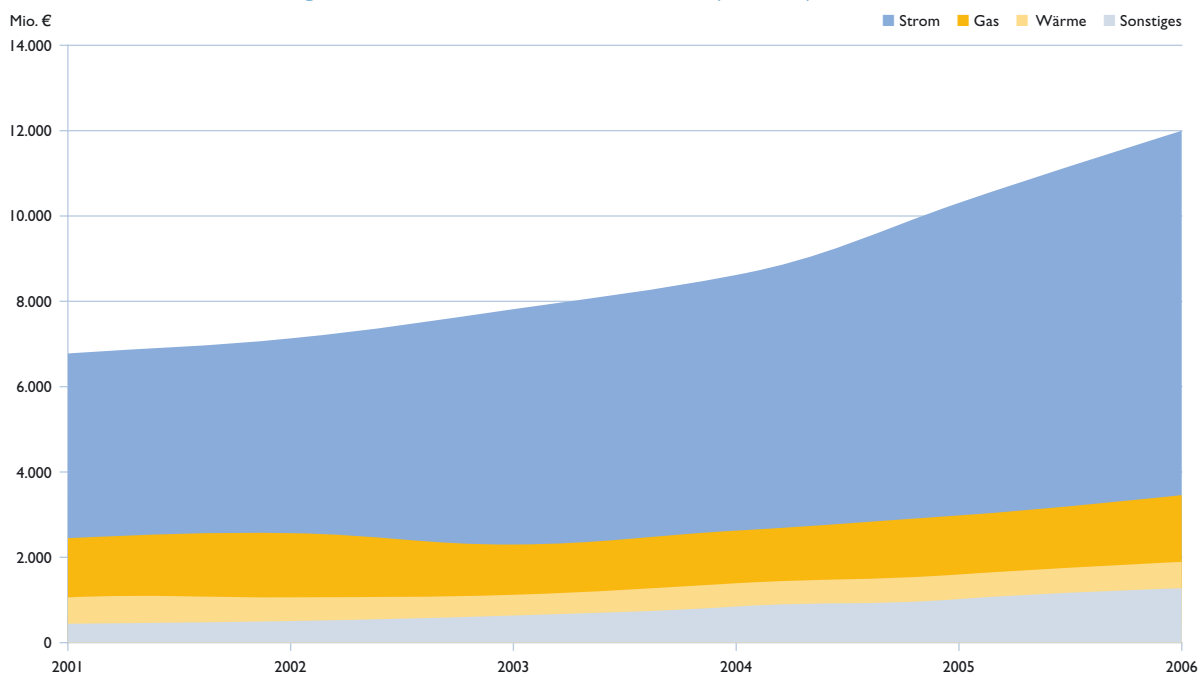
Wie in Abbildung 20 zu sehen ist, ist der Gesamtumsatz der Energieunternehmen²¹ in Österreich seit 2001 deutlich angestiegen. Seit dem Jahr 2001 konnten die Energieunternehmen den Gesamtumsatz um rund 120% erhöhen. Der Umsatzanstieg ist vorwiegend auf den starken Anstieg der Umsätze im Strombereich (+96%) zurückzuführen. Die Gasumsätze sind über den Beobachtungszeitraum um nur rund 9% gestiegen. Ein großes Wachstum der Umsätze ist auch im sonstigen

Bereich (u.a. Wasser, Abwasser, Entsorgung) zu beobachten. Von 2001 auf 2006 sind die Umsätze in diesen Bereichen um rund 150% gestiegen. Die Umsätze im Wärmebereich konnten im gleichen Zeitraum um rund 33% erhöht werden.

Das jährliche Umsatzwachstum der österreichischen Strom- und Gasunternehmen liegt zwischen 5% und 24%. Von 2001 auf 2006 hatte der Verbund den größten Umsatzanstieg mit rund 140%. Dies ist einerseits auf die Ausweitung der Auslandstätigkeiten zurückzuführen und andererseits auf die gestiegenen Großhandelspreise bei gleichbleibenden Produktionskosten der Wasserkraftwerke. Größe alleine ist jedoch kein Indikator für ein starkes Umsatzwachstum. Unterschiedlich ist auch die Entwicklung der Energieunternehmen, die mehrere Versorgungsdienstleistungen anbieten. Das Umsatzwachstum bei diesen Unternehmen liegt zwischen rund 30% und 100%.

→ Umsatzentwicklung nach Unternehmensbereich (absolut)²¹

Abbildung 20

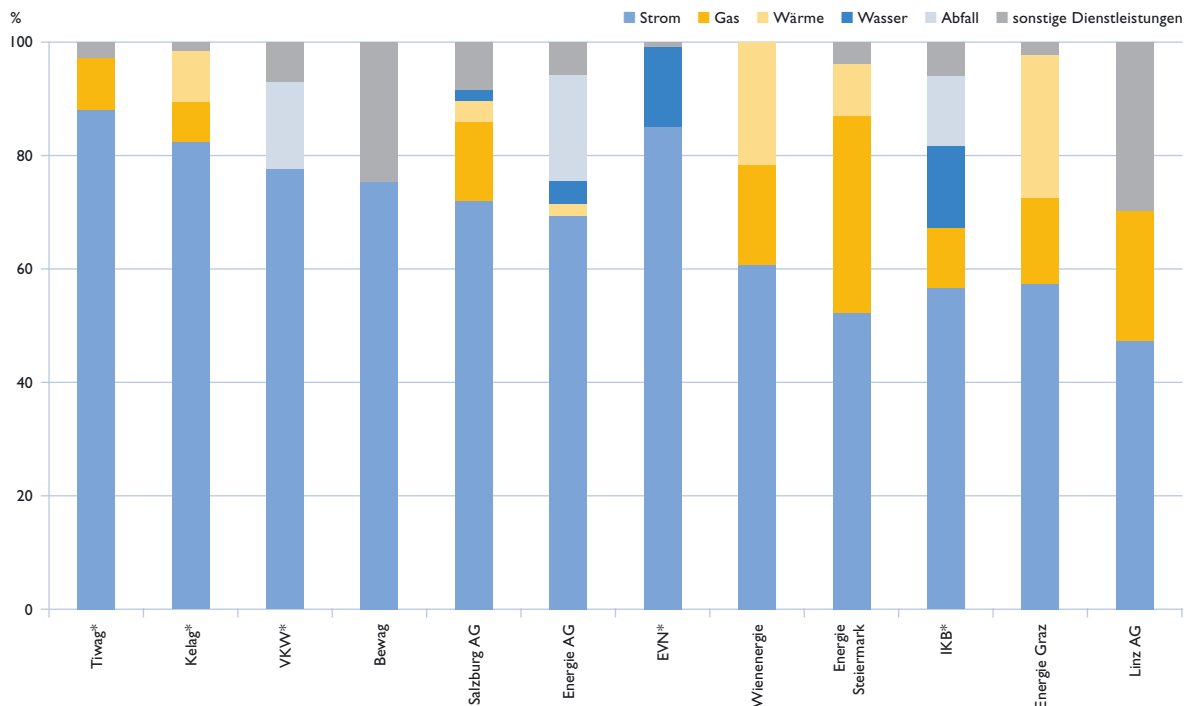


Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen

²¹ Berücksichtigt wurden nachfolgende Unternehmen: Begas, Bewag, Energie AG, Energie Graz, Energie Steiermark, EVN, KELAG, Linz AG, OÖ Ferngas, Salzburg AG, TIGAS, Tiwag, VEG, Verbund, VKW, Wienenergie. EconGas und die EnergieAllianz wurden nicht berücksichtigt, da diese zum Teil in den Konzernbilanzen der beteiligten Unternehmen berücksichtigt werden.

→ Umsatzanteile je Tätigkeitsbereich Ausgewählte österreichische Energieunternehmen 2006²²

Abbildung 21



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen

Die Geschäftsbereiche Abwasser, Wasserversorgung und Abfallentsorgung werden für die österreichischen Unternehmen wichtiger (siehe Abbildung 22). Dies zeigen auch die Auslandsaktivitäten der EVN und Energie AG. Der Anteil des Geschäftsfelds Entsorgung ist bei der Energie AG auf mittlerweile rund 25% des Gesamtumsatzes gestiegen (2002 bei 12%). Mittelfristig soll dieser Anteil sogar auf 30% gesteigert werden. Grund dafür ist vor allem die Ausweitung der Tätigkeiten der Tochtergesellschaft AVE, die in Mittel- und Osteuropa tätig ist. So ist die AVE (u.a durch die Übernahme von Unternehmen) in der Slowakei mittlerweile das viertgrößte Abfallunternehmen. Auch im rumänischen Entsorgungsmarkt ist die Energie AG über die AVE tätig. Die EVN ist in der Abfallverwertung unter anderem in Moskau vertreten sowie im Wasser- und

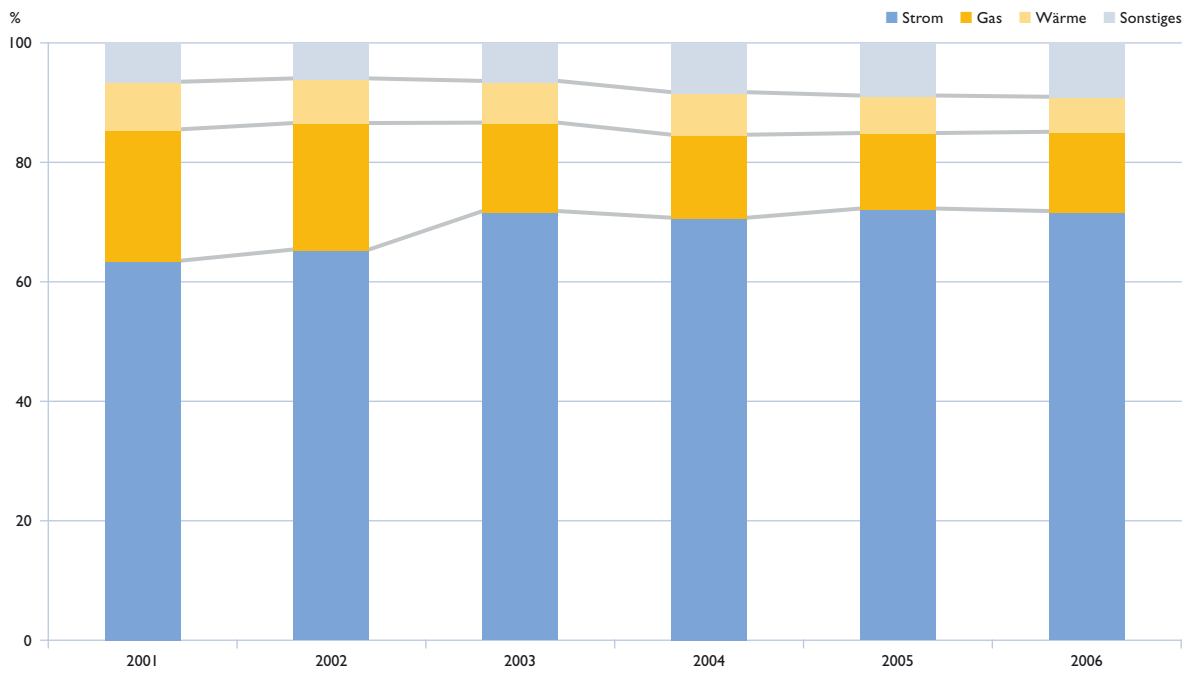
Abwasserbereich mit 70 Projekten in insgesamt elf mittel- und osteuropäischen Ländern aktiv.

Nicht nur die Umsätze, sondern auch die Ergebniszahlen konnten die Unternehmen verbessern. Der Jahresüberschuss der berücksichtigten Strom- und Gasunternehmen hat sich seit Beginn der Liberalisierung mehr als verdreifacht. Bei einzelnen Unternehmen ist der Jahresüberschuss von 2001 auf 2006 um mehr als 400% gestiegen. Im Strombereich ist der Anstieg des Jahresüberschusses vorwiegend auf die gestiegenen Strompreise bei nahezu gleichbleibenden Erzeugungskosten im Wasserkraftwerksbereich zurückzuführen. Zusätzlich haben viele Unternehmen ihre Handelstätigkeiten ausgeweitet. Die Ausweitung der Auslandstätigkeiten hat ebenfalls positive Auswirkungen auf die Entwicklung des Jahresüberschusses.

²² Werte der Unternehmen, die mit * markiert sind, stammen aus dem Geschäftsjahr 2005.

→ Umsatzanteile nach Unternehmensbereich

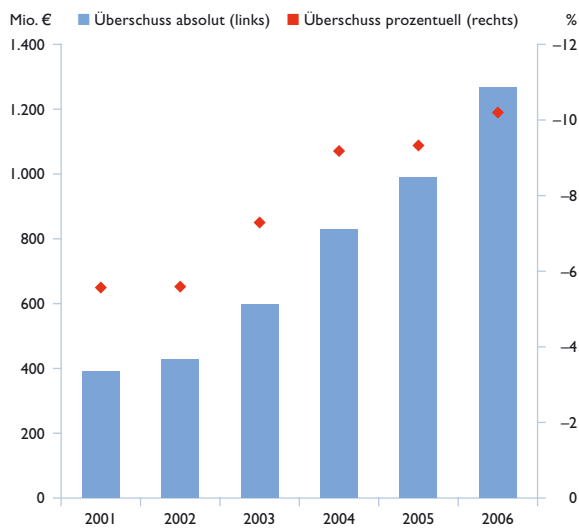
Abbildung 22



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen

→ Jahresüberschuss absolut und in Prozent des Umsatzes

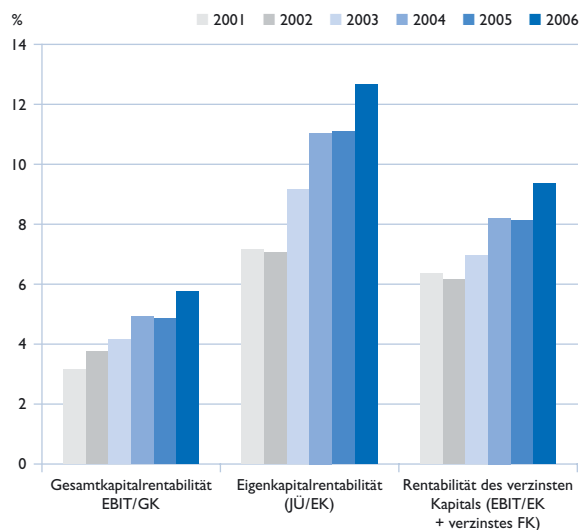
Abbildung 23



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen

→ Rentabilitätskennzahlen auf EBIT-Basis 2001 bis 2006

Abbildung 24



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen

Das EBIT (Earnings before interest and taxes) konnten die Unternehmen von 2001 auf 2006 verdoppeln. Die EBIT-Marge lag im Beobachtungszeitraum jeweils über 10% und im Jahr 2006 bei 12%. Die auf Basis von EBIT ermittelten Rentabilitätskennzahlen weisen ebenfalls Steigerungsraten auf, wobei von 2005 auf 2006 ein deutlicher Sprung zu beobachten ist. So konnte die Gesamtkapitalrentabilität auf 6% erhöht werden. Noch deutlicher sind von 2001 auf 2006 die Eigenkapitalrentabilität (von rund 7% auf knapp 13%) und die Rentabilität des verzinslichen Kapitals (von rund 6,5% auf knapp 10%) gestiegen.

Da die Umsätze aus dem regulierten Netzbereich seit dem Jahr 2001 durch die Senkung der Netztarife gesunken sind, sind die Steigerungen der Umsatzerlöse auf eine deutliche Verstärkung

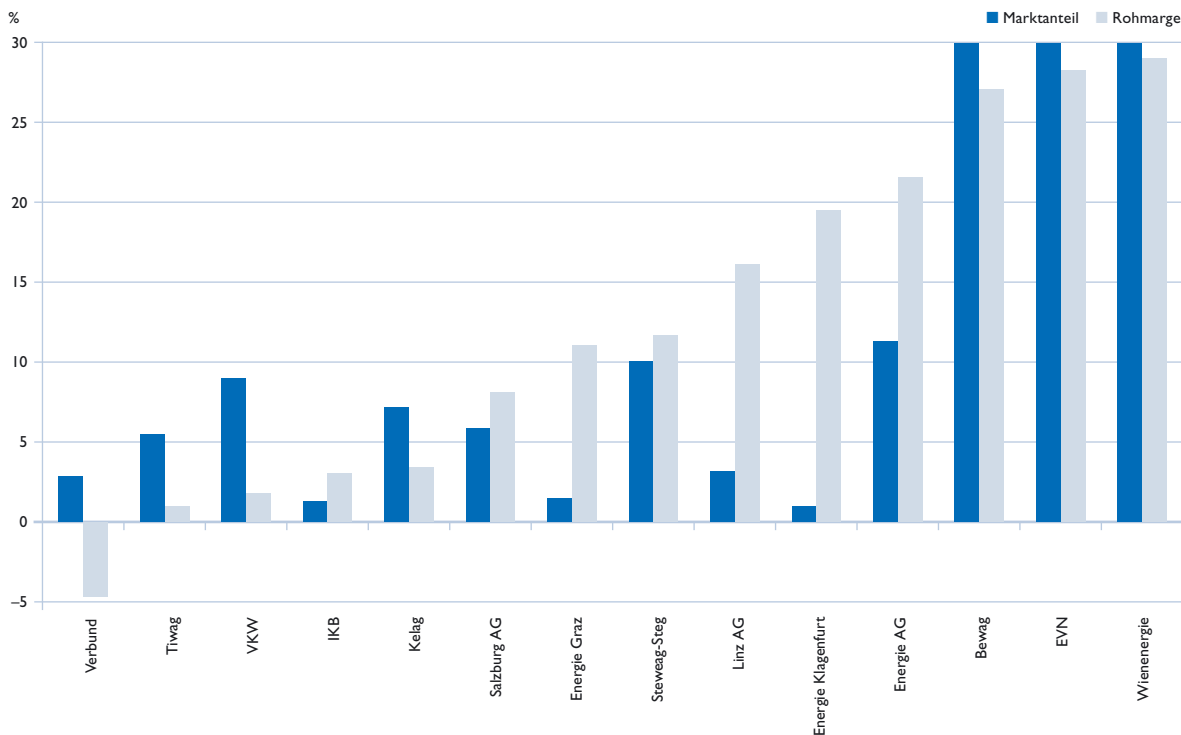
der Aktivitäten in anderen Bereichen zurückzuführen. Neben gestiegenen Großhandelspreisen im Strombereich tragen auch die Auslandsaktivitäten der Unternehmen zu einem höheren Gesamtumsatz bei. Dies sollte dazu geführt haben, dass die Bedeutung des Netzbereichs durch die Ausweitung anderer Unternehmensbereiche für die Unternehmen an Bedeutung verloren hat.

Margen der österreichischen Stromunternehmen

Auf Basis der Mehraufwendungen für Ökostrom, den die Lieferanten den Endkunden zusätzlich zum eigentlichen Energiepreis in Rechnung stellen, und den Energiepreisen ist eine Abschätzung der Margen der einzelnen Lieferanten möglich (siehe Abbildung 25). Zu beobachten sind dabei zwei Tendenzen:

→ **Marktanteile (Gesamtabgabe an Endkunden) vs. Rohmarge ausgewählter Lieferanten²³**

Abbildung 25



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, E-Control

²³ Bewag, Wien Energie und EVN sind Vertriebsgesellschaften eines gemeinsamen Unternehmens (EnergieAllianz), weshalb die Marktanteile kumuliert ausgewiesen werden.

1. Die Margen bei Lieferanten, die ihr angestammtes Versorgungsgebiet in Ostösterreich haben, sind – zum Teil deutlich – höher als bei jenen in Westösterreich, und
2. je höher die Marktanteile desto höher ist die Marge der jeweiligen Lieferanten.

Während der erste Punkt auf mögliche Vorgaben der öffentlichen Eigentümer zurückzuführen ist, deutet der zweite Grund vor allem in Verbindung mit hohem Einsparungspotenzialen gemeinsam mit niedrigen Wechselraten auf mögliche Markteintrittsbarrieren (Wechselkosten für Kunden wie unter anderem Suchkosten) hin. Dies bedeutet, dass andere Lieferanten die Wechselkosten der Kunden monetär abgelten müssen, was dazu führt, dass die Marge der neuen Lieferanten niedriger ist als jene der Incumbents. Weiters zeigt eine Studie von Office of Fair Trade²⁴ (GB), dass die Höhe der Marktanteile positiv mit der Höhe der Marge korreliert, das heißt, jene Lieferanten mit den größten Marktanteilen haben auch die größten Rohmargen. Dies wird bei Vorliegen von Wechselkosten verstärkt. Da der Strommarkt kein Wachstumsmarkt ist, und die Wechselneigung der Endkunden niedrig ist, ist es profitabler, den bestehenden Kunden höhere Preise in Rechnung zu stellen, als mit niedrigeren Preisen neue Kunden zu gewinnen.

Markteintrittsbarrieren

Markteintrittsbarrieren erschweren beziehungsweise verhindern den Markteintritt von neuen Marktteilnehmern und führen zu Wettbewerbsvorteilen der bereits am Markt aktiven Unternehmen. Einige Markteintrittsbarrieren können von bereits am Markt tätigen Unternehmen verstärkt werden (u. a. durch mangelndes Unbundling). Generell führen Markteintrittsbarrieren zu höheren Kosten und Risiken bei neuen Unternehmen gegenüber bereits am Markt aktiven Unternehmen und erlauben Letzteren, Preise über dem Wettbewerbsniveau zu setzen.

In der Branchenuntersuchung der Bundeswettbewerbsbehörde sowie in der Sector Inquiry der EU-Kommission wurde eine Vielzahl von Markteintrittsbarrieren festgestellt. Nachfolgend werden nachfrage- und angebotsseitige Markteintrittsbarrieren am österreichischen Strommarkt dargestellt.

Angebotsseitige Markteintrittsbarrieren

Zu unterscheiden sind angebotsseitige Markteintrittsbarrieren auf Übertragungs- und Verteilnetzebene. Auf Übertragungsnetzebene sind drei Bereiche zu betrachten:

1. Zugang zu elektrischer Energie,
2. Zugang zu Transportkapazitäten und
3. Liquidität und Transparenz des Ausgleichsenergiemarktes.

ad 1. Zugang zu elektrischer Energie: In einem Großteil der europäischen Strommärkte ist der Zugang zu elektrischer Energie – vor allem auf Großhandelsebene – unproblematisch. Dies gilt auch für den zentraleuropäischen Großhandelsmarkt (dazu zählen unter anderem Deutschland, Österreich), wobei die Leipziger Börse (EEX) immer mehr an Bedeutung gewinnt.

ad 2. Zugang zu Transportkapazitäten: Neue Lieferanten benötigen neben dem Produkt elektrische Energie auch den Zugang zu Transportkapazitäten. Problematisch dabei ist der Zugang zu Kapazitäten grenzüberschreitender Leitungen bei Vorliegen von Engpässen. Sofern die Kapazitäten bedarfsgerecht (auch langfristig als fixe Kapazitäten) in transparenter und nicht diskriminierender Weise zum Beispiel über eine Auktion vergeben werden, haben jedoch die Unternehmen die gleichen Voraussetzungen zum Marktzutritt.

ad 3. Liquidität und Transparenz des Ausgleichsenergiemarktes: Bei geringem Kundenstock ist der statistische Ausgleich zwischen den Kunden gering und das Ausgleichsenergieisiko höher

²⁴ Office of Fair Trading (OFT); Switching costs, Economic Discussion Paper 5, Part one: Economic models and policy implications, (page 16f), April 2003

als bei großem Kundenstock. Zusätzlich haben integrierte Unternehmen über den Netzbetreiber Informationen – trotz Unbundling – über das Nachfrageverhalten und können so kurzfristig darauf reagieren und die Ausgleichsenergiemengen gering halten. Um die Risiken auf den Ausgleichsenergiemarkt zu reduzieren, ist es notwendig, den Markt transparent und nicht diskriminierend zu gestalten.

Selbst wenn auf Übertragungsnetzebene die Voraussetzungen für einen funktionierenden Markt vorliegen, kann nicht automatisch von einem Wettbewerb in den Downstream-Märkten ausgegangen werden. Funktionierende Großhandelsmärkte und ausreichend vorliegende Kapazitäten auf grenzüberschreitenden Leitungen sind zwar notwendige, aber nicht ausreichende Bedingungen für den Wettbewerb als auch für das Entstehen regionaler Märkte. Zusätzlich müssen noch weitere Bedingungen wie unter anderem rechtliche Rahmenbedingungen, das regulatorische Umfeld, die Transparenz der Endkundenmärkte und das Kundenverhalten berücksichtigt werden.

Ein funktionierender zentraleuropäischer Großhandelsmarkt, ein funktionierender Ausgleichsenergiemarkt und ausreichende Übertragungskapazitäten von Deutschland nach Österreich haben nicht zu nachhaltigem Wettbewerb im österreichischen Endkundenmärkten geführt. Nach wie vor sind der Großkunden- und Kleinkundenmarkt stark konzentriert und nur wenig (ausländische) neue Lieferanten am Markt tätig. Ausländische Lieferanten sind wenn, dann nur am Großkundenmarkt aktiv, wobei die Marktanteile vernachlässigbar sind.

Auf den Downstream-Märkten – das heißt auf Verteilnetzebene – haben vertikal integrierte Unternehmen wesentliche Vorteile gegenüber neuen Lieferanten und Möglichkeiten, zu diskriminieren, unter anderem:

- niedrigere Betreuungskosten für Kunden gegenüber hohen Fixkosten (u.a. Markteintrittskosten, Marketingaufwendungen) in Kombination mit einer geringen Anzahl von Kunden;
- neue Lieferanten sind mit höheren Transaktionskosten gegenüber Incumbents konfrontiert (u.a. beim Datenaustausch zwischen Netzbetreiber und Lieferanten – kein integriertes Datensystem). Trotz der Entflechtung der Unternehmen in Österreich stehen den integrierten Lieferanten oftmals Informationen zur Verfügung, zu denen ein neuer Lieferant nicht oder erst verspätet Zugang hat. Dazu zählen unter anderem Informationen über Neuanschlüsse von Kunden. Dies wird sowohl in der Branchenuntersuchung als auch in der Sector Inquiry angeführt („Unequal information and treatment“).
- Die integrierten Unternehmen treten trotz eines Legal Unbundling unter gemeinsamen Unternehmensnamen am Markt auf (siehe Unbundling im Strombereich). Selbst wenn keine monetäre Quersubventionierung stattfindet, kann der Netzbereich durch Werbeaktivitäten und einen gemeinsamen Marktauftritt vor allem bei gleichem Unternehmensnamen den Lieferanten unterstützen. Die Information, welche Verantwortlichkeiten der Lieferant beziehungsweise der Netzbetreiber gegenüber den Kunden hat, wird größtenteils nicht beziehungsweise teilweise verwirrend dargestellt.

Wie bereits im Kapitel Unbundling im Strombereich aufgezeigt, haben die Unternehmen trotz Legal Unbundling die Möglichkeiten, den integrierten Lieferanten zu bevorzugen beziehungsweise andere Lieferanten zu diskriminieren. Dies führt dazu, dass die Kosten für die Marktbearbeitung für andere Lieferanten höher und die Margen niedriger sind und der Markteintritt dadurch an Attraktivität verliert.

Nachfrageseitige Markteintrittsbarrieren

Neben den angebotsseitigen Markteintrittsbarrieren tragen auch nachfrageseitige Faktoren am österreichischen Strommarkt dazu bei, dass die Wettbewerbsintensität und die Anzahl neuer Marktteilnehmer gering sind. Dazu zählen unter anderem jene Kosten, mit denen Kunden bei einem Lieferantenwechsel konfrontiert sind. Der niedrige Informationsstand und die geringe Transparenz am österreichischen Strommarkt verstärken vor allem die Trägheit im Kleinkundenbereich. Auch hier haben Incumbents die Möglichkeit, Markteintrittsbarrieren (Wechselkosten) zu erhöhen. Zu den intransparenten Marktinformationen zählen unter anderem:

- intransparente Rechnungslegung,
- unklare Kundeninformationen (u.a. über Verantwortlichkeiten der Lieferanten vs. Netzbetreibern),
- intransparente Preisinformationen.

Das EIWOG (§45c Abs I) sieht seit 1. Jänner 2007 explizit vor, Informations- und Werbematerial sowie Rechnungen transparent und konsumentenfreundlich zu gestalten. Dazu zählt weiters, die einzelnen Preiskomponenten in transparenter Weise auszuweisen und den Energiepreis in Cent/kWh anzugeben. Trotz dieser Vorgabe weisen einige österreichische Lieferanten nach wie vor den Energiepreis so aus, dass der Kunde nicht nachvollziehen kann, wie hoch der Energiepreis für die einzelnen Gültigkeitsperioden ist. Ausgewiesen wird zum Teil ein Durchschnittspreis, aus dem sich der letztgültige Energiepreis nicht ableiten lässt. Nur ein geringer Anteil der Haushaltskunden kennt den Energiepreis. Grund dafür ist, dass die Lieferanten Preisinformationen in der Unternehmenskommunikation nicht erwähnen. Die Erhöhung des Verrechnungspreises für die zugewiesene geförderte Ökoenergie an Lieferanten und die damit verbundene Erhöhung der Mehraufwendungen für Ökoenergie haben zu einer Verschlechterung der Preistransparenz für Endkunden geführt. Da die Kalkulation der Mehraufwendungen der Lieferanten nicht offen-

gelegt wird, ist für die Endkunden nicht nachvollziehbar, wie die Berechnung der Mehraufwendungen erfolgt.

Diese intransparenten Angaben führen dazu, dass der Aufwand zur Erstellung von Preisvergleichen (= Wechselkosten) und die Informationseinholung zum Abbau der Unsicherheit des Kunden bei einem Lieferantenwechsel erheblich ist. Die Wechselkosten müssen durch den neuen Lieferanten unter anderem durch einen niedrigeren Energiepreis kompensiert werden. Betrachtet man nun das Einsparungspotenzial bei einem durchschnittlichen Haushalts- oder Gewerbekunden (bis zu 16% der Gesamtkosten) und die Wechselraten der beiden Kundengruppen (im niedrigen einstelligen Prozentbereich), so kann davon ausgegangen werden, dass erhebliche Wechselkosten am Markt vorliegen.

Verhalten der Endkunden

Seit 1. Oktober 2001 haben alle Stromkunden die Möglichkeit, ihren Lieferanten zu wechseln. Insgesamt haben bis September 2006 161.000 Haushaltskunden ihren jeweiligen Lieferanten gewechselt, was einem Anteil an allen Kunden von 4,1% im Strommarkt entspricht.

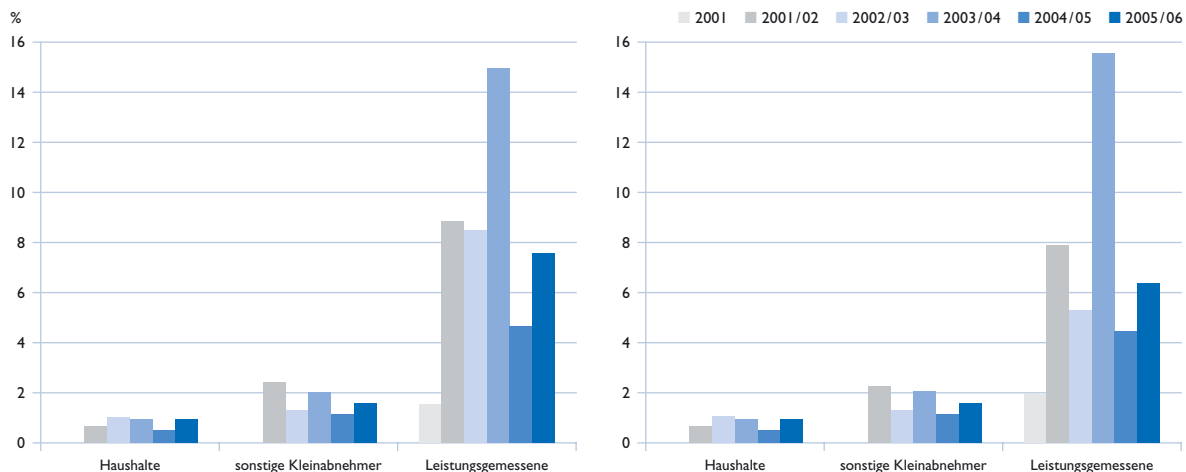
Nach einem deutlichen Rückgang der Wechselrate bei Haushaltskunden in der Periode Oktober 2004 bis September 2005 mit 0,5%, ist die Wechselrate im vergangenen Jahr auf 0,9% angestiegen. Von den sonstigen Kleinabnehmern (entspricht den Gewerbekunden) wechseln jährlich im Mittel rund 1,7% ihren Lieferanten. Im Vergleich zu den Haushaltskunden zeigt diese Abnahmegruppe über die einzelnen Jahre eine gleichbleibende Wechselrate.

Leistungsgemessene Kunden, dazu zählen Großverbraucher des produzierenden Bereichs, der Landwirtschaft sowie des Dienstleistungssektors, sind die aktivste Kundengruppe am Strommarkt. Gründe dafür sind unter anderem ein größeres absolutes Einsparungspotenzial sowie ein höheres Informationsniveau der Kunden.

→ Lieferantenwechsel im Strommarkt

Anteil der gewechselten Kunden (Zählpunkte – links) bzw. der gewechselten GWh (rechts)

Abbildung 26



Quelle: E-Control

Mengenmäßig haben 2005/06 etwa 2.000 GWh ihren Stromversorger gewechselt, was einem Anteil an der Gesamtabgabe von 3,9% entspricht. Der größte Anteil von mehr als 85% der gesamten gewechselten Menge entfiel dabei auf die leistungsgemessenen Kunden, bei einem Anteil von nur 2% bezogen auf die Anzahl der Zählpunkte.

→ Endkundenpreise

Die Energiepreise sind seit der Liberalisierung des Strommarktes nicht reguliert. Behördlich festgelegt werden die Systemnutzungstarife (durch die Regulierungsbehörde) sowie Steuern und Abgaben (durch Bund, Länder, Gemeinden). Die Systemnutzungstarife werden bis auf den Messpreis (Höchstpreis) als Fixpreise festgesetzt. Die Netzbetreiber können somit den Messpreis auch niedriger ansetzen, haben dabei jedoch alle Kunden gleich zu behandeln, das heißt, je Zählertyp ist ein einheitlicher Preis allen Netzkunden in Rechnung zu stellen. De facto wird von fast allen Netzbetreibern der in den Systemnutzungstarifen festgelegte Höchstpreis in Rechnung gestellt.

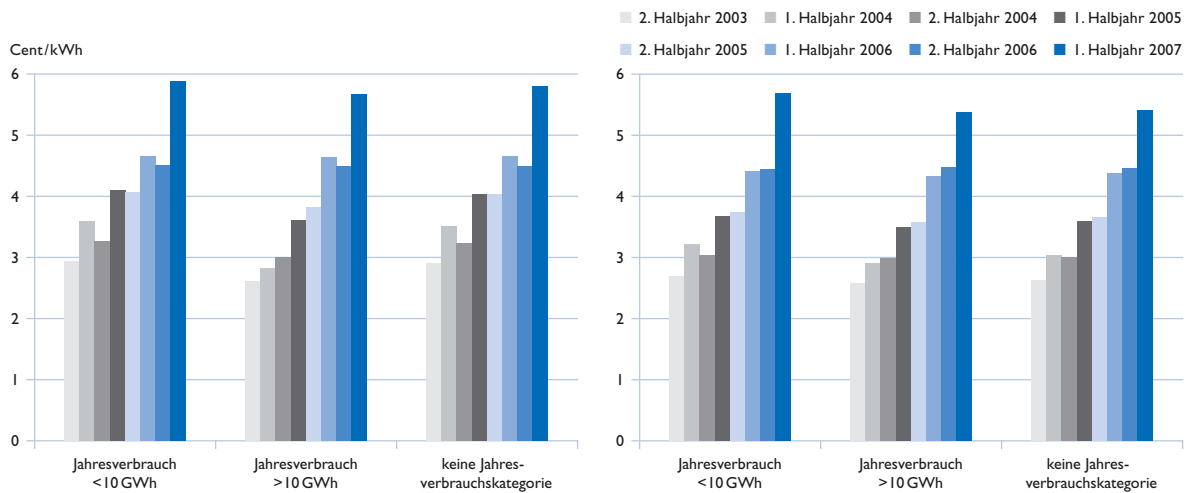
Strompreisentwicklung – Industrie

Die Energiepreise für Industriekunden sind wie in den vergangenen Jahren auch für das Jahr 2007 angestiegen. Diese Entwicklung ist neben dem Anstieg der Großhandelspreise zusätzlich auf die Erhöhung des Verrechnungspreises für elektrische Energie aus geförderten Öko- und Kleinwasserkraftwerksanlagen zurückzuführen. Diese Differenz wird von den Lieferanten als sogenannte Mehraufwendungen für Ökoenergie zwischen 0,5 und 0,7 Cent/kWh (netto) den Endkunden verrechnet.

Die Lieferanten müssen die geförderte Energiemenge, die ihnen von der ÖMAG auf Basis der an Endkunden abgegebenen Energiemenge anteilmäßig zugewiesen wird, zu einem festgelegten Verrechnungspreis (gewichtet bei rund 92 €/MW) abnehmen. Dieser Verrechnungspreis liegt über den derzeitigen Großhandelspreisen. Die Differenz zwischen Verrechnungspreis und Einkaufspreis wird anteilmäßig an die Endkunden weitergegeben.

→ **Industriestrompreisentwicklung**
 <4.500 Volllaststunden (links), >4.500 Volllaststunden (rechts)

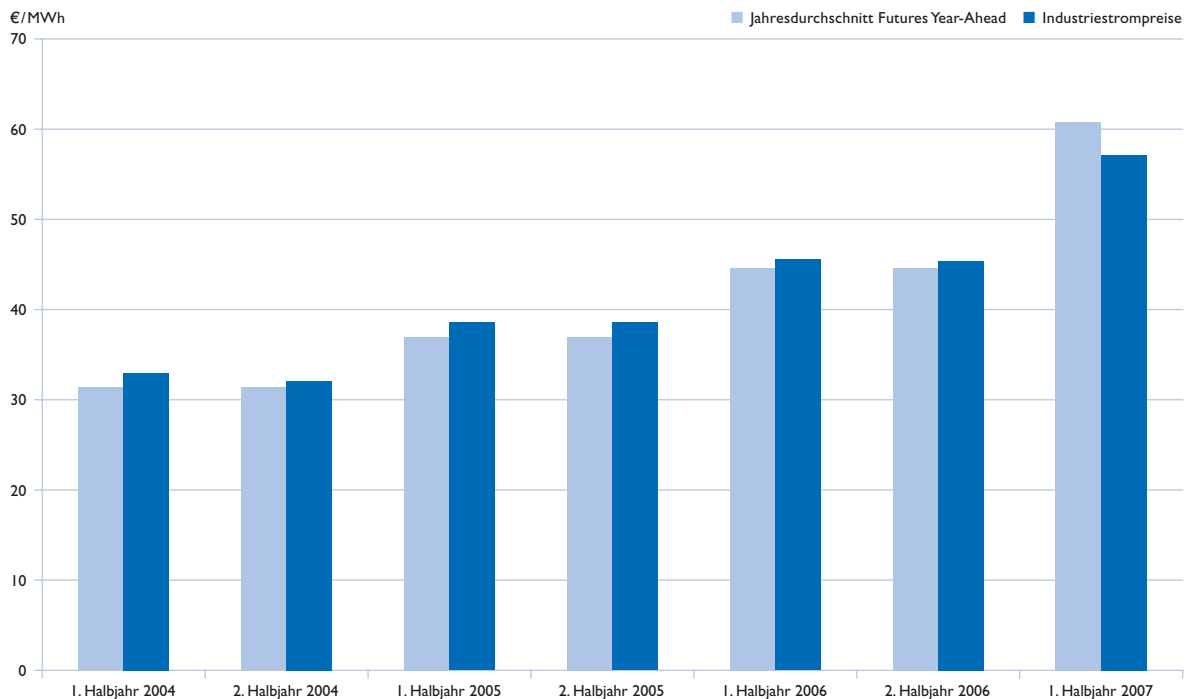
Abbildung 27



Quelle: E-Control

→ **Entwicklung der Börsen- und Energielieferpreise für Industriekunden²⁵**

Abbildung 28



Quelle: EEX, E-Control

²⁵ Für den Großhandelspreis wurde der Jahresdurchschnitt der Futures-Preise Year-Ahead gewichtet (80% Base-Anteil, 20% Peak-Anteil) herangezogen; das heißt, für den Futures-Wert im ersten Halbjahr 2007 wurden die Futures im Jahr 2006 für das Jahr 2007 herangezogen.

Die E-Control führt halbjährlich eine Industriestrompreiserhebung durch und veröffentlicht die Ergebnisse. Nachfolgende Abbildungen 27 zeigen die Entwicklung der Industriepreise für unterschiedliche Abnahmefälle. Seit Erhebung der Strompreise der Industriekunden ist ein kontinuierlicher Anstieg mit einem deutlichen Preissprung jeweils zum Jahreswechsel zu beobachten.

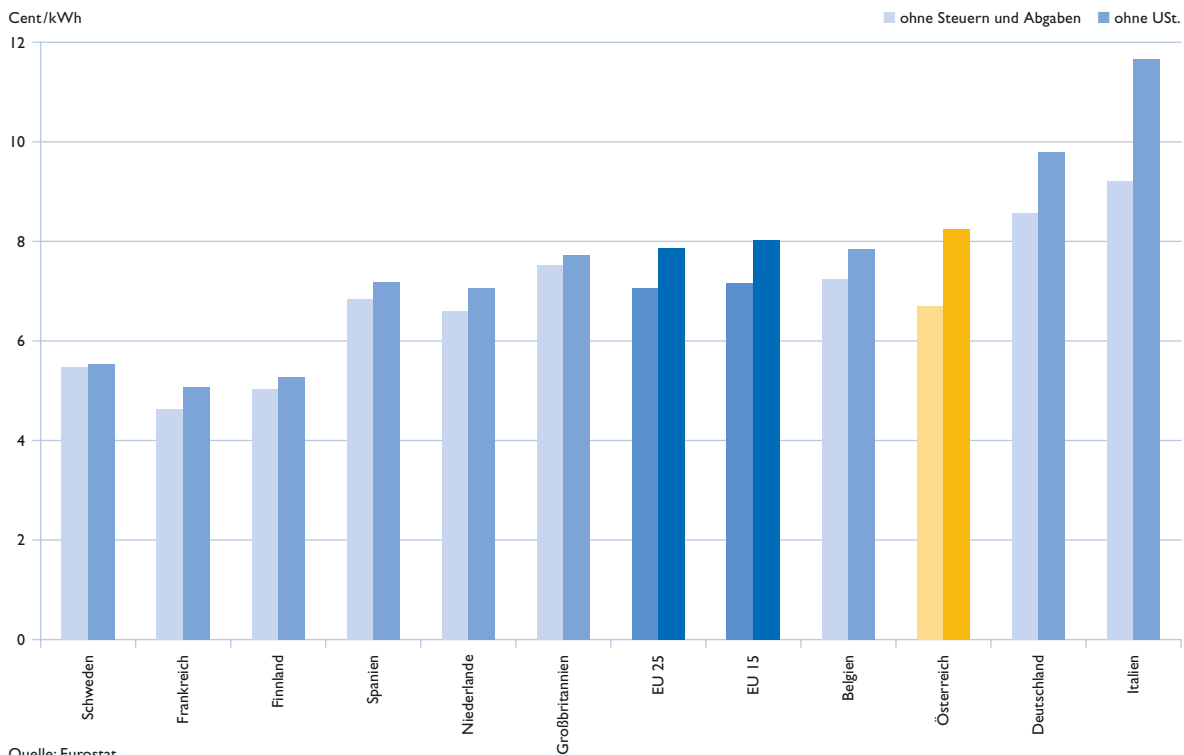
Die Entwicklung der Großhandelspreise (Referenz sind die EEX Futures) im Vergleich zu den Strompreisen für Industriekunden ist in Abbildung 28 dargestellt. Bis zum zweiten Halbjahr 2006 war der Großhandelspreis jeweils niedriger als der durch die E-Control erhobene Industriepreis. Interessant erscheint der Vergleich der Werte für das erste Halbjahr 2007, vor allem

da im Industriepreis zusätzlich zum eigentlichen Energiepreis noch die Mehraufwendungen für Ökoenergie berücksichtigt sind.

Es lässt sich jedoch nicht ableiten, dass die Lieferanten Industriekunden zu Preisen beliefern, die unter den Großhandelspreisen liegen. Die Differenz dürfte darauf zurückzuführen sein, dass die Industrieunternehmen Lieferverträge deutlich vor dem Lieferzeitraum 2007 abgeschlossen haben. Zu erwarten ist in den kommenden Erhebungen ein weiterer Anstieg der Energiepreise für Industriekunden, da bei den eingehobenen Daten nicht berücksichtigt wird, wann der Abschluss des Liefervertrages stattgefunden hat. Das heißt, die Energiepreise stellen Mischpreise von Verträgen unterschiedlicher Laufzeiten dar. Haben Industriekunden bereits

→ Industriestrompreise (Energie + Netz) im europäischen Vergleich (24 GWh/Jahr, 4 MW)

Abbildung 29



zwei Jahre vor Lieferbeginn einen Liefervertrag abgeschlossen, liegen die vereinbarten Energiepreise somit deutlich unter den Energiepreisen jener Unternehmen, die zeitlich näher zum Vertragsbeginn abgeschlossen haben.

Für die Standortwahl und somit auch für die Wettbewerbsfähigkeit eines Industrieunternehmens ist nicht nur der Energiepreis ausschlaggebend sondern auch die Höhe der Netzkosten sowie der Steuern und Abgaben, vor allem wenn die Energiekosten einen wesentlichen Kostenfaktor darstellen.

Abbildung 29 zeigt, dass die Energie- und Netzkosten in Österreich niedriger sind als die Durchschnittskosten der EU-15- beziehungsweise EU-25-Länder. Werden jedoch die Steuern und Abgaben berücksichtigt, liegt der Preis für österreichische Industrieunternehmen über dem EU-

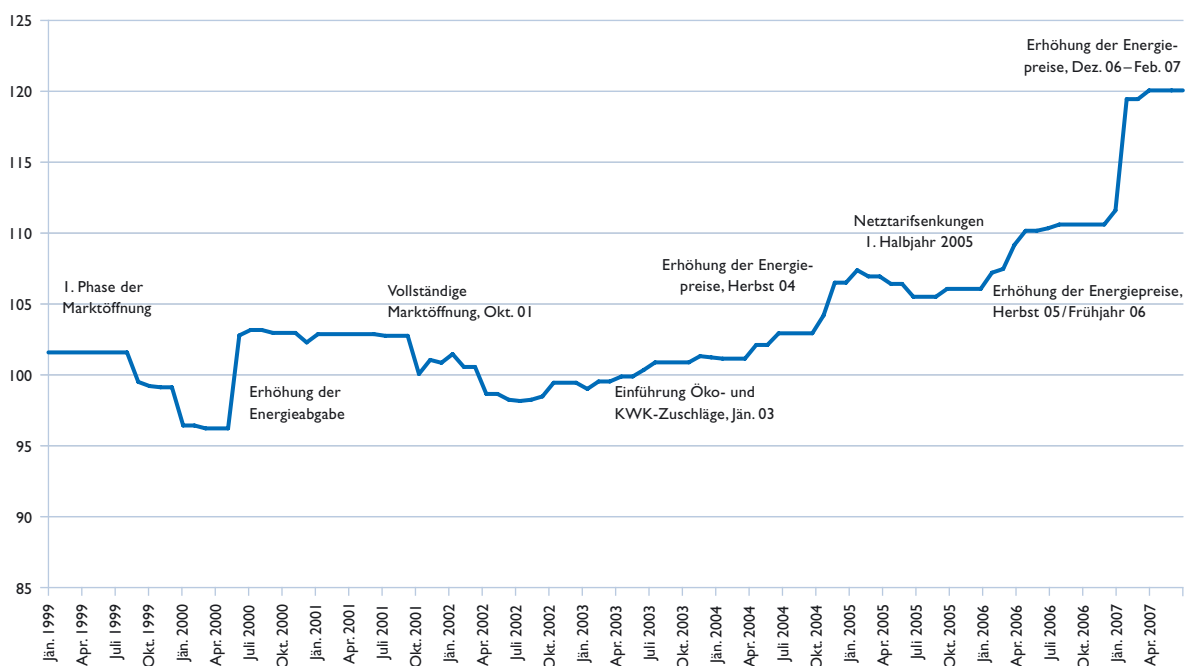
Durchschnitt (EU-15) und ist nur in Italien und Deutschland höher. Die Zuordnung der Steuern und Abgaben beziehungsweise deren getrennte Ausweisung ist nicht in allen Ländern gleich. Dies führt dazu, dass der Vergleich der Energie- und Netzkosten zu einem anderen Ergebnis führt als der Vergleich der Gesamtkosten. Für die Standortentscheidung ist jedoch ausschließlich der Gesamtpreis inklusive der Steuern und Abgaben relevant.

Strompreisentwicklung – Haushaltskunden

Die Entwicklung des Gesamtstrompreises bei Haushaltskunden wird in Abbildung 30 dargestellt. Nach einem Sinken der Strompreise zu Beginn der Liberalisierung sind die Preise seit Ende 2002 mit Ausnahme im ersten Halbjahr 2005 gestiegen. Der Rückgang des Strom-VPI im ersten Halbjahr 2005 ist ausschließlich auf die Senkung

→ Entwicklung des Strom-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2001 = 100)

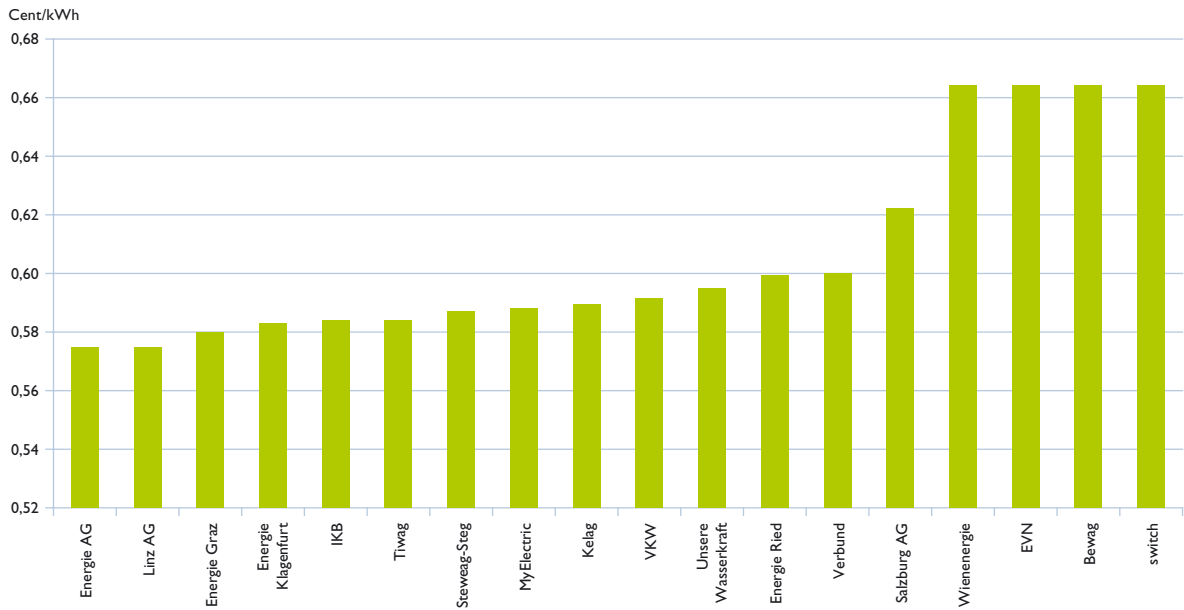
Abbildung 30



Quelle: Statistik Austria, E-Control

→ Mehraufwendungen für Ökoenergie

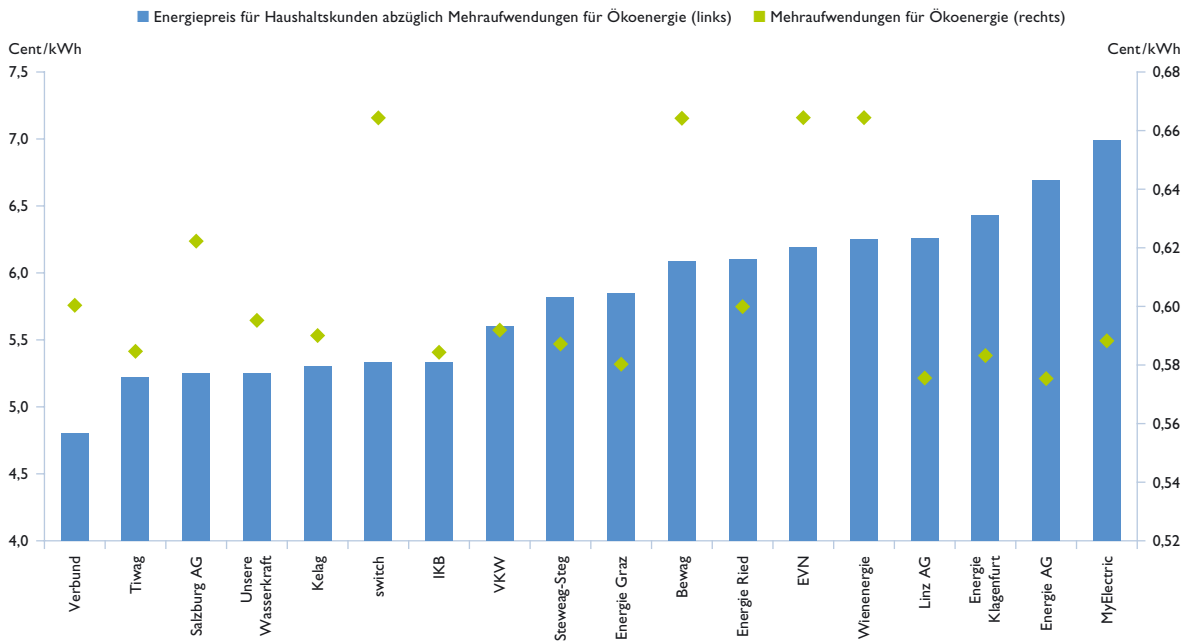
Abbildung 31



Quelle: Preisblätter/Homepage der Unternehmen; Stand Juni 2006

→ Mehraufwendungen für Ökoenergie vs. Energiepreis für Haushaltskunden

Abbildung 32



Quelle: Preisblätter/Internetseiten der Lieferanten; Stand Juli 2007

der Netztarife durch die Regulierungsbehörde zurückzuführen. Danach ist der Gesamtpreis deutlich angestiegen.

Der Anstieg zu Beginn des Jahres 2007 ist – wie auch bei den Industriestrompreisen – auf zwei wesentliche Gründe zurückzuführen:

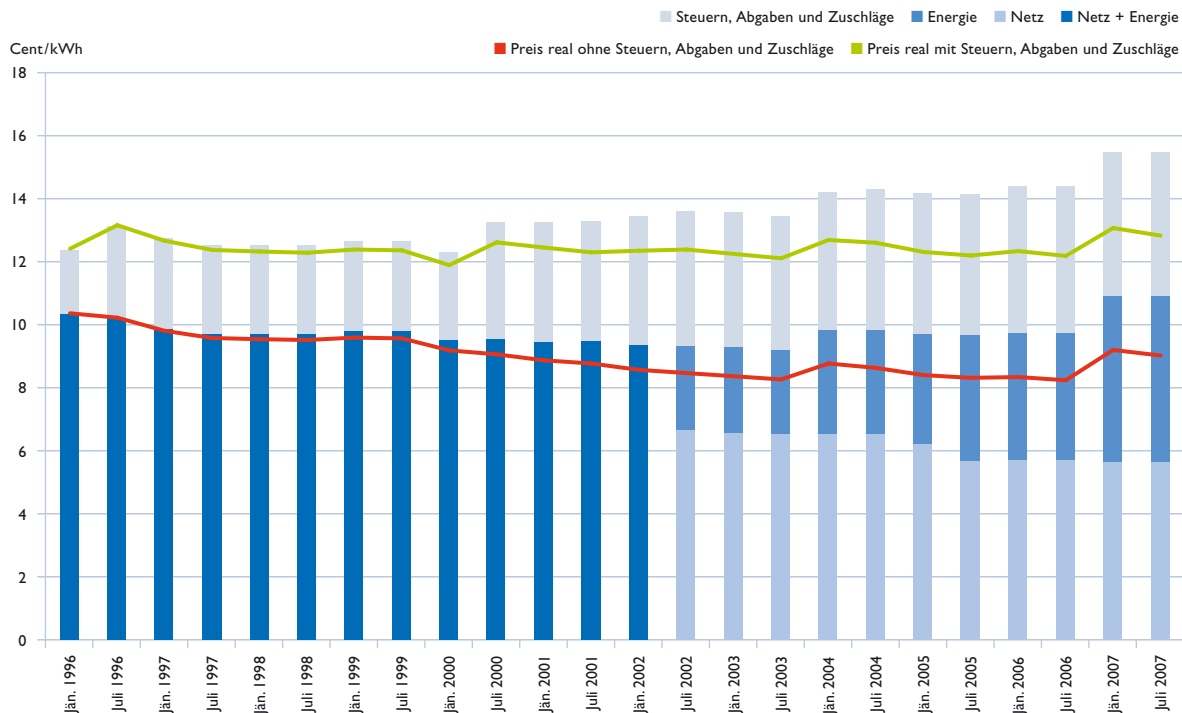
1. Die Großhandelspreise sind in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Erst seit April 2006 ist eine Entwicklung auf gleichem Niveau zu beobachten. Da die Lieferanten jedoch zum Teil deutlich vor dem eigentlichen Liefertermin für Massenkunden die benötigten Strommengen einkaufen, fließen die Preisentwicklungen der vergangenen Jahre für die Lieferperiode 2007 in die derzeitigen Preise ein.

2. Mit der Novellierung des Ökostromgesetzes ist es zu einer Erhöhung des Verrechnungspreises gekommen, zu dem die Lieferanten die durch die ÖMAG zugewiesenen, geförderten Strommengen abzunehmen haben. Dies hat dazu geführt, dass die Lieferanten die sogenannten Mehraufwendungen für Ökostrom auf 0,57–0,664 Cent/kWh erhöht haben.

Die Höhe der Mehraufwendungen für Ökoenergie ist bei den einzelnen Lieferanten sehr unterschiedlich. Die Differenz zwischen den niedrigsten und den höchsten Mehraufwendungen liegt bei rund 16%. Abhängig ist die Höhe der Mehraufwendungen von der Höhe des Einkaufspreises. Die Differenz zwischen Einkaufspreis und Verrechnungspreis für die zugewiesene

→ **Entwicklung der Haushaltsstrompreise 1996 bis 2007 (3.500 kWh, günstigster Anbieter)**

Abbildung 33



Quelle: E-Control, Eurostat

Ökoenergie unter Berücksichtigung der anteilmäßigen Zuordnung ergibt die Mehraufwendungen. Dies müsste bedeuten, dass jene Lieferanten mit den höchsten Mehraufwendungen für Ökoenergie den Kunden die niedrigsten Energiepreise in Rechnung stellen. Ein Vergleich der Mehraufwendungen für Ökoenergie und der Energiepreise für Haushaltskunden (Abbildung 32) zeigt jedoch diesen Zusammenhang nicht.

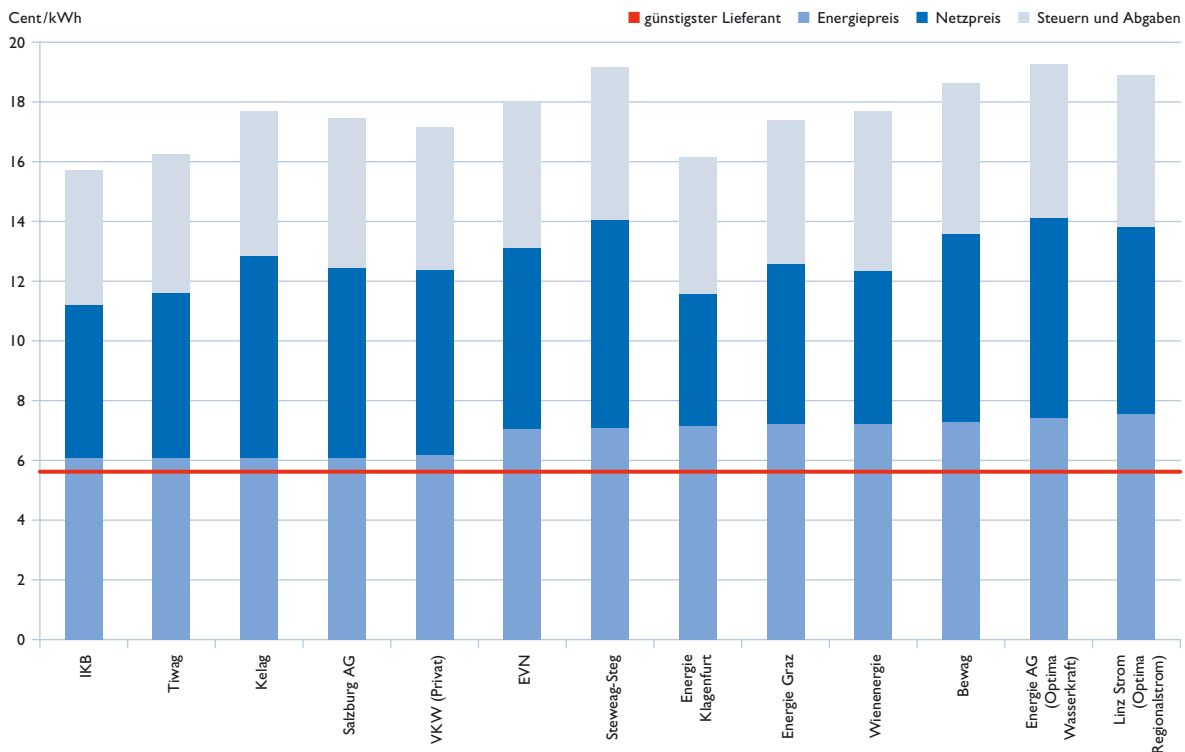
Die inflationsbereinigte Entwicklung der Energie- und Netzkosten zeigt, dass ein Kunde beim günstigsten Lieferanten bis Ende 2006 real weniger zu bezahlen hatte als vor der Liberalisierung. Durch die Energiepreiserhöhungen und die Erhöhung der Mehraufwendungen für Ökoenergie zu Beginn des Jahres 2007 ist es jedoch

zu einer Erhöhung gekommen. Der inflationsbereinigte Preis für Netz und Energie ist erstmals seit der Liberalisierung über jenem von 2001.

In Abbildung 33 wird seit Juli 2002 auch die Entwicklung der einzelnen Komponenten dargestellt. Deutlich zu sehen ist der Rückgang der Netzkosten seit Beginn der Liberalisierung. Angestiegen sind hingegen die Kosten für die Energie sowie die Steuern und Abgaben.

Abbildung 34 stellt die Energiepreise der jeweiligen Local Player sowie die entsprechenden Netztarife und Steuern und Abgaben dar. Wie bereits zuvor dargestellt, ist auch hier ersichtlich, dass die Energiepreise zwischen den Local Playern deutlich abweichen. So sind die Energiepreise

→ Preisvergleich Local Player vs. günstigster Anbieter (3.500 kWh, Juli 2007) Abbildung 34



Quelle: E-Control

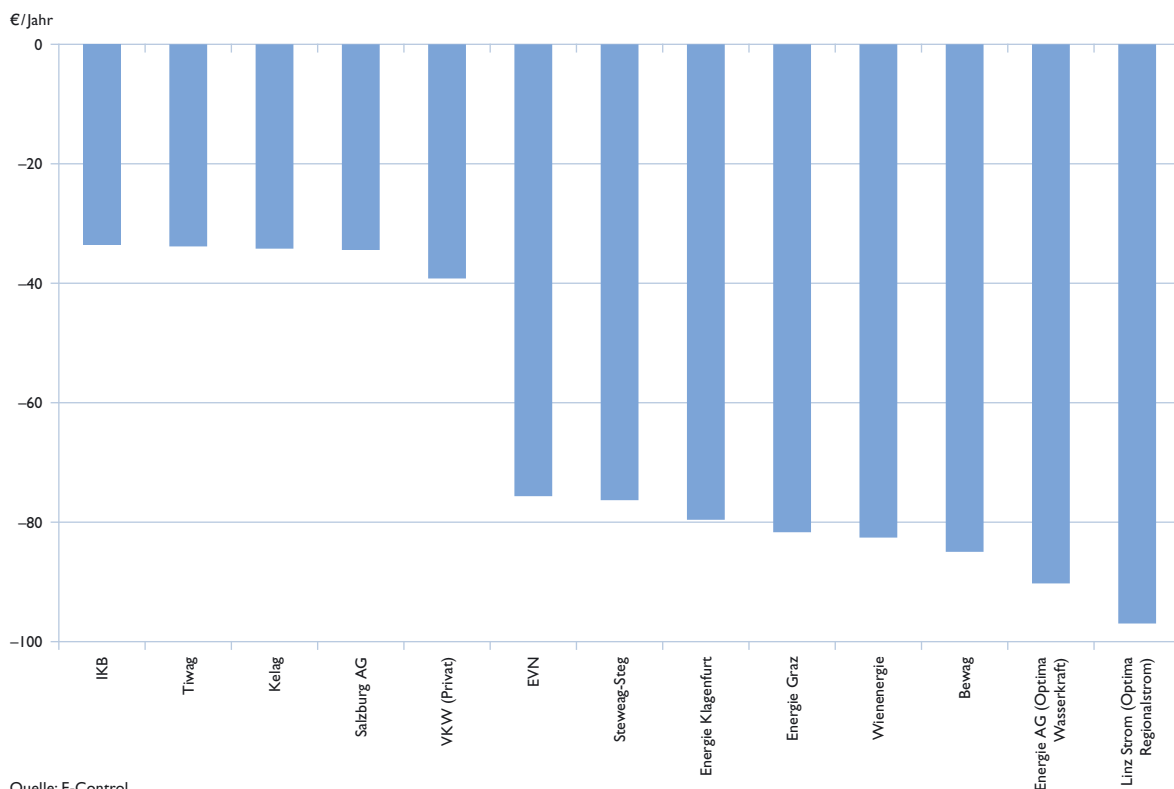
des teuersten Local Players bei einem Haushaltskunden mit 3.500 kWh Jahresverbrauch um rund 33% höher als jene des günstigsten angestammten Lieferanten. Im Vergleich zum günstigsten österreichweit anbietenden Lieferanten beträgt die Differenz sogar rund 40%. Aber auch die unterschiedliche Höhe der Netztarife trägt dazu bei, dass die Gesamtpreise stark voneinander abweichen. So liegen die Gesamtkosten beim Local Player im teuersten Netzbereich rund 23% höher als im günstigsten Netzbereich.

Die unterschiedlichen Energiepreise der Local Player führen auch dazu, dass das Einsparungspotenzial bei einem Wechsel zum günstigsten Lieferanten unterschiedlich hoch ist. Auffallend ist jedoch, dass das Einsparungspotenzial –

respektive die Energiepreise – in Ostösterreich deutlich höher ist als in Westösterreich. Das Einsparungspotenzial in Ostösterreich beträgt zwischen rund €70 bis mehr als €90, was einer Einsparung beim Energiepreis von rund 40% und beim Gesamtpreis von rund 16% entspricht. Trotz zum Teil beträchtlicher Einsparungen bei einem Lieferantenwechsel von bis zu €90 pro Jahr, wechseln jährlich weniger als 1% der Haushaltskunden ihren Lieferanten. Die große Energiepreisdifferenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der Local Player sowie geringe Wechselraten lassen vermuten, dass Wechselkosten und somit Markteintrittsbarrieren existieren.

→ Preisdifferenz Local Player vs. günstigster Lieferant (3.500 kWh, Juli 2007)

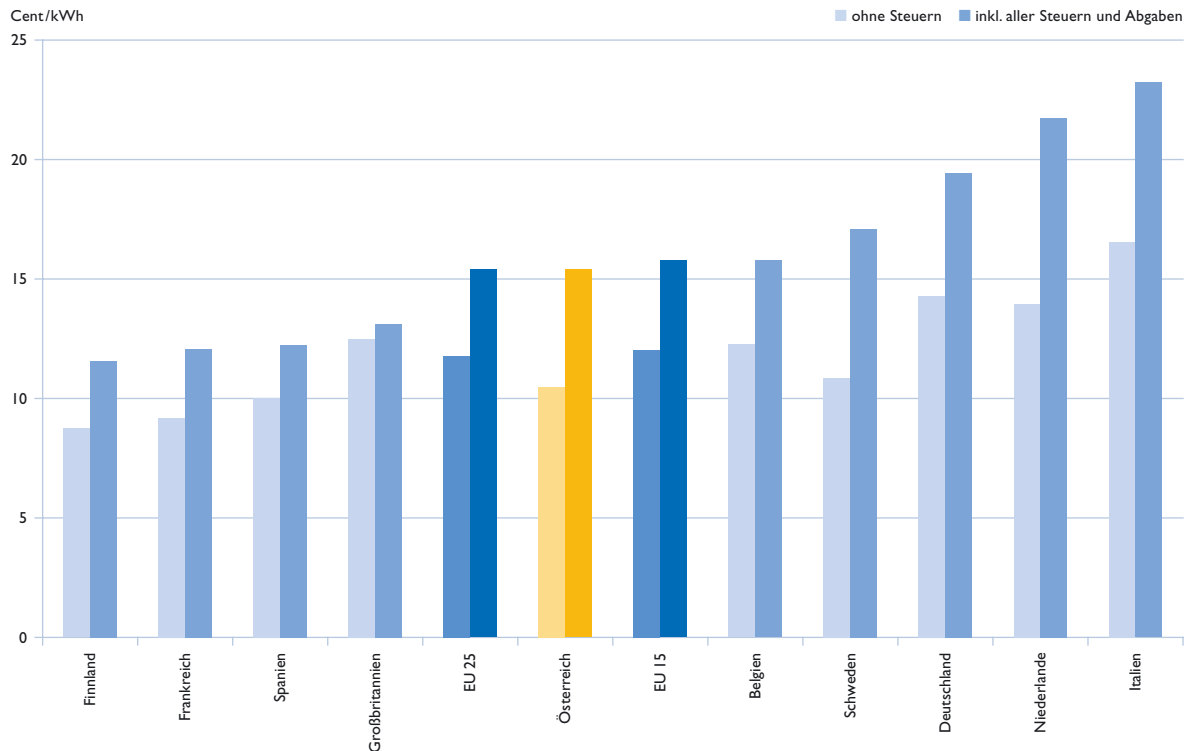
Abbildung 35



Quelle: E-Control

→ Haushaltstrompreise (Energie + Netz) im europäischen Vergleich (3.500 kWh)

Abbildung 36



Quelle: Eurostat

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben im Mittelfeld. Im Vergleich der Netz- und Energiekosten liegt Österreich besser, jedoch ist zu berücksichtigen, dass die Zuordnung von Abgaben und Zuschlägen zum Teil nicht transparent erfolgt beziehungsweise Teil der Netz- oder Energiekosten sind. Dies führt dazu, dass die Komponenten Energie und Netz zu hoch ausgewiesen werden. Entscheidend für den Vergleich sind somit die

Gesamtkosten, da diese sämtliche Abgaben und Zuschläge umfassen und dadurch nur geringfügig zu Verzerrungen führen. Der Mittelwert der Gesamtpreise der angestammten Lieferanten liegt bei rund 17,60 Cent/kWh und damit deutlich über dem in Abbildung 36 ausgewiesenen Wert. Eine Umstellung der Eurostat-Erhebungsmethodik sollte hier repräsentativere Ergebnisse ab 2008 ermöglichen.



Regulierung und Erfolge auf dem Erdgasmarkt 2007



Erdgas hatte 2005 einen Anteil von 24,2% am Primärenergieverbrauch in Österreich²⁶. Die Abgabe an Endverbraucher lag im Jahr 2006 bei 8,456 Mrd. m³ und damit um rund 6,7% unter dem Wert vom Vorjahr. Von den Importen (Einspeisung aus dem Ausland ins österreichische Transportsystem) wird ein Großteil wieder in angrenzende Länder (u. a. Italien, Deutschland) weitertransportiert. Die Speicherbewegungen haben im Vergleich zu 2005 deutlich zugenommen.

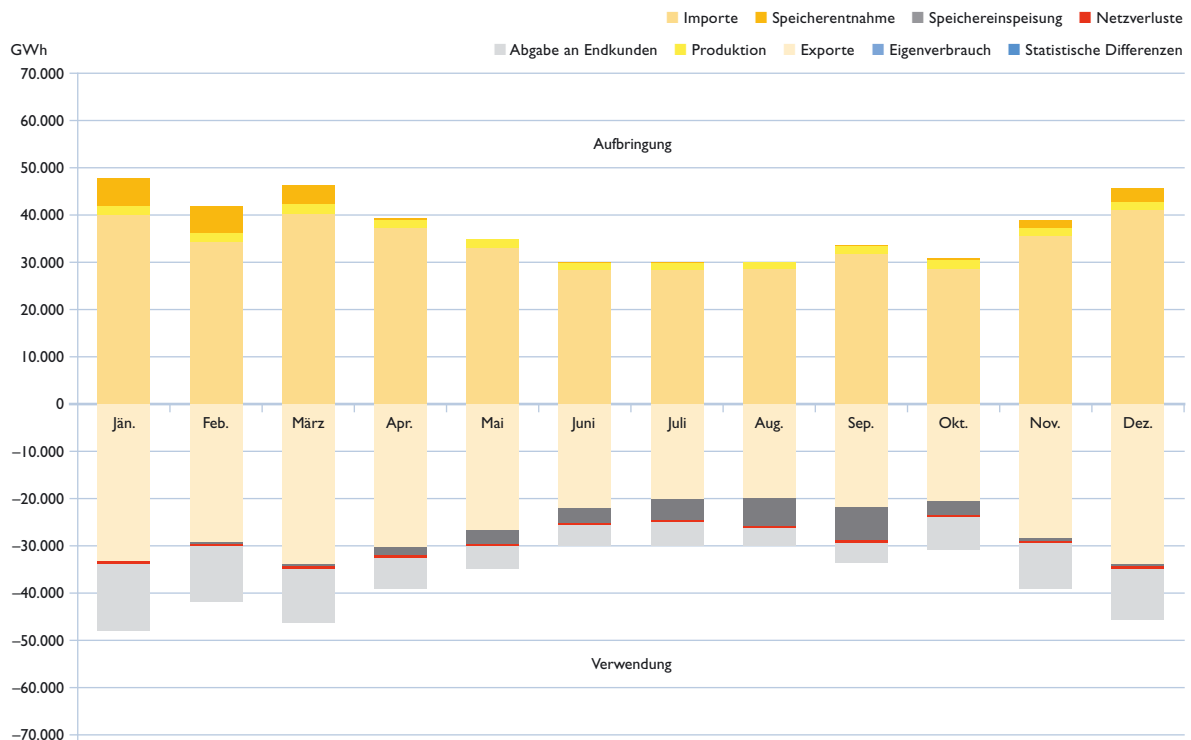
Abbildung 37 zeigt die Aufbringung und Verwendung von Erdgas in Österreich im Jahr 2006. Deutlich werden die Schwankungen des Erdgasverbrauchs zwischen Sommer- und Wintermonaten (Abgabe an Endkunden) und der saisonale Einsatz der Erdgasspeicher.

→ Gaskennzahlen Österreich 2006 Abbildung 4

	2006	Veränderung zu 2005
Importe	36.722 Mio. Nm ³	-1,5 %
Produktion	1.819 Mio. Nm ³	+11,1 %
Speicherentnahme	1.848 Mio. Nm ³	+17,2 %
Aufbringung bzw. Verwendung	40.388 Mio. Nm ³	-0,3 %
Exporte	28.879 Mio. Nm ³	-0,2 %
Speichereinspeisung	2.600 Mio. Nm ³	+25,2 %
Eigenverbrauch + Verluste	224 Mio. Nm ³	+24,0 %
Netzverluste	234 Mio. Nm ³	-13,7 %
Statistische Differenz	-5 Mio. Nm ³	
Abgabe an Endkunden	8.456 Mio. Nm ³	-6,7 %
Nettoimporte	7.843 Mio. Nm ³	

Quelle: E-Control

→ Aufbringung und Verwendung von Erdgas in Österreich im Jahr 2006 Abbildung 37



Quelle: E-Control

26 Statistik Austria, Bereich Energie, www.statistik.at

2006 wurden im Zuge der Gesetzesnovelle des GWG und eines dritten Marktregelprozesses wesentliche Änderungen bei der Transit- und Inlandstransportregulierung umgesetzt. Für den Transit und den Inlandstransport bestehen aber nach wie vor unterschiedliche Regulierungssysteme. Für die Regulierung des Inlandstransports ist zudem eine Umstellung von einem Kosten- auf ein mehrjähriges, anreizbasiertes Regulierungssystem in Diskussion. Bei der Speicherregulierung wurden den Speicherbetreibern durch die Gesetzesänderung zusätzliche Pflichten, unter anderem Veröffentlichungspflichten auferlegt.

→ Transitregime

Österreich ist ein Erdgas transitland. Von der im Jahr 2006 ins österreichische Leitungssystem eingespeisten Erdgasmenge von 36,7 Mrd. Nm³ wurden knapp 80% wieder ins Ausland weitertransportiert. 8,5 Mrd. Nm³ Erdgas verblieben

im österreichischen Markt (Abbildung 38). 28,7 Mrd. Nm³ wurden wieder exportiert. Der Großteil der Transitmengen geht nach Italien (2006 rund 23 Mrd. Nm³).

Tarifierung der Transite

Die Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz²⁷ enthält Bestimmungen zur Tarifierung von grenzüberschreitenden Transporten, welche per 1. Jänner 2007 in Kraft getreten sind. In Umsetzung der Richtlinie 2003/55/EC und der Verordnung (EG) 1775/2005 sind Fernleitungsunternehmen beziehungsweise Inhaber von Transportrechten verpflichtet, Zugang zu ihren Netzen nur auf Basis von Tarifen zu gewähren, die dem Grundsatz der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung entsprechen. Die Methoden zur Berechnung der Tarife müssen ex ante von der E-Control Kommission genehmigt werden.

→ Gasflüsse im Jahr 2006

Abbildung 38



Quelle: E-Control, OMV

27 Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl I 106/2006

Grenzüberschreitende Transporte unterliegen nunmehr ebenso wie Inlandstransporte auf Fernleitungen dem Regime des regulierten Netzzugangs auf Basis Allgemeiner Netzzugangsbedingungen und kostenbasierter Netztarife, die vom Regulator zu genehmigen sind. Die Bestimmungen im Gaswirtschaftsgesetz sehen jedoch vor, dass für bestimmte Berechnungsparameter sowie die Art der Tariffestlegung unterschiedliche Ansätze für grenzüberschreitende Transporte festgelegt werden können.

Die Tarifberechnungsmethoden enthalten detaillierte Bestimmungen zur Berechnung der Tarife auf Basis der Kapitalkosten, der Abschreibungen und der Kosten für den laufenden Betrieb. Dem Antrag auf Genehmigung der Tarifberechnungsmethoden ist auch ein Tarif-Benchmarking beizulegen, das Aufschluss über die Angemessenheit der resultierenden Tarife im europäischen Vergleich geben soll. Die genehmigten Tarifberechnungsmethoden werden auf der Internetseite der Fernleitungsunternehmen beziehungsweise der Inhaber der Transportrechte veröffentlicht. Bis 30. Juni 2007 waren die Verfahren für die Methodengenehmigung noch nicht abgeschlossen.

Kritisch muss in diesem Zusammenhang erwähnt werden, dass die betroffenen Unternehmen (BOG GmbH, OMV Gas GmbH und TAG GmbH) ihrer Verpflichtung zur rechtzeitigen Vorlage von entsprechenden Tarifberechnungsmethoden per 1. Jänner 2007 nicht nachgekommen sind. Zwar wurden Anträge zur Genehmigung eingebracht, doch entsprachen diese nicht den Vorgaben der Regulierungsbehörde.

Kapazitätssituation im österreichischen Erdgastransitsystem

Eine Untersuchung der Kapazitätssituation Ende 2006²⁸ hat ergeben, dass auf einigen österreichischen Transitleitungen Engpässe bestehen. Grundsätzlich kann zwischen vertraglichen und physikalischen Engpassituationen unterschieden werden. Im Jahr 2006 betrug die verkaufte

Transitkapazität für Transporte im Ost-West System (HAG, WAG und PENTA West) 14,106 Mrd. Nm³. Die verkaufte Kapazität im Nord-Süd-System (TAG, SOL) belief sich auf 32,792 Mrd. Nm³. Insgesamt beträgt die verkaufte Transportkapazität somit rund 47 Mrd. Nm³²⁹.

Auf der Trans-Austria Gasleitung (TAG) besteht ein physikalischer Engpass. Kurzfristige, garantierte Kapazität ist bis 1. Oktober 2007 ausgebucht. Langfristige Kapazitätsverträge ab 1. Oktober 2008 wurden pro rata vergeben. Die Auktion von kurzfristiger Kapazität für das Gasjahr vom 1. Oktober 2006 bis zum 30. September 2007 hat zu Preisen geführt, die um das Dreifache höher als der Preis für langfristige Kapazität lagen. Um den physikalischen Engpass zu beseitigen, erweitert TAG ihr System um zwei zusätzliche Kompressoren, die ab 2008 um 6,5 Mrd. m³/Jahr mehr Kapazität zur Verfügung stellen (Abbildung 39). Da dieser Ausbau jedoch unzureichend im Vergleich zum Bedarf nach Transportkapazität ist und sich voraussichtlich auch verzögert, hat die E-Control gemeinsam mit der italienischen Regulierungsbehörde die TAG GmbH aufgefordert, entsprechende Schritte zum bedarfsgerechten Ausbau zu treffen. Als Betreiber der Fernleitung hat TAG die gesetzliche Verpflichtung, ihr System bedarfsgerecht auszubauen, der sie bisher jedoch nicht entsprechend nachgekommen ist.

Auch auf der West-Austria Gasleitung (WAG) besteht am Übergabepunkt Oberkappel ein physikalischer Engpass. Daher wird die WAG in drei Ausbaustufen, die bis 2011 abgeschlossen sein sollen, verstärkt, indem bestehende Verdichterstationen erweitert (u.a. Baumgarten, Rainbach), neue errichtet (u.a. Kirchberg/Wagram) und neue Leitungsabschnitte parallel zur bestehenden Pipeline gebaut werden (Loops). Ziel des Projektes ist es, die derzeitige Kapazität des Pipelinesystems der WAG fast zu verdoppeln. Gleichzeitig wird auch die Kapazität der in Oberkappel von der WAG abzweigenden Penta-West (PW) durch die Errichtung einer Verdichterstation in Oberkappel erhöht werden (Abbildung 39).

²⁸ siehe Route Assessment Report der Region Süd-Süd Ost der ERGEG GRI [GRI-SSE-SG-02-03], November 2006

²⁹ siehe www.omv.com

Auf der Hungaria-Austria-Leitung (HAG) und der Süd-Ost-Leitung (SOL) besteht derzeit kein physikalischer Engpass: Auf der HAG sind jedoch sämtliche Kapazitäten bis 1. Oktober 2016 langfristig vergeben³⁰. Die Darstellung der tatsächlich genutzten Kapazität der letzten drei Jahre zeigt allerdings, dass nur rund 50% der gebuchten Kapazität genutzt wurden.

Die Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz enthält Bestimmungen zur Verbesserung des kurzfristigen Engpassmanagements. Neben der Verpflichtung für Transportkunden, ihre nicht genutzte Kapazität Dritten auf einer zentralen Handelsplattform zugänglich zu machen (use-it-or-sell-it), besteht auch für den Fernleitungsnetzbetreiber beziehungsweise Inhaber der Transportrechte die Verpflichtung, im Falle der Nichtnutzung von gebuchter Kapazität durch einen Transportkunden diesem die Kapazität auf unterbrechbarer Basis zu entziehen (interruptible use-it-or-lose-it).

Maßnahmen zum effektiven langfristigen Engpassmanagement wurden 2006 von der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs GmbH (BOG) auf Basis einer Marktstudie zur Bedarfserhebung nach zusätzlichen Transportkapazitäten getroffen. Die Rückmeldungen zu dieser Studie wurden zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts analysiert und sollen anschließend veröffentlicht werden.

Interconnection Point Agreements

Für den grenzüberschreitenden Transport von Erdgas ist die Kooperation von angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern von großer Bedeutung. Dies sollte mit dem Abschluss von Interconnection Point Agreements (IPAs) an jedem Übergabepunkt gewährleistet werden. Den Transportkunden wird dadurch ein effizienteres Management ihrer Transaktionen am Übergabepunkt ermöglicht. Ein wesentlicher Bestandteil

→ Ausbau des Transitsystems

Abbildung 39



Quelle: E-Control, OMV

30 siehe Online Capacity Booking System der OMV Gas GmbH, <https://ocb.omv.com/gma/akv/>, Stand: Juli 2007

der IPAs sind die Operational Balancing Agreements (OBAs), bei denen die angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber jedem Transportkunden seine angemeldete Erdgasmenge zuordnen und die eventuell anfallende Ausgleichsenergie auf einem Ausgleichsenergiekonto zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern verwaltet wird.

Der Abschluss eines IPA zwischen SPP preprava (Slowakischer Netzbetreiber) und OMV Gas GmbH am Übergabepunkt Baumgarten verzögert sich. Der Abschluss eines solchen Agreements (inkl. OBA) ist jedoch von entscheidender Bedeutung für die weitere Entwicklung des Central European Gas Hub.

Die Beseitigung von Handelshemmnissen an grenzüberschreitenden Leitungen (technische/rechtliche Hemmnisse) und der Abschluss von Interconnector Point Agreements/Operational Balancing Agreements hat auch Priorität in der Regionalen Initiative Gas für die Region Süd-Südosteuropa (siehe Kapitel Regionale Initiativen – Gas).

Altverträge

Langfristige Kapazitätsverträge bestehen auf der TAG und der WAG. Diese Verträge wurden bei Errichtung der Leitungen abgeschlossen, als die Investoren, die die Shareholder der Inhaber der Transportrechte TAG und BOG sind, diese Kapazität zugeteilt bekommen haben. Im Falle von Kapazitätserweiterungen auf diesen Leitungen werden die Kapazitäten jedoch nicht bevorzugt, sondern nach einem nicht diskriminierenden Verfahren vergeben.

Der Zugang für neue Transportkunden (TPA) wird allerdings durch die bestehenden langfristigen Verträge, die den Großteil der technisch verfügbaren Kapazität blockieren, erschwert. Gemäß § 31 i des Gaswirtschaftsgesetzes, der sich auf die Bestimmungen der Richtlinie 91/296/EEC vom 31. Mai 1991 (Transitrichtlinie) bezieht, unterliegen Verträge, die nach dem 30. April 2004

abgeschlossen wurden, ohne Einschränkung den rechtlichen Bestimmungen zum Zugang Dritter zu Erdgasfernleitungen, so etwa auch der UIOLI-Bestimmung³¹.

Transparenz

Veröffentlichung von Kapazitäten

Der Fernleitungsbetreiber OMV Gas GmbH sowie die Inhaber der Transportrechte TAG GmbH und BOG GmbH veröffentlichen Informationen zu Kapazitäten auf ihren Webseiten³². Allerdings ist sowohl die Qualität als auch der Umfang der veröffentlichten Informationen unterschiedlich. Ein Jahr nach Inkrafttreten der EU-VO 1775/2005/EC werden noch immer nicht alle Anforderungen von den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechend umgesetzt.

Sowohl die OMV Gas GmbH als auch die BOG GmbH haben ein Online Capacity Booking System eingerichtet, welches detaillierte Informationen über freie Kapazitäten darstellt. Neben der Vorschau der technischen Kapazität und der freien Kapazität kann das Online Capacity Booking System auch die historisch genutzten Kapazitäten der letzten drei Jahre darstellen. Die TAG GmbH veröffentlicht Informationen zu Kapazitäten nur auf Monatsbasis, was nicht den Transparenzerfordernissen der Verordnung (EC) 1775/2005 entspricht.

Sekundärmarkthandel

OMV Gas GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH stellen auf ihren Webseiten ein Bulletin Board für den Sekundärmarkthandel von Transportkapazitäten zur Verfügung. Dies soll es potenziellen Transportkunden erleichtern, Kapazitäten zu erhalten und Kontakte zu Anbietern herzustellen.

Es bleibt jedoch unklar, in welchem Verfahren Sekundärmarktkapazitäten vergeben werden. Unter anderem erhält Gazprom Export nach der Unterzeichnung eines Strategic Partnership

³¹ vgl. § 19 Abs 2 Gaswirtschaftsgesetz

³² vgl. www.omv.com, www.taggmbh.at, www.bog-gmbh.at

Agreement mit ENI im November 2006 Transportkapazität auf der TAG, um selbst Kunden in Italien versorgen zu können. Es ist nicht davon auszugehen, dass diese Transportkapazitäten vor der Vergabe an Gazprom allen interessierten Marktteilnehmern in transparenter Weise angeboten worden sind.

→ Fernleitung und Verteilung

Das Leitungssystem in Österreich besteht aus rund 2.718 km Inlandsfernleitungen, ca. 29.240 km Verteilleitungen und rund 792 km Transitleitungen (Stand 2005)³³. Das Inlandstransport- und -verteilungssystem (ohne Transitleitungen) wird von sieben Fernleitungsnetzbetreibern und 19 Verteilnetzbetreibern betrieben.

Transportsystem

Wie im Strommarkt gibt es auch im Gasmarkt drei Regelzonen. Regelzonenführer in der Regelzone Ost ist AGGM und in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg A & B. Für die Regelzone Ost, die rund 95% des österreichischen Gasverbrauchs umfasst, hat AGCS die Konzession für das Clearing und Settlement, für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg A & B erhalten.

Rund zwei Drittel der österreichischen Importkapazitäten sind für den Transit, der seit 1. Jänner 2007 reguliert ist, bestimmt. Durch das GWG wurden drei Netzebenen definiert, wobei die Transitleitungen der Netzebene I zugeordnet sind. Für die Kapazitätsvergabe im Inlandstransport wird das Rucksack-Prinzip angewandt, das heißt, die für den Kunden bisher im Leitungsnetz verwendete Leitungskapazität steht dem Kunden auch im Falle eines Lieferantenwechsels zur Verfügung. Die Kapazitätsvergabe auf den Transitleitungen erfolgt unterschiedlich.

Die TAG³⁴ wurde von der OMV Gas GmbH errichtet, die auch die Leitung wartet. Die TAG GmbH als Inhaberin der Transportrechte vermarktet die Kapazitäten, wobei langfristige

Kapazitäten bisher pro rata vergeben wurden (zukünftig durch Lotterie) und kurzfristige Kapazitäten (Einjahresverträge) auktioniert werden.

Auch die WAG³⁵ wurde von der OMV Gas GmbH errichtet und gewartet. Die BOG GmbH ist Inhaberin der Transportrechte und vermarktet die Kapazitäten nach dem „First come, first served“-Prinzip, da kein physischer Engpass vorliegt.

Die Transitleitungen Penta West, SOL, HAG, MAB wurden von der OMV Gas GmbH errichtet. Sie stehen im Eigentum der OMV Gas GmbH, die als Inhaberin der Transportrechte die Kapazitäten ebenfalls nach dem „First come, first served“-Prinzip vermarktet, da auch hier kein physischer Engpass vorliegt (siehe Kapitel Tarifierung).

Für den Transport in der Ebene I im Inlandtransportsystem werden keine gesonderten Tarife berechnet. Die Kosten der Ebene I werden auf die Kosten der Ebenen 2 und 3 gewälzt und gehen so in die Berechnung der Systemnutzungstarife ein. Die Feststellung der Kosten in Tarifprüfungsverfahren erfolgt durch die E-Control Kommission. Zur Offenlegung der Kosten ist von den Netzbetreibern ein Erhebungsbogen auszufüllen, in dem sowohl technische (u.a. Anzahl Zählpunkte, Kilometer-Leitungen pro Ebene, Abgabe an Endverbraucher) als auch wirtschaftliche (u.a. Anlagenspiegel, Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung, Aktivitätenblatt) Angaben zu machen sind.

Änderungen im Tarif- und Kapazitätsmodell

Auf Basis der Novellierung des GWG wurden erstmals Allgemeine Bedingungen zwischen dem Regelzonenführer und den Bilanzgruppenverantwortlichen beziehungsweise den Verteilernetzbetreibern definiert und von der E-Control Kommission genehmigt.

Eine der wesentlichen Änderungen im österreichischen Marktmodell ist die Berücksichtigung von Sonstigen Transporten³⁶. Sonstige Transporte

³³ vgl. E-Control GmbH, Der österreichische Gasmarkt 2006, Folder

³⁴ Die Gesellschafter sind die italienische ENI International B.V. mit 89% und die OMV Gas GmbH mit 11%; www.taggmbh.at

³⁵ An der Betreibergesellschaft BOG GmbH hält OMV Gas GmbH 51%, 44% GdF und 5% E.ON Ruhrgas AG. www.bog-gmbh.at

³⁶ Neben der Einführung des Kapazitätserweiterungsvertrages, der Anwendung der Prioritätsregel, der Verpflichtung von Mindestlieferungen und der Erfassung sämtlicher Kapazitäten an allen Ein- und Ausspeisepunkten der Regelzone

→ Sonstige Transporte – Transportfälle

Tabelle 5

	Beantragung Netzzugang	Tarifbestimmungen	Vertragliche Tariffestlegung
Regelzonengrenze – Speicher	AGGM	kein Entgelt festgelegt	keine Allgemeinen Bedingungen vorgesehen
Speicher bzw. Produktion – Regelzonengrenze	AGGM	VO gemäß § 31 h Abs 5 GWG	Allgemeine Bedingungen GÜT, Verweis auf § 31 h Abs 5 GWG
Sonstiger Transport als Teil eines Grenzüberschreitenden Transports ¹	OGG (One-Stop-Shop) bzw. FLU, AGGM	VO gemäß § 31 h Abs 5 GWG	Allgemeine Bedingungen GÜT, Verweis auf § 31 h Abs 5 GWG

¹ Grenzüberschreitender Transport (GÜT) in Inlandsfernleitungen gemäß § 12 d GWG

sind gemäß § 6 Z 46a GWG Transporte von Einspeisepunkten der Regelzone zu Speicheranlagen sowie Transporte von Produktions- oder Speicheranlagen zu Ausspeisepunkten der Regelzone.

Sonstige Transporte innerhalb der Regelzone sind von jenen Sonstigen Transporten zu unterscheiden, die durch die beziehungsweise aus der Regelzone erfolgen und entgeltlich zu vergüten sind. Wurden diese bisher weder in der Kapazitätsvergabe berücksichtigt noch verrechnet,

sieht § 31 h Abs 5 GWG nun für die Durchführung eines Sonstigen Transports aus Speicher- beziehungsweise Produktionsanlagen zur Regelzonengrenze beziehungsweise für die Durchführung eines grenzüberschreitenden Transports im Inlandsfernleitungsnetz die Festlegung eines Systemnutzungsentgelts für die Inanspruchnahme des gesamten Leitungsweges durch die E-Control Kommission auf Antrag eines Netzbenutzers vor.

Das Systemnutzungsentgelt für die Sonstigen Transporte wird durch eine Arbeits- und Leistungskomponente bestimmt und ist in der Sonstige-Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2007 (SonT-GSNT-VO 2007) festgelegt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet³⁷, ein einheitliches Berechnungsschema für verfügbare Leitungskapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten für grenzüberschreitende Transporte im Fernleitungsnetz zu erstellen. Dabei ist jenes einheitliche Berechnungsschema des Regelzonenführers (AGGM) heranzuziehen. Dieses ist auf der Website der AGGM veröffentlicht³⁸. Eine Übersicht über die Transportfälle der Sonstigen Transporte, Zuständigkeiten und Tarifbestimmungen gibt Tabelle 5.

Entwicklung Netznutzungsentgelte Gas

Mit Novellierung der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 wurden von der E-Control Kommission per 1. Jänner 2007 die Netznutzungstarife im Durchschnitt um 4,39% gesenkt

→ One-Stop-Shop-Serviceanbieter Kasten I

Mit der Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz hat die OMV Gas GmbH die Funktion eines One-Stop-Shop-Serviceanbieters zugewiesen bekommen. Danach muss die OMV Gas GmbH Transportkunden, die durch mehrere Leitungssysteme transportieren möchten, folgende Information binnen 14 Tagen zur Verfügung stellen:

- Darstellung und Berechnung der freien Leitungskapazitäten,
- Berechnung des Netznutzungsentgelts,
- Übermittlung der erforderlichen Vertragsunterlagen auf Basis der genehmigten Allgemeinen Bedingungen und
- Veröffentlichung der nicht genutzten kommittierten Leitungskapazitäten im Internet.

³⁷ siehe § 31 e Abs 6 GWG

³⁸ siehe <http://www.aggm.at/>

(Ebene 2 um 11,51% und Ebene 3 um 3,08%). Die dadurch erzielten Einsparungen betragen österreichweit rund € 21 Mio. (siehe Tabelle 6).

Die Gebrauchsabgabe wird nur mehr in Wien und Salzburg getrennt von den Systemnutzungstarifen an die Kunden weiterverrechnet. In den übrigen Netzgebieten ist eine etwaige Gebrauchsabgabe seit 1. Jänner 2007 in den Systemnutzungstarifen inkludiert. Die Regelung der Gebrauchsabgabe erfolgt durch Landesgesetze³⁹.

Die Entwicklung der Netznutzungstarife soll anhand zweier typischer Kunden aus dem Industriekunden- und Haushaltskundenmarkt gezeigt werden. Bei dem in Abbildung 40 beschriebenen Abnahmefall ist das Netznutzungsentgelt sowohl vor als auch nach der Netztarifsenkung per 1. Jänner 2007 im Netzbereich Burgenland am höchsten. Am geringsten fiel die Netztarif-

senkung – mit Ausnahme von Tirol, wo das Entgelt für die Netznutzung unverändert blieb – mit –2,74% in Oberösterreich aus.

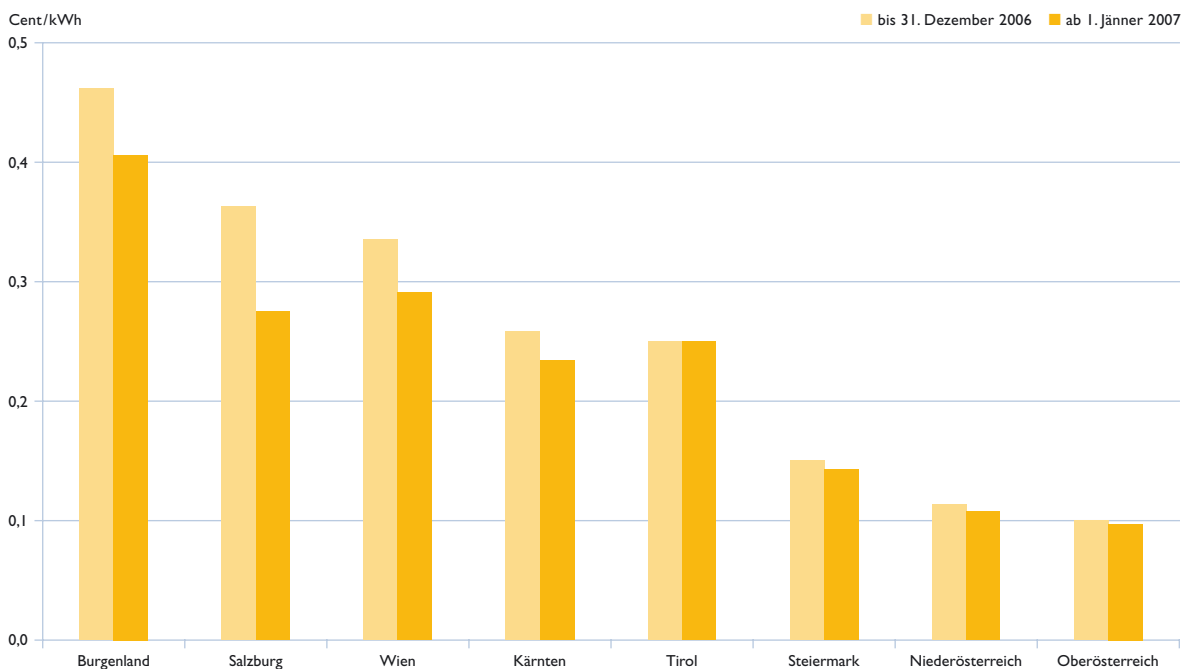
→ **Reduzierung der Netznutzungstarife in den einzelnen Netzbereichen (Netzebene 3, 1. Jänner 2007)** Tabelle 6

	Veränderung
Burgenland	-6%
Kärnten	-1%
Niederösterreich	-4%
Oberösterreich	-2%
Salzburg	-3%
Steiermark	-4%
Tirol	keine Veränderung
Vorarlberg	-5%
Wien	-3%

Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife Ebene 2 (Zone B, 7.900.000 kWh/Jahr, 8.000 kWh/h, leistungsgemessene Kunden)⁴⁰**

Abbildung 40



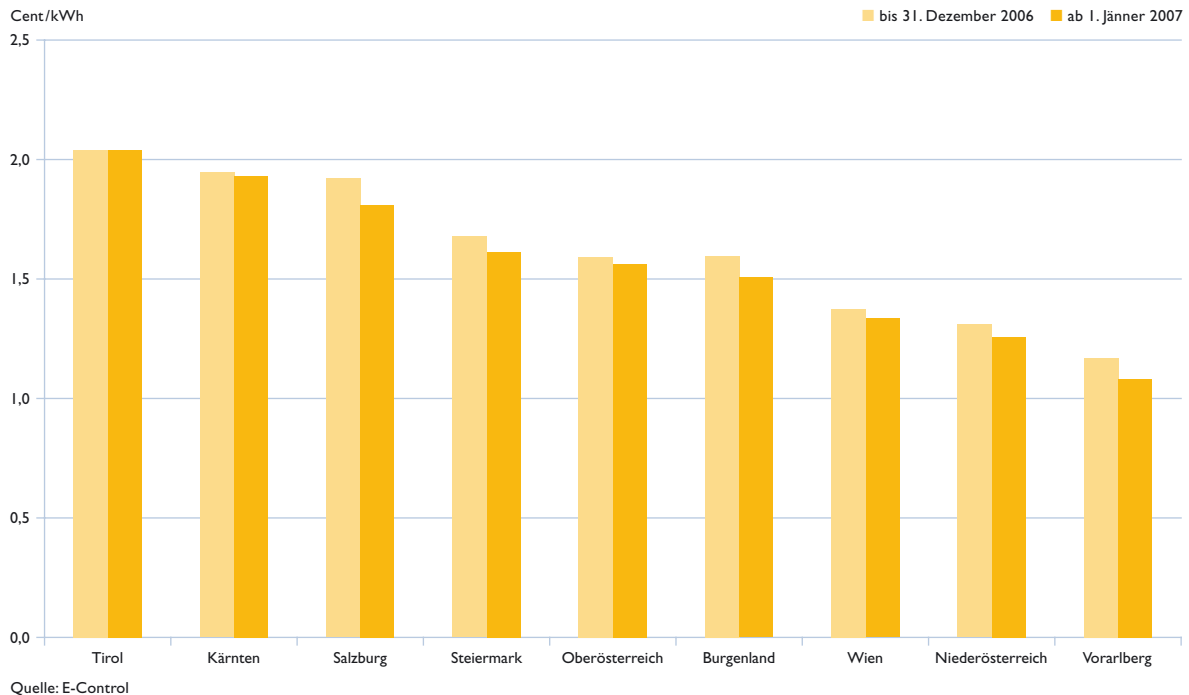
Quelle: E-Control

³⁹ Üblicherweise bemisst die Gebrauchsabgabe sich nach den Erlösen, welche das abgabenpflichtige Unternehmen unter Verwendung der Leitungen, welche sich auf öffentlichem Grund befinden, erzielt. Die Höhe der Gebrauchsabgabe darf dabei, abhängig vom jeweiligen Landesgesetz, maximal 3–6% dieser Erlöse betragen. Es bestehen aber auch landesgesetzliche Regelungen, wonach sich die Höhe der Gebrauchsabgabe nach dem Ausmaß der Inanspruchnahme öffentlichen Grundes (zum Beispiel €/Leitungsmeter) bemisst.

⁴⁰ Anmerkung: In Vorarlberg gibt es keine Kunden auf Netzebene 2.

→ Netznutzungstarife Ebene 3 (15.000 kWh/Jahr, nicht leistungsgemessene Kunden)

Abbildung 41



Wie aus Abbildung 41 hervorgeht, sind die Netznutzungskosten auch auf der Ebene 3 in den einzelnen Netzbereichen unterschiedlich. In Tirol sind die Netznutzungstarife für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von 15.000 kWh am höchsten. Die hohen Netzentgelte und die ausbleibende Netztarifsenkung resultieren aus den hohen Kapitalkosten aufgrund des neuen Gasnetzes der TIGAS.

Anreizregulierung Gas – Status quo

Nach der Einführung einer Anreizregulierung im Strombereich ist derzeit eine Umstellung von einem kostenbasierten auf ein mehrjähriges, anreizbasiertes Regulierungssystem auch im Gasbereich in Diskussion. Das Anreizregulierungssystem soll die jährlich stattfindenden

Tarifprüfungsverfahren durch eine mehrjährige Regulierungsperiode, während der die Tarifentwicklung einem ex ante festgelegten Automatismus folgt, ersetzen.

Erste Gespräche zwischen der Regulierungsbehörde und den Unternehmen haben bereits Anfang 2006 stattgefunden, wobei diese mit Beginn 2007 intensiviert wurden. Das Anreizregulierungssystem soll die generelle Branchenentwicklung, individuelle Unternehmensentwicklung, unternehmensindividuelle Investitionsentwicklung und die nicht beeinflussbare Kostenentwicklung für die Unternehmen durch nachfolgende Parameter berücksichtigen:

- Frontier Shift,
- effizienzabhängige Abschläge,
- Investitionsfaktor,
- Veränderung des Netzbetreiberpreisindex.

Durch den Frontier Shift wird die Verschiebung der Effizienzgrenze über die Zeit abgebildet. Die Höhe des Frontier Shift wurde noch nicht festgelegt. Zur Ermittlung der effizienzbedingten Abschläge soll eine Benchmarkinganalyse durchgeführt werden. Dabei ist – ähnlich wie im Strom – ein Mix aus unterschiedlichen Benchmarkingverfahren geplant, wobei sich die relevanten Effizienzwerte zur Ermittlung der effizienzabhängigen Abschläge durch eine Gewichtung der Effizienzwerte aus den unterschiedlichen Verfahren ergeben sollen. Die Höhe der effizienzbedingten Abschläge wurde noch nicht festgelegt.

Die Regulierungsbehörde hat zur Abbildung des Investitionsverlaufes während der Regulierungsperiode einen Investitionsfaktor vorgeschlagen. Dieser wird aus dem Saldo der tatsächlichen Kapitalkosten während der Regulierungsperiode und den Startkapitalkosten zu Beginn der Regulierungsperiode bestimmt. Durch den Investitionsfaktor sollen besonders Erweiterungsinvestitionen während der Regulierungsperiode erfasst werden. Ob eine Umstellung bereits für das Jahr 2008 erfolgt, ist derzeit noch offen.

Qualität der Dienstleistung

Die Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz⁴¹ enthält die entsprechende Rechtsgrundlage zur Setzung von Standards für die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der Netzdienstleistungen von Gasverteilernetzunternehmen.

Im Zuge der Überarbeitung der Marktregeln im zweiten Halbjahr 2006 wurden entsprechende Standards und Kenngrößen in den Allgemeinen Bedingungen für Verteilernetzbetreiber festgelegt. Die Standards betreffen unter anderem Fristen für die Herstellung von Anschlüssen an das Netz und die Vornahme von Reparaturen und die Ankündigung von Versorgungsunterbrechungen.

Verteilernetzbetreiber sind darüber hinaus verpflichtet, die Daten zur Überprüfung der Einhaltung der Standards der E-Control zu übermitteln

und einmal jährlich die Überprüfungsergebnisse zu veröffentlichen. Dies dient vor allem zur Information der Kunden und soll Auskunft darüber geben, welche der Leistungen der Netzbetreiber durch die regulierten Systemnutzungstarife abgegolten werden.

→ Unbundling im Gasbereich

Die Ausführungen zu den bisherigen Erfahrungen der E-Control mit der Umsetzung des Unbundling bei den Stromnetzbetreibern decken sich weitgehend mit den Beobachtungen bei den Gasnetzbetreibern, weshalb auf das entsprechende Kapitel Unbundling im Strombereich verwiesen werden kann. Darüber hinaus betreiben einige Unternehmen das Gas- und das Stromnetz in der Form des Kombinationsnetzbetreibers in einer gemeinsamen Gesellschaft, weswegen die Ausführungen zum Strombereich übernommen werden können.

Die E-Control hat in Durchführung der gesetzlichen Bestimmungen den Gesamtbericht über die Gleichbehandlungsprogramme der österreichischen Gasnetzbetreiber für den Berichtszeitraum 2006 erstellt. Die Veröffentlichung des Berichtes auf der Homepage der E-Control wird Ende Juli 2007 erfolgen. Die Ergebnisse des Berichtes werden nachfolgend zusammengefasst.

Wie bereits im letzten Gesamtbericht über die Gleichbehandlungsprogramme der österreichischen Netzbetreiber dargelegt, bestehen bei einem Großteil der Unternehmen in organisatorischer und personeller Hinsicht nach wie vor umfangreiche Verschränkungen zwischen dem regulierten und dem Wettbewerbsbereich. Verbesserungen in diesem Bereich konnten bei der aktuellen Untersuchung nur bei dem Bemühen, wirtschaftlich sensible Daten zu sichern, festgestellt werden. Alle diese Verflechtungen sind – wenn auch überwiegend nicht gesetzlich verboten – geeignet, den Wettbewerb zu beeinträchtigen beziehungsweise das Ziel der Gleichbehandlung zu gefährden.

⁴¹ Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl I 106/2006

Energie- und Netzvertrieb werden von den meisten Unternehmen zwar organisatorisch beziehungsweise gesellschaftsrechtlich getrennt, jedoch sorgen wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen in der Mehrzahl der Fälle dafür, dass beide Leistungen von ein- und denselben Mitarbeitern erbracht werden. Hier hat sich im Vergleich zum letzten Berichtszeitraum keinerlei Veränderung ergeben. Die betroffenen Netzbetreiber scheinen unabhängig von Größe und Struktur des Unternehmens nicht bereit, entsprechende organisatorische Änderungen vorzunehmen.

Beim Schutz wirtschaftlich sensibler Daten sind im Vergleich zum letzten Berichtszeitraum einige Verbesserungen festzustellen, wenn auch die aktuelle Gesamtsituation noch nicht als zufriedenstellend gelöst bezeichnet werden kann.

Das Thema „Schutz der wirtschaftlich sensiblen Daten“ wurde in einer Informationsveranstaltung der E-Control im November 2006 mit den betroffenen Unternehmen ausführlich diskutiert. Dabei wurde mit den Unternehmen vereinbart, diese Daten in den Gleichbehandlungsprogrammen zu konkretisieren. Einige Unternehmen haben diese Daten in ihren Gleichbehandlungsprogrammen sehr ausführlich definiert, andere wiederum haben keinerlei Verbesserungen vorgenommen und nur die relevanten gesetzlichen Bestimmungen zitiert. Die Regulierungsbehörde sieht in der konkreten Definition der Daten einen ersten wichtigen Schritt, auf dessen Grundlage Datenzugriffskonzepte überhaupt erst aufgebaut werden können.

Bei den Datenzugriffskonzepten ist eine verstärkte Bewusstseinsbildung über die bislang unzureichenden Lösungen in den Unternehmen zu bemerken. Einige Unternehmen haben Projekte zur Sicherung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Daten gestartet. Der Projektfortschritt bei einzelnen Unternehmen ist sehr unterschied-

lich. So konnte ein schriftliches Datenzugriffskonzept bislang – wie auch im letzten Berichtszeitraum – von keinem Unternehmen vorgelegt werden.

Hier zeigen sich Bemühungen, jene Mitarbeiter, die Netz- und Energievertrieb in Personalunion durchführen, für die Thematik der Diskriminierungen zu sensibilisieren beziehungsweise besonders zu schulen. So sind bei einigen Unternehmen Informationsblätter in Vorbereitung oder bereits in Verwendung, die dem netzanschlusswilligen Kunden übergeben werden müssen. In diesen Informationsblättern wird auf die Möglichkeit der Wahl eines alternativen Lieferanten hingewiesen. Insgesamt stellt sich jedoch die Frage, ob ein Mitarbeiter, zu dessen Kernaufgaben der Verkauf von Energielieferverträgen für sein Unternehmen zählt, in neutraler Weise auf die Wahl eines alternativen Lieferanten hinweisen wird. Insofern bleibt die Tatsache, dass die Konstruktion von Personalunionen beim Vertrieb nach momentanem Stand des GWG nicht explizit verboten, aus Sicht der Gleichbehandlung jedoch unbefriedigend ist, bestehen.

Anregungen der Unternehmen und Ausblick

Die Rückmeldungen auf die Informationsveranstaltung der E-Control im November 2006 haben gezeigt, dass auch seitens der Unternehmen überwiegend Interesse an einem Erfahrungs- und Meinungsaustausch besteht. Die E-Control plant daher, eine entsprechende Folgeveranstaltung zu organisieren.

Der nächste Berichtszeitraum wird erstmals auch Inhaber von Transportrechten umfassen. In inhaltlicher Hinsicht dürfte insbesondere die Abgrenzung des Begriffs „wirtschaftlich sensible Daten“ sowie die Beschränkung des Zugriffs von Vertrieb und Handel auf Netzdaten neuerlich einen Schwerpunkt des Berichts bilden. Aus Sicht

der E-Control ist es zweckmäßig, die praktische Umsetzung dieser Maßnahmen durch Mitarbeiter der Behörde vor Ort auf ihre Wirksamkeit zu überprüfen. Im aktuellen Berichtszeitraum hat die E-Control bei einem Unternehmen bereits einen derartigen Termin wahrgenommen. Einige weitere Unternehmen haben die Behörde in die Ausgestaltung von Maßnahmen zur Wahrung der Vertraulichkeit von Daten eingebunden.

Unbundling Fernleitungsnetzbetreiber

Die Beobachtungen der E-Control zur Durchführung des Unbundling aus wirtschaftlicher Sicht bei den Verteilnetzbetreibern treffen im Wesentlichen auch auf die Fernleitungsnetzbetreiber zu.

Weiters hat die Behörde im Rahmen des Prozesses der Methodengenehmigung gemäß § 31 Abs. 1 GWG die Erfahrung gemacht, dass das Fernleitungsunternehmen bei der Ausgestaltung der Methoden zur Berechnung der Tarife der Transitleitungen versucht, den Shipper des verbundenen Unternehmens beziehungsweise des Schwesterunternehmens durch die beantragte Form der Methoden zu bevorzugen. Daraus ist ersichtlich, dass wesentliche Entscheidungen in den Netzgesellschaften immer auch mit Rücksicht auf die im Konzern verbundenen Unternehmen getroffen werden. Nur eine eigentumsrechtliche Entflechtung könnte die Unternehmen zu wirtschaftlich unabhängigem Handeln veranlassen.

Zusammenfassung

Der dritte Gesamtbericht der E-Control über die Gleichbehandlungsprogramme der Unternehmen hat gezeigt, dass die Gasnetzbetreiber die im österreichischen Recht nur sehr allgemein definierten Vorgaben zur Durchführung des Legal Unbundling erfüllt haben. Sie haben allerdings den Interpretationsspielraum der gesetzlichen Bestimmungen dahingehend genutzt, dass

das Netzunternehmen kaum eigene Kapital- und Personalressourcen besitzt und deshalb nahezu sämtliche Kernaufgaben des Netzbetreibers durch Dienstleistungsverträge zugekauft werden müssen. Der Zukauf der Dienstleistungen erfolgt zum überwiegenden Teil von im Konzern verbundenen Unternehmen. Die Ausgestaltung der Verträge aus Sicht der Preisgestaltung und Leistungsbeschreibung zeigt, dass derartige Verträge mit nicht im Konzern verbundenen Unternehmen nicht abgeschlossen werden würden, und damit die Unabhängigkeit in wirtschaftlicher Hinsicht de facto nicht gewährleistet ist. Damit ist auch das Ziel der Unbundling-Bestimmung aus der EU-Richtlinie – nämlich die Schaffung unabhängiger und neutral agierender Netzbetreiber – bis jetzt in Österreich nicht gelungen.

→ Änderung der Rahmenbedingungen für den Speichermarkt

Grundlagen für die Regulierung des Speichermarktes in Österreich sind im Wesentlichen §§ 39, 39a–d und die EU-Richtlinie 2003/55/EG. Speicherunternehmen haben den Speicherzugangsberechtigten nach GWG in der geltenden Fassung den Speicherzugang zu nicht diskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren.

Die Speichernutzungsentgelte werden nicht von der Regulierungsbehörde festgelegt oder genehmigt, müssen aber gemäß GWG in der geltenden Fassung den Grundsätzen der Gleichbehandlung und der Kostenorientierung entsprechen. Das GWG sieht jedoch einen Vergleich der österreichischen Speicherpreise mit anderen Speicherentgelten in anderen EU-Mitgliedstaaten vor. Wenn die Speicherpreise in Österreich mehr als 20% über dem Durchschnitt veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den anderen EU-Mitgliedstaaten liegen, kann die E-Control Kommission durch Verordnung in die Preisbildung der Speicherunternehmen eingreifen und

bestimmen, welche Kosten den Preisansätzen der Speicherunternehmen zugrunde zu legen sind.

Ein erster Vergleich im Jahr 2004 zeigte, dass die Preise der österreichischen Speicherbetreiber OMV Gas GmbH und RAG AG im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben lagen. Problematisch bei dem Vergleich ist die Festlegung vergleichbarer Leistungen. Bei dem ersten Preisvergleich in 2004 wurde daher das Standardprodukt der OMV Gas GmbH (Bundled Services, Classic) als Grundlage für die Berechnung verschiedener Entgelte angewandt. Da die Leistungsdaten dieses Bundled Services von den Leistungsdaten anderer Speicheranbieter für Bundled Services abweichen, sind diese Produkte nicht identisch und die Preise nicht direkt vergleichbar. Eine Umrechnung auf die gleiche Entnahmedauer (Verhältnis Arbeitsgasvolumen zu Entnahmeleistung) ergibt eine Annäherung der Werte für die Entgelte.

Die Speicherunternehmen sind gesetzlich verpflichtet, abgeschlossene Speicherverträge unmittelbar nach Abschluss der E-Control vorzulegen. Diese Vorlagepflicht ist ein wesentliches Regulierungsinstrument zur Überprüfung der transparenten und nicht diskriminierenden Vergabe der Speicherkapazitäten. Zudem kann durch die Vorlage der Speicherverträge festgestellt werden, ob bei der Festlegung der Speichernutzungsentgelte das Prinzip der Gleichbehandlung der Speicherkunden eingehalten wurde.

Durch die Novelle des GWG sind als zusätzliche Pflichten den Speicherunternehmen auferlegt worden: die Allgemeinen Bedingungen nach bestimmten inhaltlichen Vorgaben zu gestalten und zu veröffentlichen sowie regelmäßig die verfügbare Ein- und Ausspeicherleistung und das verfügbare Speichervolumen im Internet zu veröffentlichen.



→ Gasgroßhandelsmarkt

Gasgroßhandel über langfristige Verträge

Wesentlich für die Charakterisierung des Gasgroßhandelsmarktes ist die Beschaffung mittels Langfristverträgen. Dabei dürfte die bisher geltende Charakteristik der Langfristverträge weiterhin Bestand haben:

- Handel großer Mengen, damit verbundenes großes Geschäftsrisiko, das nicht von kleinen Weiterverteilern oder Gashändlern getragen werden kann,
- Ausgestaltung der Lieferverträge in Form von Take-or-Pay (ToP)-Verträgen,
- Preisgleitklausel mit Ölpreisbindung.

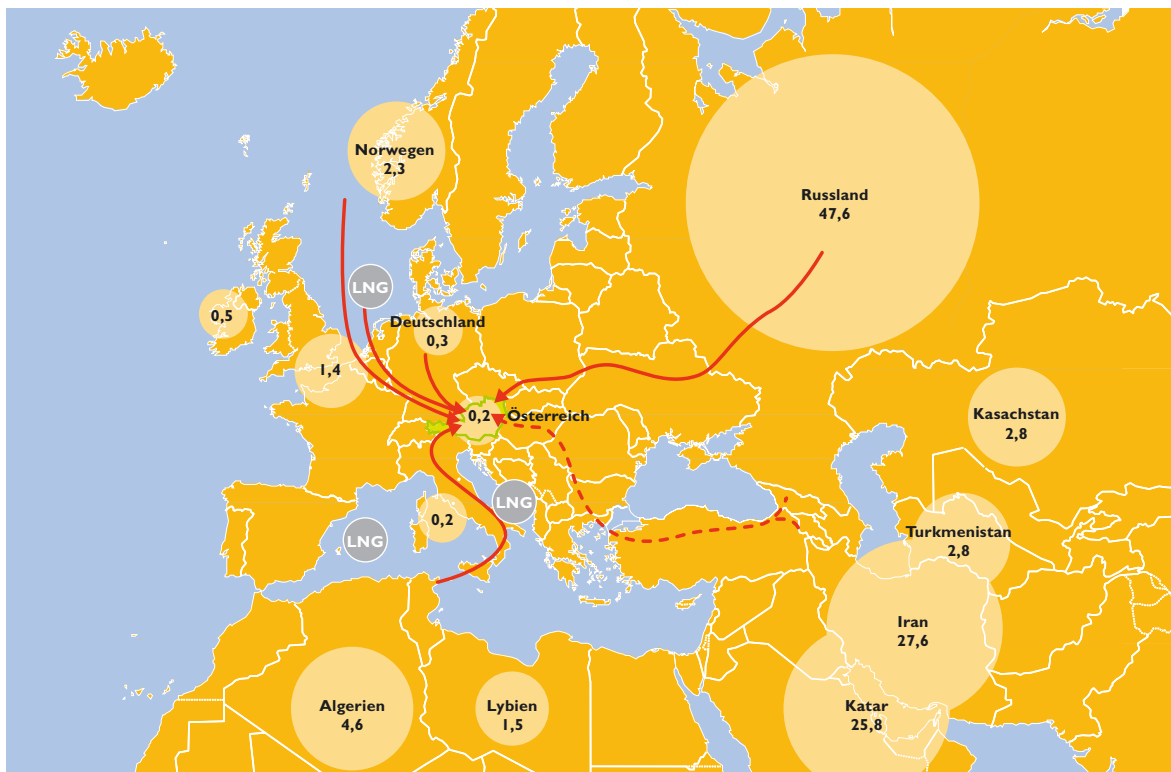
Gasimporte nach Österreich

Abbildung 42 zeigt die Anbindung Österreichs an die Gasreserven in und außerhalb Europas. Transportverbindungen bestehen zu den Reserven Russlands, Norwegens und auch Algeriens. Algerien spielt jedoch als Anbieter für Erdgaslieferungen über Pipelines nach Österreich aufgrund bestehender Kapazitätsbeschränkungen bisher keine Rolle. Möglichkeiten für LNG-Lieferungen nach Österreich (Zugang zu LNG-Terminals) bestehen zurzeit noch keine. Mit dem Bau der Nabucco-Pipeline ist die Anbindung der großen Reserven im Iran und in Turkmenistan geplant.

→ Zugang Österreichs zu Gasreserven

Abbildung 42

— bestehende Leitungen - - - geplante Transportwege

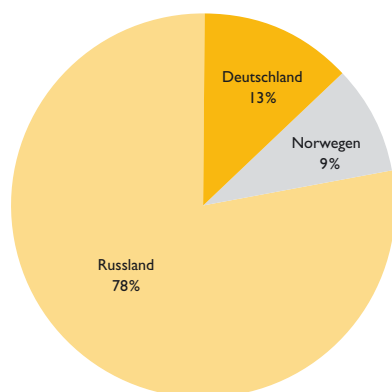


Quelle: EconGas auf Basis EIA – Energy Information Administration/Oil and Gas Journal (01/2007)

→ Erdgasimporte nach Österreich 2006

Abbildung 43

Neugestaltung der Importverträge im Jahr 2006



Quelle: BP Statistical Review of World Energy (2007)

Ende September 2006 wurde die vertragliche Neugestaltung der Gasimport- und -inlandsverträge von der OMV öffentlich bekannt gegeben. Bis dahin war die OMV Gas Vertragspartner der Gazexport, der norwegischen Gasproduzenten und der OMV AG als inländischer Gasproduzent in den Langfristverträgen.

EconGas hat aufgrund der Absicherung durch OMV AG Direktverträge mit der Gazexport mit einer Laufzeit bis 2027 abgeschlossen. Die Gas- und Warenhandels-gesellschaft mbH (GWH) ist eine Tochtergesellschaft der Gazprom (50%), Centrex (24,9%) und OMV Gas (25,1%)⁴² und hat ebenfalls einen langfristigen Liefervertrag mit Gazexport bis 2027 abgeschlossen. Aus der GWH wird sich OMV Gas bis Ende 2007 auf Druck der Wettbewerbsbehörden zurückziehen. Die ehemaligen Landesferngasgesellschaften Steirische Gas Wärme, Salzburg AG und Kelag AG beziehen in der „neuen Vertragswelt“ russisches Gas nicht mehr über Back-to-Back-Verträge von der OMV Gas, sondern über langfristige

Obwohl es eine Vielzahl an Gasanbietern für den europäischen Markt gibt, beschränkt sich der Anbieterkreis für den österreichischen Gasmarkt aufgrund der Transportsituation im Wesentlichen auf Russland (Abbildung 43). Weitere Mengen werden aus Norwegen und Deutschland importiert.

→ Projekte zur Erweiterung der Bezugsmöglichkeiten für den österreichischen Gasmarkt

Kasten 2

Nabucco Projekt: Das Nabucco-Pipeline-Projekt wird von der türkischen Botas, der bulgarischen Bulgargaz, der rumänischen Transgaz, der ungarischen MOL und der österreichischen OMV Gas betrieben (Gasfernleitungsunternehmen der betroffenen Staaten). Ziel ist die Errichtung einer 3.300 km langen Erdgaspipeline von der türkischen Ostgrenze bis nach Österreich bis 2012, um bis zu 30 Mrd.m³ Erdgas pro Jahr aus dem Kaspischen Raum nach Europa transportieren zu können. Für die Realisierung des Projekts bedarf es noch weiterer Projektpartner sowie des Abschlusses von Gaslieferverträgen westeuropäischer Kunden mit potenziellen Lieferanten um die Kaspische See oder im Mittleren Osten.

Adria LNG Projekt: Die Adria LNG Study Company, ein Joint Venture von OMV, Total, RWE Transgas, INA und Geoplin, führt gemeinsam mit E.ON Ruhrgas eine Machbarkeitsstudie zur Errichtung eines LNG Terminals in Kroatien durch. Bevorzugter Standort für den LNG Terminal ist die Insel Krk. Erste Ergebnisse der Studie werden für Ende 2008 erwartet. Der geplante LNG Regasifizierungsterminal, der bis 2011 fertig gestellt werden soll, könnte im Endausbau eine Kapazität von bis zu 15 Mrd.m³ Erdgas pro Jahr haben.

42 vgl. www.centrex.com

Verträge mit dem GWH. Mit den norwegischen Gasproduzenten sind Direktverträge mit EconGas, Steirische Gas Wärme, Kelag und Salzburg AG geplant, das heißt, auch hier wird OMV Gas als Vertragspartner entfallen.

Inländische Gasproduktion

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. Im Jahr 2006 wurden in Österreich insgesamt rund 1,8 Mrd. Nm³ Naturgas⁴³ gefördert. Rund 70% wurden von der OMV Austria Exploration & Production gefördert (siehe Tabelle 7).

Die sicher und wahrscheinlich gewinnbaren Reserven der beiden Unternehmen betragen mit Stichtag 1. Jänner 2006 31,8 Mrd. Nm³, wobei rund die Hälfte der Reserven auf die OMV entfällt. Die RAG AG vermarktet ihre Produktion über die RAG Beteiligungsgesellschaft. Sie ist zudem als Händler am österreichischen Gashandelspunkt Central European Gas Hub registriert⁴⁴.

Die Produktion der OMV Exploration and Production wird zum Großteil über langfristige Verträge an EconGas, Steirische Gas Wärme, Salzburg AG und Kelag verkauft. Die in diesen Verträgen verwendeten Preisgleitklauseln wurden an die neuen Importverträge angepasst. OMV Gas scheidet somit auch in den Inlandsgasverträgen als Vertragspartner aus.

Gasmengen, die über diese Vertragsmengen hinausgehen, sollen nach Angaben der OMV Gas zukünftig ausschließlich über EconGas vermarktet werden⁴⁵. Diese zusätzlichen Gasmengen, die vertraglich noch nicht gebunden sind, sind im Vergleich zum österreichischen Inlandsverbrauch nicht unbedeutend. Die Inlandsproduktion der OMV soll – begünstigt durch das hohe Ölpreinsniveau – deutlich erhöht werden, von 1,2 Mrd. m³ in 2006 auf rund 2 Mrd. m³ in 2010⁴⁶. Gerade für kleinere Gashändler oder neue Anbieter sind diese Gasmengen von Interesse. Eine wettbewerbsneutrale Gestaltung der Vertriebswege der Produktion der OMV ist daher notwendig.

Nachfragestruktur

Langfristige Verträge im Großhandelsmarkt haben Econgas, Steirische Gas-Wärme, Salzburg AG und Kelag. Andere Anbieter auf dem österreichischen Markt wie Terragas und Wingas haben auch Zugang zum Gasgroßhandelsmarkt.

Mengen und Preise

Seit Anfang 2004 ist eine deutliche Steigerung der Gasimportpreise in Österreich – ebenso wie in anderen europäischen Ländern – festzustellen (Abbildung 44). Wesentlicher Einflussfaktor auf den Gasimportpreis ist die Entwicklung der Ölpreise, die auch in Abbildung 44 (Heizöl Leicht-ARA Gasoil Spot Price FOB) dargestellt ist. Wie ersichtlich folgt der Gaspreis

→ Naturgasproduktion in Österreich 2006

Tabelle 7

	2006	2006	Veränderung zu 2005
OMV Austria Exploration & Production	1.248 Mio. Nm ³	70,7%	4,2%
Rohöl-Aufsuchungs AG	517 Mio. Nm ³	29,3%	13,2%
Gesamt	1.765 Mio. Nm³	100,0%	6,7%

Quelle: Geologische Bundesanstalt

⁴³ Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.

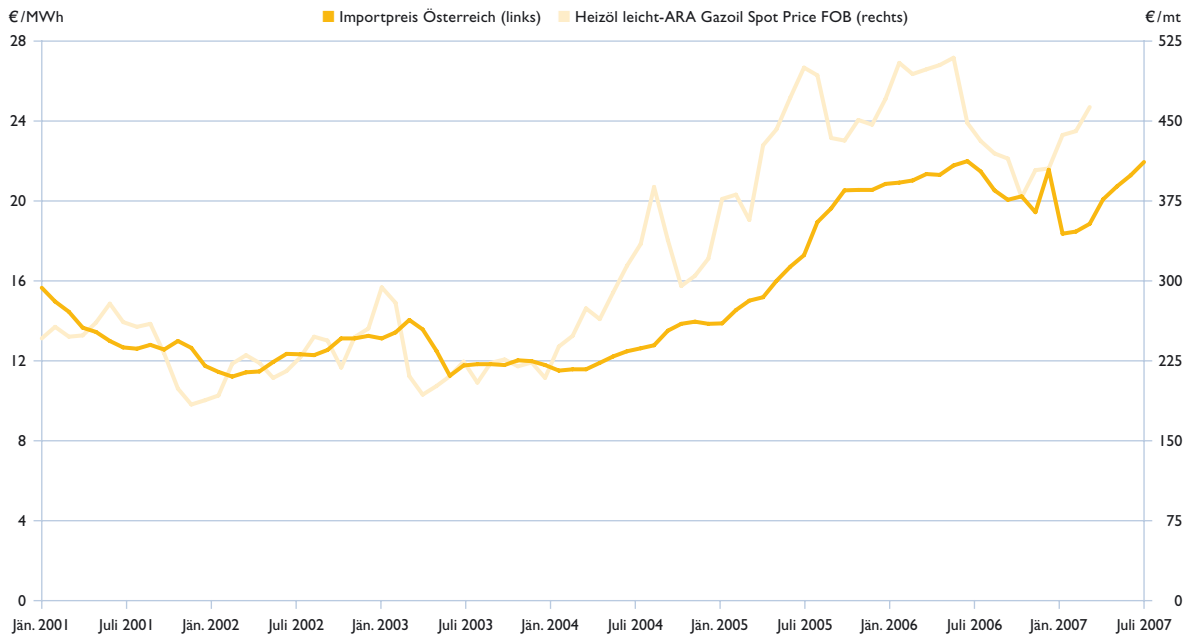
⁴⁴ www.gashub.at unter Memberlist

⁴⁵ Es kann davon ausgegangen werden, dass zusätzliche Inlandsfördermengen, die über den Rahmen der bestehenden Verträge verkauft werden könnten, generell schwer planbar sind und daher eine flexible Abnahmemöglichkeit durch den Käufer erfordern. Dies wurde bisher von Seiten der OMV nur bei EconGas gesehen. Es ist jedoch nicht geklärt, ob dies auch die zukünftigen Fördermengen der OMV betrifft. Zudem ist es nicht ersichtlich, weshalb potenzielle Käufer nicht selbst entscheiden können, ob sie flexible Abnahmemöglichkeiten in Anspruch nehmen.

⁴⁶ vgl. Homepage OMV (www.omv.com) unter Investor Relations/Investor News/Capital Markets Day 2005, Strategie 2010 von OMV E&P, sowie Vortrag von Reinhart Samhaber, OMV Austria Exploration and Production GmbH, auf IIR-Konferenz Gas 2006, 19. September 2006, Wien

→ Vergleich Gasimportpreis mit Heizöl-Leicht-Preis

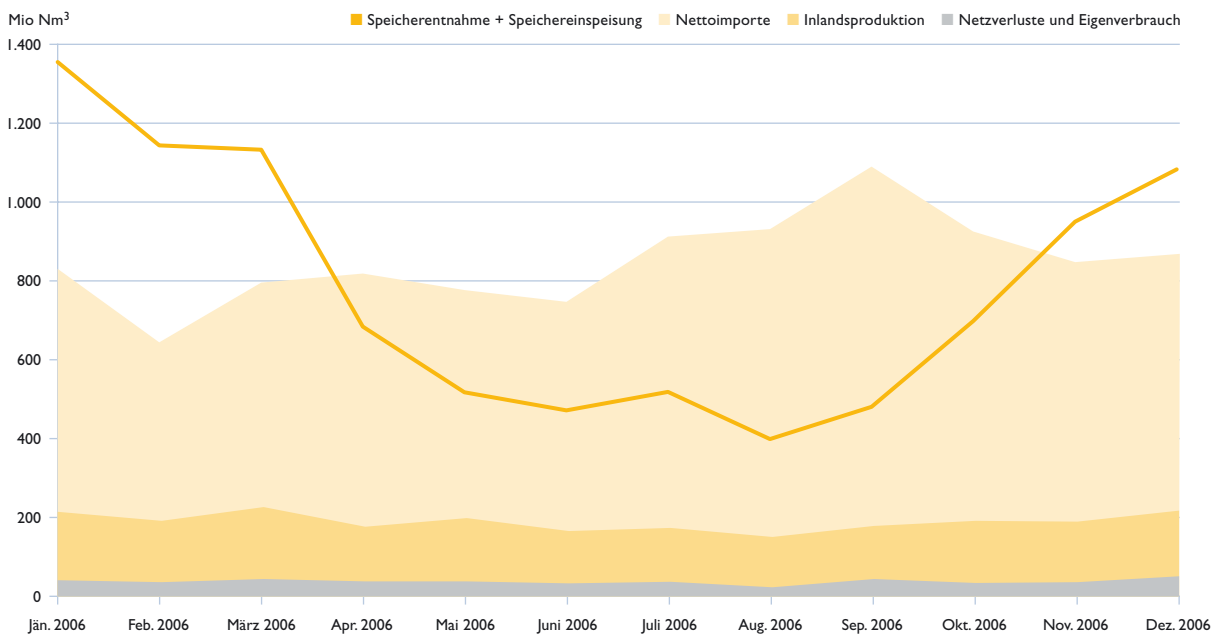
Abbildung 44



Quelle: www.energate.de, E-Control

→ (Brutto-)Gasaufkommen in Österreich 2006

Abbildung 45



Quelle: E-Control

dem Ölpreis, aber durch die Ausgestaltung der Preisgleitklauseln in den Verträgen zeitverzögert und geglättet, das heißt, nicht im selben Ausmaß.

Insgesamt betrug das (Brutto-)Gasaufkommen aus inländischer Produktion und Nettoimporten im Jahr 2006 rund 9,7 Mrd. m³. Rund 80% dieser Menge wurden importiert und rund 20% aus inländischer Produktion bezogen. Ein Großteil dieser Mengen wird im Sommer eingespeichert und im Winter aus den Speichern entnommen (Abbildung 45). Die Produktion weist übers Jahr nur geringe Schwankungen auf. Im Vergleich zum Jahr 2005 sind die Nettoimporte zurückgegangen, weisen aber eine höhere saisonale Schwankung auf⁴⁷.

Kurzfristiger Gashandel

Neben dem Großhandel über langfristige Verträge gewinnt auch der kurzfristige Gashandel in Europa an Bedeutung. Der wesentliche Gashandelspunkt in Österreich ist der Central European Gas Hub GmbH (CEGH).

Der Central European Gas Hub GmbH (CEGH) (vormals: Gashub Baumgarten) ist ein 100%iges Tochterunternehmen der OMV Gas International GmbH. Der CEGH wurde im Jahr 2000 gegründet und bietet folgende Dienstleistungen an:

- **Title Tracking:** Protokollierung aller Mengen und Energieströme zwischen den Handelspartnern an festgelegten Handelspunkten im Hub,
- **Wheeling:** Durchführung des gesamten Matching-Prozesses im Bereich des Hubs und die Erstellung elektronischer Fahrpläne,
- **No Notice Storage:** kurzfristigen Zugang zu Speicherleistungen (diese Dienstleistung steht jedoch ausschließlich den Speicherkunden der OMV Gas zur Verfügung),
- Durchführung von Gasversteigerungen (u. a. Gas Release Programm der EconGas).

Gashändler haben auch die Möglichkeit, das vom CEGH im September 2006 eingerichtete Online Electronic Bulletin Board für den Handel zu nutzen. Die Einrichtung dieser Handelsplattform entspricht dem Wunsch der Kunden des CEGH, die 2006 befragt wurden. EconGas bietet unter anderem nach eigenen Angaben seit Herbst 2006 über das Bulletin Board Gasmengen an⁴⁸.

Um die Transaktionskosten der Gashändler zu verringern, wird seit 2006 der EFET-Gas-Master als Standard-Handelsvertrag eingesetzt, der einen auf den CEGH abgestimmten Appendix enthält. Eine Weiterentwicklung der Hubdienstleistungen zu einem Back-Up-Service ist vom Hubbetreiber geplant.

Händlerstruktur am CEGH

Die registrierten Händler am CEGH⁴⁹ sind zum Teil Gasgroßhändler, wie unter anderem Gazprom Marketing & Trading Limited (UK) oder RWE Trading, die auch an anderen europäischen Handelspunkten aktiv sind. Daneben sind österreichische Gaslieferanten als Händler registriert, die auch Endkunden in Österreich beliefern. Auch Gasversorger aus den angrenzenden Ländern sind am CEGH als Händler registriert. Bisher nicht aktiv sind Stromerzeuger, große Industriekunden oder Banken, die unter anderem am Zeebrügge Hub als Gashändler auftreten.

Mit Stichtag 19. Juli 2007 waren am Central European Gas Hub (CEGH) 48 Händler registriert und 36 aktiv tätig. Wie Abbildung 46 zeigt, ist die Anzahl der Händler im Vergleich zu 2005 deutlich gestiegen⁵⁰.

Abbildung 47 zeigt, dass sich die im Jänner 2006 festzustellende Dominanz eines Händlers deutlich verringert hat. Der HH-Index als Maß für die Konzentration am CEGH ist von 1.600 (Jänner 2006) auf 800 (Dezember 2006) gesunken.

47 vgl. www.e-control.at

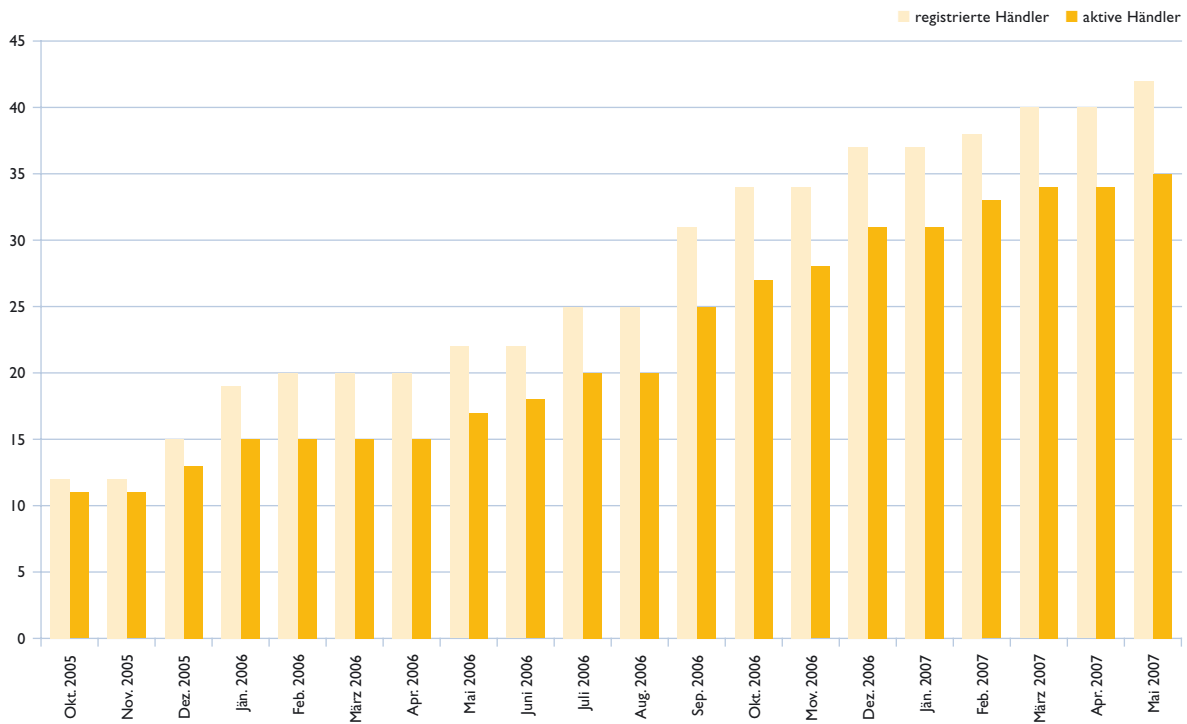
48 vgl. Pressemitteilung der EconGas GmbH vom 11. Juli 2007 zur Bilanz 2006/2007, www.econgas.com und Geschäftsbericht der EconGas 2006/2007

49 www.gashub.at

50 www.gashub.at

→ **Registrierte und aktive Händler am CEGH**

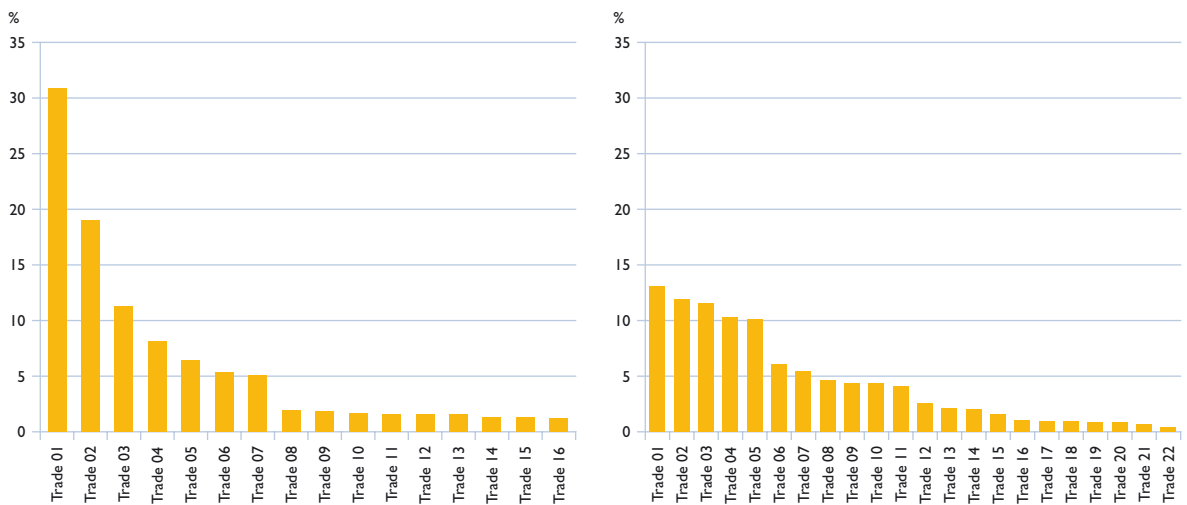
Abbildung 46



Quelle: Central European Gas Hub

→ **Konzentrationssituation am CEGH**
(links Jänner 2006, rechts Dezember 2006)

Abbildung 47



Quelle: Central European Gas Hub

Entwicklung der Handelsmengen

Vom Central European Gas Hub werden die Handelsmengen (Title Transfer) und die Zahl der aktiven Händler monatlich veröffentlicht, sowie ab Dezember 2006 auch die physikalischen Liefermengen am Hub. Welche Produkte OTC gehandelt werden und zu welchem Preis, ist allerdings derzeit nicht festzustellen.

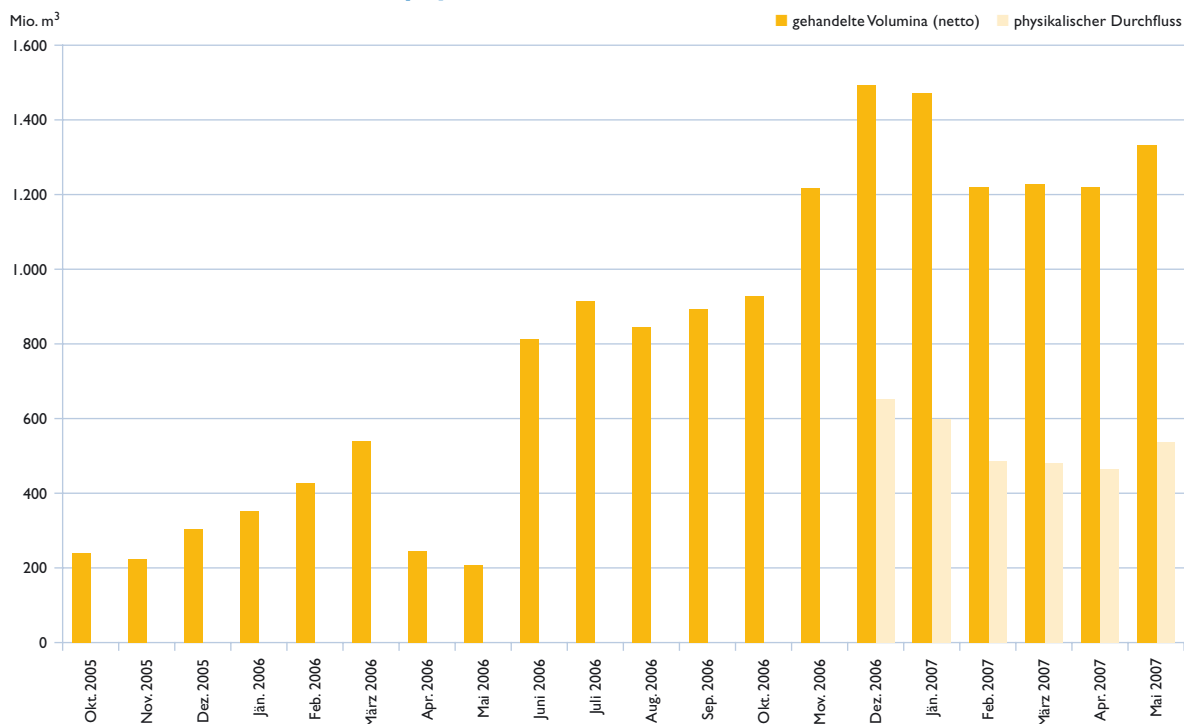
Die Entwicklung der Handelsmengen am CEGH sind in Abbildung 48 dargestellt. Dabei wird zwischen den gehandelten Volumina und dem physikalischen Durchfluss unterschieden. Bei der Erfassung der über Title Tracking abgewickelten

Mengen ist der Transfer von Gasmengen von einem Transporteur zu einem anderen nicht berücksichtigt. Die Handelsmengen zeigen einen deutlichen Aufwärtstrend.

Als Indikator für die Entwicklung eines Hubs kann die Churn-Rate herangezogen werden. Die Churn-Rate ist eine Liquiditätskennzahl für die Entwicklung eines Gashubs und misst das Verhältnis von gehandelten Gasmengen zu physisch gelieferten Mengen. Die Churn-Rate des CEGH wird seit Dezember 2006 veröffentlicht und lag im Mai 2007 bei 2,48 (Abbildung 49). Im Vergleich dazu lag die Churn-Rate am Hub Zeebrugge im Mai 2007 bei 3,78⁵¹.

→ Gehandelte Volumina und physikalischer Durchfluss am CEGH

Abbildung 48

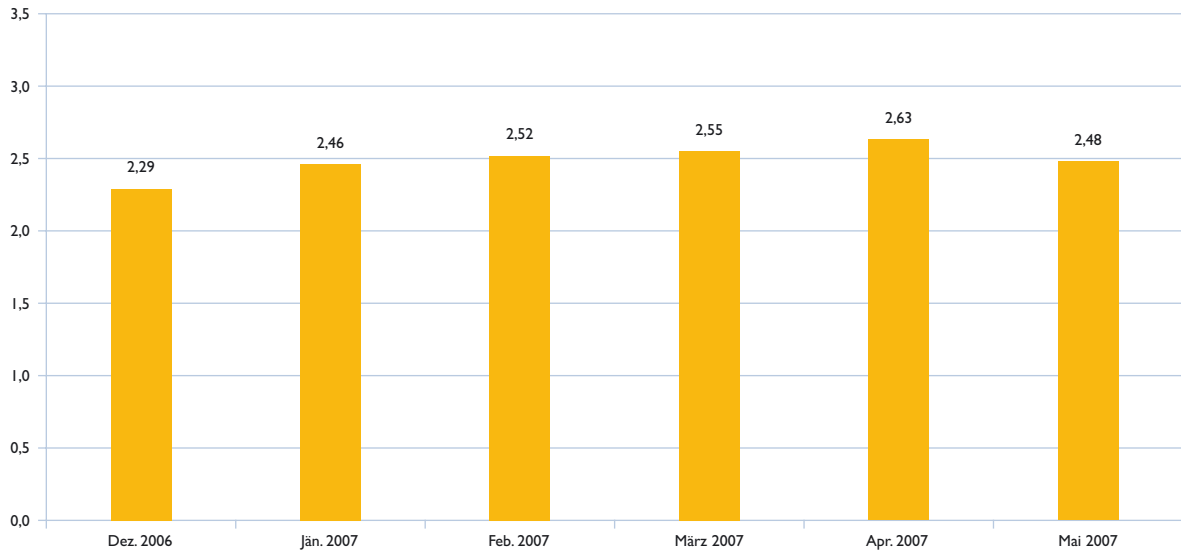


Quelle: Central European Gas Hub

⁵¹ vgl. www.huberator.com; zu einem Vergleich der Churn Rates in 2006 Stern, Jonathan (2007): Is There A Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long-Term Gas Contracts?, Oxford Institute for Energy Studies, Discussion paper NG 19, April 2007, chart 9, p. 20.

→ **Monatliche Churn-Rate am CEGH**

Abbildung 49



Quelle: Central European Gas Hub

Bisher gibt es keine Transparenz zu den gehandelten Produkten und Preisen am CEGH. Damit kann der CEGH eine wesentliche Funktion, einen Preisindikator für den Gashandel zu liefern, noch nicht erfüllen.

Versteigerung von Gasmengen am CEGH – Gas Release Programm 2006

Im Juli 2006 hat die vierte Versteigerung von Gasmengen im Rahmen des Gas Release Programms der EconGas stattgefunden. Dabei wurde eine Internet-Auktion vom CEGH durchgeführt, bei der das Recht auf einen Liefervertrag mit EconGas versteigert wurde. 250 Mio. m³ wurden zu 25 Lots (je 10 Mio. m³ Jahresmenge) zu einem Fixpreis über die gesamte Vertragslaufzeit angeboten. Fünf Bieter aus Italien, den Niederlanden und Großbritannien haben den Zuschlag erhalten. Der Endpreis der Auktion ist nicht bekannt. Insgesamt haben 27 Bieter aus acht Ländern teilgenommen. Zum ersten Mal seit Durchfüh-

rung des Gas Release Programms erhielt kein österreichischer Gashändler den Zuschlag.

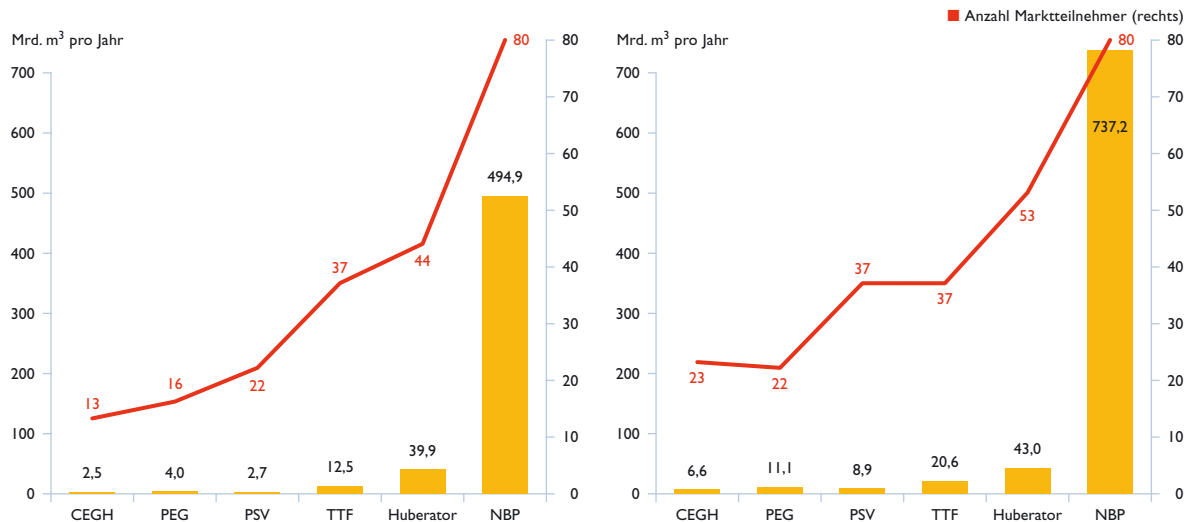
Der Ausgang des Gas Release Programms zeigt, dass allein über den Bezug von Gasmengen aus dem Gas Release Programm kein dauerhafter Markteintritt für neue Anbieter in Österreich möglich ist und die Liquidität dieser Versteigerung nicht ausreicht, um die Markteintrittsbarriere „Zugang zu Gas“ für neue Anbieter zu beseitigen.

Bewertung der Entwicklung des CEGH

Die Entwicklung der Handelsmengen zeigt einen deutlichen Aufwärtstrend. Auch im Vergleich mit anderen europäischen Handelspunkten (dem französischen PEG und dem italienischen PSV) hat der CEGH sich deutlich schneller entwickelt (Abbildung 50). Die Anzahl der Händler lag im Dezember gleichauf mit dem TTF, die Jahresmengen waren aber geringer als am PSV.

→ CEGH im Vergleich mit anderen Hubs in Europa (links Jänner 2006, rechts Dezember 2006)

Abbildung 50



Quelle: Central European Gas Hub

Für die weitere Entwicklung des Gashandels am CEGH sind folgende Faktoren entscheidend:

- Verfügbarkeit der Primärenergie, unter anderem durch LNG (Terminal Krk), was zu einer Erhöhung der Liquidität führt,
- Verfügbarkeit von Leitungskapazitäten,
- Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten in der Region.

Positiv zu bewerten ist die kontinuierliche Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den Handel am CEGH, die durch den Hubbetreiber forciert wird. Um eine wesentliche Funktion eines Handelsplatzes zu erfüllen, einen Preisindikator für den Gashandel zu geben, muss jedoch die Transparenz zu den gehandelten Produkten und Preisen am CEGH erhöht werden – möglicherweise auch auf verpflichtender Basis. Dies betrifft nicht nur den Hubbetreiber, sondern auch die am Hub registrierten Händler. Um die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Hubs nicht zu gefährden, sollten die Veröffentlichungspflichten europaweit einheitlich festgelegt werden.

Hub als regionaler Bezugspunkt für Ausgleichsenergie

Den Hub als regionalen Bezugspunkt für Ausgleichsenergie zu nutzen, wird derzeit in der Gas Regionalen Initiative weiter erörtert und seitens der TSOs und Shippers auf ihre Implementierbarkeit hin überprüft, unter anderem als Punkt, an dem auch für TSOs Ausgleichsenergie im Rahmen einer ‚merit order list‘ bereitgestellt und abgerufen werden kann.

Auslandsaktivitäten österreichischer Gasgroßhändler

Auf den europäischen Handelsplätzen ist bisher nur EconGas aktiver Marktteilnehmer. Seit März 2007 ist EconGas am belgischen Hub Zeebrugge und an der Title Transfer Facility Point (TTF) im niederländischen Transportsystem als Händler registriert⁵².

52 vgl. EconGas-Pressemitteilung vom 11. Juli 2007, www.econgas.com; Pressemitteilung des Zeebrugge Hubbetreibers www.huberator.com

→ Markt für die Belieferung von lokalen Weiterverteilern

Gasgroßhändler beliefern lokale Weiterverteiler (u. a. Stadtwerke) i. d. R. auf der Basis von Gesamtbedarfsdeckungsverträgen (Vollversorgung), die Speicherleistungen und Bilanzgruppenmanagement als Dienstleistung umfassen. Das Marktvolumen lag im Jahr 2004 bei rund 2,2 Mrd. m³⁵³. Als Anbieter sind EconGas, Steirische Gas Wärme, Kelag und Salzburg AG tätig, wobei EconGas den deutlich größten Marktanteil hat.

Wesentliches Wettbewerbsproblem auf diesem Markt sind die langfristigen Verträge⁵⁴. Rund 80% der Gasmengen auf dem Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler sind unbefristet gebunden. Die Verträge wurden flächendeckend für den gesamten räumlich relevanten Markt (Regelzone Ost) von einem einzigen Anbieter geschlossen, es liegt somit ein Netz an gleichartigen Lieferverträgen vor. Diese Verträge enthalten Mindestabnahmeverpflichtungen von 80%. Für die restlichen 20% wurde von dem alleinigen Anbieter den Abnehmern ein Optionsrecht eingeräumt. Der Bezug von Dritten ist damit de facto ausgeschlossen. Diese Lieferverträge bewirken somit eine Abschottung des Marktes und damit eine Behinderung des Wettbewerbs iSd Art. 81 EGV.

Eine Wettbewerbsbelebung durch Öffnung der Verträge wie in Deutschland ist jedoch nicht zu erwarten, da die Vertragsmengen in der Größenordnung (insgesamt knapp 2 Mrd. m³) von den anderen Anbietern zusätzlich beschafft werden müssten und eine unmittelbare Angebotssubstituierbarkeit in diesem Ausmaß zur Zeit nicht gegeben ist. Andere Anbieter, die auch im Industriekundengeschäft tätig sind, müssten Speicherkapazitäten in der Größenordnung der Lieferverträge beschaffen, die aber bereits EconGas reserviert hat. Neue Anbieter wie im deutschen Gasmarkt (u. a. Marketinggesellschaften von

Gasproduzenten, Tochtergesellschaften anderer europäischer Unternehmen) sind derzeit nicht erkennbar.

Diese Situation kann sich jedoch bei der Weiterentwicklung des Wettbewerbs in Deutschland und der Realisation neuer Pipeline- und LNG-Projekte verändern. Es ist nicht auszuschließen, dass bei einer Veränderung der Anbieterstruktur eine Öffnung der wettbewerbsrechtlich bedenklichen Verträge der lokalen Weiterverteiler eine Wettbewerbsbelebung erzielen könnte. Daher werden die Regulierungsbehörden die Bewertung der Situation im Rahmen ihrer Tätigkeit kontinuierlich vornehmen.

Auslandsaktivitäten österreichischer Anbieter

Econgas hat in Deutschland die Econgas Deutschland GmbH und in Italien die Econgas Italia S.r.l. als Vertriebsniederlassungen gegründet, auch mit dem Ziel, Stadtwerke zu beliefern. Der Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler (Stadtwerke) ist in Deutschland auf Initiative des Bundeskartellamts geöffnet worden⁵⁵. EconGas hat mit den Technischen Werken Ludwigshafen (Teilmenge), den Stadtwerken Speyer und Stadtwerken Grünstadt Lieferverträge über drei beziehungsweise zwei Jahre abgeschlossen. Diese Stadtwerke haben bisher ihre Gasmengen von SaarFerngas bezogen⁵⁶.

Auch in Italien konnte EconGas nach eigenen Angaben lokale Weiterverteiler als Kunden gewinnen. Im Oktober 2006 wurde die Belieferung der deutschen Stadtwerke ebenso wie die der italienischen begonnen⁵⁷.

Die Steirische Gas Wärme ist im angrenzenden Ausland aktiv, beliefert jedoch keine Weiterverteiler, sondern hält Beteiligungen in Slowenien, Slowakei, Tschechien und Ungarn, vornehmlich an Energieverteilungsunternehmen⁵⁸.

⁵³ vgl. Bundeswettbewerbsbehörde, Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002), Endbericht, November 2006, S. 36

⁵⁴ Zu einer detaillierten Darstellung der Problematik vgl. Bundeswettbewerbsbehörde, Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr. 62/2002), Endbericht, November 2006, S. 36

⁵⁵ siehe dazu ausführlich www.bundeskartellamt.de

⁵⁶ vgl. energate vom 13.09.2006, www.energate.de und Zeitung für Kommunale Wirtschaft, Nr. 11/06, S. 9, www.zfk.de

⁵⁷ vgl. EconGas Geschäftsbericht 2006/2007, S. 7

⁵⁸ Beteiligungen der STGW; http://www2.e-steiermark.com/de/wir_ueber_uns/struktur/

→ Speichermarkt

Angebotsstruktur

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich in der Regelzone Ost in den Konzeptionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV AG und RAG AG. Diese beiden Unternehmen (OMV AG über OMV Gas GmbH) sind als Speicherunternehmen tätig. Die Speicher sind ehemalige Gasfelder.

OMV Gas GmbH ist eine 100%ige Tochter der OMV AG, die auch Erdgasproduktion und Fernleitungen betreibt, an Transitleitungen beteiligt ist und mit einer 50%-Beteiligung an EconGas GmbH im Gashandel integriert ist. Eigentümer der RAG AG sind zu 25% E&P Holding GmbH (Royal Dutch/Shell) und zu 75% RAG-Beteiligungsgesellschaft⁵⁹. Ihre (indirekten) Eigentümer EVN AG, Salzburg AG und Steirische Gas Wärme sind als Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Gashändler und -lieferanten im österreichischen Gasmarkt tätig.

OMV Gas hält ca. 70% der Speicherkapazitäten (Tabelle 8). Insgesamt weisen die Speicher in Österreich ein Arbeitsgasvolumen von knapp 3 Mrd. m³ auf, was rund einem Drittel des Erdgasverbrauchs in Österreich 2006 entspricht.

Nachfragestruktur

Speicher erfüllen – wie in anderen Ländern – für die Speichernutzer den Zweck einer Sicherheitsreserve bei Lieferausfällen, des saisonalen Ausgleichs, der Flexibilitätsunterstützung für das Handelsgeschäft und der Bereitstellung von Ausgleichsenergie zur Netzsteuerung. In Österreich sind die Speicher als Flexibilitätsinstrument von entscheidender Bedeutung, da andere Flexibilitätsinstrumente (vertragliche Abnahmeflexibilitäten bei Importen und Inlandsproduktion, abschaltbare Kunden) nur begrenzt zur Verfügung stehen. Der Zugang zu Speicherkapazitäten ist daher essenziell für die Entwicklung des Wettbewerbs.

Seit der Liberalisierung 2002 ist eine Veränderung der nachgefragten Speicherdienstleistungen festzustellen. Neben langfristigen Speicherverträgen werden auch kurzfristige (Tages- oder Monatsverträge) abgeschlossen sowie zusätzliche Entnahme- und Einspeicherleistungen nachgefragt. Die Speicheranbieter haben darauf reagiert und die Produktvielfalt hat zugenommen. So bietet OMV Gas GmbH neben einem Bundled Service, der ein festgelegtes Verhältnis von Arbeitsgasvolumen, Entnahme- und Einspeicherleistung umfasst⁶⁰, auch Unbundled Services an, die eine separate Buchung von Arbeitsgasvolumen,

→ Speicherkapazitäten in Österreich 2007

Tabelle 8

	Einpressleistung	Anteil an Gesamtkapazität	Entnahmeleistung	Anteil an Gesamtkapazität	Arbeitsgasvolumen	Anteil an Gesamtkapazität
OMV-Schönkirchen	650.000 m ³ /h	50%	740.000 m ³ /h	52%	1.570 Mio m ³	53%
OMV-Tallesbrunn	125.000 m ³ /h	10%	160.000 m ³ /h	11%	300 Mio m ³	10%
OMV-Thann	115.000 m ³ /h	9%	130.000 m ³ /h	9%	250 Mio m ³	8%
RAG-Puchkirchen	400.000 m ³ /h	31%	400.000 m ³ /h	28%	850 Mio m ³	29%
Summe	1.290.000 m³/h		1.430.000 m³/h		2.970 Mio m³	

Quelle: www.omv.com, www.rohoel.at

⁵⁹ Quelle: Homepage RAG: www.rohoel.at, Eigentümer der RAG-Beteiligungsgesellschaft sind zu 50,05% EVN AG, zu 29,95% E.ON Ruhrgas E&P GmbH, zu 10% Salzburg AG und zu 10% Steirische Gas Wärme (STGW) GmbH.

⁶⁰ Das Classic-Bundled-Produkt der OMV Gas GmbH besteht aus einem Arbeitsgasvolumen von 2 Mio. m³, einer Entnahmeleistung von 1.000 m³/h und einer Einspeicherleistung von 800 m³/h. Vgl. www.omv.com

Entnahme- und Einspeicherleistungen ermöglichen, auch auf unterbrechbarer Basis an. OMV Gas GmbH bietet Verträge mit Laufzeiten von einem Tag bis mehreren Jahren. Die Produktvielfalt der RAG AG ist derzeit aufgrund fehlender freier Kapazitäten nur eingeschränkt.

Nachfrager von Speicherkapazitäten sind österreichische Gasgroßhändler und Weiterverteiler, die Großkunden, Kraftwerke, aber auch lokale Weiterverteiler beliefern. Daneben nutzen auch ausländische Unternehmen die Speicher für die Zwischenspeicherung im Gastransit und für die flexible Bereitstellung von Gas am Handelspunkt Gashub Baumgarten. Die Anzahl der Speicherkunden hat seit der Liberalisierung 2002 deutlich zugenommen.

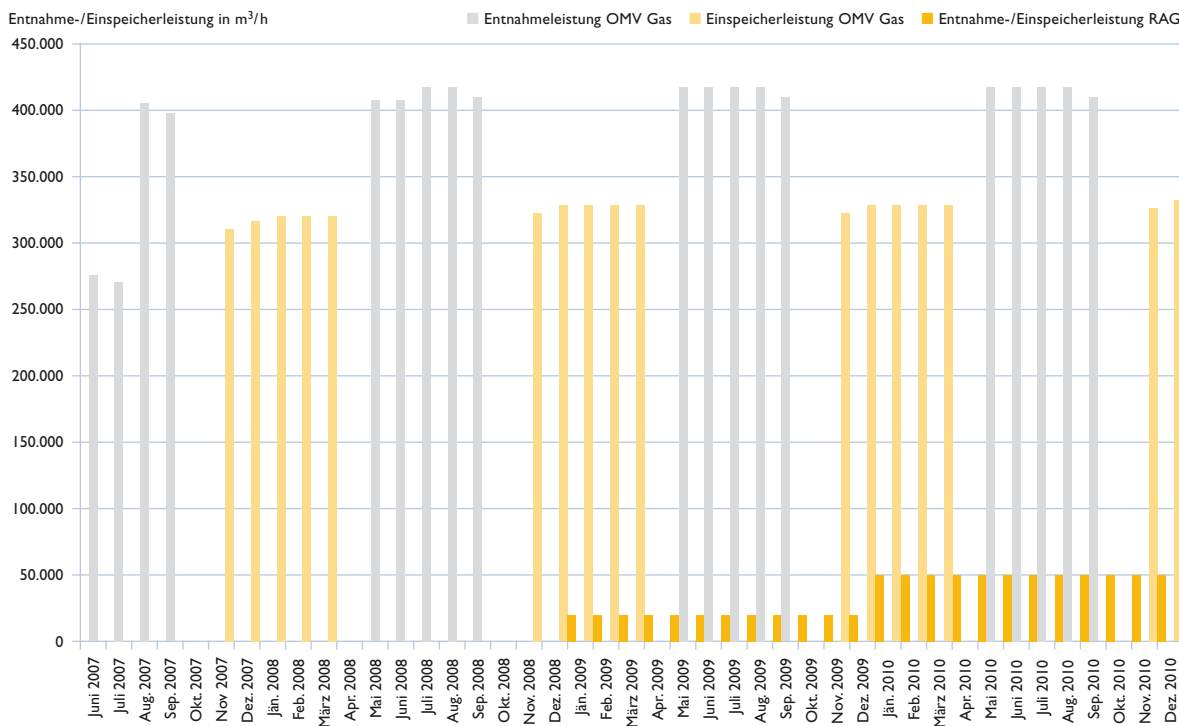
Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten

Die Speicherkapazitäten der RAG AG sind nach Angaben der RAG bis 2008 ausgebucht⁶¹. 2009 sollen rund 20.000 m³/h Entnahmeleistung, in 2010 rund 50.000 m³/h Entnahmeleistung für den Speicher Puchkirchen vertraglich noch ungebunden sein.

Im Monitoring Report 2006 hat OMV Gas GmbH angegeben, dass freie Kapazitäten verfügbar sind⁶². Diese Situation wird sich 2007 verändern. Wie im Online Capacity Booking System der OMV Gas GmbH⁶³ erkennbar ist, sind in den Wintermonaten keine Entnahmeleistungen mehr und in den Sommermonaten keine Einspeicherleistungen mehr erhältlich.

→ **Verfügbare Speicherleistung in Österreich bis 2010**

Abbildung 5 I



Quelle: www.omv.com, www.rohoel.at

61 vgl. Homepage RAG; www.rohoel.at unter Speicher

62 ERGEG Final 2006 Report on Monitoring the Implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO), S. 18; www.ergreg.org unter documents

63 www.omv.com unter Produkte/Erdgas/Speicher

Somit hat sich die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten im Vergleich zu 2006 verringert. Inwieweit ein Sekundärmarkt für Speicherkapazitäten besteht, ist aus den der E-Control vorliegenden Daten nicht bekannt. Es besteht aber keine vertragliche Einschränkung der Weitergabe von Speicherrechten. Speicherbetreiber bieten auch Title Transfer in ihren Speicherkapazitäten an. OMV Gas GmbH hat zudem ein Online Bulletin Board für Speicherkapazitäten eingerichtet. Daneben bestehen jedoch keine Regelungen, die das Horten von Kapazitäten verhindern könnten.

Räumlich relevanter Markt und Konzentrationsgrad

Es sind keine Daten verfügbar, in welchem Rahmen österreichische Gashändler Speicherverträge mit Speicherbetreibern in angrenzenden Ländern abgeschlossen haben. Die Speicherverträge, die der E-Control vorzulegen sind, zeigen ein steigendes Interesse von nicht österreichischen Anbietern an den Speicherprodukten der österreichischen Speicherbetreiber. Da jedoch weiterhin Kapazitätsprobleme beim Transport zu den Speichern bestehen, ist davon auszugehen, dass der Speichermarkt auf die Regelzone Ost beschränkt zu sehen ist.

Damit ist die Marktkonzentration mit einem HH-Index von 5.722 (bezogen auf Marktanteile am Arbeitsgasvolumen) deutlich über der Grenze von 1.800, ab der eine hohe Marktkonzentration angenommen wird.

Speicherausbauprojekte in Österreich

Europaweit ist der Ausbau von Speicherkapazitäten geplant⁶⁴. Auch in Österreich sind – vor allem durch die Anforderungen im Gastransit – zusätzliche Speicherkapazitäten projektiert. Vor allem geologische Gegebenheiten bestimmen die Möglichkeiten, neue Speicherkapazitäten zu errichten. Ehemalige Erdgasfelder wurden in der Vergangenheit von den Produzenten RAG AG und OMV AG, die bereits Speicherlizenzen haben, zu Erdgasspeichern umgebaut.

Rechtlicher Rahmen für die Tätigkeit der Speicherbetreiber ist das Mineralrohstoffgesetz. Danach erfordert die Suche nach geeigneten Speicherstätten ebenso wie die Errichtung und der Betrieb eines Gasspeichers eine Bewilligung des Wirtschaftsministeriums. Diese Bewilligung wird dann erteilt, wenn neben der geologischen Eignung der geplanten Betriebsstätte der potenzielle Speicherbetreiber nachweisen kann, dass er über die erforderlichen technischen und finanziellen Mittel für den Speicherbetrieb verfügt.

Neue Speicher und Ausbauprojekte RAG

Laut Langfristplanung der AGGM für 2007⁶⁵ hat die RAG den Ausbau des Speichers Puchkirchen, einen Speicher in Haag und den Speicher Haidach 5 vorgesehen.

→ Ausbauprojekte RAG AG⁶⁶

Tabelle 9

Speicher	Ausbau Arbeitsgasvolumen	Ausbau Entnahmeleistung	Inbetriebnahme
Puchkirchen	150 Mio. m ³	100.000 m ³ /h	2010
Puchkirchen/Haag	400 Mio. m ³	160.000 m ³ /h	2010
Haidach 5	13,5 Mio. m ³	20.000 m ³ /h	2007

Quelle: RAG

⁶⁴ vgl. Cedigaz (2006): Underground Storage in the World, Serving Market Needs, Paris, Juni 2006, S. 173 ff.

⁶⁵ vgl. AGGM, Langfristige Planung 2006 für die Regelzone Ost für den Zeitraum Gasjahr 2007–2011 mit Ausblick auf das Gasjahr 2030, Stand 1. September 2006, Version 2.0, www.aggm.at/Downloads/langfristige_Planung, S. 13

⁶⁶ vgl. Homepage der RAG AG: www.rohoel.at

Die Speicherrechte für die Speicher Puchkirchen (Haag) und Haidach 5 werden vom Speicherbetreiber RAG AG angeboten. Der Speicher Haidach ist eine ehemalige Erdgaslagerstätte, aus der seit 1998 über 2,9 Mrd. m³ Erdgas für den österreichischen Markt gefördert worden ist⁶⁷. Der Speicher Haidach wird von der RAG als Konzessionsinhaberin (AGS-Konzession) errichtet und technisch betrieben. Die Speicherrechte erhalten die Wingas GmbH und Gazprom Export. Wingas GmbH hat Tarife für diese Speicherkapazitäten auf ihrer Homepage angegeben.

Im Erdgasspeicher Haidach soll in der ersten Ausbauphase ein Arbeitsgasvolumen von 1,2 Mrd. m³ erreicht werden, in der Endausbaustufe können bis zu 2,4 Mrd. m³ Erdgas gespeichert werden. Aufgrund der hohen Durchlässigkeit des Speichergesteins können im Endausbau pro Stunde etwa 1 Mio. m³ aus dem Speicher entnommen werden.

Der Erdgasspeicher Haidach umfasst neben der Nutzung der Lagerstätte als Speicher auch die Anbindung des Speichers an den deutsch-österreichischen Erdgasknotenpunkt Burghausen/Überackern durch eine 39 km lange Pipeline, Austria-Bavaria-Gas-Pipeline (ABG). Bisher ist der Speicher Haidach nicht mit dem Gasleitungssystem der Regelzone Ost verbunden. Das Verfahren des Ausnahmeantrags für die Speicherkapazitäten ist noch anhängig.

Neue Speicher und Ausbauprojekte OMV Gas

OMV Gas plant den Ausbau der ehemaligen Gaslagerstätte Schönkirchen-Tief. Das Arbeitsgasvolumen soll um rund 1 Mrd. m³ erhöht und die Leistung deutlich ausgebaut werden⁶⁸.

Am 23. Mai 2007 haben Gazprom und OMV AG ein „Memorandum of Understanding“ unterzeichnet, in dem auch eine Zusammenarbeit bei der Speicherentwicklung und dem Ausbau in Österreich sowie im benachbarten Ausland vereinbart wurde⁶⁹. Diese Vereinbarung betrifft auch den Ausbau von Schönkirchen Tief.

Es ist nicht zu erwarten, dass der Zubau von Speicherkapazitäten – anders als in anderen europäischen Gaswirtschaften wie Großbritannien und Deutschland – den Markteintritt neuer Speicherbetreiber zur Folge haben wird – auch aufgrund unterschiedlicher geologischer Gegebenheiten: Die hohe Marktkonzentration im österreichischen Speichermarkt wird sich auch durch neue Speicherkapazitäten und damit Angebots-erweiterung nicht verringern. Wie das Beispiel Haidach und auch die Absicht der Gazprom, sich an dem Ausbau des Speichers Schönkirchen-Tief zu beteiligen, zeigt, ist es anderen Gasunternehmen unter bestimmten Voraussetzungen möglich, sich an den Speicherkapazitäten zu beteiligen. Voraussetzung wird jedoch eine Kooperation mit RAG AG oder OMV Gas GmbH sein.

Der Schwerpunkt der Regulierungstätigkeit wird daher von Seiten der E-Control GmbH auf die transparente und nicht diskriminierende Vergabe von Speicherkapazitäten und Regelungen zur Verhinderung des Hortens der Speicherkapazitäten gelegt.

Speichermengen und -preise

Über die Speicherbewegungen (Ein- und Auspeicherung) sind Daten auf monatlicher Basis erhältlich⁷⁰. Diese zeigen einen typischen saisonalen Verlauf mit Einspeicherung im Sommer und Entnahme im Winter (Abbildung 52).

Die maximale stündliche Verbrauchsspitze lag im Jahr 2006 bei 24.835 MWh/h (Februar 2006)⁷¹. Dagegen liegt die maximale Entnahmerate der österreichischen Speicher bei 15.887 MWh/h, das heißt, rechnerisch könnten 64% des Spitzenverbrauchs aus den Speichern abgedeckt werden.

Die Speichertarife für die Nutzung der Speicher der OMV Gas GmbH und RAG AG werden auf der Homepage der jeweiligen Unternehmen veröffentlicht. Abbildung 53 zeigt eine Gegenüberstellung der beiden Tarife für Standarddienstleistungen.

67 vgl. Homepage der RAG AG: www.rohoel.at

68 vgl. Vortrag von Michael Kreuz, OMV Gas GmbH: Recent Changes in Austria's Gas Markets: Impact and Lessons Learnt, S. 11, Flame-Konferenz, März 2007

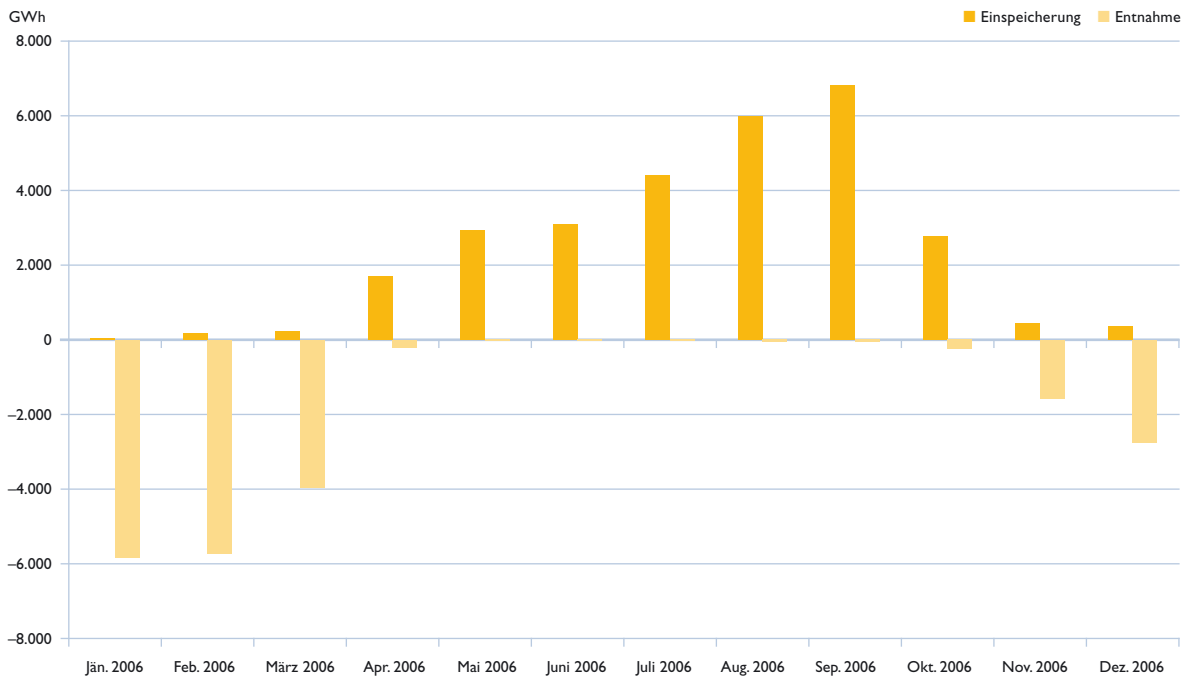
69 vgl. Pressemitteilung der OMV AG vom 23. Mai 2007: „OMV und Gazprom verstärken Kooperation im Gasbereich“, www.omv.com

70 www.e-control.at unter Gas

71 vgl. www.aggm.at

→ **Einspeicherung und Entnahme 2006**

Abbildung 52



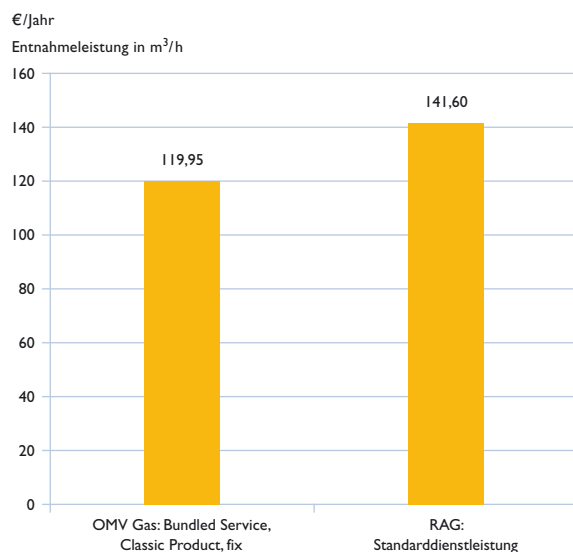
Quelle: E-Control

OMV Gas GmbH bietet neben einem Bundled Service, bei dem das Verhältnis zwischen Arbeitsgasvolumen, Entnahme- und Einspeicherleistung festgelegt ist, auch Unbundled Services, das heißt zusätzliche Entnahme- oder Einspeicherleistung an. Die für diese Speicherprodukte veröffentlichten Tarife sind effektive Tarife. Die Höhe ist abhängig von der Laufzeit der Verträge und davon, ob fixe oder flexible Entnahme- und Einspeicherzeiten gewählt werden.

Die RAG AG veröffentlicht keine Produktspezifikationen, bietet diese aber grundsätzlich auch an. Auf der Homepage der RAG ist ebenfalls ein Tarif für Standarddienstleistungen angegeben, der sich auf die Entnahmeleistung bezieht und als Richtpreis angesehen werden kann. Auf die Höhe der Tarife der RAG AG wirken sich

→ **Speicherpreise für Standarddienstleistung in Österreich (Juli 2007)**⁷²

Abbildung 53



Quelle: www.omv.com, www.rohoel.at

72 Bundled Service OMV Gas: 2 Mio. Nm³ AGV, 1.000 Nm³/h Entnahmeleistung, 800 Nm³/h Einspeicherleistung, Brenngas bei OMV Gas und RAG enthalten.

ebenfalls die Vertragslaufzeit und die fixen und flexiblen Entnahme- und Einspeicherzeiten aus. Weitere Einflussfaktoren sind die Einspeicher- und Entnahmepunkte, das heißt die Übergabepunkte zur Speicherung.

→ Ausgleichsenergiemarkt⁷³

Rahmenbedingungen

Im Zuge der Einführung des Bilanzgruppenmodells wurde die Möglichkeit geschaffen, dass der Regelzonenführer, der über keine eigenen Erdgasmengen oder -kapazitäten verfügen darf, das Transportnetz technisch ausgleichen kann. Ausgleichsenergie wird dann benötigt, wenn die Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen der Bilanzgruppen nicht mit dem tatsächlichen Abnahmeverhalten der Bilanzgruppenmitglieder übereinstimmen.

Aus diesem Grund wurde das Produkt Ausgleichsenergie geschaffen, das kurzfristige (stündliche) Einspeisung oder Entnahme von Gas ins Netz zum Zweck der Netzstabilisierung umfasst. Der Rahmen für den Handel dieses Produktes am Ausgleichsenergiemarkt wird im Rahmen der Marktregeln in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AGCS in der Regelzone Ost) festgelegt⁷⁴. Dieser übernimmt auch die organisatorische und technische Abwicklung. Aufgrund der Sonderstellung der Regelzonen Tirol und Vorarlberg wird nachfolgend nur auf die Regelzone Ost eingegangen.

Am Ausgleichsenergiemarkt haben Erdgashändler⁷⁵ die Möglichkeit, werktags bis 16.00 Uhr ihre ungenutzten Kapazitäten und Gasmengen für den Folgetag anzubieten. Voraussetzung dafür ist eine Registrierung bei der Verrechnungsstelle AGCS. Ausgleichsenergieanbieter stellen Angebote getrennt nach Lieferung und Übernahme von Erdgas auf stündlicher Basis. Diese Angebote werden preislich gereiht und dem Regelzonenführer in Form einer Merit Order List täglich übermittelt. Der Regelzonenführer bedient sich dieser Merit

Oder List, um Ungleichgewichte im Netz mittels Abrufen von Erdgasmengen auszugleichen. Ist nach Ansicht des Regelzonenführers das Netz überliefert, werden Anbieter beauftragt, Gas zu entnehmen. Ist zu wenig Gas im Netz, werden Anbieter aufgefordert einzuspeisen. Die Anbieter der Ausgleichsenergie erhalten dabei jeweils ihren gebotenen Preis für die Entnahme oder Einspeisung von Gas ins Netz.

Veränderungen seit Einführung des Ausgleichsenergiemarktes

Im ersten Jahr nach der Einführung haben sich die Kosten der Bilanzgruppen Netzverluste und Eigenverbrauch der Netzbetreiber, die sich auf rund € 3 Mio. kumuliert haben, als wesentliches Problem herausgestellt. Eine Änderung der Preisformel für Stunden ohne Abruf von Ausgleichsenergie im Oktober 2003 hat zur Folge gehabt, dass die Bilanzgruppen Netzverluste seit November 2003 keine Erlöse zu verzeichnen haben. Zudem hat der RZF AGGM seine Abrufmethode optimiert und dadurch die physikalischen Abrufmengen deutlich verringert.

Zudem wurden zusätzliche Maßnahmen für das Engpassmanagement eingeführt: Neben der Möglichkeit der Marktwiedereröffnung, die seit Einführung des Marktes besteht, wurden „Day ahead rates“ implementiert. Das sind zusätzliche Speicherkapazitäten, die von OMV Gas für ihre Speicherkunden angeboten werden, um zusätzliche Ausgleichsenergieangebote zu stellen. Dieses Speicherprodukt steht jedoch nur bei Wiedereröffnung des Marktes zur Verfügung.

Seit Januar 2007 besteht die Möglichkeit, in Engpassituationen Ausgleichsenergie-Angebote per FAX an den RZF und AGCS abzugeben. Die Festlegung der Abrufreihenfolge erfolgt vom RZF. Aufgrund der bei dieser Maßnahme geltenden längeren Vorlaufzeiten (150 Minuten) können Ausgleichsenergiemengen auch über Importe sowie über Verbraucherabschaltungen bereitgestellt werden.

⁷³ Die Darstellung bezieht sich nur auf den Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost.

⁷⁴ Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB BKO, www.e-control.at; www.acgs.at

⁷⁵ Nach GWG II ist ein Erdgashändler eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas kauft oder verkauft, ohne innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie eingerichtet ist, eine Fernleitungs- oder Verteilerfunktion wahrzunehmen.

Ab Januar 2008 ist eine durchgehende Marktöffnung mit einer „Rund-um-die-Uhr-Merit-Order-List“ geplant. Ausgleichsenergieanbieter können dann auch nach Marktschluss um 16.00 Uhr jederzeit zusätzliche Angebote abgeben. Diese Angebote auf der Merit Order List werden im Stundentakt an den RZF übermittelt.

Angebotsstruktur

Aktive Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost sind EconGas, RAG, Steirische Gas Wärme, Salzburg AG, KELAG und Terragas. Die technischen Voraussetzungen für das Angebot am Ausgleichsenergiemarkt (halbstündige Vorlaufzeit für Abruf des Angebots) haben die Möglichkeiten des Ausgleichsenergieangebots zeitweise auf Speicherkunden des OMV Gas Speicherpools eingeschränkt. Neben der EconGas sind auch RAG und Terragas bedeutende Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt geworden.

Nachfragestruktur

Obwohl der Abruf der Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer erfolgt, sind die Nachfrager nach Ausgleichsenergie die Bilanzgruppen. Der Regelzonenführer trägt kein finanzielles Risiko seines Abrufs. Die Ausgleichsenergie wird den kommerziellen Bilanzgruppen (Erdgashändler) von der Clearingstelle AGCS in Rechnung gestellt. Dabei zahlen die Bilanzgruppenverantwortlichen den Durchschnittspreis der für diese Stunde gekauften beziehungsweise verkauften Ausgleichsenergie. In den Stunden ohne Abruf von Ausgleichsenergie wird der Preis für bilanzielle Ausgleichsenergie als Mittelwert über die letzten sieben Stunden gebildet. Ob die Kauf- oder Verkaufspreise dafür eingesetzt werden, ist davon abhängig, auf welcher Seite die Netzverlustbilanzgruppen stehen. Wenn sie in der betrachteten Stunde Gas kaufen, das heißt, in ihr Netz einspeisen müssen, geht der niedrigere Ver-

kaufpreis in die Berechnung ein und umgekehrt. Die größte kommerzielle Bilanzgruppe gemessen am Volumen der bilanziellen Ausgleichsenergie stellt dabei EconGas dar. Weitere kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche waren 2006 Steirische Gas Wärme, Kelag, RAG BG, Terragas GmbH, Salzburg AG, Centrex Gashandels- und Vertriebs GmbH, Central European Gas Hub GmbH und Energie Ried. Nach wie vor findet Gashandel in der Regelzone über den Ausgleichsenergiemarkt statt, da die Bilanzgruppen Gas überliefern.

Räumlich relevanter Markt und Konzentrationsgrad

Der Ausgleichsenergiemarkt ist auf die Regelzone Ost beschränkt. Um Angebote für Ausgleichsenergie zu stellen, müssen interessierte Unternehmen Bilanzgruppenmitglieder sein, online gemessen werden, bei AGCS als Ausgleichsenergie-Anbieter registriert sein und eine Datenübermittlung an der RZF erfolgen⁷⁶. Zudem benötigt der Ausgleichsenergieanbieter die Zustimmung seines Bilanzgruppenverantwortlichen. Voraussetzung für das Angebot ist jedoch auch, dass ein Anbieter Flexibilisierungsinstrumente (Speicherverträge, mengensteuerbare Abnehmer, flexible Bezugsverträge) hat. Dies schränkt den Kreis der Anbieter innerhalb der registrierten Bilanzgruppenmitglieder (österreichische Marktteilnehmer) deutlich ein. Während 32 Gasversorger (Bilanzgruppenmitglieder) im Bilanzgruppensystem registriert sind, gibt es nur acht registrierte Ausgleichsenergieanbieter, die nicht alle aktiv Ausgleichsenergie anbieten.

Die Marktanteile der Ausgleichsenergieanbieter sind nach Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie unterschiedlich. Für den Kauf von Ausgleichsenergie von Ausgleichsenergieanbietern betrug der HH-Index in 2006 2.354, für den Verkauf von Ausgleichsenergie an Ausgleichsenergieanbieter

⁷⁶ vgl. Allgemeine Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators AGCS – Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung, Version 3 – November 2006, S. 5, www.e-control.at

2.330. Der Marktanteil der drei größten Anbieter betrug beim Kauf von Ausgleichsenergie an Ausgleichsenergieanbieter 78,6%, beim Verkauf von Ausgleichsenergie 73,9%. Dabei sind die drei größten Anbieter für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie zum Teil unterschiedlich.

Anbieters kann daher deutliche Preisauswirkungen nach sich ziehen. Daher sind alle Bemühungen wesentlich, zusätzliche Angebotsmengen für den Ausgleichsenergiemarkt zu lukrieren.

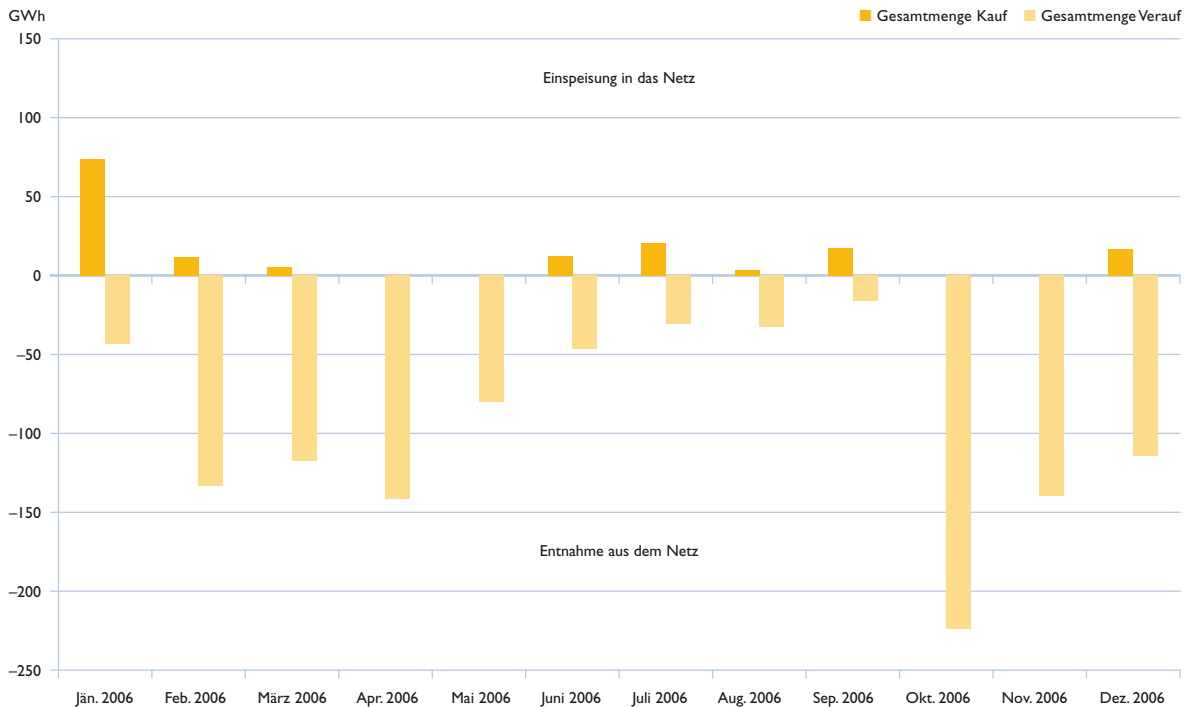
Ausgleichsenergiemengen und -preise

Die Angebotssubstituierbarkeit wird stark durch die bestehenden Speicherverträge und damit verbundenen zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten eingeschränkt. Es ist nicht davon auszugehen, dass das Angebot des größten Ausgleichsenergieanbieters zu großem Teil oder vollständig von den anderen Ausgleichsenergieanbietern substituiert werden kann. Ein Ausfall dieses

Im Jahr 2006 wurden insgesamt 161.960 MWh physikalische Ausgleichsenergie gekauft, das heißt von den Ausgleichsenergieanbietern ins Netz eingespeist und 1.194.600 MWh Ausgleichsenergie verkauft, das heißt an die Ausgleichsenergieanbieter aus dem Netz ausgespeist. Dies entspricht einem Anteil von 1,5% am gesamten Gasverbrauch der RZ Ost. Dabei wurde in

→ Ausgleichsenergiemengen 2006

Abbildung 54



Quelle: AGCS

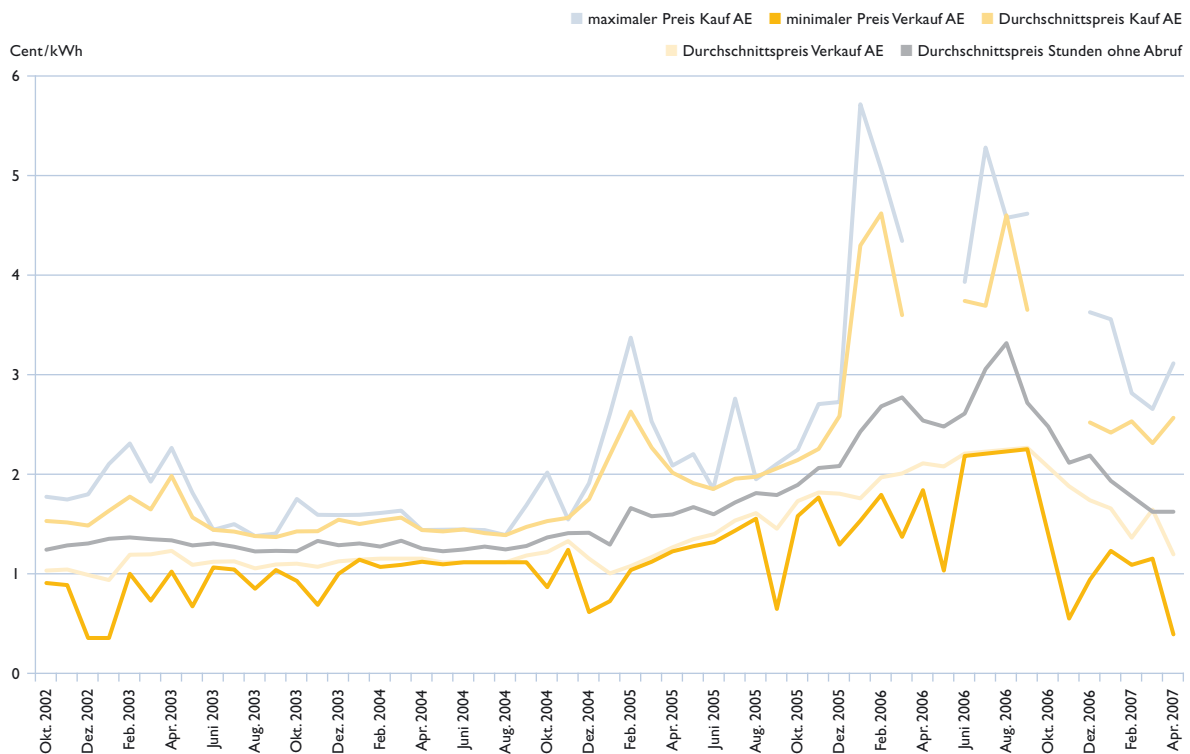
4,7% der Stunden des Jahres 2006 Ausgleichsenergie gekauft und in 33,6% Ausgleichsenergie aus dem Netz verkauft. Im Großteil der Stunden (61,7%) nutzte der Regelzonenführer ausschließlich das Linepack des Netzes.

Abbildung 54 zeigt die monatlichen Abrufmengen von physikalischer Ausgleichsenergie im Jahr 2006. Der Kauf von Ausgleichsenergie war nur im Januar 2006 höher als der Verkauf von Ausgleichsenergie. Vor allem im November und Dezember 2006 wurde Ausgleichsenergiemengen an die Ausgleichsenergieanbieter aus dem Netz verkauft. Dies dokumentiert die anhaltende Überlieferungssituation des Netzes.

Trotz der rückläufigen Mengenentwicklung im Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie sind ein Anstieg der Preise sowie eine zunehmende Volatilität zu beobachten (Abbildung 56). So sind die Kaufmengen zwar deutlich zurückgegangen, aber die Preise für den Kauf von Ausgleichsenergie von den Ausgleichsenergieanbietern deutlich angestiegen. Die steigende Tendenz ist auf die gestiegenen Importpreise zurückzuführen. Der deutliche Preissprung im Januar 2006 zeigt die Erwartung der Gasknappheit aufgrund der Liefereinkürzungen der Gazprom für die Ukraine Anfang 2006. Auch technische Probleme bei den Speichern können sich in der Preisbildung niederschlagen.

→ Preisentwicklung auf dem Ausgleichsenergiemarkt⁷⁷

Abbildung 55



Quelle: AGCS

⁷⁷ April, Mai, Oktober, November kein Kauf von Ausgleichsenergie

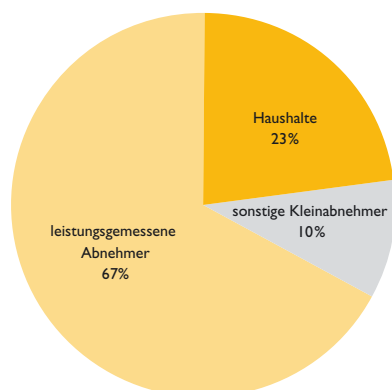
→ Endkundenmärkte

Der österreichische Gasmarkt umfasste im Jahr 2006 rund 1,33 Mio. Endverbraucher⁷⁸ und einen Gesamtverbrauch von rund 8,5 Mrd. m³. Der Endkundenmarkt kann grob in zwei Märkte unterteilt werden, auf denen unterschiedliche Anbieter tätig sind: den Haushalts- und Kleinkundenmarkt bis 100.000 m³ Jahresverbrauch (rund 1,328 Mio. m³ nicht leistungsgemessene Endverbraucher) und den Gewerbekunden- oder Industriekundenmarkt ab 100.000 m³ Jahresverbrauch (rund 2.000 leistungsgemessene Endverbraucher). Der Markt für die Belieferung von Großkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch kann als weiterer Teilmarkt gesehen werden.

Im Gasjahr 2005/2006 sind 66,5% (67.800 GWh) des gesamten Erdgasverbrauchs auf leistungsgemessene Kunden (gasbefeuerte Kraftwerke und Industrie) entfallen, während 23,1% (23.500 GWh) von Haushalten und die verbleibenden 10,4% (10.600 GWh) von sonstigen Kleinabnehmern verbraucht wurden (Abbildung 56).

→ Aufteilung des Erdgasverbrauchs (Gasjahr 2005/2006)

Abbildung 56



Quelle: E-Control GmbH

Markt für leistungsgemessene Kunden (Gewerbe- und Industriekunden) – Anbieterstruktur

*Gewerbe- und Industriekunden
(100.000–500.000 m³ Jahresverbrauch)*

Ab einem Abnahmewert von 100.000 m³ pro Jahr werden Gasendverbraucher leistungsgemessen, und ihr Lieferprodukt entspricht nicht dem der nicht gemessenen Haushalts- und Kleinkunden.

Den größten Marktanteil hat EnergieAllianz über ihre Vertriebsgesellschaften Wienenergie, EVN und Begas. switch ist eine Vertriebsgesellschaft der EnergieAllianz, die österreichweit tätig ist. Seit 1. Juli 2006 bietet switch neben Strom auch Erdgas für Privat- und Gewerbekunden an. Im Gasbereich ist switch aufgrund der Rabattpolitik im Netzbereich Salzburg im Fall eines durchschnittlichen Haushaltskunden Billigstbieter (Juli 2007).

Kelag, Steirische Gas Wärme über die Tochtergesellschaft Unsere Wasserkraft, Salzburg AG über MyElectric sowie Erdgas Oberösterreich und Linz Gas bieten in der Regelzone Ost an. Die Anbieter in diesem Marktsegment sind auch im Strommarkt als Anbieter tätig (zum Teil über Schwestergesellschaften). Der Einfluss der öffentlichen Hand ist bei diesem Anbieter hoch (siehe dazu Anbieterstruktur im Stromendkundenmarkt).

Großkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch

Ab einer jährlichen Abnahmemenge von 500.000 m³ ist auf dem Großkundenmarkt eine andere Anbieterstruktur gegeben. Der Anbieter mit dem höchsten Marktanteil ist Econ-Gas. Die drei größten Anbieter haben einen Marktanteil von rund 95%. Neben Econgass ist auch die Steirische Gas Wärme, Terragas und Wingas in diesem Marktsegment aktiv. Diese Anbieter stellen regel-

78 vgl. E-Control GmbH, Quarterly 1/2007, S. 16, auf Homepage www.e-control.at, Anzahl Zählpunkte

zonenweite Angebote, wie auch Kelag. Insgesamt kann festgestellt werden, dass aufgrund fehlender Gasmengen die Möglichkeiten der Angebotslegung einiger Versorger eingeschränkt sind.

Gas-alive GmbH (80% hält die Steirische Gas Wärme), eine Dienstleistungsgesellschaft für Industrie- und Gewerbekunden (u. a. Strukturierungsangebote), hat sich Ende 2006 aus dem Markt zurückgezogen.

Centrex, ein mit Gazprom verbundenes Unternehmen, soll Großkunden, unter anderem Kraftwerke, in Österreich beliefern und hat sich bereits als Bilanzgruppenverantwortlicher im Bilanzgruppenmodell bei der AGCS registrieren lassen⁷⁹. Daneben ist Gazprom über einen 50%-Anteil an der Wingas GmbH als Anbieter im österreichischen Endkundenmarkt tätig.

Im Rahmen von strategischen Überlegungen plant die italienische ENI S.p.A. einen Markteintritt in Österreich und Deutschland mit dem Ziel, bis 2010 einen Marktanteil von insgesamt 7,3% zu erlangen⁸⁰.

Werbeaktivitäten der Gasunternehmen

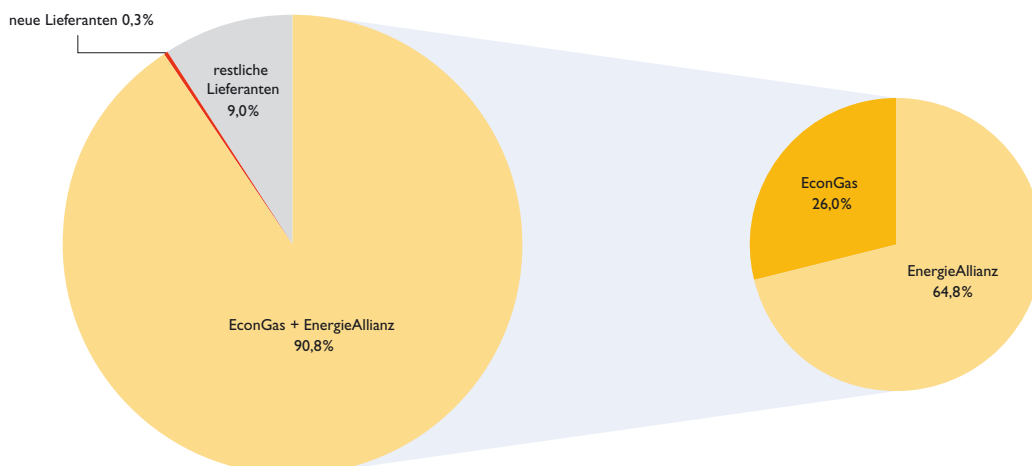
Abbildung 57 und 58 zeigen den gesamten Werbeaufwand der Erdgasunternehmen von April 2001 bis Dezember 2006, wobei EconGas⁸¹ (26%) und EnergieAllianz⁸² (64,8%) mit insgesamt 90,8% am meisten in Marketingaktivitäten investiert haben.

Der Anteil der restlichen Lieferanten an den Werbeausgaben hat rund 9% betragen. 0,3% der Werbeausgaben wurden von neuen beziehungsweise potenziellen in- und ausländischen Lieferanten getätigt.

Als Beispiel sei ein Gasversorger aus dem süddeutschen Raum genannt, der mittels Außenwerbung den österreichischen Markt umworben hat, um bereits vor einem möglichen Markteintritt den Bekanntheitsgrad zu erhöhen. Die hohen Ausgaben für Imagewerbung im Mai 2006 durch OMV im Zusammenhang mit der geplanten Fusion von Verbund und OMV wurden nach Absage des Zusammenschlusses wieder deutlich reduziert.

→ Anteiliger Werbeaufwand der Erdgasunternehmen

Abbildung 57



Quelle: Media Focus, E-Control

⁷⁹ vgl. Homepage der AGCS unter Marktteilnehmer, <http://content.apcs.at/agcs/index.html>

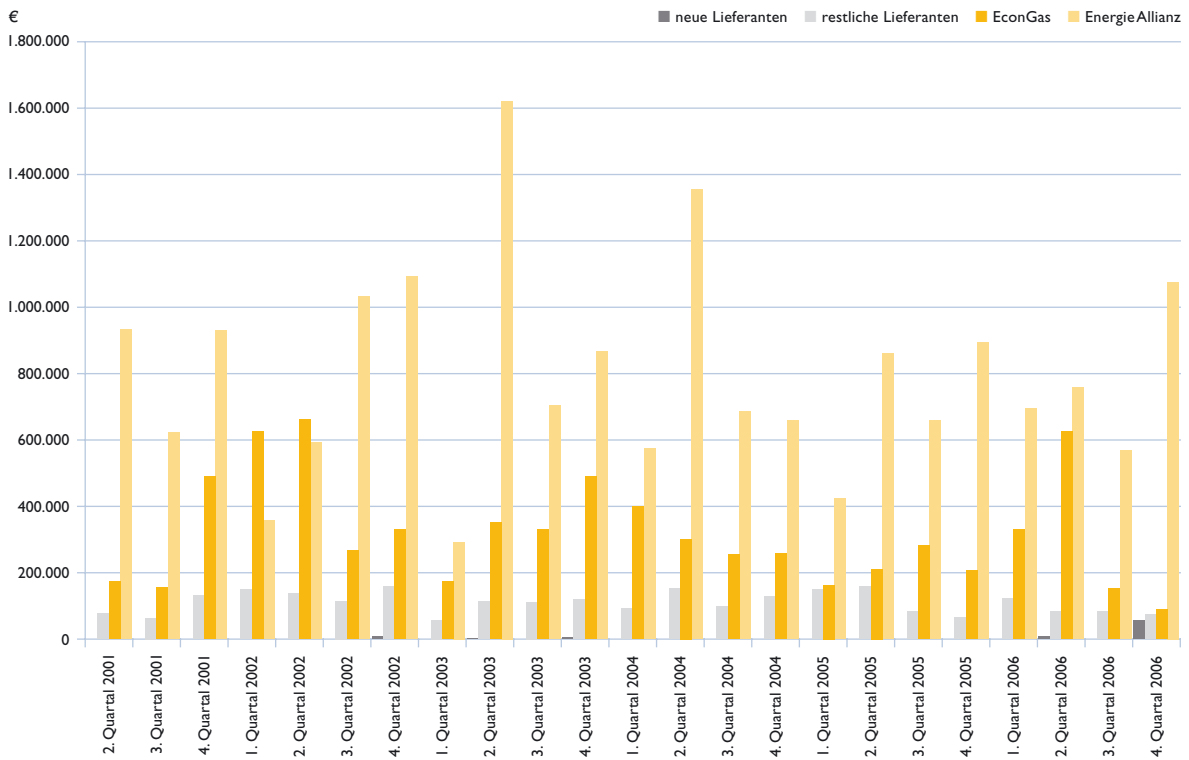
⁸⁰ www.eni.it, Investor Relations, 2006 Results & Strategies, 13. Juli 2007

⁸¹ Begas, EVN, Linz AG, OMV, OÖF, Wienenergie

⁸² Begas, EVN, Wienenergie

→ Werbeausgaben der Gasunternehmen

Abbildung 58



Quelle: Media Focus, E-Control

Die kontinuierlich hohen Werbeausgaben der EnergieAllianz in den Monaten Oktober und November lassen darauf schließen, dass vor allem Gewerbekunden umworben werden, da ein Großteil der Verträge jeweils mit Jahresende ausläuft. Betrachtet man die aktuellen Werbeausgaben von 2006 im Vergleich zum Liberalisierungszeitpunkt 2002 kann man erkennen, dass sich diese reduziert haben, während es im Strom – ebenfalls bezogen auf die Liberalisierung im Jahr 2001 – zu einer Erhöhung der Werbeausgaben gekommen ist.

Verbrauchsmengen und Preise

Die E-Control ist gemäß § 9 Abs. 1 Z 3 E-RBG (Energierегulierungsbehördengesetz) verpflichtet, Strom- und Gaspreisvergleiche für Endverbraucher zu erstellen und zu veröffentlichen. Im Haushaltskundenbereich erfolgt dies durch den Tarifkalkulator, der die jeweils gültigen Preise der einzelnen Versorger abbildet, und im Industriekundenbereich über die zweimal jährlich (Jänner und Juli) durchgeführte Industriepreiserhebung. Nachdem die Teilnahme der Industriekunden

→ Übersicht Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit

Tabelle 10

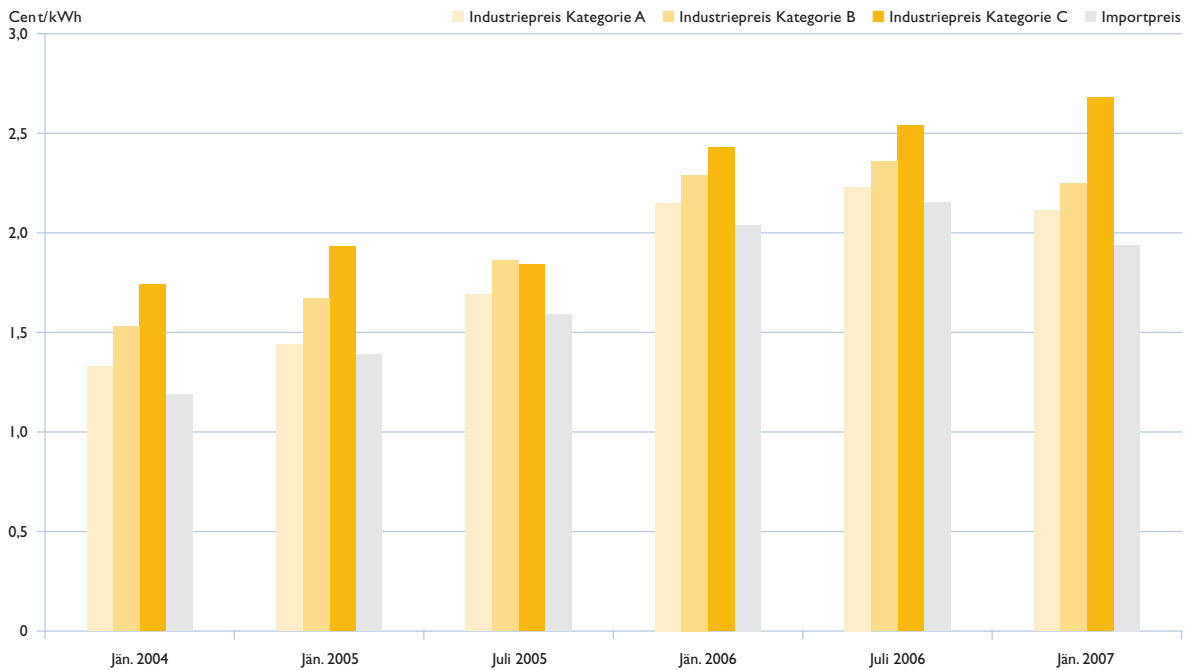
		Jän. 2006 Cent/kWh	Jän. 2007 Cent/kWh
Kategorie A Jahresverbrauch > 100 GWh	Arithmetisches Mittel	2,11	2,23
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	35 Monate	
Kategorie B Jahresverbrauch > 10 GWh < 100 GWh	Arithmetisches Mittel	2,25	2,36
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	21 Monate	
Kategorie C Jahresverbrauch < 10 GWh	Arithmetisches Mittel	2,68	2,54
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	22 Monate	
Gesamt	Arithmetisches Mittel	2,41	2,42
	Anzahl Unternehmen	166	156
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	23 Monate	

Quelle: E-Control

103

→ Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen

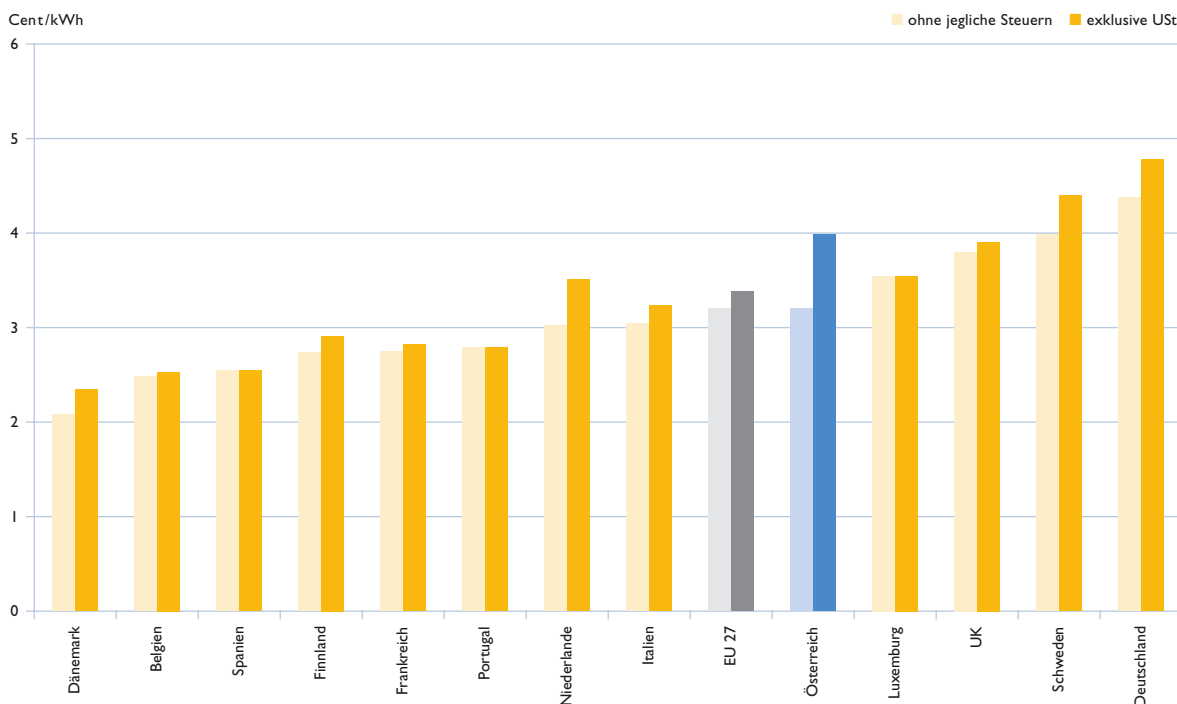
Abbildung 59



Quelle: E-Control, Statistik Austria

→ Industriegaspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich (Jänner 2007)

Abbildung 60



Quelle: Eurostat

auf freiwilliger Basis erfolgt, werden – um eine umfangreiche Datenbasis zu erhalten – auch kleine Industrieunternehmen ab 1.107.000 kWh (rund 100.000 m³) befragt.

Die Werte in Tabelle 10 zeigen den aus den einzelnen Industriepreiserhebungen resultierenden Gaspreis (ohne Systemnutzungstarife, Steuern und Abgaben) von Jänner 2004 und Jänner 2007.

Die Preisreduktion im Jänner 2007 in den Kategorien A um 0,12 Cent/kWh und B um 0,11 Cent/kWh gegenüber dem Vergleichszeitpunkt Juli 2006 ist darauf zurückzuführen, dass überwiegend Preisgleitklauseln angewendet wurden und der an den Ölpreis gekoppelte Importpreis (Index Juli 2006 = 170,38, Index Jänner 2007 = 155,40, Oktober 2002 = 100) gesunken ist. Umgekehrt

erhöhte sich in Kategorie C der Industriepreis um 0,14 Cent/kWh, da die Fixpreise überwiegen.

Betrachtet man die Entwicklung des Industriegaspreises (reine Energiepreise ohne Systemnutzungstarife, Steuern und Abgaben), so ist diese ähnlich jener des Importgaspreises, auch wenn dieser kontinuierlich niedriger als der von den Energielieferanten verrechnete Preis ist.

Im europäischen Vergleich liegen die Industriegaspreise inkl. Netzkosten bei einem Jahresverbrauch von rund 11,7 Mio. kWh per 1. Jänner 2007 (Abbildung 60) in Österreich mit 3,21 Cent/kWh (ohne Abgaben/USt.) nur knapp über dem EU-27-Gaspreis. In Deutschland und Schweden liegen die Gaspreise deutlich über jenem von Österreich.

Markt für nicht gemessene Kunden (Haushalts- und Kleinkundenmarkt)

Anbieterstruktur

Auf dem Haushalts- und Kleinkundenmarkt liegt die gleiche Anbieterstruktur wie auf dem Markt für die Belieferung von Gewerbe- und Industriekunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch vor. Auch in diesem Markt hat die EnergieAllianz den größten Marktanteil. switch ist seit Mitte 2006 aktiv tätig. Kelag, Steirische Gas Wärme über die Tochtergesellschaft Unsere Wasserkraft, Salzburg AG über MyElectric sowie Erdgas Oberösterreich und Linz Gas bieten in der Regelzone Ost an. Die Anbieter in diesem Marktsegment sind auch im Strommarkt als Anbieter tätig (zum Teil über Schwestergesellschaften).

Abnahmemengen

Die Gasabnahme der nicht gemessenen Kunden lag im Gasjahr 2005/2006 bei 28.958 GWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahreszeitraum leicht gesunken. Es ist zu erwarten, dass die Verbrauchsdaten für das Gasjahr 2006/2007 aufgrund der mildereren Temperaturen einen deutlicheren Rückgang aufzeigen.

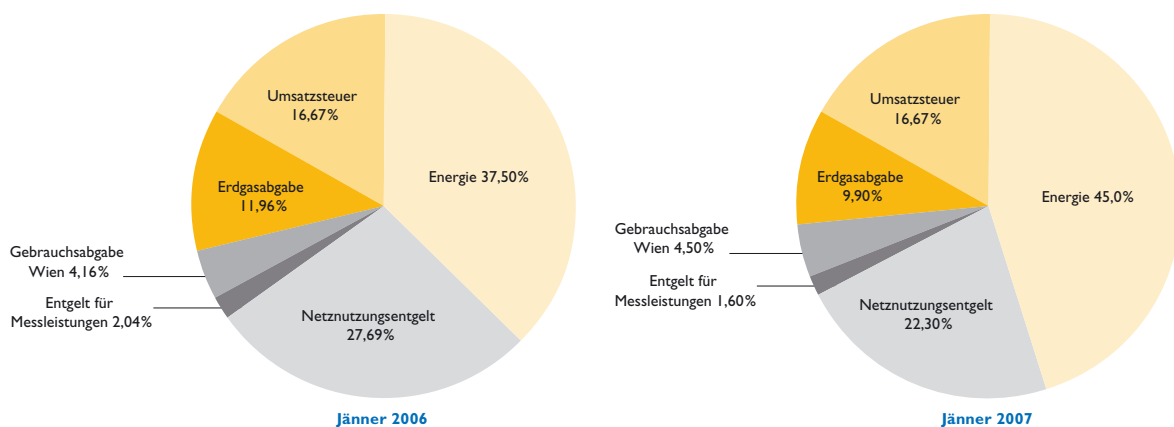
Erdgaspreis für Haushalts- und Kleinkunden

Der Erdgaspreis für Endkunden setzt sich aus dem Energiepreis, dem Systemnutzungsentgelt und den Steuern und Abgaben zusammen. Die Gebrauchsabgabe ist seit 1. Jänner 2007 mit Ausnahme der Netzgebiete Wien und Salzburg in den Systemnutzungstarifen inkludiert. Durch die Erdgasabgabe wird neben Mineralöl, Flüssiggas und elektrischer Energie auch der leitungsgebundene Energieträger Erdgas einer Besteuerung unterzogen. Seit 1. Jänner 2004 beträgt die Erdgasabgabe in Österreich 6,60 Cent/Nm³ (0,594 l Cent/kWh).

Am Beispiel eines durchschnittlichen Haushaltskunden in Wien mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh wird beim Vergleich der Zusammensetzung des Gaspreises zum 1. Jänner 2006 und 1. Jänner 2007 deutlich, dass sich die Komponenten aufgrund der Netztarifsenkung per 1. Jänner 2007 (-2,8% netto) und einer Energiepreiserhöhung per 1. März 2006 (+37,6% netto) und 1. Jänner 2007 (+10,2% netto) verschoben haben und sich der verhandelbare Energieanteil von 37,5% im Jänner 2006 auf 44,96% im Folgejahr erhöht hat (Abbildung 61).

→ Zusammensetzung des Gesamtgaspreises (Netzbereich Wien, 15.000 kWh/Jahr, günstigster Anbieter)

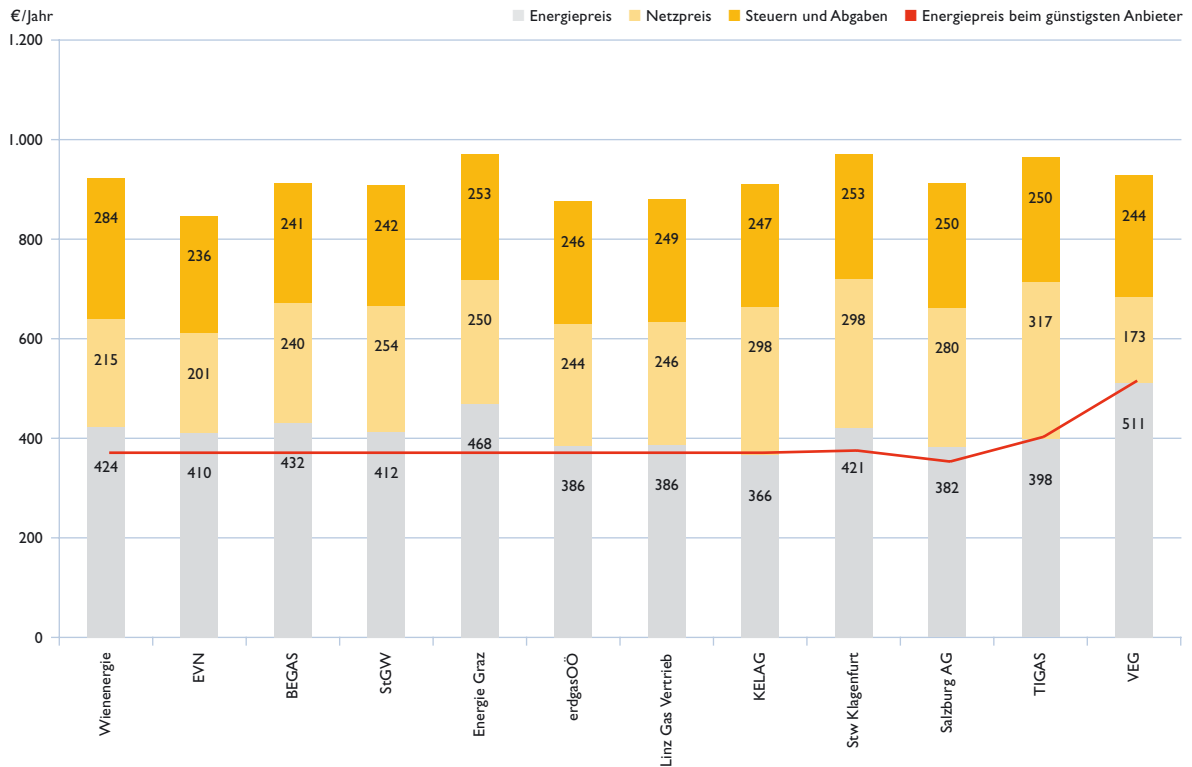
Abbildung 61



Quelle: E-Control

→ **Aufwendungen für einen durchschnittlichen Haushaltskunden beim Local Player (15.000 kWh/Jahr)**

Abbildung 62



Quelle: E-Control; Stand Juli 2007

Abbildung 62 zeigt die Ausgaben eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh/Jahr) in allen Netzbereichen beim Local Player. Den höchsten Gesamtpreis zahlen Kunden der Energie Graz. Mit Ausnahme der Kunden im Netzbereich der Kelag können Gaskunden in der Regelzone Ost durch einen Wechsel Einsparungen erzielen.

Preisentwicklung 2006/2007

Aufgrund der gestiegenen Bezugskosten im Kalenderjahr 2006 haben Gaslieferanten vor Beginn der Heizperiode 2006/2007 die hohen Einstandspreise in Form von Preiserhöhungen an die Haushalte weitergegeben (Tabelle 11).

→ **Preiserhöhungen seit 1. September 2006**

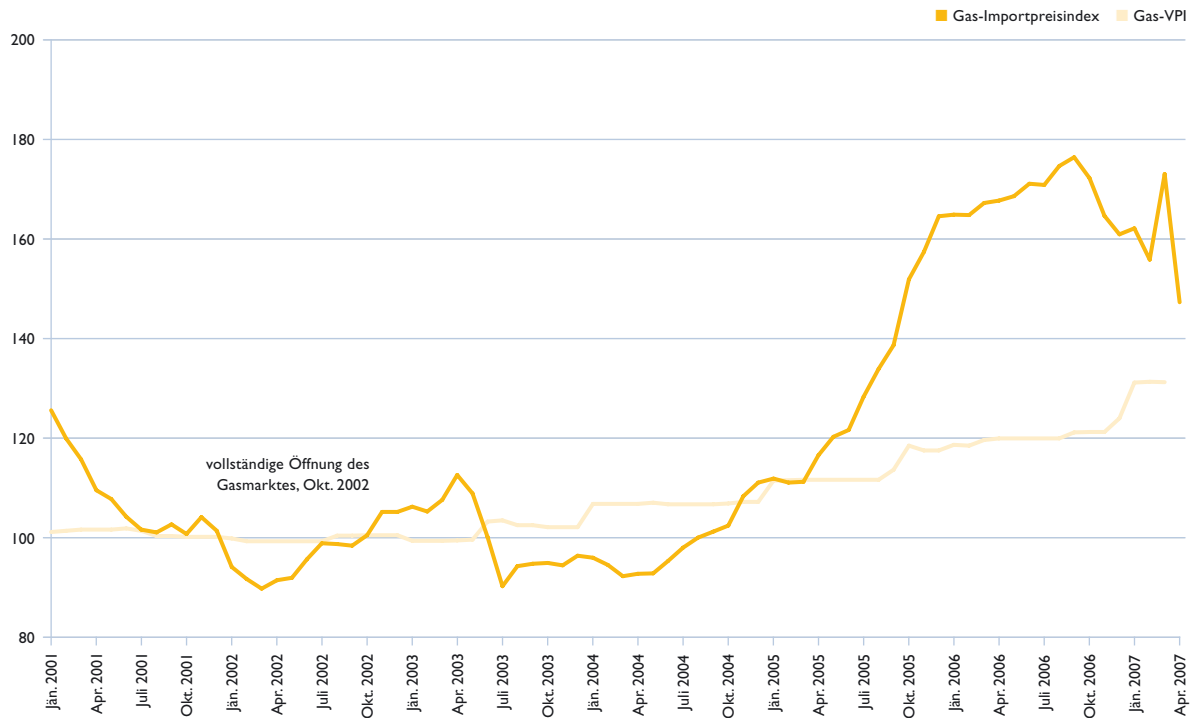
Tabelle 11

Lieferant	Energie um	Gesamtpreis um
Erdgas Oberösterreich	+17,5%	+9,3%
Linz Gas Vertrieb	+10,6%	+5,9%
E-Werk Wels	+16,6%	+8,7%
KELAG	+16,1%	+7,6%
Wienenergie	+10,2%	+4,8%
Steirische Gas Wärme	+14,7%	+6,3%
Energie Graz	+17,3%	+8,3%
Stw Kapfenberg	+11,0%	+4,8%
VEG	+11,5%	+5,4%
Stw Bregenz	+11,5%	+5,4%
MyElectric	+14,2%	

Quelle: E-Control

→ Vergleich Erdgasimportpreisindex und Gas-VPI (Index Oktober 2002 = 100)

Abbildung 63



Quelle: Statistik Austria, E-Control

Die Begas hat die Energiepreise per 15. November 2006 zum zweiten Mal (1. Jänner 2006 um +9,4% Energie netto) innerhalb eines Jahres um +17% (Energie netto) erhöht, während Kelag aufgrund einer Tarifumstellung (einheitlicher Tarif für Kunden der Kelag in Kärnten und in der restlichen Regelzone Ost) per 1. Dezember 2006 die Preise für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 15.000 kWh/Jahr um 1,26% (Energie netto) gesenkt hat.

Der Großteil der Lieferanten nutzte die von der E-Control Kommission verordnete Netztarifsenkung per 1. Jänner 2007, um gleichzeitig den Energiepreis zu erhöhen, wodurch es insgesamt zu einer Erhöhung der Gesamtpreise gekommen ist.

Der Gasverbraucherpreisindex ist aufgrund dieser Preiserhöhungen im Jänner 2007 (von 123,5 im Dezember) auf 130,64 gestiegen. Die Preiserhöhungen wurden von den Lieferanten mit steigenden Einstandspreisen der vorangegangenen Monate begründet. Wie aus Abbildung 63

→ Preissenkungen per 1. Juli 2007 Tabelle 12

Lieferant	Energie um	Gesamtpreis um
EVN	-7,6%	-5,7%
BEGAS	-7,7%	-4,6%
Steirische Gas Wärme	-7,1%	-4,0%
Energie Graz	-6,4%	-3,8%

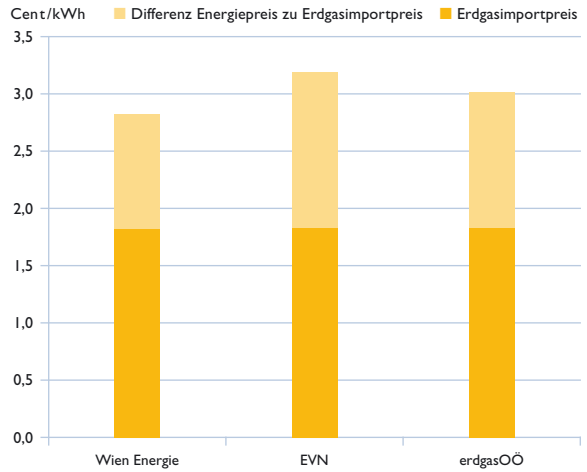
Quelle: E-Control

ersichtlich ist, erreichte der Importpreis im September 2006 einen historischen Höchstwert von knapp 22 €/MWh.

Abbildung 63 zeigt jedoch auch einen deutlichen Abwärtstrend der Importpreise seit September 2006. Darauf haben einige Lieferanten im Haushaltskundensegment reagiert und per 1. Juli 2007 die Tarife reduziert (Tabelle 12).

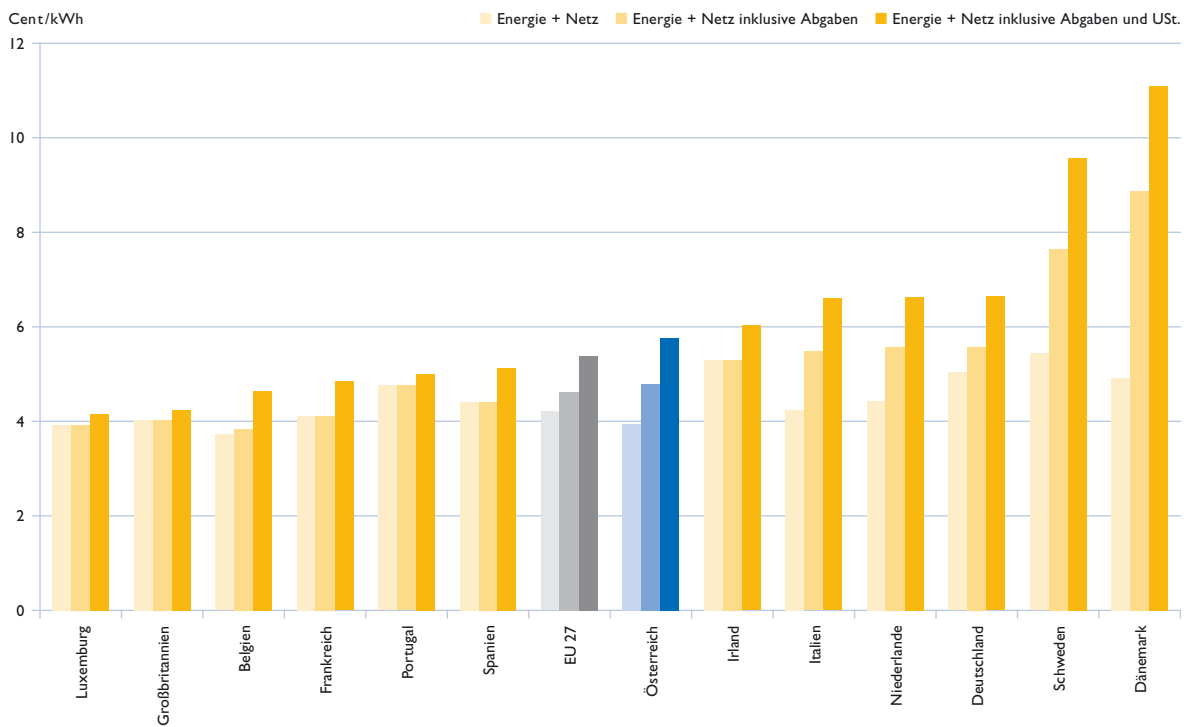
Vergleicht man den Erdgasimportpreis jeweils mit dem Energiepreis des Local Player der drei verbrauchsstärksten Netzbereiche (Wien, Niederösterreich, Oberösterreich), so ist deutlich erkennbar, dass der Energiepreis für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von 15.000 kWh im Wesentlichen vom Kostenfaktor Importpreis bestimmt wird.

→ **Vergleich Erdgasimportpreis mit Energiepreis** (Haushaltskunde 15.000 kWh/Jahr) Abbildung 64



Quelle: Statistik Austria, E-Control; Stand April 2007

→ **Haushaltsgaspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich** (Jänner 2007) Abbildung 65



Quelle: Eurostat

Die Differenz des Energiepreises zum Erdgasimportpreis von rund 1 Cent/kWh bei Wien Energie zeigt den Preissetzungsspielraum der Lieferanten. Die Differenz beinhaltet Speicher-, Ausgleichsenergie- und Vertriebskosten sowie eine Gewinnmarge.

Im europäischen Vergleich der Haushaltsgaspreise im Jänner 2007 (Abbildung 65) liegt Österreich mit einem Erdgaspreis von 5,76 Cent/kWh (Energie- und Netzkosten, inklusive Abgaben und USt.) bei einem Jahresverbrauch von 23.250 kWh knapp über dem EU-27-Durchschnitt, der im Vergleich zum Vorjahr um 16 % gestiegen ist.

Lieferantenwechsel

Im Gasjahr 2006 (Oktober 2005 bis September 2006) haben rund 7.000 Haushaltskunden ihren Energieversorger gewechselt, sodass die kumulierte Wechselrate seit der Liberalisierung im Oktober 2002 3,3 % (rund 36.500 Haushaltskunden) beträgt. Im Gasjahr 2005/2006 lag die

Wechselrate bei 0,6 %, jene der leistungsgemessenen Endverbraucher im gleichen Betrachtungszeitraum bei 7,4 %.

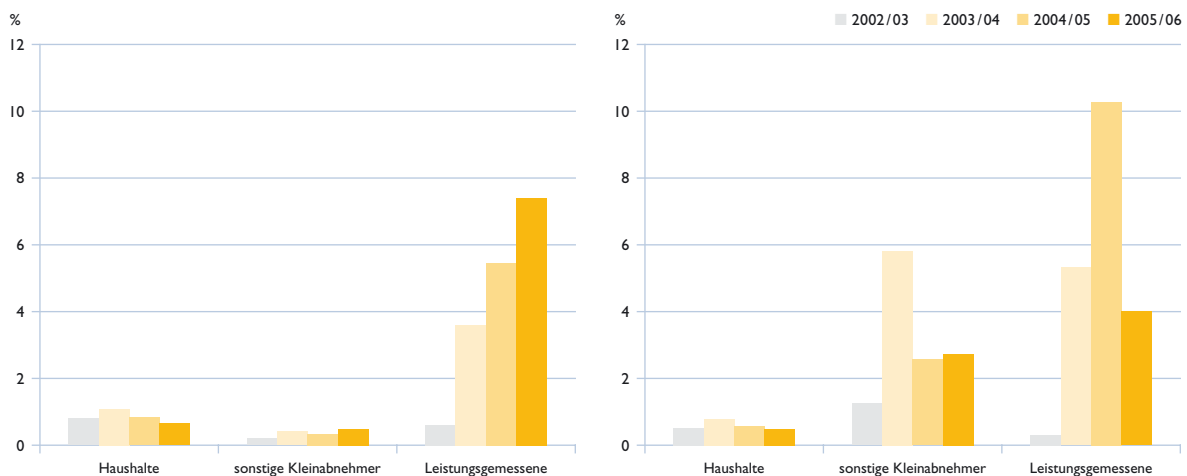
Während sich die Anzahl der wechselwilligen Haushaltskunden im Vergleich zum Gasjahr 2005 um 0,2 %-Punkte (rund 2.100 Kunden) reduziert hat, erhöhte sich die der sonstigen Kleinabnehmer um 0,2 %-Punkte (rund 320 Kunden) beziehungsweise die der Industriebetriebe und Kraftwerke um 1,9 %-Punkte (rund 40 Kunden).

Mengenmäßig wurden seit Liberalisierungsbeginn bis Oktober 2006 insgesamt rund 15.356 GWh gewechselt, was einem Anteil von 15,1 % an der Endabgabe entspricht. Während im Gasjahr 2005 bei rückläufigen Wechselraten bei den Zählpunkten die gewechselte Energiemenge aufgrund der höheren Wechselbereitschaft der leistungsgemessenen Kunden gestiegen ist, sind im Gasjahr 2006 sowohl die Anzahl der Zählpunkte (von 0,8 % auf 0,6 %) als auch die Energiemenge (von 7,2 % auf 3,1 %) gesunken.

→ Lieferantenwechsel im Gasmarkt

Anteil der gewechselten Kunden (Zählpunkte – links) bzw. der gewechselten GWh (rechts)

Abbildung 66



Quelle: E-Control

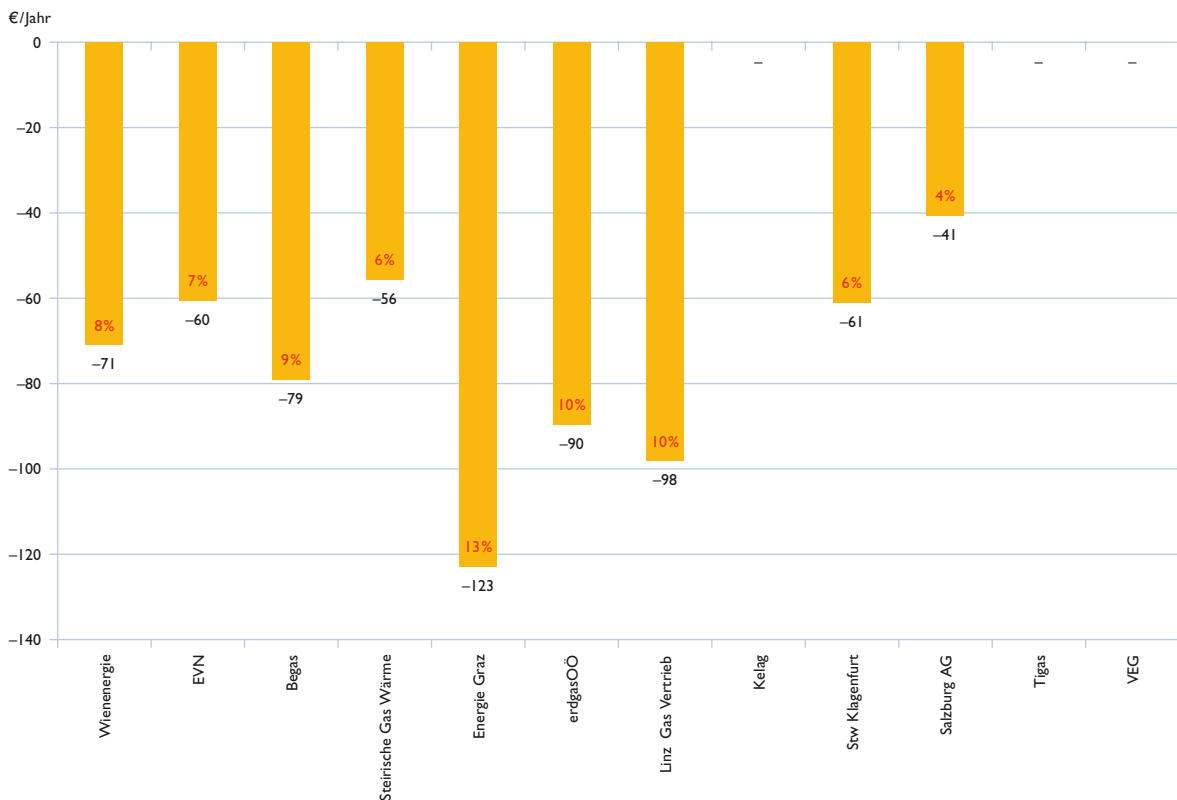
In der Langfristplanung 2007, in der zukünftige Leitungsbauprojekte analysiert beziehungsweise von der E-Control Kommission genehmigt werden, wird aktuell untersucht, ob die rund 18 km lange Verbindungsleitung von Salzburg (Saalfelden) nach Tirol (Hochfilzen) gebaut werden soll. Wird dieses Projekt verwirklicht, haben zukünftig Erdgaskunden in Tirol ebenfalls die Möglichkeit, den Lieferanten zu wechseln. Eine Anbindung

von Tirol an die Regelzone Ost wird aus Wettbewerbsgründen von der Regulierungsbehörde befürwortet.

Abbildung 67 zeigt die Einsparungsmöglichkeiten bei einem Lieferantenwechsel zum günstigsten Anbieter (Stichtag 1. Juli 2007). Höchstes Einsparpotenzial haben Endkunden im Netzgebiet der Energie Graz (-13% bzw. 123 €/Jahr).

→ **Einsparungen bei einem Wechsel vom Local Player zum günstigsten Anbieter (15.000 kWh/Jahr)**

Abbildung 67



Quelle: E-Control; Stand Juli 2007



Anhang 2007



Gemäß § 20i Abs. 1 Energielenkungs-gesetz 1982 in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006 hat die E-Control zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Die in § 7 ElWOG bezeichneten Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortlichen, Einspeiser, Elektrizitätsunternehmen, Netzbetreiber und Regelzonenführer haben dabei mitzuwirken. Dieses Monitoring betrifft insbesondere

- das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt,
- die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot,
- die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten,
- die Qualität und den Umfang der Netz-wartung,
- Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Lieferanten sowie
- die Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Netzen.

Die Ergebnisse des Monitorings können als Grundlage für die langfristige Planung sowie zur Erstellung eines Berichtes gemäß § 14a E-RBG verwendet werden.

Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben führt die E-Control in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern auch langfristige Planungen durch. Auszugsweise veröffentlicht die E-Control das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt und die in Planung und in Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten (Erzeugung und Netz). Die vorzulegenden Mittel- und Langfristprognosen stehen den zuständigen Behörden sowie den am Markt tätigen Unter-

nehmen als Information zur Verfügung. Eine relativ langfristige Vorabinformation über die zu erwartende Versorgungslage ist insbesondere bei Industriesektoren mit langfristigen Investitionszyklen notwendig.

Die von der E-Control durchgeführten zusätzlichen Erhebungen sollten ebenso auf europäischer Ebene koordiniert von den jeweiligen Regulierungsbehörden durchführbar sein, um so die Versorgungssicherheit aktuell und längerfristig überwachen und prognostizieren zu können. Diese nationalen und europäischen Berichte können so die Basis für weiterführende koordinierte Aktivitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bilden.

In Tabelle 13 werden die der E-Control derzeit bekannten Kraftwerksprojekte mit einem Bau-beginn zwischen 2006 und 2009 angeführt. Dem-nach werden bis 2009 zusätzlich Kapazitäten von 2.300 MW erwartet. Die verfügbare Erzeugungskapazität betrug in Österreich im Jahr 2006 13.700 MW, wobei eine Spitzennachfrage von 8.600 MW verzeichnet wurde. Für 2007 und 2008 geht die UCTE in ihrem „System Adequacy Forecast 2007–2020“ davon aus, dass die Spitzen-nachfrage 8.800 und 9.000 MW betragen wird.

→ **Kraftwerksausbauprojekte in Österreich (Zeitraum 2006 bis 2009)** Tabelle 13

Kraftwerkstyp	Leistung
GuD-Kraftwerk	1.335 MW
Laufwasserkraft	50 MW
Pumpspeicherkraftwerke	900 MW

Quelle: E-Control

Gemäß § 20i Energielenkungsgesetz müssen Übertragungsnetzbetreiber sowie Netzbetreiber mit zumindest 40 GWh Endabgabe eine Beschreibung der Instandhaltungs- und Erweiterungsprogramme der Netze, jeweils untergliedert nach Spannungsebenen und Betriebsmitteln, sowie eine Beschreibung der zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger getroffenen Maßnahmen wie etwa Erzeugungs- und Lastmanagement, Netzwiederaufbaukonzepte oder Vertragsbedingungen der E-Control übermitteln.

Beispielsweise werden die Netzbetreiber für die Instandhaltungs- und Erweiterungsprogramme ersucht, in den Beschreibungen vorwiegend die Begriffe der DIN 31 051⁸³ zu verwenden. Die am häufigsten im Stromversorgungsbereich angewandten Instandhaltungsstrategien, bezogen auf die Betriebsmittel, sind im Überblick folgende:

- ausfallsorientiert,
- zustandsorientiert,
- vorbeugend,
- zuverlässigkeitsorientiert.



Gemäß § 20j Abs. I Energielenkungsgesetz 1982 hat die E-Control zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich durchzuführen. Dabei haben die in § 12a GWG zur Beurteilung von Kapazitätsengpässen in Fernleitungen benannten Regelzonenführer nach Kräften mitzuwirken. Dieses Monitoring betrifft insbesondere:

- das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt,
- die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot,
- die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten,
- die Qualität und den Umfang der Netz-wartung,
- Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Lieferanten sowie
- die Verfügbarkeit von Erdgasquellen und Netzen.

Die Ergebnisse des Monitorings können als Grundlage für die langfristige Planung sowie zur Erstellung eines Berichtes gemäß § 14a E-RBG verwendet werden. Die mittel- und langfristigen Nachfrageprognosen stehen den zuständigen Behörden sowie den auf dem Markt tätigen Unternehmen als Information zur Verfügung.

Gesetzliche Basis für den Bau von Anlagen ist eine Langfristplanung, die als Ziel und Ergebnis die

- Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) sowie
- die Deckung der Transporterfordernisse für sonstige Transporte hat.

Unter anderem wurde eine Feasibility Study im Jahr 2007 begonnen, die eine simultane Betrachtung des Transportbedarfs nach Süden und Westen ermöglicht. In diesem Projekt wird untersucht, ob es zu der Variante einer Süd- und einer Westleitung effizientere Alternativen zur Deckung des Transportbedarfs der gesamten Regelzone Ost gibt.

Als Mittel, neue Investitionen in größere neue Infrastruktur (grenzüberschreitende Fernleitungen und Speichereinrichtungen) zu fördern, enthält das GWG Bestimmungen, dass neue Infrastruktur oder Teile davon für einen bestimmten Zeitraum von der Regulierung ausgenommen werden. Diese Ausnahme soll Anreiz für die Realisierung von Infrastrukturprojekten sein.

Der Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen hat die ÖVGW Richtlinie V 30 erarbeitet, nach der sich Gasnetzbetreiber zertifizieren lassen können. Durch die Zertifizierung kann die Pflicht des Verteilnetzbetreibers zur Veröffentlichung vom Nachweis der Einhaltung der Qualitätsstandards an die zertifizierende Stelle übertragen werden. Dazu müssen die Gasnetzbetreiber über die personellen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung der Erdgasleitungsanlagen und technischen Betriebsmittel verfügen. Die Hälfte der Gasnetzbetreiber in Österreich ist bereits danach zertifiziert.

Ausfälle von Lieferanten können über den regulären Bilanzausgleich nur in geringem Ausmaß abgedeckt werden. Für solche Fälle sind je nach Umfang und Dauer der Unterversorgung unterschiedliche Engpassmaßnahmen vorgesehen.

Im GWG § 12g ist geregelt, dass im Fall von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen der

Regelzonenführer mit den betroffenen Marktteilnehmern und der Behörde einen Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses erarbeitet und umsetzt. Für den Fall, dass ein Engpass mit marktkonformen Maßnahmen nicht mehr behoben werden kann, sind gesetzlich geregelte Lenkungsmaßnahmen vorgesehen. Zur laufenden Beurteilung der Versorgungslage und zur Planung von Energielenkungsmaßnahmen werden ab 2007 zyklisch umfassende Datenerhebungen durchgeführt und vom Regelzonenführer und von E-Control analysiert.

Falls erforderlich können Endverbraucher mit einem vertraglich vereinbarten Verbrauch von mehr als 100.000 kWh/h einer gesonderten Regelung durch die E-Control unterzogen werden. Es ist auch festgelegt, dass die Lieferung des verfügbaren Erdgases an die Endverbraucher nach der Dringlichkeit, der Substituierbarkeit durch andere Energieträger und dem Ausmaß an volkswirtschaftlichen Auswirkungen unter Berücksichtigung der Wärmeversorgung der Privathaushalte erfolgt.



Durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 wurden die Rechte der Strom- und Gaskunden durch verschiedene gesetzliche Maßnahmen erheblich gestärkt:

- Wenn über den Preis für elektrische Energie oder Gas gemeinsam mit dem Systemnutzungsentgelt informiert, diese gemeinsam beworben oder der Abschluss eines gemeinsamen Vertrages angeboten wird oder ein solcher abgerechnet werden soll, sind die Komponenten für die Netznutzung, die Zuschläge für Steuern und Abgaben und der Preis für die Energie in transparenter Weise getrennt auszuweisen.
- Der Energiepreis, der für die einzelne kWh Strom oder Gas zu bezahlen ist, ist auf Rechnungen und in Allgemeinen Geschäftsbedingungen beziehungsweise Vertragsformblättern auszuweisen.
- Preisänderungen und Änderungen der Allgemeinen Geschäftsbedingungen sind den Kunden stets schriftlich und rechtzeitig mitzuteilen. Widerspricht der Kunde einer angekündigten Vertragsänderung, so endet dieser Vertrag erst nach einer dreimonatigen Kündigungsfrist zum Monatsletzten. Damit ist sichergestellt, dass Kunden ausreichend Zeit haben, um sich einen neuen Lieferanten zu suchen, und dass sie zu den bisherigen Preisen beliefert werden, bis der Wechsel durchgeführt ist.
- Allgemeine Bedingungen für die Belieferung mit Gas oder Strom haben folgenden Mindestinhalt aufzuweisen:
 - Name und Anschrift des Versorgers,
 - erbrachte Leistungen und angebotene Qualität sowie den voraussichtlichen Zeitpunkt für den Beginn der Belieferung,
 - den Energiepreis in Cent pro kWh, inklusive etwaiger Zuschläge und Abgaben,
 - Vertragsdauer, Bedingungen für eine Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses, Vorhandensein eines Rücktrittsrechts,
 - etwaige Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei

- Nichteinhaltung der vertraglich vereinbarten Leistungsqualität,
 - Hinweis auf die zur Verfügung stehenden Beschwerdemöglichkeiten,
 - die Bedingungen, zu denen eine Versorgung in letzter Instanz (Grundversorgung) erfolgt.
- Die Allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Lieferung mit Strom oder Gas sind vor ihrem Inkrafttreten und vor jeder Änderung bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Anwendung sittenwidriger und gesetzwidriger Bedingungen kann untersagt werden.
 - Transparente Rechnungen; auf Rechnungen sind folgende Informationen anzugeben:
 - die Zählerstände, die für die Abrechnung herangezogen wurden,
 - die Art der Zählerstandsermittlung (Ableseung durch den Netzbetreiber, Selbstablesung oder rechnerische Ermittlung),
 - der Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum je Tarifzeit,
 - die Zählpunktsbezeichnung,
 - die Zuordnung der Kundenanlage zu den Netzebenen,
 - das vereinbarte beziehungsweise erworbene Ausmaß für die Inanspruchnahme des Netzes in kW (Strom) beziehungsweise in kWh (Gas).
 - Im Strombereich haben Versorger und Netzbetreiber vor Abschluss des Vertrages die Kunden über die wesentlichen Vertragsinhalte zu informieren. Zu diesem Zweck ist dem Kunden ein Informationsblatt auszuhändigen.

→ Versorger letzter Instanz

Durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 wurde erstmals in Österreich ein Versorger letzter Instanz eingerichtet, der die Grundversorgung der Kunden mit elektrischer Energie übernehmen soll. Lieferanten von Haushaltskunden haben den Tarif, zu dem diese Grundversorgung erfolgt, in geeigneter Weise, unter anderem im Internet, zu veröffentlichen. Somit besteht eine Verpflichtung, Haushaltskunden, die

sich auf die Grundversorgung berufen, mit elektrischer Energie zu beliefern. Die nähere Ausgestaltung hinsichtlich der Zumutbarkeit einer Grundversorgung und der Gestaltung der Tarife hat durch entsprechende Ausführungsgesetze der Länder zu erfolgen.

→ Energieeffizienz

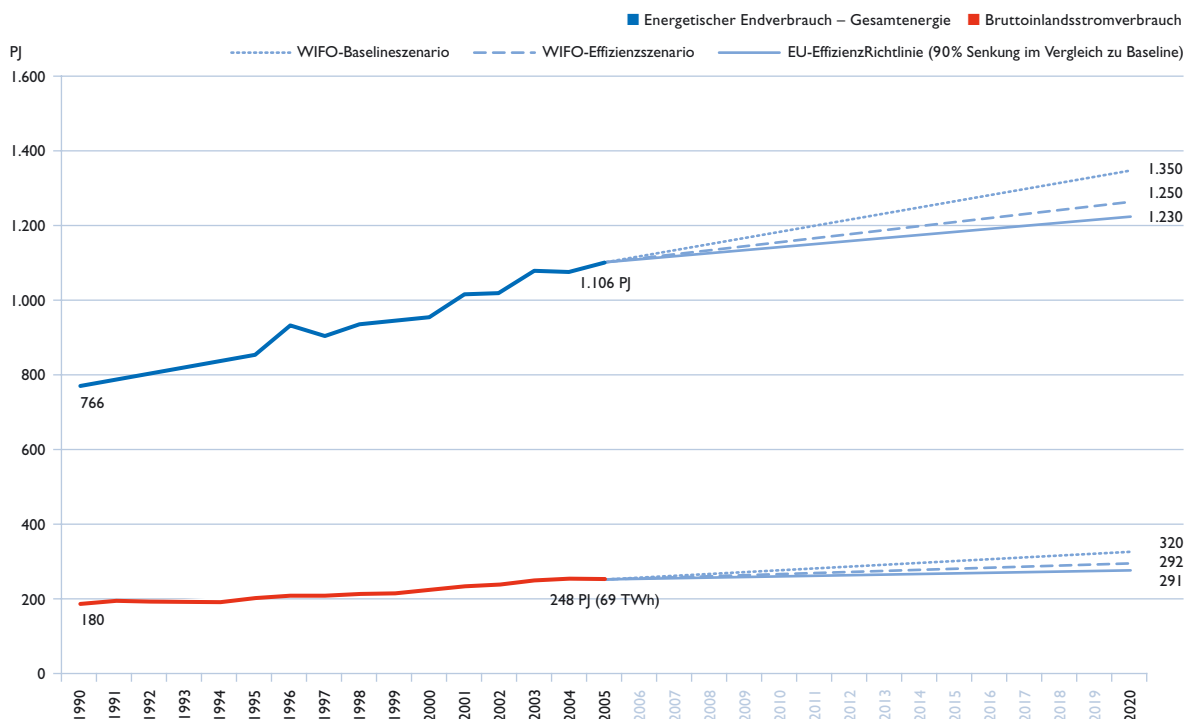
Sowohl der Gesamtenergieverbrauch als auch der Verbrauch elektrischer Energie – dargestellt in Abbildung 68 – sind in den letzten Jahren kontinuierlich gewachsen: Von 1990 bis 2005 sind der energetische Endverbrauch jährlich um durchschnittlich 2,5% (von 766 PJ im Jahr 1990 auf 1.106 PJ im Jahr 2005) und der Verbrauch elektrischer Energie um 2,2% pro Jahr (von 180 PJ im Jahr 1990 auf 248 PJ im Jahr 2005) gestiegen.

Hinsichtlich der weiteren Entwicklungen bis 2020 gehen Modellrechnungen des Wirtschaftsforschungsinstitutes (WIFO, Juni 2005) in einem Baseline-Szenario, also einem Szenario ohne spezielle zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen, von jährlichen Steigerungsraten von 1,1% beim energetischen Endverbrauch und von über 2% beim Stromverbrauch aus. Dies führt zu einem Anstieg des energetischen Endverbrauchs bis 2020 auf 1.350 PJ und des Stromverbrauchs auf 320 PJ.

Im Effizienzzenario dieser Studie, unter Annahme implementierter effizienzsteigernder Maßnahmen, kann der prognostizierte Endenergieverbrauch des Baseline-Szenarios 2020 um 100 PJ gesenkt werden (auf 1.250 PJ). Der Verbrauch liegt dabei immer noch um 13% über jenem von

→ Bruttoinlandsstromverbrauch und Gesamtenergieverbrauch 1990 bis 2020 (in PJ)

Abbildung 68



Quelle: WIFO, EU-Kommission

2005. Der Stromverbrauch könnte um fast 30 PJ gesenkt werden, was eine Steigerung um fast 18% ab 2005 bedeuten würde.

Bei der Umsetzung der EU-Effizienzrichtlinie, die eine 9%ige Senkung des Energieverbrauchs bezogen auf das Baseline-Szenario vorsieht, würde der Gesamtenergieverbrauch 2020 1.230 PJ betragen und der Bruttoinlandsstromverbrauch 291 PJ, sofern die Senkung des Stromverbrauchs aliquot verläuft.

Die E-Control hat für den Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan, der zur Umsetzung der EU-Effizienzrichtlinie erstellt worden ist, folgende vier Maßnahmen für eine Steigerung der Energieeffizienz leitungsgebundener Energieträger vorgeschlagen:

- Zeitnahe Strom-Verbrauchsmessungen – Einsatz von Smart Metering
- Unterstützung von Wärmepumpen
- Reduktion (der Förderung) von ineffizienten Heizungssystemen
- Bewusstseinsbildung durch Informationstools für Konsumenten (Energiecheck)

→ **Labelling**

In Österreich besteht ein gesetzlich vorgegebenes System zum Ausweis der Primärenergie-trägeranteile auf der Stromrechnung (Stromkennzeichnung). Die Lieferanten sind zusätzlich verpflichtet, auf Werbematerial und Rechnungen die Stromkennzeichnung (Unternehmensmix)

ebenfalls auszuweisen. Aufsichtsbehörde über die Stromkennzeichnung in Österreich ist die E-Control.

Die Stromlieferanten und -händler, die Endverbraucher in Österreich beliefern, müssen gesetzeskonforme Nachweise vorlegen. Dafür werden vor allem die Herkunftsnachweise verwendet. Kann für eine Strommenge kein Nachweis vorgelegt werden, so ist dieser als europaweiter UCTE-Mix (und somit als statistischer Wert) auszuweisen.

Für die Stromkennzeichnungsnachweise wird vielfach die österreichische Herkunftsnachweisdatenbank genutzt, in welcher der gesamte Lebenszyklus eines Nachweises (Ausstellung, Transfer und Einsatz für die Stromkennzeichnung) abgebildet wird. Durch die Abwicklung über eine zentrale österreichische Datenbank wurde ein äußerst transparentes und vertrauenswürdige System geschaffen, welches Betrugsrisiken, wie Doppelausgabe und -verwendung, praktisch ausschließt. Trotzdem werden die durch die Herkunftsnachweisdatenbank ausgegebenen Zertifikate nicht in allen europäischen Ländern anerkannt.

Für den verstärkten europaweiten Stromhandel ist somit ein europaweit einheitliches Stromkennzeichnungssystem notwendig. Bei internationalem Handel und grundsätzlich unterschiedlichen Stromkennzeichnungssystemen ist die Vergleichbarkeit nicht ausreichend gegeben.



Netzbereich Vorarlberg

Die Vorarlberger Landesregierung hat mit Schreiben vom 22. Juni 2007 den Gleichbehandlungsbericht für das Jahr 2006 übermittelt. Sie berichtet darin über die ordnungsgemäße Bestellung eines Gleichbehandlungsbeauftragten und die Erstellung eines Gleichbehandlungsprogramms durch die VKW-Netz AG. Sie fasst den Gleichbehandlungsbericht der VKW-Netz AG zusammen und kommt zu dem Ergebnis, dass aufgrund des Vorliegens des Berichtes die Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms durch die VKW-Netz AG gewährleistet sei. Darüber hinausgehende Überwachungsmaßnahmen wurden seitens der Vorarlberger Landesregierung nicht gesetzt.

Die VKW-Netz AG hat mit Schreiben vom 28. März 2007 den Gleichbehandlungsbericht des Gleichbehandlungsbeauftragten an die E-Control und gleichzeitig an die Vorarlberger Landesregierung übermittelt. Darin wird mitgeteilt, dass das Gleichbehandlungsprogramm sämtlichen Mitarbeitern im Konzern bekannt gemacht wurde, dass es zweimal jährlich Schulungen über das Gleichbehandlungsprogramm gibt, dass es im Intranet als Download zur Verfügung steht und auf der Homepage veröffentlicht wurde. Der Netzbetreiber VKW Netz AG wurde von der Vorarlberger Kraftwerke AG räumlich getrennt. Im Hinblick auf den Schutz wirtschaftlich sensibler Daten hat die VKW Netz AG entsprechende Zugriffsberechtigungen vergeben. Es erfolgen aber keine Angaben darüber, wie diese Zugriffsberechtigungen dokumentiert werden.

Netzbereich Tirol

Die Tiroler Landesregierung hat per E-Mail vom 27. Juni 2007 ihren Gleichbehandlungsbericht an die E-Control übermittelt. Der Bericht besteht allerdings nur aus dem Hinweis, dass die TIWAG Netz AG ihren Gleichbehandlungsbericht an die Landesregierung übermittelt hat und dass dieser auf der Homepage der TIWAG Netz AG veröffentlicht wurde. Darüber hinaus legt die Tiroler Landesregierung ihre Ansicht dar, dass keine besonderen Maßnahmen im Rahmen der Überwachungspflicht durch die Landesregierung erforderlich seien, da bei der Tiroler Landesregierung bislang keine Beschwerden über eine Ungleichbehandlung eingebracht wurden.

Die TIWAG-Netz AG hat mit Schreiben vom 18. Juni 2007 den Gleichbehandlungsbericht des Gleichbehandlungsbeauftragten an die E-Control übermittelt. Die TIWAG-Netz AG hat den Gleichbehandlungsbericht und das Gleichbehandlungsprogramm auf ihrer Homepage veröffentlicht. Das Unternehmen stellt im Gleichbehandlungsbericht zusammenfassend fest, dass

- alle Mitarbeiter der TIWAG-Netz AG das Gleichbehandlungsprogramm persönlich erhalten und dies auch schriftlich bestätigt haben,
- alle Mitarbeiter ihrem Einsatz entsprechend situativ geschult wurden,
- das Management der TIWAG-Netz AG den Gleichbehandlungsbeauftragten bei der Überwachung der Einhaltung der Regelungen des Gleichbehandlungsprogramms unterstützt hat,
- Beschwerden hinsichtlich der Umsetzung der Regelungen des Gleichbehandlungsprogramms weder beim Management noch beim Gleichbehandlungsbeauftragten eingegangen sind,
- ein Einschreiten des Gleichbehandlungsbeauftragten im abgelaufenen Berichtsjahr 2006 nicht erforderlich war.

Netzbereich Salzburg

Ein Bericht der Salzburger Landesregierung ist Ende Juli 2007 an die E-Control übermittelt worden.

Die Salzburg Netz GmbH hat mit Schreiben vom 15. März 2007 ihren Gleichbehandlungsbericht für Strom und Gas an die Regulierungsbehörde übermittelt. Das Gleichbehandlungsprogramm der Salzburg Netz GmbH ist auf ihrer Homepage als Download verfügbar. Gemäß Gleichbehandlungsbericht der Salzburg Netz GmbH werden die Inhalte des Gleichbehandlungsprogramms laufend kommuniziert. Auch die Mitarbeiter der Salzburg AG werden in die Schulungen eingebunden. Organisatorisch hat die Salzburg Netz GmbH als Kombinationsnetzbetreiber für Strom und Gas per 1. Jänner 2006 ihre operative Tätigkeit aufgenommen. Der Netzvertrieb erfolgt spartenübergreifend für die Bereiche Gas, Strom, Fernwärme, Wasser und Telekommunikation. Der Schutz wirtschaftlich sensibler Daten erfolgt durch EDV-technische Zugriffsberechtigungen auf einzelne Daten. Ein schriftliches Zugriffskonzept ist allerdings noch nicht vorhanden. Als Maßnahme zur Vermeidung von Diskriminierung im Zuge des Netzanschlussvertriebes wird ein österreichweit einheitlich gestaltetes Infoblatt beim ersten Kundenkontakt ausgehändigt.

Netzbereich Oberösterreich

Die oberösterreichische Landesregierung hat mit Schreiben vom 26. Juni 2007 einen zusammenfassenden Bericht gemäß oberösterreichischem EIWOG 2006 übermittelt. Darin gibt die oberösterreichische Landesregierung an, dass die zwei in Oberösterreich von der Berichtspflicht betroffenen Unternehmen einen Gleichbehandlungsbeauftragten bestellt und ein Gleichbehandlungsprogramm erstellt haben und dieses im

Internet veröffentlicht wurde. Weiters erfolgt durch die oberösterreichische Landesregierung eine kurze inhaltliche Beschreibung der Gleichbehandlungsprogramme und der von den Unternehmen gesetzten Maßnahmen. Von speziellen, im Rahmen der Überwachungspflicht der Landesregierung gesetzten Maßnahmen wird nicht berichtet.

Die vom Legal Unbundling betroffenen Unternehmen in Oberösterreich selbst – die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH und die Linz Strom Netz GmbH – haben der Behörde bislang keine Berichte übermittelt. Allerdings sind die Gleichbehandlungsprogramme und -berichte der betroffenen Unternehmen dem Schreiben der oberösterreichischen Landesregierung beigelegt.

Das Gleichbehandlungsprogramm der Energie AG Oberösterreich Netz GmbH enthält neben einer Darstellung der rechtlichen Situation, Bestimmungen zum Außenauftritt, zur Leistungserbringung durch Dritte, zur Position des Gleichbehandlungsbeauftragten, zur Kommunikation und Überwachung und zur Berichterstattung. Positiv hervorzuheben ist das Kapitel „Verhaltenskodex“ in dem für bestimmte Prozesse (Wechselprozess, Beziehungen zwischen Marktteilnehmern, Wahrung der Vertraulichkeit, Abrechnung, Neuanschluss und Ablesung) genaue Verhaltensanweisungen für Mitarbeiter geregelt sind.

Das Gleichbehandlungsprogramm der Linz Strom Netz GmbH umfasst Bestimmungen über Schulung, Überwachung, den Wechselprozess, Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern, Datenzugriff, Verhaltensanweisungen für Vertriebsmitarbeiter und Anweisungen für Mitarbeiter bei der Durchführung von potenziell diskriminierenden Prozessen (Neuanschluss, Rückgewinnungsaktionen, Datenabgleich und Übermittlung von Jahresverbrauchswerten).

Netzbereich Wien

Das Magistrat der Stadt Wien hat mit Schreiben vom 2. Juli 2007 den Unbundlingbericht gemäß Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 vorgelegt. Der Bericht bezieht sich nur auf die Wien Energie Stromnetz GmbH. Bezüglich der ebenfalls mit einer Konzession der Wiener Landesbehörden ausgestatteten VERBUND Austrian Power Grid AG wird nicht berichtet. Im Bericht erfolgt die Darstellung der Vorgangsweise bei der Gründung der Wien Energie Stromnetz GmbH. Des Weiteren berichtet das Magistrat der Stadt Wien, dass die Wien Energie Stromnetz GmbH den Gleichbehandlungsverantwortlichen benannt und ein Gleichbehandlungsprogramm aufgestellt habe. In dem Gleichbehandlungsprogramm finden sich Bestimmungen zu den Maßnahmen zur Umsetzung, Schulungsmaßnahmen und Überwachungsbestimmungen. Über die Zusammenfassung des Berichtes der Wien Energie Stromnetz GmbH hinausgehende Maßnahmen wurden vom Magistrat der Stadt Wien nicht gesetzt.

Die Wien Energie Stromnetz GmbH selbst hat der Behörde bislang keinen Bericht über Gleichbehandlungsmaßnahmen übermittelt.

Die VERBUND-Austrian Power Grid AG hat der E-Control mit Schreiben vom 5. Juni 2007 ihren Gleichbehandlungsbericht vorgelegt. Darin teilt das Unternehmen mit, dass ein Gleichbehandlungsprogramm aufgestellt und ein Gleichbehandlungsbeauftragter ernannt wurde. Des Weiteren finden sich Bestimmungen über die Verwendung und Aufbewahrung von wirtschaftlich sensiblen Daten, den Datenschutz und Informationsverwendung in den sogenannten Shared-Service-Bereichen und bei externen Dienstleistungsunternehmen.

Netzbereich Burgenland

Weder die Burgenländische Landesregierung noch die von den Unbundlingbestimmungen betroffenen Unternehmen haben der Behörde bislang über die getroffenen Maßnahmen berichtet.

Netzbereich Kärnten

Seitens der Kärntner Landesregierung und der zum Legal Unbundling verpflichteten Unternehmen sind bislang keine Berichte eingegangen.

Netzbereich Niederösterreich

Die Niederösterreichische Landesregierung hat mit Schreiben vom 9. Juli 2007 den Unbundlingbericht gemäß Niederösterreichischem Elektrizitätswirtschaftsgesetz an die E-Control übermittelt. Der Bericht behandelt die Unternehmen EVN Netz GmbH, die Wien Energie Stromnetz GmbH und die VERBUND-Austrian Power Grid AG. Im Bericht finden sich Bestimmungen hinsichtlich der Gleichbehandlungsprogramme und der Gleichbehandlungsverantwortlichen, der zur Umsetzung des Gleichbehandlungsprogramms getroffenen Maßnahmen in den Unternehmen und Regelungen für Überwachung und Außenauftritt der Netzbetreiber. Die Niederösterreichische Landesregierung berichtet weiters darüber, dass weder bei der Landesregierung noch bei den Gleichbehandlungsverantwortlichen der Unternehmen Beschwerden betreffend die Einhaltung der Bestimmungen der Gleichbehandlungsprogramme eingegangen sind.

Die EVN Netz GmbH hat mit Schreiben vom 21. Juni 2007 den Bericht des Gleichbehandlungsbeauftragten an die Regulierungsbehörde übermittelt. Die EVN Netz GmbH wurde 2005 gegründet. Nach Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen wurden die Teilbetriebe Stromnetz und Gasnetz in das Unternehmen eingebracht, welches das Strom- und Gasnetz als Kombinationsnetzbetreiber betreibt. Die EVN AG hat die für die Erfüllung der Aufgaben eines Gas- beziehungsweise Stromnetzbetreibers erforderlichen Liegenschaften und Infrastruktureinrichtungen und 1.505 Mitarbeiter in die EVN Netz GmbH übertragen. Das Unternehmen hat ein Gleichbehandlungsprogramm aufgestellt und einen Gleichbehandlungsbeauftragten benannt. Das Gleichbehandlungsprogramm regelt die Kommunikation der Bestimmungen des Programms, die Schulung der Mitarbeiter, die Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms und den Außenauftritt der Gesellschaft.

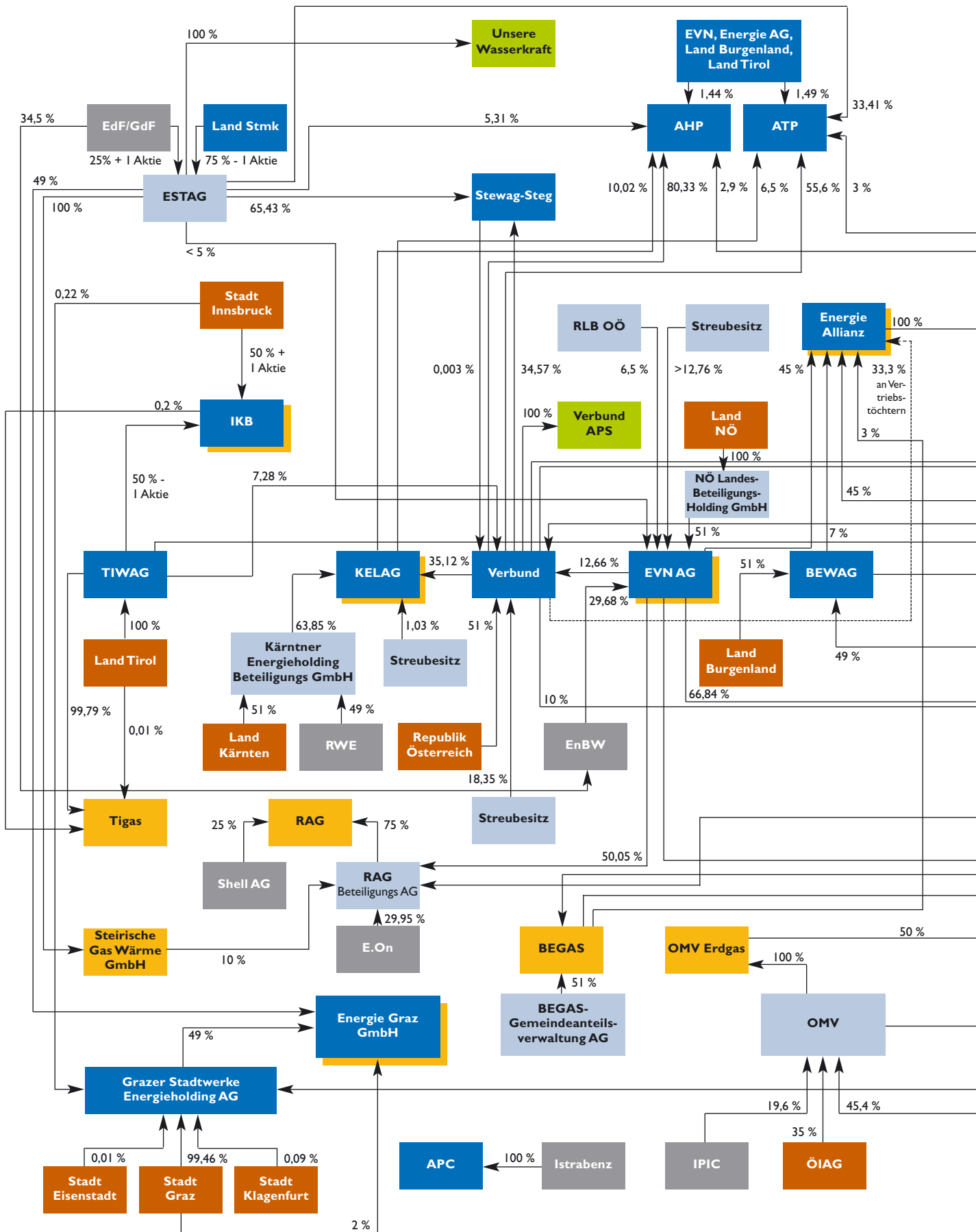
Netzbereich Steiermark

Die Steiermärkische Landesregierung hat mit Schreiben vom 19. Juni 2007 den Unbundlingbericht gemäß Steiermärkischem Elektrizitätswirtschaftsgesetz an die E-Control übermittelt. Sie berichtet darin, dass in der Steiermark zwei Unternehmen zum Legal Unbundling verpflichtet sind und die Konzessionen zum Betrieb eines Gasnetzes bescheidmäßig an die zwei neu gegründeten Netzgesellschaften übertragen wurden. Beide Unternehmen haben einen Gleichbehandlungsbeauftragten bestellt, ein Gleichbehandlungsprogramm erstellt und der Steiermärkischen Landesregierung den jeweiligen Gleichbehandlungsbericht vorgelegt. Bei der Umsetzung der Gleichbehandlungsprogramme wurde laut Steiermärkischer Landesregierung besonderes Augenmerk auf die Vermittlung der zwingenden Notwendigkeit der Gleichbehandlung aller Netzkunden beim Netzanschluss, Netzzugang, beim Ablauf von Störungsbehebungen, bei der Festlegung von Eigentumsgrenzen und der Behandlung vertraulicher Daten gelegt. Über die inhaltliche Wiedergabe der Gleichbehandlungsberichte und -programme hinausgehende Maßnahmen wurden von der Steiermärkischen Landesregierung nicht gesetzt.

Die Stromnetz Graz GmbH & Co KG hat am 29. März 2007 den Gleichbehandlungsbericht 2006 an die E-Control übermittelt. Der Gleichbehandlungsbericht enthält Bestimmungen über die Organisation, die Gleichbehandlungsstelle, gesetzte Maßnahmen zur Umsetzung des Gleichbehandlungsprogramms, für die Schulung, den Schutz wirtschaftlich sensibler Informationen, Maßnahmen für einen getrennten Außenaustritt und die Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms.

Die Stromnetz Steiermark GmbH hat seinen Gleichbehandlungsbericht am 30. März 2007 an die E-Control übermittelt. Im Bericht finden sich organisatorische Bestimmungen über die Gründung der Netzgesellschaft, Maßnahmen zur Umsetzung und Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms und Richtlinien für elektronische Zugriffsberechtigungen auf Abrechnungs- und Energiedatenmanagementprogramme. Laut Bericht sind an den Gleichbehandlungsbeauftragten keine Problemfälle bei der Umsetzung des Gleichbehandlungsprogramms herangetragen worden.

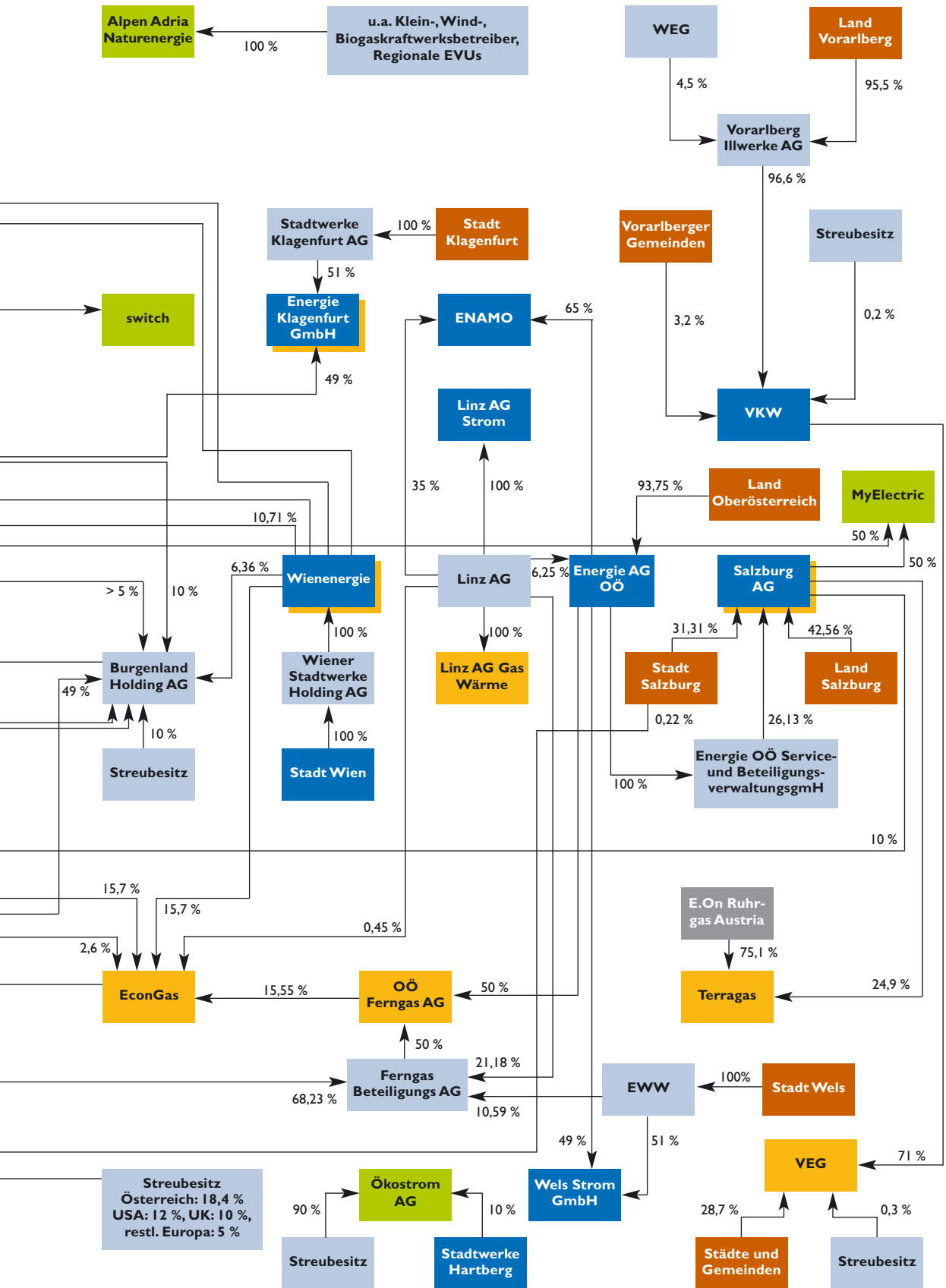
→ Eigentümerstruktur im österreichischen Strom- und Gasmarkt



Quelle: E-Control; Stand Juli 2007

Abbildung 69

■ Vertriebsfirmen/Neue Lieferanten ■ öffentliche Beteiligung ■ österreichische Beteiligung ■ ausländische Beteiligung ■ Strom ■ Gas ■ Strom + Gas



125



	Seite		Seite		
Abbildung 1:	Marktregionen in Europa	21	Abbildung 23:	Jahresüberschuss absolut und in Prozent des Umsatzes	53
Abbildung 2:	Mitglieder in der Gas Regionalen Initiative Süd-Südost Europa	22	Abbildung 24:	Rentabilitätskennzahlen auf EBIT-Basis 2001 bis 2006	53
Abbildung 3:	Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in der EU-25	25	Abbildung 25:	Marktanteile vs. Rohmarge ausgewählter Lieferanten	54
Abbildung 4:	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoinlandsstromverbrauch der EU-25	25	Abbildung 26:	Lieferantenwechsel im Strommarkt	58
Abbildung 5:	Erreichtes und zusätzliches Potenzial erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung in der EU	26	Abbildung 27:	Industriestrompreisentwicklung	59
Abbildung 6:	Entwicklung der Durchschnittsvergütung und des Marktpreises von 2003 bis 2007	27	Abbildung 28:	Entwicklung der Börsen- und Energielieferpreise für Industriekunden	59
Abbildung 7:	Aufbringung und Verwendung 2006	36	Abbildung 29:	Industriestrompreise im europäischen Vergleich	60
Abbildung 8:	Exporte und Import	37	Abbildung 30:	Entwicklung des Strom-VPI	61
Abbildung 9:	Österreichische Jahreserzeugung 2006	37	Abbildung 31:	Mehraufwendungen für Ökoenergie	62
Abbildung 10:	Großhandelspreise 2006 Forward vs. Spot	38	Abbildung 32:	Mehraufwendungen für Ökoenergie vs. Energiepreis für Haushaltskunden	62
Abbildung 11:	Großhandelspreise im Vergleich zu Primärenergieträgerpreisen	39	Abbildung 33:	Entwicklung der Haushaltsstrompreise 1996 bis 2007	63
Abbildung 12:	Gehandelte Spotmengen vs. Marktanteile 2006	40	Abbildung 34:	Preisvergleich Local Player vs. günstigster Anbieter	64
Abbildung 13:	Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Ost	42	Abbildung 35:	Preisdifferenz Local Player vs. günstigster Lieferant	65
Abbildung 14:	Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen	43	Abbildung 36:	Haushaltstrompreise im europäischen Vergleich	66
Abbildung 15:	Konzentration im österreichischen Strommarkt	45	Abbildung 37:	Aufbringung und Verwendung von Erdgas in Österreich im Jahr 2006	68
Abbildung 16:	Trade-off	48	Abbildung 38:	Gasflüsse im Jahr 2006	69
Abbildung 17:	Anteil an den Werbeausgaben	49	Abbildung 39:	Ausbau des Transitsystems	71
Abbildung 18:	Werbeausgaben der Unternehmen der EnergieAllianz, der restlichen Landesgesellschaften und der neuen Anbieter	49	Abbildung 40:	Netznutzungstarife Ebene 2	75
Abbildung 19:	Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen im Vergleich	50	Abbildung 41:	Netznutzungstarife Ebene 3	76
Abbildung 20:	Umsatzentwicklung nach Unternehmensbereich	51	Abbildung 42:	Zugang Österreichs zu Gasreserven	81
Abbildung 21:	Umsatzanteile je Tätigkeitsbereich	52	Abbildung 43:	Erdgasimporte nach Österreich 2006	82
Abbildung 22:	Umsatzanteile nach Unternehmensbereich	53	Abbildung 44:	Vergleich Gasimportpreis mit Heizöl Leicht	84
			Abbildung 45:	(Brutto-)Gasaufkommen in Österreich 2006	84
			Abbildung 46:	Registrierte und aktive Händler am CEGH	86

	Seite		Seite
Abbildung 47: Konzentrationssituation am CEGH	86	Tabelle 1: Übersicht über die Rückmeldungen und Maßnahmen der Landesregierungen	32
Abbildung 48: Gehandelte Volumina und physikalischer Durchfluss am CEGH	87	Tabelle 2: Korrelationsmatrix täglicher Spotpreise 2006	41
Abbildung 49: Monatliche Churn-Rate am CEGH	88	Tabelle 3: Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt	44
Abbildung 50: CEGH im Vergleich mit anderen Hubs in Europa	89	Tabelle 4: Gaskennzahlen Österreich 2006	68
Abbildung 51: Verfügbare Speicherentnahmeleistung in Österreich bis 2010	92	Tabelle 5: Sonstige Transporte – Transportfälle	74
Abbildung 52: Einspeicherung und Entnahme 2006	95	Tabelle 6: Reduzierung der Netztarife in den einzelnen Netzbereichen	75
Abbildung 53: Speicherpreise für Standarddienstleistung in Österreich	95	Tabelle 7: Naturgasproduktion in Österreich 2006	83
Abbildung 54: Ausgleichsenergiemengen in 2006	98	Tabelle 8: Speicherkapazitäten in Österreich 2007	91
Abbildung 55: Preisentwicklung auf dem Ausgleichsenergiemarkt	99	Tabelle 9: Ausbauprojekte RAG AG	93
Abbildung 56: Aufteilung des Erdgasverbrauchs (Gasjahr 2005/2006)	100	Tabelle 10: Übersicht Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit	103
Abbildung 57: Anteiliger Werbeaufwand der Erdgasunternehmen	101	Tabelle 11: Preiserhöhungen seit 1. September 2006	106
Abbildung 58: Werbeausgaben der Gasunternehmen	102	Tabelle 12: Preissenkungen per 1. Juli 2007	107
Abbildung 59: Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen	103	Tabelle 13: Kraftwerksausbauprojekte in Österreich	112
Abbildung 60: Industriegaspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich	104	Kasten 1: One-Stop-Shop-Serviceanbieter	74
Abbildung 61: Zusammensetzung des Gesamtgaspreises	105	Kasten 2: Projekte zur Erweiterung der Bezugsmöglichkeiten für den österreichischen Gasmarkt	82
Abbildung 62: Aufwendungen für einen durchschnittlichen Haushaltskunden beim Local Player	106		
Abbildung 63: Vergleich Erdgasimportpreisindex und Gas-VPI	107		
Abbildung 64: Vergleich Erdgasimportpreis mit Energiepreis	108		
Abbildung 65: Haushaltsgaspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich	108		
Abbildung 66: Lieferantenwechsel im Gasmarkt	109		
Abbildung 67: Einsparungen bei einem Wechsel vom Local Player zum günstigsten Anbieter	110		
Abbildung 68: Bruttoinlandsstromverbrauch und Gesamtenergieverbrauch 1990 bis 2020	117		
Abbildung 69: Eigentümerstruktur im österreichischen Strom- und Gasmarkt	124		

