



E-CONTROL

# Marktbericht | 2004







→ 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 2004

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

Druck: Stiepan Druck GmbH

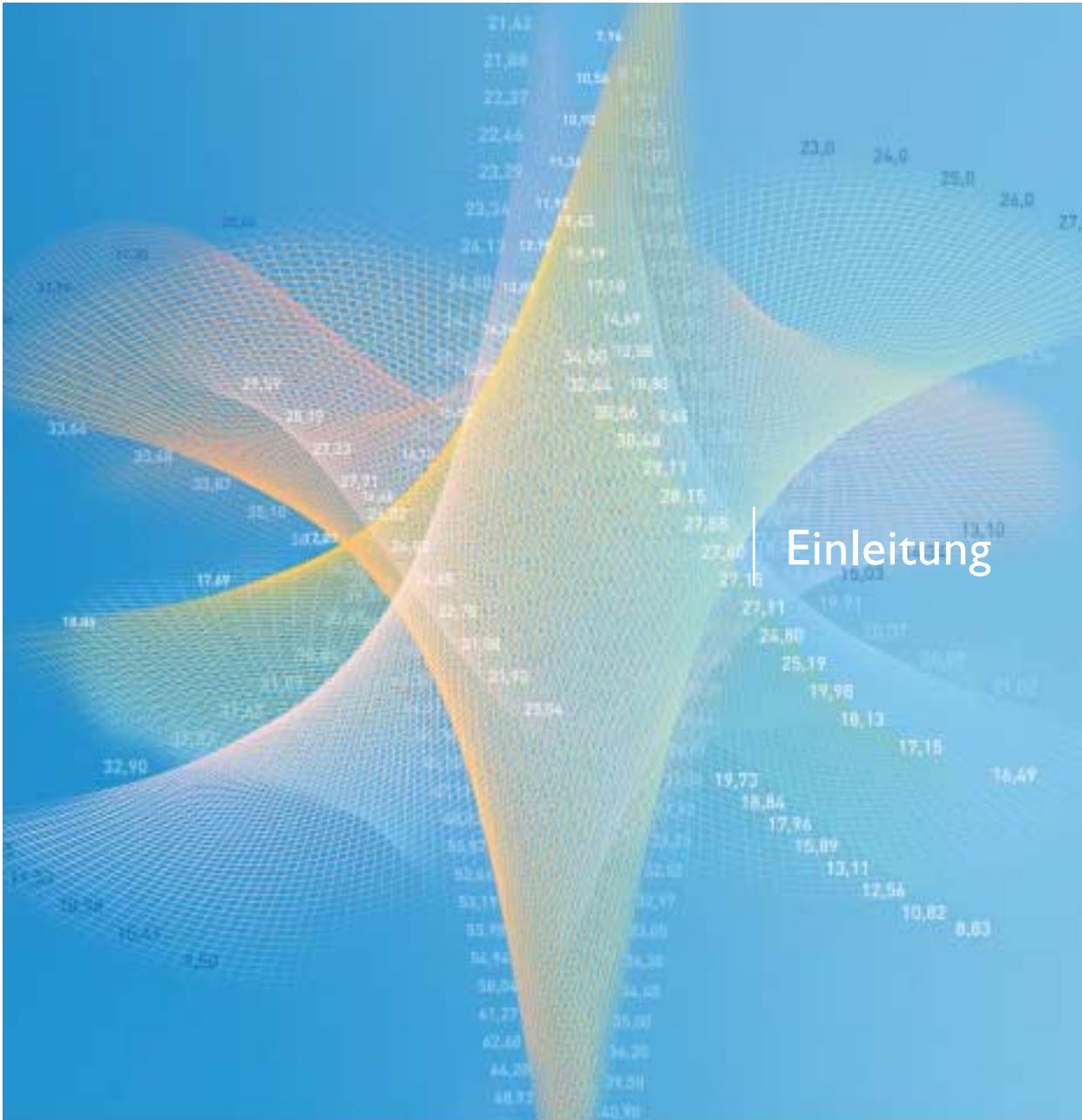
© Energie-Control GmbH 2004

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.



<b>Einleitung</b>	<b>7</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>8</b>
<b>Ausgangslage und Rahmenbedingungen</b>	<b>13</b>
<b>Gesamtwirtschaftliche Bedeutung von Strom und Erdgas</b>	<b>14</b>
<b>Einflussgrößen auf den Strom- und Erdgasverbrauch</b>	<b>16</b>
<b>Rechtliche Rahmenbedingungen</b>	<b>20</b>
Binnenmarktrichtlinien	21
EIWOG-Novellierung	21
Europäisches Wettbewerbsrecht	22
Emissionshandelsrichtlinie	23
Wasserrahmenrichtlinie	25
<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerung</b>	<b>27</b>
<b>Marktstruktur</b>	<b>29</b>
<b>Marktstruktur Strom</b>	<b>30</b>
Überblick über die relevanten Strommärkte	30
Der Großhandelsmarkt – die zentrale Drehscheibe	32
Markt für Ausgleichsenergie – ein wichtiges Nebenprodukt	34
Anbieterstruktur	35
<b>Marktstruktur Erdgas</b>	<b>42</b>
Kurzdarstellung der relevanten Erdgasmärkte	42
Großhandelsmarkt	44
Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas in der Regelzone Ost	47
Struktur Speichermarkt in der Regelzone Ost	48
<b>Markteintrittsbarrieren am österreichischen Strom- und Erdgasmarkt</b>	<b>49</b>
Markteintrittsbarrieren am österreichischen Strommarkt	49
Markteintrittsbarrieren am österreichischen Erdgasmarkt	53
<b>Marktkonzentration im Strom- und Erdgasmarkt</b>	<b>59</b>
Konzentration des österreichischen Strommarktes	61
Konzentration des österreichischen Erdgasmarktes	64
<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerung</b>	<b>66</b>

<b>Marktverhalten</b>	<b>67</b>
<b>Strategisches Verhalten von Strom- und Erdgasunternehmen</b>	<b>68</b>
Strategisches Verhalten von Stromunternehmen	68
Strategisches Verhalten von Erdgasunternehmen	82
Strategisches Verhalten von Strom- und Erdgasunternehmen	83
<b>Werbeaktivitäten österreichischer Strom- und Erdgasunternehmen</b>	<b>86</b>
Werbeaktivitäten im Strombereich	88
Werbeaktivitäten im Erdgasbereich	90
Vergleich der Werbeausgaben im Strom- und Erdgasbereich	91
<b>Haustürgeschäfte</b>	<b>94</b>
<b>Multi Utility</b>	<b>94</b>
<b>Nachfragereaktion Endkundenmarkt</b>	<b>95</b>
<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerung</b>	<b>100</b>
<b>Marktergebnis</b>	<b>101</b>
<b>Preisentwicklungen am Strom- und Erdgasmarkt</b>	<b>102</b>
Preisentwicklungen am Strommarkt	102
Preisentwicklungen am Erdgasmarkt	120
Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas	134
<b>Konvergenzentwicklung der Strom- und Erdgasmärkte</b>	<b>138</b>
<b>Entwicklungen auf der Kundenseite</b>	<b>139</b>
Auswirkungen im ersten Liberalisierungsjahr im Strom- und Erdgasmarkt	139
Auswirkungen in den ersten zwei Jahren der Liberalisierung im Strommarkt	141
<b>Entwicklung der Unternehmensperformance</b>	<b>143</b>
<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerung</b>	<b>146</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>147</b>



Einleitung



Der 1. Oktober 2004 war für den österreichischen Strommarkt der dritte und für den Erdgasmarkt der zweite Jahrestag ihrer vollständigen Liberalisierung. Der vorliegende Bericht 2004 stellt die Fortschritte und Entwicklungen im Strom- und Erdgasmarkt dar.

Mit der heuer in Kraft getretenen Novelle der **Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt-richtlinie** sollen die europaweit identifizierten **Haupthindernisse** für einen voll funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt **beseitigt** werden. Die größten Anpassungen ergaben sich hinsichtlich der Netzzugangsregeln, der Tarifierungs- und Unbundlingbestimmungen und der unterschiedlichen Marktöffnungsgrade in den verschiedenen Mitgliedstaaten. Da in Österreich die rechtliche Umsetzung der Liberalisierung bereits weit fortgeschritten war, ergab sich lediglich im Elektrizitätsbereich für die Unbundlingvorschriften größerer Anpassungsbedarf im EIVOG. Im Bereich der Elektrizitätserzeugung führen zwei weitere EU-Richtlinien zu nachhaltigen Änderungen: Ab 1. Jänner 2005 haben thermische Kraftwerke aufgrund des Bedarfs von **CO<sub>2</sub>-Zertifikaten** mit veränderten Produktionsbedingungen und Wasserkraftwerke aufgrund der **Wasserrahmenrichtlinie** mit Erschwernissen beim Bau sowie mit Adaptierungen bei bestehenden Erzeugungsanlagen zu rechnen.

Mit der Liberalisierung des Strom- und Erdgasmarktes wurden die vormals integrierten Versorgungsmärkte entlang der Wertschöpfungskette in Einzelmärkte aufgespalten: Die jeweils wichtigsten wettbewerblich organisierten Märkte in Österreich sind der Markt für Erzeugung, Großhandel, Ausgleichsenergie, Größt-, Groß- und Kleinkunden sowie zusätzlich im Erdgasbereich der Markt für Speicherdienstleistungen.

Die Funktionsfähigkeit des Großhandels- und Ausgleichsenergiemarktes spielt in einem liberalisierten Strom- und Erdgasmarkt eine zentrale Rolle. Diese Märkte liefern wichtige Vorprodukte für die Belieferung von Endkunden. Fehlfunktionen, räumliche Segmentierung bzw. die oftmals damit einhergehende dominante Stellung eines Unternehmen in diesen Märkten bilden Markteintrittsbarrieren, welche die Integration der Endkundenmärkte wesentlich hemmen.

Im **Elektrizitätsbereich** haben gut ausgebaute Transportverbindungen im Westen bereits einen Großhandelsmarkt mit Deutschland und der Schweiz entstehen lassen. Als Hindernis für die Festigung und Ausdehnung des Großhandelsmarktes auf weitere Nachbarländer gelten – neben fehlenden Kapazitäten grenzüberschreitender Leitungen – die vielfältigen, oft nicht marktbasierenden Methoden der Vergabe bereits bestehender Leitungskapazitäten. Die im Jahr 2004 in Kraft getretene Verordnung der EU-Kommission sollte im Bereich der Vergabeverfahren und der Transparenz von Verbindungskapazitäten wesentliche Verbesserungen bringen. Auch die Ausdehnung der Grenzen des Ausgleichsenergiemarktes über die Regelzone hinweg wäre im Elektrizitätsbereich grundsätzlich möglich, hierzu bedarf es jedoch noch einer Reihe von Harmonisierungsschritten der Regelzonenverantwortlichen. Die Segmentierung der Vorleistungsmärkte sowie unterschiedliche Rahmenbedingungen begrenzen für Endkunden – außer für Größtkunden – den Elektrizitätsmarkt auf Österreich. Die Bildung **regionaler Elektrizitätsmärkte** durch bessere **Verknüpfung der nationalen Netze** und **Zusammenführung der Ausgleichsenergiemärkte** ist der nächste Schritt zur Verwirklichung eines Binnenmarktes.



Im **Gasbereich** ist die Etablierung einer organisierten Handelsplattform in Form eines Gashubs technisch durch die Central European Gashub GmbH vorbereitet, doch wird sie, abgesehen von den Versteigerungen im Rahmen des Gas-Release-Programms, nicht genutzt. Die größten Hindernisse bei der Entwicklung zu einem liquiden Großhandelsplatz an einem Gashub in Österreich stellen das Anbieteroligopol der Gasproduzenten dar, weiters auch die zumeist in Langfristverträgen mit Bestimmungslandklauseln gebundenen Erdgasmengen und das intransparente Tarif- und Kapazitätsbuchungssystem für den grenzüberschreitenden Transport auf Fernleitungen. Eine Art kurzfristiger Erdgashandel findet im Ausgleichsenergiemarkt statt. Die **Entwicklung eines liquiden Spotmarktes** – getrennt vom Ausgleichsenergiemarkt – mit verschiedenen Produkten sowie transparente, harmonisierte und diskriminierungsfreie **Regeln für grenzüberschreitende Fernleitungssysteme** würden die Funktionsfähigkeit des gesamten Erdgasmarktes verbessern. Ein kleiner Fortschritt im Großhandelsbereich wurde durch die Aufhebung der Bestimmungslandklausel in Verträgen zwischen Gazprom und dem italienischen Erdgasunternehmen Eni erreicht. Für Endkunden sind die Marktgrenzen trotz Voll liberalisierung auf die Regelzone begrenzt. Im Netzbereich von VEG und Tigas findet aufgrund der fehlenden Anbindung an die Regelzone Ost, des de facto nicht möglichen Zugangs über das deutsche Gasnetz und der dadurch fehlenden alternativen Anbieter kein Wechsel statt. Da ein Netzzugang über Deutschland zu kostenorientierten Tarifen zur Zeit nicht möglich ist, kann nur durch die innerösterreichische **Leistungsverbindung zwischen der Regelzone Tirol und der Regelzone Ost** ein Lieferantenwechsel auch für Tiroler Gaskunden gewährleistet werden.

Als neue, von den ansässigen Unternehmen unabhängige Anbieter am Endkundenmarkt sind im Strombereich die EnBW, Ökostrom AG und Alpen Adria Naturenergie AG sowie im Gasbereich die CE Oil and Gas Trading GmbH zu erwähnen. Ausländische Unternehmen sind zum Großteil über Beteiligungen, aber kaum durch eigene Unternehmen in Österreich präsent. Der hohe öffentliche Eigentumsanteil an den Strom- und Erdgasunternehmen hat sich auch nach der Liberalisierung nicht geändert. Strategische Unternehmensziele werden weiterhin vielfach von den öffentlichen Eigentümern vorgegeben.

Auf die veränderten Marktgegebenheiten reagieren die Unternehmen im Strom- und Gasmarkt nach wie vor mit **Zusammenschlüssen und Kooperationen**. Mit dem Verkauf der Verbundanteile an der APC an die Istrabenz Energetzki Sistemi, d.o.o. wurde die Schlüsselaufgabe zur Verwirklichung der österreichischen Stromlösung erfüllt. Mit Istrabenz wurde im Elektrizitätsmarkt ein Anbieter im Großkundenmarkt dazugewonnen. Gleichzeitig reduzierte der Zusammenschluss von EVN AG, Wien Energie GmbH, Energie AG Oberösterreich, BEWAG, Linz AG und Verbund zur Energie Austria die Anbietervielfalt im Großhandels- und Großkundenmarkt merklich. Damit stieg – wie bereits im Erdgasbereich mit Gründung der Econgas – auch im Elektrizitätsbereich die Konzentration sowohl in den Vorleistungs- als auch den Endkundenmärkten deutlich an. Mit Energieallianz, Econgas und Energie Austria besteht in Österreich eine horizontal und vertikal vollständig integrierte Unternehmensgruppe mit bedeutender Marktmacht. Die **Überwachung der Erfüllung der Auflagen** aus den Zusammenschlussverfahren sowie **regelmäßige Berichte über die Auswirkungen** dieser

Zusammenschlüsse sollten die wettbewerblichen Kräfte in Österreich sichern.

Für Elektrizitätsunternehmen sind seit der neuen Ökostromgesetzgebung offensichtlich hinreichend Anreize gegeben, verstärkt in diesem geförderten und wettbewerblich geschützten Erzeugungsbereich aktiv zu sein. Hinsichtlich der Produktpolitik versuchen die meisten etablierten österreichischen Unternehmen, sich auch in anderen Versorgungsbereichen zu etablieren und so vermutete Vorteile in der Vermarktung, u. a. durch den erhöhten Bekanntheitsgrad oder durch Multi-Utility-Produkte, zu nutzen. Die Synergien werden nicht nur durch die Zusammenlegung von Strom- und Erdgasgeschäft gesucht, wie im Fall von Energieallianz und ihrer Beteiligungen an der Energie Austria und Eon-gas, sondern auch mit anderen typischen Versorgungsdienstleistungen (u.a. Wasser, Wärme, Abfall und Telekommunikation). Neben diesen Diversifizierungsbestrebungen suchen einige österreichische Unternehmen ihren Erfolg auch im Rückzug zum Kerngeschäft.

Inzwischen nehmen durchwegs alle größeren österreichischen Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen die Chancen der Liberalisierung wahr, indem neue Märkte im Ausland erschlossen werden. Ein strategischer Alleingang der Incumbents im angestammten Inlandmarktsegment außerhalb ihres ursprünglichen Versorgungsgebiets wird hingegen kaum unternommen. Auch die zurückgegangenen Werbeaktivitäten, sowohl im Elektrizitäts- als auch im Erdgasbereich, deuten auf geringes Engagement im Inland hin. Strom- und Erdgaswerbung wird in erster Linie zur Imagepflege verwendet und weniger zur Information der Kunden über Produktqualität oder -preis. Neue Anbieter haben mit dem verstärkten Einsatz von Haustürgeschäften ihre

Werbeausgaben ebenfalls deutlich gesenkt. Bei der Vermarktung ihrer Produktpalette für Kleinkunden wählt ein Großteil der Energieunternehmen einen Multi-Utility-Ansatz, zumindest für die Bereiche Strom und Erdgas.

Der **Großhandelsmarkt für Strom** konnte in Österreich, Deutschland und der Schweiz seine Position sowohl im bilateralen als auch im börsenorganisierten Handel festigen. So hat sich sowohl die Anzahl der Händler als auch das Handelsvolumen an der EEX in Leipzig kontinuierlich erhöht. Im Jahr 2003 stiegen die Preise am Spotmarkt sowohl durch angebots- als auch durch nachfrageseitige Ereignisse stark an. Im Laufe des Jahres 2004 stabilisierten sich die Preise wieder und lagen Mitte des Jahres 2004 unter dem Vorjahreswert. Im Allgemeinen zeichnet sich jedoch nach dem anfänglichen Einbruch der Spotmarktpreise zu Liberalisierungsbeginn ein **steigender Trend der Großhandelspreise** ab. Die Forwardpreise befinden sich seit 2003 im Steigen, wofür sich zum Teil die Teuerung der Primärenergieträger und die erwartete Kostenbelastung durch den CO<sub>2</sub>-Zertifikatshandel verantwortlich zeigen. Inwieweit Letztere zu einem tatsächlichen Anstieg der zentraleuropäischen Großhandelspreise führen, bleibt abzuwarten.

Sowohl für Stromgroß- als auch für -kleinkunden sind die Energiepreise im letzten Jahr gestiegen. Neben der Weitergabe von gestiegenen Großhandelspreisen und der Mehrbelastung durch die neue Ökostromgesetzgebung dürfte wohl auch die **gesunkene Wettbewerbsintensität** Preiserhöhungen bewirkt haben. Bei den Industriekunden stellen die Elektrizitätsunternehmen zudem vermehrt auf rationalere Preisgestaltung um. Gegenwärtig werden keine Angebote mehr unter Großhandelspreisniveau gelegt. Die Indus-

triepreise Österreichs haben sich inzwischen Richtung europäisches Mittelfeld gesenkt. Auffallend war, dass es mit der behördlichen Senkung der Stromnetztarife Ende 2003 für Kleinkunden kaum Veränderungen des Gesamtpreises gab, da die meisten Stromlieferanten die Energiepreise im gleichen Ausmaß erhöhten. Im Kleinkundengeschäft weist die Differenz zwischen Stromeinkaufs- und Verkaufspreis eine große Streuung auf. Während bei einigen Unternehmen die Energieverkaufspreise deutlich über dem Großhandelspreisniveau liegen, ist diese Preisdifferenz bei manchen österreichweit anbietenden Unternehmen deutlich niedriger bis negativ. Die steigenden Großhandelspreise in den letzten zwei Jahren haben die Unternehmensergebnisse, insbesondere für Elektrizitätsunternehmen mit niedrigen Erzeugungskosten, deutlich gesteigert. Die **Margen und deren Spreizung** gelten als wichtiger Indikator für Entwicklung des Wettbewerbs, ihre Beobachtung gewinnt zunehmend **an Bedeutung**.

Die Entwicklung des **Erdgaspreises** wird weniger vom Gas-zu-Gas-Wettbewerb, sondern vor allem von der Preisentwicklung seines wichtigsten Substitutes – **Rohöl** – **geprägt**. Veränderungen der Rohölpreise spiegeln sich zeitverzögert in den Erdgasimportpreisen und in weiterer Folge in den Endkundenpreisen für Erdgas wider. Ähnlich wie im Kleinkundenbereich für Strom lässt sich auch bei Erdgas beobachten, dass Preiserhöhungen im Einkauf regelmäßig zumindest an Kleinkunden **weitergegeben** werden, **Preissenkungen** jedoch **nicht** im gleichen Ausmaß. Den Industriekunden brachte die Liberalisierung zwar Preissenkungen, doch zählen die Industriepreise im europäischen Vergleich noch immer zu den höchsten. Anfang 2004 sind die Gesamterdgaspreise durch die Erhöhung der Energieabgabe gestiegen.

Der Hauptgrund für einen Lieferantenwechsel ist, sowohl bei Gas- als auch bei Stromkunden unverändert, der Preis bzw. die Ersparnisse. Die Bereitschaft der Stromkunden zu wechseln ist im Jahr 2004 erneut gesunken, bei den Gaskunden blieb sie auf niedrigem Niveau. Die beiden vollliberalisierten leitungsgebundenen Energiemärkte stellen sich für den Großteil der Abnehmer im Vergleich zu anderen liberalisierten Märkten wenig flexibel dar. Obwohl beispielsweise im Erdgasbereich nennenswerte Energiepreiseinsparungen möglich sind, zeigt das Kleinkundengeschäft wenig Dynamik. Im Strommarkt haben in den ersten beiden Jahren 1,5 % der Haushaltskunden gewechselt, während fast jeder Großabnehmer entweder den Versorger gewechselt oder seinen Vertrag aktiv neu verhandelt hat. **Belebung im Endkundengeschäft** würde die **zentrale Bereitstellung wechselrelevanter Kundeninformationen** bringen, besonders über Neuanschlüsse, günstigere Netzentgelte über **Effizienzverbesserungen im Netzbetrieb** und die **sorgfältige Überwachung** der Einhaltung von **Unbundlingvorgaben**.





# Ausgangslage und Rahmenbedingungen



Im Jahr 2003 wurden in Österreich von Endkunden 60.794 GWh elektrische Energie und 8.911 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas verbraucht. Elektrische Energie und Erdgas sind wesentliche Energieträger für Österreichs Haushalte und Unternehmen. Betrachtet man den gesamten energetischen Endverbrauch in Österreich, so stammen laut Statistik Austria im Jahr 2002 knapp 19,8 % des energetischen Endverbrauchs aus Strom und rd. 14,3 % aus Erdgas<sup>1</sup>. Erdgas und Strom deckten im Jahr 1970 gemeinsam nur 20 % des energetischen Endverbrauchs. Dieser Anteil hat sich inzwischen auf rd. 35 % erhöht. Die flüssigen fossilen Energieträger, die vorrangig im Straßenverkehr benötigt werden, hatten im Jahr 2002 einen Anteil von gut 45 %, im Jahr 1970 betrug dieser noch rd. 52 % (Abbildung 1).

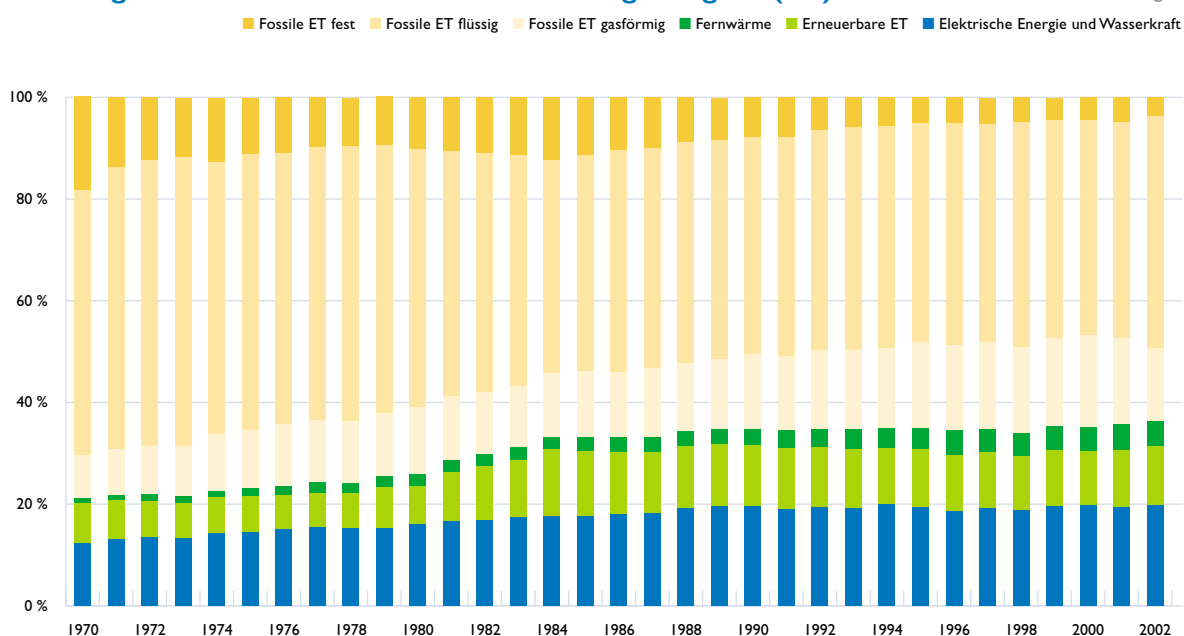
Gesamtwirtschaftlich betrachtet stellen die Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, deren Wert-

schöpfung im Jahr 2002 rd. € 3,9 Mrd. erreichte, einen bedeutenden Wirtschaftssektor dar. Entsprechend der hohen Versorgungsdichte im Elektrizitätssektor hat diese mit € 3,5 Mrd. einen deutlich größeren Teil erwirtschaftet. Die gesamte österreichische Nahrungs-, Genussmittel- und Getränkeindustrie erwirtschaftete im selben Zeitraum € 3,7 Mrd.

Setzt man die österreichische Elektrizitätswirtschaft in Relation zu anderen europäischen Staaten, so wird jedoch deren verhältnismäßig kleine Rolle in der Europäischen Union deutlich: Alleine die Elektrizitätsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland erwirtschafteten im Jahr 2000 gut 20 % aller Elektrizitätsumsätze in den (damals 15) Mitgliedsländern der Europäischen Union (siehe Abbildung 2). Kumuliert man die Umsatzzahlen Deutschlands, Frankreichs, Italiens und Großbritanniens, so zeigt sich, dass die Unternehmen dieser vier Länder

## → Energieverbrauch in Österreich nach Energieträgern (ET) 1970–2002

Abbildung 1



Quelle: Statistik Austria

<sup>1</sup> Fossile Energieträger (ET) Gas ohne Gicht- und Kokereigas, Fossile Energieträger (ET) fest mit Gicht- und Kokereigas

70 % der Elektrizitätsumsätze in der gesamten Europäischen Union erwirtschaftet haben. Gleiche Größenverhältnisse ergeben sich bei Betrachtung der Anteile der Beschäftigten und der Investitionen.

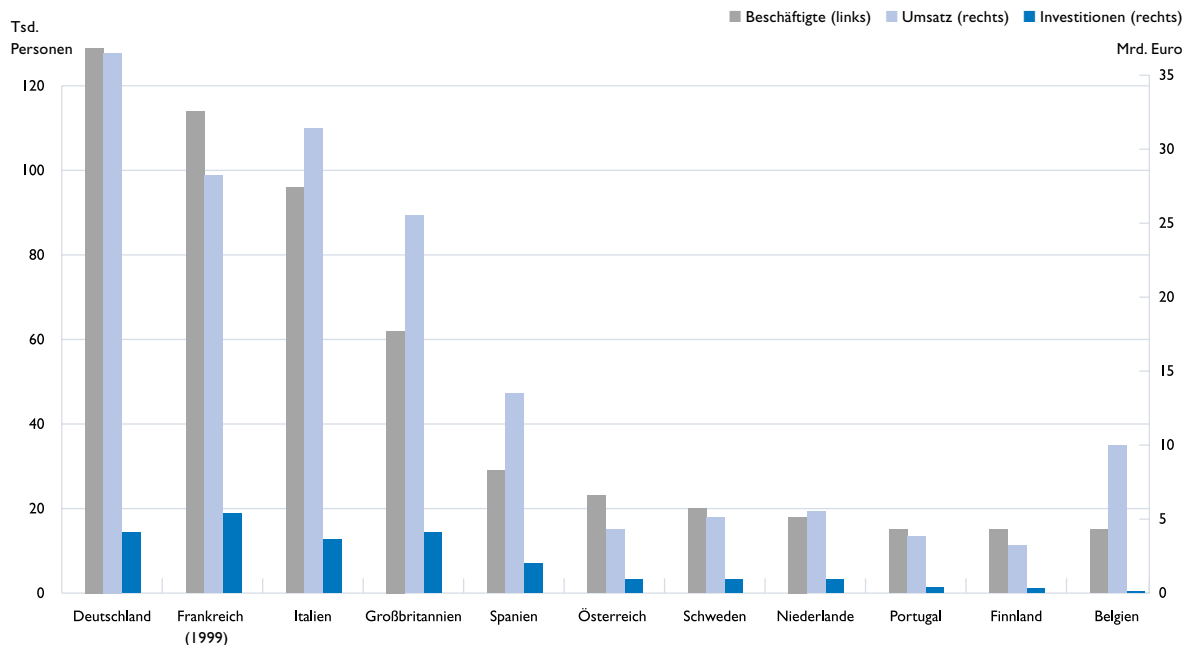
Strom und Erdgas erbringen unverzichtbare Vorleistungen und Inputs, sowohl für Prozesse zur Erstellung von Produkten und Dienstleistungen als auch für deren Verbrauch. Betrachtet man den Endverbrauch von elektrischer Energie nach österreichischen Wirtschaftssektoren, so zeigt sich, dass die größten Strommengen im Metall-, Papier- und Druck-, Fahrzeug- und Maschinenbausektoren sowie von der Chemie und Petrochemie benötigt werden (Abbildung 3). Die genannten Wirtschaftssektoren verbrauchen bereits 70 % des Stromes im produzierenden Bereich. In Abbildung 3 spiegelt sich auch die Verschiebung des Schwerpunktes der österreichischen Wirtschaft hin zum Dienstleistungs-

sektor wider. Während für öffentliche und private Dienstleistungen (inkl. der Verkehrsdienstleistung) 1970 rd. 15 % des Stromes in Österreich verbraucht wurden, hat sich dieser Anteil bis 2002 auf rd. 30 % verdoppelt. Der Anteil der Haushalte (inkl. Landwirtschaft) am österreichischen Stromverbrauch ist ebenfalls beachtlich gestiegen: von 19 % im Jahr 1970 auf gut 31 % im Jahr 2002.

Der Anteil von Erdgas am energetischen Endverbrauch in den österreichischen Wirtschaftssektoren ist insgesamt geringer als jener von elektrischer Energie. Die größten Erdgasmenngen benötigen Metall-, Papier- und Druck-, Chemie- sowie die Nahrungs- und Genussmittelindustrie (Abbildung 4). Der Anteil dieser Wirtschaftssektoren am Erdgasverbrauch im produzierenden Bereich betrug in den letzten Jahren rd. 60 %. Der Anteil der Haushalte (inkl. Landwirtschaft) am österreichischen Erdgasver-

→ Wirtschaftsfaktor Strom in Europa, 2000

Abbildung 2



Quelle: Eurelectric, VDEW, E-Control



brauch ist von 1970 bis 2002 kräftiger gestiegen als jener für elektrische Energie – von 12 % im Jahr 1970 auf knapp 45 % im Jahr 2002.

Strom und Erdgas nehmen daher nicht nur in der Herstellung von Produkten, sondern auch bei deren Verbrauch eine wichtige Rolle ein. Betrachtet man den energetischen Endverbrauch eines durchschnittlichen „standardisierten“ österreichischen Haushaltes (siehe Abbildung 5), so wird ersichtlich, dass der Anteil der verbrauchten Energiemengen von typischen – für den Heizbedarf benötigten – Energieträgern dominiert wird. Die Betrachtung der Haushaltsausgaben in Euro zeigt, dass eindeutig die elektrische Energie den größten Anteil am gesamten Energiebudget eines Haushaltes ausmacht. Dementsprechend dürfte aus gesamtwirtschaft-

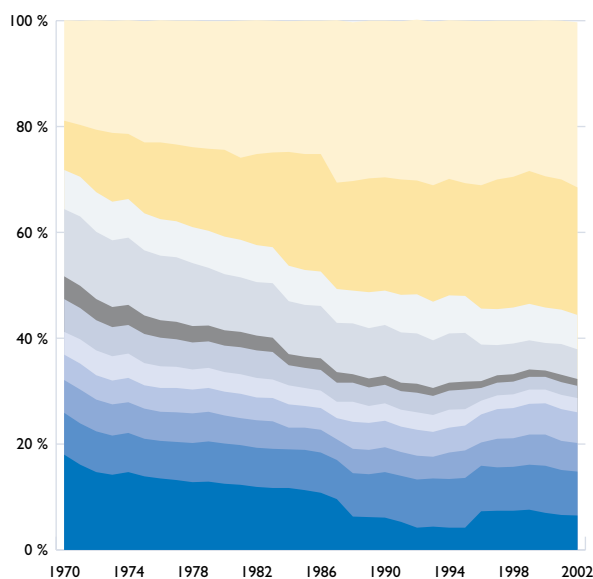
licher Betrachtung der Effekt einer Preisreduktion für elektrische Energie auf den privaten Konsum höher sein als jener von Erdgas. Bei einer Preissenkung von Strom dürfte demnach wesentlich mehr Geld einem alternativen Konsumzweck zufließen als bei einer Erdgaspreissenkung.

### → Einflussgrößen auf den Strom- und Erdgasverbrauch

Für jährliche Schwankungen am Verbrauch von Strom und Erdgas sind unterschiedliche Einflussgrößen maßgebend. Der inländische Erdgasverbrauch korreliert stark mit den vorherrschenden Temperaturen. Abbildung 6 zeigt, dass der Erdgasverbrauch im gesamten Jahr 2003 über den Vorjahreswerten liegt. In den Winter-

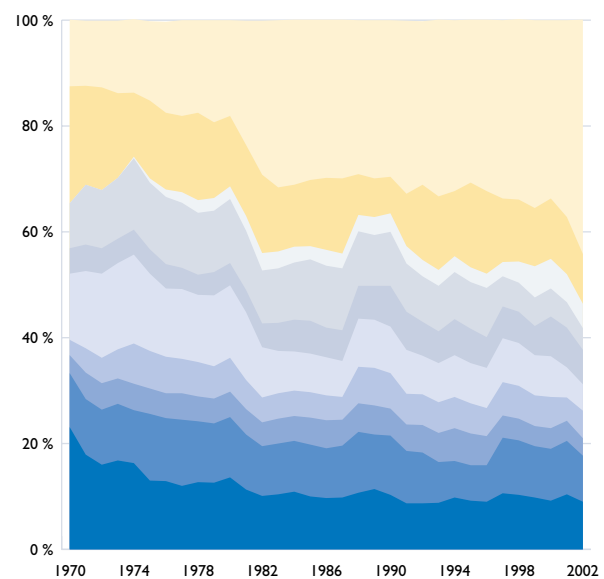
### → Elektrische Energie nach Wirtschaftssektoren 1970 bis 2002

Abbildung 3



### → Erdgas nach Wirtschaftssektoren 1970 bis 2002

Abbildung 4



Private Haushalte u. Landwirtschaft    Öffentliche u. Private Dienstleistungen    Verkehr inkl. Eisenbahn    Sonst. Produzierender Bereich  
Textil u. Leder (nur links)    Nahrungsmittel, Tabak    Steine, Erden u. Glas    Chemie u. Petrochemie    Fahrzeug- u. Maschinenbau    Papier u. Druck  
Eisen- u. Stahlerzeugung, Nicht-Eisen-Metalle (von oben nach unten)

Quelle: Statistik Austria



monaten 2003 waren besonders der Februar sowie der Oktober und November kälter – sowohl im langjährigen Durchschnitt als auch gegenüber dem Vorjahr 2002. Die Heizgradsummen<sup>2</sup> lagen in diesen Monaten bis zu 50 % über dem von 1980–2000 gemessenen langjährigen Durchschnitt. Auch wenn nicht im gesamten Jahresverlauf ein überdurchschnittlicher Heizbedarf gegeben war, so waren es dennoch außergewöhnliche Wetterbedingungen, die ausschlaggebend für den erhöhten Erdgasverbrauch waren. In den Sommermonaten 2003 dürften weniger zu kühle, sondern extrem heiße Temperaturen implizit zu steigender Erdgasnachfrage geführt haben. Aufgrund geringer Wasserführung verminderte sich die Stromproduktion in den Wasserkraftwerken deutlich. Die gleichzeitig (auch temperaturbedingt) ge-

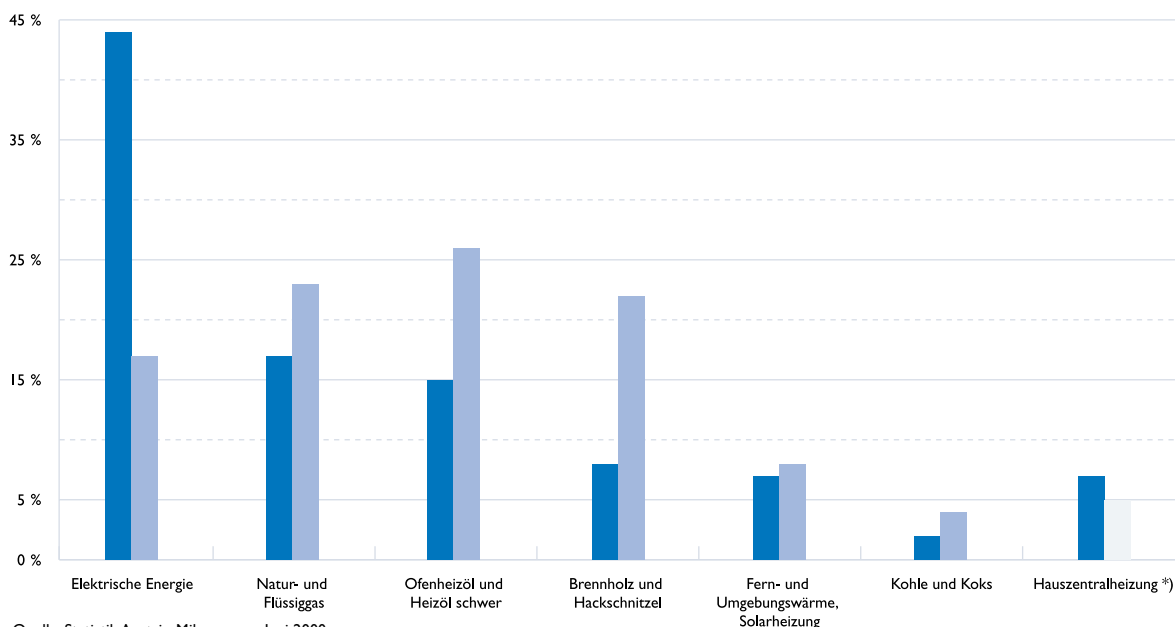
stiegene Stromnachfrage führte zu Preisen, die den vermehrten Einsatz von Erdgaskraftwerken rentabel werden ließ. Dementsprechend lag trotz minimalen Heizbedarfs der Erdgasverbrauch besonders in der zweiten Sommerhälfte über den Vorjahreswerten.

Der Stromverbrauch ist wesentlich weniger von Temperatur bzw. auch Niederschlagsveränderungen geprägt als der Erdgasverbrauch. Dies wird in einem Vergleich der Verbrauchsentwicklung von Erdgas und Strom deutlich. In den Wintermonaten 2002 und 2003 erhöhte sich der Stromverbrauch lediglich um rd. ein Viertel, während der Erdgasverbrauch im Winter – verglichen zu seinen Tiefstständen – im Sommer fast zweieinhalb Mal so hoch war (siehe Abbildung 7). Nicht nur die Verbrauchsunterschiede

→ **Energieverbrauch pro Wohnung – österreichweiter Durchschnitt**

Abbildung 5

■ Anteil an Gesamtausgaben ■ Anteil am gesamten Energieverbrauch in GJ



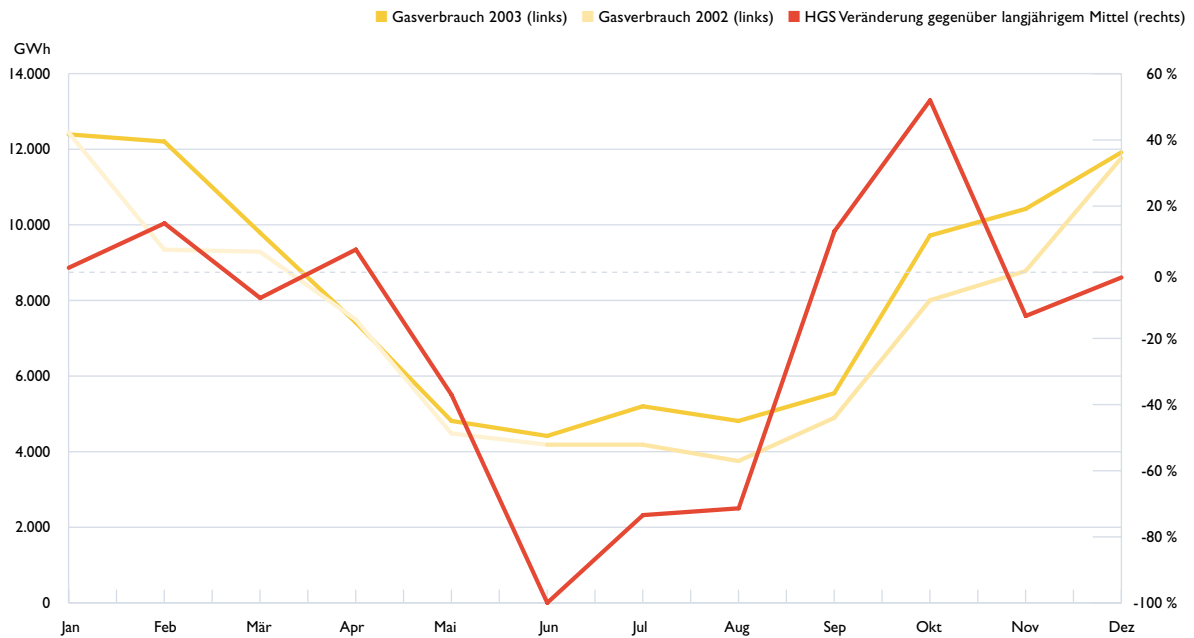
Quelle: Statistik Austria, Mikrozensus Juni 2000

\*) GJ-Anteil in den einzelnen Energieträgern enthalten

<sup>2</sup> Heizgradsumme = Summe der Heizgradtage eines bestimmten Zeitabschnittes. Heizgradtag = Summe der Temperaturdifferenzen zwischen einer bestimmten konstanten Raumtemperatur (BT = 20° C) und dem Tagesmittel der Lufttemperatur (Tn), falls diese gleich oder unter einer angenommenen Heizgrenztemperatur von 12° C liegt.

## → Veränderung Erdgasverbrauch 2002 und 2003 und Heizgradsummen

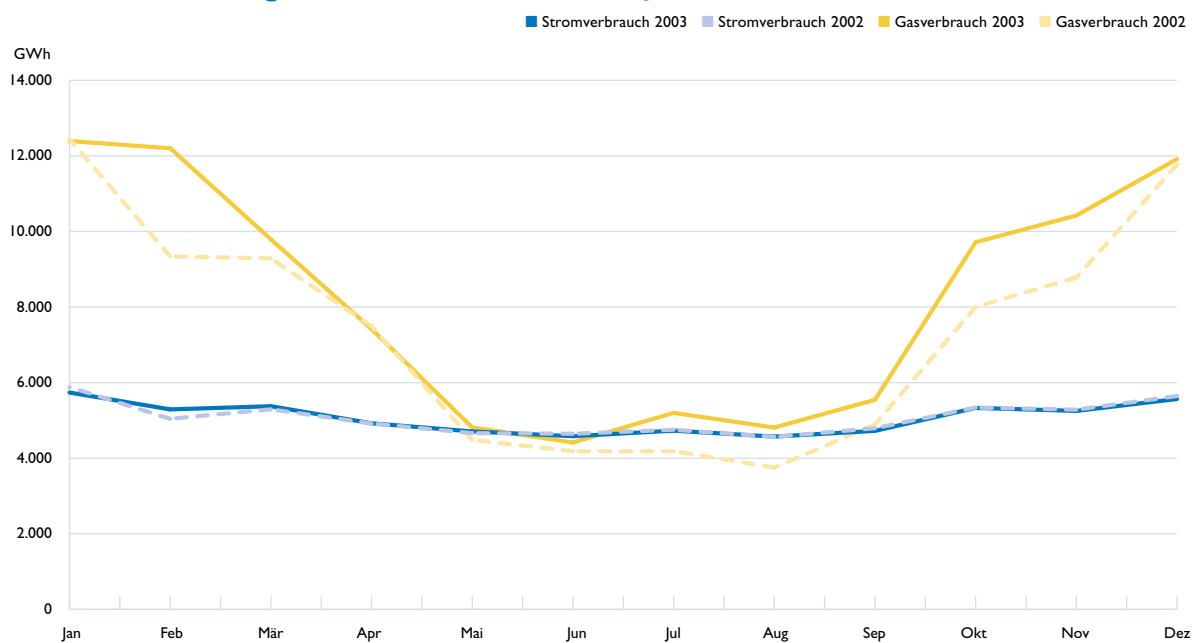
Abbildung 6



Quelle: E-Control, BMWA (Erdgas 2002), Statistik Austria

## → Strom- und Erdgasverbrauch im saisonalen Jahresverlauf

Abbildung 7



Quelle: E-Control, BMWA (2002)

zwischen Sommer und Winter sind im Erdgasbereich merklich größer als im Strombereich, sondern auch die Verbrauchsschwankungen von einem Jahr zum nächsten sind im Erdgasbereich wesentlich stärker ausgeprägt. Dies veranschaulichen die durchgehenden und gestrichelten Linien in Abbildung 7, die für Strom nahezu dekongsgleich verlaufen, aber im Erdgasbereich starke jährliche Unterschiede aufweisen.

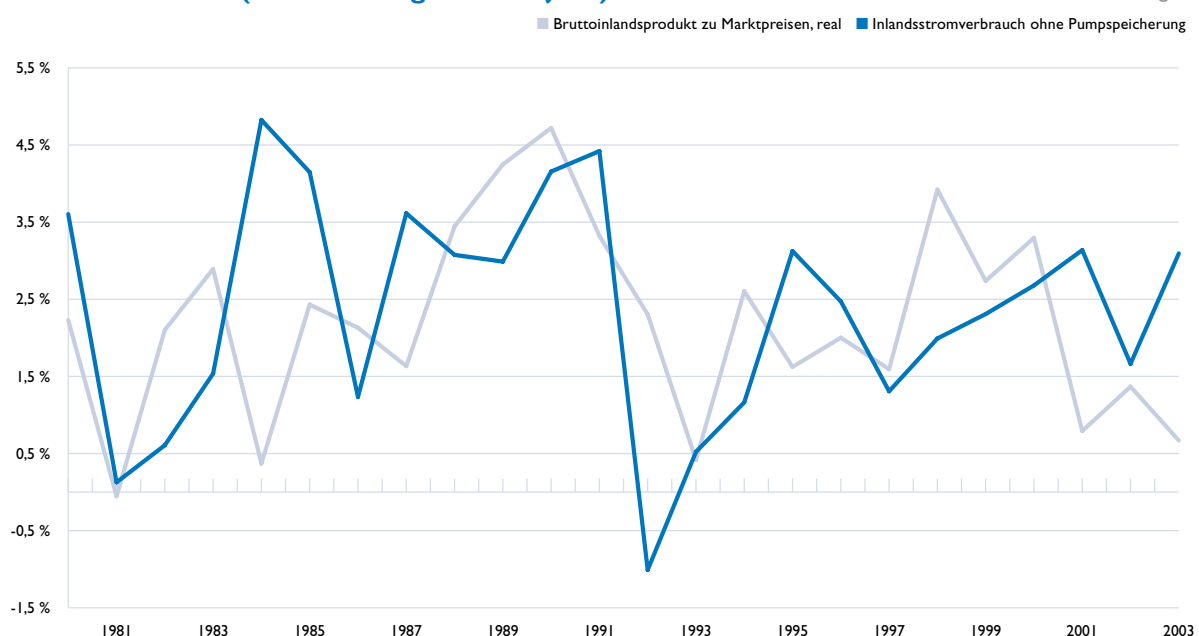
Der Inlandsstromverbrauch weist – verglichen mit dem Erdgasverbrauch – einen engeren Zusammenhang mit der konjunkturellen Entwicklung auf. Elektrische Energie spielt verglichen mit Erdgas eine bedeutendere Rolle als Inputfaktor in der Sachgütererzeugung und wird entsprechend der vorherrschenden Auftragslage der Unternehmen im Produktionsprozess benötigt. Ist die Auftragslage gut, steigt auch die Stromnachfrage. In Abbildung 8 ist der Zusam-

menhang zwischen wirtschaftlicher Entwicklung und Stromverbrauch erkennbar. Da aber auch klimatische Verhältnisse und verändertes Verbrauchsverhalten – beispielsweise durch die Verbreitung neuer Technologien – die Stromnachfrage beeinflussen, ist der konjunkturelle Zusammenhang weniger stark ausgeprägt als der Zusammenhang zwischen Erdgasverbrauch und Außentemperaturen.

Das Jahr 2003 war durch ein außerordentlich schwaches Wirtschaftswachstum von lediglich 0,7 % gekennzeichnet. Dennoch stieg der Inlandsstromverbrauch um 3,1 %. Der höchste monatliche Zuwachs wurde im Februar 2003 mit 9,6 % verzeichnet, was wahrscheinlich auf überdurchschnittlich niedrige mittlere Monatstemperaturen zurückzuführen ist. Der hohe Verbrauchsanstieg im Jahr 2003 lässt sich jedoch nicht alleine durch außergewöhnliche

### → Wirtschaftsentwicklung und Inlandsstromverbrauch in Österreich (Veränderung zum Vorjahr)

Abbildung 8



Quelle: E-Control, Statistik Austria



Witterungsverhältnisse erklären, sondern dürfte zumindest teilweise mit der Produktionstätigkeit von einigen energieintensiven Branchen zusammenhängen. Ein Vergleich der Wachstumsraten über die letzten Jahrzehnte hinweg scheint dennoch für eine kontinuierliche Entkoppelung des Stromverbrauchs und der Konjunkturentwicklung zu sprechen. Einerseits verlieren die energieintensiven Sektoren gegenüber dem Dienstleistungssektor zunehmend an wirtschaftlicher Bedeutung, andererseits sind gerade die energieintensiven Branchen am meisten darum bemüht, ihren Energieeinsatz zu optimieren und somit die Kosten niedrig zu halten.

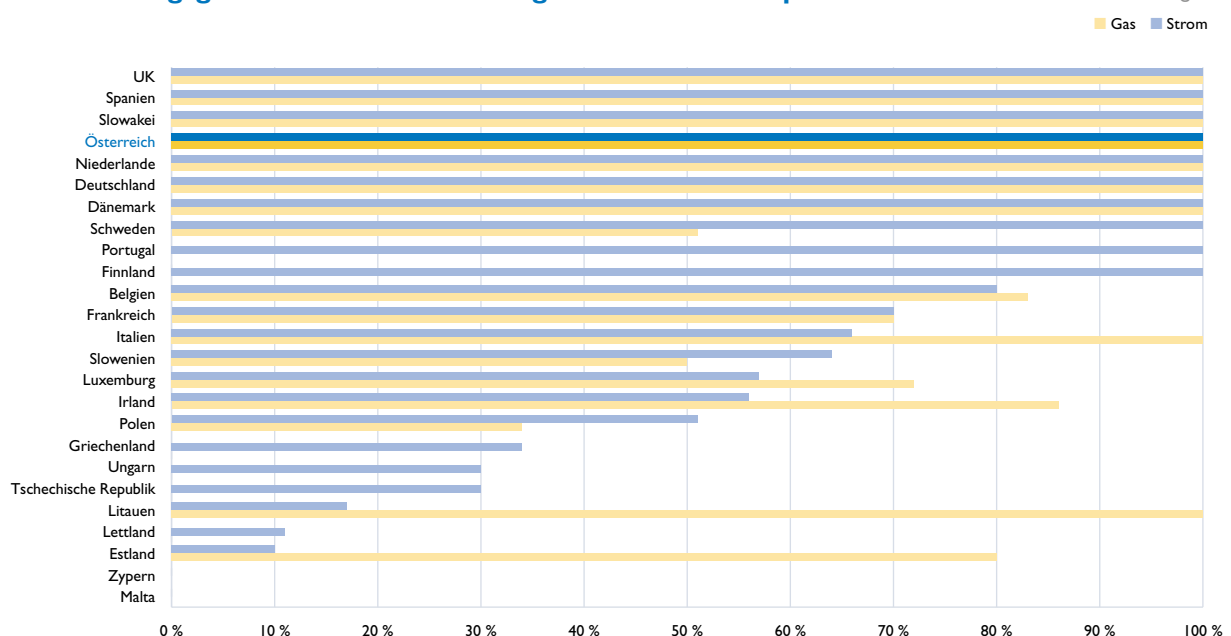
#### → Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkttrichtlinien sind in den einzelnen Mitgliedstaaten nach wie vor unterschiedlich umgesetzt. Im Vergleich

zum Jahr 2003 haben heuer weitere Länder ihren Erdgas- und Strommarkt vollständig bzw. weiter geöffnet. In den neuen Mitgliedsländern der Europäischen Union hat nur die Slowakei beide Energiemärkte vollständig liberalisiert. Die baltischen Staaten sowie Ungarn, Tschechien und Polen haben ihre Energiemärkte nur für Groß- bzw. Gewerbekunden geöffnet. Haushaltskunden können in diesen Staaten ihren Strom- bzw. Erdgasanbieter noch nicht frei wählen. Die heterogene Umsetzung bezieht sich jedoch nicht nur auf den Öffnungsgrad der Energiemärkte, sondern auch auf die rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen. Dazu zählen u.a. die Tarifierung der Netznutzung, die Umsetzung der Unbundlingvorschriften und das Förderregime (Stranded Costs, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung) sowie die Gestaltung und Kompetenzen der Regulierungsbehörden.

#### → Öffnungsgrad der Strom- und Erdgasmärkte in Europa

Abbildung 9



Quelle: EU-Kommission (August 2004)

### Binnenmarktrichtlinien

Mit 1. Juli 2004 sind an Stelle der Richtlinie 96/92/EG (Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie) und der Richtlinie 98/30/EG (Erdgasbinnenmarktrichtlinie) die Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG sowie die Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, anzuwenden.

Österreich hat die Vorgaben der neuen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie durch eine Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), die mit 22. Juni 2004 in Kraft getreten ist, umgesetzt. Die Novelle 2002 zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG) hat bereits die Kernstücke der neuen Richtlinie vorweggenommen und in nationales Recht umgesetzt. Die neuen EU-Richtlinien sehen für die vollkommene Marktöffnung sowie für die uneingeschränkte und tatsächliche Unabhängigkeit von Strom- bzw. Gas-Verteilernetzbetreibern einen Übergangszeitraum bis 1. Juli 2007 vor.

Die Europäische Kommission hat die Anwendung der Richtlinien durch die Mitgliedstaaten zu überwachen und dem Europäischen Parlament und dem Rat einen jährlichen Gesamtbericht über die erzielten Fortschritte vorzulegen.

### EIWOG-Novellierung

Einer der wesentlichsten Faktoren der Liberalisierung von netzgebundenen Märkten ist die Trennung des Netzbereiches von den wettbewerblichen Bereichen zur Sicherstellung der Nichtdiskriminierung von Marktteilnehmern, die nicht gesellschaftsrechtlich mit einem Netzbetreiber verbunden sind.

Mit der Änderung des EIWOG im Juni 2004 wurden die umzusetzenden Unbundling-Bestimmungen der EU-Binnenmarktrichtlinie berücksichtigt. Übertragungsnetzbetreiber (Verbund-APG, VKW-Übertragungsnetz AG, Tirag) müssen zumindest hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Übertragung zusammenhängen<sup>3</sup>.

Bei Verteilernetzbetreibern, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören und mehr als 100.000 angeschlossene Kunden haben, ist ebenfalls sicherzustellen, dass die Organisation und Entscheidungsgewalt des Netzbereiches unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen ist.

Zielsetzung ist generell die Gleichbehandlung und Gleichstellung aller Marktteilnehmer, unabhängig davon, ob der betroffene Marktteilnehmer Teil des verbundenen Unternehmens ist. Die Sicherstellung der Unabhängigkeit in einem integrierten Unternehmen soll u.a. erreicht werden durch<sup>4</sup>:

- die vollständige Trennung der Leitung des Verteilernetzbetreibers von anderen betrieblichen Einrichtungen des integrierten Unternehmens,
- die Gewährleistung und Sicherstellung der unabhängigen Handlungsfähigkeit der Leitung des Verteilernetzbetreibers,
- die zur Verfügungstellung von ausreichenden Vermögenswerten zur Sicherstellung des Betriebes, der Wartung oder des Ausbaus des Netzes,
- die Aufstellung eines Gleichbehandlungsprogrammes (beinhaltet u.a. die Überwachung der Einhaltung des Programmes und Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierenden Verhaltens).

<sup>3</sup> § 22 Abs. 1 EIWOG

<sup>4</sup> § 26 Abs. 3 EIWOG

## → Bundesweit einheitliche Stromkennzeichnung

Kasten I

Im Rahmen der Verabschiedung des Ökostromgesetzes (BGBl. I Nr. 149/2002) kam es auch zu einigen Anpassungen des EIWOG, hauptsächlich im Bereich der Stromkennzeichnung. Bis zum Inkrafttreten der entsprechenden Regelungen mit 1. Juli 2004 fiel der Bereich Stromkennzeichnung in die Kompetenz der Bundesländer, was zu sehr unterschiedlichen Vorgaben führte (Möglichkeit des Produkt- oder Unternehmensmix<sup>5</sup> bzw. beider Kennzeichnungsarten). Die ab 1. Juli 2004 geltenden vereinheitlichten Regelungen weisen folgende Eckpunkte auf:

- obligatorischer Unternehmensmix,
- Berechnungsbasis ist die Abgabe an Endverbraucher,
- Bezugszeitraum ist das vorangegangene Wirtschafts- oder Kalenderjahr,
- als Nachweis sind nur Herkunftsnachweise bzw. von einer gemäß Akkreditierungsgesetz zugelassenen Prüf-, Überwachungs- oder Zertifizierungsstelle bestätigte Angaben zugelassen,
- für Strom unbekannter Herkunft (z.B. über Börsen bezogen) erfolgt eine rechnerische Zuordnung nach UCTE,
- Aufsichtsbehörde über die Stromkennzeichnung ist die E-Control.

## Europäisches Wettbewerbsrecht

Mit 1. Mai 2004 sind der Europäischen Union nicht nur 10 neue Mitgliedstaaten beigetreten, sondern es kam mit diesem Stichtag auch zu einer wesentlichen Änderung des Wettbewerbsrechts der Union. Die Basis für die Anwendung des allgemeinen Wettbewerbsrechts (Artikel 81 EG – Kartelle, Artikel 82 EG – Miss-

brauch einer marktbeherrschenden Stellung) bildete seit 1962 die so genannte Verordnung Nr. 17. Mit der Verordnung Nr. 17 wurde ein zentralisiertes Kontrollsystem eingerichtet, wonach die von Artikel 81 erfassten Kartelle bei der Kommission angemeldet werden mussten, um eine Freistellung von dieser zu erhalten. Nunmehr wurde die Verordnung Nr. 17 durch die Verordnung Nr. 1/2003 des Rates vom 16. Dezember 2002 zur Durchführung der in den Artikeln 81 und 82 des Vertrags niedergelegten Wettbewerbsregeln ersetzt. Die neue Verordnung sieht ein System der Legalausnahme vor, wonach alle Kartelle, die die Freistellungsbedingungen des Artikel 81 EG und der unterschiedlichen Gruppenfreistellungsverordnungen erfüllen, freigestellt sind. Es bedarf keiner ausdrücklichen Genehmigung von Kartellen; deren Rechtskonformität muss jedoch von den Unternehmen selbst geprüft werden. Darüber hinaus sieht die Verordnung 1/2003 auch ein Netzwerk der (Wettbewerbs-)Behörden und erweiterte Befugnisse der Europäischen Kommission vor.

Auch die bisherige Fusionskontrollverordnung wurde durch eine neue Verordnung, Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (FKVO), ersetzt. Die neue FKVO nimmt noch mehr als die bisherige Verordnung auf die optimale Arbeitsteilung zwischen der Europäischen Kommission und den Mitgliedstaaten Bedacht. Neben dem One-Stop-Shop-Prinzip, das erhalten blieb, wurde die Möglichkeit von Verweisungen zwischen den (nationalen und europäischen) Wettbewerbsbehörden verstärkt. Auch die Prüfungskriterien für einen Zusammenschluss wurden angepasst und Aspekte des aus den USA kommenden „Substantial lessening of competition“-Test aufgenommen. Ansonsten sind die Grundsätze der Fusionskontrolle gleich geblieben.

<sup>5</sup> Unternehmensmix: Ausweisung eines einheitlichen Mixes des Unternehmens für alle Endkunden.

Produktmix: Verschiedene Produkte werden an verschiedene Endabnehmergruppen mit unterschiedlichen Stromkennzeichnungen ausgewiesen.

### Emissionshandelsrichtlinie

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat sich die Europäische Union 1997 zu einer Reduktion von Treibhausgasen von durchschnittlich 8 % im Zeitraum 2008–2012 im Vergleich zur Basisperiode 1990 verpflichtet. Obwohl das Kyoto-Protokoll derzeit noch nicht in Kraft getreten ist, hat sich die Europäische Union entschlossen, das vorgegebene Reduktionsziel zu erfüllen. Dabei wurde das EU-Ziel von 8 % im Rahmen des „Burden Sharings“ auf die einzelnen Mitgliedstaaten umgelegt. Österreich hat sich in diesem Zusammenhang zu einer Reduktion um 13 % verpflichtet.

Ein Instrument im Maßnahmenpaket zur Emissionsreduktion ist der Emissionshandel, dessen Rahmenbedingungen durch die Richtlinie 2003/87/EG für den Handel mit Treibhausgasen rechtlich verbindlich für alle EU-Mitgliedstaaten festgelegt wurden. Die wichtigsten Eckpunkte der Richtlinie sind in Tabelle I dargestellt. Die Richtlinie musste bis zum 31. Dezember 2003 in nationales Recht umgesetzt werden. In Österreich wurde am 10. Februar 2004 ein Entwurf für ein österreichisches Emissionszertifikatesgesetz in den Ministerrat eingebracht und in weiterer Folge am 24. März 2004 vom Parlament beschlossen. Das Emissionszertifika-

### → Eckpunkte der Emissionshandelsrichtlinie

Tabelle I

<b>System</b>	„Cap and Trade“ – eine bestimmte Höchstemissionsgrenze darf nicht überschritten werden. Für emittierte Treibhausgase müssen Zertifikate nachgewiesen werden, die zwischen den teilnehmenden Unternehmen gehandelt werden können.
<b>Handelsperioden</b>	Phase 1: 2005–2007 („Testphase“) Phase 2: 2008–2012
<b>betroffene Sektoren</b>	Energieumwandlung und -umformung (Anlagen > 20 MW Brennstoffwärmeleistung) Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung Mineralverarbeitende Industrie (Zement-, Kalk-, Glas- und Ziegelindustrie) Papier- und Zellstoffindustrie
<b>Treibhausgase</b>	Phase 1: Kohlendioxid Phase 2: Mögliche Ausweitung auf alle Treibhausgase gemäß Kyoto-Protokoll
<b>Marktgröße</b>	10.000–15.000 Anlagen, rd. 50 % der Kohlendioxid-Emissionen
<b>Allokation</b>	In Phase 1 müssen mindestens 95 % der Zertifikate gratis verteilt werden. 5 % können versteigert werden. Dieser Wert erhöht sich auf 10 % in Phase 2. Die Zuteilung erfolgt über die Nationalen Allokationspläne, die von der Europäischen Kommission genehmigt werden müssen.
<b>Gültigkeit, Übertragung</b>	Zertifikate sind für jene Handelsperiode gültig, für die sie ausgegeben wurden. In welchem Jahr der Handelsperiode sie verwendet werden, ist irrelevant.

Quelle: EU-Kommission

tegesetz bildet die Grundlage für die Erstellung des Nationalen Allokationsplanes, aus dem hervorgeht, wie und wie viele Zertifikate insgesamt für eine Handelsperiode zugeteilt werden.

Gemäß den Bestimmungen der Europäischen Kommission hatten die Mitgliedstaaten bis 31. März 2004 den Nationalen Allokationsplan (NAP) an die Europäische Kommission zu übermitteln. Bis zum 30. Juni 2004 hatte die Europäische Kommission Zeit, die Pläne im Hinblick auf Marktverzerrung und Übereinstimmung mit der nationalen Klimastrategie zu überprüfen. Anfang Juli 2004 wurden acht NAPs (Österreich, Dänemark, Deutschland, Irland, Niederlande, Slowenien, Schweden, Vereinigtes Königreich) – teils mit Auflagen – genehmigt.

Die Menge der zugeteilten Zertifikate errechnet sich nach folgender Allokationsformel:  

$$\text{Zertifikate} = \text{Emissionsbasis (1998–2001)} + \text{Wachstumsfaktor (Branche)} - \text{Klimaschutzfaktor (Branche)}$$

Für KWK-Anlagen wurde zusätzlich ein „KWK-Bonus“ vergeben, der, sofern eine Primärenergieeinsparung von zumindest 5 % gegenüber getrennter Erzeugung erzielt wird, eine Halbierung der Standardreduktion bewirkt. Diese floss über den Potenzialfaktor in die Berechnung der Zertifikate ein.

In der Zuteilung enthalten ist auch eine Zertifikatsreserve, die ungefähr 1 % der Gesamtmenge ausmacht. Diese Reserve wird unter potenziellen neuen Marktteilnehmern nach dem Prinzip „first come, first served“ vergeben. In Summe übersteigen die zugeteilten Zertifikate den Basiswert um 3,8 %. Anzumerken ist jedoch, dass im Fall der voestalpine AG die zugeteilte Menge den Basiswert um 20,3 % übersteigt, wodurch es in den anderen Sektoren zu einer Einschränkung um rd. 3,3 % kommt. Der Einfluss des Emissionshandels auf die Preise der erzeugten Produkte der betroffenen Sektoren kann derzeit noch nicht seriös abgeschätzt werden. Mögliche Auswirkungen auf den Preis für elektrische Energie werden im Kapitel „Preisentwicklungen am Strommarkt“ behandelt.

Aus heutiger Sicht liegen die Zertifikatspreise selbst für die erste Periode eher im unteren Bereich. Die erste Phase des Emissionshandels ist wohl als Lernphase sowohl für die beteiligten Unternehmen als auch für die Europäische Union und die nationalen Regierungen zu sehen. Positive Nebeneffekte können außerdem durch einen verstärkten Innovationsanreiz im Bereich CO<sub>2</sub>-armer Technologien und in einem weiteren Schritt durch eine größere Unabhängigkeit von externen Energiequellen entstehen.

## → Zugeteilte Zertifikate je Sektor in Österreich

Tabelle 2

Sektor	Anzahl	Allokationsbasis t CO <sub>2</sub>	Zuteilung 2005–2007 t CO <sub>2</sub>	Zuteilung pro Jahr t CO <sub>2</sub>
<b>Energie</b>	<b>61</b>	<b>13.107.706</b>	<b>37.180.563</b>	<b>12.393.521</b>
Elektrizitätswirtschaft	31	9.846.504	27.626.107	9.208.702
Fernwärme	27	408.514	1.251.410	417.137
Mineralölverarbeitung	3	2.852.689	8.303.046	2.767.682
<b>Industrie</b>	<b>144</b>	<b>17.800.540</b>	<b>61.395.786</b>	<b>20.465.262</b>
<b>Summe</b>	<b>205</b>	<b>30.908.246</b>	<b>98.576.349</b>	<b>32.858.783</b>

Quelle: BMLFUW (2004)



### Wasserrahmenrichtlinie

Die Richtlinie 2000/60/EG zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (Wasserrahmenrichtlinie, WRRL) vom 23. Oktober 2000 verfolgt u.a. die Erreichung folgender Ziele:

- Sicherung eines guten Zustandes der Oberflächengewässer,
- Erhaltung und Verbesserung der aquatischen Umwelt,

- Verringerung der Einleitung gefährlicher Stoffe,
- Aufstellung von Maßnahmenprogrammen zur Verbesserung des Gewässerschutzes,
- Verhinderung einer Verschlechterung des Zustandes der Gewässer.

Um im Jahr 2015 den „guten Zustand der Oberflächengewässer“<sup>6</sup> zu erreichen, sind eine Reihe von Schritten notwendig, die in Abbildung 10 dargestellt sind.

### → Umsetzungsschritte zur Zielerreichung gemäß Wasserrahmenrichtlinie

Abbildung 10



Quelle: E-Control

<sup>6</sup> Artikel 4 Abs. 1 Z a lit ii Richtlinie 2000/60/EG

<sup>7</sup> Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt

Die dargestellten Zielsetzungen und die damit verbundenen Maßnahmen stehen potenziell in Widerspruch zu anderen Politikbereichen der Europäischen Union, im Speziellen aber zu den Zielen der Richtlinie 2001/77/EG<sup>7</sup>. Diese sieht für Österreich eine Anhebung des Anteils an erneuerbaren Energieträgern bis 2010 auf 78,1 % (gemessen am Bruttoinlandsstromverbrauch) vor.

Zur Erreichung dieses Zieles leistet die Wasserkraft einen erheblichen Beitrag. Die Erreichung des „guten ökologischen Zustandes“ bzw. die Umsetzung des „guten ökologischen Potenzials“ im Falle der Einstufung des Wasserkörpers (z.B. See, Fluss) als erheblich veränderter Wasserkörper („heavily modified waterbody“) gemäß WRRL erschwert den Ausbau der Wasserkraft erheblich. Durch das „Verschlechterungsverbot“ der Richtlinie ist der Bau- bzw. Ausbau von Wasserkraftwerken nur noch in als „erheblich veränderter Wasserkörper“ klassifizierten Oberflächengewässern, die bereits beeinträchtigt sind, möglich.

Auch auf bestehende Wasserkraftwerke wird die Umsetzung der WRRL voraussichtlich Auswirkungen haben, da zur Erreichung der ökologischen Zielvorgaben Maßnahmen wie Schallbegrenzungen, Erhöhungen der Restwassermenge oder nachträgliche Adaptierungen der Kraftwerke (z.B. Fischaufstiegshilfen) notwendig sein könnten.

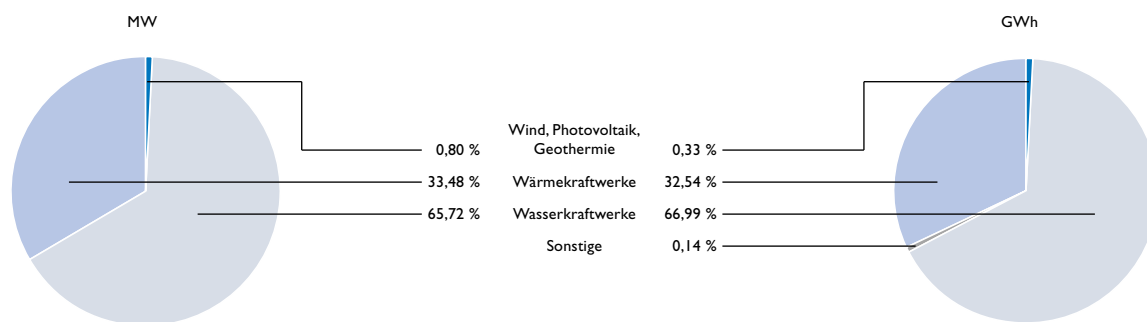
Eine Abschätzung der Auswirkungen ist derzeit aber nur äußerst eingeschränkt möglich, da zum aktuellen Zeitpunkt (Juli 2004) die Phase der Ist-Erhebung stattfindet. Die Einstufung als erheblich veränderter Wasserkörper erfolgt erst in einem nächsten Schritt. Außerdem ist für eine seriöse Abschätzung der Auswirkungen eine Einzelfallbetrachtung unbedingt erforderlich, da sich sowohl die (potenziellen) Maßnahmen als auch die Ausgestaltung der Kraftwerke unterscheiden.

Das Unternehmen mit dem höchsten Anteil an der österreichischen Wasserkrafterzeugung, der Verbund, schätzt, dass durch die Maßnahmen betreffend die Schwall- und Restwassermenge

im Bereich der Speicherkraftwerke ein Erzeugungsverlust von durchschnittlich 8–15 % entstehen könnte, welcher in Einzelfällen noch wesentlich über diesen Werten liegen kann.<sup>8</sup> Verbunden mit dem Stromverbrauchswachstum könnten die Maßnahmen der WRRL zu einem vermehrten Importbedarf führen. Diese Entwicklung steht wiederum im Widerspruch zu den Bestrebungen der Europäischen Union, die Unabhängigkeit von externen Ressourcen zu erhöhen. Zusätzlich ist eine Verlagerung der Produktion von der erneuerbaren Energiequelle Wasser hin zu anderen Energiequellen auch aus umweltpolitischen Aspekten kritisch zu hinterfragen.

→ Anteil der Wasserkraft an der installierten Engpassleistung (links) und der Erzeugung (rechts) im Jahr 2002

Abbildung 11



Quelle: E-Control

<sup>8</sup> Vortrag Dr. Müller (VEÖ) und Dr. Pirker (Verbund): „Wasserrahmenrichtlinie versus Wasserkrafterzeugung“ im Rahmen der Ökostrom-Enquete der E-Control am 8. September 2003.



## Ausgangslage und Rahmenbedingungen

### → Zusammenfassung und Schlussfolgerung

#### → Zusammenfassung

- Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft trugen im Jahr 2002 € 3,9 Mrd. zur Bruttowertschöpfung in Österreich bei;
- Im Jahr 2002 betrug der Strom- und Erdgasanteil am gesamten energetischen Endverbrauch in Österreich rund 35 %;
- Novellen der Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkttrichtlinie sollen die europaweit identifizierten Haupthindernisse für einen voll funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt beseitigen;
- Änderungsbedarf im EIWOG bei Unbundlingbestimmungen, ansonsten rechtliche Umsetzung der Liberalisierung des Strom- und Erdgasmarktes in Österreich weit fortgeschritten;
- veränderte Produktionsbedingungen für thermische Kraftwerke durch Emissionshandelsrichtlinie, für Wasserkraftwerke durch Wasserrahmenrichtlinie.

#### → Schlussfolgerung

- Preis und Qualität von Strom und Erdgas beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit der gesamten Volkswirtschaft;
- Einhaltung Unbundlingvorgaben sorgfältig überwachen;
- Rahmenbedingungen in Europa weiter harmonisieren.





# Marktstruktur



In diesem Kapitel werden jene bestimmenden Faktoren des österreichischen Strom- und Gasmarktes dargestellt, welche über die Zeit hinweg relativ konstant sind. Zu den Strukturfaktoren gehören insbesondere solche, die nicht dem unmittelbaren strategischen Einfluss einzelner Unternehmen ausgesetzt sind. Dazu zählen vor allem die Marktkonzentration, der Grad der Integration, das Ausmaß der Produktdifferenzierung, die (z. B. technologischen, regulatorischen und knappheitsbedingten) Ein- und Austrittsbarrieren und die Verbindungen zwischen den Märkten. Mit der Liberalisierung des Strom- und Erdgasmarktes fanden nachhaltige Veränderungen statt, die zu einer zum Teil völlig neuen Struktur in den Märkten führten. Die Gebietsmonopole wurden aufgelöst, der Preis für die Energie wird nicht mehr behördlich festgelegt, sondern bestimmt sich am freien Markt, und die Kunden haben das Recht, ihren Energielieferanten frei zu wählen. Andere Merkmale wiederum haben weiterhin Bestand. Hierzu zählt der hohe öffentliche Eigentumsanteil an den Strom- und Erdgasunternehmen, der in seiner Zusammensetzung die föderalistischen Organisationsstrukturen der Republik Österreich praktisch widerspiegelt.

In den folgenden zwei Abschnitten wird nach der Kurzdarstellung der jeweiligen Abgrenzung der relevanten Strom- bzw. Erdgasmärkte und ihrer Abgrenzungskriterien die Marktstruktur auf den Strom- und Erdgasmärkten dargestellt.

### → Marktstruktur Strom

#### Überblick über die relevanten Strommärkte<sup>9</sup>

Die Definition der (sachlich und räumlich) relevanten Märkte dient der genauen Feststellung des Produktes, das die Unternehmen anbieten, an sich und der Ausdehnung des Gebietes, innerhalb welchem sie im Wettbewerb zueinander stehen. Erst wenn diese sachlichen und räumlichen Grenzen feststehen, kann die Wettbewerbssituation und -entwicklung in den je-

weiligen relevanten Märkten<sup>10</sup> dargestellt und beurteilt werden.

Bereits die Betrachtung der Wertschöpfungskette der Elektrizitätsindustrie macht deutlich, dass unterschiedliche Produkte oder Dienstleistungen auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen angeboten werden, welche nicht untereinander substituiert werden können. Tabelle 3 gibt eine Zusammenfassung der Marktabgrenzung für den Strommarkt wider.

Die Europäische Kommission ist durch ihre Entscheidungen bei Zusammenschlussverfahren maßgeblich an der Gestaltung des europäischen Strommarktes beteiligt. Die hierfür vorgenommene Abgrenzung der räumlichen und sachlichen Märkte waren auch Ausgangspunkt bei der Abgrenzung des Strommarktes in Österreich. Im Endkundenbereich hat die EU-Kommission bisher in Österreich zwischen nicht-gemessenen (Haushalts- und kleine Gewerbetunden) und gemessenen Kunden (größere Gewerbe- und Industriekunden) abgegrenzt. Darüber hinaus definiert die EU-Kommission noch die sachlich relevanten Märkte der kleinen und großen Weiterverteiler, wobei außer dem Markt für große Weiterverteiler die sachlich relevanten Märkte zumindest national abgegrenzt werden. Zur Begründung ihrer Entscheidungen grenzt die EU-Kommission nur jene Märkte umfassend räumlich und sachlich ab, welche im anhängigen Fall als betroffene Märkte identifiziert wurden. Je nach den bislang behandelten Fällen existieren sowohl keine als auch bereits sehr umfassende Vorgaben für Marktabgrenzungen in den Strommärkten der einzelnen Mitgliedsländer. Dementsprechend liefern die Entscheidungen der EU-Wettbewerbskommission wertvolle Anhaltspunkte, jedoch keine umfassende Abgrenzung aller vorhandenen Märkte.

In Bezug auf die Marktabgrenzungen der EU-Kommission ist aus Sicht der E-Control eine weitere Differenzierung im Bereich der

<sup>9</sup> Eine umfassende Darstellung der sachlichen und räumlichen Abgrenzung für die einzelnen Strommarktsegmente ist im Liberalisierungsbericht 2003 – u.a. auf der Website der E-Control – zu finden.

<sup>10</sup> An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass der Begriff des relevanten Marktes von Marktbegriffen, die in anderen Zusammenhängen verwendet werden, zu unterscheiden ist.

Stromendabnehmer (in Klein-, Groß- und Größtkundenmarkt) – aufgrund der doch sehr unterschiedlichen Charakteristika der jeweils angebotenen Produkte – gerechtfertigt.

Andererseits konnten in Österreich bestimmte Teilmärkte nicht sachlich lokalisiert werden, welche in anderen Mitgliedstaaten durchaus eigene Märkte darstellen. In Großbritannien

### → Überblick über die sachlich und räumlich relevante Abgrenzung des Strommarktes

Tabelle 3

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

Quelle: EU-Kommission, E-Control (dunkler Abschnitt)

wurden in Zusammenschlussverfahren auch die Märkte „Dienstleistungen im Zählwesen“ (Metering services)<sup>11</sup> und „Dienstleistungserbringung auf Vertragsbasis“ (Contracting services)<sup>12</sup> als eigene sachlich und räumlich relevante Märkte identifiziert und untersucht. In Deutschland hat die EU-Kommission den Markt „Elektrizitätsabgabe von der Verbundebene“ als eigenen sachlichen Markt abgegrenzt. Hintergrund für die Nicht-Existenz dieser Märkte ist zumeist das regulatorische Umfeld, wonach beispielsweise in Österreich die Dienstleistungen im Zählwesen per Gesetz dem Netzbetreiber zugeordnet sind. Die Messpreise sind behördlich nach oben begrenzt und bilden sich nicht am freien Markt.

Die räumliche Abgrenzung erfolgt mit Hilfe der Frage nach hinreichend homogenen Wettbewerbsbedingungen innerhalb des räumlichen Referenzmarktes beziehungsweise nach spürbaren Unterscheidungen von den benachbarten Gebieten. Sowohl die Europäische Kommission als auch das Deutsche Bundeskartellamt haben bisher den räumlich relevanten Markt in der Regel nicht weiter als national definiert. Vor allem die unterschiedlichen Marktöffnungsgrade, aber auch durchaus unterschiedliche rechtliche Rahmenbedingungen in den jeweiligen Mitgliedstaaten sind für die nationale räumliche Begrenzung verantwortlich. Eine Ausnahme bildet die Abgrenzung des Großhandelsmarktes im Zusammenschlussverfahren hinsichtlich der österreichischen Stromlösung. In diesem Fall hat die Europäische Kommission festgestellt, dass die räumliche Grenze weiter als national zu sehen ist. In Österreich – wie auch in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union – ist eine engere Marktabgrenzung als national (z.B. Regelzone, Netzbereich) aufgrund der Marktgegebenheiten in einigen Referenzmärkten nach wie vor gegeben. Beispielsweise wurde in Großbritannien die Grenze des Kleinkundenmarktes trotz Voll liberalisierung auf den Netzbereich des jeweiligen regionalen Netzbetreibers beschränkt<sup>13</sup>.

### Der Großhandelsmarkt – die zentrale Drehscheibe

Ein gut funktionierender, liquider Großhandelsmarkt ist eine grundlegende Voraussetzung für das Entstehen eines europaweiten, integrierten Elektrizitätsbinnenmarktes. An diesem Markt werden standardisierte Stromprodukte in großen Mengen zwischen einer Vielzahl von Marktteilnehmern gehandelt. Der Kreis der Marktteilnehmer umfasst u.a. Erzeuger, Händler und große Verbraucher. Kleinere Endkunden sowie geförderte Ökostromerzeuger nehmen am Großhandelsmarkt nicht unmittelbar teil. Letztere müssen ihre Erträge nicht am freien Markt erwirtschaften, sondern werden über garantierte Einspeisetarife gefördert.

Die am Markt erzielten Preise dienen den Lieferanten als Kalkulationsgrundlage bei der Angebotserstellung und beeinflussen somit die Entwicklung der Endkundenpreise. Die Geschäfte umfassen sowohl Spot- als auch Forwardprodukte und werden bilateral (OTC) bzw. über geregelte Märkte (Strombörsen) abgewickelt. Kurzfristige Stromhandelsgeschäfte österreichischer Händler werden sowohl auf der Energy Exchange Austria (EXAA) als auch auf der European Energy Exchange (EEX) getätigt. Die beiden Börsen bieten ähnliche Stromprodukte an und agieren als Konkurrenten im selben geographischen Raum.<sup>14</sup>

Ein effizienter und sowohl national als auch überregional funktionierender Großhandelsmarkt wird durch funktionsfähige Übertragungsnetze erst ermöglicht. Diese Bedingung ist allerdings sowohl in Österreich als auch im EU-Raum nur eingeschränkt erfüllt. Die Netzsituation ist vielerorts durch Engpässe gekennzeichnet. Abbildung 12 gibt einen Überblick über die Auslastung von Leitungskapazitäten zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern. Europa ist daher – entlang der Netzengpässe – in mehrere regionale Großhandelsmärkte geteilt. Die unmittelbare Folge der räumlichen

<sup>11</sup> Vgl.: Innogy Holdings/Northern Electric plc, Consultation Paper, Office of Erdgas and Electricity Market, August 2001

<sup>12</sup> Vgl.: SSE Power Distribution Ltd/Aquila Sterling plc, Office of Fair Trade Entscheidung Sektion 22 vom 24. Juli 2003

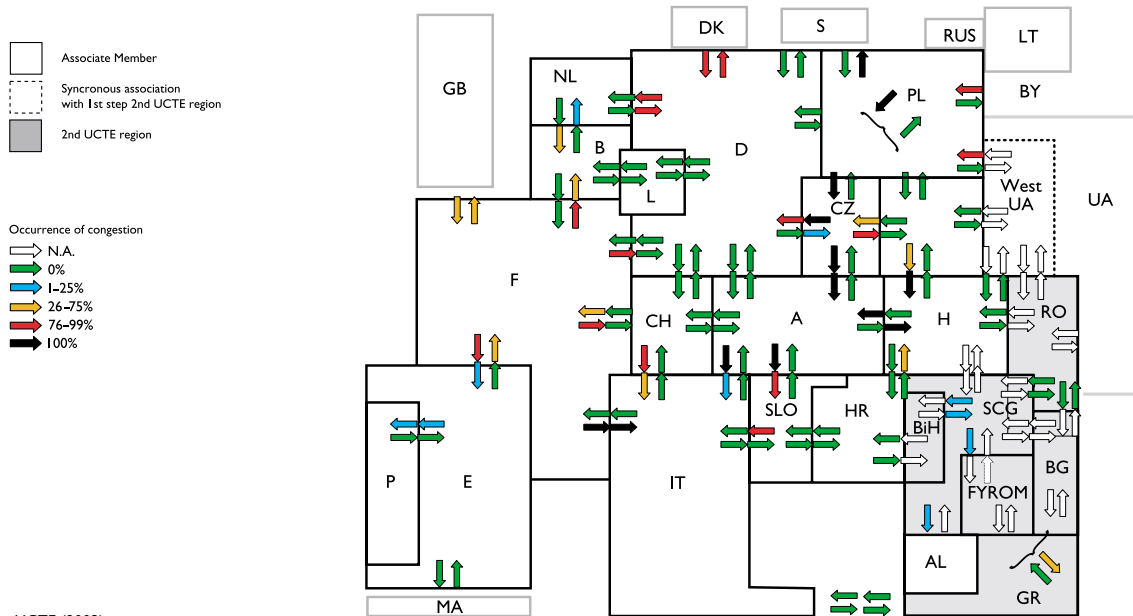
<sup>13</sup> Vgl.: IV/M.1606 - EdF/South Western Electricity, 19. 07. 1999

<sup>14</sup> Zur ausführlicheren Beschreibung der Großhandelsmärkte siehe Liberalisierungsbericht 2003 der E-Control.



## → Engpässe im europäischen Netzverbund

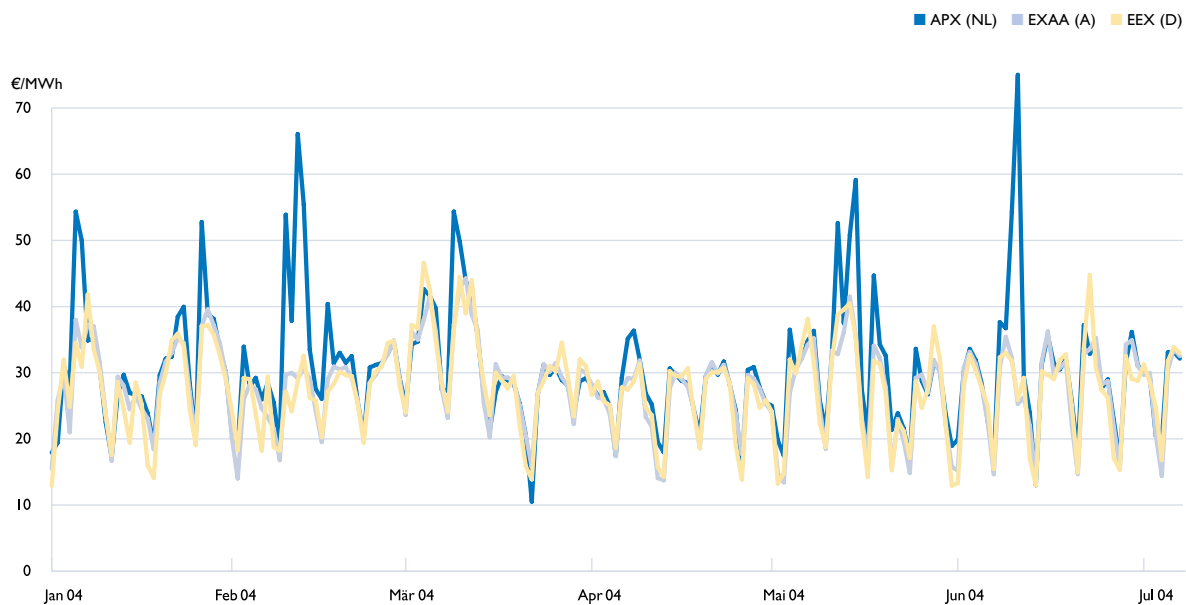
Abbildung 12



Quelle: UCTE (2003)

## → Entwicklung der Großhandelspreise in Deutschland, den Niederlanden und Österreich (Base)

Abbildung 13



Quelle: EEX, APX, EXAA

Teilung ist die Entwicklung von unterschiedlichen regionalen Großhandelspreisen. Bei Bestehen von Netzengpässen kann die elektrische Energie vom preisgünstigeren Bereich nicht ungehindert in den Raum mit den höheren Preisen transportiert werden. Diese Konstellation lässt sich regelmäßig in Skandinavien, aber auch in Kontinentaleuropa, z.B. zwischen Holland und Deutschland beobachten (siehe Abbildung 13). Im europäischen Verbundnetz können sich Lastflüsse – abhängig von Nachfrage und Produktion in Europa – in ihrer Größe, aber auch in ihrer Richtung ändern. Dadurch können Engpässe entstehen, aber auch bereits bestehende sich auflösen. Die Grenzen der regionalen Großhandelsmärkte ändern sich dementsprechend von Zeit zu Zeit. Ein vollständiges Bild über die räumlichen Grenzen der Märkte kann daher nur eine dynamische Betrachtung geben.

Da Österreich mit seinen westlichen Nachbarn durch leistungsfähige Transportnetze verbunden ist, ist es stark in den zentraleuropäischen Preisbereich integriert. Zu dieser Zone gehören Deutschland und die Schweiz. Ein Merkmal dafür ist die durchwegs parallele Großhandelspreisentwicklung in diesen Ländern. Die südliche Grenze dieses geographischen Raumes verläuft etwa entlang der Übergabestellen in Richtung Italien und Slowenien. Die Netzkapazitäten zu den östlichen Nachbarn sind beschränkt und bilden damit die Grenze zu einem anderen regionalen Markt. In den osteuropäischen Ländern befindet sich die Entwicklung von wettbewerblichen Großhandelsmärkten in ihrer Frühphase. Der Grund für das Fehlen von liquiden Handelsplätzen in dieser Region liegt u.a. darin, dass die lokalen Erzeuger die überwiegende Mehrheit ihrer Kapazitäten noch lange vor der Strommarktöffnung in Form von langfristigen Lieferverträgen gebunden haben.

Die Auslastung der Übertragungsnetze steigt europaweit an. Innerhalb Österreichs ist dies stark durch das Nord-Süd-Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch bedingt. Diese

Entwicklung führt dazu, dass europaweit die Nachfrage nach Leitungskapazitäten für grenzüberschreitende Elektrizitätslieferungen durch die vorhandenen technischen Möglichkeiten nicht immer in vollem Ausmaß erfüllt werden kann. Für die Zuteilung der Kapazitäten an die einzelnen Handelsunternehmen werden derzeit durch die Übertragungsnetzbetreiber unterschiedliche Vergabeverfahren angewandt. Diese reichen von Auktionsverfahren (explizit, d.h. nur Leitungskapazität, oder implizit, d.h. Energie und Leitungskapazität kombiniert) bis zu anteiliger Vergabe („pro-rata“) an alle „Antragsteller“. Zu den grenzüberschreitenden Kapazitäten siehe auch Kapitel „Markteintrittsbarrieren am österreichischen Strommarkt“.

#### Markt für Ausgleichsenergie – ein wichtiges Nebenprodukt

Da Strom praktisch nicht gespeichert werden kann, muss die erzeugte Energie immer dem momentanen Verbrauch entsprechen. Die Ausgleichsenergie dient zur Herstellung dieses Ausgleichs innerhalb der Regelzone und ist somit ein integraler Teil des Strommarktes.<sup>15</sup> Die Ausgleichsenergie ist daher ein wesentliches Vorprodukt der Belieferung von Endkunden. Die EU-Kommission legt sich in ihren Entscheidungen jedoch nicht fest, ob die Ausgleichsenergie einen eigenen Markt darstellt.

Der Überbegriff Ausgleichsenergie umfasst Bereiche unterschiedlicher Regelqualitäten, wie Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (Minutenreserve). Diese Bereiche sind im UCTE-Verband technisch entsprechend geregelt und teilweise hinsichtlich ihrer Erbringung noch auf die jeweiligen Regelzonen begrenzt. Der regelzonen- bzw. blocküberschreitende Handel mit Minutenreserve – jene Ausgleichsenergiequalität, die sich für den Handel am besten eignet – wird gegenwärtig nicht praktiziert bzw. ist aufgrund der geltenden Regelungen nicht möglich. Aufgrund der Rahmenbedingungen lässt sich der Ausgleichsenergiemarkt somit räumlich auf die Regelzone abgrenzen.

<sup>15</sup> Zur ausführlicheren Beschreibung der Ausgleichsenergiemärkte siehe Liberalisierungsbericht 2003.

In Österreich ist in den drei Regelzonen lediglich die Aufbringung der notwendigen Leistung für die Minutenreserve marktmäßig gestaltet. Bei der Sekundärregelung werden über die Ausschreibung von Naturalaustausch Marktelemente in das System eingebracht. Der Ausgleichsenergiemarkt wird von den sog. Bilanzgruppenkoordinatoren betrieben. In den Regelzonen der VKW-ÜNB und TIRAG wird dieser von der A&B organisiert, in der Regelzone Verbund-APG von der APCS. Die wettbewerbliche Bereitstellung der Ausgleichsenergie setzt eine ausreichende Anzahl an Marktteilnehmern mit entsprechender Kraftwerksleistung voraus. Dies ist allerdings in den drei österreichischen Regelzonen nicht gleichermaßen gegeben. Deshalb wird eine Marköffnung für Minutenreserve zwischen den drei österreichischen und den vier deutschen Regelzonen angestrebt.

Eine verstärkte Vernetzung von Ausgleichsenergiemärkten ist als ein wesentlicher Beitrag zu einem europäischen Elektrizitätsmarkt zu sehen. Generell wird dieses Segment in den meisten Staaten von etablierten nationalen Unternehmen beherrscht. Obwohl die Ausgleichsenergievolumina meist vergleichsweise gering sind, können sich daraus doch attraktive Renditen ergeben, die in anderen Wettbewerbsbereichen eingesetzt werden können. Durch Verbreiterung der Anbieterbasis auf eine größere Anzahl an Erzeugern und durch eine Erweiterung des Marktgebietes – und damit möglicherweise einhergehende gemeinsame Nutzung von vorgehaltenen Kapazitäten – können Effizienzsteigerungen im Bereich Ausgleichsenergie erwartet werden.

Um eine Integration von Märkten auf breiterer europäischer Ebene zu ermöglichen, sind Harmonisierungsschritte in operationellen und marktrelevanten Bereichen durchzuführen. So sind z.B. Zeitrahmen, Preisstrukturen und Kommunikationsmittel zu vereinheitlichen.

### Anbieterstruktur

Mit der Liberalisierung erfolgte die Differenzierung nach Produktionsstufen und ihre Disaggregation. Die Dienstleistungsbereiche der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie unterliegen weiterhin einer staatlichen Preisregulierung<sup>16</sup>, während sich der Strompreis frei am Markt bildet. Bei den zumeist vertikal integrierten Energieunternehmen Österreichs, die neben dem Netzbetrieb auch in der Erzeugung und im Vertrieb tätig sind, ist die strikte organisatorische und funktionelle Entflechtung des Netzbetriebes von den Erzeugungs- oder Vertriebsaktivitäten für den diskriminierungsfreien Zugang dritter Stromanbieter essenziell. Die Liberalisierung hat zwar zu einer Neustrukturierung und Neupositionierung der Unternehmen geführt, dennoch behielt die Anbieterstruktur ihre deutliche Prägung durch das 2. Verstaatlichungsgesetz<sup>17</sup> bei. Eine Änderung des Gesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, wovon kurz- bis mittelfristig nicht ausgegangen werden kann. Damit spiegelt sich der föderalistische Aufbau der Republik Österreich in der Anbieterstruktur bzw. in den Eigentumsverhältnissen der Stromwirtschaft wider. Der langjährige Gebietsschutz der Unternehmen vor der Liberalisierung und der damit verbundene Bekanntheitsgrad bei den Kunden begünstigt den Fortbestand der derzeitigen Anbieterstruktur.

Am österreichischen Strommarkt bestimmen der Verbund, die neun Landesgesellschaften sowie landeshauptstädtische Elektrizitätsunternehmen nach wie vor die Struktur am österreichischen Markt. Diese wenigen Unternehmen haben im Jahr 2003 knapp 95 % der ins öffentliche Netz eingespeisten Energie erzeugt, obwohl insgesamt rd. 200 Erzeuger mit einer Leistung > 1 MW (ohne Windkraftwerke) ins öffentliche Netz einspeisen. Der Verbund ist das größte österreichische Erzeugungsunternehmen, aber auch die anderen großen und kleinen Unternehmen sind in der Erzeugung tätig oder zumindest, wie im Fall der Steweg-Steg, an Erzeu-

<sup>16</sup> In Österreich werden die Entgelte für die Nutzung der Netze durch die E-Control Kommission als Fixpreis festgelegt.

<sup>17</sup> Das 2. Verstaatlichungsgesetz (BGBl. Nr. 81/1947) in der Fassung BGBl. Nr. 762/1992 wurde mit dem Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden (BGBl. Nr. 143/ 1998), außer Kraft gesetzt, jedoch wurden die inhaltlichen Regelungen bzgl. der Eigentumsverhältnisse aus dem 2. Verstaatlichungsgesetz darin faktisch fortgeschrieben.

gungsanlagen beteiligt. Der Verbund ist neben Tiwag und VKW der größte Übertragungsnetzbetreiber. Gleichzeitig sind die Unternehmen, die im 2. Verstaatlichungsgesetz genannt wurden, zumeist direkt und/oder über Tochtergesellschaften im Endkundengeschäft tätig.

Tabelle 4 zeigt die Veränderung für die Unternehmen durch die Öffnung des Strommarktes. Neben neuen Aufgaben und Betätigungsfeldern sind auch neue Märkte entstanden (Großhandelsmarkt, Markt für Ausgleichsenergie). Nach wie vor spielen jedoch neben betriebswirt-

schaftlichen auch wirtschafts- und sozialpolitische Faktoren eine wichtige Rolle, was in erster Linie auf den hohen Anteil der öffentlichen Beteiligungen an den Stromunternehmen zurückzuführen ist (siehe u.a. die politische Diskussion in der Steiermark über die Strompreiserhöhungen der Landesgesellschaft Steweag-Steg).

Die vorherrschende vertikale Integration wird oftmals durch eine horizontale Integration mit anderen Versorgungsbranchen erweitert. Praktisch alle großen Elektrizitätsunternehmen sind direkt oder indirekt mit Erdgasunternehmen

### → Vergleich Strommarkt vor und nach der Liberalisierung

Tabelle 4

vor der Liberalisierung	nach der Liberalisierung
<b>Verbund</b> → Erzeugung → Übertragung → Belieferung der LVU	<b>Verbund</b> → Erzeugung → Übertragung → (Beliieferung der LVU) → Regelzonenführer → Händler → Belieferung von Endkunden
<b>LVU und Stadtwerke</b> → tw. Erzeugung → tw. Übertragung → Verteilung → Belieferung von Endkunden	<b>LVU und Stadtwerke</b> → tw. Erzeugung → tw. Übertragung → Verteilung → Belieferung von Endkunden → tw. Regelzonenführer → Händler  → Großhandelsmarkt (100–150 TWh) → OTC → Börse (EXAA – Graz, EEX – Leipzig) → Ausgleichsenergiemarkt → Ein ausländischer Anbieter mit Niederlassung in Ö. (EnBW) → tw. ausländische Beteiligungen (EnBW, RWE, EdF) → Zusammenschlüsse auf regionaler und überregionaler Ebene
	nach wie vor politischer Einfluss: → betriebswirtschaftliche → wirtschaftspolitische → sozialpolitische <span style="font-size: 2em; vertical-align: middle;">}</span> Zielsetzungen

Quelle: E-Control

verbunden. Zudem sind sie wie die meisten städtischen und kommunalen Unternehmen häufig auch mit anderen typischen Versorgungsindustrien wie beispielsweise der Wasserversorgung, Abfallwirtschaft oder Telekommunikation verbunden. Im Vergleich hierzu weist das derzeit einzige ausländische Unternehmen mit einer Niederlassung in Österreich – EnBW Austria – einen sehr geringen Integrationsgrad auf. Eine Zusammenfassung über die vertikale Integration der Elektrizitätsunternehmen zeigt Abbildung 14, einen Überblick über branchenübergreifende Betätigungsfelder gibt Abbildung

15. In den Abbildungen sind die Geschäftsfelder, in denen Unternehmen tätig, d.h. vertikal oder horizontal integriert sind, farblich markiert. Angegeben ist auch, über welche Tochter-, Schwester- oder Mutterunternehmen die Marktteilnehmer am jeweiligen Markt tätig sind. Die Darstellungen zeigen deutlich, dass neben dem großen Anteil an öffentlichem Eigentum sowohl die starke vertikale als auch horizontale Integration der Unternehmen ein weiteres Strukturmerkmal der österreichischen Elektrizitätsindustrie darstellt.

### → Marktstufen Strom

Abbildung 14

	Erzeugung	Großhandel	Netz	Kleine Weiterverteiler	AE-Markt	RZ-Führer	Verrechnungsstelle	Großkunden	Tarifkunden
Verbund		APT neu		Energie Austria			Beteiligung	Energie Austria	
Wienstrom		APT neu		Energie Austria				Energie Austria	Energie Allianz
EVN		APT neu		Energie Austria				Energie Austria	Energie Allianz
Energie AG		APT neu		Energie Austria			Beteiligung	Energie Austria	Energie Allianz
Bewag		APT neu		Energie Austria				Energie Austria	Energie Allianz
Steweag-Steg							Beteiligung		
Linz AG		APT neu		Energie Austria				Energie Austria	Energie Allianz
Salzburg AG							Beteiligung		
Tiwag							Beteiligung		
VKW							Beteiligung		
Kelag							Beteiligung		
EnBW									

Quelle: Jahresberichte und Internetseiten der Unternehmen

### → Europäische Elektrizitätsunternehmen im Vergleich – Jahr 2001

Tabelle 5

Rang	Konzern-Umsatz		Rang	Operativer Cashflow <sup>18</sup>		Rang	Jahresüberschuss	
		in Mio. €			in Mio. €			in Mio. €
1.	E.On Gruppe	69.839	2.	E.On Gruppe	8.626	2.	E.On Gruppe	3.137
2.	RWE Gruppe	43.970	4.	RWE Gruppe	6.839	5.	RWE Gruppe	1.744
3.	EdF	40.716	1.	EdF	8.671	3.	EdF	848
4.	Enel	27.725	3.	Enel	8.172	1.	Enel	3.952
5.	Endesa	15.576	5.	Endesa	5.113	4.	Endesa	1.537
6.	Electrabel	12.580	9.	Electrabel	1.634	14.	Electrabel	910
11.	EnBW	7.861	19.	EnBW	929	18.	EnBW	272
29.	Verbund	1.684	30.	Verbund	389	23.	Verbund	137
k.A.	EVN	1.114	k.A.	EVN	264			

Quelle: Eurelectric, EVN Jahresbericht

<sup>18</sup> EBITDA, Gewinn vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen und Amortisation

Vergleicht man die österreichische Elektrizitätsbranche mit ihrem europäischen Umfeld (Tabelle 5), so wird klar, dass der Verbund als größter Erzeuger Österreichs zwar zu den 30 größten europäischen Unternehmen zählt, aber dennoch weit kleiner ist als die großen Player in Europas Stromindustrie.

Die großen europäischen Elektrizitätsunternehmen, wie EDF, RWE, E.ON, nehmen mit über 90 % eine dominante Marktposition in ihren angestammten Versorgungsgebieten ein. Grund dafür ist eine in Deutschland und Frankreich viel geringere reale Marktöffnung als in Österreich. Gleichzeitig expandieren die großen Player aus einer gesicherten Heimmarktposition heraus in den europäischen Markt hinein (Abbildung 16). Die Oligopolisierung der Marktstruktur bringt kleine und mittelständische Anbieter in Zentraleuropa deshalb unter vermehrten Druck. Zwar haben die österreichischen Stromunternehmen

beachtliche Marktanteile in ihren angestammten Versorgungsgebieten, doch in Relation zu den Strukturen in Europa eine vernachlässigbare Bedeutung.

Die verhältnismäßig kleine Betriebsgröße der österreichischen Unternehmen im Vergleich zu anderen europäischen Unternehmen dürfte gewisse Kostennachteile mit sich bringen. Ein weiteres Charakteristikum zeigt sich in der Eigentümerstruktur der etablierten Unternehmen Österreichs (Incumbents), und zwar in ihren vielfachen Kreuzbeteiligungen (siehe auch Abbildung 25, S. 76/77: Eigentumsverhältnisse in der österreichischen Strom- und Erdgaswirtschaft). Alleine die österreichischen Verteilnetzbetreiber halten derzeit, laut einer jüngst veröffentlichten Studie<sup>19</sup>, rd. € 2 Mrd. Beteiligungen untereinander. Das entspricht in etwa einem Jahresumsatz dieser Unternehmen. Die erwähnte Studie zeigt weiters, dass im Beobachtungs-

→ **Betätigungsfelder der Energieversorger**

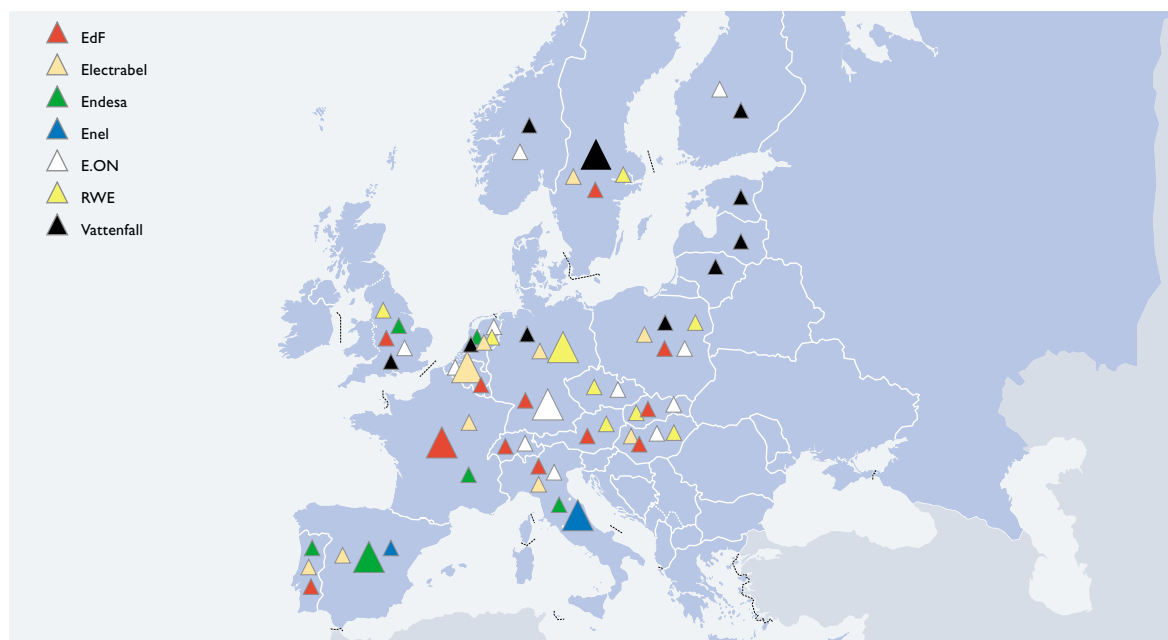
	Eigentümer	Strom	Erdgas	Fernwärme
Bewag/Begas	mehrheitlich öffentlich	Bewag	Begas	
Energie AG	> 80 % öffentlich	Energie AG	OÖ Ferngas	Energie AG
Etag	mehrheitlich öffentlich	Steweag-Steg	Steirische Gas Wärme	Steirische Gas Wärme
EVN	mehrheitlich öffentlich	EVN	EVN	EVN
Kelag	mehrheitlich öffentlich	Kelag	Kelag	Kelag
Salzburg AG	> 90 öffentlich	Salzburg AG	Salzburg AG	Salzburg AG
Tiwag/Tigas	100 % öffentlich	Tiwag	Tigas	div. Beteiligungen
VKW/VEG	> 90 % öffentlich	VKW	VEG	div. Beteiligungen
Wienenergie	100 % öffentlich	Wienenergie	Wienenergie	Wr. Stadtwerke, Wienenergie
Linz AG	100 % öffentlich	Linz AG Strom	Linz Gas Wärme	Linz Gas Wärme
Energie Graz	mehrheitlich öffentlich	Energie Graz	Energie Graz	Energie Graz
EnBW Austria	indirekt minderheitlich öffentlich	EnBW Austria		

Quelle: Jahresberichte und Internetseiten der Unternehmen

<sup>19</sup> „Elektrizitätsmarkt in Österreich 2004“ Gemeinschaftsstudie unter der Leitung der Universität Klagenfurt [http://www.econ.uni-klu.ac.at/strom2004/strommarkt\\_2004\\_v203.pdf](http://www.econ.uni-klu.ac.at/strom2004/strommarkt_2004_v203.pdf)

→ Ausbreitung der großen Elektrizitätsunternehmen in Europa

Abbildung 16



Quelle: Verbund

Abbildung 15

Wasser	Abwasser	Telekommunikation	Abfall
		UTA, BKF	
OÖ Landeswasserversorgungsunternehmen	WAV, AVE	LIWEST, UTA	WAV, AVE
		UTA	Steirische Abfallverwertungs GMBH
EVN Wasser GmbH, WTE Wassertechnik GmbH	WTE Wassertechnik GmbH	NÖKOM, UTA, Kabelsignal AG	AVN Abfallverwertung
		Kelag, UTA	KRV
Salzburg AG, WSG Wasser Service GmbH	Salzburg AG, WSG Wasser Service GmbH	Salzburg AG	
		TI.KOM, UTA	
	Hubert Häusle GmbH	UTA, Vorarlberger Telekommunikations-GmbH	Hubert Häusle GmbH
Wiener Wasserwerke, Aqua Plus	Aqua Plus, Wien Kanal	UTA	
Linz AG Wasser	Linz AG Abwasser	Linz AG Strom, LIWEST	Linz Service GmbH
Grazer Stadtwerke	Grazer Stadtwerke	Grazer Stadtwerke	AEVG

zeitraum 2000–2002 das eingesetzte Kapital für Finanzanlagen (unter anderem für Kreuzbeteiligungen) eine sehr bescheidene Verzinsung erwirtschaftet hat. Die Beteiligungen dürften daher eher Ergebnis strategischer Überlegungen in Zusammenhang mit der Liberalisierung und weniger Finanzinvestitionen darstellen. Dieses Verhalten wurde begünstigt, da eine automatische Disziplinierung durch den Kapitalmarkt im Fall von Fehlinvestitionen aufgrund des mehrheitlich öffentlichen Eigentums der Unternehmen nur in einem begrenzten Ausmaß vorhanden war. Es notieren lediglich zwei österreichische Unternehmen an der Börse: der Verbund und die EVN. Die vielfach geringe Betriebsgröße, die Liquiditätsverluste aufgrund gegenseitiger Beteiligungen und die geringe Rentabilität des Anlagevermögens schwächen die internationale Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Unternehmen. Umgekehrt schützen Kreuzbeteiligungen relativ gut vor Übernahmen durch dritte Unternehmen, sollte es künftig zu weiteren Privatisierungen kommen.

Hingegen besteht ein großer Vorteil im internationalen Wettbewerb insbesondere bei jenen österreichischen Elektrizitätsunternehmen, die in der langfristig kostengünstigen Wasserkraft ihre größten Erzeugungskapazitäten haben. Verstärkt wird dieser Vorteil dadurch, dass einige Wasserkraftwerke vor der Öffnung der Elektrizitätsmärkte bereits außerplanmäßig abgeschrieben wurden.

Eine große Veränderung in der österreichischen Anbieterstruktur ergibt sich heuer durch die endgültige Genehmigung der so genannten österreichischen Stromlösung (ÖSL) beziehungsweise Energie Austria<sup>20</sup>. Auch sie ist Ergebnis der strategischen Zielsetzung österreichischer Unternehmen, sich im liberalisierten europäischen Markt zu behaupten. Im Konkreten handelt es sich hierbei um einen Zusammenschluss von Unternehmensteilbereichen des Verbund und der Mutterunternehmen der Energie Allianz, das sind die EVN AG, WIEN ENERGIE

GmbH, Energie AG Oberösterreich, BEWAG und Linz AG. Im Einzelnen wird unter der Führung des Verbund der Bereich Stromhandel („ATP neu“) und unter der Führung der Energie Allianz der Großkundenvertrieb („e&s neu“) zusammengeschlossen werden. Zu diesem Zweck werden zwei Gemeinschaftsunternehmen gegründet (siehe Abbildung 17).

Die von den beteiligten Unternehmen gemachten wesentlichen Zusagen waren folgende<sup>21</sup>:

- die Veräußerung der im Großkundengeschäft tätigen Verbund-Tochter Austrian Power Vertriebs GmbH (kurz APC) an einen unabhängigen Dritten,
- die Veräußerung der Verbund-Anteile an MyElectric und an Unsere Wasserkraft,
- der temporäre Verzicht wesentlicher Einflussrechte bzw. Stimmrechte des Verbund bei der Steweag-Steg sowie der Energie AG bei der Salzburg AG,
- die regelmäßige Versteigerung von Elektrizitätslieferungen im Umfang von insgesamt 450 GWh jährlich (davon 50 % aus Wasserkraft) in Form von nach dem Verbrauchsprofil österreichischer Kleinverbraucher strukturierten Produkten bis Juli 2008,
- die Verpflichtung der Anmelder, eine Mindestleistung an Ausgleichsenergie, deren Preis gedeckelt ist, zur Verfügung zu stellen, solange, bis ein funktionierender, regelzonenüberschreitender Ausgleichsenergiemarkt vorliegt,
- vorzeitige einseitige Kündigungsrechte von Großkunden der Anmelder bei ihrer Übernahme in die neue Großkundengesellschaft.

Der 20%-Anteil des Verbund an MyElectric ging bereits am 11. November 2003 ins Eigentum der Salzburg AG über. Die Salzburg AG hielt zu diesem Zeitpunkt bereits 80 % Anteile an MyElectric. Der 20%ige Anteil des Verbund an Unsere Wasserkraft wurde am 1. März 2004 von der Energie Steiermark Holding AG (ES-TAG) übernommen, die ebenfalls bereits

<sup>20</sup> Sowohl die Bezeichnung Österreichische Stromlösung als auch Energie Austria sind Arbeitstitel, um den komplexen Zusammenschluss der beteiligten Unternehmen zu beschreiben. Da es keine offizielle Namensgebung für das gesamte Unterfangen gibt, wird im vorliegenden Bericht weiterhin der Arbeitstitel Energie Austria verwendet.

<sup>21</sup> Detaillierte Informationen zum Zusammenschlussverfahren und den Zusagen der anmeldenden Parteien sind im Liberalisierungsbericht 2003 zu finden.



zuvor 80 % von Unsere Wasserkraft hielt. Zentrale Zusage im Verfahren stellte die Veräußerung des 55%-Anteiles des Verbund an der APC an einen unabhängigen Dritten dar. Die APC verkauft elektrische Energie an Industrie-, Gewerbe- und Bündelkunden mit einem Jahresstromverbrauch von über 0,1 GWh. Die ESTAG, welche 35 % an der APC hielt und ein Vorkaufsrecht für die Anteile des Verbund in der APC hatte, galt ausdrücklich nicht als unabhängiger Dritter. Die restlichen 10 % an der APC hielt die Salzburg AG.

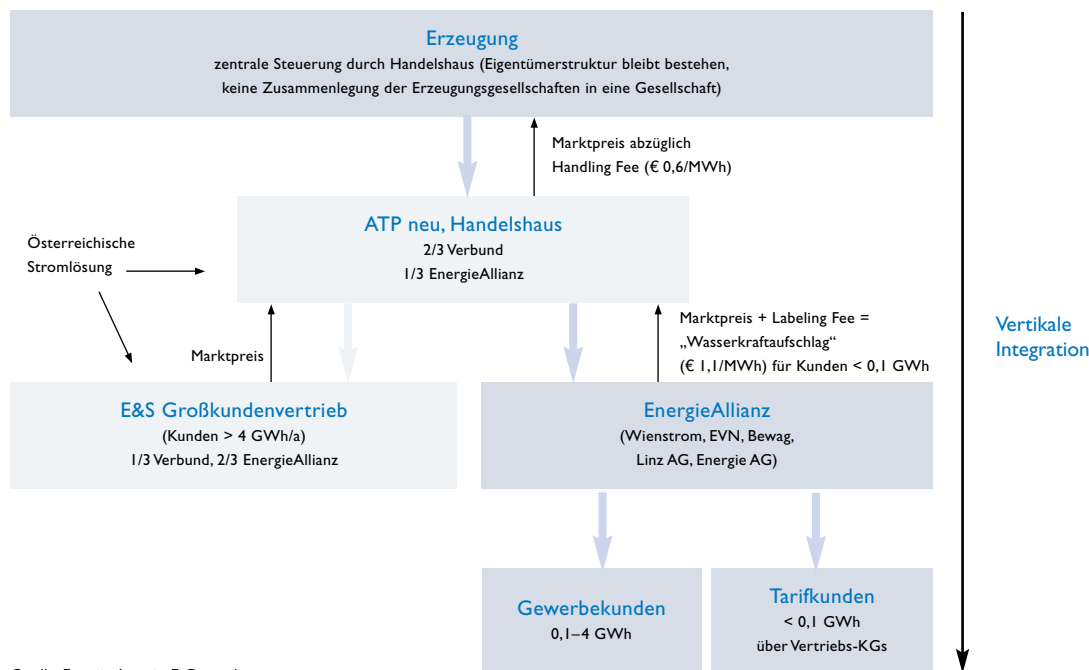
Die Suche nach einem Käufer für das Großkundengeschäft des Verbund gestaltete sich zudem schwierig, da durch den niedrigen Strompreis am Markt für Großabnehmer der künftige Käufer der APC nur mit geringen Margen zu rechnen hatte. Erst nach erfolgter Veräußerung inklusive Zustimmung der Europäischen Kommis-

sion zum neuen Besitzer des Verbundanteiles durfte der Zusammenschluss zur Energie Austria vollzogen werden. Die beteiligten Unternehmen erhielten insgesamt sechs Monate Fristverlängerung zur Erfüllung der Schlüsselauflage, nachdem innerhalb der sechsmonatigen Frist ein Verkauf der APC nicht erfolgt war.

Nach langen Verhandlungen verzichtete die Estag auf ihr Vorkaufsrecht für die Anteile des Verbund und übergab in weiterer Folge ihren eigenen 35%-Anteil an der APC an den Verbund. Die Salzburg AG verkaufte im Frühjahr 2004 ebenfalls ihre Anteile an den Verbund. Die Verbund-Anteile, gemeinsam mit dem 35%-Anteil der ESTAG und dem 10%-Anteil der Salzburg AG, wurden im Rahmen eines internationalen Bieterverfahrens im April 2004 an den Bestbieter, die slowenische Istrabenz Energetski Sistemi, d.o.o. (Istrabenz), verkauft. Neben der

→ Übersicht Energie Austria

Abbildung 17



Quelle: Energie Austria, E-Control



## Marktstruktur

### → Marktstruktur Erdgas

slowenischen Istrabenz hat u.a. auch die Tiroler Landesgesellschaft um die APC mitgeboten.

Istrabenz ist ein Tochterunternehmen der ISTRABENZ, d.d. („Istrabenz Holding Gesellschaft“). Die Istrabenz Holding Gesellschaft ist die Dachgesellschaft einer slowenischen Industrie-Gruppe, deren Tätigkeitsschwerpunkt in den Sparten Energie und Tourismus liegt. Der Konzern umfasst derzeit 26 Unternehmen und ist vorwiegend in Slowenien, Italien, Kroatien und Bosnien-Herzegovina tätig. Im Energiesegment ist die Istrabenz-Gruppe in den Geschäftsbereichen Handel mit Erdöl, Verarbeitung und Lagerung von Erdölprodukten, Handel mit Erdgas sowie sonstige Energiegeschäfte – durch Istrabenz, welche die APC gekauft hat – tätig. Die EU-Kommission erteilte im Juli 2004 ihre Zustimmung, dass der Verkauf der Verbundanteile der APC an die Istrabenz ein Verkauf an ein unabhängiges drittes Unternehmen ist. Damit wurde die einzige Auflage mit aufschiebender Wirkung im Zusammenschlussverfahren zur Energie Austria erfüllt und die Aufnahme der operativen Tätigkeit der österreichischen Stromlösung möglich.

Laut Verbund und Energie-Allianz-Unternehmen ist zu Redaktionsschluss als Starttermin für die Aufnahme der operativen Tätigkeit von „APT neu“ und „e&s neu“ der 1. Oktober 2004 geplant. Die Verwirklichung der österreichischen Stromlösung ergibt eine deutliche Konsolidierung der österreichischen Anbieterstruktur, da im Großhandelsmarkt und im Großkundenmarkt sechs große österreichische Unternehmen – EVN AG, Wien Energie GmbH, Energie AG Oberösterreich, BEWAG, Linz AG und Verbund – nunmehr geschlossen über jeweils ein Unternehmen auftreten.

Nach den ersten drei Jahren der Voll liberalisierung in Österreich hat sich gezeigt, dass kaum neue Anbieter am österreichischen Markt agie-

ren. Neben Vertriebstöchtern von etablierten österreichischen Elektrizitätsunternehmen und dem einzigen ausländischen Anbieter mit Niederlassung in Österreich, der EnBW Austria, gibt es lediglich einige wenige unabhängige Marktteilnehmer. Zu den wichtigsten Vertriebstöchtern der Incumbents im Kleinkundensegment zählen „Unsere Wasserkraft“ der Estag, „switch“ von der Energie Allianz und MyElectric von der Salzburg AG. Kelag und VKW sind die einzigen Incumbents, die selbst österreichweit für Kleinkunden Strom anbieten. Zu den neuen unabhängigen inländischen Marktteilnehmern gehören die Ökostrom AG und die Alpen Adria Energie AG, beide Unternehmen bieten elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern an.

### → Marktstruktur Erdgas

#### Kurzdarstellung der relevanten Erdgasmärkte<sup>22</sup>

Die Definition der (sachlich und räumlich) relevanten Märkte dient, wie im Strombereich, der genauen Feststellung des Produktes, das die Unternehmen anbieten, an sich sowie der Ausdehnung des Gebietes, innerhalb welchem sie im Wettbewerb zueinander stehen. Die Abgrenzung der Märkte ist Grundvoraussetzung, um die Wettbewerbssituation und -entwicklung in den jeweiligen Marktsegmenten darstellen und beurteilen zu können.

Die Betrachtung der Wertschöpfungskette der Erdgasindustrie macht deutlich, dass unterschiedliche Produkte oder Dienstleistungen auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen angeboten werden, welche nicht untereinander substituiert werden können. Tabelle 6 gibt eine Zusammenfassung der Marktabgrenzung für den Erdgasmarkt wider.

Vor der Liberalisierung des Erdgasmarktes war die Marktstruktur klar definiert. Die OMV Gas agierte vorwiegend als Importeur, Produzent,

<sup>22</sup> Eine umfassende Darstellung der sachlichen und räumlichen Abgrenzung für die einzelnen Erdgasmarktsegmente ist im Liberalisierungsbericht 2003 – u.a. auf der Website der E-Control – zu finden.

Netz- und Speicherbetreiber, die Landesgesellschaften als Lieferanten für Endkunden und Stadtwerke und die Stadtwerke als Lieferanten für Endkunden. Mit der Liberalisierung haben sich die bisherigen Tätigkeiten der Unternehmen jedoch nur unwesentlich verändert. Nach wie vor fehlt eine wettbewerbsorientierte Marktstruktur im Erdgasmarkt. Neben der hohen Importabhängigkeit (rd. 80 % des Verbrauchs wird importiert, davon größtenteils aus Russland) ist die OMV Gas Hauptimporteur von Erdgas in Österreich.

Durch den Zusammenschluss zur Econgas – einem gemeinsamen Unternehmen der Energie Allianz und der OMV Gas – tritt die OMV Gas indirekt über die Econgas nunmehr auch als Lie-

ferant und somit als Konkurrent zu jenen Landesgesellschaften auf, die sie als Importeur mit Erdgas versorgt. Aufgrund der bestehenden TOP-Verträge ist eine kurz- und mittelfristige Änderung dieser Konstellation nicht zu erwarten.

Trotz der Liberalisierung des Erdgasmarktes sind nur wenige Unternehmen in der gesamten Regelzone Ost tätig – dh. außerhalb des ursprünglichen Versorgungsgebietes. Der Großteil der Landesgesellschaften beschränkt sich vor allem im Kleinkundenbereich auf die Belieferung der bisherigen Kunden in ihrem ehemaligen Versorgungsgebiet, was sich auch bei den Werbeaktivitäten der Unternehmen zeigt (siehe Kapitel „Werbeaktivitäten im Erdgasbereich“).

## → Überblick über sachlich und räumlich relevante Abgrenzung des Erdgasmarktes

Tabelle 6

sachlich relevanter Markt	Produkt/Definition	räumlich relevanter Markt	
Erzeugung	Förderung von Erdgas	Regelzone	
Import/Handel	Import und Handel von Erdgas auf eigenes Risiko und eigene Rechnung	weiter als nationale Grenze	
Transit	Transport von Erdgas auf Transitleitungen	Nicht definiert (Monopolbereich)	
Übertragung	Transport von Erdgas auf überregionalen Leitungen (Ebene 1)	Nicht definiert (Monopolbereich)	
Verteilung	Transport von Erdgas auf regionaler Ebene (Ebene 2 und 3)	Nicht definiert (Monopolbereich)	
Speicherung	Ein- und Ausspeisung von Erdgas in Speicher	Regelzone	
Ausgleichsenergiemarkt	kurzfristige Zurverfügungstellung von Erdgas	Regelzone	
Erdgasabnehmer	Beliierung von Abnehmern mit Erdgas	Kleinkunden: Jahresverbrauch < 100.000 m <sup>3</sup>	Regelzone, wenn nicht Versorgungsgebiet
		Großkunden: Jahresverbrauch > 100.000 m <sup>3</sup> u. < 500.000 m <sup>3</sup>	Regelzone
		Größtkunden: Jahresverbrauch > 500.000 m <sup>3</sup>	Regelzone

Quelle: E-Control

Zwischen den Regelzonen besteht auch weiterhin keine Verbindungsleitung, die einen Wettbewerb in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg ermöglichen würde. Erdgas kann nach Tirol und Vorarlberg ausschließlich über Deutschland transportiert werden. Dadurch sind Lieferangebote zu konkurrenzfähigen Preisen nach Tirol und Vorarlberg durch andere österreichische Unternehmen nicht möglich, da neben den in Österreich anfallenden Kosten auch die Transitzkosten über das Netz der Ruhrgas in Deutschland berücksichtigt werden müssen.

Sowohl die fehlenden Verbindungsleitungen zwischen Tirol und Vorarlberg sowie Salzburg und Tirol als auch die geringe Anzahl von Unternehmen, die außerhalb ihres ehemaligen Versorgungsgebietes anbieten, und das Fehlen ausländischer Anbieter (Ausnahme Ruhrgas) sprechen auch weiterhin dafür, dass die räumliche Markt-

abgrenzung in allen sachlich relevanten Märkten für Österreich die jeweiligen Regelzonen sind. Von einem überregionalen – grenzüberschreitenden – Erdgasmarkt kann nicht ausgegangen werden. Im Gegensatz zum Strommarkt, in dem zumindest der Großhandelsmarkt einen überregionalen Markt darstellt, ist dies im Erdgasbereich nicht der Fall.

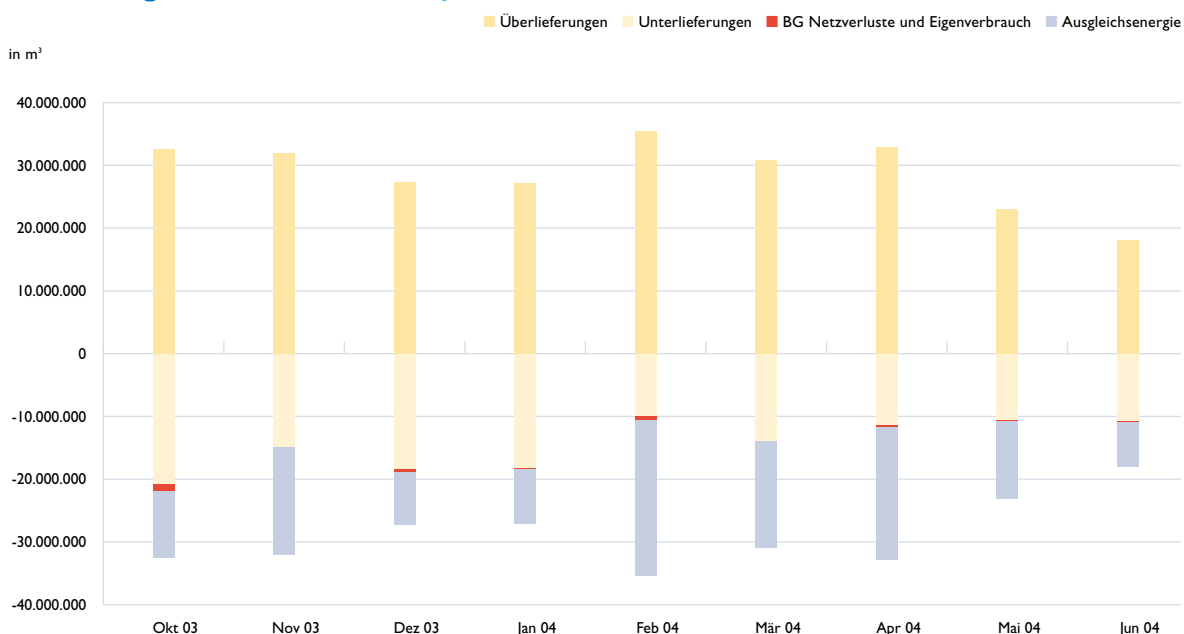
#### Großhandelsmarkt

Auf dem Großhandelsmarkt sind Econgas, RAG, Terragas, Steirische Gas Wärme und Kelag tätig. Über Erdgasmengen aus dem Gas-Release-Programm im Juni 2003 ist auch die CE Oil and Gas Trading GmbH als Gas-Trader in den Markt gekommen.

Obwohl bereits die organisatorischen Vorgaben für die Einrichtung eines Gashubs in Baumgarten gemacht worden sind, werden an diesem

### → Entwicklung des Handelsvolumens am Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas, Oktober 2003 bis Juni 2004

Abbildung 18



Quelle: AGCS

## → Liquefied Natural Gas

Kasten 2

Mit Liquefied Natural Gas (LNG) wird die Verflüssigung von Erdgas bezeichnet; dabei teilt sich die LNG-Kette auf mehrere Stufen:

1. Verflüssigung von Erdgas im Exportland (Abkühlung des Erdgases auf minus 161,5 °C),
2. Transport mittels Tanker,
3. Rückverdampfung im Bestimmungsland,
4. Einspeisung in das Erdgasnetz.

Durch die Verflüssigung des Erdgases verliert Erdgas einen Großteil seines Volumens (1/600), wodurch der Transport von größeren Mengen möglich ist. Durch die starke Reduktion der Kosten in den vergangenen Jahrzehnten kann LNG als Konkurrenz zu herkömmlich gefördertem und transportiertem Erdgas gesehen werden. Vor allem bei langen Transportwegen weist LNG einen Kostenvorteil auf, da die Transportkosten von LNG im Gegensatz zu Pipeline-Gas nicht proportional zur Anzahl der Kilometer steigen.

Der Handel mit LNG hat sich in den letzten 15 Jahren mehr als verdoppelt. Der Bedarf an LNG nimmt auch weiter an Bedeutung zu, was u.a. auf die Insel-lage einiger Nachfrageländer und den Rückgang des

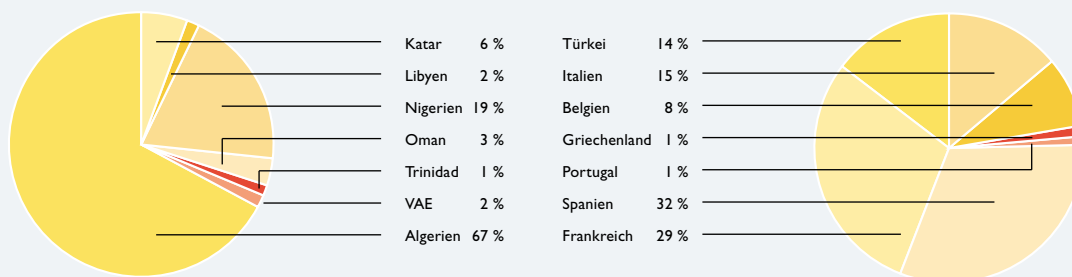
Angebots an Pipeline-Gas zurückzuführen ist. Insgesamt bieten derzeit 12 Staaten LNG an. Auszu-gehen ist jedoch aufgrund der Transportkosten und der Distanzen zwischen den einzelnen Märkten nicht von einem weltweiten Markt, wodurch der kurzfris-tige Handel (Intra-Day-Handel oder Day-to-Day-Handel) transport- bzw. speicherbedingt zumindest räumlich eingeschränkt ist.

Die wichtigsten Exportländer für Europa waren 2002 Algerien (Anteil rd. 67 %) und Nigeria (rd. 19 %). Kleinere Mengen kommen aus Katar, Oman, Trinidad, Libyen und den Vereinigten Arabischen Emi-raten. Die größten Abnehmer in Europa sind Spanien und Frankreich mit je rd. 30 % der nach Europa transportierten LNG-Mengen, gefolgt von Italien, der Türkei und Belgien (siehe Abbildung 19).

Der Anteil von LNG am europäischen Erdgasmarkt beträgt mittlerweile rd. 10 %. 90 % des Erdgases werden nach wie vor traditionell über Erdgaslei-tungen vorwiegend aus Russland und Norwegen nach Europa transportiert. Der Anteil von LNG am Gesamtmarkt liegt in einzelnen europäischen Ländern bzw. Sub-Märkten deutlich höher.

## → LNG-Lieferungen nach und LNG-Nachfrager in Europa in Prozent der Gesamtmenge – 2002

Abbildung 19



Quelle: Cedigaz (2003) in EWI (2004)

Handelsplatz noch keine Umsätze (abgesehen vom Gas-Release-Programm) verzeichnet. Ab Oktober 2004 bietet die Hubbetreibergesellschaft CEGH Hubdienstleistungen an.

Über die Handelsvolumina im Großhandelsbereich liegen keine gesicherten Daten vor. Da über den Ausgleichsenergiemarkt auch Erdgas-mengen gehandelt werden, können diese Daten einen Anhaltspunkt geben. Von Oktober 2003 bis Juni 2004 wurden rd. 260 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas überliefert, das heißt, es wurde abweichend vom Erdgasverbrauch zuviel Erdgas von den Bilanzgruppen ins Netz eingespeist. Werden von den Überlieferungen der Bilanzgruppen (rd. 130 Mio. m<sup>3</sup>) und die Mengen der Bilanzgruppe Netzverlust und Eigenverbrauch (rd. 2,6 Mio. m<sup>3</sup>) abgezogen, verbleibt eine Menge von rd. 127 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas, die über den Ausgleichsenergiemarkt ausgetauscht (Abbildung 18) wurde. Diese Aktivitäten können als Handel am kurzfristigen Gashandelsmarkt bezeichnet werden. Die derzeitige Ausgestaltung des Ausgleichsenergiemarktes bietet damit Funktionen bzw. Produkte an, die im Strombereich über den Großhandelsmarkt angeboten werden.

In einigen europäischen Ländern ist die Bedeutung von Liquefied Natural Gas (LNG) in den letzten Jahren gestiegen. Neben den bisherigen Bezugsquellen von Erdgas über Pipelines (u.a. Russland und Norwegen) könnten neue Anbieter über mittlerweile konkurrenzfähige Kostenstrukturen von LNG in den europäischen Markt treten (siehe Kasten 2: Liquefied Natural Gas). Eine größere Bedeutung gegenüber Pipeline-Gas bekommt LNG vor allem in jenen Ländern, die nur über einen sehr langen Transportweg versorgt werden können. Für Österreich hat LNG derzeit nur geringe Bedeutung. Sofern allerdings Mengen zu konkurrenzfähigen Preisen z.B. von Italien nach Österreich transportiert werden können, hätte dies positive Auswirkungen auf den Wettbewerb in Österreich. Eine höhere Anbieterzahl und zusätzliche Erdgas-bezugsquellen könnten durch die höhere Liqui-

dität auch positive Auswirkungen auf einen Großhandelsmarkt in Österreich am Gashub Baumgarten haben.

*Der Gashub Baumgarten* ist ein wichtiger Handelspunkt für russisches Erdgas in Europa. Über Baumgarten kommt die Hälfte des russischen Erdgases (rd. 30 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr) nach West- und Mitteleuropa. Von Baumgarten bestehen Leitungsanbindungen nach Deutschland (WAG, Oberkappel), Italien (TAG) und Ungarn (HAG). Geplant ist der Bau einer zusätzlichen Erdgasleitung von der Türkei unter teilweiser Nutzung vorhandener Systeme (Projekt Nabucco) zum Gashub Baumgarten.

Bereits in den 70er-Jahren wurden Erdgaslieferungen aus langfristigen Verträgen in Baumgarten abgewickelt. Handelspartner der Gazprom sind im Wesentlichen Ruhrgas, Gaz de France, ENI und OMV Erdgas.

2001 wurde von der OMV eine Hubgesellschaft gegründet, die Central European Gas Hub Gesellschaft (CEGH), die sich mit der Entwicklung eines Gashubs in Baumgarten beschäftigen sollte. Erste Impulse für die Entwicklung gab die im Juli 2003 von CEGH durchgeführte Auktion im Zuge des Gas-Release-Programmes des Econgas-Zusammenschlusses. 250 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas wurden über eine Internet-Auktion versteigert. Von den acht erfolgreichen Bietern haben vier Bieter Hubdienstleistungen in Anspruch genommen. Im Juli 2004 fand eine weitere Auktion statt, ebenfalls mit der Versteigerung von 250 Mio. m<sup>3</sup>. Lieferant dabei ist Econgas. CEGH hat inzwischen Dienstleistungen und Preise auf ihrer Homepage veröffentlicht. Diese sollen ab 1. Oktober 2004 gelten. Wie viele Bieter bei der diesjährigen Auktion Hubdienstleistungen in Anspruch nehmen, ist noch nicht bekannt. Erst dann wird sich auch zeigen, ob die angebotenen Dienstleistungen marktgerecht sind.

Für die Entwicklung des Gashubs ist auch das geltende Tarif- und Kapazitätsbuchungssystem

von wesentlicher Bedeutung, wie dies die Entwicklung in Nordeuropa bislang gezeigt hatte. Problematisch für den Gashub Baumgarten ist die Trennung zwischen Transit und Inlandtransport und der verhandelte Netzzugang im Transitbereich. Die möglichen Handelsumsätze werden wesentlich durch die geringen verfügbaren Transportkapazitäten im Transitbereich eingeschränkt.

Voraussetzung für einen funktionierenden Erdgasmarkt ist neben einer entsprechenden Anzahl von Händlern vor allem eine hohe Liquidität des Marktes. Am Gashub Baumgarten beziehen zwar einige Unternehmen Erdgas (u.a. EdF, OMV, Ruhrgas), jedoch sind diese Mengen langfristig gebunden. Die Entwicklung eines kurzfristigen Marktes ist dadurch gehemmt. Zusätzlich wird das Erdgas von nur wenigen Lieferanten bis an den Gashub Baumgarten geliefert, wodurch ein Anbietermonopol besteht. Im Gegensatz dazu haben andere Gashubs ein größeres Potenzial, einen liquiden Großhandelsmarkt zu schaffen. Neben der Möglichkeit, Erdgas in der Nähe des Hubs zu speichern, ist vor allem eine Vielzahl von Anbietern das zentrale Element eines funktionierenden Gashubs. Über Bunde/Oude (Deutschland/Niederlande) wird Erdgas aus verschiedenen Ländern transportiert, was zu einer heterogenen Anbieterstruktur und einer höheren Liquidität führt. Ein weiterer wesentlicher Punkt für einen funktionierenden Gashub ist die Entwicklung von Standardprodukten. Durch die Veröffentlichung von Preisen und Dienstleistungen auf der Homepage der CEGH wurde ein erster Schritt in diese Richtung am Gashub Baumgarten unternommen.

Die Bestimmungslandklauseln, welche die Gasexporteure bisher mit den Abnehmern (z.B. in Österreich mit der OMV Gas) vereinbart haben, sind ebenfalls ein Hindernis für die Entwicklung eines liquiden und funktionierenden Erdgasmarktes. Mit der Vereinbarung zwischen ENI und Gazprom (siehe Kasten 5, S. 55), diese

Klausel zumindest für die Lieferung von Erdgas nach Italien aufzuheben, ist ein weiterer Schritt in Richtung Wettbewerb und der Entwicklung von Gashubs gesetzt worden.

Die OMV plant in Zusammenarbeit mit anderen Erdgasanbietern den Bau einer Leitung von Georgien und dem Iran über die Türkei nach Österreich. Mit diesem Projekt („Nabucco“) wird die Zahl der Anbieter am Gashub Baumgarten erhöht, was zu einer höheren Liquidität – auch am kurzfristigen Markt – führen kann.

#### Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas in der Regelzone Ost

Der Ausgleichsenergiemarkt wurde mit der Einführung des Bilanzgruppenmodells im Oktober 2002 geschaffen. Auf diesem Markt ruft der Regelzonenführer die für die Bilanzgruppen notwendige Ausgleichsenergie für den stündlichen Ausgleich zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch ab. Aktive Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt sind Econgas, RAG (Rohöl-Aufsuchungs AG), Steirische Gas-Wärme GmbH, Salzburg AG und Kelag.

Wesentliche Marktanteile haben dabei Econgas und RAG, was zu einer hohen Marktkonzentration am Ausgleichsenergiemarkt führt. Gleichzeitig sind die größten Anbieter von Ausgleichsenergie auch die verbrauchsstärksten Bilanzgruppen in der Regelzone Ost. Neben den aktiven Anbietern von Ausgleichsenergie sind alle weiteren Bilanzgruppen Nachfrager am Ausgleichsenergiemarkt, für die der Regelzonenführer Ausgleichsenergie abrufen und diese der Bilanzgruppe verrechnet. Die Bilanzgruppen zahlen dabei für jede negative Abweichung von ihrem Fahrplan und erhalten für jede positive Abweichung von ihrem Fahrplan den Ausgleichsenergiepreis. Es wird also nicht nur die vom Regelzonenführer abgerufene physikalische Ausgleichsenergie vom Bilanzgruppenkoordinator (AGCS) den Bilanzgruppen verrechnet, sondern auch die bilanzielle Ausgleichsenergie.

### Struktur Speichermarkt in der Regelzone Ost

Gasspeicher tragen in Österreich zum saisonalen Ausgleich und zur Erhöhung der Liefersicherheit (große physische Lieferabhängigkeit von Lieferungen aus Russland) bei. Als saisonale Speicherkapazitäten werden vor allem Porenspeicher (ehemalige Gasfelder) verwendet. Die Speicherkapazitäten in Österreich sind regional auf die Regelzone Ost konzentriert, besonders auf Nieder- und Oberösterreich. Anbieter auf dem Speichermarkt sind nur zwei Unternehmen: OMV Gas (4 Speicher) und RAG (1 Speicher).

Wie Tabelle 7 zeigt, hat die OMV insgesamt einen Marktanteil von 75 % an der Einspeicherleistung und dem Arbeitsgasvolumen und 78 % an der Entnahmeleistung. Die restlichen 25 % bzw. 22 % entfallen auf den zweiten Anbieter RAG. Die duopole Marktstruktur führt erwartungsgemäß zu hohen Konzentrationsindizes (HH-Index: 6250 bzw. 6568).

Aufgrund der Tatsache, dass der Speicherbetrieb kein natürliches Monopol ist, ist der Speicherzugang nach der Marktöffnung nicht generell reguliert worden (kein genereller Speicherzugang und keine Ex-ante-Preisregulierung), sondern ist gemäß GWG auf verhandelter Basis zwischen Speicherbetreiber und -zugangsberechtigten möglich. Speicherzugangsberechtigte sind nach GWG Produzenten, Versorger und

Händler. Allerdings sind im Gesetz Gleichbehandlung und kostenbasierte Preisbildung als Grundlage für die Verhandlungslösung festgelegt worden. Wenn die Speicherpreise 20 % höher sind als vergleichbare Speicherpreise in Europa, kann die E-Control Kommission regulierend in die Preisbildung eingreifen. Wird einem Unternehmen der Speicherzugang verwehrt, kann dieses bei der E-Control Kommission einen Antrag gemäß § 39 Abs. 4 GWG zur Überprüfung der Verweigerung stellen.

Für Speicherkapazitäten mit einer Entnahmeleistung von bis zu 15.000 m<sup>3</sup>/h ist die OMV Gas alleiniger Anbieter. Speicherverträge können bei RAG erst ab einer Entnahme-/Einspeicherleistung von 15.000 m<sup>3</sup>/h abgeschlossen werden.<sup>23</sup>

Informationen über die angebotenen Produkte sind auf den Internetseiten der Unternehmen erhältlich<sup>24</sup>. RAG bietet ein Standardprodukt an (6 Monate Einspeicherung, 6 Monate Ausspeicherung), für das ein unverbindlicher Richtpreis veröffentlicht wird. Andere Leistungen müssen individuell verhandelt werden. OMV Gas bietet mehrere Produkte auf ihrer Homepage an (Bundled Services, Unbundled Services) und hat Allgemeine Geschäftsbedingungen veröffentlicht, die als Grundlage für den Vertragsabschluss gelten. Zudem sind Standardverträge und Tarife veröffentlicht.

### → Speicherkapazitäten in Österreich 2004

Tabelle 7

Speicher	Einpessleistung in Nm <sup>3</sup> /h	Entnahmeleistung in Nm <sup>3</sup> /h	Arbeitsgasvolumen in Mio. m <sup>3</sup>
OMV – Schönkirchen	650.000	740.000	1.570
OMV – Tallesbrunn	125.000	160.000	300
OMV – Thann	115.000	130.000	250
RAG – Puchkirchen	290.000	290.000	700
Summe	1.180.000	1.320.000	2.820

Quelle: RAG, OMV Gas

<sup>23</sup> Siehe Informationen auf RAG-Homepage ([www.rohoel.at](http://www.rohoel.at))

<sup>24</sup> OMV: [www.omv.com](http://www.omv.com); RAG: [www.rohoel.at](http://www.rohoel.at)





### Markteintrittsbarrieren am österreichischen Strommarkt

Markteintrittsbarrieren am österreichischen Strommarkt – Erzeugung  
Gemäß § 18 EIWOG haben die Bedingungen für den Zugang zum System für alle Marktteilnehmer – somit auch für alle Erzeuger – nicht diskriminierend zu sein. Eine Verweigerung des Netzzuganges ist nur aus den in § 20 EIWOG aufgeführten Gründen möglich (u.a. Verdrängungen von fernwärmeorientierten, umwelt- und ressourcenschonenden sowie technisch wirtschaftlich sinnvollen KWK-Anlagen oder aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien), wobei auch dabei alle Marktteilnehmer gleich zu behandeln sind.

Das Errichten und Betreiben von Kraftwerken in Österreich bedarf jedoch verschiedenster Genehmigungen (u.a. Wasserrechtsbescheide, Betriebsführungs- und Errichtungsgenehmigungen, Umweltverträglichkeitsprüfung), die unabhängig vom Betreiber erbracht werden müssen. Die Errichtung eines neuen Kraftwerkes (unabhängig vom Kraftwerkstyp) sollte deshalb diskriminierungsfrei erfolgen und stellt somit keine Markteintrittsbarriere im Erzeugungsmarkt dar. In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass ein Großteil der Genehmigungen von Bescheiden durch das Land erfolgt, das gleichzeitig als Mehrheitseigentümer der jeweiligen Landesge-

sellschaft auch Eigentümerinteressen zu vertreten hat. Diese Konstellation – eine Identität von Eigentümer und genehmigender Behörde von Projekten potenzieller Mitbewerber – birgt Zielkonflikte zwischen diesen beiden Bereichen.

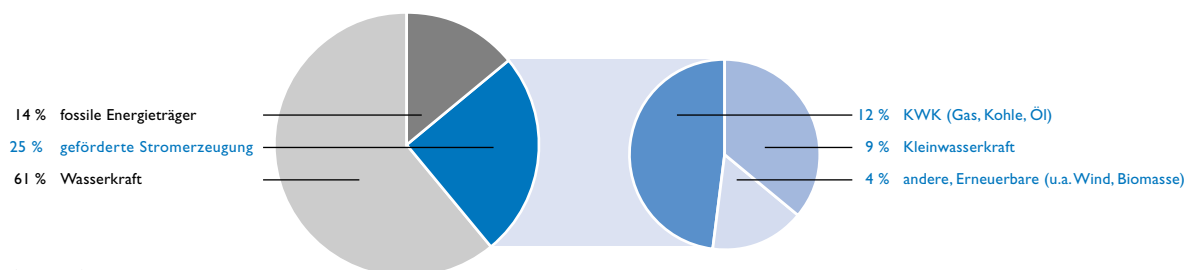
Allerdings findet in Österreich eine Unterstützung der Erzeugung von elektrischer Energie auf einer breiten Ebene statt. Mit Ausnahme eines geringen Teiles<sup>25</sup>, dürfte in Österreich die gesamte Stromerzeugung gefördert werden, deren Erzeugungskosten über den derzeitigen Marktpreisen liegen. Dadurch werden rd. 25 % der gesamten in Österreich erzeugten elektrischen Energie quasi aus dem Markt genommen (siehe Abbildung 20), und die geförderten Anlagen stehen somit nicht im Wettbewerb.

Im Rahmen der Ökostromförderung werden die Vollkosten der Erzeugung durch einen Einspeisetarif gedeckt (u.a. Wind, Biomasse, Photovoltaik). Der KWK-Unterstützungstarif<sup>26</sup>, der neben der Sicherung der Fernwärmeversorgung auch die Zielsetzung hat, Primärenergie und den Ausstoß von CO<sub>2</sub> zu verringern, deckt zumindest die laufenden Kosten ab. Problematisch ist es, wenn Förderungen nicht kosteneffizient und nicht marktorientiert sind und so zu Verzerrungen am Markt führen (siehe Kasten 3).

Die Erzeugungseinheiten außerhalb der Förder-systeme (vorwiegend Wasserkraftwerke) sind

### → Geförderte Stromerzeugungsmengen in Österreich

Abbildung 20



Quelle: E-Control

<sup>25</sup> Thermische Kraftwerke, die keine Wärmeauskoppelung haben, bzw. jener Teil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen, der nicht im Sinne von §§ 12 und 13 ÖkostromG als KWK-Energie definiert ist

<sup>26</sup> Bei der Förderung von KWK-Energie bleibt die elektrische Energie im Eigentum des Erzeugungsunternehmens. Dieses erhält neben den am Markt erzielten Preis noch einen Unterstützungstarif (Differenz zwischen € 39/MWh zum Marktpreis). Im Gegensatz zur KWK-Förderung wird elektrische Energie aus Ökostromanlagen nur dann gefördert, wenn diese an den Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen abgegeben wird.

zu den derzeitigen Marktpreisen marktfähig. Vor allem deshalb, da die meisten Wasserkraftwerke (handelsrechtlich) abgeschrieben sind und diese bereits vor der Liberalisierung der Märkte durch die Endkunden finanziert wurden. Somit

können bestehende Wasserkraftwerke elektrische Energie zu Preisen verkaufen, die nur die variablen Kosten decken müssen. Neue Unternehmen müssten, um in den Erzeugungsmarkt einzutreten, hohe Investitionen täti-

### → Umweltökonomische Betrachtung von Förderungen

Kasten 3

Ein Fördersystem ist aus ökonomischer und ökologischer Sicht dann sinnvoll, wenn unter geringstem Mitteleinsatz die Marktverzerrungen minimiert werden und so der Wettbewerb der Erzeuger von erneuerbaren Energieträgern ermöglicht wird.

Die Erzeugung von elektrischer Energie verursacht, je nach Art der Erzeugungsanlage, negative externe Effekte in unterschiedlichem Ausmaß. Diese negativen externen Effekte reichen von der Belastung durch die Endlagerung radioaktiven Materials aus Kernkraftwerken, über CO<sub>2</sub>-Emissionen durch thermische Kraftwerke, oder über die Eingriffe in die Natur durch Wasserkraftwerke bis zu akustischen und optischen Beeinträchtigungen durch Windkraftwerke. Durch die externen Effekte werden Kosten (wie zum Beispiel Schäden im Ökosystem oder an der menschlichen Gesundheit) verursacht, welche in der Regel nicht oder nicht vollständig vom Kraftwerksbetreiber getragen werden. Die Kosten werden in der einen oder anderen Form auf die Gesellschaft verschoben. Die Feststellung der Kosten von externen Effekten gestaltet sich äußerst schwierig oder gar unmöglich. Sie werden daher oftmals nicht internalisiert, sprich dem Verursacher angelastet. Dementsprechend spiegeln sich in den Preisen für elektrische Energie nicht die gesamten in der Gesellschaft angefallenen Kosten wider. Erzeugungsanlagen, die kaum negative externe Effekte verursachen, haben dadurch einen Wettbewerbsnachteil gegenüber jenen, die hohe externe Kosten verursachen. Fördersysteme versuchen diese unterschiedliche Belastung, die eine Markteintrittsbarriere darstellt, mit verschiedenen Methoden auszugleichen.

Umweltökonomisch optimal ist, wenn alle verursachten Kosten in den Preisen der elektrischen Energie enthalten sind. Mittels des CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikatesystems wird (zumindest teilweise) eine solche Internalisierung externer Kosten der Stromproduktion vorgenommen. Die Kosten werden dem Verursacher, sprich dem Emittenten von CO<sub>2</sub>, angelastet. In den Preisen für elektrische Energie sind die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate enthalten. Entspricht der Preis von elektrischer Energie aus thermischen Kraftwerken den tatsächlich verursachten Kosten, so wird der Wettbewerbsnachteil jener Unternehmen, die kaum negative externe Effekte verursachen, verringert. Die Marktverzerrungen wurden damit korrigiert.

Eine weitere Möglichkeit, den Wettbewerbsnachteil auszugleichen, ist die Förderung mittels Einspeisetarifen für jene Erzeugungsanlagen, die kaum negative externe Effekte verursachen. Damit werden praktisch die Produktionskosten dieser Anlage gesenkt, und diese kann so mit (beispielsweise thermischen) Kraftwerken konkurrieren. Durch diese Methode wird zwar der Wettbewerbsnachteil ausgeglichen, doch spiegelt der Preis für elektrische Energie nach wie vor nicht die tatsächlich verursachten Kosten der Erzeugung wider. Die fehlende Internalisierung externer Kosten führt zu einem zu niedrigen Marktpreis und einem zu hohen Energieverbrauch. Das verzerrte (zu niedrige) Preissignal an die Stromkonsumenten bewirkt durch den höheren Verbrauch und die damit einhergehenden negativen externen Effekte eine zusätzliche Belastung der Umwelt.

gen, die sich vollständig im liberalisierten Markt finanzieren müssen. Gegenüber Unternehmen, die ihre Erzeugungsanlagen vor der Liberalisierung finanziert haben, stellt dies einen Wettbewerbsnachteil dar. Für neu in den Erzeugungsmarkt eintretende Unternehmen ist es darüber hinaus schwierig, neue Standorte für ihre Kraftwerksanlagen zu finden. Unternehmen, die bereits über einen Kraftwerkspark verfügen, können über die dazugehörigen Standorte frei verfügen und so zumindest Altanlagen erneuern oder auf- und umrüsten.

Im Zusammenhang mit dem CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikatesystem werden bestehende Kraftwerke durch die unentgeltliche Zuteilung von Zertifikaten gegenüber neuen thermischen Kraftwerken bevorzugt. Zwar sieht der Nationale Aktionsplan eine Zertifikatsreserve von ungefähr 1 % der Gesamtmenge vor, jedoch erfolgt die Vergabe nach dem „First come, first served“-Prinzip. Sobald die Zertifikate vergeben sind, müssen Betreiber von Kraftwerken, die neu erbaut und bei der Zuteilung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate nicht berücksichtigt wurden, die benötigten CO<sub>2</sub>-Zertifikate am Markt zukaufen. Der Markteintritt wird durch die höheren Erzeugungskosten für neu errichtete thermische Kraftwerke erschwert und benachteiligt diese gegenüber bestehende Erzeugungsanlagen.

#### Markteintrittsbarrieren im Großhandelsmarkt für Strom

Wie bereits erwähnt, verfügt Österreich über starke Netzverbindungen zu seinen westlichen Nachbarn. Die zur kommerziellen Nutzung zur Verfügung stehenden Leitungskapazitäten zu den nördlich und südlich angrenzenden Ländern sind aber begrenzt. Dies ist auf die in Zentraleuropa vorherrschenden Lastflüsse von Norden nach Süden zurückzuführen.

Die Entwicklung eines überregionalen Großhandelsmarktes ist aber nicht nur durch die begrenzten Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen bedingt, sondern auch durch die Methodik, mit der dieses knappe Gut den Marktteilnehmern zugänglich gemacht wird. Gegenwärtig existiert eine Vielzahl von Zuteilungsmechanismen, die zum Teil nicht marktbasierend und daher nicht effizient sind. Auch an den österreichischen Grenzen werden derzeit die Leitungskapazitäten nach unterschiedlichen Methoden vergeben, die jeweils mit dem benachbarten Regelzonenführer abgestimmt werden müssen.

Dazu kommt noch, dass derzeit mehrere stark nachgefragte Übergabestellen durch sog. Langfristverträge („Altverträge“)<sup>27</sup>, die noch vor der Marktöffnung abgeschlossen wurden, belegt sind. So waren an der Grenze Richtung Slowenien für 2004 bereits 200 MW nicht für das Pro-rata-Allokationsverfahren verfügbar. Für die Kapazitäten in Richtung Italien wurde auf österreichischer Seite für 2004 überhaupt keine gesonderte Vergabe durchgeführt, da die gesamte Leistung auf Basis solcher „Altverträge“ vergeben ist.

Mit 1. Juli 2004 trat eine neue Verordnung der Europäischen Kommission (VO 1228/2003) in Kraft, die die Netzzugangsbedingungen des grenzüberschreitenden Stromhandels regelt. Darin ist im Wesentlichen gefordert, dass Kapazitäten mittels marktbasierter Verfahren zuzuteilen sind und dass relevante Informationen betreffend grenzüberschreitende Kapazitäten und tatsächliche physikalische Stromflüsse für alle Marktteilnehmer transparent darzustellen sind. Die Umsetzung dieser Verordnung ist derzeit gemeinsam mit den beteiligten Institutionen (u.a. Regelzonenführer, Regulatoren) der Nachbarstaaten im Gange und wird Veränderungen in der Vergabe der Kapazitäten bringen.

<sup>27</sup> § 19ZI EIWOG bestimmt in diesem Zusammenhang weiters, dass Transporte aufgrund von bestehenden und an deren Stelle tretenden vertraglichen Verpflichtungen Vorrang gegenüber allen anderen Lieferungen haben.

### Eintrittsbarrieren im Endkundenmarkt für Strom

Zu Liberalisierungsbeginn erfolgten im Vertriebsbereich mehrere Markteintritte. Einige der Unternehmungen wurden neu aufgebaut, doch die überwiegende Mehrheit der neuen Marktteilnehmer sind Vertriebstöchter etablierter österreichischer Stromversorger.

Der Aufnahme der Vertriebstätigkeit selbst sind kaum regulative Grenzen gesetzt. Die Lieferanten müssen sich lediglich einer bestehenden Bilanzgruppe anschließen oder eine eigene Bilanzgruppe gründen. Sollten diese beabsichtigen, Kunden in ganz Österreich zu beliefern, müssen sie allerdings drei Bilanzgruppen bilden – in jeder Regelzone eine.

Mögliche Markteintrittsbarrieren sind weniger auf organisatorische Anforderungen, sondern eher auf Marktgegebenheiten zurückzuführen. Neue Lieferanten sind auf Kunden angewiesen, die sie von den Konkurrenten abwerben müssen. Doch die Wechselraten sind – je nach Kundengruppe – eher gering. Das könnte gleichzeitig eine Folge, aber auch ein Grund für ein

eventuelles Fernbleiben vom Markt sein. Neue Marktteilnehmer sind auch – im Gegensatz zu alten Stromversorgern – auf neue Infrastruktur angewiesen und können nicht auf Ressourcen aus der Zeit vor der Liberalisierung, wie z.B. auf kostspielige Abrechnungssysteme, zurückgreifen. Große Kunden mit zahlreichen Abnahmestellen, wie zum Beispiel Kettenkunden, erhalten aufgrund des abrechnungstechnischen Aufwands vor allem von ausländischen, aber auch von österreichischen Lieferanten kein österreichweites Lieferangebot.

Im Kleinkundensegment stellt zudem das Verhältnis von Vermarktungsaufwand zur Größe des potenziellen Marktes oft ein weiteres Hemmnis dar. Erfahrungen aus Deutschland haben gezeigt, dass neue Anbieter mit enormen Werbeaufwendungen in einem bereits verhältnismäßig großen Markt wie Deutschland nach wie vor Verluste schreiben. Ausgaben für Werbung und Image eines wieder aus dem Markt austretenden Unternehmens sind für immer verlorene (versunkene) Kosten und damit ein wesentlicher Grund, erst gar nicht in den Markt einzutreten. Dies gilt insbesondere dann, wenn

### → Grenzüberschreitende Kapazitäten und ihre Vergabe in Österreich

Tabelle 8

von	nach	Engpass besteht	zur Vergabe verfügbare Werte in MW (gesamt Baseload)	durch Altverträge bereits vergeben in MW	Vergabemethode (bezogen auf österr. Scheibe)
Österreich	Deutschland	nein			
Österreich	Schweiz	nein			
Tschechien	Österreich	ja	50	400	gemeinsame explizite Auktion
Österreich	Tschechien	teilweise	600		gemeinsame explizite Auktion
Ungarn	Österreich	ja	100		pro rata (durch APG)
Österreich	Ungarn	ja	100		explizite Auktion (durch MAVIR)
Österreich	Slowenien	ja	450	200	pro rata
Slowenien	Österreich	nein	225		(pro rata)
Österreich	Italien	ja	220	110	pro rata
Italien	Österreich	nein	220		(pro rata)

Quelle: E-Control, Angaben für 2004, teilweise zusätzliche Kapazitäten für Peak Load verfügbar

der potenzielle Markt – so wie in Österreich – verhältnismäßig klein ist und damit wenig Wahrscheinlichkeit für eine baldige Erreichung der Gewinnzone bietet. Hinzu kommt die geringe Wechselbereitschaft im Haushaltskundenbereich, die auf eine Verunsicherung der Kunden, die Zufriedenheit mit dem bisherigen Lieferanten sowie auf die geringen Einsparungen durch einen Lieferantenwechsel zurückzuführen ist. Das ausschlaggebende Wettbewerbshemmnis liegt allerdings in den niedrigen Energiepreisen. Neue Vertriebsunternehmen, die nicht über Muttergesellschaften an den restlichen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung teilnehmen, sind zwangsläufig auf die im Vertriebsgeschäft zu verdienenden Margen angewiesen.

Da diese Margen in den vergangenen Jahren in manchen Kundensegmenten durchwegs gering (teilweise negativ) waren, erfolgte kaum ein Markteintritt. Für die integrierten österreichischen Stromversorger könnte es tatsächlich von Interesse sein, diese Preise zeitweise knapp unter der Rentabilitätsgrenze zu halten und so neue Wettbewerber vom Markt fernzuhalten (Predatory Pricing). Dadurch würden sie zwar teilweise Opportunitätsverluste erleiden, die aber über mögliche Quersubventionierungen aus anderen Geschäftsbereichen, wie z.B. Erzeugung oder aus dem regulierten Netzbetrieb gedeckt werden können. Nicht zuletzt mit der kontinuierlichen Überprüfung der Netzkosten und etwaigen Senkung der Netztarife soll der Möglichkeit zur Quersubventionierung Einhalt geboten werden.

#### Markteintrittsbarrieren am österreichischen Erdgasmarkt

Seit Oktober 2002 haben neben den etablierten Erdgasunternehmen fünf Unternehmen einen Erdgashändler bei E-Control zur Aufnahme der Geschäftstätigkeit angezeigt, von denen nur drei Erdgashändler aktiv geworden sind. Neben Ruhrgas Austria AG ist seit verganginem Jahr zumindest auf der Zwischenhandelsstufe die

Kasten 4

#### → Verfahren zur Vergabe von Engpasskapazitäten im Strommarkt

##### „First come, first served“-Prinzip

Die Kapazität wird an die nachfragenden Unternehmen gemäß der Reihenfolge der Anfragen vergeben. Beginnend mit der frühesten werden die Anfragen befriedigt, bis die verfügbare Kapazität vollständig vergeben ist.

##### Pro rata

Alle Anfragen werden anteilig befriedigt. Der Anteil ergibt sich aus der verfügbaren Kapazität, dividiert durch die Summe der nachgefragten Kapazitäten.

##### Explizite Auktion

In einer Versteigerung der reinen Kapazität bieten nachfragende Unternehmen für einen bestimmten Kapazitätswert. Die Angebote werden gemäß den gebotenen Preisen absteigend gereiht, und die Zuteilung erfolgt an jene Unternehmen, die die höchsten Preise bieten, bis die verfügbare Kapazität vollständig vergeben ist.

##### Implizite Auktion

Bei impliziten Auktionen wird die verfügbare Kapazität gemeinsam mit Energie (i.d.R. am Spotmarkt) gehandelt. Unternehmen platzieren Kauf- und Verkaufsgebote für Energie für bestimmte regionale Zonen, und aus dem folgenden Preisclearing ergibt sich auch die Vergabe der Kapazitäten zwischen diesen regionalen Zonen. Eine getrennte Kapazitätsvergabe erfolgt nicht mehr.

Die Anforderung der EU-Verordnung 1228/2003, dass die Kapazitätsvergaben marktbasierend zu erfolgen haben, wird nur durch explizite und implizite Auktionen erfüllt, da das „First come, first served“-Prinzip und das Pro-rata-Verfahren keine Marktelemente enthalten. Bei den Auktionsverfahren können implizite Auktionen als vorteilhaft gegenüber expliziten Auktionen angesehen werden, da sie wirtschaftliche Effizienzvorteile bieten und den Missbrauch von Marktmacht tendenziell stärker verhindern.

CE Oil and Gas Trading GmbH als ausländisches Unternehmen in Österreich tätig. Eine Belieferung von Endkunden durch ein ausländisches Unternehmen erfolgt in Österreich einzig durch die Ruhrgas Austria AG. Diese hat gemeinsam mit der Salzburg AG ihr Großkundengeschäft zusammengelegt und das Unternehmen Terragas GmbH gegründet.

Als wesentlicher Grund für das geringe Interesse, vor allem von ausländischen Unternehmen, wird neben den geringen Wachstumsmöglichkeiten im österreichischen Markt das nicht regulierte Durchleitungsregime im Erdgastransit durch die an Österreich angrenzenden Länder gesehen.

Weitere Ursachen für das geringe Interesse neuer Marktteilnehmer werden im Bereich der rechtlichen Grundlagen zum Markteintritt, den Zugangsbedingungen zu Erdgasquellen und zur Infrastruktur vermutet und im Folgenden untersucht.

**Rechtliche Grundlagen für den Markteintritt**  
Voraussetzung für die Aufnahme des Handelsgeschäftes und damit die Belieferung von Endkunden ist die Anzeige eines Erdgashändlers. Dies kann mit einem formlosen Brief erfolgen. Wenn der angezeigte Erdgashändler in Handelsgeschäft tätig werden will, muss er entweder eine eigene Bilanzgruppe gründen und Bilanzgruppenverantwortlicher werden oder sich einer Bilanzgruppe als unmittelbares Mitglied anschließen.

Wenn der angezeigte Erdgashändler in der Regelzone Ost eine eigene Bilanzgruppe gründet, muss er als Bilanzgruppenverantwortlicher gemäß den Marktregeln Sicherheiten hinterlegen. Grundlage der Berechnung der Sicherheiten-

leistungen ist eine Bonitätsprüfung durch die Clearingstelle.

Die Modalitäten zur Berechnung der Sicherheiten bietet einen gewissen Spielraum, sodass es zu unterschiedlichen spezifischen Kosten je umgesetzter kWh Erdgas für die Bilanzgruppenverantwortlichen kommen kann. In der Regelzone Tirol und Vorarlberg muss sich der angezeigte Erdgashändler auch gemäß den Marktregeln ebenfalls einer Bonitätsprüfung unterziehen und Sicherheitenleistungen hinterlegen. Grundsätzlich sehen sich daher die etablierten und potenziellen Marktteilnehmer gleichen rechtlichen Zugangsbedingungen ausgesetzt, doch besteht durch die Art der Berechnung der Sicherheitenleistung die Möglichkeit, Marktteilnehmer mit unterschiedlichen spezifischen Kosten zu belasten.

#### Zugangsbedingungen zu Erdgasquellen

Für ein neu in den Erdgasmarkt eintretendes Unternehmen gestaltet sich der Zugang zu Erdgas aufgrund bereits bestehender langfristiger Verträge als ein großes Problem. Derzeit erfolgt der Großteil der Erdgaslieferungen auf dem Großhandelsmarkt über langfristige Verträge der einheimischen Erdgasproduzenten RAG und OMV Gas mit den norwegischen und russischen Produzenten sowie deutschen Anbietern. Damit konnte sich die Ecomgas, an der die OMV Gas zu 50 % beteiligt ist, rund 80 % des österreichischen Marktvolumens sichern. Daneben haben auch Steirische Gas Wärme, Salzburg AG und Kelag langfristige Gasbezugsverträge über die OMV Gas mit Norwegen und Russland in den letzten beiden Jahrzehnten abgeschlossen. RAG als Erdgasproduzent und Ruhrgas Austria bzw. Terragas über Ruhrgas als wesentlicher westeuropäischer Erdgasimporteur haben Zugang zu Erdgasquellen.

Bisher haben die Exporteure meist mit nur einem Hauptimporteur langfristige TOP-Verträge abgeschlossen. Der Importeur (in Österreich die OMV Gas) wiederum hat das Erdgas anschließend an die regionalen Weiterverteiler verkauft. Neue Marktteilnehmer müssen – sofern sie nicht direkt mit dem Exporteur einen Liefervertrag abschließen – somit von Mitbewerbern Erdgasmengen kaufen, wodurch eine Ausnützung der Stellung als vertikal integriertes Unternehmen möglich ist und der Importeur Erdgas zu höheren Preisen an einen neuen Marktteilnehmer verkauft als an seine nachgelagerten Unternehmensteile. Durch die Preisdifferenzierung kommt es zu ungleichen Voraussetzungen zwischen den etablierten Unternehmen und neuen Marktteilnehmern und einem Vorteil des vertikal integrierten Unternehmens.

Neben der in Langfristverträgen gebundenen Erdgasmengen ist der Zugang zu Erdgasquellen zudem aufgrund des Fehlens eines kurzfristigen Spotmarktes erschwert. Eine Art kurzfristiger Erdgashandel findet über den Ausgleichsenergiemarkt statt. Der Anteil der abgerufenen Ausgleichsenergiemengen am Gesamtabsatz der Regelzone Ost liegt im Gasjahr 2003/2004 bisher durchschnittlich bei 2 bis 4 %. Dieser Anteil, der über den Ausgleichsenergiemarkt Erdgas verkauft und eingekauft wird, ist in einzelnen Bilanzgruppen noch deutlich höher. Wesentlicher Unterschied zu einem Spotmarkt ist, dass Verkauf und Kauf sich nicht an den aktuellen Stundenpreisen orientieren können. Die Preise für Ausgleichsenergie werden in der Regel am Tag danach von der AGCS veröffentlicht, für die Stunden ohne Abruf erst nach dem Monatsclearing (Mitte des Folgemonats), sodass Unsicherheit über die Preise besteht. Da die Preisentwicklung seit Einführung des Marktes aber wenig volatil

### → **Aufhebung des Bestimmungslandprinzips**

Kasten 5

Ein Großteil der bisher abgeschlossenen Erdgaslieferverträge war und ist mit einer Bestimmungslandklausel versehen. D.h. der Käufer (z.B. OMV Gas) ist verpflichtet, das importierte Erdgas nur innerhalb Österreichs abzusetzen, und darf dieses nicht exportieren. Diese Klausel unterbindet das Entstehen eines europäischen Binnenmarktes, da das Erdgas nicht entsprechend der Freiheit des Warenverkehrs gehandelt werden kann.

Nach den Verhandlungen im Herbst 2003 zwischen EU-Kommission und dem russischen Erdgasexporteur Gazprom haben sich die Parteien darauf geeinigt, dass Gazprom auf die Bestimmungslandklausel für den italienischen Erdgaskonzern Eni verzichtet. Dies kann als erster Erfolg in der Aufhebung des Bestimmungslandprinzips gesehen werden. Zwar bleiben die langfristigen Lieferverträge, die vor allem zukünftige Investitionen in die Transportleitungen der Gazprom und auch die weitere Exploration sichern sowie die Versorgungssicherheit in Europa erhöhen sollen, aufrecht, jedoch wurden die Verträge dem Wettbewerbsrecht der Europäischen Union angepasst. Die Zielsetzung der Auflösung der Bestimmungslandklausel ist einerseits, den Wettbewerb zu stärken, und andererseits die Liquidität im deutschen, österreichischen und italienischen Erdgasmarkt zu erhöhen.

Die Änderung der Lieferverträge zwischen Eni und Gazprom ermöglicht Eni, Erdgas im Ausland, und Gazprom, Erdgas direkt an Kunden in Italien zu verkaufen. Potenzielle Märkte für die italienische Eni sind vor allem die Erdgasmärkte in Deutschland, wo Eni über GVS am Markt vertreten ist, und Österreich.

ist, wird das Risiko wahrscheinlich als gering eingeschätzt.

Hingegen haben Verkäufer und Käufer kein Mengenrisiko: Wenn der Verkäufer Erdgas einspeist, das von anderen Händlern nicht abgenommen wird, bleibt es im Netz stehen (d.h. der Bilanzgruppe werden Netzverluste zugeschrieben), oder der Regelzonenführer muss über den Abruf von Ausgleichsenergie Erdgas dem Netz entnehmen. Entnimmt ein Käufer mehr Erdgas als Erdgashändler eingespeist haben, wird es entweder dem Netz entnommen (d.h. die Bilanzgruppe Netzverluste verkauft Erdgas), oder der Regelzonenführer muss über den Abruf von Ausgleichsenergie Erdgas ins Netz einspeisen.

Voraussetzung für die Teilnahme am Erdgashandel über den Ausgleichsenergiemarkt ist die oben dargestellte Vorgehensweise (u.a. Gründung einer Bilanzgruppe oder Beitritt zu einer bestehenden Bilanzgruppe, Sicherheitenstellung).

Der kurzfristige Erdgashandel über den Ausgleichsenergiemarkt hat im Vergleich zu einem Spotmarkt den wesentlichen Nachteil, dass das Marktrisiko auch von am Handel unbeteiligten Unternehmen, nämlich den Netzbetreibern (und anderen Bilanzgruppen) getragen wird. Wünschenswert wäre daher die Etablierung eines Spotmarktes, in dem jeder Erdgashändler das eigene Marktrisiko übernehmen muss. Dies könnte die Liquidität eines Spotmarktes positiv beeinflussen und damit auch die Bezugsmöglichkeiten der österreichischen Händler. Für ein neu in den Markt eintretendes Unternehmen ist der freie Zugang sowohl zu kurzfristig als auch zu langfristig verfügbaren Ergasquellen unerlässlich. In diesem Zusammenhang wird einerseits durch ein Gas-Release-Programm und andererseits durch die Weiterentwicklung des Gashubs Baumgarten versucht, bessere Grundvoraussetzung für den Markteintritt zu schaffen:

Das *Gas-Release-Programm* ist eine Zusage der OMV Gas, welche im Rahmen des Zusammenschlussverfahrens zur Econgas gegeben wurde. Bereits im Juli 2003 wurden 250 Mio. m<sup>3</sup> in Lotgrößen von 10 Mio. m<sup>3</sup> versteigert. Allerdings wurden nur rd. 13 % (rd. 32 Mio. m<sup>3</sup>) der Erdgasmengen auf dem österreichischen Markt abgesetzt. Der Marktanteilsverlust des dominierenden Anbieters Econgas war damit gering. Als wesentlicher Grund für das geringe Interesse heimischer Erdgasunternehmen und Industriekunden an den versteigerten Erdgasmengen wurde das im Vergleich zu den österreichischen Importpreisen hohe Preisniveau der Versteigerung angesehen. Weitere Gründe können die Lotgröße von 10 Mio. m<sup>3</sup>, die Teilnahmekosten und -bedingungen sowie die Vertragsbedingungen des Erdgaslieferungsvertrags gewesen sein. Einem Gastrader wurde durch das Gas-Release-Programm der Markteintritt in Österreich ermöglicht.

Im Juli 2004 wurden Jahresverträge für rd. 250 Mio. m<sup>3</sup> (rd. 3 % des Marktvolumens in Österreich) bei der Econgas-Auktion über den Central European Gas Hub Baumgarten, einer Tochtergesellschaft der OMV Erdgas, versteigert. Für die Auktion im Juli 2004 wurden einige Adaptationen vorgenommen, vor allem, um den Kreis der Interessenten auch in Österreich zu erweitern. Keine Veränderungen wurden bei der Lotgröße, der versteigerten Menge und beim Auktionsdesign vorgenommen. Wesentlich ist jedoch die Erhöhung der Transparenz über die Teilnahmebedingungen und die Reduzierung der Teilnahmekosten für die Bieter. Dennoch war das Interesse der österreichischen Erdgashändler bei der im Juli 2004 stattgefundenen Auktion nicht höher als im Vorjahr. Insgesamt beteiligten sich jedoch eine größere Anzahl von Unternehmen an der Auktion als im Vorjahr.

In engem Zusammenhang mit der Durchführung des Gas-Release-Programms steht die Entwicklung des *Gashubs in Baumgarten*. Das Programm



wurde über den Gashub abgewickelt, indem eine Internetauktion durchgeführt wurde. Einzelne erfolgreiche Bieter haben dabei auch Dienstleistungen des CEGH in Anspruch genommen. Wesentlicher Kritikpunkt dabei war die Intransparenz über die angebotenen Dienstleistungen und deren Tarife.

#### Zugangsbedingungen zur Infrastruktur

Neben einem unkomplizierten Zugang zum kurz- und langfristigen Erdgashandel spielen bei der Entscheidung zum Markteintritt die Verfügbarkeit von Transport- und Speicherkapazitäten eine wesentliche Rolle.

Im GWG ist festgehalten, dass die für den Kunden verwendete Transportkapazität diesem entsprechend dem Rucksackprinzip (§17 GWG) auch bei einem Lieferantenwechsel weiterhin zur Verfügung stehen. Die bisherigen Erfahrungen mit dem Netzzugangsmodell zeigen, dass es bisher nahezu keine Netzzugangsverweigerungen gegeben hat. Allerdings ist die Trennung des

regulierten Inlandstransportes und des verhandelten grenzüberschreitenden Transportes ein wesentliches Hemmnis, freie Leitungskapazitäten optimal im Gesamtsystem zu nutzen. Ein Entry-Exit-System als Netzzugangsmodell bietet Möglichkeiten, Anreize zur besseren Nutzung der Leitungskapazitäten zu setzen (Kasten 6).

Der Speicherzugang ist den Speicherzugangsberechtigten (Produzenten, Erdgashändler und Versorger mit Sitz innerhalb der EU) auf verhandelter Basis mit den beiden Speicherbetreibern OMV Gas und RAG möglich. Allerdings gibt es für das Marktsegment bis zu einer Ein- und Ausspeicherleistung von 15.000 m<sup>3</sup>/h nur einen Anbieter: die OMV Gas.

Die Speicherbetreiber sind nach GWG dazu verpflichtet, den Speicherzugang zu nicht diskriminierenden und transparenten Bedingungen anzubieten (§ 39 GWG). OMV Gas und RAG haben die Informationen zum Speicherzugang auf ihren Internetseiten<sup>28</sup> veröffentlicht.

### → Entry-Exit-System

Kasten 6

Ein Netzzugangsmodell besteht sowohl aus einem Tarifsystem als auch aus einem System für Kapazitätsbuchung. In der Diskussion auf europäischer Ebene werden hauptsächlich folgende drei Modelle angesprochen:

1. ein distanzabhängiges System (Point-to-Point),
2. ein „Briefmarkensystem“ und
3. eine Mischung daraus, das Entry-Exit-System.

Ein distanzabhängiges Kapazitätssystem kann mit einem Briefmarkentarif wie in Österreich kombiniert werden, aber auch andere Kombinationen sind möglich. Irland hatte z.B. bis Ende Juli 2004 ein Entry-Exit-Tarifsystem kombiniert mit einem Point-to-point-Kapazitätssystem. In Tabelle 9 werden die drei Systeme anhand von einigen Kriterien verglichen.

In einem Tarifsystem auf Entry-Exit-Basis werden zwei Tarife für den Transport des Erdgases verrechnet. Der erste Tarif wird bei der Einspeisung in das Leitungsnetz verrechnet und stellt eine Art Eintrittsgebühr dar. Der zweite Tarif wird bei der Ausspeisung aus dem Leitungsnetz verrechnet, bei der Übergabe in das Verteilnetz oder bei der Grenze zu einem benachbarten Transportnetz.

Auf der Kapazitätsseite werden nicht die gesamten Transportwege gebucht, sondern lediglich die Einspeise- und Ausspeise-Entnahme-Punkte. Für den genauen Transportweg ist der Netzbetreiber verantwortlich. Die Entry- und Exitpunkte können unabhängig voneinander gebucht werden; sowohl von unterschiedlichen Marktteilnehmern als auch zu unterschiedlichen Zeitpunkten.

<sup>28</sup> Homepage der OMV: [www.omv.com](http://www.omv.com); Homepage der RAG: [www.rohoel.at](http://www.rohoel.at)

Mit einer Kombination von Entry-Exit-Systemen, sowohl bei der Tarifierung als auch bei der Kapazitätsbuchung, wird ein hohes Maß an Flexibilität in das Leitungssystem eingeführt. Der Wettbewerb wird erleichtert, ohne dass die Transparenz und die Kostenverursachungsgerechtigkeit verloren gehen. Zusätzlich werden die Risiken für ein diskriminierendes Verhalten des Incumbent verringert, und ein Sekundärhandel mit Kapazitäten wird ermöglicht.

In einem Vergleich mit den anderen zwei aktuellen Systemen ist ersichtlich, dass alle Tarifierungssysteme Vor- und Nachteile haben. Ein gut funktionierendes Entry-Exit-System verlangt zudem, dass die Kostenzuteilung der Tarifierungspunkte korrekt ist. Eine simple Durchschnittskostenverteilung würde zu einer ungleichen Verteilung der Kosten führen und mögliche Wettbewerbsverzerrungen mit sich bringen.

Mehrere Länder in der Europäischen Union haben bereits ein Entry-Exit-System eingeführt. In Großbritannien, in Belgien und in Holland sind die Systeme bereits länger eingeführt. In Irland und Frankreich wurden die Systeme im Jahr 2003 und 2004 entweder ergänzt oder neu aufgebaut, damit sie einem vollständigen Entry-Exit-System entsprechen. Auch Italien und Teile des deutschen Marktes haben ein Entry-Exit-System eingeführt. In Großbritannien hat sich bereits ein funktionierender Großhandelsmarkt entwickelt. In den restlichen EU-Staaten sind regionale Märkte im Aufbau. In Belgien wurden mit einem liquiden Handelsplatz in Form eines Hubs bereits erste Erfolge erzielt.

### → Vergleich zwischen Tarifsystemen

Tabelle 9

Beurteilungskriterium	Distanzabhängig	Entry-Exit	Briefmarke
Benutzerfreundlichkeit	gut	gut	sehr gut
Transparenz für den Regulator	schwierig zu bestimmen	gut	sehr gut
Diskriminierungsrisiko bei Transportkosten	hoch	nicht gegeben	nicht gegeben
Diskriminierungsrisiko mit Portfolio-Effekt	hoch	mäßig	mäßig
Kostenverursachungsgerecht	generell nicht	in manchen Fällen kritisch	kritisch für größere Systeme
Risiko für falsche Investitionssignale	möglich	möglich	bei großen Flächen hoch
Einfacher Handel im Sekundärmarkt für Kapazitäten	schwer	einfach	einfach
Kompatibilität mit gleichen Systemen	gut	mäßig	Maßnahmen gegen „Pancaking“ müssen gesetzt werden
Kompatibilität mit anderen Systemen	A priori keine Probleme mit Tarifen, jedoch sind falsche Investitionssignale möglich		schwierig

Quelle: E-Control, Brattle Group Ltd.



OMV Gas ist aufgrund der Zusagen im Rahmen des Zusammenschlussverfahrens zur Econgas verpflichtet, ihre Allgemeinen Geschäftsbedingungen zu veröffentlichen. Neben diesen hat die OMV Gas auch Informationen zu Standardprodukten und Speichertarifen sowie Standardverträgen im Internet bereitgestellt. RAG dagegen hat bisher nur geringe Informationen zu ihren Produkten im Internet veröffentlicht. So sind Informationen über verfügbare Speicherkapazitäten nicht veröffentlicht. Die Transparenz beim Speicherzugang ist daher noch verbesserungsfähig.

Die veröffentlichten Tarife können nur als Preisobergrenzen und Verhandlungsbasis angesehen werden. Für die tatsächlichen Kosten bei Abschluss eines Speichervertrages geben diese Angaben somit nur einen Richtwert an. Bei der Strukturierung von Verträgen stehen diese Speicherprodukte in Konkurrenz mit dem Ausgleichsenergiemarkt. Bisher scheint die Strukturierung über den Ausgleichsenergiemarkt günstiger zu sein.

### → Marktkonzentration im Strom- und Erdgasmarkt

Neben der starken Stellung der etablierten Strom- und Erdgasunternehmen (Incumbents) in den jeweiligen Ländern stellen die hohen Marktanteile der Incumbents in allen Marktsegmenten bzw. der aus der Vielzahl der Zusammenschlüsse entstandenen Unternehmen Hindernisse für den Wettbewerb auf den Energiemärkten und die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Marktes dar. Eine gesamt-europäische Betrachtung zeigt, dass neben EDF mit einem Marktanteil (Erzeugung) von über 20 % noch sechs Unternehmen mit einem Marktanteil von > 5 % bestehen (Abbildung 21). Bei der Berechnung des HH-Index für den europäischen

Markt ergibt sich somit ein Wert von rd. 1.200<sup>29</sup>. Dies würde bedeuten, dass von einem mäßig konzentrierten Markt ausgegangen werden kann.

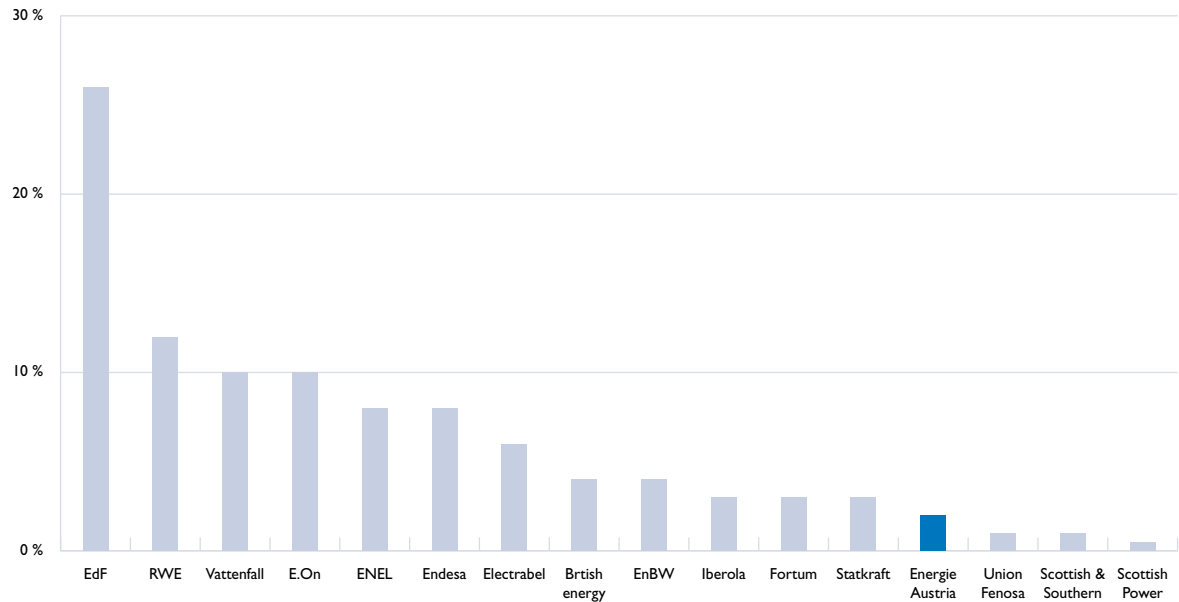
Im Vergleich zu anderen Unternehmen am europäischen Strommarkt spielen die österreichischen Unternehmen nur eine untergeordnete Rolle. Da sich jedoch die sachlich relevanten Märkte im Strom-, aber auch im Erdgasbereich nach wie vor auf die nationale Ebene beschränken (Ausnahme Großhandelsmarkt für Strom: Hier kann teilweise von regionalen Märkten ausgegangen werden, die über die nationalen Grenzen hinausgehen – z.B. Österreich und Deutschland) ist meist von sehr hohen Konzentrationsindizes (Hirschman-Herfindahl-Index [HH-Index], Konzentrationsrate) auszugehen.

Eine Betrachtung des relevanten Markts Erzeugung von elektrischer Energie auf nationaler Ebene zeigt, dass in allen Mitgliedstaaten der EU (EU 15) und der Schweiz der HH-Index über dem Wert von 1.800 liegt (Abbildung 22). In einigen Märkten wie in Spanien und Finnland liegen die Werte nur knapp über diesem Wert, während in Luxemburg und der Schweiz der HH-Index bei rd. 5.000, in Frankreich bei rd. 6.000 und in Norwegen bei knapp 10.000 liegt. Ein HH-Index von fast 10.000 bedeutet, dass ein Unternehmen einen fast 100%igen Marktanteil hat. Selbst bei regionaler Betrachtung (z.B. Nordpool) ist davon auszugehen, dass nur wenige Unternehmen den Markt dominieren, dh., dass von einer oligopolen Marktstruktur auszugehen ist und der HH-Index über 1.800 liegt.

<sup>29</sup> Ab einem Wert von 1.000 kann von einem mäßig, ab 1.800 von einem stark konzentrierten Markt ausgegangen werden.

→ Marktanteile der größten Stromunternehmen in Europa (Erzeugung)

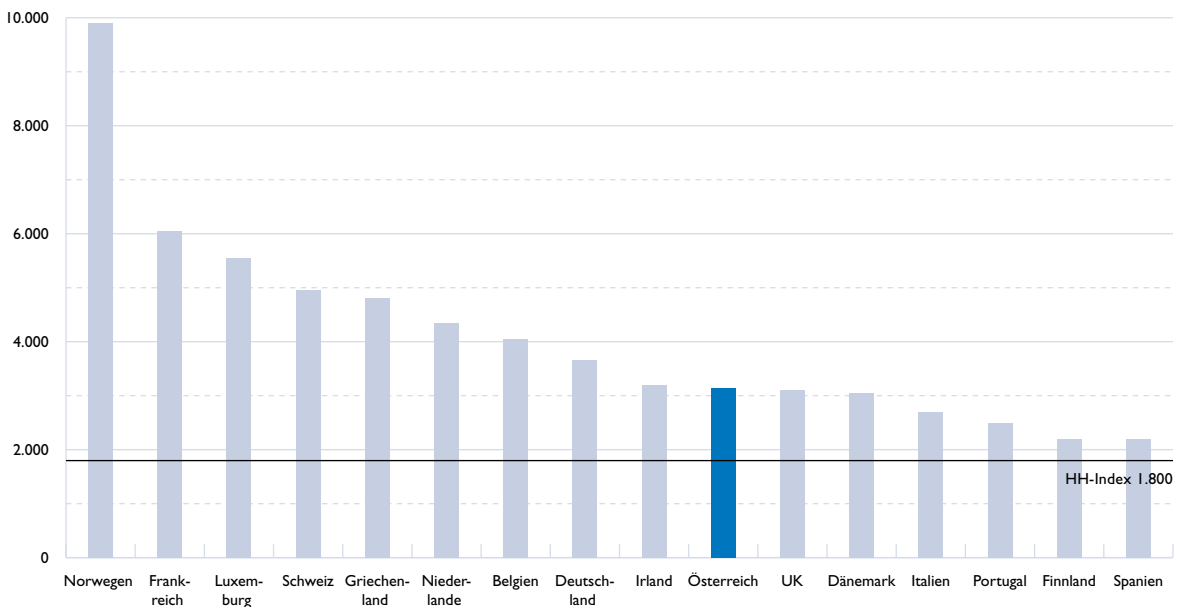
Abbildung 21



Quelle: Merrill Lynch (2003)

→ Marktkonzentration in den europäischen Märkten – Erzeugung (2002)

Abbildung 22



Quelle: IEA Online Database (Vortrag Jamasb, Pollitt – MIT), E-Control

### Konzentration des österreichischen Strommarktes

Seit 1. Juli 2003 hat es im Strommarkt keine nennenswerten Zusammenschlüsse gegeben. Zwar gab es einige Zusammenschlüsse und Akquisitionen, jedoch haben sich diese auf Akquisitionen kleinerer Anbieter durch Incumbents beschränkt. Angemerkt muss werden, dass auch dadurch die Vielfalt der Anbieter eingeschränkt und die Marktkonzentration erhöht wurde.

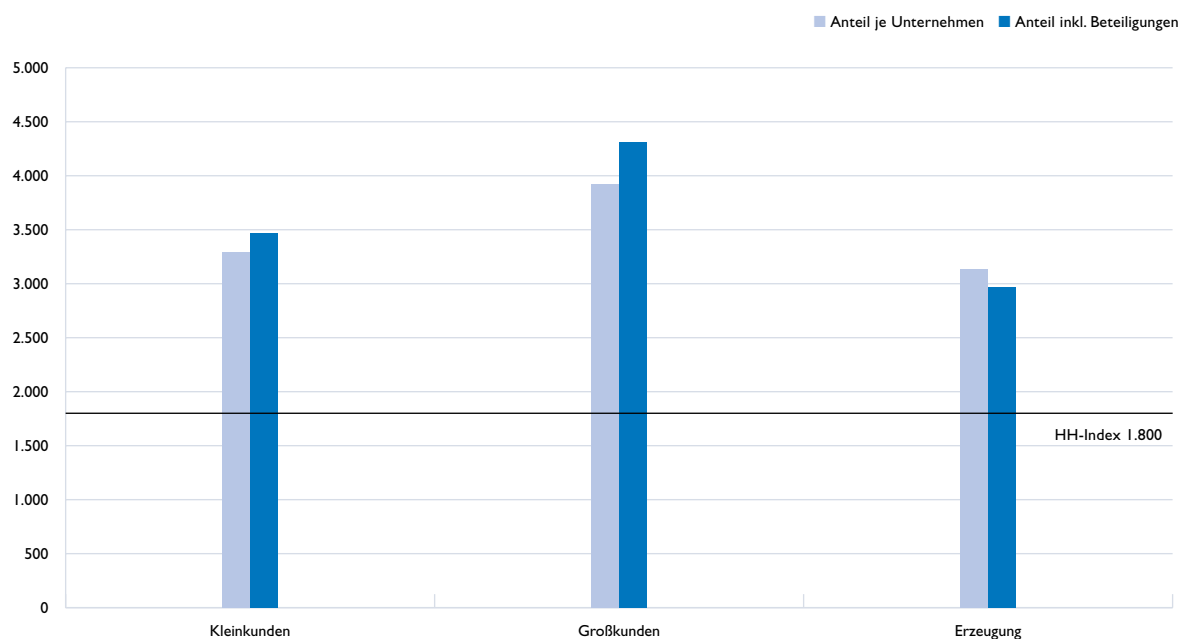
Da sich die österreichische Stromwirtschaft durch eine Vielzahl von gegenseitigen Verflechtungen der Eigentumsverhältnisse charakterisiert, erscheint bei der Berechnung der Konzentrationsmaße interessant, auch die jeweiligen Beteiligungen zu berücksichtigen. Dabei wurden anteilmäßig die Marktanteile in den einzelnen sachlichen Märkten<sup>30</sup> entsprechend den Beteiligungen an anderen Unternehmen zugeteilt. Wie

Abbildung 23 zeigt, führt dies teilweise zu einem weiteren Ansteigen des HH-Index in den Märkten Großkunden und Tarifkunden. Die Marktkonzentration im sachlich relevanten Markt der Erzeugung hingegen ist nach der Berücksichtigung der Beteiligungen leicht gesunken.

Zurückzuführen ist die Veränderung vor allem auf die Beteiligungen des Verbund an der Kelag und der Steveag-Steg sowie auch auf jene der ausländischen Unternehmen. Die Verschiebungen innerhalb der Unternehmen der Energie Austria (z.B. Beteiligung der EVN am Verbund) haben keine Auswirkungen, da die Marktanteile der Unternehmen, die an der Energie Austria beteiligt sind (Verbund, Wienenergie, EVN, Energie AG, Bewag/Begas und Linz AG), aggregiert werden. Trotz steigender Werte des HH-Index für Klein- und Großkunden verringert sich die Konzentrationsrate (CR 5) der fünf größten Anbieter leicht. Diese Entwicklung ist

### → Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt<sup>31</sup>

Abbildung 23



Quelle: Merrill Lynch (2003)

<sup>30</sup> Die räumliche Abgrenzung beschränkt sich aufgrund der bisherigen Praxis der EU-Kommission und der derzeitigen Marktgegebenheiten auf die nationale Ebene.

<sup>31</sup> Eine marktbeherrschende Stellung wird vermutet, wenn CR 1 > 33 %, CR 2 > 50 % bzw. CR 3 > 66,7 %.

einerseits auf steigende Anteile der Energie Austria zurückzuführen und andererseits auf eine breitere Streuung der restlichen Anteile (u.a. auf RWE, EdF/EnBW). So verringert sich die CR 5 im Markt für Kleinkunden und im Markt für Großkunden jeweils um 4 Prozentpunkte. Allerdings liegen auch hier die Werte nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau.

Tabelle 11 zeigt die Marktanteile der größten österreichischen Unternehmen an der Gesamt- abgabe elektrischer Energie an Endkunden in Österreich und den jeweils daraus resultierenden HH-Index. Die Energie Austria, die voraussichtlich mit 1. Oktober 2004 ihre operative Tätigkeit aufnehmen wird, hat bei der Gesamt- abgabe der elektrischen Energie an Endkunden einen Marktanteil sowohl bei reiner Unternehmensbetrachtung als auch bei der Berücksichtigung der Beteiligungen von deutlich über 50 %, was zu HH-Indizes von 3.145 und 3.872 und somit von weit über 1.800 und einem CR 5 von deutlich über 80 % führt.

Die Verringerung der Marktanteile bei der Berücksichtigung der Beteiligung von z.B. der Ste- weag-Steg, Kelag und Salzburg AG ergibt sich aufgrund der Beteiligungen u.a. des Verbund, der RWE und der EdF/EnBW, der Anstieg des Marktanteils der Tiwag aufgrund der Beteiligung am Verbund. Durch die Aufteilung auf mehr Unternehmen (EnBW und RWE) sinkt der Wert der Konzentrationsrate (CR 5) leicht von 89 % auf 85 %. Jedoch zeigt auch dieser Wert, dass die österreichische Stromwirtschaft von nur wenigen Unternehmen dominiert wird und der Strommarkt in Österreich als wenig kompetitiv beschrieben werden kann.

Das u.a. vom Deutschen Bundeskartellamt verwendete Konzentrationsmaß „Konzentrations- rate“ zur Feststellung der Marktkonzentration liegt in Österreich bei beiden Berechnungs- methoden mit 74 % und 75 % deutlich über 66,7 %<sup>31</sup>. Sowohl CR 1, CR 2 als auch CR 3 liegen über den relevanten Werten, die eine marktbeherrschende Stellung vermuten lassen. Somit weisen beide Werte auf eine hohe Markt- konzentration in Österreich hin, die auf einen geringen Wettbewerb schließen lassen, worauf auch die geringen Werbeaktivitäten der Unter- nehmen und auch die geringen Wechselraten hinweisen.

<sup>31</sup> Eine marktbeherrschende Stellung wird vermutet, wenn CR 1 > 33 %, CR 2 > 50 % bzw. CR 3 > 66,7 %.

## → Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt<sup>32</sup>

Tabelle 10

	HH-Index <sup>33</sup> je Kundengruppe	HH-Index unter Berücksichtigung der Beteiligungen	CR 5 <sup>34</sup> je Unternehmen	CR 5 unter Berücksichtigung der Beteiligungen
Kleinkunden	3.289	3.471	75 %	71 %
Großkunden	3.918	4.314	92 %	88 %
Erzeugung	3.136	3.381	77 %	70 %

Quelle: E-Control

## → Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt – Gesamtabgabe an Endkunden (2003)<sup>35</sup>

Tabelle 11

	HH-Index je Unternehmen	HH-Index unter Berücksichtigung der Beteiligungen	Marktanteile je Unternehmen	Marktanteile unter Berücksichtigung der Beteiligungen <sup>36</sup>
Energie Austria	2.769	3.436	53 %	59 %
Steweag-Steg	150	36	12 %	6 %
Tiwag	87	91	9 %	10 %
Kelag	74	8	9 %	3 %
Salzburg AG	36	20	6 %	4 %
VKW	24	24	5 %	5 %
Energie Graz	3	3	2 %	2 %
Stadtwerke Klagenfurt	1	1	1 %	1 %
E-Werk Wels	1	1	1 %	1 %
EdF/EnBW	0	21	0 %	5 %
RWE	0	7	0 %	3 %
HHI-Summe <sup>37</sup>	3.145	3.648	CR 5 89 %	CR 5 84 %

Quelle: Jahresberichte der Unternehmen, E-Control

<sup>32</sup> Die Marktanteile der Unternehmen Verbund, Wienenergie, EVN, Energie AG, Bewag/Begas und Linz AG wurden aufgrund der bevorstehenden Umsetzung der Energie Austria zusammengefasst.

<sup>33</sup> Bei der Berechnung des HH-Index werden die Marktanteile der Unternehmen quadriert und anschließend summiert.

<sup>34</sup> Summe der Marktanteile der fünf größten Unternehmen.

<sup>35</sup> Die Marktanteile kleinerer Unternehmen wurden bei der Berechnung des HH-Index nicht berücksichtigt, da diese nur eine leicht positive Auswirkung auf den HH-Index hätten (< 1).

<sup>36</sup> Die Marktanteile von EdF/EnBW und RWE stellen keine direkten Marktanteile dar, sondern ergeben sich aufgrund der Beteiligungen bei der EVN und der Steweag-Steg bzw. bei der Kelag.

<sup>37</sup> Die Marktanteile der restlichen Unternehmen (kleine Stadtwerke, neue Anbieter) haben keine bzw. nur sehr geringe Auswirkungen auf die Werte der beiden Konzentrationsmaße.

### Konzentration des österreichischen Erdgasmarkts

Die Konzentration im Erdgasmarkt ist – wie bereits im Liberalisierungsbericht 2003 gezeigt – in allen sachlich relevanten Märkten höher als im Strombereich. Grund dafür ist die geringere Anzahl von Unternehmen und die damit verbundene stärkere Stellung der Incumbents. Bei der Berücksichtigung der Anteile an anderen Erdgasunternehmen kommt es zu einer geringfügigen Verringerung des HH-Index in den Endkundenmärkten. Zurückzuführen ist dies auf die Berücksichtigung der Beteiligungen der EdF/EnBW an der EVN und auf die Estag an der Steirischen Gas Wärme sowie der Beteiligung der RWE und vom Verbund an der Kelag. Allerdings liegen die Werte in den drei Märkten – Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden – nach wie vor deutlich über 1.800, was auf eine hohe Marktkonzentration hinweist.

Die Konzentrationsrate ist – wie auch der HH-Index – in den Endkundenmärkten zurückgegangen, allerdings mit einer Verringerung von 2 Prozentpunkten nur marginal. Der leichte Rückgang ergibt sich durch die Zuordnung der Abgabemenge auf die Beteiligungen u.a. auf die EdF/EnBW, RWE und Verbund. Allerdings ist auch hier zu sehen, dass der Konzentrationsindex sehr hoch ist und von einer starken Marktkonzentration in allen Endkundenmärkten in der Regelzone Ost ausgegangen werden kann.

Tabelle 13 gibt einen Überblick über die Marktanteile der größten österreichischen Unternehmen an der Gesamtabgabe an Endkunden.

Durch den Zusammenschluss von Wienenergie, EVN, Oberösterreichische Ferngas, Begas, Linz AG und OMV Erdgas zur Econgas ist es zu einem dominanten Marktteilnehmer gekommen, der mit rd. 74 % Gesamtabgabe an Endkunden den Erdgasmarkt in der Regelzone Ost dominiert. Der Zusammenschluss zur Energie Allianz und in Folge zur Econgas stellt die Liberalisierung in Österreich in Frage, da dadurch ein Unternehmen geschaffen wurde, das nicht nur den mit Abstand höchsten Marktanteil hat, sondern zudem über die OMV Erdgas als Hauptimporteure und Vorlieferant der anderen Marktteilnehmer in der Regelzone Ost ist. Der hohe Marktanteil führt zu einem bedenklichen HH-Index, der mit 5.798 bzw. 5.272 nach Berücksichtigung der Beteiligungen an anderen Unternehmen deutlich über 1.800 liegt. Auch die Konzentrationsraten CR1, CR2 und CR3 liegen über den Grenzwerten CR1 > 33 %, CR2 > 50 % bzw. CR3 > 66,7 %, da alleine das größte Unternehmen einen Marktanteil von rd. 74 % (bzw. 71 %) hat.

Die Verringerung des HH-Index sowie des CR5 ergibt sich durch die Beteiligungen der EdF/EnBW, RWE sowie des Verbund an der Kelag, Estag sowie EVN. Die Abgabemengen der Terragas wurden entsprechend den Beteiligungen auf die Ruhrgas AG und Salzburg AG aufgeteilt. Trotz des leichten Rückganges der Konzentrationsindizes weisen die hohen Werte auf einen wenig kompetitiven Markt hin.

### → Marktkonzentration im österreichischen Erdgasmarkt<sup>38</sup>

Tabelle 12

	HH-Index je Unternehmen	HH-Index unter Berücksichtigung der Beteiligungen	CR 4 <sup>39</sup> je Unternehmen	CR 4 unter Berücksichtigung der Beteiligungen
Haushalt	7.255	6.318	100 %	98 %
Gewerbe	6.578	5.367	100 %	98 %
Industrie	5.597	4.946	100 %	98 %

Quelle: AFG, E-Control

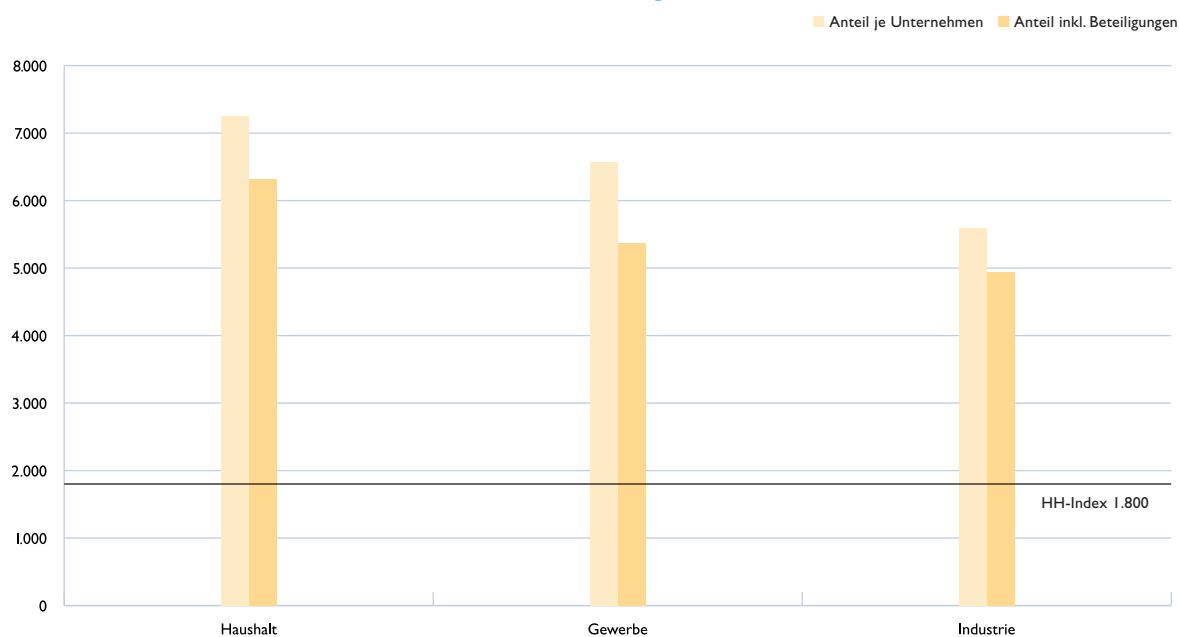
<sup>38</sup> Die räumliche Abgrenzung der Märkte beschränkt sich auf die Regelzone Ost. TIGAS und VEG wurden nicht berücksichtigt, da zwischen den Regelzonen keine Verbindungsleitungen existieren und die beiden Unternehmen in Tirol bzw. Vorarlberg jeweils einen Marktanteil von über 95 % haben.

<sup>39</sup> Summe der Marktanteile der vier größten Unternehmen.



## → Marktkonzentration im österreichischen Erdgasmarkt

Abbildung 24



Quelle: AFG, E-Control

## → Marktkonzentration im österreichischen Erdgasmarkt (Regelzone Ost) – Gesamtabgabe an Endkunden

Tabelle 13

	HH-Index je Unternehmen	HH-Index unter Berücksichtigung der Beteiligungen	Marktanteile je Unternehmen	Marktanteile unter Berücksichtigung der Beteiligungen*
Econgas	4.977,3	4.560,3	70,6 %	67,5 %
Steirische Gas Wärme	230,7	129,7	15,2 %	11,4 %
Ruhrgas	67,8		8,2 %	
Salzburg AG	7,0	22,1	2,6 %	4,7 %
Kelag	3,8	0,4	2,0 %	0,7 %
Energie Graz	0,8	0,8	0,9 %	0,9 %
E-Werk Wels	0,2	0,2	0,4 %	0,4 %
Stadtwerke Klagenfurt	0,0	0,0	0,2 %	0,2 %
E.On Ruhrgas Austria		38,2		6,2 %
EdF/EnBW		45,2		6,7 %
Verbund		0,6		0,8 %
RWE		0,4		0,6 %
HHI-Summe	5.287,6	4.797,8	CR 5 99,4%	CR 5 96,5 %

Quelle: Jahresberichte der Unternehmen, E-Control

\* Die Marktanteile von EdF/EnBW, Verbund und RWE stellen keine direkten Marktanteile dar, sondern ergeben sich aufgrund der Beteiligungen bei der EVN und der Steuag-Steg bzw. bei der Kelag.



## Marktstruktur

### → Zusammenfassung und Schlussfolgerung

#### → Zusammenfassung

- Liberalisierung brachte nachhaltige Änderungen in den Marktstrukturen: Auflösung der Gebietsmonopole, Trennung der Energiepreise in Einzelkomponenten, Kunden können Energielieferanten frei wählen, Entstehen neuer Märkte;
- auch nach Liberalisierung unverändert hoher öffentlicher Eigentumsanteil;
- Ausgleichsenergie- und Großhandelsmarkt als Vorleistungsmärkte spielen zentrale Rolle für das Funktionieren der Endkundenmärkte für Strom und Erdgas;
- mangelnde Entwicklung und räumliche Segmentierung von Großhandels- und Ausgleichsenergiemärkten stellen Markteintrittsbarrieren im Strom- und Erdgasbereich dar;
- durch Verkauf der APC an Istrabenz neuer Anbieter für Großkunden am österreichischen Strommarkt;
- insgesamt wenige neue Anbieter – unabhängig von Incumbents – am Strom- und Erdgasmarkt.

#### → Schlussfolgerung

- Harmonisierung der Rahmenbedingungen der Strom- und Gasmärkte in Europa nicht ausreichend;
- funktionierende Vorleistungsmärkte sicherstellen und regionale Strom- und Erdgasmärkte zur Reduktion von Markteintrittsbarrieren schaffen;
- Ausdehnung der Marktgrenzen von Ausgleichsenergie im Strommarkt;
- Schaffung eines liquiden Großhandelsmarktes auch im Gasbereich, u.a. durch die Aufhebung der Bestimmungslandklausel;
- Ausbau der Transportverbindungen zwischen den Ländern;
- Einführung von transparenten und marktbasierter Methoden zur Vergabe von Transportkapazitäten im Strommarkt;
- transparente, harmonisierte und diskriminierungsfreie Regeln für grenzüberschreitende Fernleitungssysteme im Erdgasmarkt entwickeln;
- physische Anbindung der Tiroler Regelzone an die Regelzone Ost im Erdgasmarkt.



Marktverhalten



Im Gegensatz zu den im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Strukturmerkmalen des Strom- und Erdgasmarktes wird bei einer Untersuchung des Marktverhaltens der Einsatz der wettbewerblichen Instrumente analysiert, die den Unternehmen zur strategischen Disposition stehen. Hintergrund für die Untersuchung des Marktverhaltens ist die Annahme, dass, je kompetitiver das Umfeld ist, desto enger der Verhaltensspielraum der Unternehmen wird. Zu den wesentlichen Faktoren des Marktverhaltens zählen die Preispolitik (Preis-Diskriminierung, predatory pricing etc.), das Investitions- und Innovationsverhalten (zum Beispiel in Erzeugungsanlagen), die Qualitätspolitik (auch als Element von Differenzierungsstrategien), die Werbungs- und Marketingaktivitäten (u.a. Bündelungen, Multi Utility).

#### → Strategisches Verhalten von Strom- und Erdgasunternehmen

Nachfolgend werden die Strategien der Strom- und Erdgasunternehmen in Österreich und auch in Europa sowohl getrennt als auch gemeinsam dargestellt. Zwar wird versucht, die Aktivitäten und Strategien in beiden Bereichen getrennt darzustellen, da jedoch einige Unternehmen in beiden Märkten tätig sind, ist eine strikte Trennung nicht immer möglich. Dies wird einerseits durch Aktivitäten der Unternehmen außerhalb des Energiebereiches, andererseits durch das gemeinsame Anbieten der Produkte Strom und Erdgas (Multi Utility) deutlich. Die Zusammenschlüsse auf horizontaler Ebene zwischen Strom- und Erdgasunternehmen sowie die bereits bestehende Struktur des österreichischen Strom- und Erdgasmarktes führen ebenfalls dazu, dass das Verhalten der österreichischen, aber auch der europäischen Unternehmen im Strom- und Erdgasbereich im Zusammenhang gesehen werden muss.

#### Strategisches Verhalten von Stromunternehmen

Auf die Veränderung der Rahmenbedingungen reagieren die Unternehmen im Strommarkt nach wie vor – neben Konsolidierungs- und Rationalisierungsmaßnahmen – mit Zusammenschlüssen und Kooperationen. Seit der neuen Ökostromgesetzgebung dürften auch hinreichende Anreize für die Unternehmen gegeben sein, verstärkt Aktivitäten in diesem geförderten und geschützten Bereich zu setzen. Hinsichtlich der Produktpolitik versuchen die meisten etablierten österreichischen Unternehmen, sich verstärkt in anderen Versorgungsbereichen zu etablieren und so Vorteile durch die Vermarktung, u. a. durch den erhöhten Bekanntheitsgrad oder durch Multi-Utility-Produkte, zu nutzen. Neben diesen Diversifizierungsbestrebungen gibt es auch einige wenige österreichische Unternehmen, die ihren Erfolg im Rückzug zum Kerngeschäft (Versorgungsdienstleistungen) suchen.

Inzwischen nehmen durchwegs alle größeren österreichischen Elektrizitätsunternehmen auch Chancen wahr, welche gerade die Liberalisierung ihnen bietet, indem sie vor allem durch Aktivitäten im Ausland neue Wachstumspotenziale anstreben. Ein strategischer Alleingang der Unternehmen im Inland außerhalb ihres angestammten Versorgungsgebiets wird hingegen eher selten unternommen. Umgekehrt fassen ausländische Unternehmen eher durch Beteiligungen an österreichischen Unternehmen am heimischen Markt Fuß, jedoch treten ausländische Unternehmen kaum direkt am Markt auf.

#### Konzentrationsbewegungen in der österreichischen Stromwirtschaft

Die Realisierung von Größen- und Verbundeffekten sind maßgeblicher Grund für Akquisitionen, Zusammenschlüssen und Kooperationen. Die geographische Segregation in der prä-liberalisierten Organisationsstruktur der österreichischen Elektrizitätsbranche begrenzte die

Möglichkeit, Größen- und Verbundvorteile zu realisieren. Diese Vorteile finden sich sowohl in den im Wettbewerb befindlichen Bereichen der Erzeugung, des Großhandels und Vertriebs als auch im regulierten Monopolbereich der Übertragung und Verteilung. Der zunehmende Kostendruck durch die steigende Wettbewerbsintensität zwingt die Unternehmen zusehends, derartige Einsparungspotenziale wahrzunehmen.

Die meisten Kooperationen und Zusammenschlüsse der österreichischen Elektrizitätsunternehmen haben zwischen Landesgesellschaften und Stadtwerken stattgefunden, und hier in erster Linie in den wettbewerblich organisierten Bereichen der Erzeugung und des Vertriebs. Die Realisierung von Synergieeffekten im Bereich des Übertragungs- und/oder des Verteilnetzbetriebes kam im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern nur im Kleinen zum Tragen. Hingegen gründeten beispielsweise heuer in der Schweiz die sechs führenden Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsame Netzgesellschaft mit dem Namen Swissgrid. Das Unternehmen soll ab dem 1. Januar 2005 die Verantwortung für den Betrieb des Schweizer Übertragungsnetzes und für die Tätigkeit der Netzkoordination übernehmen.

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die bisherigen Zusammenschlüsse und Kooperationen der österreichischen Elektrizitätsunternehmen. Die Vielzahl – vor allem auch kleinerer – Unternehmen hat durch Übernahmen und Zusammenschlüsse zu größeren Einheiten geführt und die Zahl der Anbieter verringert. In den meisten Zusammenschlüssen wurden nur Teilbereiche ausgegliedert und zusammengeführt, was nur einen begrenzten Verlust der Eigenständigkeit bedeutete und zudem die Fortsetzung der ursprünglichen Unternehmensführung durch Aufsichtsgremien und Vorstände ermöglichte. Nach dem Zusammenschluss Tiwag mit den Innsbrucker Kommunalbetrieben (IKB)

wurde beispielsweise die Anzahl der Vorstände der Tiwag von zwei auf drei erhöht. Auch die Geschäftsleitung der Energie Allianz Austria GmbH, die im Dezember 2003 neu konstituiert wurde, hat sechs Geschäftsführer in die Unternehmensleitung berufen. Demnach werden Synergiepotenziale bevorzugt auf untergeordneten Ebenen gesucht, während ein radikaler Bruch im Management meist vermieden wird. Die Zusammenführung von Teilbereichen der Unternehmen anstelle der Durchführung einer Vollfusionierung hat auch aus kommunalpolitischer Sicht einen gewissen Vorteil: Die Erfahrung zeigt, dass Zusammenschlüsse, die den Unternehmensstandort und damit Arbeitsplätze erhalten, wesentlich leichter auf öffentliche Akzeptanz stoßen.

Mit der Zusammenarbeit zwischen den am Endkundensegment gut etablierten fünf Landes- (und landeshauptstädtischen-) Gesellschaften und dem Verbund im Rahmen der österreichischen Stromlösung (Energie Austria)<sup>41</sup> wird in erster Linie die vertikale Integration der Unternehmen kräftig gestärkt.

Erklärtes Ziel der beteiligten Unternehmen ist es, ein Gegengewicht zu den vier bestimmenden Versorgern in Zentraleuropa (EdF, RWE, E.On und Enel) zu bilden und langfristig einen weiteren internationalen Player im europäischen Wettbewerb zu formen. Laut Pressemeldungen soll die APT neu ein Stromhandelsvolumen von fast 100 TWh abwickeln und damit in diesem Bereich eine Top-10-Position am europäischen Strommarkt einnehmen.

Zwar verringern auch die regionalen Zusammenschlüsse und Beteiligungen zumindest auf regionaler Ebene die Anbieterzahl, doch beeinträchtigen sie den Wettbewerb in Gesamtösterreich nur marginal; hingegen führte der Zusammenschluss von EVN AG, Wienenergie GmbH, Energie AG Oberösterreich, BEWAG

<sup>41</sup> Näheres zur genauen Ausgestaltung der Energie Austria und den Auflagen ist im Kapitel Marktstruktur zu finden.

## → Überblick – Zusammenschlüsse und Beteiligungen seit 2000

Tabelle 14

Beteiligte Unternehmen/ Jahr	neues Unternehmen	Zusammenschluss/Beteiligung	Bereich	Ebene	vertikale/horizontale Integration
Verbund (APT) Energie Allianz (e&t) 2004	APT neu	APT und e&t verschmelzen zu APT neu Verbund 2/3 Energie Allianz 1/3 Anteil	Koordinierung des Kraftwerkeinsatzes, Stromhandel	Fünf Landesversorger und landeshauptstädtische Versorger + größter Erzeuger in Ö.	vertikale + horizontale Integration
Verbund Energie Allianz (e&s) 2004	e&s	Neugründung Verbund 1/3 Energie Allianz 2/3	Belieferung v. Stromkunden > 4 GWh	Fünf Landesversorger und landeshauptstädtische Versorger + größter Erzeuger in Ö.	vertikale + horizontale Integration
Bewag/Begas Energie AG EVN, Linz AG Wienenergie 2002	Energie Allianz	Kooperation auf Vertriebs- und Handelsebene	Strom- und Gasvertrieb (Kleinkunden < 4 GWh)	Stadtwerk + mehrere Landesversorger	horizontale Integration
Steg-Steweag Hereschwerke Energie GmbH 2003		Übernahme der restlichen 51 % der Hereschwerke	Strom + Fernwärme	Regionaler Versorger + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Steg-Steweag Überland Strom GmbH 2003		Übernahme der restlichen 51 % der Überland Strom GmbH	Stromnetz + Stromversorgung	Regionaler Verteilnetzbetreiber + Landesversorger	horizontale Integration
Steg- Steweag 2000	Steweag- Steg GmbH	Zusammenschluss	Strom	Regionaler Versorger + Landesversorger	horizontale Integration
Steweag Feistritzwerke Gleisdorf 2000	Feistritz- werke- Steweag GmbH	Beteiligung der Steweag zu 27 % an Feistritzwerke- Steweag GmbH	Strom	Regionaler Versorger + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Steweag Stadtwerke Hartberg 2000		Beteiligung der Steweag zu 25,1 % an Stadtwerke Hartberg	Strom + Fernwärme u.a. Ver- und Entsorgung	Regionaler Versorger + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
ESTAG Verbund 2004		ESTAG übernimmt 20 %-Verbundanteile an Unsere Wasserkraft	Strom- und Gasvertrieb	Landesversorger + Lieferant	vertikale Integration

Quelle: E-Control

Beteiligte Unternehmen/ Jahr	neues Unternehmen	Zusammenschluss/ Beteiligung	Bereich	Ebene	vertikale/horizontale Integration
ESTAG Grazer Stadt- werke AG 2002	Energie Graz GmbH	ESTAG kauft 49 % von der Stadt Graz	Strom + Gas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Salzburger Stadt- werke SAFE 2000	Salzburg AG	Zusammenschluss	Strom + Gas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Salzburg AG Verbund 2004		Salzburg AG übernimmt restliche 20 % an MyElectric	Strom- und Gasvertreib	Landesversorger + Lieferant	vertikale Integration
IKB TIWAG 2002		Beteiligung (25 % + 1 Aktie an IKB)	Strom und Gas (Gas inkl. Netz)	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
TIWAG, Steirische Gas-Wärme GmbH, Stadtwerke Lienz 2004	Stadtwärme Lienz Produktions- und Vertriebs- GmbH	Gründung Gemein- schaftsunternehmen. Tiwag und Steir. Gas-Wärme jeweils 48 % Anteil, StW Lienz 4 %	Ökostom + Fernwärme	Landesversorger Gas + Landesversorger Strom	horizontale Integration
TIWAG Stadtwerke Kufstein GmbH 2004	Bioenergie Kufstein GmbH	Gründung Gemein- schaftsunternehmen (jeweils 50 % Anteil)	Ökostrom + Fernwärme	Regionaler Versorger + Landesversorger	horizontale Integration
Energie AG EWWAG Wels 2002	Wels Strom GmbH	Energie AG kauft 49 %	Strom	Regionaler Versorger + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
RLB ÖÖ Energie AG 2003		RLB ÖÖ übernimmt 6,5 % EVN-Anteil von Energie-Contracting Steyr	Strom + Gas + Fernwärme u.a.	Investor + Landesversorger	
Stadtwerke Kapfenberg Kelag 2002		Beteiligung (35 % an Stadtwerke Kapfenberg)	Strom + Gas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
BEWAG Stadtge- meinde Jennersdorf Steweag-Steg 2003		BEWAG übernimmt Kraftverteilungsanlage Jennersdorf AG zu 100 %	Strom	Regionaler Versorger + Landesversorger	horizontale Integration

und Linz AG zur Energie Allianz und in weiterer Folge des Verbund mit der Energie Allianz zu einer drastischen Verringerung der Anbieterzahl am Strommarkt.

Wie im Kapitel Marktkonzentration im Strommarkt bereits dargestellt, hat sich die Marktkonzentration in allen sachlich relevanten Märkten, die wettbewerblich organisiert sind, in den letzten Jahren merklich erhöht. Da abgesehen vom Großhandelsmarkt alle Marktsegmente nach wie vor national begrenzt sind, ist bis auf weiteres von einer Schwächung der Wettbewerbsintensität in diesen Marktsegmenten auszugehen. Denn nach den ersten drei Jahren der Voll-liberalisierung in Österreich hat sich gezeigt, dass kaum neue Anbieter am österreichischen Markt agieren. Hauptgrund für den vorwiegend innerösterreichischen Wettbewerb im Strommarkt ist der nach wie vor niedrige Energiepreis. Die Landesgesellschaften genießen noch immer eine quasi-monopolistische Stellung in ihrem Netzbereich. Eine Stärkung der Wettbewerbsintensität ist auch nach drei Jahren der vollständigen Marktöffnung unwahrscheinlich; denn der Bekanntheitsgrad der Incumbents, Traditionsdenken der Kleinkunden, geringe Margen, hoher Akquisitionsaufwand bei Kleinkunden und unvollständiges rechtliches Unbundling zwischen Netz- und Vertriebsbereich gestalten den Neueintritt unattraktiv und mit hohem (finanziellen) Risiko.

Für den österreichischen Strommarkt sind nicht nur aktive Kooperationen und Gemeinschaftsprojekte wie die Energie Allianz und die Energie Austria charakteristisch, sondern bereits seit weitaus längerem vielfache Verbindungen durch eine Reihe von Kreuzbeteiligungen (siehe Abbildung 25). So halten Wienenergie, Tiwag und EVN Beteiligungen am Verbund. Der Verbund hält wiederum Anteile bei der Steweag-Steg, der Burgenland Holding, der Muttergesellschaft der Bewag, der Kelag und bis Ende 2002 bei der EVN. Die Estag (Muttergesellschaft der

Steweag-Steg) hält wiederum Anteile an der Austrian Hydro Powers und an der Austrian Thermal Power, den Erzeugerunternehmen des Verbund. Die Verbindungen zwischen der Estag bzw. der Steweag-Steg und dem Verbund sind so eng, dass im Zusammenschlussverfahren zur Energie Austria die Estag ausdrücklich nicht als unabhängiges drittes Unternehmen bezeichnet wurde. Damit kam die Estag bzw. Steweag-Steg nicht als Käufer für die 55 % Anteile des Verbund an der APC, an der die Estag bereits zu 35 % beteiligt war und Vorkaufsrechte an den Verbund-Anteilen hatte, in Frage.

Der Verbund bekundet seit längerem großes Interesse an einer weiteren Aufstockung des Anteils an der Steweag-Steg über die Estag. Dabei geht es um den angeblichen Verkauf eines 24,8%-Anteils des Landes Steiermark. Außerdem ist der Verbund auch an dem Aktienpaket der Electricité de France an der Estag (25 % + 1 Aktie) interessiert.

Die einzigen vollkommenen Neueintritte von rein österreichischen Lieferanten schafften die Ökostrom AG und die Alpen Adria Energie AG, die sich auf Strom aus erneuerbaren Energiequellen spezialisiert haben. Die Ökostrom AG konnte in den letzten Jahren kontinuierlich expandieren und strebt inzwischen laut Presseausagen einen Börsegang spätestens 2007 an.

Die etablierten österreichischen Elektrizitätsunternehmen versuchen zunehmend im Nischenbereich der erneuerbaren Energieträger ebenfalls Produkte anzubieten. Hierzu wurden oftmals Tochtergesellschaften gegründet, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien anbieten, wie beispielsweise das Unternehmen evn Naturkraft. Die EVN hat unter diesem Namen ihre Kleinwasserkraft- und Windkraftaktivitäten ausgegliedert und in einer eigenen Gesellschaft zusammengefasst. Die Salzburg AG bündelt ihre Ökostromanlagen in der Alternative Energie Salzburg GmbH. Die Energie Allianz



hat die Naturkraft Energievertriebsgesellschaft mbH gegründet, die in erster Linie für die Beschaffung von Ökostrom und Strom aus Kleinwasserkraftanlagen zuständig ist. Die Unternehmen erhalten in ihrer derzeitigen Strategie Unterstützung von der Landespolitik. Die energiepolitischen Zielsetzungen und politischen Aussagen stellen in allen Bundesländern auf den Ausbau von Kraftwerken aus erneuerbaren Energieträgern ab.

Das verstärkte Engagement im Ökostrombereich spiegelt sich im Kraftwerksbau und den Plänen hierzu wider. Praktisch gab es aus jedem Bundesland in den letzten 12 Monaten Neu-meldungen über die Vervollständigung oder den Start von Kraftwerksbauprojekten im Bereich Windenergie, Biomasse oft als Kraftwärmekopplungsanlagen, Kleinwasserkraft oder vereinzelt Photovoltaik. Bei den Kleinwasserkraftwerksprojekten handelt es sich neben dem totalen Neubau eines Kraftwerks, der wegen der ökologischen Auflagen immer schwieriger wird, oftmals auch um eine Revitalisierung. Auch im Kraftwerksbau sind Kooperationen mehrerer Elektrizitätsunternehmen nicht unüblich. Wienstrom, EVN und Verbund (AHP) errichten derzeit gemeinsam ein Kleinwasserkraftwerk in Wien-Nußdorf am Donaukanal, das im Jahr 2005 in Betrieb gehen soll.

Biomasseanlagen mit Kraftwärmekopplung werden verstärkt im dicht besiedelten Bereich errichtet: Wien Energie und die Österreichischen Bundesforste unterzeichneten im Mai 2004 den Vertrag über die gemeinsame Errichtung und den Betrieb des Biomasse-Großkraftwerks in Wien-Simmering. Die TIWAG und die Stadtwerke Kufstein haben in einem Gemeinschaftsunternehmen das größte Biomasse-Heizkraftwerk Österreichs erbaut. Gemeinsam mit der Steirischen Gas Wärme GmbH (unter Einbeziehung der Stadt Linz als Minderheitseigentümer) hat die TIWAG die Stadtwärme Linz Produktions- und VertriebsgmbH mit dem Zweck

der Errichtung und des Betriebs einer Fernwärmanlage zur Erzeugung und Abgabe von Ökostrom und Fernwärme auf Basis von Biomasse gegründet.

Während sich im Westen die Ausbaupläne für Kraftwerke vermehrt auf Kraftwerke aus Biomasse und Kleinwasserkraft konzentriert, wird im Osten Österreichs – in Anbetracht der hohen Windpotenziale – verstärkt in Windanlagen investiert. Besonders im Burgenland und nordöstlichen Niederösterreich wurde in den letzten Jahren in Windkraftwerke investiert. Die BEWAG hat hierzu ein Tochterunternehmen gegründet: die Austrian Wind Power (AWP), die sich in erster Linie dem Bau und Betrieb von Windkraftanlagen widmet. Die AWP wurde im Jahr 2002 gegründet und betreibt nunmehr 133 Windräder mit einer installierten Leistung von 217 MW (Stand Juni 2004). Zur Errichtung von Ökoanlagen gibt es auch Kooperationen oder Gemeinschaftsprojekte mit anderen Elektrizitätsunternehmen (wie z.B.: Wienstrom gemeinsam mit AWP bei den Windparks von Pama und Gols). Mit den Österreichischen Bundesforsten wurde ein Partnerschaftsabkommen unterzeichnet, wonach man gemeinsam Windenergie-Anlagen errichten und betreiben werde.

Besonders im Haushaltskundenbereich lässt sich beobachten, dass die Elektrizitätsunternehmen ihren Strom nicht nur über das Kriterium Preis zu vermarkten versuchen, sondern verstärkt über das Qualitätskriterium Ökoenergie oder Energie aus Wasserkraft ihre Stromprodukte anpreisen. Dabei lassen sich große Unterschiede in den Vermarktungsmethoden beobachten. Manche Unternehmen bieten ihre Ökostromprodukte teurer (+10 bis 20 %) an als ihre Standardprodukte für Privatkunden. Andere Unternehmen bieten wiederum über Vertriebsstöchter ihren Strom aus erneuerbaren Energien billiger als die Muttergesellschaft bzw. die jeweiligen Incumbents in den anderen Versor-

gungsgebieten an. In Vorarlberg wurde ein neuer Verein Öko Strombörse in Zusammenarbeit mit dem langansässigen Elektrizitätsunternehmen gegründet. Dieser strebt an, den steigenden Strombedarf nach Möglichkeit mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzudecken. Dazu bietet die Vorarlberger Kraftwerke AG ein Ökostromprodukt namens „Öko plus“ an. Kunden leisten eine Mehrzahlung von 1 Cent/kWh und unterstützen damit den Bau, die Modernisierung und die Wiederinbetriebnahme von Ökostromanlagen.

Nicht unerwähnt sollte in diesem Zusammenhang bleiben, dass die meisten Ökostromanlagen und Kleinwasserkraftwerke ihre Mehrkosten in der Produktion über ein Fördersystem abgegolten bekommen. Dieser geförderte Ökostrom wird in einer Bilanzgruppe gesammelt und jedem Händler gemäß Ökostromgesetz zugeteilt. Dieser geförderte Ökostrom kann nicht am freien Markt direkt von einem Haushaltskunden nachgefragt werden. Finanziert werden diese Förderungen zu einem Teil durch Zuschläge, die jedem österreichischen Kunden gesondert verrechnet werden. Der andere Teil wird finanziert, indem jedem österreichischen Stromhändler anteilig Ökostrom zugeteilt wird, für den er einen Preis von 45 €/MWh zu bezahlen hat. Die Stromhändler haben im Jahr 2003 ihre durch das Fördersystem entstandenen Mehrkosten über Energiepreiserhöhungen an ihre Kunden weitergegeben. Ein Teil der Lieferanten weist auf der Rechnung die Mehraufwendungen aufgrund der Abnahmeverpflichtungen getrennt aus (Mehraufwendungen gemäß Ökostromgesetz).

Für den Endkunden ist nicht unmittelbar ersichtlich, ob die Mehrkosten des angebotenen Ökostrom bereits über das Fördersystem bzw. die vorjährige Energiepreiserhöhung abgegolten wurden oder nicht. Demnach könnten am Markt durchaus Ökostromprodukte zu einem überdurchschnittlichen Preis angeboten wer-

den, obwohl die Mehrkosten der Erzeugung bereits über das Fördersystem finanziert wurden. Die Mehrkosten des Lieferanten aufgrund der Abnahmeverpflichtung ergibt sich aus der Differenz zwischen Verrechnungspreis und Marktpreis. D.h., dass bei gestiegenen Marktpreisen die Mehraufwendungen des Lieferanten geringer sind. Ein Teil der Lieferanten ist im Jahr 2003 von Mehraufwendungen von 0,2028 Cent/kWh ausgegangen. Da jedoch der Marktpreis im Jahr 2003 gestiegen ist, müsste es zu einer Verringerung der Mehraufwendungen aufgrund der verpflichtenden Abnahme von Ökoenergie und somit einer geringeren Belastung der Endkunden kommen.

Neben einer Produktdifferenzierung (elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen gegenüber elektrischer Energie aus konventioneller Erzeugung) findet auch eine regionale Preisdifferenzierung der Unternehmen statt. So bieten z.B. die VKW und die Kelag elektrische Energie zu leicht unterschiedlichen Tarifen im eigenen und in fremden Netzbereichen an. So ist der Energiepreis der Kelag außerhalb des eigenen Netzbereiches um rd. 8,8 % (3.500 kWh/Jahr, Juli 2004) günstiger als im eigenen Netzbereich. Interessant ist auch, dass die Kelag mit Ausnahme des eigenen Netzbereiches und jenem der VKW in allen anderen Netzbereichen der günstigste Anbieter ist. Der etwas höhere Preis im eigenen Versorgungsgebiet ist möglicherweise auf das niedrige Wechselverhalten der Endkunden begründet, was dazu führt, dass der Local Player die elektrische Energie zu einem höheren Preis anbieten kann als neue Anbieter (siehe Abbildung 54). Eine gleiche Entwicklung ist auch auf dem Erdgasmarkt zu beobachten.

Neben der Produktqualität „Öko“ ist natürlich der Verkauf von Spitzenlaststrom aus Pumpspeicherkraftwerken eine lukrative Einnahmequelle. Die Bewilligungsverfahren für den Kraftwerksbau sind zumeist das größte Problem. In Vorarlberg konnte im Mai 2004 der Vertrag für

den Bau des Pumpspeicherkraftwerks Kops II unterzeichnet werden. Die Finanzierung des Unterfangens erfolgt einerseits durch die Eigenmittel der Illwerke und andererseits durch den Verkauf von Strom an den langjährigen Partner in Deutschland: EnBW. Auch in Tirol gibt es laut Medienberichten Versuche, weitere Speicherkraft- und Wasserkraftwerksprojekte (u.a. im Ötztal) zu realisieren, deren Umsetzung jedoch schwierig sein dürfte.

Hinsichtlich des Auftritts der etablierten österreichischen Unternehmen am heimischen Endkundenmarkt standen Kunden bindende Aktivitäten im angestammten Markt im Vordergrund, während die Neuakquisition von Kunden erst in zweiter Linie Bedeutung hatte. Die aktivsten Akquisitionsbemühungen außerhalb des angestammten Heimatmarktes wurden von der Kelag unternommen. In der Regelzone Ost traten auch Unsere Wasserkraft und MyElectric, deren Muttergesellschaften ebenfalls nicht Teil der Energie Austria sind, aktiv am Markt auf, wenn auch nicht ganz ohne Probleme (siehe hierzu Kapitel Haustürgeschäfte). Für Angebote am Endkundenmarkt über die Regelzone hinweg waren bislang nur sehr verhaltene Aktivitäten beobachtbar. Im Tarifkalkulator finden sich jedoch einige Unternehmen, die österreichweit Strom anbieten, wie beispielsweise die VKW oder die Kelag. Ende Juni 2004 startete die Tochter des steirischen Energieversorgers Estag, Unsere Wasserkraft, in der Regelzone Tirol mit einer neuen Vermarktungskampagne. Laut der Geschäftsführung wechseln zwischen 800 und 1.000 Kunden im Monat zu Unsere Wasserkraft. Bis zum Jahr 2005 will man 800 Gewerbebetriebe sowie 5.000 Haushalte als Kunden gewinnen.

Auch der Verbund hat laut Geschäftsbericht 2003 seine Strategie am inländischen Endkundenmarkt modifiziert. Stand bisher die Ausweitung von Marktanteilen im Fokus, war 2003 die Steigerung der Rentabilität vorrangiges Ziel. So

wurden Kunden nur noch dann akquiriert, wenn eine Rückdeckung der erzielbaren Vertragspreise am Markt gesichert war.

#### Zurück zum Kerngeschäft?

Die österreichischen Elektrizitätsunternehmen, insbesondere die landeshauptstädtischen Energieversorgungsunternehmen, waren traditionsgemäß in anderen Versorgungsaufgaben tätig oder haben versucht, im Laufe der Zeit Synergieeffekte durch Aktivitäten in anderen Ver- und Entsorgungsbereichen oder auch in der thermischen Verwertung von Abfällen zu realisieren. Zu den typischen Betätigungsfeldern im Versorgungsbereich zählen – neben Strom – Erdgas, Fernwärme, Telekommunikation, Internet, Kabel-TV und in den städtischen Unternehmen auch Verkehr. Im Bereich der Entsorgung bieten die österreichischen Elektrizitätsunternehmen oftmals die Abwasser und Abfallentsorgung an. Derzeit lassen sich zwei Tendenzen in der weiteren Ausrichtung der Unternehmen hinsichtlich der Betätigungsbreite erkennen.

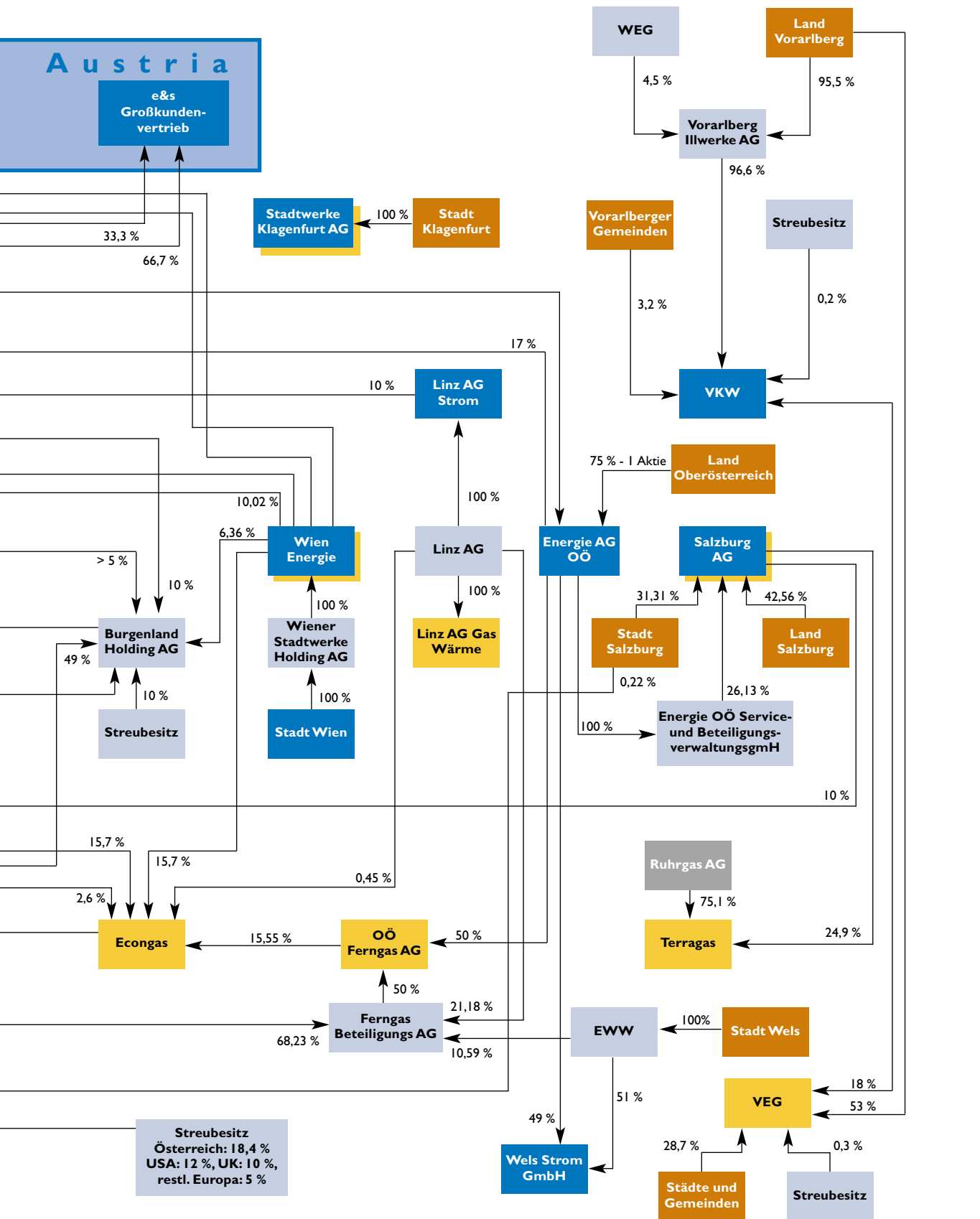
Einerseits lässt sich eine gewisse Ausdehnung der Betätigungsfelder, insbesondere im Ver- und Entsorgungsbereich, auch über die Landesgrenzen hinweg erkennen. Die Unternehmen versuchen einen Zusatznutzen für den Kunden zu schaffen, indem mehrere (Versorgungs-)Produkte in einem Paket angeboten werden (Kapitel Multi Utility). Manche Unternehmen haben sich zusätzliche Standbeine geschaffen, ohne eine Multi-Utility-Produkt für Vermarktung einzusetzen, indem sie neben dem Stromgeschäft zu meist im Rahmen einer Holding in anderen Branchen auch im Ausland tätig werden. Andererseits führen insbesondere der Verbund und die Estag Rückzugsbewegungen in Richtung Kerngeschäft durch.

Die Estag versuchte in den vergangenen Jahren mit einer Vielzahl von Restrukturierungsmaßnahmen und Kooperationen auf die geänderten Rahmenbedingungen in einem liberalisierten



Abbildung 25

■ öffentliche Beteiligung ■ österreichische Beteiligung ■ ausländische Beteiligung ■ Strom ■ Gas ■ Strom + Gas



Markt zu reagieren. Neben Übernahmen von – und verstärkten Beteiligungen an – steiermärkischen Regionalversorgern, der Zusammenführung von Stewag und STEG und der Einbringung der Erzeugungsanlagen in die Erzeugungsunternehmen AHP und ATP des Verbund, versuchte der Konzern durch Geschäfte mehr oder weniger entfernt vom direkten Energiegeschäft Einkommen zu erwirtschaften. Zu den branchenfremden Aktivitäten zählen u.a. Anteile an der Tiefgarage in Graz, am Cargo-Center Graz, an der Fluglinie Styrian Spirit und an der Therme Ottendorf. Im Frühjahr 2004 wurde von einem neuen Management die Abgabe der „nicht zum Kerngeschäft zählenden“ Beteiligungen beschlossen.

Im April des laufenden Jahres verkaufte der Verbund 74,9 % seiner Tochterfirma Verbundplan und 95,19 % der Anteile an der tschechischen Tochtergesellschaft Aquatis a.s. an die internationale Engineering-Gruppe Jaakko Pöyry. Die Verbundplan-Gruppe ist ein Engineering mit Schwerpunkten in den Bereichen Energie, Verkehrs- und Infrastruktursysteme, Prüf- und Messtechnik sowie Wasser- und Umwelttechnik. Der Verkauf galt als konsequenter weiterer Schritt des Verbund, sich auf sein Kerngeschäft zu konzentrieren.

Auch international lässt sich beobachten, dass einige große europäische Energieversorgungsunternehmen sich wieder aus branchenfremden Aufgabenbereichen zurückziehen. E.On nähert sich heuer dem Abschluss einer mehrjährigen Serie von Firmenverkäufen außerhalb des Kerngeschäfts mit Strom und Erdgas. Deutschlands größter Energiekonzern E.On befindet sich seitler wieder in der Gewinnzone und ist seinem schärfsten Konkurrenten, dem RWE-Konzern, wieder dicht auf den Fersen. Im Kerngeschäft Energie wurde für das Jahr 2004 zu Redaktionsschluss prozentual noch ein zweistelliger Ergebniszuwachs angegeben.

Der drittgrößte deutsche Energiekonzern EnBW fuhr im Jahr 2003 einen Rekordverlust ein. Einige Geschäftsbereiche, wie Energie- und Umweltdienstleistungen – und hier maßgeblich die thermische Entsorgung –, die Beteiligungen an der Parkhaus-Gesellschaft APCOA und am Gebäudereiniger Gegenbauer-Bosse sowie die Beteiligung an der Salamander-Gruppe (Schuhbranche), haben den Konzern schwer belastet. Der Konzern umfasste zuletzt insgesamt 395 Gesellschaften. Seither versucht das Management, neben drastischen Einsparungen im Personalbereich, durch den selektiven Rückzug des Konzerns insbesondere aus branchenfremden Beteiligungen das Konzernergebnis zu verbessern.

#### Strategisches Verhalten der heimischen Stromunternehmen im Ausland

Betrachtet man die strategische Zielsetzung der meisten etablierten Unternehmen, so suchen diese nicht am heimischen Markt, sondern im Auslandsgeschäft nach neuen Wachstumspotenzialen. Zwar haben die westlichen Landesversorgungsunternehmen bereits vor der Liberalisierung auf Basis von Langzeitverträgen mit deutschen Unternehmen kooperiert, doch in jüngster Zeit geben Elektrizitätsunternehmen oder deren Muttergesellschaften ein verstärktes Engagement im Ausland als deklariertes Ziel ihrer Unternehmensstrategien an. Die Kooperationen mit Deutschland setzen sich fort. Beispielsweise baut die Vorarlberger Illwerke AG zusammen mit der deutschen EnBW Wasserkraftwerke. Die primären Zielgebiete sind jedoch die südlichen und osteuropäischen Nachbarländer Österreichs, wobei Italien aufgrund der dort erzielbaren hohen Strompreise und die osteuropäischen Länder wegen ihrer hohen Wachstumspotenziale attraktive Märkte sind. Die Expansionstätigkeiten beschränken sich nicht nur auf das Stromgeschäft, sondern umfassen den gesamten Ver- und Entsorgungsbereich.

In den osteuropäischen Ländern verläuft das Engagement im Stromgeschäft wegen der politisch hoch sensiblen Verbreitung von Atomkraftwerksunternehmen eher verhalten. Die Energie AG hat sich in den vergangenen Jahren an drei regionalen tschechischen Energieversorgungsunternehmen beteiligt. Im Frühjahr 2003 verkaufte das Unternehmen im Auftrag ihres Eigentümers Land Oberösterreich die bestehenden Beteiligungen an die deutsche E.On Energie. Die Energie AG versucht seither, sich in Tschechien neu zu positionieren und künftig verstärkt in den Bereichen Umwelt, Wärmecontracting, erneuerbare Energien und Kleinwasserkraft – fernab der sensiblen Atomstromthematik – zu engagieren. Im November 2003 stieg die Energie AG mit dem Kauf zweier Wassergesellschaften in den tschechischen Wassermarkt ein. Die Expansionsstätigkeiten setzten sich im heurigen Frühjahr mit der Übernahme der Abfallwirtschaftsaktivitäten der deutschen RWE Umwelt AG in Tschechien und Ungarn fort. Im Juli 2004 errichtete die Energie AG eine Niederlassung in Budweis (Energie AG Bohemia), die in Zukunft alle Tschechien-Aktivitäten des Konzernbereiches Energie wahrnehmen wird.

Gründe für die Orientierung vor allem der deutschen (E.On, RWE), aber auch der österreichischen Energieunternehmen (u.a. auch OMV) auf die mittel- und osteuropäischen Energiemärkte sind u.a.:

- nach wie vor hohe Kostensenkungspotenziale der dortigen Unternehmen und dadurch langfristig die Möglichkeit, Gewinne zu erzielen,
- die noch nicht vollständig geöffneten Energiemärkte und die Möglichkeit, die beherrschende Stellung auf diesen Märkten auszunützen („Early mover“-Vorteile) und
- die Nähe zu den eigenen Märkten (Deutschland und Österreich).

Die strategische Ausrichtung der EVN hat, laut der Investoreninformation zur Kapitalerhöhung im Juli 2004, mittelfristig ebenfalls verstärktes Engagement in mittel- und osteuropäischen Ländern als Hauptziel. Demnach plant die EVN in jene Länder zu expandieren, welche die Möglichkeit für die EVN-Gruppe bieten, ihre Energie-, Wasser- und thermischen Abfallverwertungsservices gemeinsam erfolgreich zu vermarkten. Das Unternehmen plant daher – durch Übernahmen oder Direktinvestitionen – weiterhin die Chancen im Kerngeschäft Energie, aber auch im Wachstumsmarkt der Wasser- und thermischen Abfallverwertung in ausgewählten Märkten Mittel- und Osteuropas zu nutzen. Die EVN erhielt heuer bereits Aufträge für den Bau einer Müllverbrennungsanlage in Moskau und einer Kläranlage in Zagreb. Die Müllverbrennungsanlage in Moskau wird nach dem Vorbild der seit Jahresbeginn 2004 in Betrieb befindlichen thermischen Abfallbehandlungsanlage der AVN in Zwentendorf/Dürnrohr (Niederösterreich) gebaut. Der entstehende Dampf wird auch zur Stromerzeugung verwendet werden.

Bereits im Sommer des Vorjahres erwarb die EVN 100 % der WTE Wassertechnik GmbH, einem Dienstleister in 11 europäischen Ländern auf dem Gebiet der Trinkwasserver- und Abwasserentsorgung, von der Berliner Wasser Service GmbH. Über die WTE betreibt die EVN in Moskau bereits zwei Abwasserentsorgungsanlagen und errichtet derzeit eine Trinkwasseraufbereitungsanlage für die Stadt. Als Erdgasversorger ist die EVN in Westungarn tätig. In Bulgarien möchte die EVN ins Stromgeschäft einsteigen. In einem Bieterverfahren wurden 67 % von sieben Stromverteilunternehmen in drei Paketen zum Verkauf angeboten. Die EVN wurde einer der drei Bestbieter. Der Abschluss der Verhandlungen über die Frage, welches der drei Pakete zu welchen Bedingungen verkauft wird, wird für Herbst 2004 erwartet.

Die Bewag treibt den Bau von Windkraftwerken nicht nur innerhalb Österreichs voran, sondern plant laut Pressemeldungen um € 100 Mio. Windparkbau in Osteuropa. Zum Vergleich wurden im Jahr 2003 in Gesamtösterreich rd. € 300 Mio. in Windkraftwerke (davon Bewag rd. € 200 Mio.) investiert. Die Bewag ist in Tschechien und Kroatien bereits über die 100%-Tochter Austrian Wind Power GmbH vertreten, in Ungarn und der Slowakei ist laut Presseausendung der Bewag ein Markteinstieg in Vorbereitung.

Italien zählt laut Verbund zu den interessantesten Strommärkten in Europa, da das Strompreisniveau erheblich über jenem aller anderen EU-Staaten liegt. Die italienischen Stromgroßhandelspreise liegen um rd. 50 % über dem EU-Durchschnitt und sogar um rd. zwei Drittel über dem österreichischen Preisniveau. Die Ursachen dafür sind knappe Leitungskapazitäten und eine zu geringe inländische Stromerzeugung, die den Strombedarf nicht decken kann. Die Stromimporte Italiens betragen im Jahr 2003 51 TWh, was beinahe der Gesamtproduktion aller österreichischen Elektrizitätsunternehmen entspricht. Der Verbund hat deshalb seine Aktivitäten im italienischen Strommarkt weiter ausgebaut und seine Beteiligung am Joint Venture Energia SpA durch eine Kapitalerhöhung im Ausmaß von € 150 Mio. von 26,6 % auf 37,5 % erhöht. Die Mehrheit an Energia SpA hält die Mailänder Industriegruppe CIR. Das Unternehmen plant bis 2007 drei Gaskraftwerke mit einer Leistung von je 760 MW zu errichten und wird zusätzlich über Produktionsmengen aus drei Kraftwerken, die von der italienischen ENEL erworben wurden, verfügen. Insgesamt wird die Energia in Italien bis 2007 über rd. 23 TWh Strom aus eigener Produktion verfügen, was rd. drei Viertel der Stromproduktion des Verbund in Österreich entspricht. (Verbund-Gesamterzeugung 2003: rd. 28 TWh). Die Energia SpA wurde vor fünf Jahren gegründet und zählt nunmehr in Italien zu den fünf größten Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen.

Im Auslandsmarkt tritt der Verbund neben Italien vor allem in Deutschland, aber auch in Slowenien und Frankreich am Großkundenmarkt auf. In Deutschland werden vor allem Stadtwerke beliefert, in den anderen Ländern hat sich der Verbund auf Industriekunden konzentriert.

Auch der Verbund versucht bei seiner Expansionsstrategie, den sensiblen Atomstrombereich zu umschiffen. So gab der Verbund im Sommer 2004 ein verbindliches Angebot für den größten slowakischen Stromerzeuger Slovenske elektrarne a.s. (SE) ab, das neben den Atomkraftwerken Jaslovské Bohunice und Mochovce zwei Wärmekraftwerke und 34 Wasserkraftwerke betreibt. Das Angebot des Verbund wurde exklusive des nuklearen Teils von SE gelegt. Der Verbund erklärte in diesem Zusammenhang definitiv, nicht in Kernkraft investieren zu wollen. Bereits vor 10 Jahren, beim Vorhaben, die Verbindungsleitung zwischen Wien-Bisamberg und Bratislava-Stupava zu errichten, stieß der Verbund auf großen öffentlichen Widerstand, da verstärkt Atomstromimporte befürchtet wurden. Das Projekt wurde bis heute nicht realisiert.

Neben den beiden Atomkraftwerken betreibt die SE zwei Wärmekraftwerke und 34 Wasserkraftwerke. 2003 erzielte das Unternehmen einen Nettogewinn von 1,31 Mrd. Kronen (€ 32,9 Mio.) bei einem Umsatz von 47,71 Mrd. Kronen. 80 % des in der Slowakei erzeugten Stroms entfallen auf die SE.

Der Verbund erwägt – auch aufgrund der langwierigen Bewilligungsverfahren in Österreich –, Kraftwerksstandorte im benachbarten Ausland zu suchen, aber auch ursprünglich für das Inland geplante Projekte über die Grenzen zu verlegen. So gilt beispielsweise Slowenien als interessanter Standort, da die Genehmigungsverfahren vermutlich kürzer sowie die erzielbaren Margen höher sind. Bei Bedarf kann Strom von Slowenien



nach Südösterreich geliefert werden, was in Anbetracht der fehlenden innerösterreichischen 380-kV-Verbindungsleitung von Vorteil ist.

Auch die Tiwag betreibt eine sehr expansive Absatzpolitik in Italien. Aus diesem Grund und wegen der spezifischen Rechtslage in Italien wurde im Mai 2003 die Tochtergesellschaft Tiwag Italia Srl mit Sitz in Bozen gegründet. Die Firma fungiert als Verkäufer der Produkte und Dienstleistungen der Tiroler Wasserkraft in Italien und ist für die Betreuung der Kunden verantwortlich. Tiwag Italia Srl ist mittlerweile sechstgrößter Stromimporteur in Italien. Gemeinsam mit der Südtiroler Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (SEL) wurde im Jänner 2003 die SELTRADE AG, ein reiner Stromhändler, ebenfalls mit Sitz in Bozen, gegründet. Die TIWAG Tiroler Wasserkraft AG hält an der SELTRADE einen Anteil von 9 %.

Die Salzburg AG hat im Frühjahr 2003 gemeinsam mit der VA Intertrading (Handelstochter von voestalpine, VA Tech, Raiffeisen Landesbank OÖ) und dem russischen Stromkonzern RAO „UES of Russia“ den Stromhändler Terrawatt gegründet. Die Unternehmen sind zu jeweils einem Drittel an Terrawatt beteiligt.

**Ausländische Unternehmen in Österreich**  
Neben den regionalen und überregionalen Zusammenschlüssen kam es in den letzten Jahren auch zu ausländischen Beteiligungen an österreichischen Unternehmen, wobei die Beteiligungen vorwiegend aufgrund des 2. Verstaatlichungsgesetzes<sup>42</sup> Minderheitsbeteiligungen darstellen. Im Gegensatz zu anderen europäischen Strommärkten kann daher in Österreich weiterhin von einer mehrheitlich im österreichischen Besitz befindlichen Stromwirtschaft gesprochen werden.

Neben dem deutschen Energieunternehmen RWE (indirekte Beteiligung von rd. 31 % an der Kelag) hält EdF bzw. deren Tochterunternehmen

EnBW Beteiligungen an verschiedenen österreichischen Stromunternehmen. So hält die EdF eine 25%ige Beteiligung an der Estag (Holdingunternehmen der Steuag-Steg GmbH), die EnBW zumindest 6 % am Verbund sowie nach einer Erhöhung der Anteile inzwischen mehr als 10 % an der EVN AG. Die Vermutung, dass die EdF ihren indirekten Anteil an der EVN auf mehr als 35 % erhöhen könnte, hat sich nicht bewahrheitet. Die Estag hat ihre Anteile an der EVN von rd. 20 % auf unter 5 % reduziert. Die über die Energie-Contracting Steyr GmbH gehaltenen EVN-Anteile der Energie AG, an denen die Estag Vorkaufsrechte hatte, wurden im August 2003 an die Raiffeisenlandesbank Oberösterreich verkauft. Damit ist die EdF indirekt über die Estag mit weniger als 5 % an der EVN AG beteiligt. Die EVN AG befindet sich nunmehr mit bis zu 34 % im Streubesitz. Zwischen deutschen Unternehmen und der Tiwag (E.On), der VKW und der Vorarlberger Illwerke (jeweils EnBW) bestehen darüber hinaus bereits seit Jahrzehnten enge Vertragsbeziehungen im Erzeugungsbereich.

Damit sind zwar vereinzelt ausländische Unternehmen an österreichischen Unternehmen beteiligt, jedoch sind ausländische Unternehmen kaum direkt am Markt aufgetreten. Am Strommarkt ist ausschließlich das deutsche Unternehmen EnBW über eine eigene Niederlassung in Österreich tätig. Die EnBW hat laut Pressemitteilung ihr engagiertes Ziel, allen österreichischen Unternehmen ein Alternative zu bieten, aufgrund der ihres Erachtens überhöhten Netztarife, verworfen. Die EnBW fokussiert ihre Geschäftstätigkeit auf Industrieunternehmen sowie ausgewählte Ketten und Dienstleister.

Mit dem 100 %-igen Verkauf der APC (Austrian Power Vertriebs GmbH) an den slowenischen Konzern Istrabenz, welcher im Zusammenschlussverfahren zur Energie Austria die Schlüsselauflage darstellte, gelangte ein völlig neues Unternehmen als Energielieferant auf den

<sup>42</sup> zum 2. Verstaatlichungsgesetz siehe Fußnote 17

österreichischen Markt. Gleichzeitig mit dem Verkauf der APC an die Istrabenz wurde ein langjähriger (4,5 Jahre) Liefervertrag zwischen Verbund und Istrabenz abgeschlossen, dessen Konditionen gemäß den Zusagen nicht schlechter sein dürfen als für die an der Energie Austria beteiligten Unternehmen. Weiters wurde vereinbart, dass der Verbund gemäß den Forderungen der EU-Wettbewerbsbehörde nicht aktiv in Konkurrenz zur APC treten wird. Indirekt ist der Verbund nunmehr ohnehin über die im Zuge der Energie Austria gegründeten Gemeinschaftsunternehmen „e&s neu“ am Großkundenmarkt vertreten.

Die APC hat laut Medienberichten 5.300 Kunden und im Jahr 2003 einen geschätzten Umsatz von € 80 Mio. erwirtschaftet und verkauft jährlich 3.000 GWh an österreichische Geschäftskunden. Die APC hat in ihrem Kundensegment laut eigenen Angaben einen Marktanteil von 14 %. Mit dem Kauf sichert sich Istrabenz eine Ausgangsposition am österreichischen Großkundenmarkt. Neben dem Ausbau der Marktanteile im österreichischen Strommarkt plant die Istrabenz, wie auch die österreichischen Unternehmen, als weiteres Ziel, sich auf den Strommärkten in Zentral- und Südosteuropa als namhafter Anbieter zu positionieren.

Inwieweit der Wettbewerb, der bislang primär innerösterreichisch stattfand und durch die Verwirklichung der Energie Austria potenziell geschwächt wird, durch das Auftreten der Istrabenz neuen Schwung erhält, bleibt abzuwarten.

**Strategisches Verhalten von Erdgasunternehmen**  
Trotz deregulierter Erdgasmärkte auf Basis der EU-Gasdirektiven ist der europäische Erdgasmarkt in eine Vielzahl von nationalen und regionalen Teilmärkten unterteilt, in denen nach wie vor meist die etablierten Unternehmen als quasi Angebotsmonopolisten Endkunden versorgen. Durch die langfristige Bindung über Take-or-Pay-Verträge – rd. 95 % des Erdgasver-

brauchs werden über TOP-Verträge mit einer Laufzeit von zumindest 25 Jahren abgedeckt –, eine Vielzahl von nationalen Einzelregelungen und eine hohe Konzentration im Upstream-Bereich wird das Entstehen von regionalen Märkten behindert.

Selbst die Zerteilung eines nationalen Marktes ist in Österreich der Fall. Durch die fehlenden Leitungsverbindungen zwischen Salzburg und Tirol sowie Tirol und Vorarlberg ist der österreichische Erdgasmarkt in drei Teilmärkte (Regelzonen) gesplittet. Der größte regionale Markt in Österreich erstreckt sich auf die Regelzone Ost (alle Bundesländer mit Ausnahme von Tirol und Vorarlberg). Jedoch liegt die Marktkonzentration in allen sachlich relevanten Märkten in der Regelzone Ost deutlich über den kritischen Werten (Näheres dazu siehe Kapitel Konzentration des österreichischen Erdgasmarkts). Auch in Österreich wird der Großteil des Erdgasverbrauchs über langfristige TOP-Verträge abgedeckt (vorwiegend aus Russland), wobei die OMV Erdgas Hauptimporteur ist und die regionalen Weiterverteiler (Landesgesellschaften) beliefert und gemeinsam mit der Energie Allianz als Mitbewerber am Endkundenmarkt auftritt.

#### Strategisches Verhalten der heimischen Erdgasunternehmen in Österreich

Der österreichische Erdgasmarkt ist durch ein hohes Transitvolumen gekennzeichnet. Nur etwa ein Viertel des nach Österreich gelieferten Erdgases bleibt im Land. Die restliche Menge wird nach Deutschland und Italien geliefert. Das Marktvolumen des österreichischen Marktes umfasste 2003 rd. 8,9 Mrd. m<sup>3</sup>. Der Endkundenmarkt ist dabei in zwei Segmente unterteilt:

- Belieferung von Endkunden ab 500.000 m<sup>3</sup>/Jahr oder 5 Mio. kWh (Industriekunden),
- Belieferung von Endkunden bis 500.000 m<sup>3</sup>/Jahr (Haushalte, Gewerbe- und kleine Industriekunden).

Bei der Belieferung von großen Industriekunden ab 500.000 m<sup>3</sup>/Jahr ist Econgas größter Anbieter. Wesentliche Wettbewerber der Econgas sind Terragas GmbH und die Steirische Gas Wärme. Daneben bietet auch die Kelag Erdgas in diesem Segment an.

Mit CE Oil and Gas Trading hat sich über das Gas-Release-Programm ein weiterer Erdgaslieferant im Marktsegment der großen Industriekunden etabliert.

Zur deutlichen Dominanz der Econgas versuchen die anderen Erdgasanbieter ein Gegengewicht zu erzeugen. So arbeiten Salzburg AG und Ruhrgas Austria AG im Großkundengeschäft seit Oktober 2003 zusammen. Salzburg AG hat dabei ihr Großkundengeschäft in die Terragas (rd. 8 Großkunden) eingebracht und dafür einen Anteil von 24,9 % erhalten. Das Joint Venture wurde auch explizit als Gegengewicht zu Econgas angekündigt.

Die Steirische Gas Wärme hat sich zu 80 % an der Gas Alive GmbH beteiligt, einer Dienstleistungsgesellschaft für Industrie- und Gewerbetunden (z.B. Strukturierungsangebote), die auch mit anderen Erdgashändlern zusammenarbeitet.

Neue ausländische Erdgasanbieter sind nicht auf den Markt gekommen. Damit sind ausländische Unternehmen weiterhin vor allem über Beteiligungen (GDF/EDF, RWE, E.On Ruhrgas) auf dem österreichischen Markt tätig. Daraus lässt sich ableiten, dass es für ausländische Unternehmen nach wie vor günstiger ist, über Beteiligungen als direkt in den österreichischen Markt einzutreten.

Im Haushaltskundenbereich hat die Energie Allianz den größten Marktanteil, wobei die Belieferung und die Angebotsstellung über die regionalen Vertriebsgesellschaften der Wiengas, Begas, Oberösterreichische Ferngas, EVN AG und Linz AG erfolgt. Daneben sind Steirische Gas Wärme, MyElectric, Kelag und Unsere Wasserkraft als Anbieter in der gesamten Regelzone Ost tätig. In den anderen beiden Regelzonen haben

die vormaligen Gebietsmonopolisten weiterhin ihre dominante Marktstellung mit Marktanteilen von nahezu 100 %.

#### Strategisches Verhalten der heimischen Erdgasunternehmen im Ausland

Econgas und RAG sind bereits in Italien und Deutschland als Anbieter tätig. Econgas plant auch in Zukunft, diesen Geschäftsbereich auszuweiten. Gewinne aus den ausländischen Märkten können zudem die Marktposition am heimischen Markt stärken. Jedoch hat ein am heimischen Markt beherrschendes Unternehmen (nationaler Champion) auch die Möglichkeit, die Expansion auf ausländischen Märkten auf Kosten der heimischen Kunden zu finanzieren, was zu einer Wohlfahrtsverschiebung zu Gunsten des Unternehmens oder der ausländischen Konsumenten führt.

Tigas, ein Tochterunternehmen des Stromunternehmens Tiwag, konzentriert ihre Expansionsfähigkeit vorwiegend auf angrenzende Regionen. So hat die Tigas die beiden Südtiroler Erdgasgesellschaften Südgas und Energas übernommen. Weiters hält die Tigas 30 % an der Selgas, die ebenfalls in Südtirol tätig ist, wobei in Zukunft eine engere Zusammenarbeit geplant ist. Die Investitionstätigkeit der Tiwag im Strombereich unterstreicht die Bestrebungen der Tiroler Landesgesellschaft (Tigas ist im 99,79 %igen Besitz der Tiwag), am Südtiroler Markt Fuß zu fassen.

#### Strategisches Verhalten von Strom- und Erdgasunternehmen

Mit den Zusammenschlüssen zur Energie Austria, die voraussichtlich am 1. Oktober 2004 ihre operative Tätigkeit aufnehmen wird, und zur Econgas entstand durch die Beteiligung der Energie Allianz an beiden Unternehmen ein quasi vertikal integriertes Strom- und Erdgasunternehmen. Einige beteiligte Unternehmen sind zusätzlich noch in anderen Bereichen tätig, die sowohl die vertikale als auch horizontale Integration der Strom- und Erdgasbereiche stärken.

Wie Abbildung 26 zeigt, sind die an den beiden Großfusionen beteiligten Unternehmen in beiden Märkten auf allen Marktstufen vertreten und nehmen jeweils eine marktbeherrschende Stellung ein (siehe Kapitel Marktkonzentration im Strom- und Erdgasmarkt). Der Zusammenschluss hat jedoch jeweils nur auf Handelsebene und im Großkundenvertrieb stattgefunden. Weder ist eine Fusion der beteiligten Unternehmen noch ein Zusammenschluss der Netzbereiche kurz- und mittelfristig vorgesehen. Im Rahmen des Zusammenschlusses haben sich Verbund und OMV Gas verpflichtet, nicht mehr am Endkundenmarkt tätig zu sein, wodurch zwei potenzielle Konkurrenten zur Energie Allianz weggefallen sind. Neben den Zusammenschlüssen zur Econgas und Energie Austria sind der Verbund, die EVN, die Energie AG – z.T. indirekt – an anderen österreichischen Landesgesellschaften mit nicht unbedeutenden Anteilen beteiligt. Zwar besteht im Zuge des Zusammenschlusses zur Energie Austria die Verpflichtung, auf einen Einfluss an den Beteiligungen (u.a. über Verzicht der Ausübung der Stimmrechte) zu verzichten, eine Verpflichtung zur Abgabe dieser Beteiligungen besteht jedoch nicht. Der Verzicht der Stimmrechte bzw. wesentlicher Einflussrechte ist nur bis Ende 2007 begrenzt. D.h., dass neben

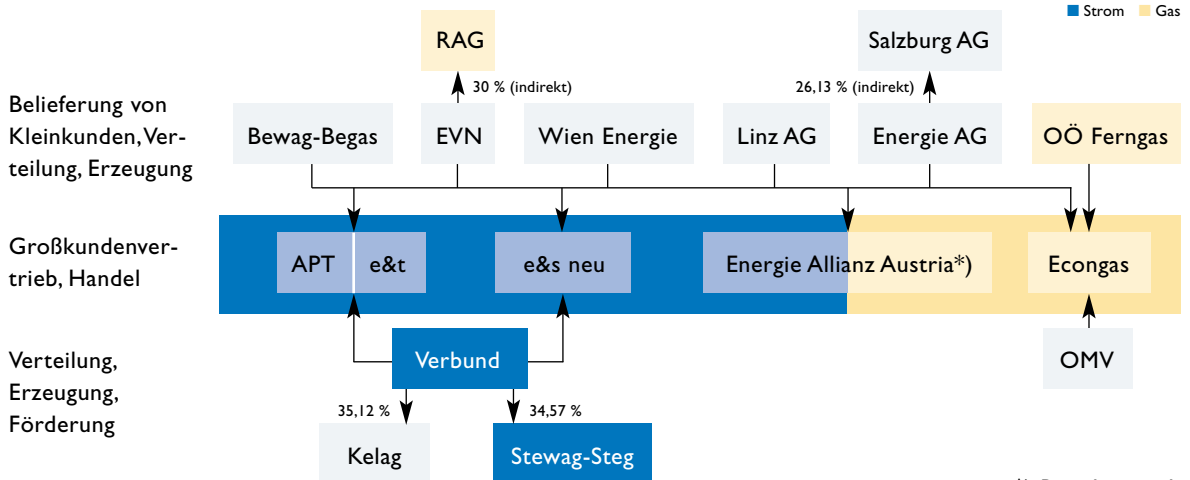
einer bereits dominanten Marktposition auf beiden Märkten mittelfristig weitere Einflussmöglichkeiten auf Wettbewerber bestehen. Zusätzlich zeigt der Verbund seit geraumer Zeit vermehrtes Interesse an weiteren Anteilen von Mitbewerbern (u.a. Estag). Durch die Verbindung der Unternehmensbereiche Strom und Erdgas entstehen neben den dominanten Positionen der Unternehmen in den jeweiligen Märkten zusätzliche Möglichkeiten zum Marktmachtmissbrauch. Wesentlich betroffen sind dabei zwei Bereiche:

- Beeinflussung des Erdgaspreisniveaus für jene Unternehmen, die in der Stromerzeugung tätig sind (OMV Gas als Hauptimporteur),
- marktbeherrschende Stellung in jenen Teilmärkten, die für einen funktionierenden Strommarkt notwendig sind (z.B. Gaskraftwerke, Ausgleichsenergiemarkt).

Der erste Punkt bezieht sich auf die Möglichkeit des dominanten Unternehmens (hier Econgas z.T. auch über die Muttergesellschaft OMV Gas), die Preise für Erdgas zu erhöhen, aber auch eine Preisdifferenzierung zwischen eigenen Erzeugungseinheiten und Erzeugungseinheiten anderer Marktteilnehmer vorzunehmen. Zudem haben

→ Nationale Champions im Strom- und Erdgasbereich in Österreich

Abbildung 26  
■ Strom ■ Gas



Quelle: E-Control

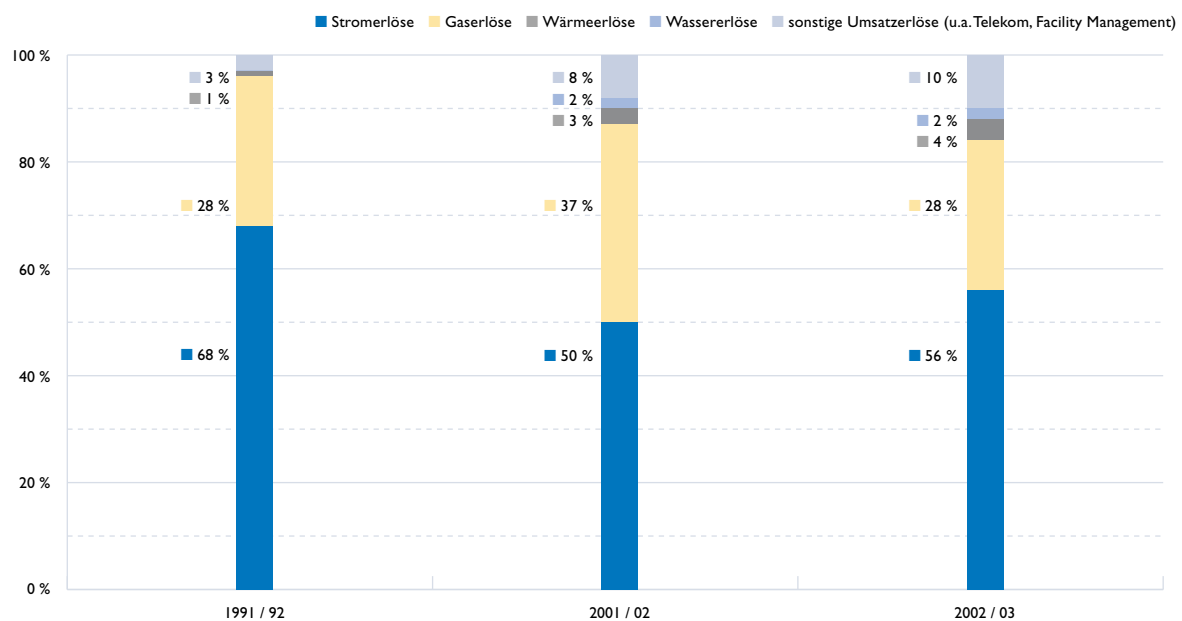
die Unternehmen die Möglichkeit, entweder im Erdgasbereich im Upstream-Markt Gewinne zu erzielen oder im Strombereich im Downstream-Markt. Dies könnte dazu führen, dass (ausländische) Unternehmen daran gehindert werden, als Erzeuger in den österreichischen Markt einzutreten. Dadurch sind die Kosten für die Konsumenten höher als sie im Wettbewerb wären, was zu einer Verschiebung der Rente zugunsten des vertikalen Unternehmens führt. Der zweite Bereich, in dem das integrierte Unternehmen die Möglichkeit der Marktbeeinflussung hat, betrifft den Speichermarkt und den Ausgleichsenergiemarkt. Selbst wenn die anderen Erdgasunternehmen die Möglichkeit haben, langfristige Verträge direkt mit dem Produzenten abzuschließen, hat das dominierende Unternehmen die potenzielle Möglichkeit, als Speicherbetreiber und Hauptanbieter am Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas die marktbeherrschende Stellung auszunützen. Eine Untersuchung der E-Control über mögliche Konvergenzen der Ausgleichsenergiemärkte für Strom und Erdgas in Österreich zeigt jedoch, dass der-

zeit kein nachweislicher Zusammenhang der Preis- oder Mengenentwicklung am österreichischen Markt vorliegt.

Um Kostenvorteile als Verbundunternehmen im Downstream-Bereich zu nutzen, lagern die Unternehmen Customer-care-Aktivitäten für Privat- und Gewerbeunternehmen aus bzw. bauen gemeinsame Kundencenter auf (Bsp. Kundenzentrum der Wienenergie für die Bereiche Strom, Erdgas und Fernwärme). Dabei wird ein gemeinsamer Name genutzt, der zu einem höheren Bekanntheitsgrad und einer höheren Kundenbindung beitragen soll. Wie Abbildung 27 zeigt, werden die Bereiche außerhalb Strom und Erdgas für die Landesgesellschaften wichtiger (Ausführliches siehe auch im Kapitel Strategisches Verhalten von Strom- und Erdgasunternehmen). Zu Beginn der 90er Jahre betrug beispielsweise die Erlöse der EVN aus Wärme, Wasser und sonstigen Umsatzerlösen nur 4 %, mittlerweile liegt der Anteil am Gesamtumsatz bei 16 %.

→ Umsatzerlöse nach Geschäftsbereichen – EVN

Abbildung 27



Quelle: EVN



Werbeausgaben sind Teil des Wirtschaftslebens. Werbung erreicht Konsumenten u.a. über Hörfunk, TV, Plakatwerbung, in Zeitungen und Magazinen. Da überrascht es auch nicht, dass die Werbeaktivitäten auch in der Strom- und Erdgaswirtschaft mit sehr hohen Ausgaben verbunden sind. Im Jahr 2003 haben die Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen rd. € 17,5 Mio. betragen (Strom rd. € 12,2 Mio., Erdgas rd. € 5,3 Mio.).

Mit den Werbeaktivitäten verfolgen die Unternehmen unterschiedliche Zielsetzungen. Die Literatur unterscheidet dabei zwischen drei verschiedenen Ansätzen von Werbung:<sup>43</sup>

1. Werbung soll Kunden überzeugen (Änderung der Präferenzen bzw. Bindung an das Unternehmen),
2. Werbung als Information (Verringerung der Suchkosten),
3. Werbung als Ergänzung zum beworbenen Produkt.

ad 1: Nach Ansicht des ersten Ansatzes zielt Werbung darauf ab, die Kundenpräferenzen zu beeinflussen, Loyalität zum Produkt aufzubauen und sich von anderen Produkten zu unterscheiden, wodurch die Nachfrage nach dem beworbenen Produkt inelastischer wird. Weiters kann Werbung als Markteintrittsbarriere gesehen werden, da u.a. Skalen- und Verbundeffekte vorliegen können (gemeinsame Werbung für mehrere Produkte). Zusätzlich stellen Werbeausgaben für neue Unternehmen versunkene Kosten bei Marktaustritt dar. Dadurch kann Werbung wettbewerbsbeschränkend wirken, da sie keinen „wirklichen Wert“ für Endkunden hat, sondern eine künstliche Differenzierung schafft und zu einer höheren Konzentration des Marktes mit höheren Preisen und Profiten für Unternehmen führt.

ad 2: Viele Märkte sind durch unvollständige Informationen – vor allem im Endkundenbereich – gekennzeichnet. Informationsbeschaffung kostet Geld und Zeit (Zeit = Geld), und ein geringer Informationsstand kann zu einem ineffizienten Marktergebnis führen. In diesem Sinne kann Werbung als endogenes Produkt verstanden werden, mit dem versucht wird, zu einem durch die Verringerung der Suchkosten effizienteren Marktergebnis zu gelangen. Nach diesem Ansatz hat Werbung eine pro-kompetitive Wirkung, wenn Konsumenten auf Werbung reagieren. In einem Markt mit vollkommener Konkurrenz wären jedoch Werbemaßnahmen nicht notwendig, da die Konsumenten vollkommen informiert sind und Werbemaßnahmen keinen Einfluss auf das Kaufverhalten bzw. die Präferenzen der Kunden haben.

ad 3: Entsprechend dem dritten Ansatz ist Werbung als Ergänzung zum beworbenen Produkt zu sehen. Danach ändern sich durch Werbung die Präferenzen der Kunden nicht. Informationen können, müssen aber nicht enthalten sein. Stattdessen wird angenommen, dass die Präferenzen der Kunden stabil sind und Werbung noch verstärkend wirkt. Beispielsweise soziales Ansehen: Gekauft werden nur jene Produkte, die auch entsprechend beworben werden, da über diese das soziale Ansehen erhöht werden kann.

Im Strom- und Erdgasbereich kann der dritte Ansatz unbeachtet gelassen werden, weder Strom noch Erdgas werden als Prestigeprodukte gehandelt. Auch die Qualität des Produkts unterscheidet sich bei einem Anbieterwechsel nicht. Im Strombereich kann jedoch bei der Erzeugung eine Unterscheidung zwischen elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern und aus fossilen Brennstoffen vorgenommen werden, wodurch das Produkt „elektrische

<sup>43</sup> Bagwell (2003), The Economic Analysis of Advertising

Energie“ einen gewissen Qualitätsaspekt erhält. Elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern als Prestigeobjekt zu etablieren ist noch nicht gelungen, da sich die Sichtbarmachung der Konsumation des Produkts „Ökoenergie“ – die zur Prestigebildung erforderlich wäre – sehr schwierig gestaltet.

Näher zu betrachten sind somit der erste Ansatz „Werbung als Überzeugung und Bindung von Kunden“ und der zweite Ansatz „Werbung als Information“, wobei eine strikte Trennung zwischen diesen beiden Ansätzen nicht vorgenommen werden kann.

Neben Preisen zählen Qualitätsaspekte zu jenen Informationen, die der Konsument benötigt, um eine Kaufentscheidung zu treffen. Preisinformationen werden nur selten von den Unternehmen der Strom- und Erdgaswirtschaft im Vergleich zu den Mobilfunkbetreibern über Werbemaßnahmen (u.a. über Außenwerbung, Presse) an Endkunden weitergegeben. Diese Informationen muss sich der Konsument über den Suchprozess (u.a. direkte Angebotseinholung, Internet – Homepages der Lieferanten, Tarifkalkulator der E-Control) selbst einholen. Werbung wird jedoch als Instrument, die Kunden über Qualitätsaspekte zu informieren, von einigen Unternehmen genutzt. Dies betrifft vorwiegend Stromunternehmen, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern (meist Wasserkraft – oftmals als „saubere Energie“ beworben) anbieten. Im Erdgasbereich findet diese Differenzierung aufgrund fehlender Differenzierungsmöglichkeiten des Produktes Erdgas nicht statt.

Ein Großteil der heimischen Unternehmen betreibt jedoch keine aktiven Marketingstrategien zur Kundenneugewinnung. Werbung wird vorwiegend nicht als Informationsweitergabe, son-

dern zur Kundenbindung bzw. zur positiven Darstellung des Unternehmens eingesetzt (Image-Werbung; Bsp. umfangreiche Werbeaktivitäten des Verbund, der nicht mehr am Endkundenmarkt vertreten ist) bzw. als Warnung vor anderen Unternehmen (Näheres dazu siehe Kapitel Haustürgeschäfte). In diesem Fall wirkt Werbung anti-kompetitiv. Vorwiegendes Ziel ist nicht, neue Kunden anzuwerben, sondern bestehende Kunden zu halten, was negative Auswirkungen auf die Elastizität der Nachfrage hat (Nachfrage wird inelastischer).

Über die Produktdifferenzierung bei homogenen Gütern wie Strom und Erdgas mittels Werbung, gemeinsam mit einem bereits höheren Bekanntheitsgrad der Incumbents, werden Markteintrittsbarrieren erzeugt, die abschreckend auf neue Marktteilnehmer wirken. Die ohnehin hohe Kundenloyalität ermöglicht den etablierten Unternehmen, höhere Preise zu verlangen, was zu höheren Profiten führt, ohne dass der Markteintritt neuer Unternehmen zu befürchten ist. Ein neues Unternehmen ist mit höheren Eintrittskosten (Marketingkosten) konfrontiert als ein Incumbent, der bereits ein erfolgreiches Branding erreicht hat. Werbung zur Markenbildung erschwert durch einen zweiten Grund den Markteintritt, da Werbekosten bei Marktaustritt in der Regel versunkene Kosten darstellen.

Wie bereits erwähnt, schaffen Unternehmen durch Werbung ein bestimmtes Image für ihr Produkt bei den Kunden und bauen dadurch nachhaltige Käuferpräferenzen auf. Neue Unternehmen müssen zumindest die gleichen Aufwendungen vornehmen, um den gleichen Bekanntheitsgrad zu erreichen. Die Amortisation der Werbeausgaben bei geringem Kundenstock wird jedoch nur mittel- bis langfristig möglich sein. Werbung kann dadurch zu „reputational

monopolies<sup>43</sup> führen, da die daraus resultierende begrenzte Substitutionsfähigkeit der Produkte eine Eintrittsbarriere für den Neueinsteiger bedeutet.

### Werbeaktivitäten im Strombereich

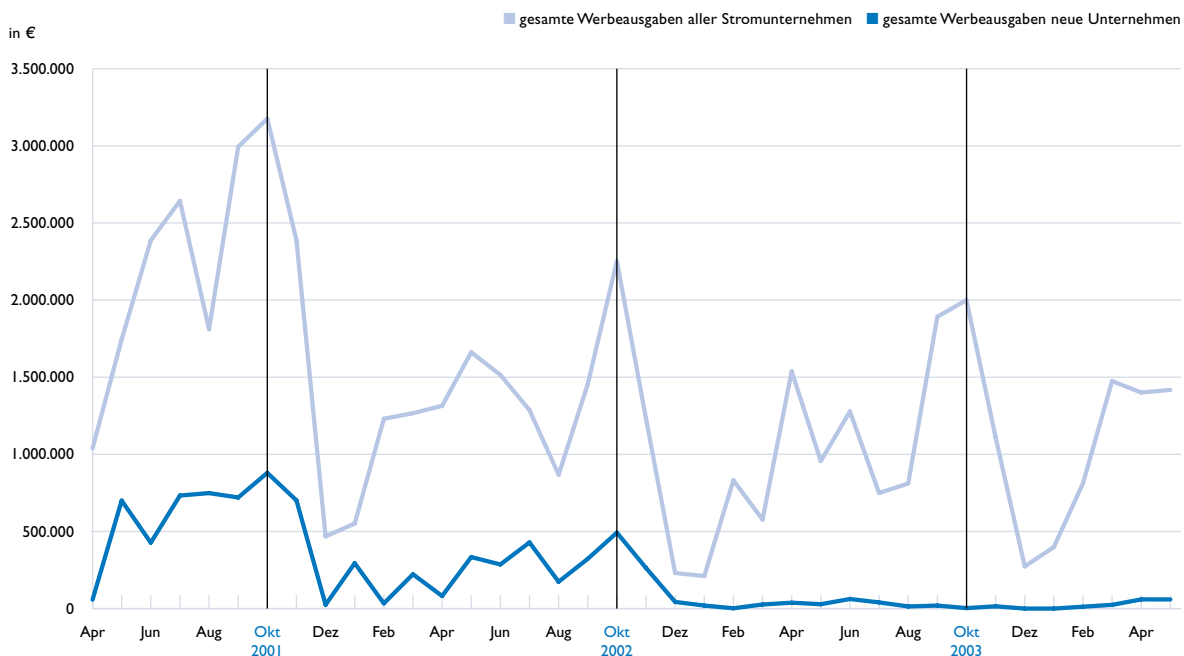
Die Gesamtentwicklung der Werbeausgaben aller Stromunternehmen in Österreich (Abbildung 28) zeigt, dass die Werbeaktivitäten im Vergleich zu Beginn der Liberalisierung zurückgegangen sind. In den beiden darauf folgenden Jahren waren die Werbeausgaben ähnlich hoch.

Neben der Gesamtsumme der Werbeausgaben hat auch die Anzahl der werbenden Unternehmen seit Beginn der Liberalisierung weiter abgenommen. Der Anstieg der Werbeausgaben Mitte 2003 und zu Beginn 2004 ist auf nur wenige Unternehmen – vorwiegend als Imagewerbung u.a. im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen oder zur indirekten Beein-

flussung der politischen Meinungsbildung – zurückzuführen.

Die Werbeaktivitäten der neuen Marktteilnehmer (neue Lieferanten sowie Vertriebsunternehmen der Landesgesellschaften) tendieren seit Ende 2002 gegen null. Zu Beginn der Liberalisierung und auch im darauf folgenden Jahr waren die neuen Unternehmen aktiv am Markt tätig. Ab Dezember 2002 sind die Werbeausgaben deutlich zurückgegangen. Der Rückgang der Werbeausgaben vor allem der neuen Lieferanten deutet auf eine Verringerung der Wettbewerbsintensität hin, da gerade die neuen Lieferanten zu Beginn der Liberalisierung den Wettbewerb stimuliert haben, was u.a. auch für den deutlichen Rückgang der Energiepreise verantwortlich war. Abgeleitet kann daraus werden, dass die Werbewirksamkeit nicht allzu groß ist und Kunden über Werbeaktivitäten nur selten zu einem Wechsel des Anbieters überzeugt werden können.

→ Werbeausgaben der Stromunternehmen (gesamt) und der neuen Anbieter Abb. 28



Quelle: Media Focus, E-Control

<sup>43</sup> Bagwell (2003), The Economic Analysis of Advertising



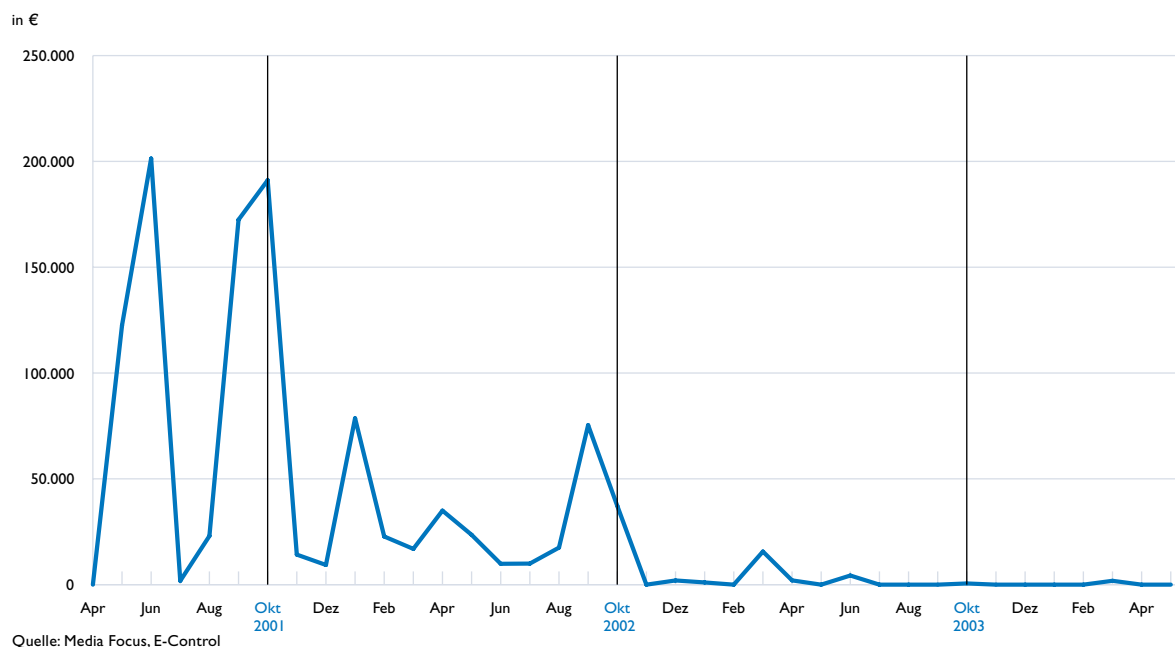
Werden ausschließlich die Werbeausgaben der neuen Marktteilnehmer (ohne die Vertriebs-töchter der Landesgesellschaften) betrachtet, ist die Entwicklung der Werbeaktivitäten noch deutlicher rückläufig als nach dem ersten Jahr der vollständigen Marktöffnung (siehe Abbildung 29). Zwar sind die gesamten Werbeausgaben der neuen Anbieter vor dem 1. Oktober 2002 wieder leicht gestiegen, jedoch wurden die Werbeaktivitäten danach fast vollständig eingestellt. Sowohl die Entwicklung der Werbeausgaben der neuen Anbieter als auch deren sehr geringe Marktanteile zeigen, dass eine Etablierung am Strommarkt als neues Unternehmen schwierig und vor allem kostenintensiv ist. Die starke Position der Incumbents, die geringe Wechselbereitschaft der Endkunden und der geringe Bekanntheitsgrad der neuen Lieferanten deuten darauf hin, dass trotz verhältnismäßig hoher Werbeausgaben der neuen Lieferanten zu Beginn der Liberalisierung der Markteintritt in

den österreichischen Strommarkt nur mit geringem Erfolg verbunden (geringe Wechselrate) und nur mit einem sehr hohen Aufwand möglich war. Da möglicherweise die Kundengewinnung durch Werbemaßnahmen nicht den erwünschten Erfolg gebracht hatte, haben die neuen Lieferanten vorwiegend über Haustürgeschäfte versucht, neue Kunden zu gewinnen. Der verstärkte Einsatz von Haustürgeschäften (ab Mitte 2002) zur Kundengewinnung geht mit dem Rückgang der Werbeausgaben einher. Allerdings sind im dritten Jahr der Liberalisierung von Strom auch die Aktivitäten über Haustürgeschäfte deutlich zurückgegangen.

Eine weitere Splittung der Unternehmen nach den Mitgliedern der Energie Austria, den restlichen Landesgesellschaften sowie den neuen Lieferanten (inkl. der Vertriebsgesellschaften der Landesgesellschaften) zeigt deutlich, dass die Werbeausgaben der Energie Austria –

→ Werbeausgaben der neuen Anbieter (ohne Vertriebsfirmen der Landesgesellschaften)

Abbildung 29



auch aufgrund der Größe der Unternehmen – am höchsten sind. Schwerpunkt der Werbeaktivitäten ist neben dem Jahrestag der Liberalisierung auch jener Zeitraum, in dem der Zusammenschluss zur Energie Austria in Brüssel durch die Kommission beurteilt wurde (Frühjahr 2003). Bei der Betrachtung der restlichen Landesgesellschaften und auch der neuen Marktteilnehmer ist erkennbar, dass die Werbeaktivitäten nach der vollständigen Liberalisierung des Strommarktes deutlich zurückgegangen sind.

Lediglich um den Oktober 2003 sind die Werbeausgaben bei den restlichen Landesgesellschaften angestiegen. Die Werbeausgaben bei den neuen Marktteilnehmern blieben hingegen im Oktober 2003 konstant niedrig.

Generell kann am Markt beobachtet werden, dass die großen Unternehmen (darunter auch

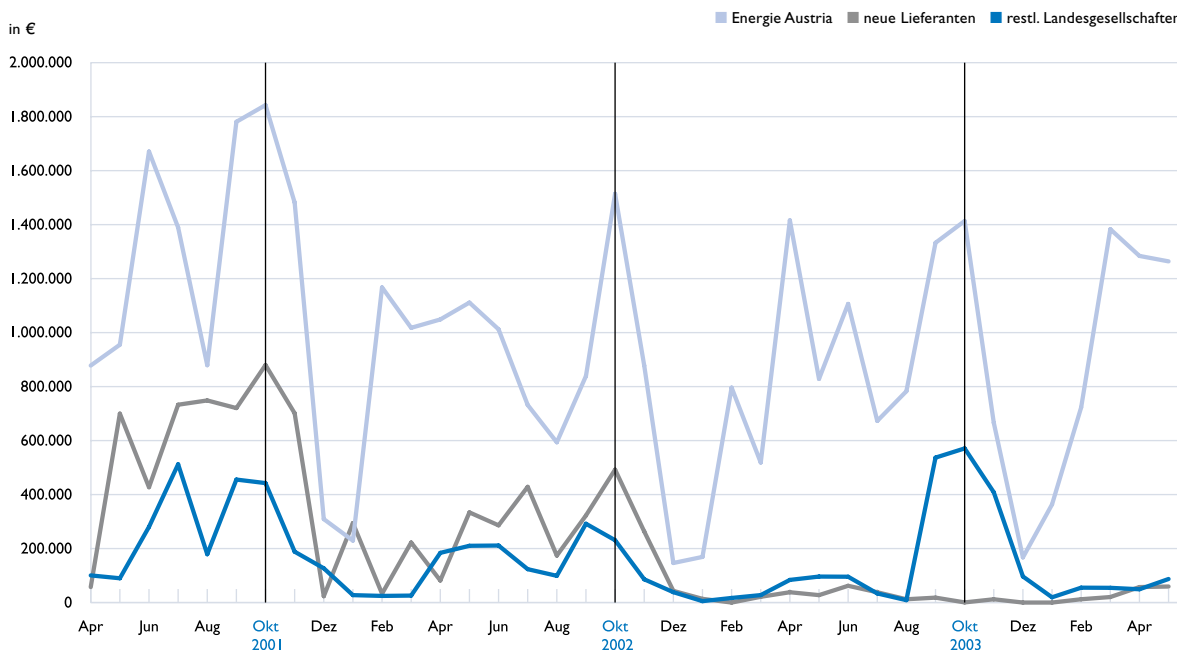
die Unternehmen der Energie Austria) primär Image-Werbung betreiben (u.a. Ankündigung der österreichischen Stromlösung; heimische, „saubere“ Wasserkraft; Werbung des Verbund, der nicht im Endkundenmarkt auftritt). Diese strategischen Maßnahmen führen, wie eingangs im Kapitel beschrieben, zu höheren Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer, zu einer geringeren Nachfrageelastizität und zu einer niedrigeren Wettbewerbsintensität.

#### Werbeaktivitäten im Erdgasbereich

Wie im Strombereich zeigt auch die Entwicklung der gesamten Werbeausgaben im Erdgasbereich jeweils deutliche Spitzen zum Liberalisierungsjahrestag. Bereits zum Zeitpunkt der Liberalisierung des Strommarktes haben die Unternehmen die Werbeaktivitäten intensiviert. Zwischen Oktober 2001 und 2002 sowie Oktober 2002 und 2003 sind die Werbeausgaben

### → Werbeausgaben der Unternehmen der Energie Austria, der restlichen Landesgesellschaften und der neuen Anbieter

Abbildung 30



Quelle: Media Focus, E-Control

in einigen Monaten stark angestiegen. Diese Spitzen sind jedoch vorwiegend den Unternehmen der Econgas zuzuordnen.

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung der Werbeausgaben der Unternehmen der Econgas im Vergleich zu den restlichen Landesgesellschaften. Die an der Econgas beteiligten Unternehmen haben sowohl zur Liberalisierung im Oktober 2002 und 2003 als auch im Zeitraum der Gründung der Econgas die Werbung intensiviert. Der Einsatz der Werbung dient auch hier vorwiegend als Image-Werbung und weniger als „Werbung zur Information“ (z.B. durch Preis- oder Qualitätsangaben). Wie auch im Strombereich wirkt Werbung anti-kompetitiv und erhöht durch Beeinflussung der Präferenzen den Bindungsgrad der Kunden und führt zu einer Verringerung der Nachfrageelastizität. Die restlichen Landesgesellschaften haben vorwiegend

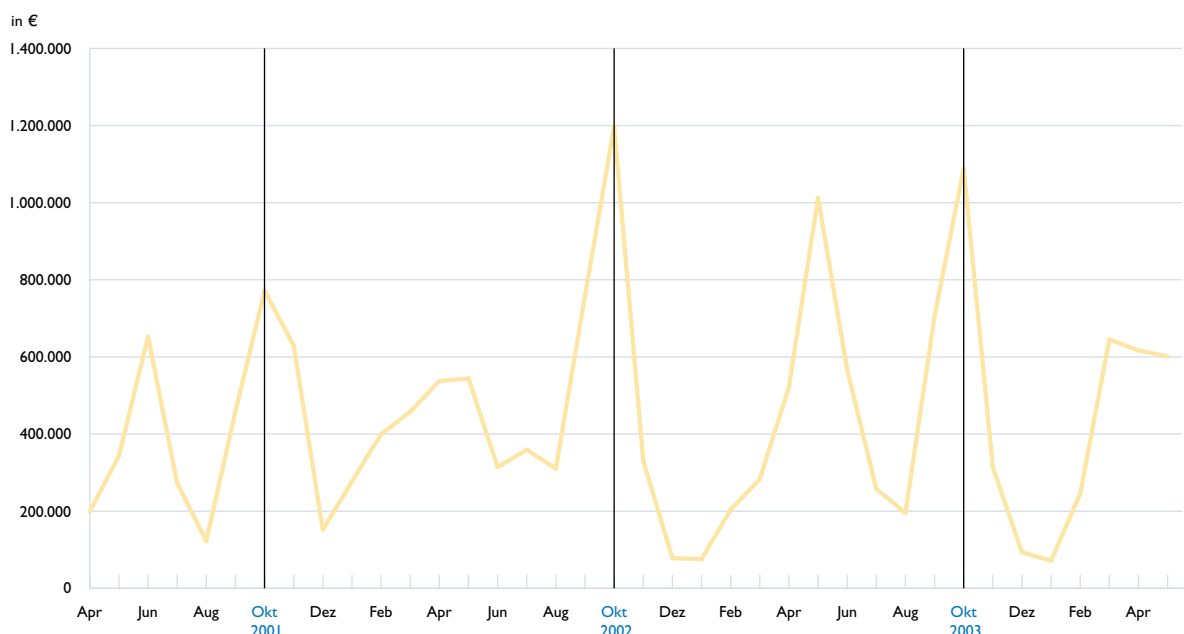
zur Liberalisierung des Erdgasmarktes und zum ersten Jahrestag nach der Liberalisierung die Werbeaktivitäten erhöht. Insgesamt liegen die Werbeausgaben jedoch bei den restlichen Landesgesellschaften auf einem sehr niedrigen Niveau.

### Vergleich der Werbeausgaben im Strom- und Erdgasbereich

Der Vergleich der Werbeausgaben im Strom- und Erdgasbereich zeigt auch weiterhin, dass die Werbeausgaben im Strombereich deutlich über jenen im Erdgasbereich liegen. Von April 2001 bis Mitte 2002 ist diese Entwicklung vorwiegend auf die um ein Jahr frühere Liberalisierung des Strommarktes zurückzuführen. Die unterschiedliche Höhe der Werbeausgaben kann aber sowohl auf den geringeren Wettbewerb als auch auf die geringere Anzahl von Unternehmen im Erdgasmarkt zurückgeführt werden.

### → Werbeausgaben der Erdgasunternehmen

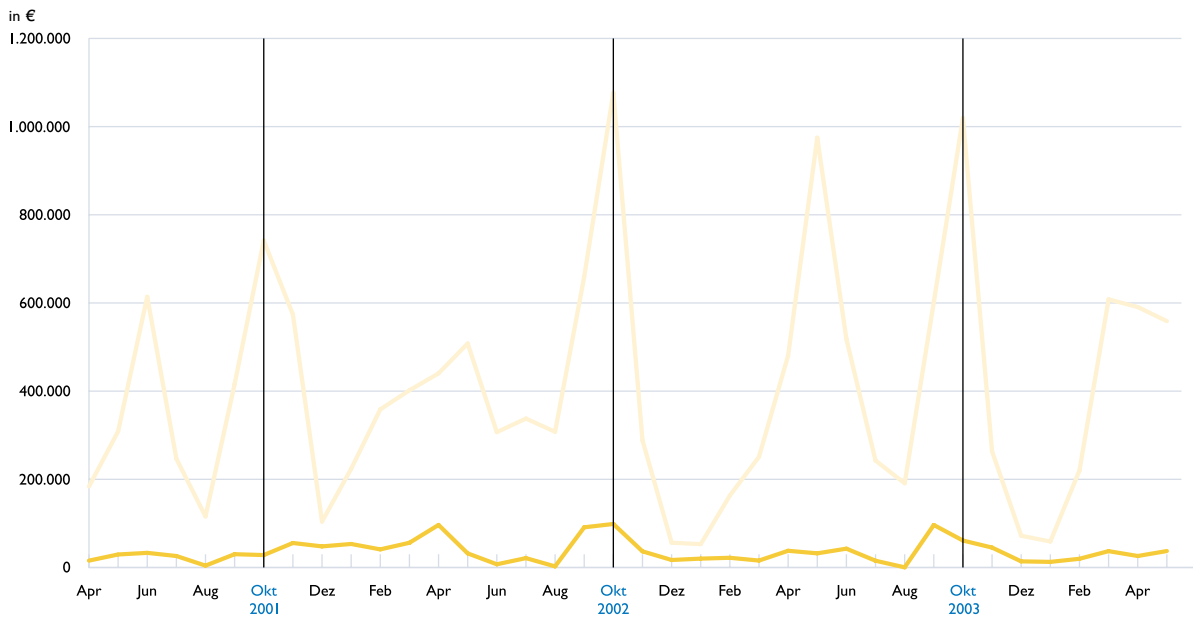
Abbildung 31



Quelle: Media Focus, E-Control

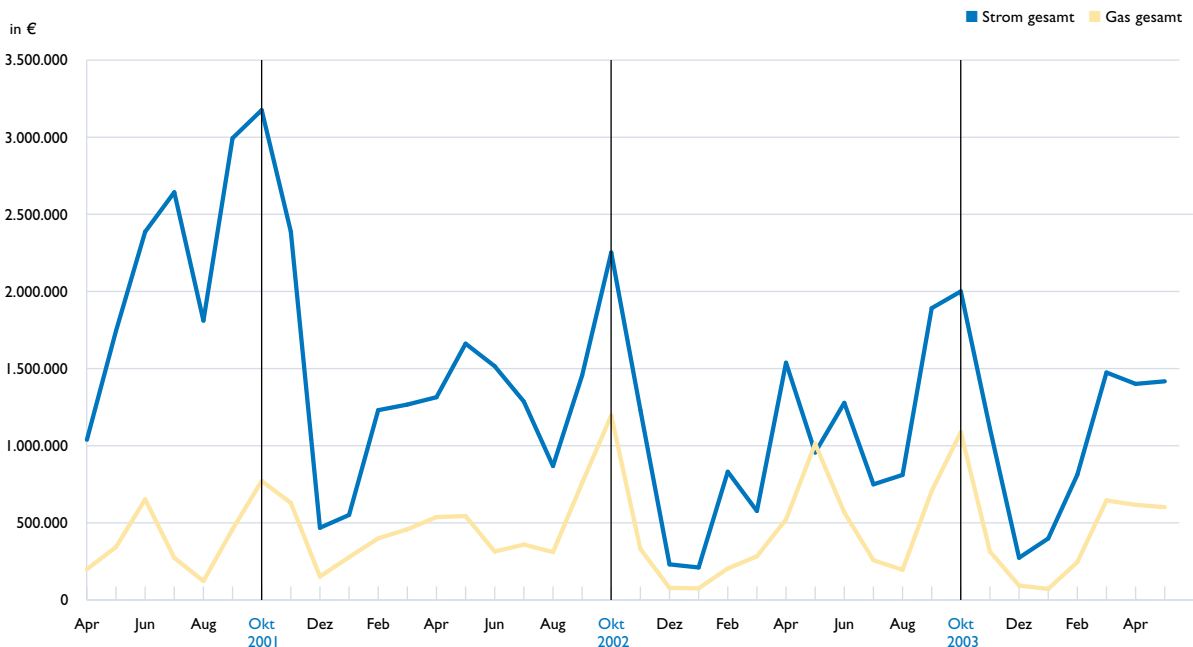
### → Werbeausgaben der Unternehmen der Econgaz und der restlichen Landesgesellschaften

Abbildung 32



### → Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen im Vergleich

Abbildung 33

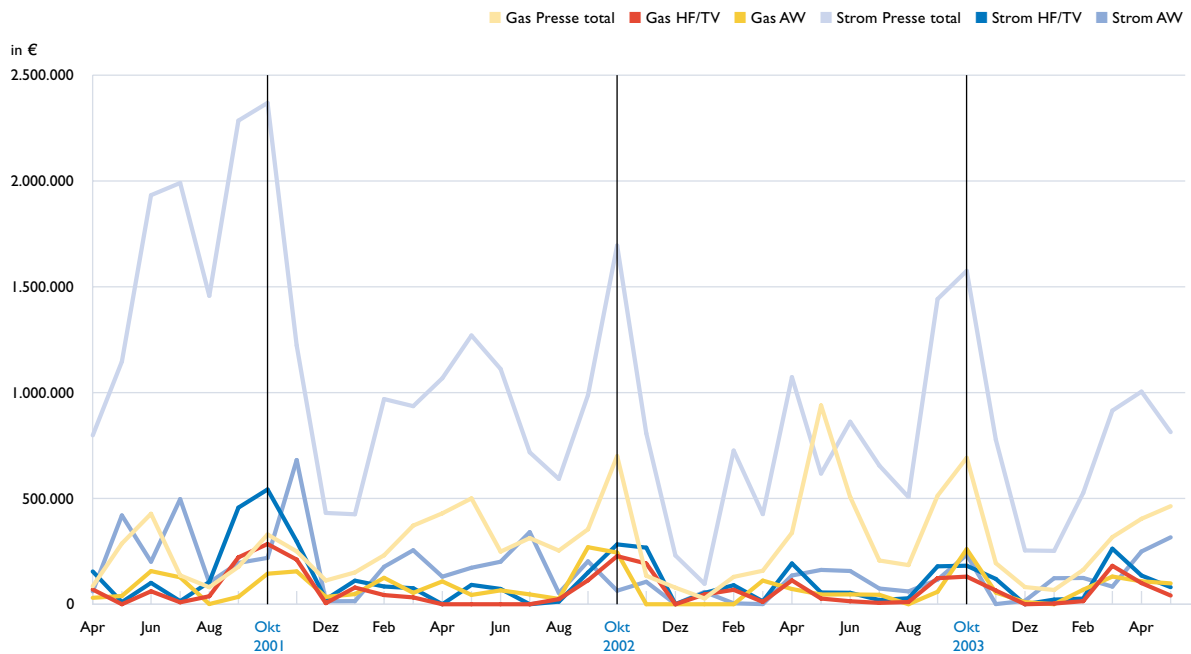


Die Strom- und Erdgasunternehmen nutzen vorwiegend Tageszeitungen, Wochen- und Fachzeitschriften für Werbezwecke. Außenwerbung (Plakatwerbung) wird ebenfalls von einem Großteil der Unternehmen verwendet. Der Einsatz von Außenwerbung ist im Strombereich im Verlauf eher konstant, mit leichten Spitzen zum

Jahrestag der Liberalisierung. Im Erdgasbereich wird Außenwerbung ebenfalls vermehrt jeweils im Oktober eingesetzt. Im Strom- und Erdgasbereich werden Hörfunk- und TV-Werbung meist nur zum Jahrestag der Liberalisierung und von nur wenigen Unternehmen eingesetzt.

### → Werbeausgaben im Strom- und Erdgasbereich nach Werbeträgern

Abbildung 34



Quelle: Media Focus, E-Control



## Marktverhalten

→ Haustürgeschäfte

→ Multi Utility

### → Haustürgeschäfte

Neben den Werbeausgaben, die in den letzten Quartalen mit Ausnahme von wenigen Unternehmen deutlich rückläufig waren, haben auch die Aktivitäten über Haustürgeschäfte der Vertriebsgesellschaften und der neuen Anbieter (u.a. Unsere Wasserkraft, MyElectric) abgenommen.

Für neue Marktteilnehmer sind im Kleinkundenbereich Haustürgeschäfte derzeit die effektivste Möglichkeit, neue Kunden zu gewinnen. Einerseits können bei Haustürgeschäften alle notwendigen Informationen für den Lieferantenwechsel direkt beim Kunden eingeholt werden, denn es gibt in Österreich keine allgemein zugängliche Datenbank mit allen für den Wechsel notwendigen Kundendaten (u.a. Zählpunkte). Andererseits hat sich in den ersten Jahren der Liberalisierung gezeigt, dass Werbeaktivitäten wie Plakat-, Rundfunk- und TV-Werbungen nur geringe Wirkung auf Endkunden in Bezug auf das Wechselverhalten haben.

Auf die Methoden der Vermarktung der neuen Lieferanten über Haustürgeschäft haben die Incumbents vorwiegend mit Pressemeldungen, Benachrichtigung der Kunden über Unternehmenszeitschriften bzw. direkt per Post (Werbesendungen) oder auf Hausanschlägen sowie mit Klagen reagiert. Auf den Internetseiten der Incumbents wird meist ausführlich vor Vertriebsmitarbeitern, die an der Haustüre versuchen, Lieferverträge abzuschließen, gewarnt („kriminelle Methoden“, „dubiose Geschäftemacher“). So sind auf einigen Internetseiten vorgefertigte Rücktrittsformulare als Download sowie Informationen mehrsprachig erhältlich.

Entscheidet sich ein Kunde trotzdem, den Lieferanten zu wechseln, hat dieser bei Haustürgeschäften innerhalb einer Woche die Möglichkeit, durch schriftliche Kündigung zurückzutreten. Angemerkt muss hier allerdings werden, dass den Klagen einiger Landesgesellschaften gegen die Verkaufspraktiken von Mitarbeitern externer Ver-

triebsfirmen stattgegeben wurden, da sich diese u.a. als Mitarbeiter der Landesgesellschaften ausgegeben haben – auch dies ist selbstverständlich aus Sicht der Regulierungsbehörde abzulehnen.

Da eine Vielzahl von Endkunden einen geringen Informationsstand betreffend die Liberalisierung der Energiemärkte haben (u.a. Wechselmöglichkeiten, Einsparungspotenzial), bieten Haustürgeschäfte die Möglichkeit, die Kunden aufmerksam zu machen, dass neue Anbieter auf dem Markt tätig sind und diese zum Teil auch günstiger anbieten. Die Incumbents selbst werden außerhalb ihres eigenen Netzbereiches nicht bzw. nur sehr selten am heimischen Markt aktiv tätig. Viel mehr scheint es, dass die Incumbents eher defensiv auf die wenigen neuen Anbieter reagieren als aktiv neue Kunden anzuwerben (siehe auch Kapitel Werbeaktivitäten österreichischer Strom- und Erdgasunternehmen).

### → Multi Utility

Nach wie vor verfolgen die horizontal integrierten Landesgesellschaften und Stadtwerke Multi-Utility-Strategien. Diese Unternehmen werden neben den Bereichen Strom und Erdgas weiters in den Geschäftsbereichen Fernwärmeversorgung, Abfallwirtschaft, Telekommunikation (Internet und Kabel-TV) tätig und bieten ergänzende Serviceleistungen an. Multi-Utility-Dienstleistungen wurden einerseits in den letzten Jahren ausgebaut, andererseits haben sich Unternehmen in unterschiedlichen Märkten zusammengeschlossen (z.B. E.On und Ruhrgas). Die Unternehmen verfolgen dabei primär folgende Ziele:

- Bindung der Kunden an das Unternehmen,
- Nutzung von Skalen- und Verbundvorteilen in der Erbringungen des Produktes Energie (u.a. gemeinsames Marketing, Kundenservice-Hotline),
- Schaffung von Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer durch den erzeugten Mehrwert eines Multi-Utility-Produktes,
- Risikostreuung durch Produktdiversifikation.



Durch Multi Utility haben die Unternehmen auch die Möglichkeit der Quersubventionierung der im Wettbewerb stehenden Bereiche durch jene Bereiche, die nicht liberalisiert sind bzw. bei denen keine oder nur geringe Substitutionsmöglichkeiten gegeben sind; dies entweder direkt durch eine höhere Bepreisung der Bereiche, die nicht im Wettbewerb stehen, oder über interne Verrechnungspreise, die Kostenverschiebungen zwischen den beiden Bereichen ermöglichen. Problematisch erweist sich hier die Überprüfung der Kosten bzw. die Angemessenheit der Verrechnungspreise durch eine Regulierungsbehörde, da die Kompetenzen nur einen Teilbereich (z.B. Netz im Strom- und Erdgasbereich, nicht aber deren Vertrieb oder im gesamten Fernwärmebereich) des Unternehmens betreffen.

Bei Erzielung von Skalen- und Verbundvorteilen haben die Unternehmen mit Multi-Utility-Strategien Wettbewerbsvorteile gegenüber Unternehmen, die nur in Teilbereichen tätig sind. Die Möglichkeit der Ausnutzung dieser Kostenvorteile kann zu Verdrängung und somit Verringerung der Anzahl anderer Marktteilnehmer und schließlich zu einer dominanten Marktstellung führen, die nachteilig für die Konsumenten ist. Vor allem Haushaltskunden werden über Multi-Utility-Produkte von Unternehmen gebunden, während Großabnehmer meist getrennte Ausschreibungen für die unterschiedlichen Produkte (u.a. Strom und Erdgas) und Dienstleistungen durchführen. Die Angebote von Haushaltskunden beinhalten meist auch zusätzliche Gutschriften bzw. Rabatte, wenn zwei oder mehrere Produkte von einem Unternehmen bezogen werden (z.B. Strom und Erdgas). Die Multi-Utility-Produkte dienen durch die Nutzung einer gemeinsamen Marke bzw. eines gemeinsamen Namens dabei vorwiegend der Verteidigung und Expansion von Marktanteilen und erschweren neuen Lieferanten in den Markt einzutreten – fehlender bzw. geringer Bekanntheitsgrad gegenüber den etablierten Unternehmen.

Um eine gemeinsame Marke im Rahmen des Multi-Utility-Ansatzes zu nutzen, bieten Stromunternehmen vermehrt auch Internetdienstleistungen „aus der Steckdose“ an. So bieten die Linz AG oder die EVN Internetdienstleistungen über das Stromnetz an. Wienstrom bietet zwar ebenfalls unter der Marke „Powerline“ Internetzugang an, dies jedoch über ein Glasfasernetz, das zusätzlich zur Stromleitung verlegt wird.

Weiters bieten einige Energieunternehmen zusätzliche Leistungen bzw. Bonusprodukte an, die nicht direkt mit dem Kerngeschäft eines Versorgungsunternehmens in Verbindung stehen. So bietet beispielsweise die Kelag neben Strom und Erdgas als Zusatzleistung auch die Kärnten Card an. Die Leistungen, die über die Kärnten Card bezogen werden können, stehen vorwiegend mit dem Eigentümer der Kelag (Land Kärnten) und hier mit dem Tourismusbereich im Zusammenhang.

Tabelle 15 gibt einen Überblick über die Multi-Utility-Marketingmethoden der Strom- und Erdgasunternehmen und der neuen Vertriebsunternehmen. Neben Strom und Erdgas bieten die Unternehmen oft auch Fernwärme, Wasserversorgung, Abfall- und Abwasserentsorgung sowie Telekommunikationsdienstleistungen an. Den Kunden werden zusätzliche Rabatte bei gleichzeitiger Abnahme mehrerer Angebote gewährt. Durch die gemeinsame Nutzung der Retaildienstleistung und Betreuung von Endkunden können aber Synergien genutzt werden. Zusätzlich führt Multi Utility zu einer stärkeren Kundenbindung und einer geringeren Wechselbereitschaft. Der Mehrwert von Multi Utility für das Unternehmen gleicht somit die gewährten Preisnachlässe deutlich aus.

### → Nachfragereaktion Endkundenmarkt

Vergleicht man das Kundenverhalten im Massenkundenbereich mit dem Großkundenbereich, so ist ein großer Unterschied insbesondere im Wechselverhalten beobachtbar. Sowohl im

## → Multi Utility – Marketingauftritt der Elektrizitätsunternehmen – Privatkunden

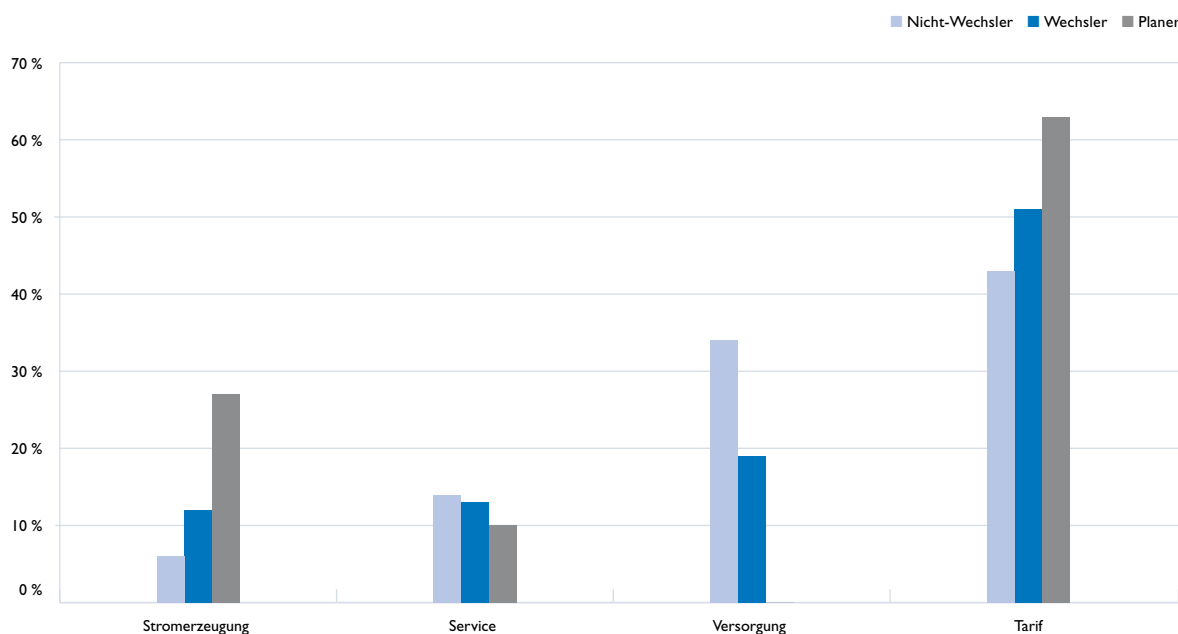
Tabelle 15

Unternehmen	Strom	Erdgas	Fernwärme	Ab-/Wasser	Entsorgung/Abfall	Telekom/TV-Kabel	Verkehr
Bewag/Begas	■	■					
Energie Graz	■	■	■				
Energie OÖ AG	■	■	■	■	■	■	
EVN AG	■	■	■	■	■		
IKB	■			■	■	■	■
Kelag	■	■	■				■
Linz AG	■	■	■	■	■	■	■
My Electric	■	■					
Salzburg AG	■	■	■	■	■	■	■
Select	■	■					
Steweag-Steg	■						
Switch	■	■					
Tiwag	■						
Unsere Wasserkraft	■	■					
Verbund	■						
VKW	■						
Wienstrom	■	■	■			■	■

Quelle: Internetseiten der Unternehmen und Pressemeldungen, E-Control

## → Wahlmotive für Stromanbieter 2004

Abbildung 35



Quelle: OGM



Erdgas- als auch im Strommarkt liegt die Wechselrate im Großkundensegment wesentlich höher als im Kleinkundensegment. Demgegenüber stellt das Kleinkundensegment von der Kundenanzahl her das größte Wechselpotenzial dar. Dieses Kundensegment kann daher maßgeblich zur Belebung des Wettbewerbs beitragen. Die Motive und Gründe zum Wechsel bzw. Nicht-Wechsel können wichtige Informationen über etwaige Wettbewerbshindernisse am Markt liefern.

Im Juni 2004 führte die Österreichische Gesellschaft für Marketing (OGM) im Auftrag der E-Control bereits zum dritten Mal eine Umfrage zum Energiemarkt in Österreich durch. Hierfür wurden jeweils insgesamt 1.888 Privathaushalte in Österreich über ihre wechselrelevanten Aspekte im Strom- und Erdgasmarkt befragt. Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse dieser Umfrage zum Thema Wechselbereitschaft und Wechselmotive zusammengefasst.

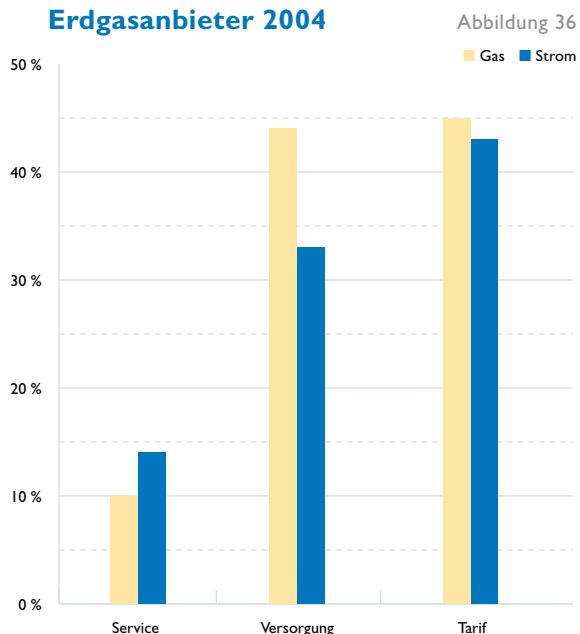
Im Strommarkt kann nunmehr auf eine dreijährige Entwicklung zurückgeblückt werden. Die Bereitschaft der Kleinkunden, einen Wechsel durchzuführen, hat sich seit Beginn der Liberalisierung kontinuierlich verringert. Wollten im Juni 2002 noch 8 % der Haushalte den Stromanbieter wechseln, waren es im Juni 2003 nur mehr 5 % und im Juni 2004 nur 3 % Wechselwillige.

Auf die Frage, welcher Punkt für die Wahl des derzeitigen Stromanbieters am wichtigsten war, gaben im Juni 2004 51 % der Wechsler und 43 % der Nicht-Wechsler an, dass die Höhe des Tarifes (Preis) dafür verantwortlich sei. Der am zweithäufigsten genannte Grund für die Wahl des momentanen Stromanbieters war für die Kunden die gebotene Versorgungssicherheit, der drittwichtigste Grund war das Kundenservice. Erst danach wird die Form der Stromerzeugung (d.h. umweltfreundliche Erzeugung, Atomstrom) genannt. Im Juni 2003 hatte der Tarif gegenüber der Versorgungssicherheit einen größeren Vorsprung als wichtigster Grund für die Wahl des Stromanbieters. Interessant ist, dass diejenigen,

die planen, einen Wechsel durchzuführen, vorrangig den Tarif angeben, aber im Gegensatz zu den tatsächlichen Wechseln die Art der Stromerzeugung als zweithäufigster Grund für den geplanten Wechsel angeführt wird.

Bei der Wahl des momentanen Energieversorgers stehen für Erdgaskunden andere Motive als bei Stromkunden im Mittelpunkt. Für die Erdgaskunden steht tendenziell die Versorgungssicherheit im Vordergrund, vor allem bei älteren Personen und Personen mit besserer Ausbildung. Diesbezüglich gibt es auch ein starkes Ost-West-Gefälle bei den österreichischen Erdgaskunden. Erdgaskunden aus Wien und Niederösterreich legen den Schwerpunkt stärker auf die Versorgungssicherheit, während in Tirol und Vorarlberg eher der Gesamtpreis für die Wahl des derzeitigen Erdgasanbieters als wichtigster Grund genannt wird. Die Gründe für einen tatsächlichen Wechsel des Stromanbieters sind unverändert eindimensional. Für 97 % (2003: 96 %)

→ Wahlmotive für Strom- und Erdgasanbieter 2004



Quelle: OGM

der Wechsler waren die Stromkosten ein besonders wichtiger Grund für den Wechsel des Stromanbieters. Nicht viel anders verhält es sich bei jenen Haushalten, die einen Versorgerwechsel planen, aber noch nicht vollzogen haben. Für Planer spielen Zusatzangebote und das Unternehmensimage als Grund für den geplanten Wechsel eine stärkere Rolle. Dies ist aber nur scheinbar der Fall, da die tatsächlichen Wechsler diese Kriterien nicht mehr als Wechselgrund angeben.

Der Standpunkt, aus Prinzip wechseln zu wollen, steht bei den Planern viel stärker im Vordergrund als bei den Haushalten, die bereits gewechselt haben. Wie vorangegangene Umfragen zeigen, wechselt tatsächlich nur ein Bruchteil der so genannten Planer. Das relativiert zwar die Aussage von 23 % (2004: 32 %) der „Wechsel-Planer“, aus Prinzip wechseln zu wollen, doch geben immerhin 14 % (2003: 11 %) der tatsächlichen Wechsler als besonders wichtigen

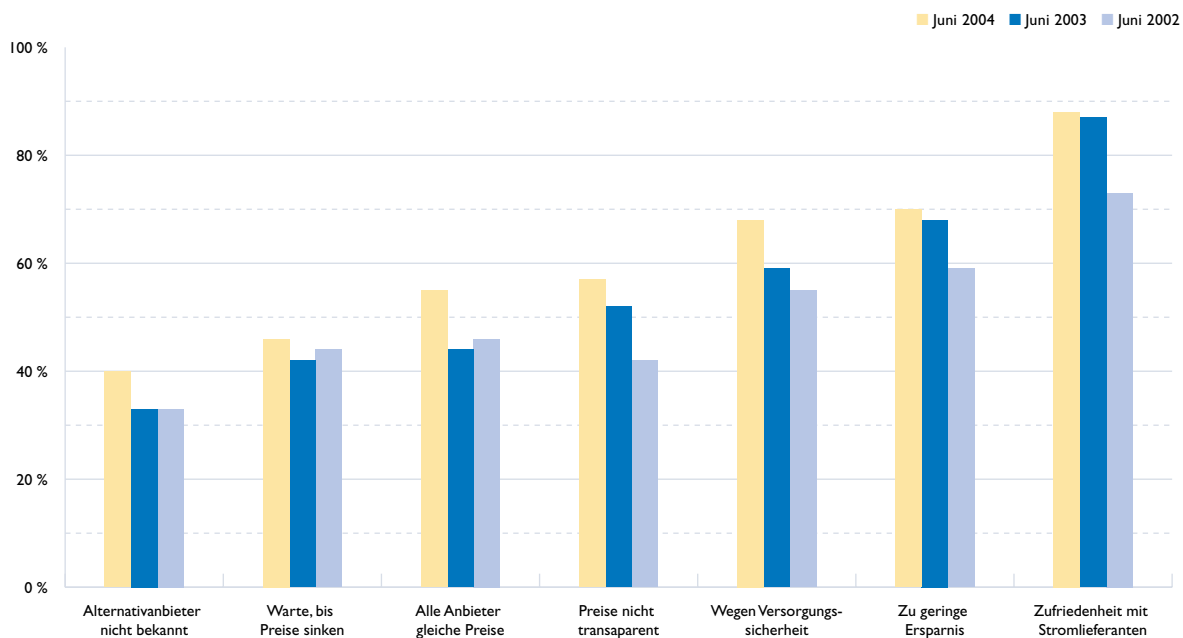
Grund an, „aus Prinzip, um unabhängig vom langjährigen Lieferanten zu sein“, gewechselt zu haben (Protestwechsler).

Auch die von der E-Control zuletzt durchgeführte Erhebung Ende 2003 zum Thema gewechselte Kunden und neu verhandelte Verträge vom 1. Jänner 2001 bis 30. September 2003 bestätigt, dass der Preis und die Ersparnis in absoluten Zahlen eine zentrale Rolle bei der Wechselentscheidung spielen. Die Umfrageergebnisse zeigen zudem, dass, je größer die Abnahmemenge ist, die Einsparungen umso größer sind und die Endabnehmer den Lieferanten umso öfters wechseln.

Bei der Frage nach der Preisschwelle, ab welcher ein Haushaltskunde bereit wäre, den Strom- oder Erdgaslieferanten zu wechseln, ergibt sich wie bereits in früher durchgeführten Erhebungen ein sehr ambivalentes Bild. So sind beispielsweise die Stromkunden auf den ersten

→ **Motive gegen den Wechsel des Stromanbieters**

Abbildung 37



Quelle: OGM

Blick scheinbar bereit, den Stromanbieter schon bei geringen Kostenersparnissen zu wechseln. Die Erfahrung zeigt aber, dass der Großteil der Stromkunden über die eigene Stromrechnung einen nur geringen Informationsstand hat. Das bedeutet für die Zukunft, dass die Stromkunden nur dann in größerem Ausmaß tatsächlich wechseln werden, wenn eine spürbare Senkung der Stromrechnung – im Ausmaß von mindestens 10 % Kostenersparnis – zu erzielen ist. Bestätigung findet diese Interpretation bei den Motiven der Nicht-Wechsler: Einer der Hauptgründe, beim alten Energieversorger zu bleiben, sind die geringen Kostenersparnisse.

Um die Gesamtstromrechnung um 10 % senken zu können, müsste ein neuer Energielieferant einem Haushalt mit durchschnittlichem Verbrauch den Energiepreis um gut 40 % niedriger anbieten als der bisherige Lieferant. Stromkunden, die bei 10 % Preissenkung nicht zum Wechsel bereit sind, sind auch bei höheren Senkungen kaum zum Wechsel zu bewegen.

Die Trennung von Strom- und Erdgaskosten wurde von Kundenseite auch im zweiten Jahr der Gasmarktliberalisierung noch nicht vollzogen, ein Kostengefühl dafür ist erst im Entstehen. Es liegt die Vermutung nahe, dass auch bei den Erdgastarifen eine Kostenreduktion von bis zu 10 % durchgeführt werden müsste, um die Erdgaskunden zu einem Wechsel bewegen zu können. Das würde eine Senkung von knapp 30 % des reinen Energiepreises für einen durchschnittlichen Haushalt erfordern.

Erwartungsgemäß steht als Motiv, warum Stromkunden nicht wechseln, die Zufriedenheit mit dem jetzigen Stromversorger im Vordergrund. Gegenüber früheren Befragungen haben die Punkte zu geringe Kostenersparnis bei einem Wechsel sowie die schwere Vergleichbarkeit der Tarife signifikant zugelegt und werden als wesentliche Hemmschwellen für einen Versorgerwechsel genannt. Interessant ist, dass nach wie vor ein Drittel der Haushaltskunden angeben, keinen alternativen Stromanbieter zu kennen.

Eine signifikante Veränderung gegenüber 2003 gab es beim Thema Versorgungssicherheit, welches – wahrscheinlich aufgrund der großen Stromausfälle im Herbst 2003 in den USA und Italien – an Wichtigkeit zugelegt hat und die Kunden ihren langjährig bekannten Lieferanten treu bleiben. Auffallend ist auch, dass sich heuer die Wartezeit bezüglich sinkende Kosten gegenüber dem Jahr 2003 erneut verstärkt hat. 2004 geben auch wesentlich mehr Kunden an, aufgrund der geringen Preisunterschiede oder aufgrund nicht transparenter Preise keinen Wechsel vorgenommen zu haben. Außerdem sind im dritten Jahr der Liberalisierung alternative Stromanbieter immer weniger bekannt. Dies könnte eine unmittelbare Folge der stark eingeschränkten Werbebetriebe der Energieversorger und des stärkeren Werbeauftritts (vorwiegend zur Imagepflege) der etablierten Unternehmen sein.

Die Befragungen nach gewechselten Kunden bestätigen, dass die Liberalisierung des Erdgasmarktes auch in ihrem zweiten Jahr noch nicht in Schwung gekommen ist. Die Wechselquote ist kaum auszumachen, und auch heuer wollen nur 3 % der befragten Erdgaskunden wechseln, wobei hier wie im Vorjahr der Großteil aus Wien stammt. Bei den Motiven, die gegen einen Wechsel des Erdgaslieferanten sprechen, gibt es kaum signifikante Unterschiede zu den Stromkunden. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die österreichischen Haushalte das Markt-Splitting zwischen Strom- und Erdgasversorgung nach wie vor nicht wahrnehmen.

Die Serviceleistungen der Energieversorger haben sich im letzten Jahr tendenziell verbessert, wobei jene Haushalte, die angeben, wechseln zu wollen, hier die größten Kritiker der Stromversorger sind. Die Österreicher waren im Juni 2004 mit der Versorgungssicherheit sehr zufrieden (99 %) und attestieren den Stromlieferanten erneut eine Verbesserung zum vorangegangenen Jahr (2003: 98 %). Geringfügige Stromausfälle werden toleriert. Knapp fünfzig Prozent der befragten Stromkunden meinen, einen Stromausfall von bis zu einer Stunde akzeptieren zu können.



## Marktverhalten

### → Zusammenfassung und Schlussfolgerung

#### → Zusammenfassung

- Zusammenschlüsse und Kooperationen im österreichischen Strom- und Erdgasmarkt reduzierten die Anbietervielfalt bzw. erhöhten die Marktkonzentration;
- Strategische Unternehmensziele werden vielfach von den öffentlichen Eigentümern vorgegeben;
- Strom- und Erdgasunternehmen suchen Synergien über Multi Utility;
- österreichische Strom- und Erdgasunternehmen konzentrieren sich vermehrt auf das Kerngeschäft (Versorgungsdienstleistungen) und nützen die Chancen der Liberalisierung vor allem im Ausland;
- geringe Aktivitäten österreichischer Strom- und Erdgasunternehmen außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes;
- hohes Engagement von Elektrizitätsunternehmen im wettbewerblich geschützten Ökostrombereich;
- Werbeaktivitäten der Strom- und Erdgasunternehmen in Österreich sind zurückgegangen;
- Werbung wird größtenteils als Imagepflege verwendet.

#### → Schlussfolgerung

- Überwachung der Erfüllung der Auflagen aus den Zusammenschlussverfahren;
- Auswirkung der Zusammenschlüsse laufend evaluieren;
- Schaffung von regionalen Märkten im Strombereich und zumindest nationaler Märkte im Gasbereich als nächster Schritt zur Erhöhung der Angebotsvielfalt und Belebung des Wettbewerbs;
- zentrale Bereitstellung wechselrelevanter Kundeninformationen (insbesondere über Neuanschlüsse) für alle Lieferanten belebt den Wettbewerb.



# Marktergebnis



## Marktergebnis

### → Preisentwicklungen am Strom- und Erdgasmarkt

Eine Untersuchung des Marktergebnisses betrifft sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite. Wesentliche Faktoren zur Beurteilung des Marktergebnisses sind die Preisentwicklung, die Entwicklung der Unternehmensperformance (wie zum Beispiel Profitraten oder die Preis-Kosten-Margen), die Produktvielfalt und -qualität, aber auch die – von der Markttransparenz abhängige – Möglichkeit für Kunden, Entscheidungen auf Basis möglichst objektiver und umfassender Informationen zu treffen.

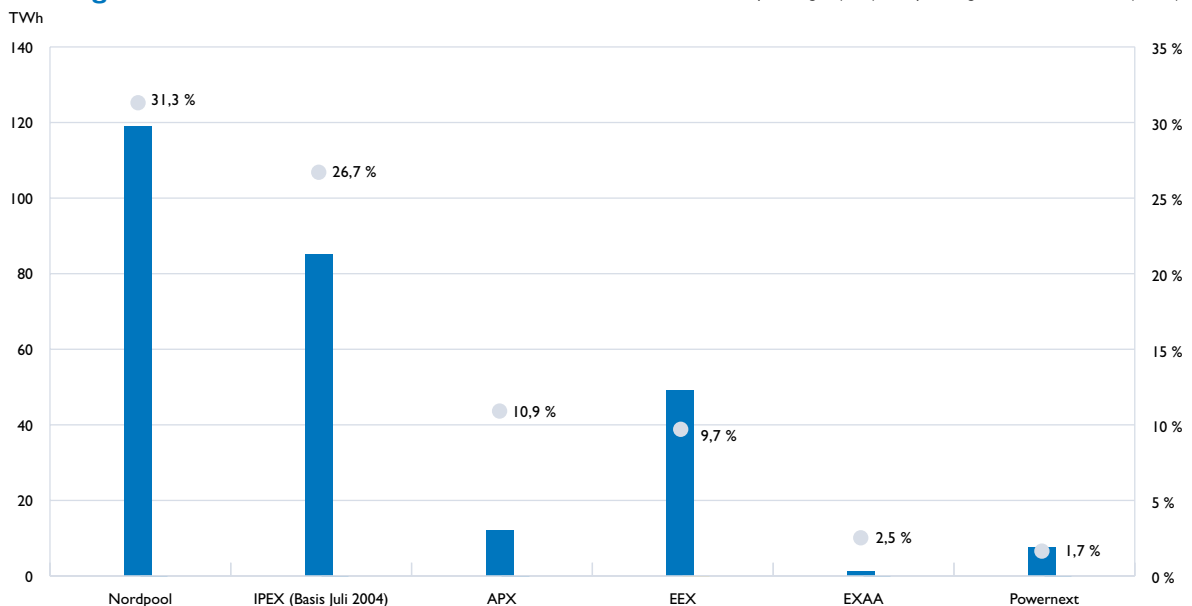
#### Preisentwicklungen am Strommarkt

Entwicklungen am Großhandelsmarkt für Strom In Zentraleuropa festigten 2004 die meisten regionalen Großhandelsmärkte weiter ihre Position. Dies gilt sowohl für den bilateralen als auch für den börsenorganisierten Stromhandel. Die Geschäfte im kurzfristigen Bereich finden zunehmend an den Strombörsen statt.

Als Folge bestimmen die Börsenpreise meistens die Preisbeildung auf dem OTC-Markt. Das Handelsvolumen der EEX z.B. ist mittlerweile auf etwa 10 % des deutschen Jahresverbrauchs gestiegen. Von den etablierten europäischen Strombörsen kann lediglich Nord Pool einen größeren Marktanteil von über 30 % vorweisen (siehe Abbildung 38). EEX in Leipzig hat über 100 Teilnehmer, von denen ca. 30 regelmäßig und aktiv handeln.

Im langfristigen Handelsbereich ist der Markt anders strukturiert. Die überwiegende Mehrheit der Geschäfte wird über den OTC-Markt getätigt. Dementsprechend orientiert sich der EEX-Futuresmarkt am OTC-Geschehen. Die Entwicklung der Handelsvolumina am deutschen Forwardmarkt gibt Abbildung 39 wieder. Beobachter gehen gegenwärtig in Deutschland von einem Forwardvolumen von ca. 1.800 bis 2.500 TWh aus. Das entspricht etwa dem

#### → Gehandelte Stromvolumina vs. Marktanteile ausgewählter Strombörsen 2003



Quelle: Nord Pool, EEX (European Energy Exchange), APX (Amsterdam Power Exchange), EXAA (Energy Exchange Austria), IPEX (Italian Power Exchange), Powernext

4–5-Fachen des jährlichen deutschen Stromverbrauchs. Da die Großhandelsmärkte in Deutschland und Österreich eng miteinander verflochten sind, kann für den heimischen Forwardmarkt von ähnlichen Verhältniszahlen ausgegangen werden. Demgemäß dürften die Stromhandelsvolumina hierzulande 200 bis 250 TWh/Jahr betragen.

Die Energy Exchange Austria (EXAA) ist Österreichs Strombörse in Graz und wickelt als solche seit 21. März 2002 Stromkontrakte am Spotmarkt ab. Händler können sowohl einzelne Stunden als auch Gruppen von Stunden – ähnlich wie an der EEX – handeln. Im heurigen Jahr wurden bis Mitte August täglich im Durchschnitt 4.920 MWh Strom gehandelt, was etwa 3,3 % des öffentlichen Stromverbrauchs in Österreich entspricht. Diese Leistung ist trotz steigender Handelsvolumina im Vergleich zu den führenden europäischen Marktplätzen eher bescheiden. Das ist einerseits darauf zurückzuführen, dass EXAA im Vergleich zu EEX erst auf eine kürzere Vergangenheit zurückblicken kann, andererseits dass die beiden Börsen eng miteinander verbundene Märkte (Österreich und Deutschland) bedienen und in direkter Konkurrenz zueinander stehen. Im Allgemeinen kann man sagen, dass längerfristig diejenigen Marktplätze überleben, die mehr Liquidität anziehen können. Mehr Liquidität zieht an sich neue Marktteilnehmer an (Financial Traders, Banken, Spekulanten), die wiederum selbst die Liquidität erhöhen und dadurch die Börse noch attraktiver machen.

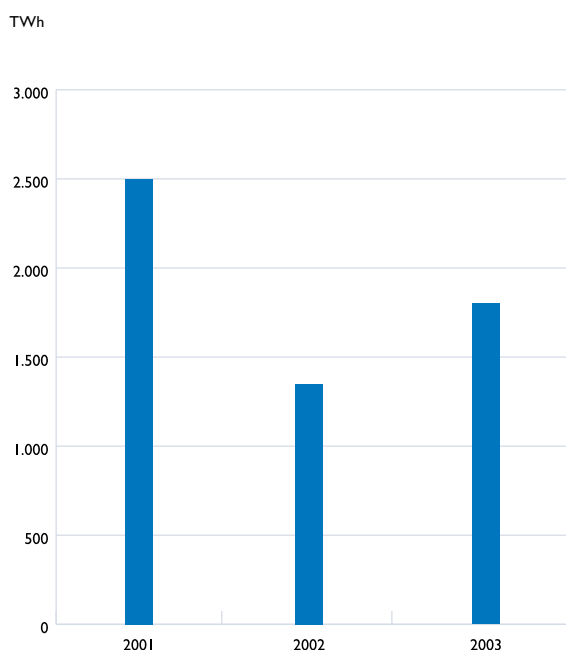
Um ihre Produktpalette zu erweitern, führte die EXAA ab Ende Oktober 2003 ein neues Handelsprodukt namens eSPREAD ein. Es ist ein reines Finanzinstrument, um Preisunterschiede zwischen identischen Stromprodukten, die aber an unterschiedlichen Orten gehandelt und geliefert werden, abzusichern. Bis August 2004 wurden von den eSPREADS etwa 0,27 TWh

gehandelt. EXXA ist zudem über eine eigene Plattform<sup>44</sup> in die Versteigerung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zwischen Österreich und der Tschechischen Republik involviert.

Im ersten Halbjahr 2004 entwickelten sich die Preise an den Spot- und Forwardmärkten unterschiedlich. Der Grund dafür liegt in den unterschiedlichen Faktoren, die diese zwei Märkte beeinflussen. Während am kurzfristigen Markt die Temperaturänderungen, Wassersituation, Windverhältnisse oder Verfügbarkeit der Kraftwerke die Preise bestimmen, sind am Forwardmarkt die Erwartungen bezüglich dieser Faktoren und auch der Entwicklung der Primärenergiepreise entscheidend.

→ **Entwicklung der deutschen OTC-Handelsvolumina im Forwardbereich**

Abbildung 39



Quelle: Vattenfall

<sup>44</sup> www.auction-office.at

2003 stiegen die Preise am Spotmarkt sowohl durch angebots- (niedrige Wasserstände) als auch nachfrageseitige Ereignisse (hoher Verbrauchszuwachs) stark an. Durch die wachsende Wasserkrafterzeugung im zweiten Quartal dieses Jahres und die zunehmende Windeinspeisung stabilisierten sich die Preise im ersten Halbjahr 2004. Sie lagen an der EEX bis zum 1. August des heurigen Jahres mit 27,47 €/MWh (Base) sogar um 1 €/MWh unter dem Vergleichswert des Vorjahres (siehe Abbildung 40).

Im Allgemeinen lässt sich allerdings sagen, dass die Spotpreise nach dem anfänglichen starken Einbruch rund um den Beginn der Liberalisierung nunmehr einen steigenden Trend zeigen. Der Grund dafür liegt einerseits im stetig wachsenden Verbrauch, andererseits in der Reduktion von überschüssigen Kraftwerkskapazitäten. In der letzten Zeit dürften in diesem Zusam-

menhang auch die stark gestiegenen Primärenergiepreise eine Rolle gespielt haben. Abbildung 41 zeigt diese Entwicklung anhand monatlicher Durchschnittspreise an der EEX.

Am Forwardmarkt befinden sich die Preise seit dem Frühjahr 2003 im dauerhaften Steigen. Diese Entwicklung steht in erster Linie mit zwei fundamentalen Faktoren im Zusammenhang: dem Anstieg der Kohlepreise und der erwarteten Kostenbelastung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

Die Importkohlepreise stiegen 2004 nach einer jahrelangen stabilen Entwicklung auf eine Rekordhöhe und lagen im Juli 2004 mit knappen 80 USD/t mehr als zweimal so hoch wie der langjährige Durchschnitt. Der Grund dafür liegt in der stark steigenden Rohstoffnachfrage der rasant wachsenden chinesischen Volkswirtschaft. Zu den steigenden Kohlepreisen kamen

→ Entwicklung der Spotpreise (Base) an der EEX 2003 vs. 2004

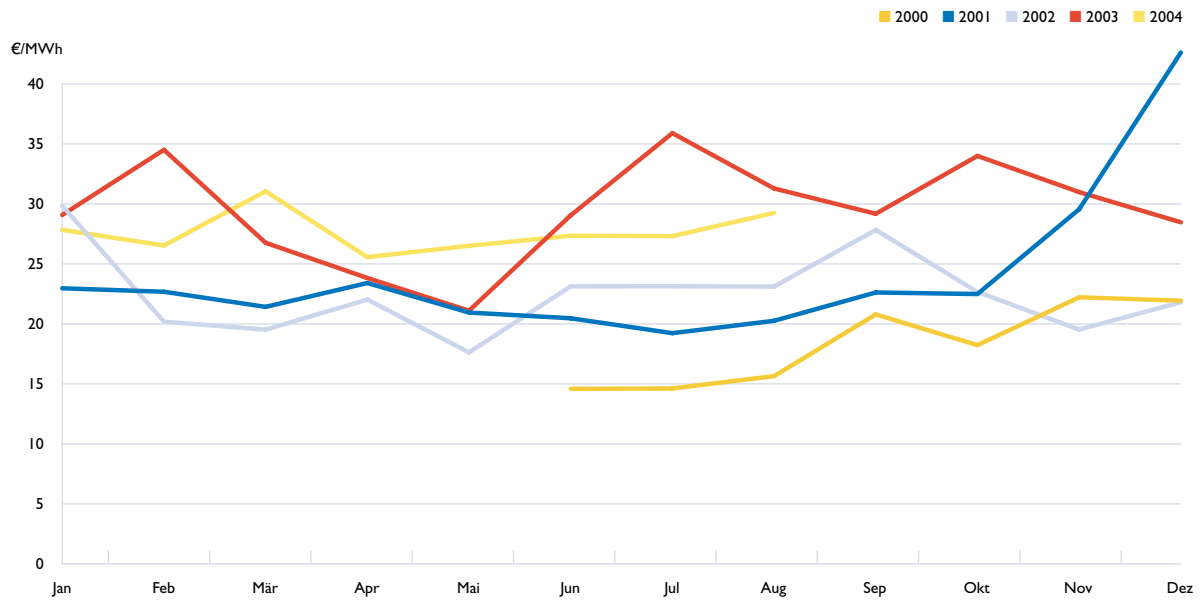
Abbildung 40



Quelle: EEX

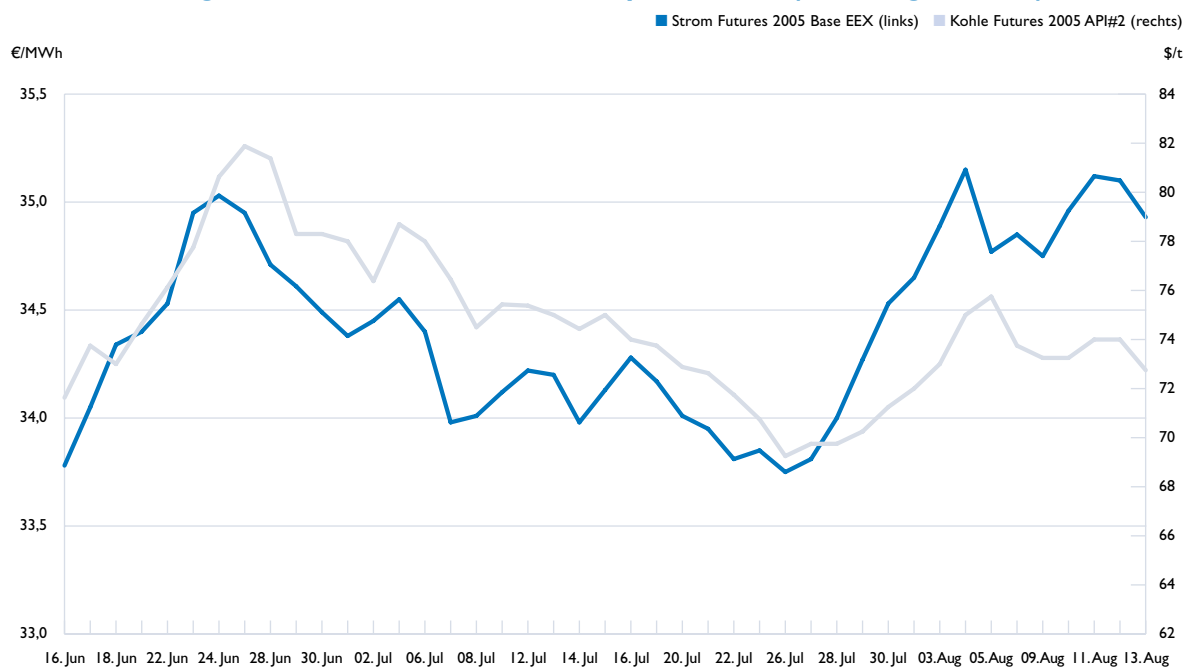


→ **Durchschnittliche Spotpreise für Grundlastlieferung an der EEX 2000–2004** Abb. 41



Quelle: EEX

→ **Entwicklung der Kohle- und Stromforwardpreise 2005 (Juni–August 2004)** Abb. 42



Quelle: EEX, Platts

noch die ebenfalls explodierenden Frachtkosten, die die Importkohle aus Südafrika oder Südamerika mit europäischer Endbestimmung zusätzlich verteuerten. Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise scheint die Stromforwardpreise (siehe auch Kasten 7: CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und deren Auswirkung auf die Strompreise) ebenfalls zu beeinflussen, ein genauso klarer Zusammenhang wie zu den Kohlepreisen ist allerdings nicht festzustellen. Den Einfluss der Kohleforwardpreise auf die Stromforwardpreise zeigt Abbildung 42.

Der Forwardmarkt weist gewöhnlich eine typische zeitliche Struktur auf. Sieht man einmal von der Saisonalität ab, tendieren Kontrakte für spätere Liefertermine dazu, höhere Preise zu haben als Kontrakte für zeitlich nähere Liefertermine. Am 17. August 2004 kostete z.B. die Jahresbandlieferung für 2005 an der EEX

34,44 €/MWh, während der gleiche Kontrakt für 2007 bei 35,23 €/MWh stand. Diese Marktstellung nennt sich „Contango“. Die Marktteilnehmer rechnen also damit, dass die Befriedigung der Nachfrage nach elektrischer Energie in der fernerer Zukunft teurer sein wird als in der nahen. Die erwähnte Marktstruktur kann aber durch die Änderung der Erwartungen oder durch unerwartete Ereignisse am Spotmarkt kippen. Der Markt ist sodann in „Backwardation“. Abbildung 43 stellt die Preisgeschichte des Forwardkontraktes 2005 (Base) und seine relative Entwicklung zum Forwardkontrakt 2006 (Base) dar.

Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt für Strom

Die Ausgleichsenergie dient zur permanenten Erhaltung des Gleichgewichtes zwischen erzeugter Energie und momentanem Verbrauch

→ Entwicklung der Forwardpreise 2005 vs. 2006

Abbildung 43



Quelle: Platts

## → CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und deren Auswirkung auf die Strompreise

Kasten 7

Ab 2005 werden die Stromgroßhandelspreise durch eine neue Kostenkomponente beeinflusst. Der Marktpreis der Emissionszertifikate wird die Kosten der kalorischen Stromerzeuger, die in Mitteleuropa die Grenzproduktion maßgeblich beeinflussen, erhöhen und zu einer möglichen Preissteigerung beitragen. Inwieweit die erwartete Preissteigerung eintritt, hängt grundsätzlich von zwei Faktoren ab:

1. Marktpreis des Emissionszertifikates,
2. vorherrschende Erzeugungsart am jeweiligen regionalen Markt.

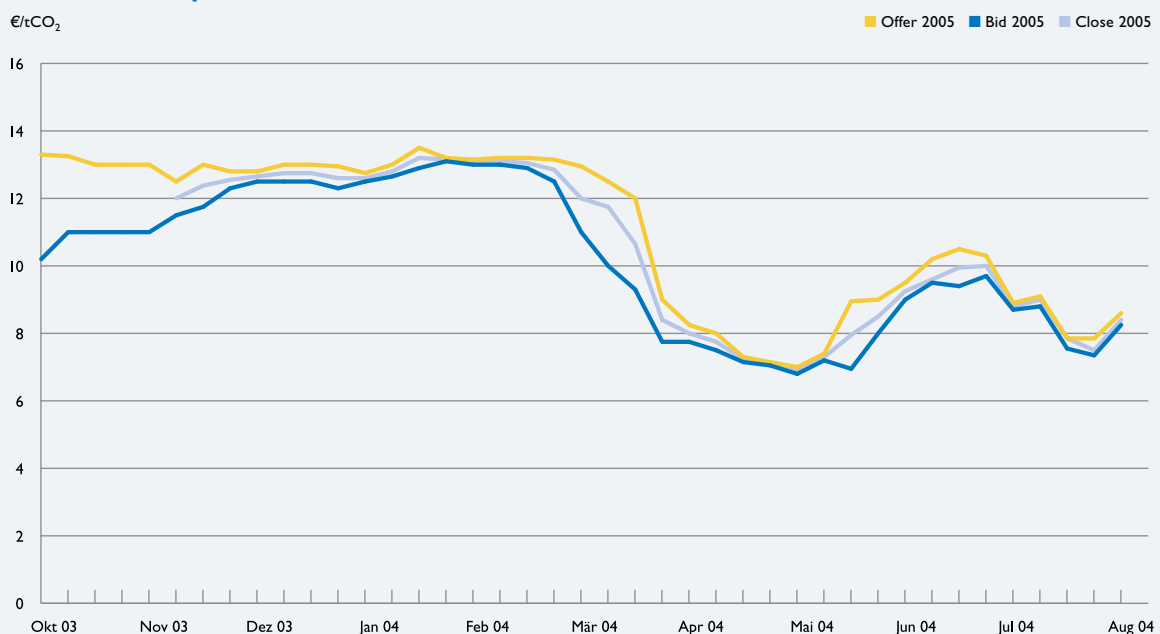
Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis wird idealerweise von den Kosten bestimmt, die bei der Vermeidung einer zusätzlichen Einheit CO<sub>2</sub>-Ausstoß anfallen. Diese Logik kommt aber vorerst in der Zertifikatspreisentwicklung kaum zur Geltung, da die Erstallokation

der Zertifikate in allen EU-Staaten de facto gratis erfolgte. Die Tatsache, dass die Emissionsgrenze national festgelegt wird, führt zu einem Anreiz zur Überallokation, da jedes Land versucht, Wettbewerbsnachteile für die eigene Industrie zu vermeiden. Letztlich liegt es an der Entscheidung der Europäischen Kommission, über die Nationalen Allokationspläne Marktverzerrungen durch ungleiche Zertifikatszuteilung zu verhindern. Abbildung 44 zeigt deutlich, dass im März 2004 nach dem Bekanntwerden der generösen Allokationspläne die Zertifikatspreise eingebrochen sind.

In Bezug auf die möglichen Strompreissteigerungen spielt – zumindest in der Theorie – keine Rolle, ob die Zertifikate gratis verteilt wurden oder für Geld erkaufte werden mussten, da auch Gratiszertifikate einen Marktpreis haben. Erzeuger, die den jeweiligen

## → Zertifikatspreise für 2005

Abbildung 44



Quelle: Pointcarbon

Marktpreis der Zertifikate in ihre Preiskalkulation nicht miteinbeziehen, erleiden einen Opportunitätsverlust. Dieser Opportunitätsverlust entspricht den entgangenen Einnahmen aus dem Zertifikatsverkauf, die die Erzeuger im Falle der Stromproduktionseinstellung hätten am Zertifikatsmarkt erzielen können.

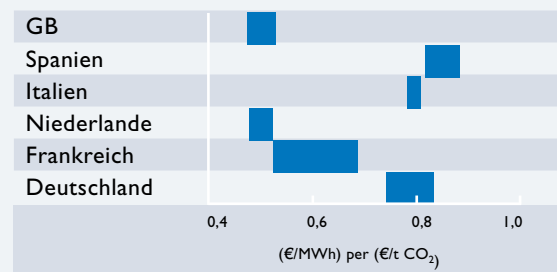
In der Praxis gibt es allerdings eine Reihe von Argumenten (politisches Umfeld, Preiselastizität der Nachfrage, Allokationsunsicherheit in der zweiten Periode des Emissionshandelssystems), die die Umwälzung der Opportunitätskosten auf den Großhandelspreis maßgeblich beeinflussen könnten und eine volle Einpreisung in den Stromgroßhandelspreis nicht vermuten lassen.

Die Struktur der Grenzerzeugungstechnologie (CO<sub>2</sub>-Intensität) ist von Großhandelsmarkt zu Großhandelsmarkt unterschiedlich. Demgemäß fällt die Sensitivität der Erzeugungskosten in Bezug auf die Zertifikatspreise in den verschiedenen Märkten unterschiedlich aus. Abbildung 45 zeigt, dass in Deutschland mit jedem €/t Zertifikatspreiserhöhung etwa 0,8 €/MWh Kostenerhöhung einhergehen.

Das bedeutet, dass bei einem Zertifikatspreis von 10 €/tCO<sub>2</sub> die Opportunitätskosten der Stromerzeugung um 8 €/MWh steigen. Da die deutschen und österreichischen Großhandelsmärkte stark miteinander verbunden sind, würden alle preisrelevanten Kostenänderungen auf die heimischen Stromgroßhandelspreise durchschlagen. Die Analyse der Forwardpreisentwicklung zeigt allerdings, dass die Zertifikatspreise in die Strompreise gegenwärtig nicht zur Gänze einfließen.

#### → Auswirkung der Zertifikatspreise auf Großhandelspreise in unterschiedlichen Ländern (Märkten)

Abbildung 45



Quelle: Cera

innerhalb der Regelzone und ist somit ein integraler Teil eines entwickelten Strommarktes.

Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich aus Praktikabilitätsgründen hauptsächlich auf das Ausgleichsregime der Regelzone Verbund APG. Die marktmäßige Aufbringung der Ausgleichsenergie beschränkt sich im engeren Sinne lediglich auf den Einsatz der Minutenreserve.

Für Minutenreserve können Marktteilnehmer täglich bis 16 Uhr (außer an Wochenenden) Angebote für die Lieferung bzw. Rücknahme am Folgetag bei der Verrechnungsstelle legen. Daraus wird eine sog. Merit Order List erstellt, die eine Reihung der Angebote entsprechend den gebotenen Preisen getrennt für Bezug und Lieferung enthält. APG als Regelzonenführer kann bei Bedarf aus dieser Liste Minutenreserve abrufen. Die Anbieter erhalten im Falle eines Abrufes den angebotenen Arbeitspreis.

Um ein Mindestmaß an Minutenreserveleistung zu gewährleisten, wurde neben dem zuvor beschriebenen Tagesmarkt die Funktion des – etwas irreführend bezeichneten – Market Makers eingeführt. Dabei geht es um die monatliche Ausschreibung einer bestimmten Minutenreserveleistung in Form von Dreistundenblöcken, deren Höhe jeweils mit APG abgestimmt wird (z.B. für September 2004 100 MW Lieferung und 125 MW Bezug). Die Anbieter, soweit sie den Zuschlag erhalten, bekommen den angebotenen Leistungs- und im Falle eines Abrufes den Arbeitspreis. Die Market-Maker-Angebote werden täglich nach ihrem Arbeitspreis in die Merit Order List eingereiht.

Die Kosten der eingesetzten Ausgleichenergie werden monatlich im Zuge des Clearings mit den Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) abgerechnet. Dabei gelangen nicht nur die Kosten der eingesetzten Minutenreserve, sondern auch andere „verwandte“ Kostenbestandteile zur Verrechnung. Die Gesamtsumme setzt sich somit aus folgenden Teilkomponenten zusammen:

- abgerufene Minutenreserve,
- Naturalaustausch für die Sekundärregelenergie,
- ungewollter UCTE-Austausch,
- Market-Maker-Leistungskosten.

Die wesentlichste Kostenkomponente neben den Market-Maker-Leistungskosten ist der Naturalaustausch für die Sekundärregelenergie. Darunter versteht man die Kosten bzw. Erträge, die bei der Aufbringung der Energie zur Abwicklung des Naturalaustausches mit der Verbund APT als Vorhalter und Erbringer der Sekundärregelenergie erwachsen. Die eingesetzte bzw. rückgenommene Energie wird jede Woche separat ermittelt und von APCS ausgeschrieben.

Da in den Sommermonaten der Jahre 2003 und 2004 die Regelzone generell unterliefert war, dominierte die eingesetzte Sekundärregelenergie die Gesamtausgleichsenergiekosten. In diesen Perioden setzte der Regelzonenführer – neben der Minutenreserve – die vorgehaltene Sekundärregelenergie ein. Parallel zu dieser Entwicklung ist der tendenzielle Rückgang der absoluten Höhe der Market-Maker-Kosten zu beobachten. Abbildung 46 zeigt die Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Verbund APG.

Die Ausgleichsenergiekosten bzw. -erträge einer Bilanzgruppe ergeben sich einerseits aus den viertelstündlichen Abweichungen zwischen Aufbringung (Erzeugung oder Fahrplanbezug) und Lieferung (Kundenverbrauch oder Fahrplanlieferung), andererseits aus den Ausgleichsenergieverrechnungspreisen (Clearingpreis). Es gilt der Grundsatz, dass die monatlichen Gesamtkosten des Ausgleichsenergiesystems genau der Summe der verrechneten Ausgleichsenergiekosten bzw. -erträge aller Bilanzgruppen entsprechen müssen.

Der Clearingpreis wird von der Verrechnungsstelle für jede Viertelstunde festgelegt. Der Preis lässt sich durch die sog. Clearingformel ermitteln. In diese Formel fließen die bereits erwähnten Kostenkomponenten ein. Die Basis des Clearingpreises bildet im Falle eines Minutenreserveabrufes der Preis, der sich aus der Merit Order List in der jeweiligen Viertelstunde ergibt. Im zweiten Schritt werden auf den Basispreis alle anderen Kostenkomponenten umgelegt. Anhand der Abbildung 47 und Abbildung 48 wird der grundsätzliche Zusammenhang zwischen der Höhe der Abweichung der Regelzone und der Entwicklung des Clearingpreises dargestellt. Negative Werte der Regelzonenabwei-

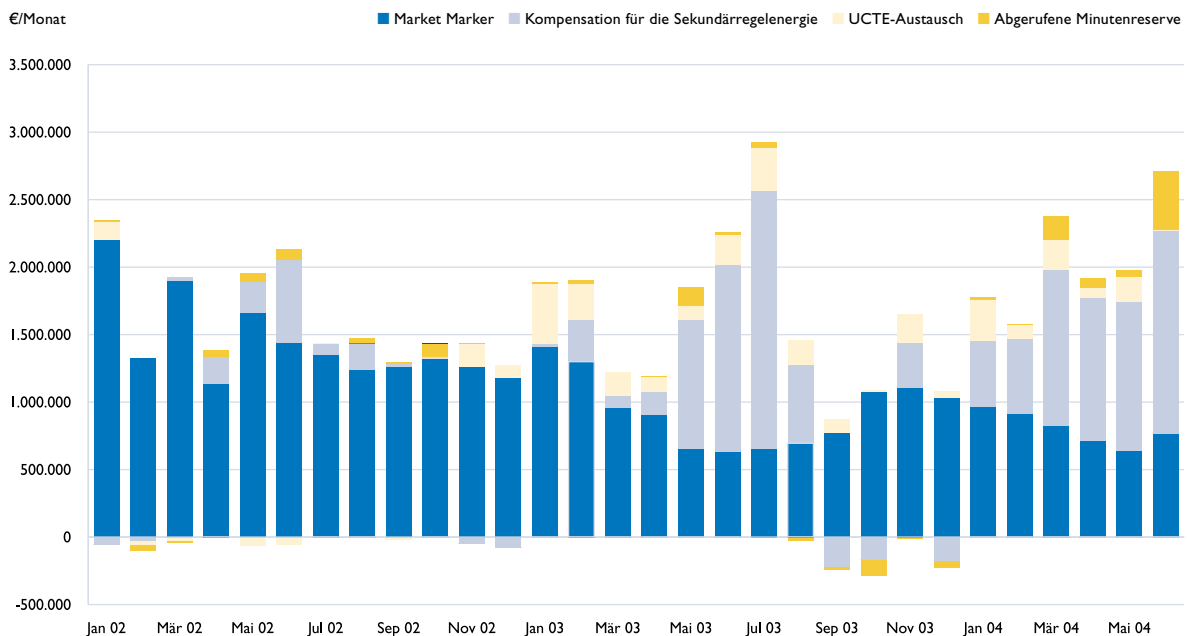
chung deuten auf eine unterlieferte Regelzone hin. In diesem Fall muss der Regelzonenführer die fehlende Energie von den Regelkraftwerken abrufen. Je höher die im System „fehlende“ Leistung, desto höher der Clearingpreis. Auffallend ist, dass die Regelzone Tirol im Trend eher unterliefert ist, während die Regelzone APG durchaus ihre Richtung – je nach Verhalten der Bilanzgruppen – des Öfteren wechselt. In diesem Zusammenhang spielt der Ökobilanzgruppenverantwortliche eine immer

stärker werdende Rolle. Eventuelle – aber unvermeidbare – Ungenauigkeiten in der Prognose können sogar die ganze Richtung der Regelzone bestimmen.

Die Clearingpreise können innerhalb eines Tages stark schwanken und auch negativ sein. Letzteres bedeutet, dass in solchen Fällen Bilanzgruppen für die Abnahme der von ihnen verursachten Überschussenergie durch den Regelzonenführer sogar zahlen müssen.

### → Monatliche Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Verbund APG

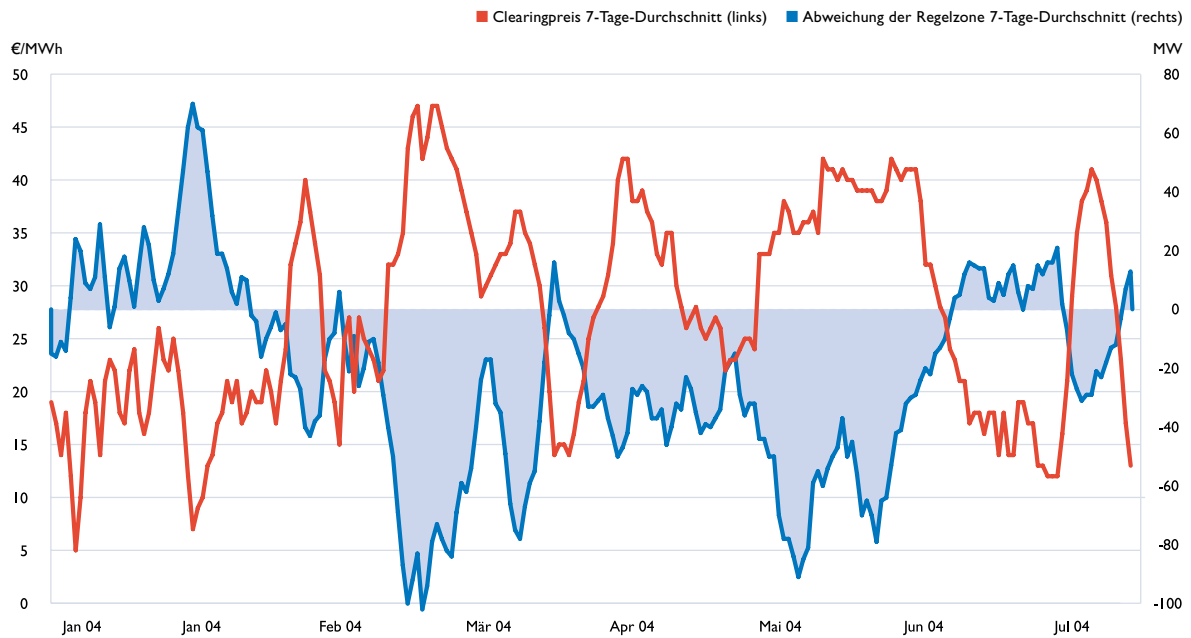
Abbildung 46



Quelle: APCS

## → Regelzonenrichtung und Clearingpreis in der Regelzone APG

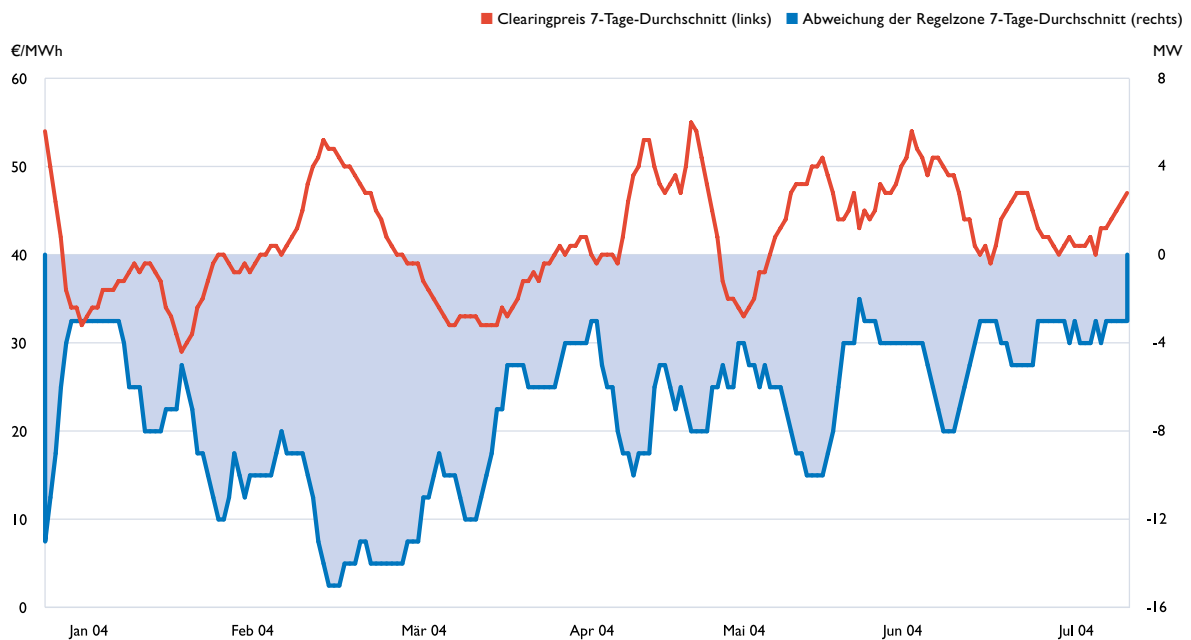
Abbildung 47



Quelle:APCS

## → Regelzonenrichtung und Clearingpreis in der Regelzone TIRAG

Abbildung 48



Quelle: a&b

## Preisentwicklungen am Endkundenmarkt für Strom

### Gesamtstrompreisentwicklung

In Abbildung 49 wird die Entwicklung der Gesamtstrompreise (Netz + Energie + Steuern und Abgaben) seit dem Jahr 1999 dargestellt. Die erste Phase der Strommarktliberalisierung führte, vor allem bei Großkunden, zu deutlichen Preisreduktionen. Die Angebote lagen teilweise weit unter den Großhandelspreisen.

Durch die Verdoppelung der Energieabgabe (von 0,75 Cent/kWh auf 1,5 Cent/kWh) im Juli 2000 stieg der Index sprunghaft an. Im Klein-kundenbereich kam es erst mit der zweiten Phase der Liberalisierung – der vollständigen Marktöffnung – zu einer Reduktion des Strompreises, die jedoch durch die Einführung der Öko- und KWK-Zuschläge zum Teil überlagert wurde.

Die weitere Entwicklung bis Juli 2002 ist durch die Auswirkungen der Marktliberalisierung geprägt und weist deutliche Preisreduktionen auf. Der Anstieg des Index zu Beginn des Jahres 2003 ist einerseits auf die im Ökostromgesetz verankerten Zuschläge, andererseits auf gestiegene Großhandelspreise zurückzuführen. Aus letzterem Grund wurden die Strompreise seither mehrmals erhöht, wobei einige Lieferanten bereits für Herbst 2004 weitere Preiserhöhungen angekündigt haben.

### Strompreisentwicklung – Industrie

Die Preise für Industriekunden stiegen 2003 und 2004 weiter. Die Preisgestaltung am Endkundenmarkt wird grundsätzlich von zwei Faktoren bestimmt: der Wettbewerbsintensität und der Entwicklung am Großhandelsmarkt. Erstere reduzierte sich seit dem Beginn der Liberalisierung, soweit es die Anzahl der Anbieter betrifft. Es ist zu befürchten, dass die Gründung der

## → Entwicklung des Strom-VPI 1999–2004 für Haushalte (Index 1999 = 100)

Abbildung 49

links: Index 1999 = 100



Quelle: Statistik Austria



Energie Austria (Österreichische Stromlösung) diese Situation weiter verschärft oder zumindest nicht verbessert hat. Parallel mit der Marktkonsolidierung kehrte allerdings auch mehr Rationalität in die Preisgestaltung ein. Gegenwärtig bekommen Industriekunden keine Angebote mehr, die unter dem Großhandelspreisniveau liegen, was zu Beginn der Liberalisierung durchaus der Fall war. Die Lieferanten stellen bei der Anbotsgestaltung mehr und mehr auf die Forwardpreise ab. Diese Änderung in der Preisgestaltung zusammen mit den gestiegenen Großhandelspreisen führte zu höheren Energielieferpreisen für Industriekunden. Es ist allerdings anzumerken, dass neben den zum fixen Preis vereinbarten Lieferverträgen kaum auf variable (Spot) Elemente abstellende, indexierte Preisvereinbarungen existieren. Solche Verträge sind auf entwickelten Strommärkten, wie z.B. in Skandinavien, durchaus üblich. Die Entwicklung der Großhandelspreise im Vergleich

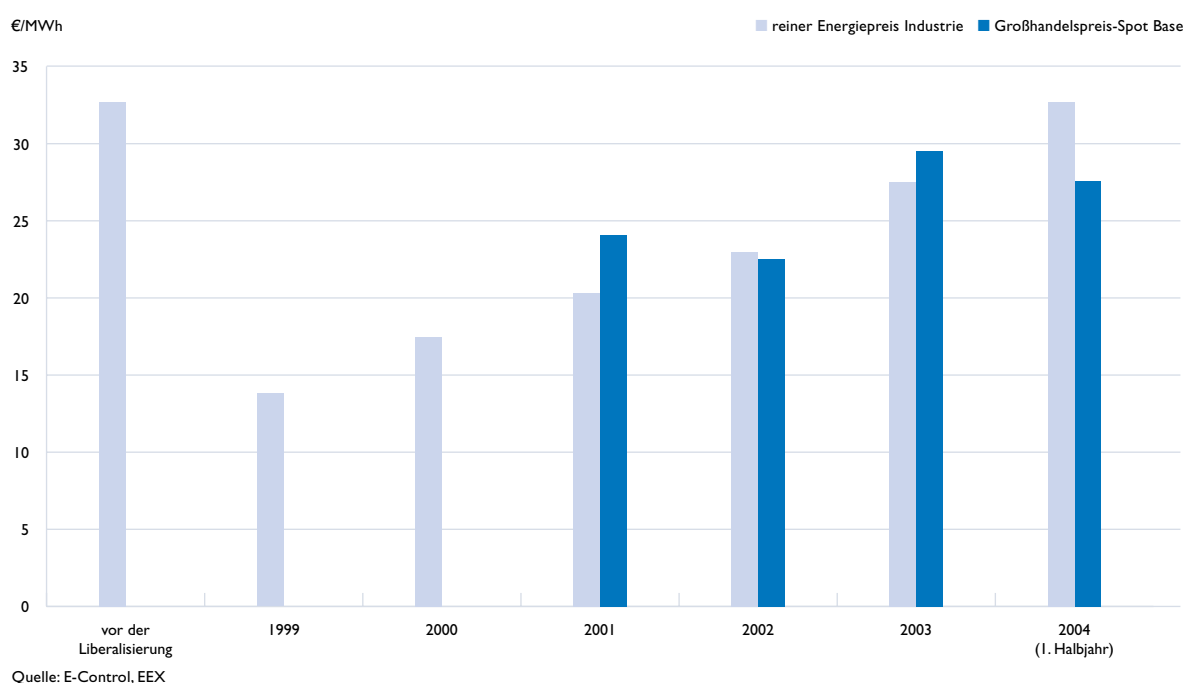
zu den Energielieferpreisen für Industrie (ohne Netzgebühren) zeigt Abbildung 50.

Die exakte Verfolgung der Preisentwicklung im Industriekundensegment gestaltet sich schwierig. Verlässliche Primärquellen existieren kaum bzw. geben den Gesamtpreis nicht nach ihren Hauptkomponenten wie Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben wieder. E-Control entschied sich daher, ab 2003 diese Informationen (insbesondere den Energielieferpreis) bei den Industriekunden direkt zu erheben. Die Ergebnisse der bisherigen Erhebungen nach unterschiedlichen Abnahmekriterien geordnet enthält Tabelle 16.

Ein Gutteil der Industriekunden steht im internationalen Wettbewerb. Günstige Strompreise sind eine wichtige Vorbedingung für die Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen. Für die Betriebe sind letztlich nicht nur

### → Entwicklung der Großhandelspreise und der Energielieferpreise für Industriekunden 1999–2004

Abbildung 50



die reinen Energiepreise von Relevanz, sondern die Gesamtpreise, die sie für den Bezug von elektrischer Energie zu zahlen haben. Abbildung

51 zeigt, dass Österreich in dieser Hinsicht im internationalen Vergleich im Mittelfeld liegt.

→ **Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung\***

Tabelle 16

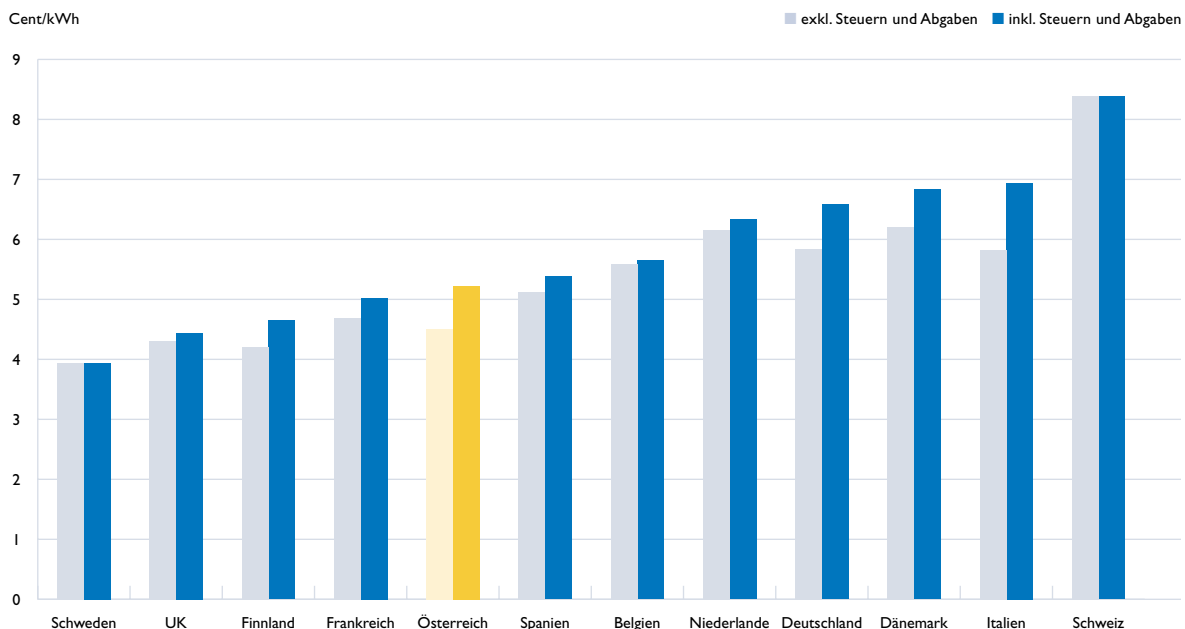
	in Cent/kWh	Volllaststunden < 4,500 h/a	Volllaststunden > 4,500 h/a	keine Volllaststundenkategorie
Jahresverbrauch < 10 GWh	3. Quartal 2003	2,93	2,69	2,84
	I. Halbjahr 2004	3,59	3,21	3,43
Jahresverbrauch > 10 GWh	3. Quartal 2003	2,61	2,58	2,64
	I. Halbjahr 2004	2,82	2,90	2,98
keine Jahresverbrauchskategorie	3. Quartal 2003	2,90	2,63	2,75
	I. Halbjahr 2004	3,51	3,04	3,27

Quelle: E-Control

\* ohne Netzkosten, Steuern und Abgaben inkl. allfällige Öko-Mehrbelastung

→ **Industriestrompreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich – I. Quartal 2004 (35 GWh/Jahr)**

Abbildung 51



Quelle: Energy Advice

**Strompreisentwicklung – Haushalte**

Das Jahr 2004 brachte auch für die Haushaltskunden höhere Strompreise. Der Grund dafür war – neben der Weitergabe von gestiegenen Großhandelspreisen – die ab 1. April 2004 um 0,1 Cent/kWh erhöhten Zuschläge für die Finanzierung der geförderten Ökostromerzeugungsanlagen. Die Netzgebühren blieben seit November 2003 unverändert.

Die Betrachtung der längerfristigen Haushaltsstrompreisentwicklung zeigt, dass das inflationsbereinigte Preisniveau trotz Preis- und Abgabenerhöhungen über die Zeit relativ gleichmäßig verläuft. Merkliche nominelle Erhöhungen brachten bisher die Einführung und später die Erhöhung der Energieabgabe sowie die erwähnte heurige Energiepreiserhöhung.

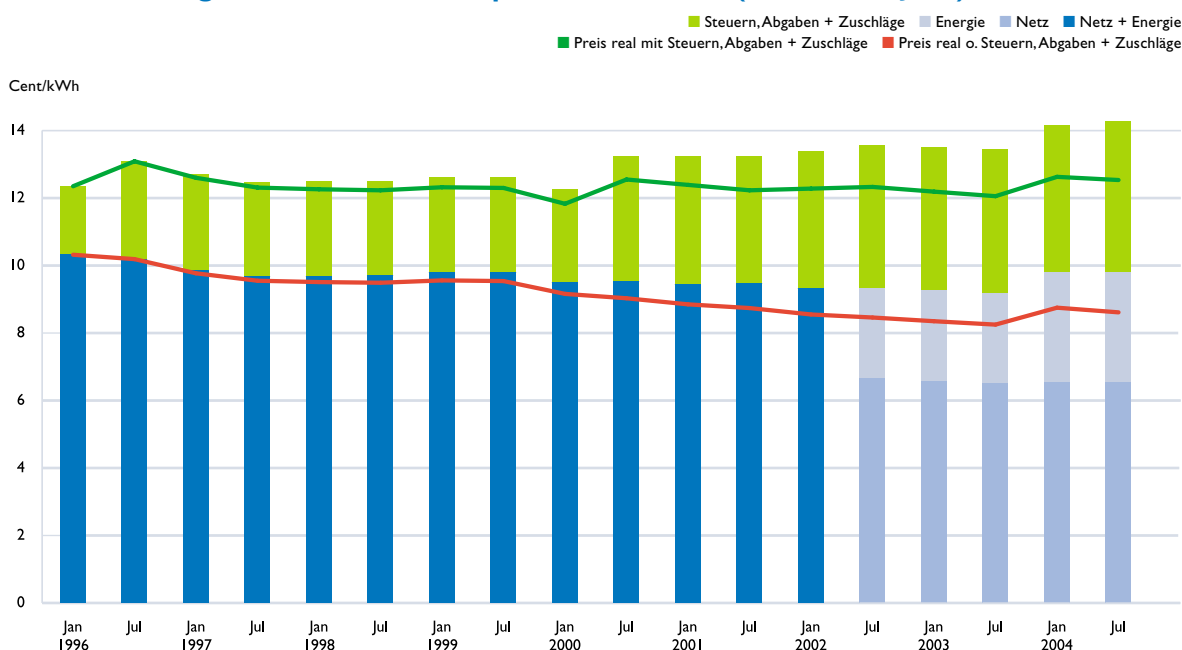
Die Strompreise (Netz und Energie) ohne Steuern, Abgaben und Zuschläge gingen allerdings so-

wohl nominell als auch real gesehen seit längerem zurück. Dazu trugen auch die von der E-Control Kommission seit dem 1. Oktober 2001 mehrmals verordneten Netztarifsenkungen bei (siehe Kapitel Systemnutzungstarife für Strom).

Die Entwicklung der Gesamtstrompreise innerhalb Österreichs verläuft nicht einheitlich, sondern weist eine starke geographische Streuung auf. Die Abweichungen sind größtenteils auf die unterschiedlichen Netztarife in den jeweiligen Netzbereichen (ehem. Versorgungsgebiete der Landesgesellschaften) zurückzuführen. Abbildung 53 zeigt, dass die Haushaltskunden im Netzbereich der BEWAG am meisten für die Stromversorgung zahlen, während elektrische Energie am günstigsten im Netzbereich der Stadtwerke Klagenfurt ist. Auffallend ist noch, dass auf die Netztarifsenkungen der E-Control Kommission von November 2003 die meisten Energielieferanten mit anschließenden Energie-

→ **Entwicklung der Haushaltsstrompreise 1996–2004 (3.500 kWh/Jahr)**

Abbildung 52



Quelle: E-Control, Eurostat

preiserhöhungen reagierten und damit nicht den Preisvorteil an ihre Kunden weitergaben.

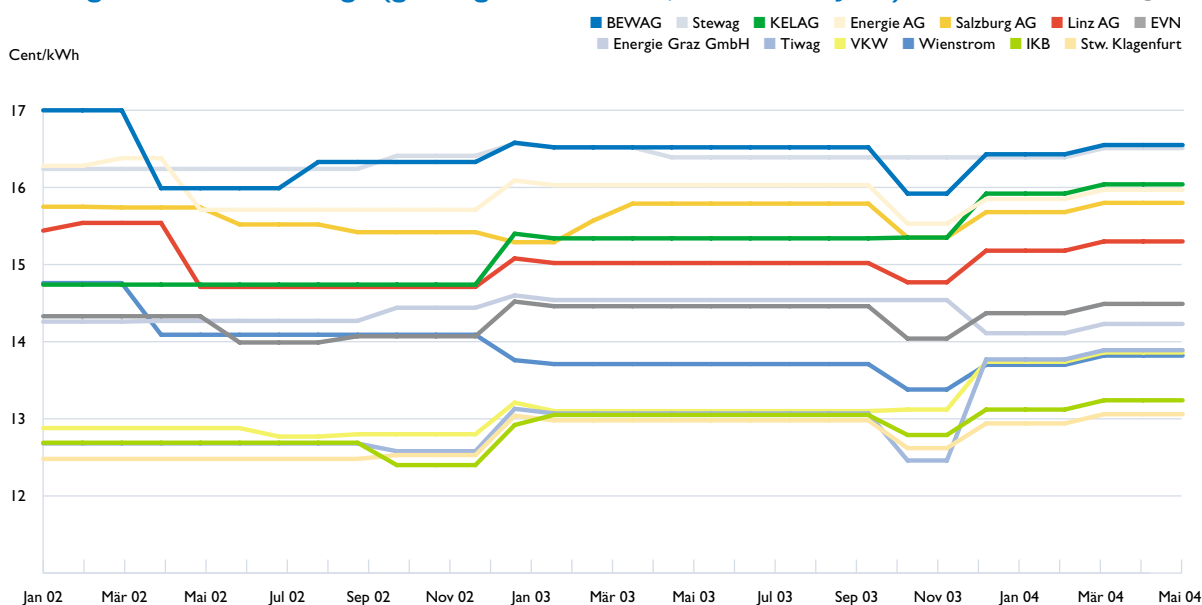
Darüber, ob die von den Lieferanten in Rechnung gestellten Energielieferpreise angemessen sind, kann ein Vergleich mit den entsprechenden Großhandelspreisen Aufschluss geben. Lieferanten haben grundsätzlich die Möglichkeit, die von ihren Kunden benötigten Strommengen entweder am Spotmarkt oder am Forwardmarkt zu decken. Auch wenn ein Unternehmen über eigene Kraftwerke verfügt und deren Erzeugungskosten unter dem Großhandelspreis liegen, wird sich die Angebotslegung – zumindest theoretisch – am Großhandelsmarkt orientieren. Aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht wird ein Unternehmen auf dem Markt sein Produkt absetzen, wo es den höchsten Preis erzielen kann. Wäre dem nicht so, würden die Lieferanten bzw. ihre Erzeuger einen Opportunitätsverlust erleiden. Die vorübergehende Inkaufnahme von Opportunitätsverlusten kann allerdings aus

unternehmensstrategischen Überlegungen durchaus Sinn machen. Mit niedrigeren Preisen können Wettbewerber aus dem Markt gedrängt bzw. vom Markteintritt abgehalten werden, um anschließend aufgrund der gewonnenen Marktposition die Preise wieder zu erhöhen.

Da es an den Lieferanten liegt, die Energie für ihr Kundenportfolio frei zu beschaffen, ist es schwer, eine eindeutige Preisbenchmark festzulegen. Die Bewertung soll hier auf eine Kombination von Spot- und Forwardpreisen abstellen. In der Abbildung 54 sind Angebote der einzelnen Stromlieferanten dargestellt. Die hellblauen Balken weisen auf Offerte hin, die lediglich Haushaltskunden angeboten werden, die sich im „angestammten“ Netzbereich der Lieferanten befinden. So wird z.B. der BEWAG-Optima-Komfort-Tarif nur Kunden verrechnet, die aus Stromnetz der BEWAG angeschlossen sind. Alle anderen Produkte werden österreichweit geliefert. Die Preise zeigen eine relativ große Streu-

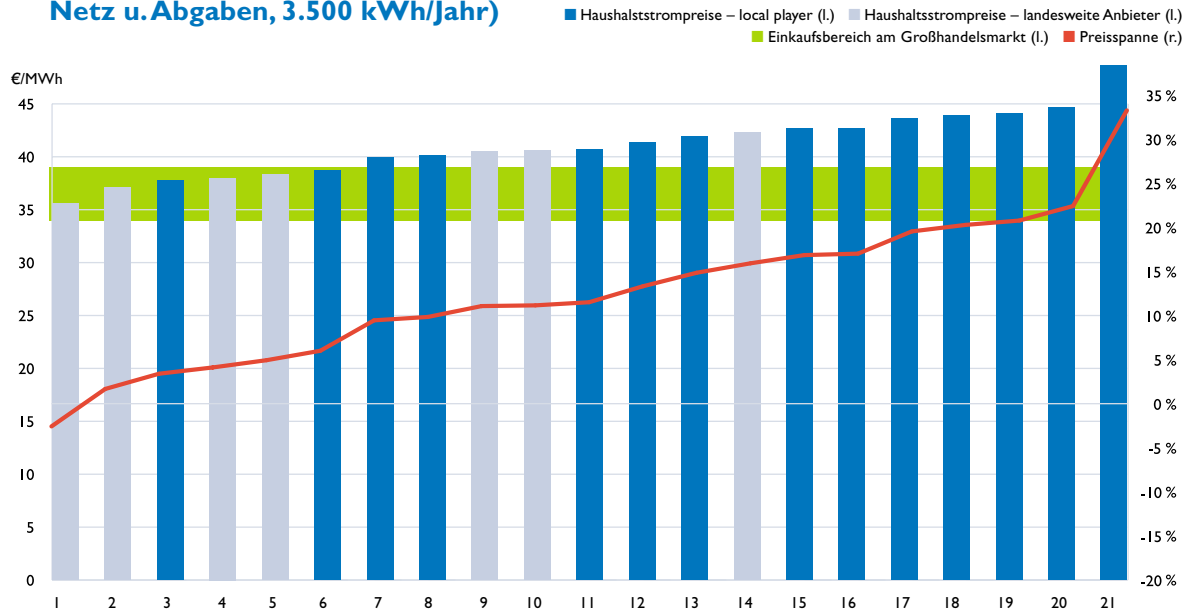
→ **Haushaltsstromvergleich nach Netzgebiet inkl. Steuern, Abgaben und Zuschläge (günstigster Anbieter, 3.500 kWh/Jahr)**

Abbildung 53



Quelle: E-Control

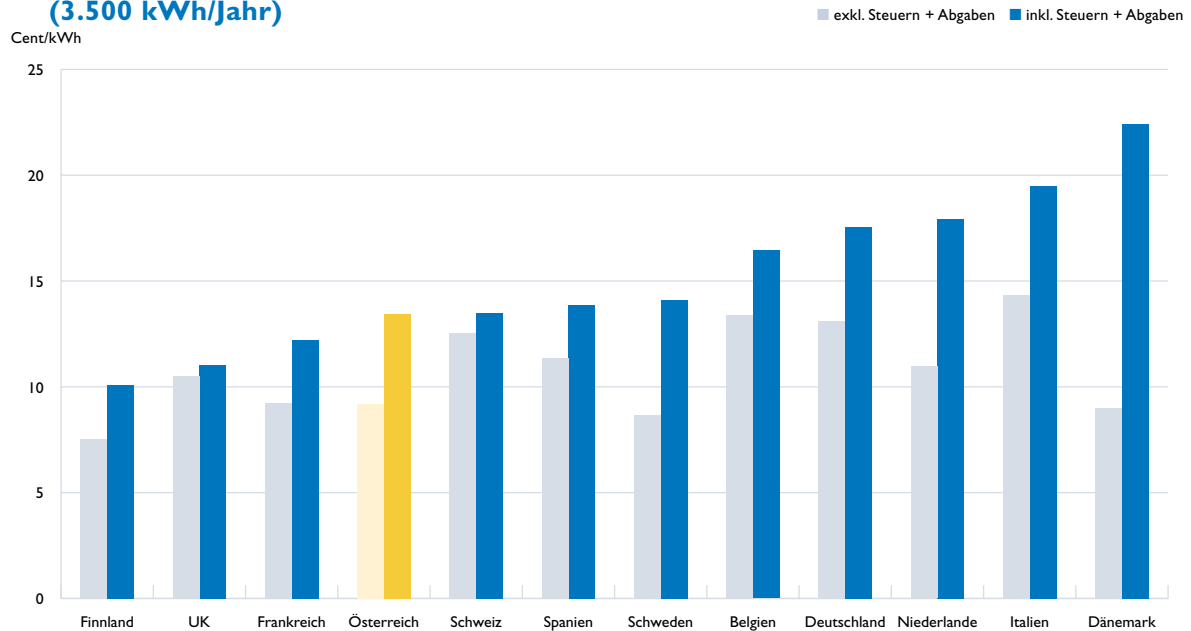
→ **Haushaltsstrompreise und Margen – Juli 2004 (reine Energielieferung ohne Netz u. Abgaben, 3.500 kWh/Jahr)** Abbildung 54



1. Kärnten Pur Austria, 2. Der GuteStrom (UWK), 3.VKW-Home, 4. Switch, 5. My Electric, 6. Kärnten Pur 1, 7. Fairplus Privat, 8. H + L – STW Klgft, 9. Unsere Wasserkraft, 10. VKW-Hit, 11. Stadt + Strom Privat – IKB, 12. Optima – Wien, 13. Komfort Energie – Energie AG, 14. STW-Strom Privat, 15. Select Home – SSG, 16. Optima – EVN, 17. BEWAG – Optima Komfort, 18. Select Home – Graz, 19. Privat OK – Salzburg AG, 20. Optima – Linzstrom, 21. Klassik-Haushalt – Linzstrom

Quelle: E-Control

→ **Haushaltsstrompreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (3.500 kWh/Jahr)** Abbildung 55



Quelle: Energy Advice

ung. Während bei einigen Unternehmen die Energieverkaufspreise deutlich über dem Großhandelspreisbenchmark liegen (z.B bei Klassik Haushalt – Linzstrom etwa 33 %) ist diese Preisdifferenz (Preisspanne) bei manchen österreichweit anbietenden Unternehmen deutlich niedriger oder sogar negativ.

Im europäischen Vergleich liegen die Endkundenpreise für Haushaltskunden im Mittelfeld. Im Vergleich zu den großen Nachbarländern Italien und Deutschland beziehen die österreichischen Endkunden Strom (Energie und Netz) – sowohl inklusive als auch exklusive Steuern – teilweise deutlich günstiger (Abbildung 55).

Systemnutzungstarife für Strom

Mit der Liberalisierung des Strommarktes wurden erstmals die Komponenten des Gesamtpreises für den Bezug von elektrischer Energie aufgeschlüsselt und die Netz- und Energiepreise

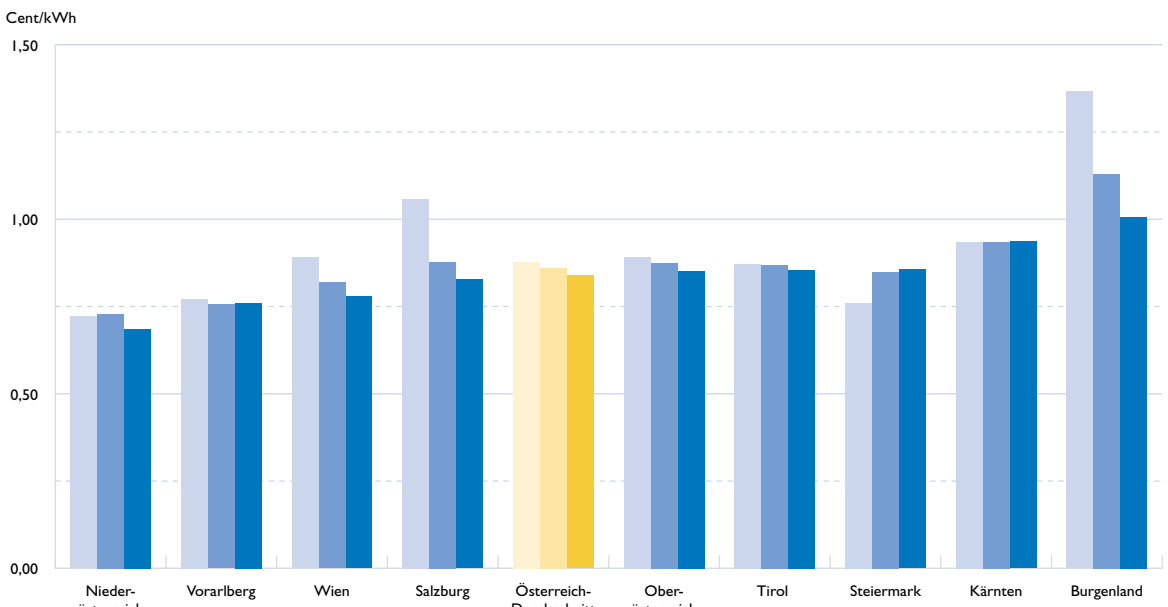
getrennt ausgewiesen. Während die Energiepreise sich am Markt durch Angebot und Nachfrage bilden, erfolgt die Festsetzung der Netzpreise durch die Regulierungsbehörde (E-Control Kommission).

Wie aus Abbildung 56 bis Abbildung 58 ersichtlich, sind die Netznutzungstarife seit Beginn der Liberalisierung auf allen Netzebenen deutlich gesenkt worden. Die Differenz der Netznutzungstarife zwischen den Netzbereichen ist zwar durch die Senkung der Tarife reduziert worden, jedoch zwischen den einzelnen Netzbereichen weiterhin gegeben. So liegen die Netztarife der Stadtwerke Klagenfurt um 40 % unter jenen der Bewag (Netzebene 7, nicht gemessene Leistung). Im Vergleich zu den Tarifen zu Beginn der Liberalisierung konnten die Netznutzungstarife vor allem in den höheren Netzebenen deutlich angeglichen werden (siehe Abbildung 56).

→ Netznutzungstarife auf Netzebene 3 in Cent/kWh, 6.500 Benutzungsstunden in Cent/kWh

Abbildung 56

■ SNT-VO Stand 30. 9. 2001 ■ SNT-VO Stand 1. 1. 2003 ■ SNT-VO Stand 1. 11. 2003

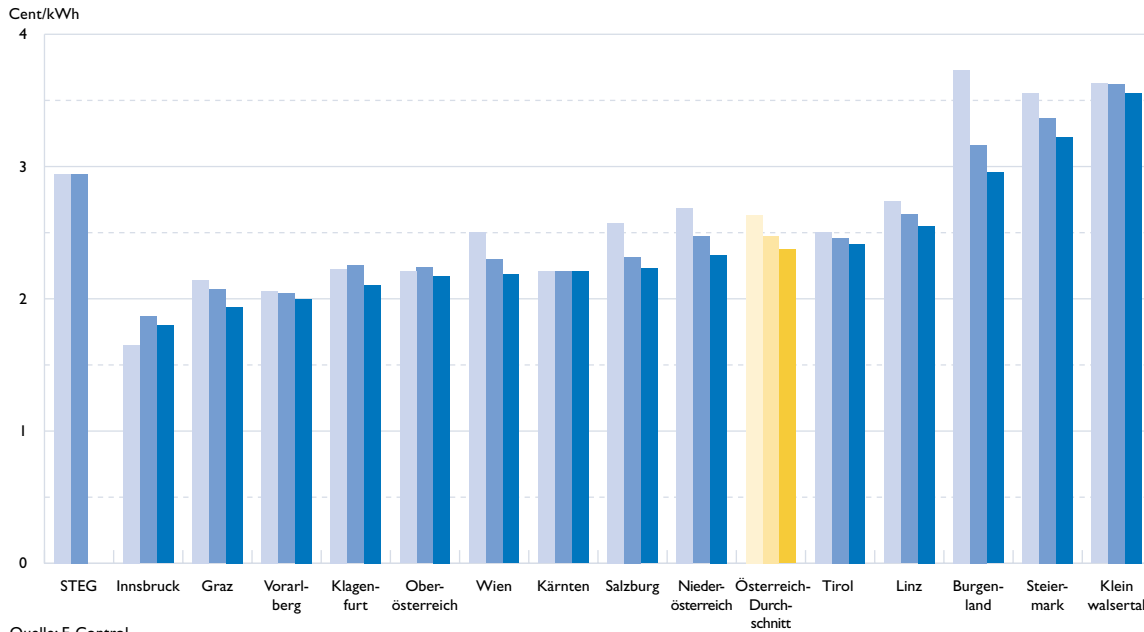


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 5 in Cent/kWh, 3.500 Benutzungsstunden in Cent/kWh**

Abbildung 57

■ SNT-VO Stand 30. 9. 2001 ■ SNT-VO Stand 1. 1. 2003 ■ SNT-VO Stand 1. 11. 2003

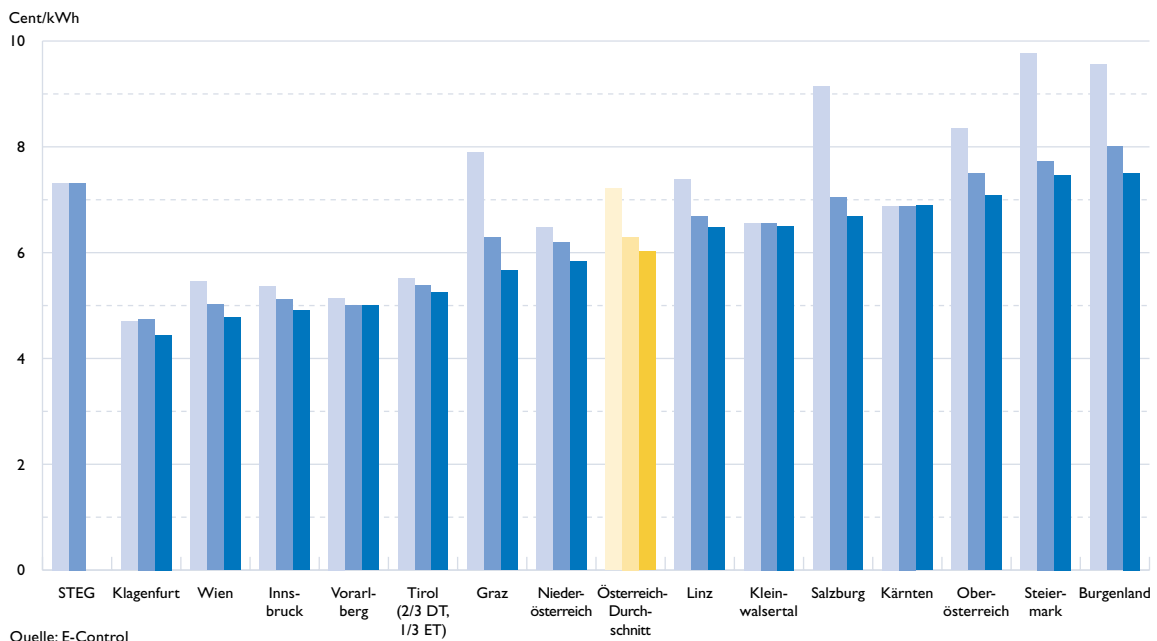


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 7 in Cent/kWh, 3.500 kWh/Jahr in Cent/kWh, nicht gemessene Leistung**

Abb. 58

■ SNT-VO Stand 30. 9. 2001 ■ SNT-VO Stand 1. 1. 2003 ■ SNT-VO Stand 1. 11. 2003



Quelle: E-Control

## Preisentwicklungen am Erdgasmarkt

### Gesamtgaspreisentwicklung

Der größte Einflussfaktor für die Entwicklung des Erdgaspreises ist die Entwicklung von Ölpreisindizes. Nach wie vor sind die meisten Importabnahmeverträge an den Ölpreis gekoppelt, da Öl als das wichtigste Substitutionsprodukt für Erdgas zu sehen ist. Dies führt dazu, dass sich – im Gegensatz zur Entwicklung des Verbraucherpreisindex für elektrische Energie (Strom-VPI) – die einzelnen Ereignisse am Erdgasmarkt in Österreich nur teilweise in der Entwicklung des Gas-VPI widerspiegeln (Abbildung 59). Im Vorfeld zur – und kurz nach der – vollständigen Öffnung des Erdgasmarktes kam es zu einem leichten Rückgang. Der darauf folgende Anstieg des Gas-VPI im Juli 2003 und zu Beginn des Jahres 2004 ist vor allem auf Erhöhungen der Energiepreise durch die Unternehmen zurückzuführen. Der letzte markante An-

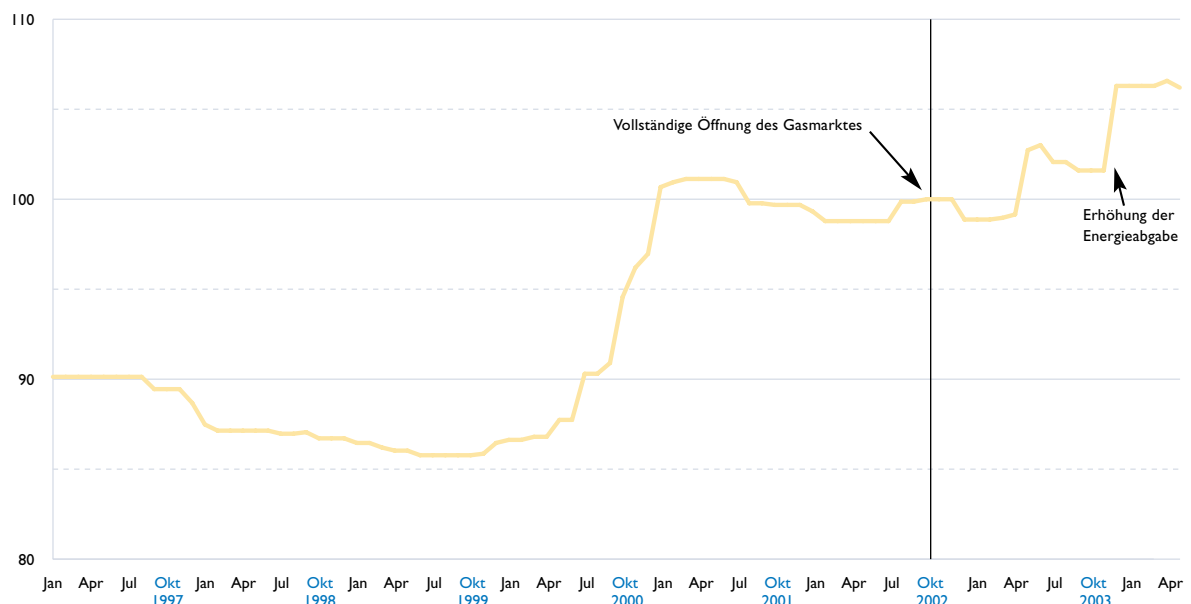
stieg im Jänner 2004 wurde von der Erhöhung der Erdgasabgabe bewirkt.

### Importerdgaspreis

Die Entwicklung des Erdgasimportpreises spiegelt die Entwicklung des Ölpreises auf den internationalen Rohölmärkten – zeitverzögert – wider. Im Frühjahr 2003 kam es zwar zu einem deutlichen Rückgang des Importerdgaspreises, jedoch stieg er seit letztem Sommer mit den konstant wachsenden Rohölpreisen wieder an. Die weitere Entwicklung zeigt, dass der Erdgasimportpreisindex in den kommenden Monaten weiter steigen und über jenem zu Beginn der vollständigen Marktöffnung liegen wird. Ein Rückgang des Erdgasimportpreisindex ist aus derzeitiger Sicht frühestens zu Beginn des kommenden Jahres zu erwarten. Sollten jedoch die Preise für Rohöl in den kommenden Monaten weiter auf hohem Niveau bleiben, wird ein Rückgang des Erdgasimportpreises immer un-

### → Entwicklung des Gas-VPI (Index: Oktober 2002 = 100)

Abbildung 59



Quelle: Statistik Austria



wahrscheinlicher, was sich wiederum auch erhöhend auf die Endkundenpreise auswirken könnte. Warum und in welcher Art sich der Erdgaspreis am Preis seiner wichtigsten Substitutionsgüter orientiert, zeigt das Konzept des anlegbaren Preises (siehe Kasten 8).

Die Preisbildung nach dem Anlegbarkeitsprinzip wird auf allen Stufen der Erdgashandelskette angewandt. In der Praxis ist die Erdgaspreisbildung nicht ausschließlich am Anlegbarkeitsprinzip ausgelegt, sondern eine Mischung aus diesem und der Kostenorientierung.

Die gemeinsame Betrachtung des Erdgasimportpreisindex und des Gas-VPI zeigt eine nur geringe Korrelation der beiden Indizes. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Gas-VPI neben dem Energiepreis auch von den Entwicklungen der Steuern, Zuschläge und Abgaben sowie den Netzkosten beeinflusst wird. Ver-

gleicht man die Entwicklung der beiden Indizes seit Beginn der vollständigen Marktöffnung im Oktober 2002 (Index = 100), so wurde der anfängliche Anstieg des Erdgasimportpreises mit Verzögerung an die Endkunden weitergegeben. Der darauf folgende deutliche Rückgang des Erdgasimportpreises im 2. Quartal 2003 spiegelt sich hingegen – auch zeitverzögert – nicht in der Entwicklung der Endkundenpreise wider. Seit Sommer 2003 steigt der Erdgasimportpreis wieder kontinuierlich an, und Ankündigungen der Erdgaslieferanten lassen erwarten, dass die Endkundenpreise für Erdgas in den kommenden Monaten nochmals angehoben werden.

Trotz Liberalisierung der Erdgasmärkte in Europa ist es zu keiner Entkoppelung des Erdgaspreises vom Ölpreis gekommen. Ein Gas-zu-Gas-Wettbewerb hat sich bisher noch nicht durchgesetzt. Mit einem Anstieg der Anbieter – vor allem durch vermehrte Erdgasimporte über

→ Entwicklung des Erdgasimportpreisindex (Index: Oktober 2002 = 100)

Abbildung 60



Quelle: Statistik Austria, E-Control (Prognose)

LNG-Terminals, aber auch aufgrund einer Belebung des Handels an den Gashubs – könnte sich mittelfristig der Erdgaspreis zumindest zum Teil unabhängig vom Ölpreis entwickeln. Abbildung 62 zeigt, dass die Entwicklung des Erdgaspreises bislang stark mit jener des Ölpreises korrelierte. Mit dreimonatiger Verzögerung schlagen sich Ölpreissteigerungen und -senkungen auf den Erdgasimportpreis nieder, wobei entsprechend der derzeitigen Rohölpreisentwicklung ein Anstieg des Erdgasimportpreises in den nächsten Monaten zu erwarten ist. Wie sich allerdings der Rohölpreis in den nächsten Monaten entwickeln wird, bleibt abzuwarten. Für die kommende Heizperiode führt ein anhaltend hoher Rohölpreis mit großer Wahrscheinlichkeit zu einem

hohen Importgaspreis, der auch im Endkundenpreis seinen Niederschlag finden könnte.

#### Erdgaspreisentwicklung – Industrie

Das Datenmaterial über die Entwicklung der Erdgaspreise für Industriekunden ist nach wie vor gering. Eine Umfrage „Liberalisierungseffekte am Strom- und Erdgasmarkt“ der E-Control in Zusammenarbeit mit dem ÖEKV und der OGM zeigt, dass die Industriekunden im Erdgasbereich deutliche Einsparungen des Energiepreises lukrieren konnten. Vergleicht man die Einsparungen mit jenen im Strombereich, so zeigt sich, dass diese im Erdgasbereich relativ gering ausgefallen sind (Näheres dazu siehe Kapitel Strompreisentwicklung – Industrie).

### → Anlegbarer Preis<sup>45</sup>

Kasten 8

Die Preisbildung nach der Anlegbarkeit wurde in den 60er Jahren bei der Einführung des Energieträgers Erdgas in den Wärmemarkt entwickelt, damit der Preis wettbewerbsfähig mit dem des Hauptkonkurrenten Heizöl gestaltet werden konnte. Der Substitutionswettbewerb<sup>46</sup> ist dabei entscheidend für die Funktionsfähigkeit des Preisbildungsprinzips, da nur er gewährleisten kann, dass keine monopolistischen Preisbildungsspielräume entstehen können. Der anlegbare Erdgaspreis stellt ein Anwendungsbeispiel der Preisdifferenzierung dar. Im Vergleich zur einfachen Monopolpreisbildung sind die Wohlfahrtsverluste bei einer Preisdifferenzierung nach der Anlegbarkeit des Preises niedriger. Der Anbieter kann einen Großteil jener Konsumentenrente, die bei der einfachen Monopolpreisbildung verloren gehen würde, zusätzlich abschöpfen. Daneben führt die Preisbildung nach der Anlegbarkeit zu einer Ausdehnung der Gesamtabsatzmenge über die Menge hinaus, die ein Monopolist mit einem einheitlichen Preis anzubieten bereit wäre.

Der Erdgaspreis ist „anlegbar“, wenn der unter Berücksichtigung aller Anwendungsvor- und -nachteile des Erdgases berechnete Preis nicht teurer ist

als der Preis für den Einsatz und die Systemkosten des wichtigsten Substitutionsenergieträgers (bei Haushalten z.B. leichtes Heizöl). Die Anlegbarkeit wird somit durch die Zahlungsbereitschaft der Kunden bestimmt, die sich am individuellen Nutzen, gemessen an den Kosten der besten verfügbaren Alternative, orientiert. Grundlegend für die Berechnung sind somit die individuellen Opportunitätskosten. Die Untergrenze für den anlegbaren Preis sind die Grenzkosten der Versorgung mit Erdgas. Die Orientierung des Erdgaspreises an dem Preis für die Substitutionsenergie erfolgt dabei in zwei Schritten: zunächst in der Bestimmung des Basispreises, in dem auch die Systemkosten der Anwendung der Energieträger eingehen, und dann in der Indexierung dieses Basispreises, dessen Entwicklung an die Entwicklung der wichtigsten Substitutionsenergie (z.B. Ölpreis) „angelegt“ wird.

Die Preisbildung nach dem Anlegbarkeitsprinzip wird auf allen Stufen der Erdgashandelskette angewandt. In der Praxis ist die Erdgaspreisbildung nicht ausschließlich am Anlegbarkeitsprinzip ausgelegt, sondern eine Mischung aus diesem und der Kostenorientierung.<sup>47</sup>

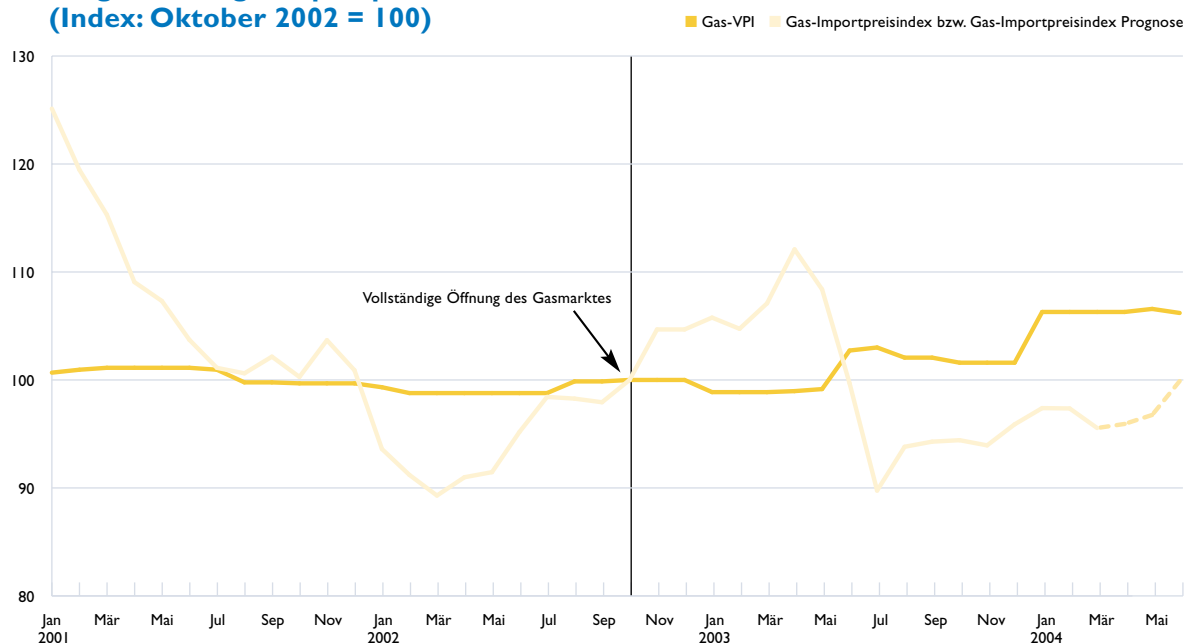
<sup>45</sup> Hans K. Schneider, Walter Schulz (1977), Gerhard Schulz (1996)

<sup>46</sup> Im Gegensatz zum direkten Wettbewerb in den einzelnen Energieträgersektoren stehen beim Substitutionswettbewerb die Endenergieträger im Wettbewerb (z.B. im Wärmemarkt Heizöl, Erdgas, Fernwärme, Strom).

<sup>47</sup> Hans K. Schneider, Walter Schulz (1977)

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

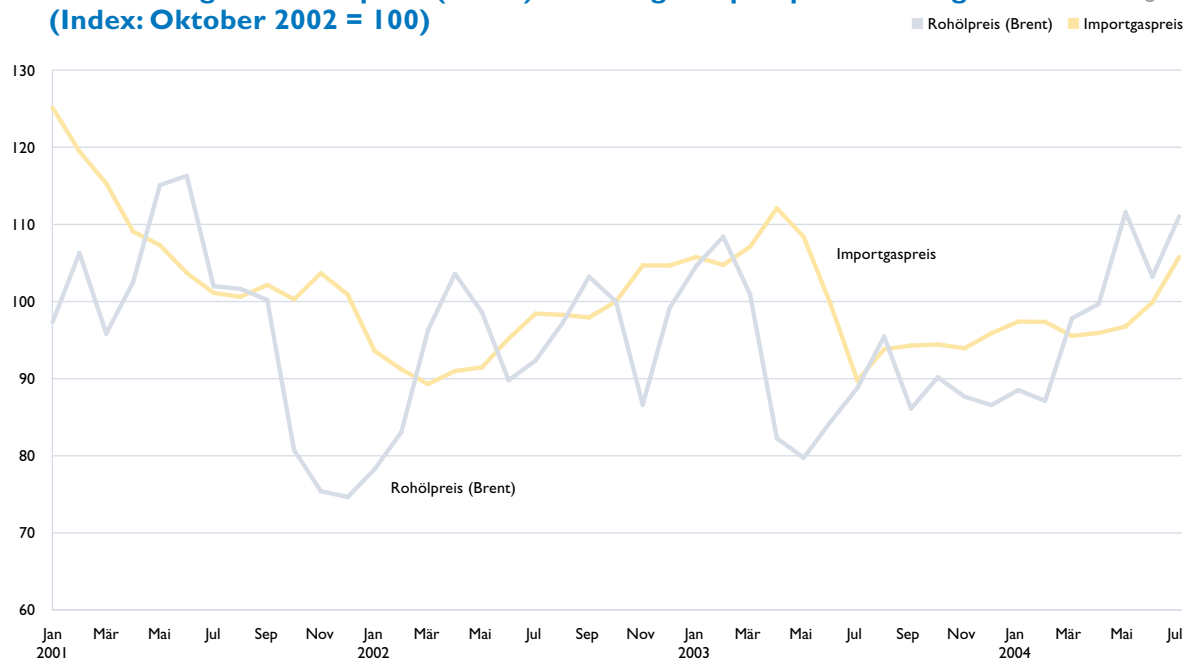
Abbildung 61



Quelle: E-Control, Statistik Austria

→ Entwicklung von Rohölpreis (Brent) und Erdgasimportpreis im Vergleich  
(Index: Oktober 2002 = 100)

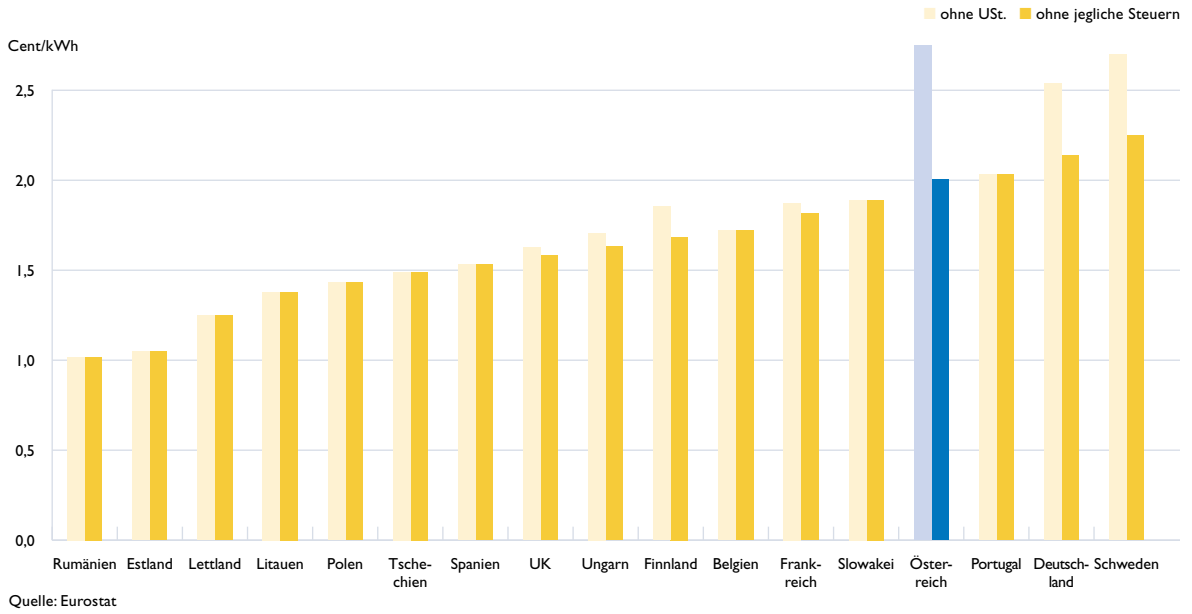
Abbildung 62



Quelle: E-Control, Statistik Austria, EIA

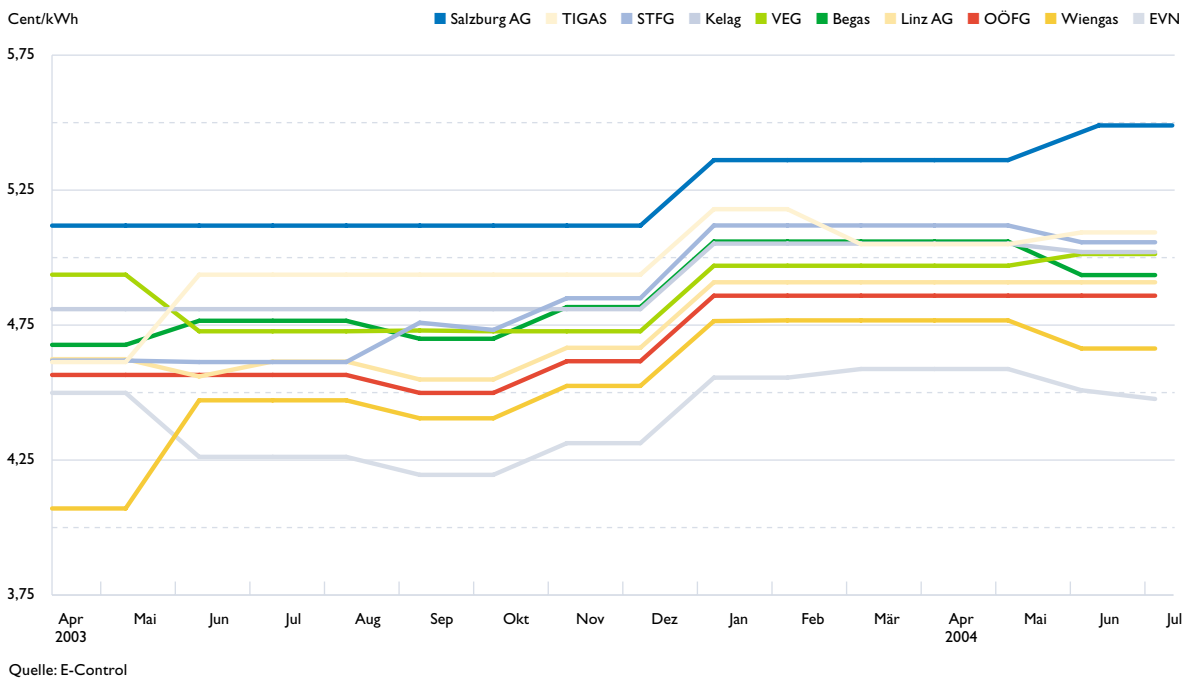
→ **Industriegaspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (11,63 GWh/Jahr, 1. Jänner 2004)**

Abbildung 63



→ **Haushaltsgaspreisvergleich nach Netzgebiet inklusive Steuern und Abgaben in Cent/kWh (günstigster Anbieter, 15.000 kWh/Jahr)**

Abbildung 64



Trotz der im Vergleich zu anderen Ländern frühzeitigen vollständigen Liberalisierung des Erdgasmarktes ist der Gesamtpreis (Netz und Energie) für Industriekunden sowohl mit als auch ohne Steuern und Abgaben einer der höchsten in der Europäischen Union.

**Erdgaspreisentwicklung – Haushaltskunden**  
Die Entwicklungen der Gesamtpreise (Netz, Energie, Steuern und Abgaben) für Erdgas im österreichischen Haushaltskundenbereich sind im Verlauf zwar ähnlich, sie finden jedoch auf sehr unterschiedlichem Niveau statt.

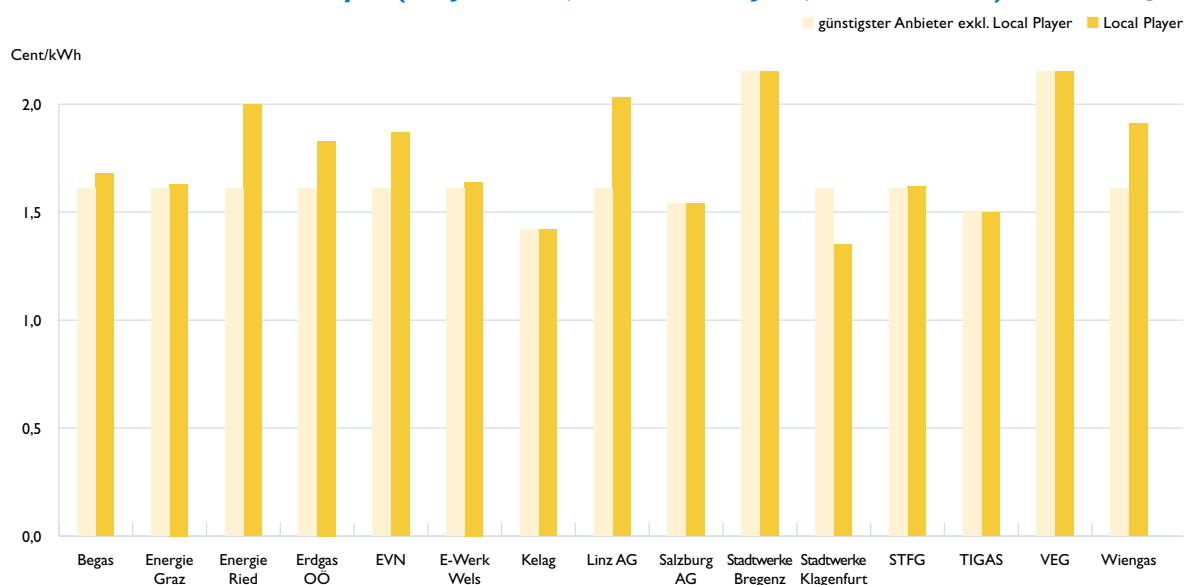
So lag im Juli 2004 der Gesamtpreis des günstigsten Anbieters im Netzbereich der Salzburg AG um rd. 22 % über jenem der EVN. Die Unterschiede sind vorwiegend auf ein ungleiches Niveau der Netztarife zurückzuführen, das im Netzbereich der Salzburg AG das höchste in Österreich ist. Bis Dezember 2003 haben sich die Haushaltsgesamtpreise – berechnet auf Basis

des günstigsten Energiepreisangebots – in den einzelnen Netzbereichen doch sehr unterschiedlich entwickelt. Während im Netzbereich der VEG und der EVN die Gesamtpreise Mitte 2003 gesunken sind, kam es im Netzbereich der TIGAS zu einem deutlichen Anstieg des Energiepreises. Die Reduktion im Netzbereich der EVN ist hauptsächlich auf die Senkung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde zurückzuführen.

Anfang 2004 wurde die Erdgasabgabe durch den Finanzminister erhöht, was zum Anstieg der Gesamtpreise in allen Netzbereichen geführt hat. Mit Juni 2004 wurden die Netztarife durch die Regulierungsbehörde in den meisten Netzbereichen ein weiteres Mal gesenkt, was in vielen Netzbereichen zu einer Reduktion der Gesamtpreise der günstigsten Anbieter führte.

Abbildung 65 und Abbildung 66 zeigen, dass der Energiepreis des Local Players mit Ausnahme der Stadtwerke Klagenfurt gleich bzw. teilweise

→ **Vergleich der Energiepreise im Netzbereich des Local Players – günstigster Anbieter vs. Local Player (31. Juli 2004, 15.000 kWh/Jahr, in Cent/kWh)** Abbildung 65



Quelle: E-Control

deutlich höher ist als jener des günstigsten Anbieters. In manchen Fällen würde ein Wechsel des Lieferanten dem Endkunden Einsparungen beim Energiepreis von bis zu 20 % bringen. Beispielsweise kann ein Kunde der Linz AG mehr als € 70 (inkl. Umsteigerbonus) im ersten und mehr als € 50 in den darauf folgenden Jahren einsparen (Stichtag 1. September 2004, jährlicher Verbrauch von 15.000 kWh). Trotz dieser Preisunterschiede und der Einsparungsmöglichkeiten sind die Wechselraten weiterhin sehr niedrig. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Energiepreis der VEG um 6 % höher ist als jener der Linz AG, doch ist dort physisch kein alternatives Angebot möglich.

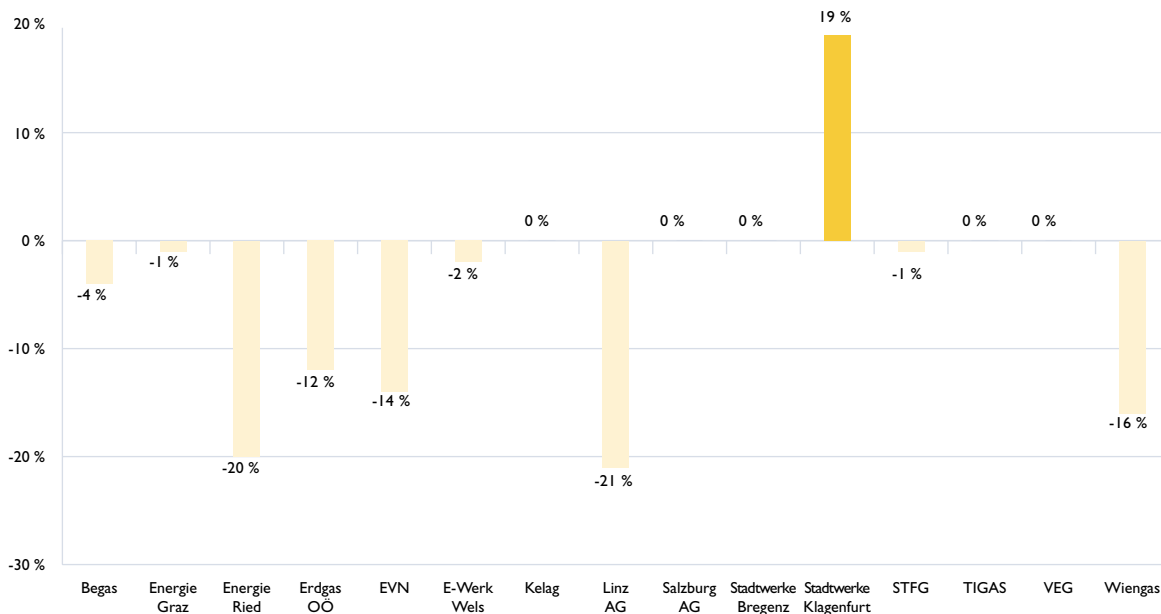
Zurückzuführen sind die teilweise doch deutlichen Preisunterschiede zum günstigsten Anbie-

ter auf die starke Stellung der Local Players gegenüber neuen Lieferanten, auch wenn diese Landesgesellschaften bzw. Vertriebsunternehmen von Landesgesellschaften sind. Die geringe Wechselrate und der dadurch geringe Wettbewerbsdruck erlauben dem Local Player höhere Preise zu verrechnen als ein alternativer Anbieter. Die Stadtwerke Klagenfurt sind der einzige Local Player, der ein günstigeres Energieangebot als der günstigste Fremdanbieter hat.

Die getrennte Betrachtung der Kosten für Energie und Netz zeigt, dass das Energie- sowie das Netzpreisniveau in den einzelnen Netzbereichen sehr unterschiedlich ist. Während der Netzpreis in Salzburg um 40 % über jenem der Stadtwerke Bregenz liegt, zeigt sich bei den Energiepreisen ein umgekehrtes Bild. So ist der Energiepreis bei

→ **Einsparungen bei günstigstem Anbieter im Vergleich zum Local Player – Energie (31. Juli 2004, 15.000 kWh/Jahr)**

Abbildung 66



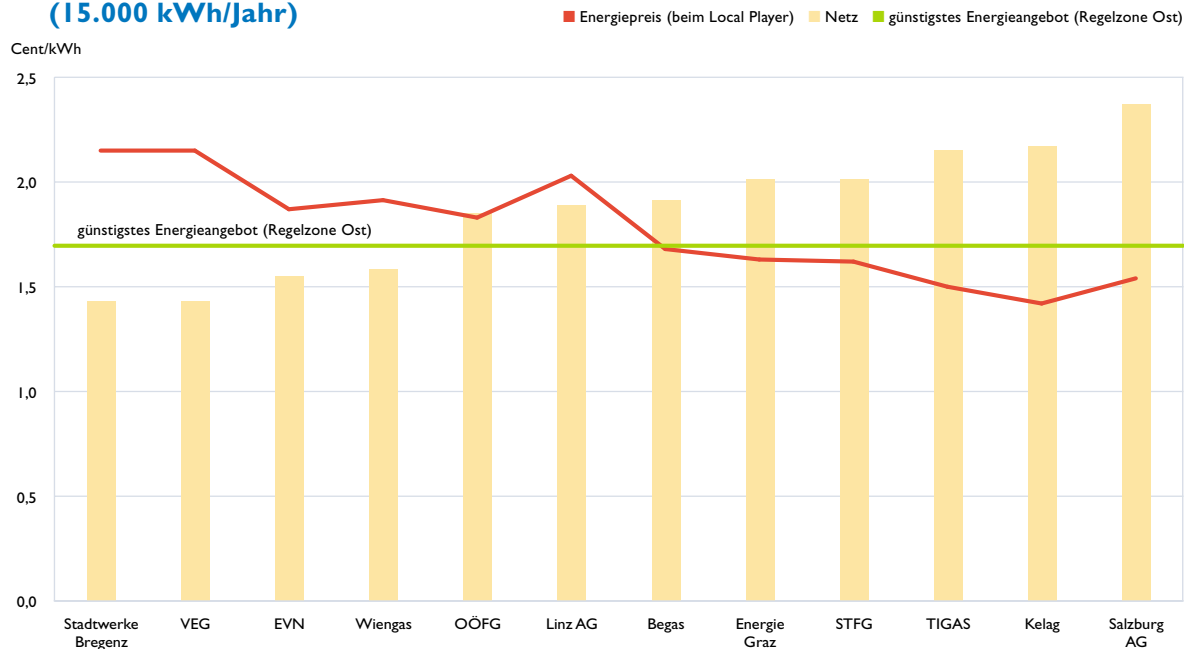
Quelle: E-Control

der Salzburg AG um 30 % niedriger als bei den Stadtwerken Bregenz. Abbildung 67 zeigt, dass diese Wechselbeziehung zwischen Netz- und Energiepreis österreichweit zu beobachten ist. In jenen Netzbereichen, in denen die Netzkosten niedrig sind, ist der Energiepreis hoch und vice versa. Dies deutet auf eine mögliche Quersubventionierung zwischen dem Leitungs- und Energiebereich hin bzw. könnte aufgrund des anlegbaren Preises zeitweise geringe oder negative Margen im Geschäft bedeuten.

Ohne Steuern und Abgaben liegt der Preis nur in der Schweiz über jenem in Österreich. Durch die höheren Steuern und Abgaben in Schweden, Dänemark und Italien verschiebt sich die Position Österreichs etwas nach hinten an die viert teuerste Stelle.

Der europäische Vergleich der Haushaltsgaspreise zeigt ein ähnliches Bild wie jenes der Industriepreise, jedoch auf einem deutlich höheren Niveau. Österreich liegt auch hier im europäischen Vergleich, sowohl bei der Betrachtung mit und ohne Steuern und Abgaben, in der oberen Hälfte.

→ **Energiepreis Erdgas im Vergleich zu den Leitungsgebühren – Juni 2004** Abbildung 67  
 (15.000 kWh/Jahr)

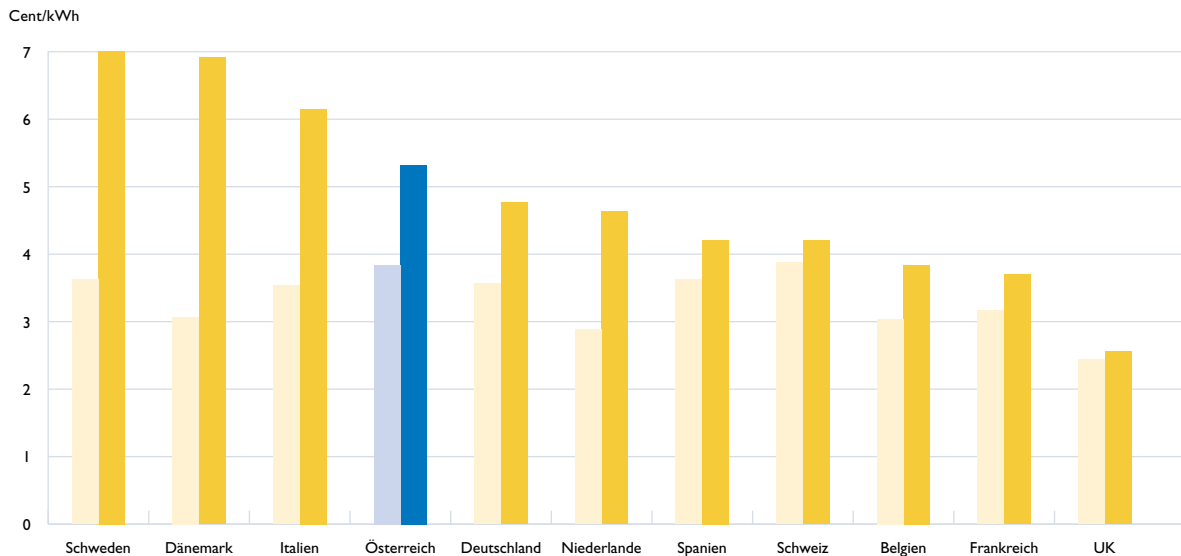


Quelle: E-Control

## → Haushaltsgaspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (30.000 kWh/Jahr, I. Quartal 2004)

Abbildung 68

■ exkl. Steuern + Abgaben ■ inkl. Steuern + Abgaben



Quelle: Energy Advice

### Systemnutzungstarife für Erdgas

Wie im Strombereich werden im Gasbereich die Systemnutzungstarife behördlich festgelegt. Mit Juni 2004 hat die Regulierungsbehörde die Netztarife in allen Netzbereichen außer im Netzbereich Tirol und Oberösterreich gesenkt. Die Reduktion hat zwar zu einer Angleichung der Netz-tarife auf nahezu allen Ebenen und Zonen geführt, dennoch sind die Netztarife in Österreich nach wie vor unterschiedlich hoch.

Auf der Ebene 2 differieren die Netznutzungstarife stark. Während im Netzbereich der Salzburg AG der Preis für die Netznutzung (Abbildung 72, Zone A, 2.800.000 kWh/Jahr, 3.200 kWh/h) bei rd. 1,7 Cent/kWh liegt, beträgt dieser im günstigsten Netzbereich für diese Verbrauchskategorie rd. 0,6 Cent/kWh. Umgekehrt stellt sich dies bei einer höheren Abnahmemenge auf der Netzebene 2 dar, denn im Zuge der Novelle der GSNT-VO 2004 wurden für Größtverbraucher neue Tarifzonen eingeführt, die in

den Netzbereichen Salzburg, Niederösterreich und Wien zu sehr niedrigen Netztarifen bei großen Abnahmemengen geführt haben. Davon haben vor allem die Gaskraftwerke in diesen Netzbereichen profitiert (siehe Abbildung 76 und Abbildung 77).

Auf der Netzebene 3 ergibt sich ein ähnlich divergierendes Bild, wo je nach Verbrauchsverhalten die Netznutzung fast immer in einem anderen Netzbereich am günstigsten ist. Beispielsweise bei einem Verbrauch von 15.000 kWh pro Jahr zahlt ein nicht leistungsgemessener Kunde im Netzbereich Steiermark mit 2,26 Cent pro kWh um 70 % mehr als im Netzbereich Niederösterreich mit 1,32 Cent pro kWh (Abbildung 70). Bei einem Verbrauch von 80.000 kWh pro Jahr liegen hingegen die höchsten Netztarife für einen nicht gemessenen Kunden im Netzbereich Salzburg und liegen um mehr als 80 % über jenen in Tirol, dem günstigsten Netzbereich für diese Verbrauchskategorie (Abbildung 71).



## → Tarifierungssystem der Nutzung von Erdgasleitungen in Österreich

Kasten 9

Wie im Gaswirtschaftsgesetz vorgesehen, wird in Österreich das Netznutzungsentgelt für die Inlandsversorgung durch die E-Control Kommission bestimmt, während der Transitbereich nicht den diesbezüglichen Bestimmungen unterworfen ist; d.h., dass eine Trennung zwischen Inlandsversorgung und Transitbereich und eine Zuteilung der Kosten zwischen den beiden Bereichen vorgenommen werden muss. Nur der Kostenblock für den Inlandstransport fließt in die behördlich festgelegten Systemnutzungstarife für Erdgas ein.

### Tarifebenen

Als Netzebenen, von denen bei der Bildung der Systemnutzungstarife auszugehen ist, bestimmt das GWG (§ 23b Abs. 1) folgende Tarifebenen:

1. Fernleitungen (Definition siehe § 6 Z 15 iVm. § 23b Abs. 1 Z. 1),
2. Verteilerleitungen über 6 bar (Definition siehe § 6 Z. 60 iVm. § 23b Abs. 1 Z. 2),
3. Verteilerleitungen unter 6 bar (Definition siehe § 6 Z. 60 iVm. § 23b Abs. 1 Z. 3).

Da die E-Control Kommission Netznutzungstarife für die Netzebene 2 und die Netzebene 3 festzulegen hat, werden die Kosten der Inlandsversorgung auf den Fernleitungen (Netzebene 1) auf die untergelagerten Ebenen gewälzt.

### Briefmarkenmodell

Das Tarifmodell, das für Österreich im Jahr 2002 gewählt wurde, ist eine Variante des Briefmarkenmodells. Das österreichische Erdgasnetz wird dabei als „Gas-See“ betrachtet, bei dem es theoretisch keine Bedeutung haben sollte, woher das Erdgas kommt bzw. wo in Österreich sich der Kunde befindet. Die Tarife der Ebenen 2 und 3 sind nach verbrauchten Kilowattstunden in Zonen und Staffeln gegliedert. Die ersten 7 der insgesamt 11 bzw. 13 Zonen und Staffeln kommen für nicht leistungsgemessene Endverbraucher zur Anwendung, die letzten 4 bzw.

6 Zonen und Staffeln gelten für Endverbraucher über 100.000 m<sup>3</sup> Abnahmemenge mit einem Lastprofilzähler.

Mit 1. Juni 2003 wurde eine Novelle der GSNT-VO erlassen, in der die Netztarife des Netzbereiches Niederösterreich verändert wurden. Am 1. Juni 2004 trat eine weitere der GSNT-VO in Kraft, im Zuge derer die Netztarife der österreichischen Erdgasnetzbetreiber angepasst wurden.

### Kapazitätssystem

Das in Österreich installierte Bilanzgruppenmodell basiert auf der Annahme eines Gas-Sees, dessen Zulauf die Einspeisepunkte und dessen Ablauf die Entnahmepunkte des Fernleitungsnetzes sind. Die für den Netzzugang der Kunden erforderliche Kapazität und deren Verwaltung wird durch das „Rucksack-Prinzip“ bestimmt. Entsprechend dem Rucksackprinzip gehört die Kapazität dem Kunden und geht im Falle eines Versorgerwechsels nicht verloren. D.h., dass die „Rucksack-Kapazität“ der Kunden im Verteilernetz auf den jeweils zugeordneten Einspeisepunkt projiziert wird.

Im Falle des Versorgerwechsels bestimmt der alte Versorger der Bilanzgruppe die dem Kunden zuzuordnende Kapazität. Durch die Zuordnung des Kunden zum neuen Versorger reduziert sich die aggregierte Kundenkapazität des alten Versorgers um dieselbe Größe.

Durch die oben dargestellte Vorgehensweise bestimmt de facto der alte Versorger den Einspeisepunkt. Er könnte daher diesen so wählen, dass der neue Versorger an „seinem“ Einspeisepunkt nicht genügend Kapazität hat oder diese – zu Ungunsten der Kunden<sup>48</sup> – im vollen Ausmaß zugekauft werden muss. Reservieren von Kapazitäten ist zudem kostenlos und unverbindlich, womit kaum Anreize für eine optimale und somit effiziente Nutzung des Leitungssystems gegeben sind.

<sup>48</sup> Dies deswegen, weil im österreichischen System die freie Kapazität und die daraus resultierenden Kosten beim Einspeisepunkt des alten Versorgers nicht reduziert werden. Darüber hinaus trägt der Versorger nicht die Kosten der Einspeisekapazität und hat somit auch keinen Anreiz, mit diesem sorgsam umzugehen.

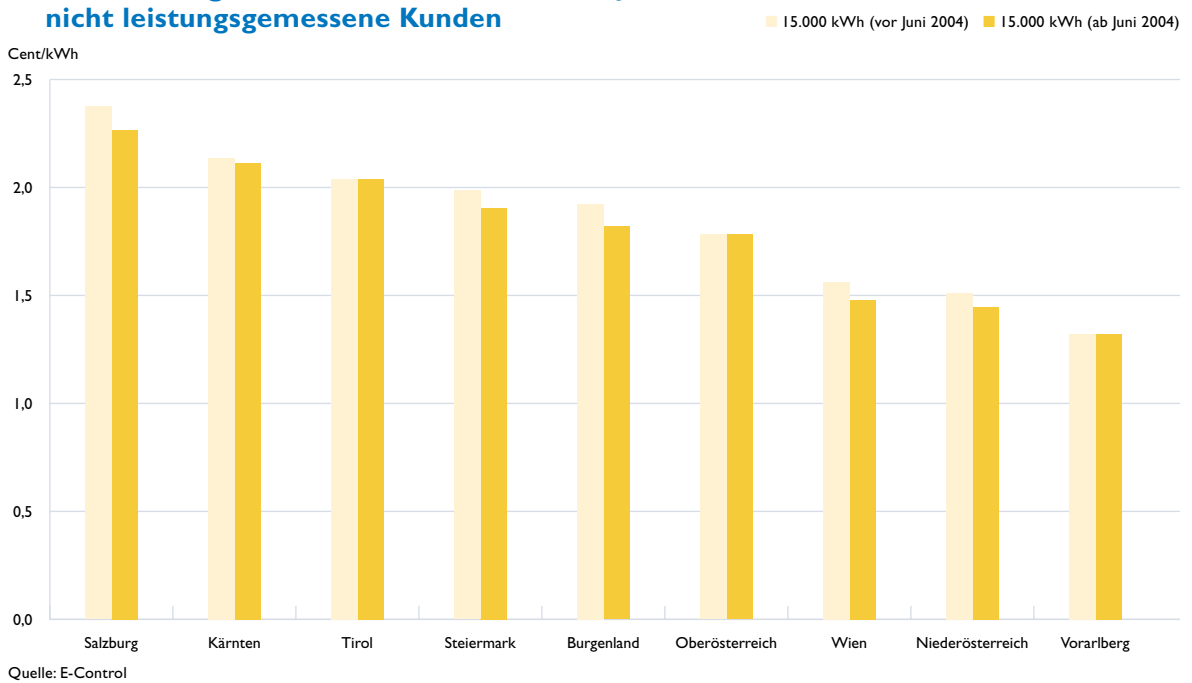
→ **Netznutzungstarife, Ebene 3, 8.000 kWh/Jahr in Cent/kWh, nicht leistungsgemessene Kunden**

Abbildung 69



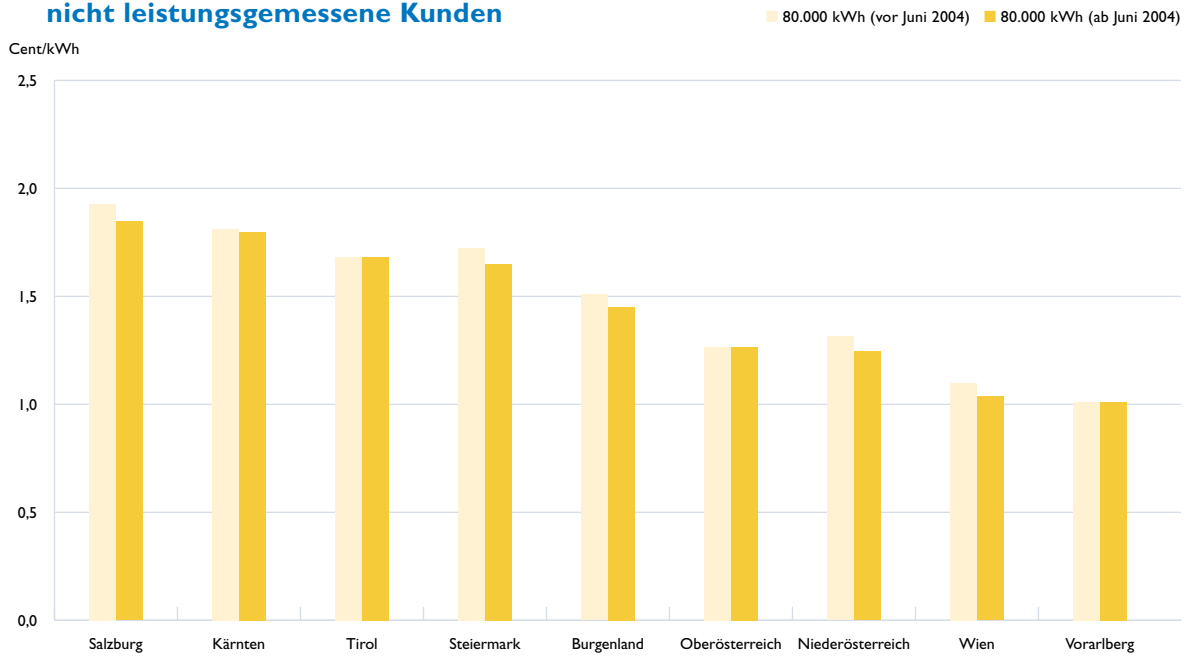
→ **Netznutzungstarife, Ebene 3, 15.000 kWh/Jahr in Cent/kWh, nicht leistungsgemessene Kunden**

Abbildung 70



→ **Netznutzungstarife, Ebene 3, 80.000 kWh/Jahr in Cent/kWh, nicht leistungsgemessene Kunden**

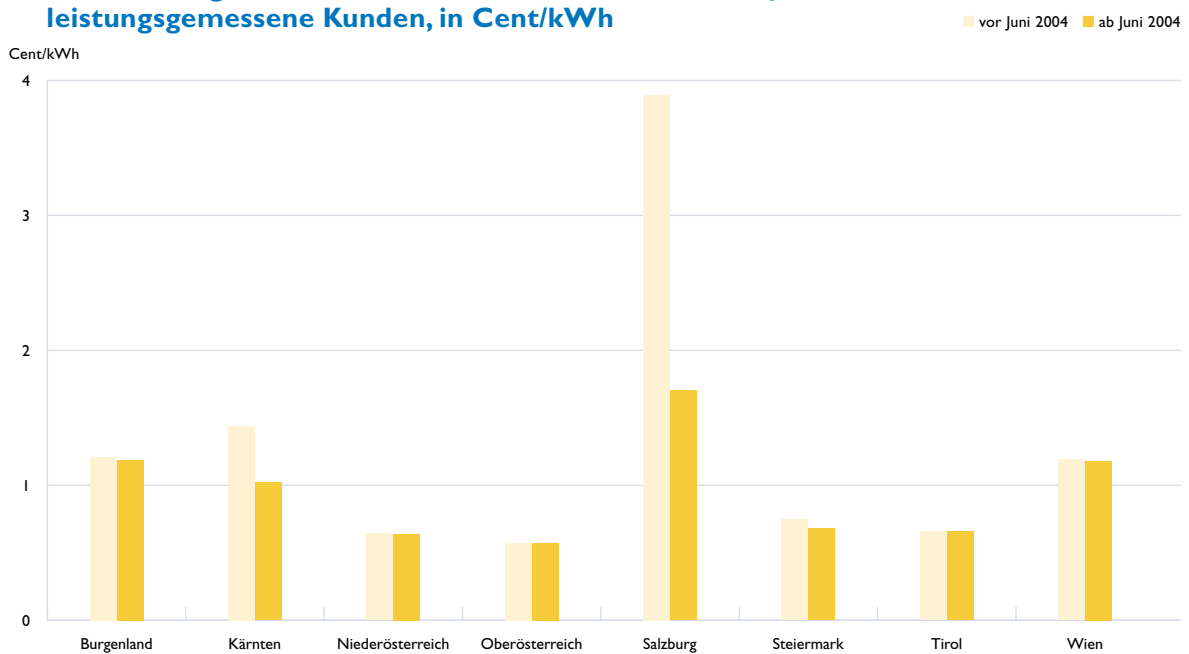
Abbildung 71



Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone A, 2.800.000 kWh/Jahr, 3.200 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh**

Abbildung 72

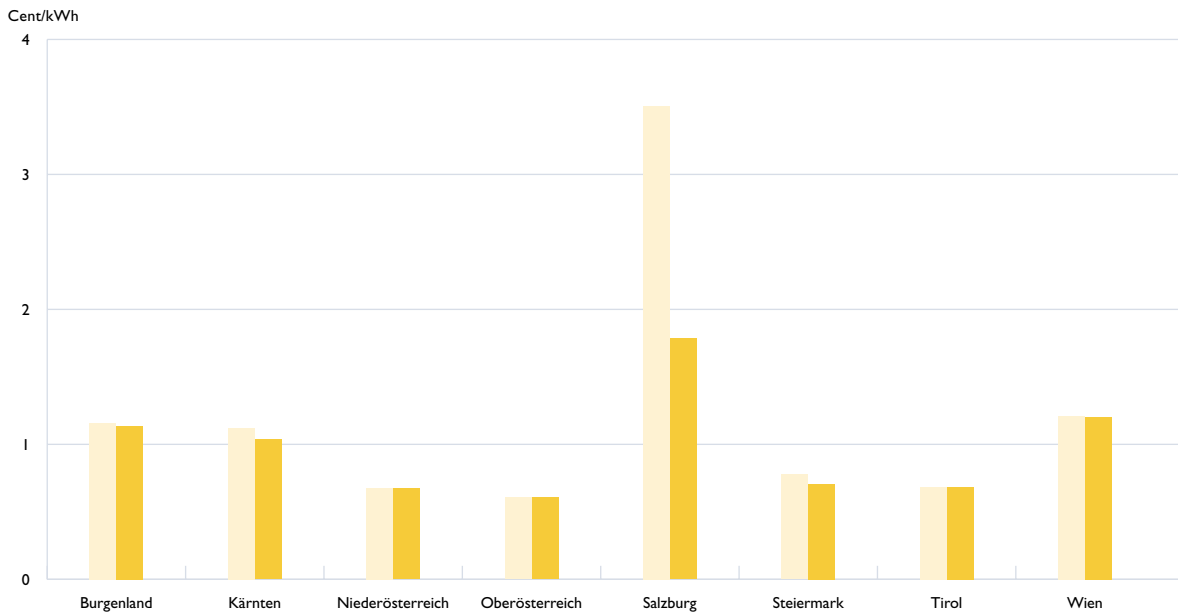


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone B, 7.900.000 kWh/Jahr, 9.600 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh**

Abbildung 73

vor Juni 2004 ab Juni 2004

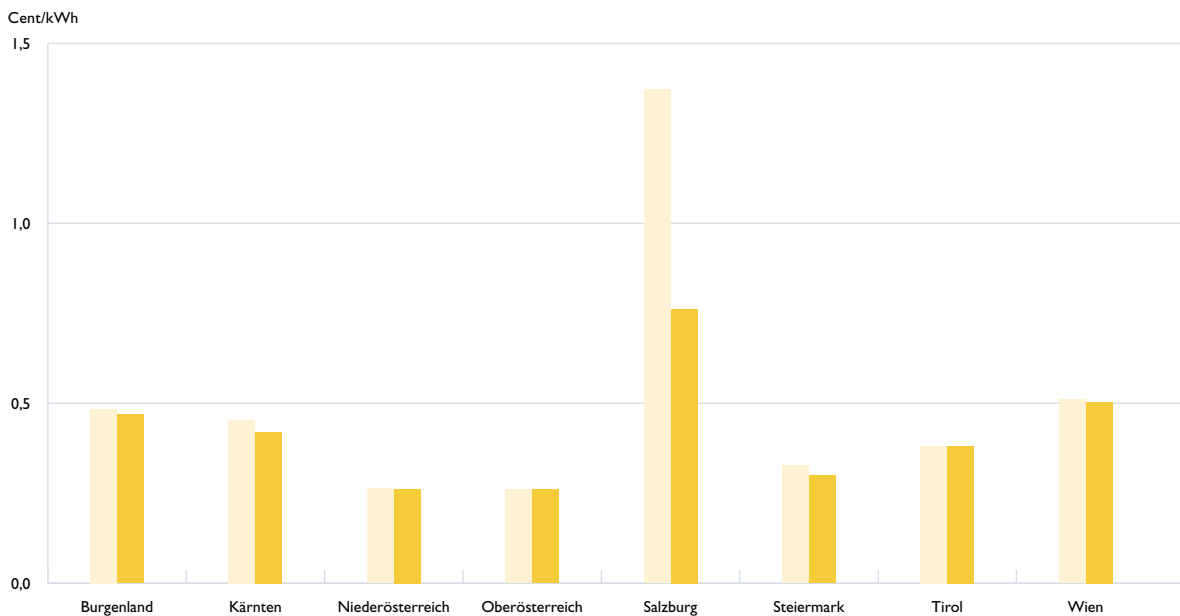


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone C, 31.300.000 kWh/Jahr, 14.200 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh**

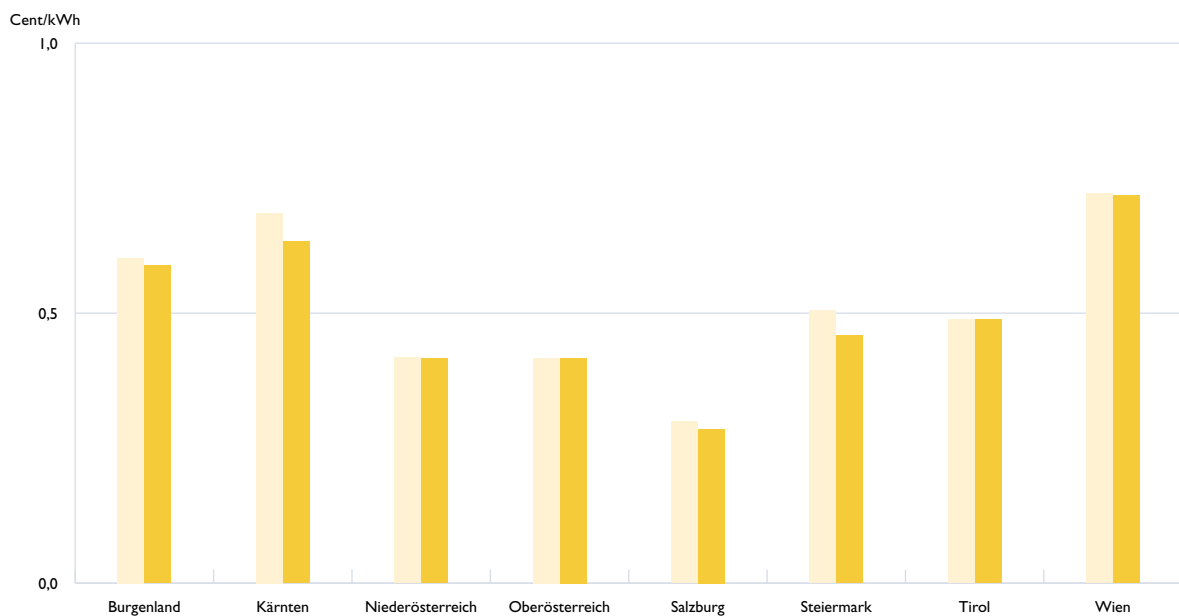
Abb. 74

vor Juni 2004 ab Juni 2004



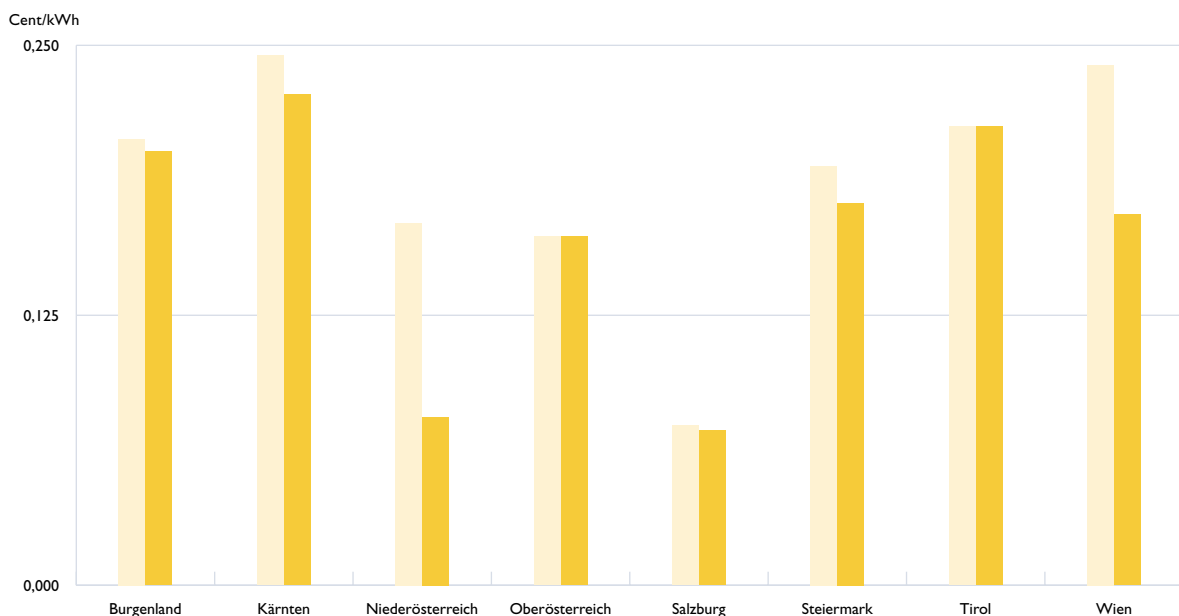
Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone D, 150.000.000 kWh/Jahr, 120.500 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh** Abb. 75



Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone E, 800.000.000 kWh/a, 200.000 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh** Abb. 76

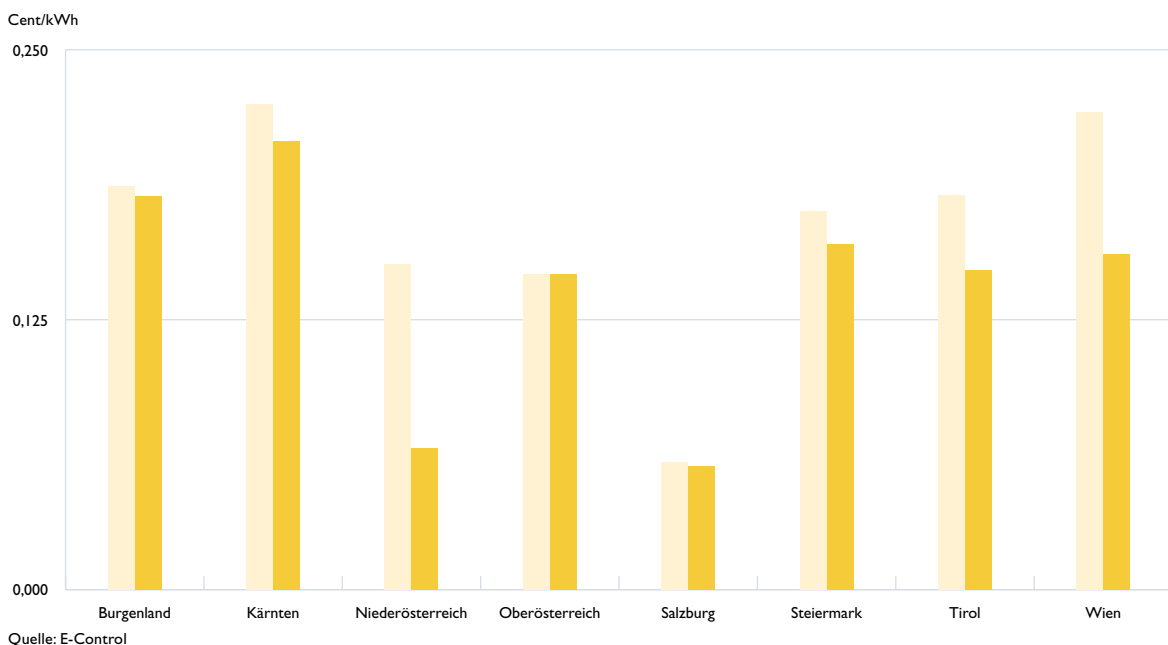


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone F, I. I 50.000.000 kWh/a, 275.000 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh**

Abb. 77

vor Juni 2004 ab Juni 2004



**Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas<sup>49</sup>**

**Entwicklung im Ausgleichsenergiemarkt**

Im Gasjahr 2002/2003 wurden insgesamt rd. 240 Mio. m<sup>3</sup> Ausgleichsenergie an die Ausgleichsenergieanbieter verkauft (dem Netz entnommen) und 125 Mio. m<sup>3</sup> von den Ausgleichsenergieanbietern (in das Netz eingespeist) gekauft. Im Gasjahr 2003/2004 ist der Kauf von Ausgleichsenergie im Vergleich zum Verkauf deutlich zurückgegangen. Von Oktober 2003 bis Juni 2004 wurden rd. 19 Mio. m<sup>3</sup> von den Ausgleichsenergieanbietern gekauft, dagegen rd. 150 Mio. m<sup>3</sup> an die Ausgleichsenergieanbieter verkauft. Damit zeichnet sich ein Rückgang des Ausgleichsenergievolumens ab. Trotz der Dominanz von wenigen Akteuren am Ausgleichsenergiemarkt, insbesondere von Econgas und RAG, ist die Preisentwicklung bisher relativ moderat verlaufen. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen,

dass die Econgas auch die verbrauchsstärkste Bilanzgruppe in der Regelzone Ost ist. Damit würden die wichtigsten Ausgleichsenergieanbieter gleichzeitig von hohen Ausgleichsenergiepreisen am meisten belastet werden.

Im ersten Jahr nach der Einführung haben sich als wesentliches Problem die Kosten der Bilanzgruppe Netzverluste und Eigenverbrauch herausgestellt. Da das Erdgasnetz kurzfristig als Speicher fungieren kann, ist es möglich, dass Erdgas mengen, die in der Stunde vom Regelzonenführer und den Bilanzgruppen eingespeist worden sind, nicht wieder vollständig entnommen werden.<sup>50</sup> Die restlichen Erdgas mengen werden buchungstechnisch den Bilanzgruppen Netzverluste und Eigenverbrauch zugeschrieben. Im ersten Jahr seit Einführung des Ausgleichsenergiemarktes haben sich dabei kumulierte Kosten für Ausgleichsenergie von rd. € 3 Mio. ergeben.

<sup>49</sup> Seit Oktober 2003 erstellt die E-Control einen Monatsbericht, in dem stündliche, tägliche und monatliche Entwicklungen dokumentiert werden. Dieser Monatsbericht ist auf der Homepage veröffentlicht.

<sup>50</sup> Ebenso kann es sein, dass der Regelzonenführer und die Bilanzgruppen mehr Erdgas entnommen haben als von den Bilanzgruppen und den Ausgleichsenergieanbietern eingespeist worden ist, dies wird dann buchungstechnisch den Bilanzgruppen Netzverluste und Eigenverbrauch als Verkauf aus dem Netz gutgeschrieben.

Um diese Kosten zu reduzieren, wurde bei der Überarbeitung der Marktregeln ein Maßnahmenpaket beschlossen, das im Wesentlichen Folgendes enthält:

- Änderung der Preisformel für Stunden ohne Abruf von Ausgleichsenergie,
- Linepackermittlung und Veröffentlichung der Linepacknutzung durch den Regelzonenführer AGGM,
- Erstellung eines Code of Conduct für die optimale Netzfahrweise durch den Regelzonenführer AGGM,
- Monitoring der Kostenentwicklung durch die E-Control.

#### Änderung der Preisformel

Die bisherige Preisformel sah für Stunden ohne Abruf von Ausgleichsenergie vor, dass der Mittelwert aus dem niedrigsten Kaufangebot und dem höchsten Verkaufsangebot aus der Merit Order gebildet wurde. Mit der Einführung einer neuen Preisberechnung für die Stunden ohne Abruf sollte vor allem erreicht werden, dass die Bilanzgruppe Netzverluste und Eigenverbrauch beim Kauf von Ausgleichsenergie einen niedrigen Preis und beim Verkauf von Ausgleichsenergie einen hohen Preis erhält. Eine weitere wesentliche Änderung ist, dass der Preis erst am Monatsende auf Basis des Summendeltas aller Netzbetreiber in dieser Stunde berechnet und nicht mehr am nächsten Tag veröffentlicht werden kann.

Wenn die Netzbetreiber in Summe Erdgas aus dem Netz abgegeben haben, wird der Durchschnitt der letzten sieben Ausgleichsenergiepreise für den Verkauf von Ausgleichsenergie zum Ausgleichsenergiepreis für diese Stunde. Wenn die Netzbetreiber umgekehrt in Summe Gas ins Netz eingespeist haben, wird der Durchschnitt der letzten sieben Ausgleichsenergiepreise für den Kauf von Ausgleichsenergie zum Ausgleichsenergiepreis für diese Stunde.

#### Auswirkung der geänderten Preisformel

Abbildung 78 zeigt die Auswirkung der neuen Preisformel, die seit 1. Oktober 2003 umgesetzt worden ist, auf die Kosten der Bilanzgruppe Netzverluste und Eigenverbrauch. Im ersten Monat Oktober 2003 haben die Bilanzgruppen noch rd. € 90.000 Kosten tragen müssen, seither haben sie Erlöse zu verzeichnen – mit Ausnahme des Monats Februar 2004. Insgesamt liegen die seit der Einführung des Ausgleichsenergiemarktes im Oktober 2002 kumulierten Kosten und Erlöse der Bilanzgruppe Netzverluste noch bei € 1,9 Mio.

#### Linepacknutzung

Diese Entwicklung ist jedoch nicht nur auf die veränderte Preisformel, sondern auch auf eine geänderte Fahrweise des Regelzonenführers AGGM zurückzuführen. In dem von ihnen in Abstimmung mit E-Control erstellten Code of Conduct ist festgehalten, dass der Regelzonenführer versucht, Ausgleichsenergie in möglichst vielen und gleich hohen Paketen abzurufen und das vorhandene Linepack zur Verringerung von Ausgleichsenergieabrufen zu nutzen, ohne die Netzstabilität zu beeinträchtigen.

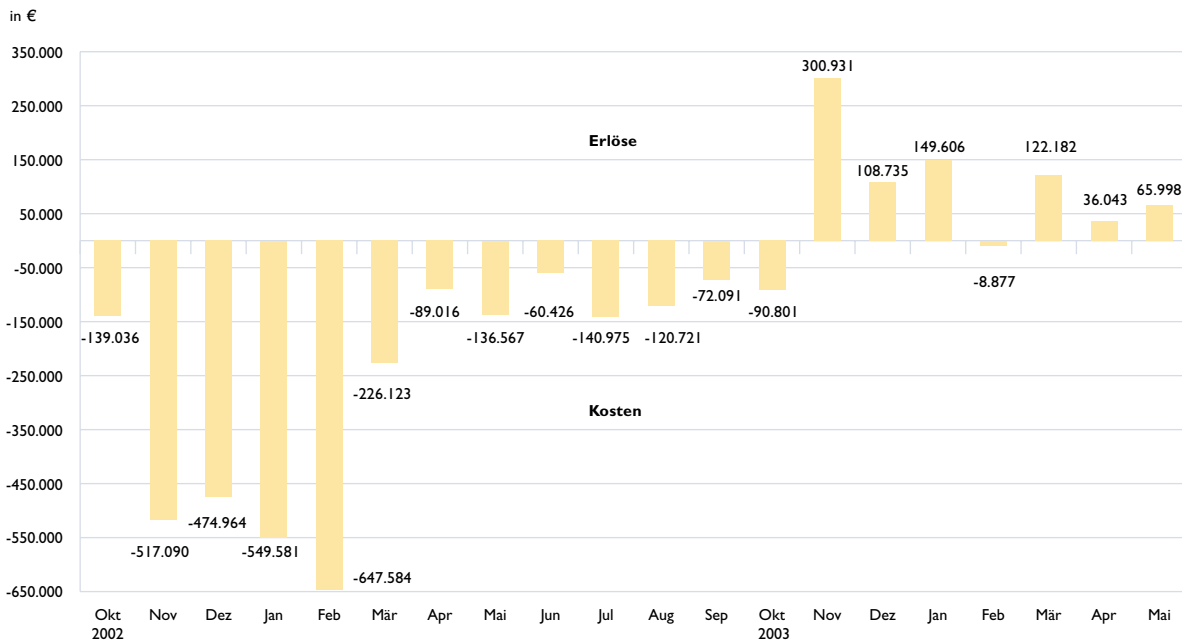
Die Auswirkungen dieser Vorgangsweise und der geänderten Preisformel lassen sich an der Preisentwicklung (Abbildung 79) feststellen. Vor allem die Unterschiede zwischen den Durchschnittspreisen und den Preispeaks (maximaler Kaufpreis und minimaler Verkaufspreis) sind deutlich geringer geworden.

#### Anhaltende Überlieferungssituation

Seit Etablierung des Marktes im Oktober 2002 ist eine starke Tendenz zur Überlieferung der Bilanzgruppen zu erkennen. Dies ist auch darin abzulesen, dass der Regelzonenführer verstärkt Ausgleichsenergie auf Rechnung der Bilanzgruppen an die Ausgleichsenergieanbieter verkaufen muss, wie Abbildung 80 zeigt. Grund dafür ist, dass der kurzfristige Erdgashandel über den

→ Entwicklung der Kosten der Gasbilanzgruppe Netzverluste und Eigenverbrauch von Oktober 2002 bis Mai 2004

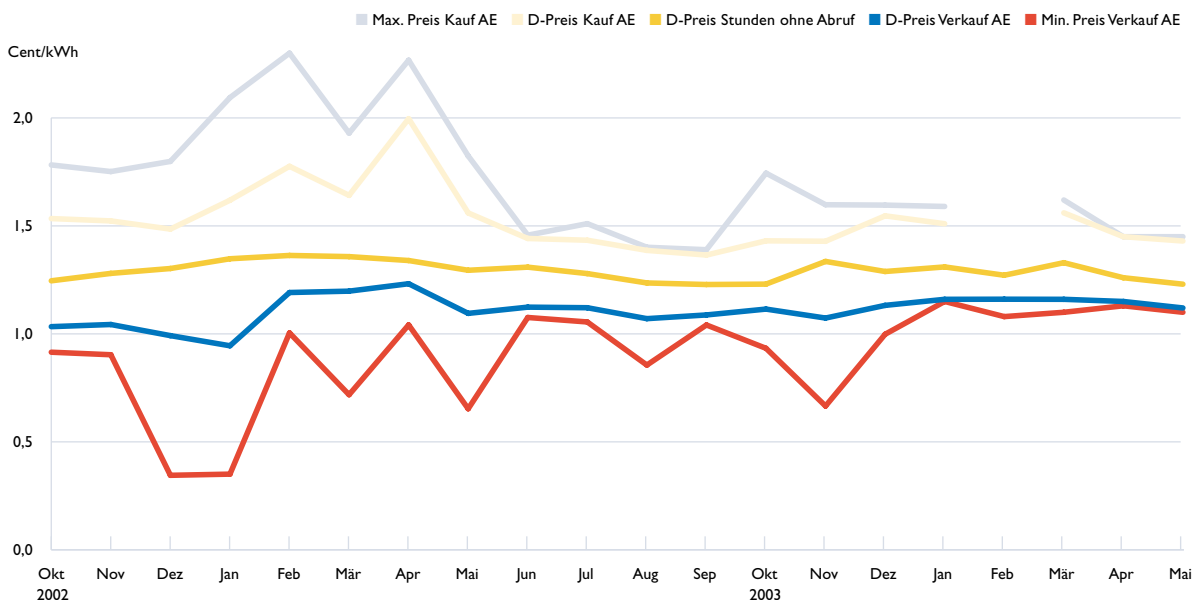
Abbildung 78



Quelle: E-Control

→ Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas von Oktober 2002 bis Mai 2004<sup>51</sup>

Abbildung 79



Quelle: E-Control

<sup>51</sup> Im Monat 02/04 gibt es keinen Preis für den Kauf von Ausgleichsenergie von den Ausgleichsenergieanbietern, weil dieser nicht stattfand: Es wurde im Februar 2004 nur Ausgleichsenergie an Ausgleichsenergieanbieter verkauft.



Ausgleichsenergiemarkt stattfindet. Bilanzgruppen überliefern, und auf der anderen Seite kaufen wiederum Bilanzgruppen oder die Ausgleichsenergieanbieter. Einzelne Bilanzgruppen handeln einen nicht geringen Anteil ihres Erdgasverbrauchs über den Ausgleichsenergiemarkt Erdgas. Es gibt jedoch einen wesentlichen Unterschied zu einem Spotmarkt: Bei der Verkaufs- und Kaufentscheidung kann sich der Marktteilnehmer nicht an den aktuellen Preisen orientieren, da die Ausgleichsenergiekosten erst zu einem späteren Zeitpunkt bekannt gegeben werden. Aufgrund der geringen Volatilität der Ausgleichsenergiepreise für Erdgas ist das Preisrisiko für den kurzfristigen Handel über den Ausgleichsenergiemarkt jedoch relativ gering. Dagegen haben Verkäufer und Käufer kein Mengenrisiko. Wenn der Verkäufer Erdgas einspeist, das von anderen Händlern nicht abgenommen wird, verbleibt es im Netz (d.h. es wird der Bilanzgruppe Netzverluste zugeschrieben), oder der Regelzonenführer muss über den Abruf von Aus-

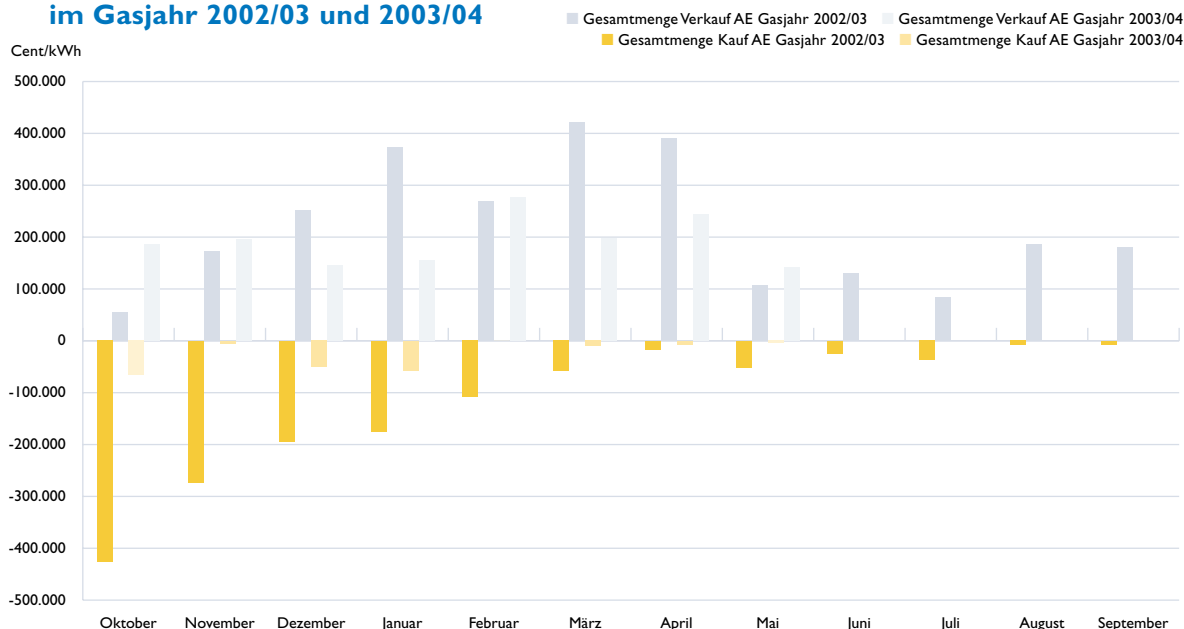
gleichsenergie Erdgas dem Netz entnehmen. Entnimmt ein Käufer mehr Erdgas, als eingespeist wurde, stammt dieses entweder von der Bilanzgruppe für Netzverluste und Eigenverbrauch (d.h. die Bilanzgruppe Netzverluste verkauft Erdgas) oder der Regelzonenführer muss über den Abruf von Ausgleichsenergie Erdgas ins Netz einspeisen.

Aufgrund eines fehlenden Spotmarktes wird der kurzfristige Erdgashandel über den Ausgleichsenergiemarkt abgewickelt. Dies hat den wesentlichen Nachteil, dass das Marktrisiko auch von am Handel unbeteiligten Unternehmen, nämlich den Netzbetreibern (und anderen Bilanzgruppen) mitgetragen wird. Wünschenswert wäre daher die Etablierung eines Spotmarktes, in dem auch kurzfristig Erdgas Mengen gehandelt werden können.

Der Anteil des Gesamtumsatzes der Ausgleichsenergie am Erdgasabsatz in der Regelzone Ost ist seit dem Beginn der Liberalisierung deutlich

→ **Monatliche Entwicklung von Kauf und Verkauf Ausgleichsenergie im Gasjahr 2002/03 und 2003/04**

Abbildung 80



Quelle: E-Control



## Marktergebnis

→ Konvergenzentwicklung der Strom- und Erdgasmärkte

zurückgegangen. Während im Oktober 2002 der Anteil noch bei rd. 6,5 % lag, ist dieser Anfang 2004 auf sogar unter 2 % gesunken (Abbildung 81). Seit Februar 2004 ist jedoch wieder ein leichter Anstieg des Anteils am Gesamtumsatz von Erdgas zu beobachten.

Die Änderung der Preisformel und die geänderte Vorgangsweise des Regelzonenführers unter Optimierung der Linepacknutzung haben zu einer geringeren Belastung der Bilanzgruppe Netzverluste und Eigenverbrauch geführt. Positiv ist, dass sich der Ausgleichsenergieumsatz am Gesamtumsatz der Regelzone nahezu halbiert hat. Eine weitere positive Entwicklung ist die moderate Preisentwicklung trotz der geringen Zahl von Anbietern von Ausgleichsenergie. Kritisch zu betrachten ist jedoch die anhaltende Überlieferung des Marktes und die daraus resultierenden möglichen Konsequenzen für das Marktmodell.

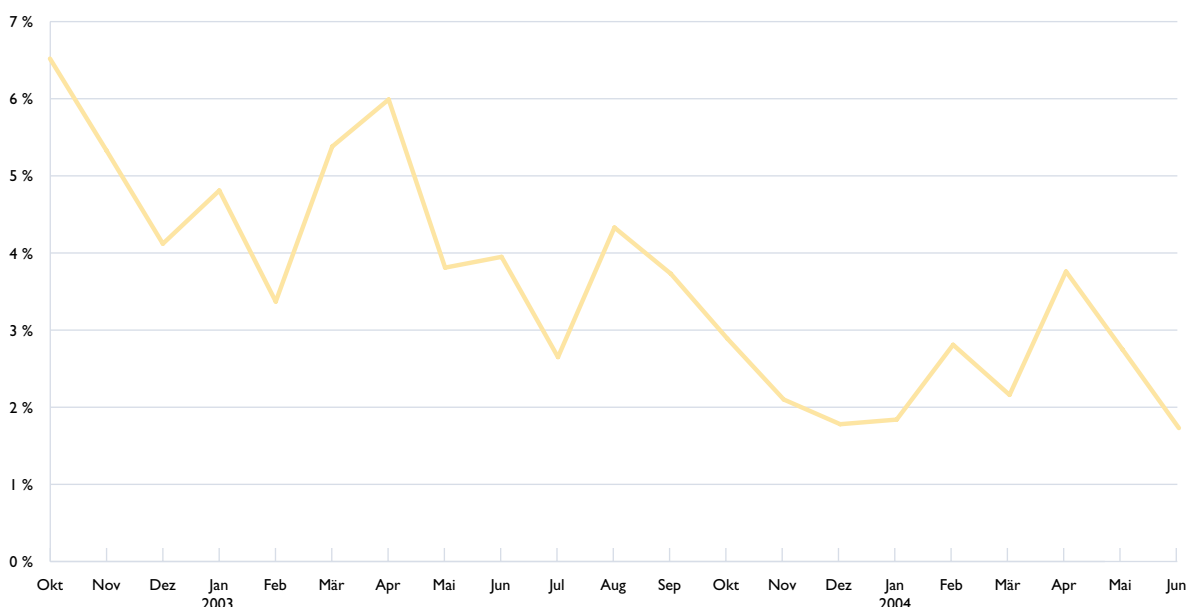
### → Konvergenzentwicklung der Strom- und Erdgasmärkte

Über die Beziehungen vom Strom- und Erdgasmarkt wird seit der Liberalisierung der beiden Energiemärkte viel diskutiert. Die Beziehung der Märkte zueinander ist vor allem wegen der Tatsache, dass Erdgas als Primärenergieträger zur Stromerzeugung verwendet wird, eine besondere Betrachtung wert. Im Strombereich ist zu erwarten, dass zukünftig der Rahmen der Wettbewerbsgestaltung – neben der Entwicklung des Kohlepreises – vom Erdgaspreis wesentlich mitgestaltet werden dürfte.

Die Spotmarktpreise an den Großhandelsmärkten für elektrische Energie werden neben nachfrageseitigen Faktoren vorwiegend durch die Entwicklung der Primärenergieträger Erdgas und Kohle beeinflusst. Die Kosten für Erdgas und Kohle bestimmen die variablen Kosten der

### → Anteil Gesamtumsatz Ausgleichsenergie am Gesamtumsatz in der Regelzone Ost

Abbildung 81



Quelle: E-Control



## Marktergebnis

### → Entwicklungen auf der Kundenseite

im Mittel- und Spitzenlastbereich eingesetzten Kraftwerke. Da der Erdgaspreis durch die Anbindung an den Erdölpreis von dessen Entwicklung abhängt, hat auch die Entwicklung des Erdölpreises einen Einfluss auf die Großhandelspreise. Durch den in Zukunft vermutlich größeren Anteil von Erdgas als Primärenergieträger von elektrischer Energie wird auch der Einfluss auf die Entwicklung des Strompreises weiter zunehmen. Durch die Kopplung des Erdgaspreises an den Ölpreis erhöht sich das Volatilitätsrisiko des Strompreises. Um dieses Risiko zu reduzieren, könnte in Zukunft der Markt für Dienstleistungen rund um Risikomanagement, das Erdgas und Strom einbindet, an Bedeutung gewinnen. Mittels Integration der beiden Bereiche kann das Risiko eines steigenden Erdgaspreises und dessen Auswirkungen auf den Strompreis reduziert werden.

In Österreich sind die Landesgesellschaften und Stadtwerke traditionell in beiden Bereichen tätig. Abgesehen von der Förderung von Erdgas und vom überregionalen Transport (mit Ausnahme der OMV Erdgas) sind die Unternehmen in allen Bereichen der Wertschöpfungskette vertreten. Auch für die Zukunft ist kaum anzunehmen, dass – abgesehen von OMV Erdgas und RAG – die Strom- und Erdgasunternehmen in Zukunft als Produzenten, also im Fördergeschäft, tätig werden. Die größten Synergieeffekte sind vorwiegend im Downstream-Bereich (d.h. im Marketing- und Vertriebsbereich sowie im Handel) und hier vor allem bei der Belieferung von Endkunden zu erwarten (siehe auch Kapitel Multi Utility).

Mit den Zusammenschlüssen zur Energie Austria und Econgas und der jeweiligen Teilnahme der Energie Allianz entsteht ein quasi vollständig integriertes Erdgas- und Stromunternehmen, auch wenn nur Teile der Wertschöpfungskette (Handel und Großkundenvertrieb) von den Zusammenschlüssen direkt betroffen sind. Beide Unternehmen haben in den jewei-

gen sachlich relevanten Märkten eine marktbeherrschende Stellung (siehe Kapitel Marktkonzentration im Strom- und Erdgasmarkt). Zusätzlich besteht die Gefahr, dass es über die dominante Stellung im Erdgasmarkt – vor allem als Hauptimporteur und Lieferant für Weiterverteiler – zu weiteren negativen wettbewerblichen Auswirkungen auf den Strommarkt kommt. Auch haben die Erzeugungseinheiten (Kraftwerke im Strombereich, Importeur im Erdgasbereich) einen gesicherten Absatz von Strom bzw. Erdgas, was ihnen – wie bereits in der Beurteilung des deutschen Bundeskartellamtes beim Zusammenschluss E.On/Ruhrgas festgehalten wurde – einen Vorteil gegenüber anderen potenziellen Lieferanten gibt.

### → Entwicklungen auf der Kundenseite

Das Wechselverhalten der Kunden sowie die Verhandlungen bei Neuabschluss von Strom- und Gasabnahmeverträgen sind ein wichtiger Indikator dafür, ob und inwieweit die getroffenen Maßnahmen zu einer Belebung des Wettbewerbs geführt haben. Die E-Control hat deshalb bereits zum zweiten Mal eine Untersuchung gemeinsam mit OGM und dem ÖEKV durchgeführt, die die Auswirkungen der Liberalisierung der österreichischen Elektrizitäts- und Erdgasmärkte auf das Verbraucherverhalten untersuchen. Erstmals wurden bei der Untersuchung die Auswirkungen auf den Erdgasmarkt berücksichtigt.

#### Auswirkungen im ersten Liberalisierungsjahr im Strom- und Erdgasmarkt

In beiden Märkten hatten bereits vor der vollständigen Liberalisierung Großkunden die Möglichkeit, ihren Lieferanten zu wechseln bzw. in Neuverhandlungen zu treten. Im Elektrizitätsmarkt wurden in den ersten drei Quartalen 2001 dementsprechend Vertragsverhandlungen für rd. 19.500 GWh und Versorgerwechsel für

rd. 560 GWh Jahresbezug bei den Großabnehmern verzeichnet. Dies bedeutet, dass bereits für mehr als 40 % der Gesamtabgabe eines Jahres im Vorfeld des 1. Oktober 2001 die Rahmenbedingungen aktiv durch die Abnehmer geändert wurden.

Im Erdgasmarkt wurden für rd. 3.030 Mio. m<sup>3</sup> oder etwa 37 % des Jahresbezugs Vorverhandlungen auf Initiative der Großabnehmer geführt. Versorgerwechsel waren in diesem Bereich keine zu verzeichnen.

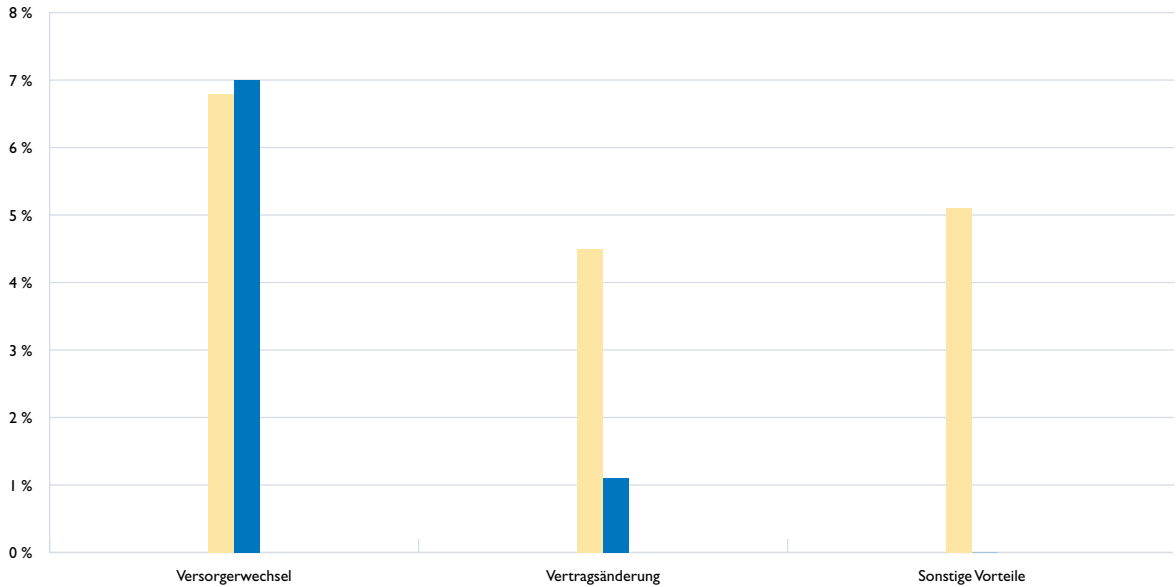
Im ersten Liberalisierungsjahr wechselten 9.900 Erdgashaushalte (0,9 %) gegenüber rd. 26.000 (0,7 %) Stromhaushalte ihren jeweiligen Versorger. Bezogen auf die Jahresabgabe entspricht dies einem Anteil von 0,7 % im Erdgas und von 0,8 % im Strommarkt. Von den sonstigen Kleinabnehmern wechselten 200 Erdgaskunden (0,2 %) bzw. 37.700 Stromkunden (3,2 %) den

Lieferanten. Der größte Teil der Versorgerwechsel im Bezug auf die Abnahmemenge entfällt auf Großkunden. Da die Großabnehmer bereits vor dem jeweiligen 1. Oktober die Möglichkeit eines Versorgerwechsels bzw. von Neuverhandlungen hatten und somit vertraglich gebunden waren, wurden von dieser Gruppe im ersten Liberalisierungsjahr deutlich weniger Aktivitäten gesetzt als davor. Abbildung 82 zeigt den Gesamteffekt der Liberalisierung im Strom- und Erdgasmarkt im ersten Jahr<sup>52</sup>.

Von den Großabnehmern, die ihre Verträge neu verhandelt haben, konnten im Strombereich im ersten Liberalisierungsjahr für 21 % der bezogenen Energie Einsparungen bis zu 10 %, für 32 % Einsparungen bis zu 20 % und für 48 % Einsparungen über 20 % erreicht werden. Keines der befragten Unternehmen gab an, keine Einsparung erreicht oder gar eine Preiserhöhung in Kauf genommen zu haben.

→ Liberalisierungseffekte im Strom- und Erdgasmarkt im ersten Jahr der vollständigen Marktöffnung, in % der Jahresabgabe

Abbildung 82  
■ Gas ■ Strom



Quelle: E-Control

<sup>52</sup> für Strom vom 1. Oktober 2001 bis 30. September 2002; für Erdgas vom 1. Oktober 2002 bis 30. September 2003.

Im Erdgasmarkt wurden für 27 % der Energiemengen Einsparungen bis zu 10 % und für 4 % Einsparungen über 10 % erreicht. Für 46 % der Energiemenge konnten keine wesentlichen Preisänderungen erzielt werden, und für 15 % der Energiemenge lag der Preis höher als vor der Voll liberalisierung.

**Auswirkungen in den ersten zwei Jahren der Liberalisierung im Strommarkt**

Im zweiten Liberalisierungsjahr haben 28.400 Haushaltskunden oder 0,8 % sowie 14.800 bzw. 1,2 % der sonstigen Kleinabnehmer (zumeist Kleinbetriebe) den Versorger gewechselt. Bezogen auf den Jahresenergiebezug sind dies 0,6 % bzw. 1,6 %.

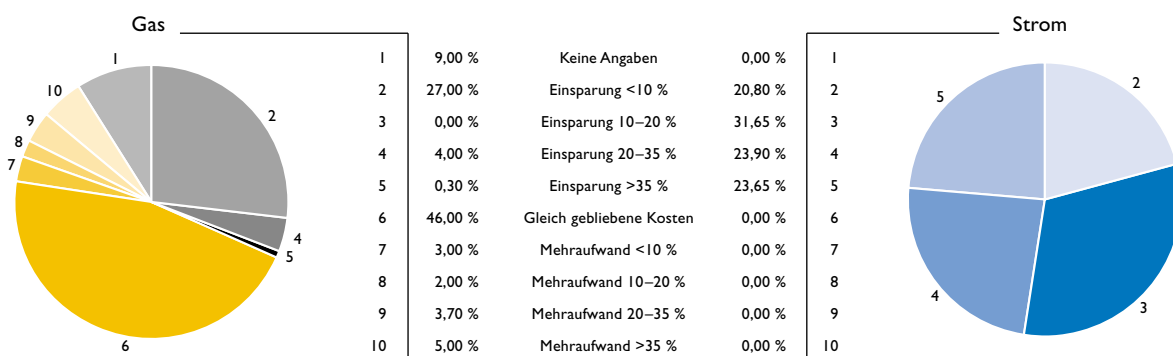
1.100 Großabnehmer haben einen Versorgerwechsel vorgenommen, und etwa 6.000 haben neu verhandelt. Insgesamt haben somit 40,2 % der Abnehmer für 36,0 % des Jahresbezugs

der Großabnehmer die Rahmenbedingungen geändert. Verglichen mit dem ersten Liberalisierungsjahr ist bei den sonstigen Kleinabnehmern und den Großabnehmern eine Verlangsamung der Wechselrate (-61 % bzw. -32 %) zu verzeichnen, während bei den Haushalten ein Anstieg um 9 % stattgefunden hat. Demgegenüber haben mit etwa 6.000 Vertragsänderungen dreimal so viele Großabnehmer ihre Verträge neu verhandelt als im ersten Jahr.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass sich die beiden voll liberalisierten leitungsgebundenen Energiemärkte für den Großteil der Abnehmer (vorwiegend im Haushaltsbereich) im Vergleich zu anderen liberalisierten Märkten weniger flexibel darstellen. In den ersten beiden Jahren haben 1,5 % der Haushaltskunden und etwa 4 % der sonstigen Kleinabnehmer ihren Stromversorger gewechselt, während (statistisch gesehen) jeder Großabnehmer

**→ Auswirkungen auf den Energiepreis im ersten Jahr der vollständigen Marktöffnung**

Abbildung 83



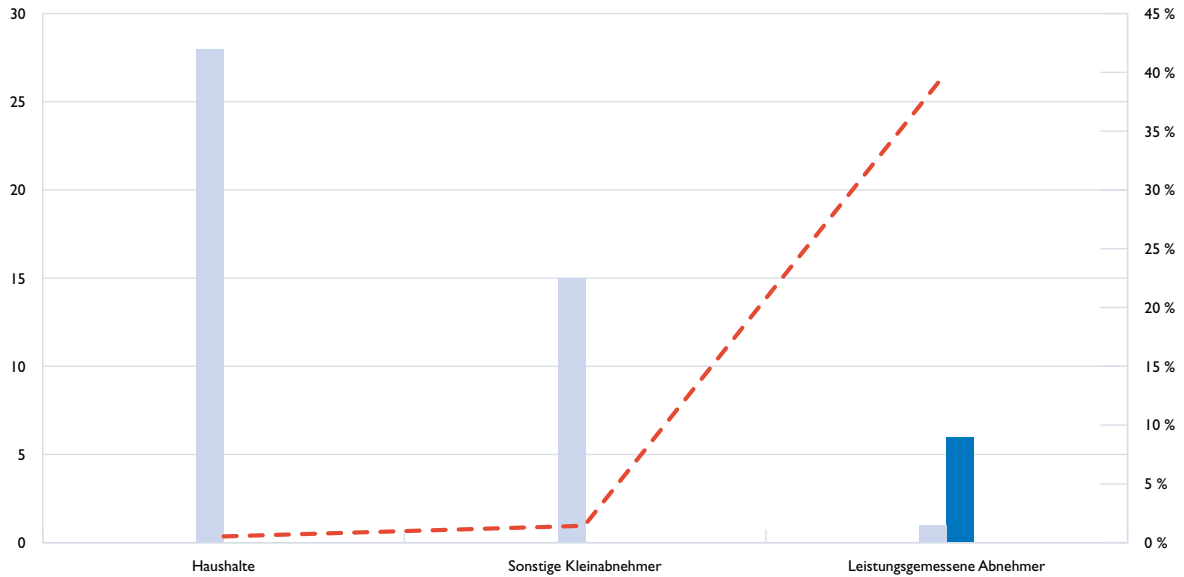
Quelle: E-Control

### → Liberalisierungseffekte im Strommarkt im zweiten Jahr – Zählpunkte

Abbildung 84

Zählpunkte in Tsd.

■ Versorgerwechsel (links) ■ Vertragsänderung (links) ■ Rate (rechts)



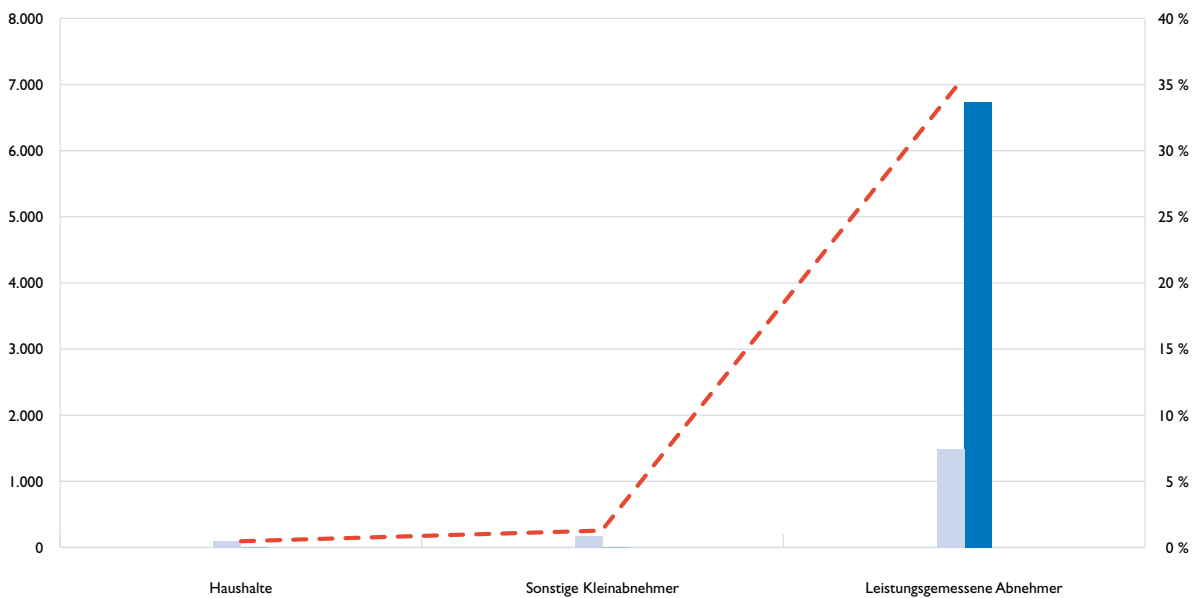
Quelle: E-Control

### → Liberalisierungseffekte im Strommarkt im zweiten Jahr – Jahresabgabe

Abbildung 85

GWh

■ Versorgerwechsel (links) ■ Vertragsänderung (links) ■ Rate (rechts)



Quelle: E-Control



## Marktergebnis

→ Entwicklung der Unternehmensperformance

entweder den Versorger gewechselt oder seinen Vertrag aktiv neu verhandelt hat. Das erste Liberalisierungsjahr im Erdgasmarkt zeigt starke Ähnlichkeiten mit dem Strommarkt, wobei jedoch eine etwas geringere Aktivität der Kunden zu verzeichnen war. Generell kann sowohl aus den Ergebnissen der Direkterhebungen bei den Netzbetreibern über Versorgerwechsel als auch aus den Stichprobenerhebungen über das Wechselverhalten der Großabnehmer geschlossen werden, dass ein hoher Anteil an Versorgerwechseln bzw. an aktiven Neuverhandlungen die Höhe der von den Kunden erwarteten Preisnachlässe widerspiegelt. Wechsel um des Wechsels willen oder aus anderen als Kostengründen scheinen derzeit keine nennenswerte Rolle zu spielen. Abzuwarten bleibt, inwieweit die von den Großabnehmern bekundete Bereitschaft, bei Unzufriedenheit verstärkt den Versorger zu wechseln, tatsächlich umgesetzt wird.

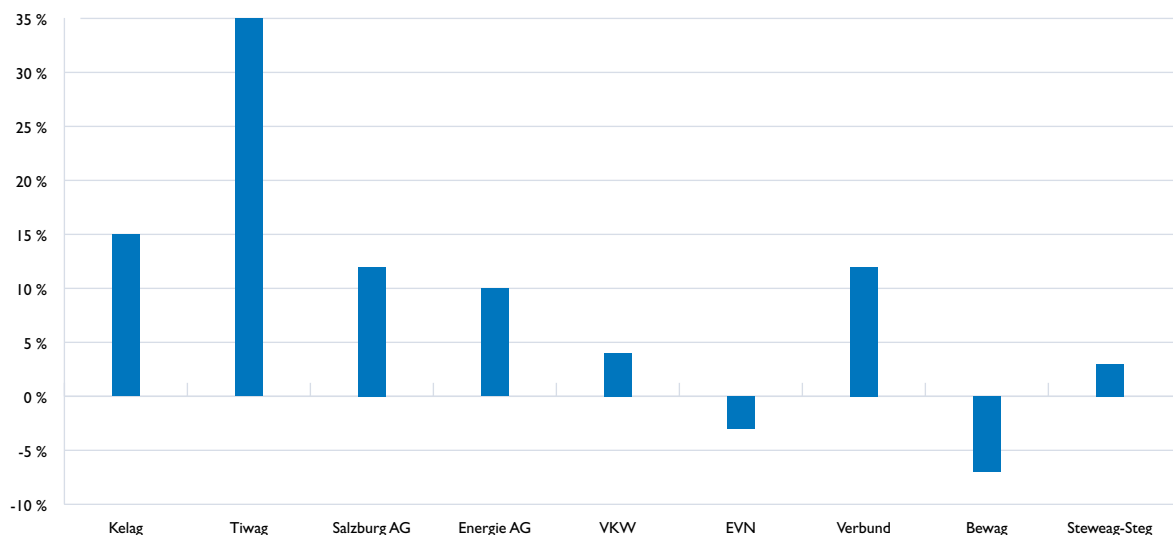
## → Entwicklung der Unternehmensperformance

Die steigenden Großhandelspreise in den letzten zwei Jahren haben die Entwicklung der Stromunternehmen positiv beeinflusst. Vor allem jene Unternehmen, die mit niedrigen Erzeugungskosten konfrontiert sind (u.a. Wasserkraftwerke des Verbund), konnten ihre Performance verbessern. So konnten die Umsatzerlöse des Verbund aufgrund des höheren Marktpreises und eines höheren Absatzvolumens im ersten Halbjahr 2004 im Vergleich zum ersten Halbjahr 2003 um 22 % erhöht werden. Damit steigerte der Verbund seine Umsatzerlöse mit Ausnahme des Bereiches „Sonstige“ in allen Bereichen: Erlöse aus Netz, Energie und Ökostrom.

Die EVN konnte ebenfalls im Strombereich die Erlöse im Vergleich zum I. Halbjahr 2002/2003 erhöhen (+ 10 %), was vor allem auf die erhöhte

## → Veränderung der Umsatzerlöse von österreichischen Stromunternehmen in % 2002–2003<sup>53</sup>

Abbildung 86



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, E-Control

<sup>53</sup> Die Umsatzerlöse der EVN lagen im Geschäftsjahr 2002/03 um 2,9 % unter dem Vorjahreswert. Hauptverantwortlich für diesen Rückgang war der Entfall der Erlöse aus dem Gasgroßkunden- und -handelsgeschäft infolge der Auslagerung an die Ecomgas. In dem bei der EVN verbliebenen Gas-Retailbereich war hingegen ein Anstieg der Umsatzerlöse zu verzeichnen.

Produktion in den thermischen Kraftwerken sowie auf höhere Strompreise zurückzuführen ist. Die Erdgaserlöse waren jedoch aufgrund der Auslagerung der Großkunden an die Ecomgas und der höheren Temperaturen rückläufig. Wie der Verbund und die EVN haben sich auch die Umsatzerlöse der meisten anderen großen Energieunternehmen in Österreich und auch auf europäischer Ebene erhöht, was vorwiegend auf die höheren Marktpreise und den Anstieg des Verbrauchs zurückzuführen ist. So konnten Landesgesellschaften die Umsatzerlöse im Jahr 2003 im Vergleich zu 2002 vorwiegend zum Teil deutlich steigern (Abbildung 86).

Die Entwicklung der Verbund-Aktie im Vergleich zum ATX verläuft über den Großteil des Beobachtungszeitraums der letzten drei Jahre (August 2001 bis Juli 2004) parallel (siehe Abbildung 87). Das geringere Wachstum Mitte des Vorjahres konnte durch den deutlich stärkeren Anstieg der Verbund-Aktie im Vergleich zum ATX seit Dezember 2003 ausgeglichen werden. So erzielte die Verbund-Aktie seit Jahresbeginn ein Plus von 56,1 % und lag damit deutlich über dem ATX (+ 28,8 %). Gründe für den stärkeren Anstieg dürften die endgültige Umsetzung des Zusammenschlusses zur Energie Austria mit 1. Oktober 2004 (Aufnahme des operativen Geschäfts) und die gestiegenen Großhandelspreise sein, die zu einer positiven Entwicklung des Unternehmensergebnisses geführt haben.

Die Aktie der EVN entwickelte sich zu Beginn des Beobachtungszeitraumes besser als jene des Verbund. Seit Februar 2003 ist die Entwicklung jedoch unterschiedlich. Während sich sowohl der ATX als auch die Verbund-Aktie deutlich positiv entwickelt haben, war der Kurs der EVN-Aktie rückläufig, hat sich erst zu Beginn des Jahres 2004 wieder erholt und liegt derzeit bei einem Wert leicht über jenem vor der Liberalisierung.

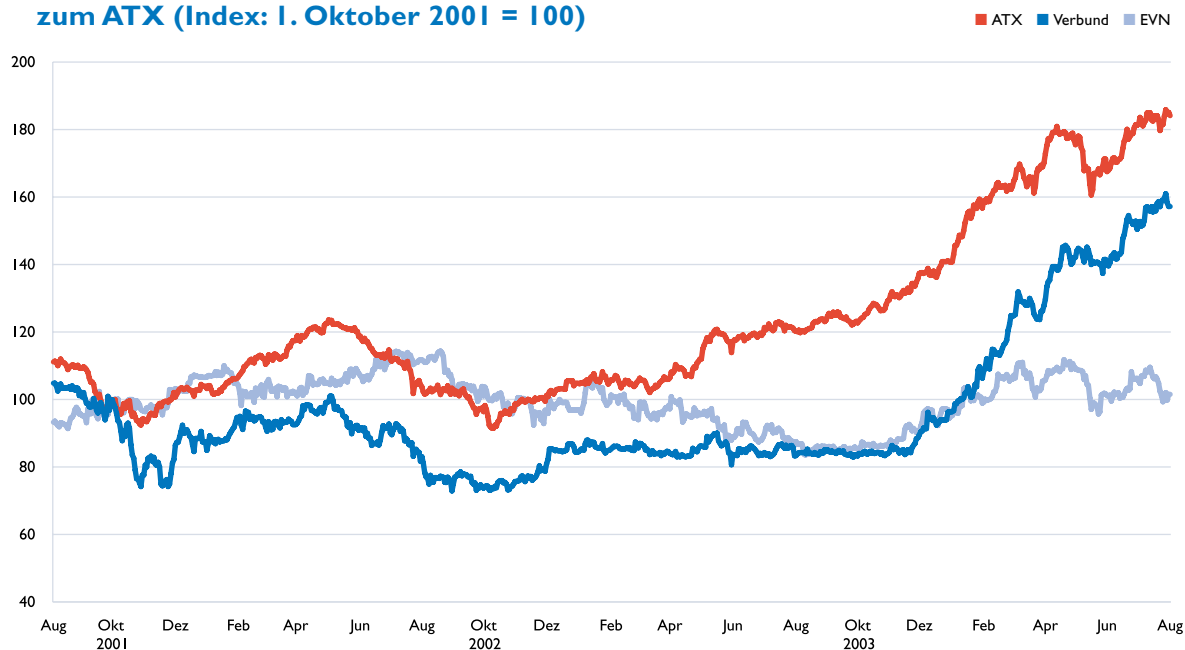
Der Verbund hat im Gegensatz zur EVN einen größeren Kraftwerkspark mit einer Vielzahl von Wasserkraftwerken. Bei gleich bleibenden Erzeugungskosten der Wasserkraftwerke und steigenden Großhandelspreisen wirkt sich dies positiv auf die Performance des Unternehmens aus. Ein weiterer Grund für die positivere Entwicklung ist, dass der Verbund nach dem Verkauf der APC keine Endkunden beliefert und nur noch als reiner Erzeuger und Händler agiert. Die EVN hingegen beliefert vorwiegend Endkunden und muss zusätzliche Strommengen am Großhandelsmarkt (Börse oder OTC) zukaufen, um die Abgabe decken zu können. Die EVN ist daher einem größeren Preisrisiko ausgesetzt.

Verantwortlich für die positive Entwicklung der Aktienkurse von Versorgungsunternehmen in den letzten Jahren sind neben höheren Großhandelspreisen weitere Faktoren: Der niedrige Zinssatz begünstigt Aktien von Versorgungsunternehmen aufgrund der in der Regel hohen Außenstände. Hohe Zinsen haben negative Auswirkungen auf die Anlagenamortisation, die durch die hohen Investitionskosten in Kraftwerke und Netze lange sind. Zusätzlich werden Versorgungsunternehmen im Vergleich zu Unternehmen in anderen (schnelllebigere) Wirtschaftsbranchen als stabile Veranlagung gesehen. Wie Abbildung 88 zeigt, sind die Gewinnerwartungen bei europäischen Versorgungsunternehmen auch in den kommenden zwei Jahren hoch. So prognostizieren Analysten ein Gewinnwachstum je Aktie beim Verbund von 2004 auf 2006 von 147 %. Die EVN konnte ebenfalls im Vergleich zur Entwicklung von 1999 auf 2003 die Gewinnerwartungen deutlich steigern (2004–2006 von 145 %). Zurückzuführen ist der Rückgang des Gewinns je Aktie von 1999 auf 2003 auf die im Vergleich zum Verbund später einsetzenden Liberalisierungseffekte und die hohen Abschreibungen. Die niedrigere Gewinnsteigerung von 1999–2003 bei den europäischen Unternehmen ist vorwiegend auf die Akquisitionstätigkeiten zurückzuführen.



→ Entwicklung der Verbund- und EVN-Aktien im Vergleich zum ATX (Index: 1. Oktober 2001 = 100)

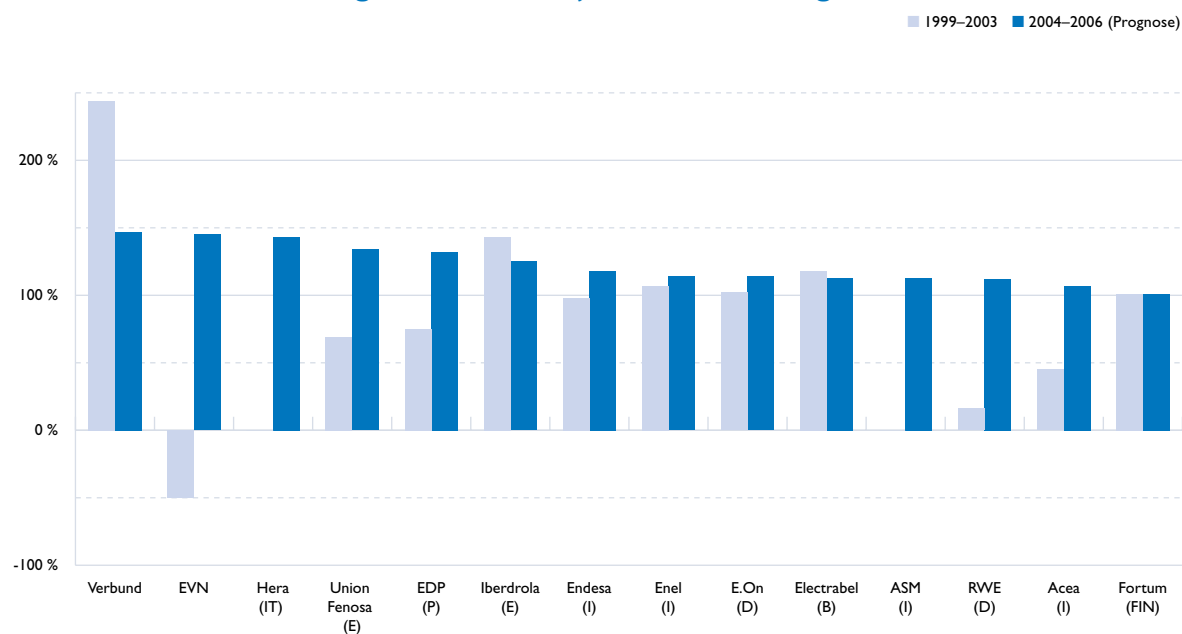
Abbildung 87



Quelle: Verbund, EVN, Wiener Börse

→ Stromkonzerne im Vergleich – Gewinn je Aktie, Änderung in %

Abbildung 88



Quelle: Bloomberg in Wirtschaftsblatt (8. Juli 2004)



## Marktergebnis

### → Zusammenfassung und Schlussfolgerung

#### → Zusammenfassung

- Stromgroßhandelsmarkt (bilateraler und börsenorganisierter Handel) in Österreich, Deutschland und der Schweiz konnte Position festigen;
- Anstieg der Strompreise am Spotmarkt im Jahr 2003 und Stabilisierung im Jahr 2004, Auswirkungen des CO<sub>2</sub>-Zertifikatshandels auf Strompreise offen;
- deutlicher Anstieg der Strom- und Gasgesamtpreise für Endverbraucher in den letzten 12 Monaten trotz weiterer Senkung der Netztarife;
- Differenz zwischen Stromeinkaufs- und -verkaufspreisen (Margen), weisen große Streuung bei Haushaltskunden auf;
- Entwicklung der Gaseinkaufspreise von der Rohölpreisentwicklung geprägt;
- Preissenkungen des Stromgroßhandels bzw. Erdgasimportpreises nur teilweise an Endkunden weitergegeben;
- geringe Wechseldynamik bei allen Endkunden trotz zum Teil beachtlicher Einsparungspotenziale im Strom- und Erdgasmarkt;
- im Strommarkt haben bisher 1,5 % der Haushalts- und 4 % der sonstigen Kleinkunden gewechselt;
- jeder Großabnehmer hat im Strommarkt den Versorger gewechselt oder seinen Vertrag aktiv neu verhandelt;
- Preis ist der wichtigste Grund für einen Wechsel bei Strom- und Gaskunden, Wechselbereitschaft jedoch in beiden Märkten sehr niedrig;
- Stromunternehmen u.a. durch steigende Großhandelspreise positive Ergebnisentwicklung.

#### → Schlussfolgerung

- Überwachung der Margen der Strom- und Erdgasunternehmen zunehmend wichtig;
- Einhaltung Unbundlingvorgaben im Strom- und Gasmarkt zur Verhinderung von Quersubventionierung und zur Gleichstellung aller Marktteilnehmer überwachen;
- zentrale Bereitstellung wechselrelevanter Kundeninformationen (insbesondere über Neuanschlüsse) belebt den Wettbewerb im Strom- und Erdgasmarkt;
- Transparenz der Gewerbe- und Industriepreise steigern
- Effizienzverbesserungen im Netzbetrieb vergünstigen Netzentgelte.



## → Abbildungsverzeichnis

	Seite		Seite		
Abbildung 1:	Energieverbrauch in Österreich nach Energieträgern (ET) 1970–2002	14	Abbildung 26:	Nationale Champions im Strom- und Erdgasbereich in Österreich	84
Abbildung 2:	Wirtschaftsfaktor Strom in Europa, 2000	15	Abbildung 27:	Umsatzerlöse nach Geschäftsbereichen – EVN	85
Abbildung 3:	Elektrische Energie nach Wirtschaftssektoren 1970 bis 2002	16	Abbildung 28:	Werbeausgaben der Stromunternehmen (gesamt) und der neuen Anbieter	88
Abbildung 4:	Erdgas nach Wirtschaftssektoren 1970 bis 2002	16	Abbildung 29:	Werbeausgaben der neuen Anbieter (ohne Vertriebsfirmen der Landesgesellschaften)	89
Abbildung 5:	Energieverbrauch pro Wohnung – österreichweiter Durchschnitt	17	Abbildung 30:	Werbeausgaben der Unternehmen der Energie Austria, der restlichen Landesgesellschaften und der neuen Anbieter	90
Abbildung 6:	Veränderung Erdgasverbrauch 2002 und 2003 und Heizgradsummen	18	Abbildung 31:	Werbeausgaben der Erdgasunternehmen	91
Abbildung 7:	Strom- und Erdgasverbrauch im saisonalen Jahresverlauf	18	Abbildung 32:	Werbeausgaben der Unternehmen der Econgass und der restlichen Landesgesellschaften	92
Abbildung 8:	Wirtschaftsentwicklung und Inlandsstromverbrauch in Österreich (Veränderung zum Vorjahr)	19	Abbildung 33:	Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen im Vergleich	92
Abbildung 9:	Öffnungsgrad der Strom- und Erdgasmärkte in Europa	20	Abbildung 34:	Werbeausgaben im Strom- und Erdgasbereich nach Werbeträgern	93
Abbildung 10:	Umsetzungsschritte zur Zielerreichung gemäß Wasserrahmenrichtlinie	25	Abbildung 35:	Wahlmotive für Stromanbieter 2004	96
Abbildung 11:	Anteil der Wasserkraft an der installierten Engpassleistung (links) und der Erzeugung (rechts) im Jahr 2002	26	Abbildung 36:	Wahlmotive für Strom- und Erdgasanbieter 2004	97
Abbildung 12:	Engpässe im europäischen Netzverbund	33	Abbildung 37:	Motive gegen den Wechsel des Stromanbieters	98
Abbildung 13:	Entwicklung der Großhandelspreise in Deutschland, den Niederlanden und Österreich (Base)	33	Abbildung 38:	Gehandelte Stromvolumina vs. Marktanteile ausgewählter Strombörsen 2003	102
Abbildung 14:	Marktstufen Strom	37	Abbildung 39:	Entwicklung der deutschen OTC-Handelsvolumina im Forwardbereich	103
Abbildung 15:	Betätigungsfelder der Energieversorger	38/39	Abbildung 40:	Entwicklung der Spotpreise (Base) an der EEX 2003 vs. 2004	104
Abbildung 16:	Ausbreitung der großen Elektrizitätsunternehmen in Europa	39	Abbildung 41:	Durchschnittliche Spotpreise für Grundlastlieferung an der EEX 2000–2004	105
Abbildung 17:	Übersicht Energie Austria	41	Abbildung 42:	Entwicklung der Kohle- und Stromforwardpreise 2005 (Juni–August 2004)	105
Abbildung 18:	Entwicklung des Handelsvolumens am Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas, Oktober 2003 bis Juni 2004	44	Abbildung 43:	Entwicklung der Forwardpreise 2005 vs. 2006	106
Abbildung 19:	LNG-Lieferungen nach und LNG-Nachfrager in Europa in Prozent der Gesamtmenge – 2002	45	Abbildung 44:	Zertifikatspreise für 2005	107
Abbildung 20:	Geförderte Stromerzeugungsmengen in Österreich	49	Abbildung 45:	Auswirkung der Zertifikatspreise auf Großhandelspreise in unterschiedlichen Ländern (Märkten)	108
Abbildung 21:	Marktanteile der größten Stromunternehmen in Europa (Erzeugung)	60	Abbildung 46:	Monatliche Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Verbund APG	110
Abbildung 22:	Marktkonzentration in den europäischen Märkten – Erzeugung (2002)	60	Abbildung 47:	Regelzonenrichtung und Clearingpreis in der Regelzone APG	111
Abbildung 23:	Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt	61	Abbildung 48:	Regelzonenabweichung und Clearingpreis in der Regelzone TIRAG	111
Abbildung 24:	Marktkonzentration im österreichischen Erdgasmarkt	65	Abbildung 49:	Entwicklung des Strom-VPI 1999–2004 für Haushalte (Index 1999 = 100)	112
Abbildung 25:	Eigentumsverhältnisse in der österreichischen Strom- und Erdgaswirtschaft	76/77			

	Seite		Seite
<b>Abbildung 50:</b> Entwicklung der Großhandelspreise und der Energielieferpreise für Industriekunden 1999–2004	113	<b>Abbildung 68:</b> Haushaltsgaspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (30.000 kWh/Jahr, I. Quartal 2004)	128
<b>Abbildung 51:</b> Industriestrompreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich – I. Quartal 2004 (35 GWh/Jahr)	114	<b>Abbildung 69:</b> Netznutzungstarife, Ebene 3, 8.000 kWh/Jahr in Cent/kWh, nicht leistungsgemessene Kunden	130
<b>Abbildung 52:</b> Entwicklung der Haushaltsstrompreise 1996–2004 (3.500 kWh/Jahr)	115	<b>Abbildung 70:</b> Netznutzungstarife, Ebene 3, 15.000 kWh/Jahr in Cent/kWh, nicht leistungsgemessene Kunden	130
<b>Abbildung 53:</b> Haushaltsstromvergleich nach Netzgebiet inkl. Steuern, Abgaben und Zuschläge (günstigster Anbieter, 3.500 kWh/Jahr)	116	<b>Abbildung 71:</b> Netznutzungstarife, Ebene 3, 80.000 kWh/Jahr in Cent/kWh, nicht leistungsgemessene Kunden	131
<b>Abbildung 54:</b> Haushaltsstrompreise und Margen – Juli 2004 (reine Energielieferung ohne Netz und Abgaben, 3.500 kWh/Jahr)	117	<b>Abbildung 72:</b> Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone A, 2.800.000 kWh/Jahr, 3.200 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh	131
<b>Abbildung 55:</b> Haushaltsstrompreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (3.500 kWh/Jahr)	117	<b>Abbildung 73:</b> Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone B, 7.900.000 kWh/Jahr, 9.600 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh	132
<b>Abbildung 56:</b> Netznutzungstarife auf Netzebene 3 in Cent/kWh, 6.500 Benutzungsstunden in Cent/kWh	118	<b>Abbildung 74:</b> Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone C, 31.300.000 kWh/Jahr, 14.200 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh	132
<b>Abbildung 57:</b> Netznutzungstarife auf Netzebene 5 in Cent/kWh, 3.500 Benutzungsstunden in Cent/kWh	119	<b>Abbildung 75:</b> Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone D, 150.000.000 kWh/Jahr, 120.500 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh	133
<b>Abbildung 58:</b> Netznutzungstarife auf Netzebene 7 in Cent/kWh, 3.500 kWh/Jahr in Cent/kWh, nicht gemessene Leistung	119	<b>Abbildung 76:</b> Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone E, 800.000.000 kWh/a, 200.000 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh	133
<b>Abbildung 59:</b> Entwicklung des Gas-VPI (Index: Oktober 2002 = 100)	120	<b>Abbildung 77:</b> Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone F, 1.150.000.000 kWh/a, 275.000 kWh/h, leistungsgemessene Kunden, in Cent/kWh	134
<b>Abbildung 60:</b> Entwicklung des Erdgasimportpreisindex (Index: Oktober 2002 = 100)	121	<b>Abbildung 78:</b> Entwicklung der Kosten der Gasbilanzgruppe Netzverluste und Eigenverbrauch von Oktober 2002 bis Mai 2004	136
<b>Abbildung 61:</b> Vergleich Erdgasimportpreisindex und Gas-VPI (Index: Oktober 2002 = 100)	123	<b>Abbildung 79:</b> Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas von Oktober 2002 bis Mai 2004	136
<b>Abbildung 62:</b> Entwicklung von Rohölpreis (Brent) Erdgasimportpreis im Vergleich (Index: Oktober 2002 = 100)	123	<b>Abbildung 80:</b> Monatliche Entwicklung von Kauf und Verkauf Ausgleichsenergie im Gasjahr 2002/03 und 2003/04	137
<b>Abbildung 63:</b> Industriegaspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (500 GWh/Jahr, I. Quartal 2004)	124	<b>Abbildung 81:</b> Anteil Gesamtumsatz Ausgleichsenergie am Gesamtabsatz in der Regelzone Ost	138
<b>Abbildung 64:</b> Haushaltsgaspreisvergleich nach Netzgebiet inklusive Steuern und Abgaben (günstigster Anbieter, 15.000 kWh/Jahr)	124	<b>Abbildung 82:</b> Liberalisierungseffekte im Strom- und Erdgasmarkt im ersten Jahr der vollständigen Marktöffnung, in % der Jahresabgabe	140
<b>Abbildung 65:</b> Vergleich der Energiepreise im Netzbereich des Local Players – günstigster Anbieter vs. Local Player (15.000 kWh/Jahr, in Cent/kWh)	125	<b>Abbildung 83:</b> Auswirkungen auf den Energiepreis im ersten Jahr der vollständigen Marktöffnung	141
<b>Abbildung 66:</b> Einsparungen bei günstigstem Anbieter im Vergleich zum Local Player – Energie (31. Juli 2004, 15.000 kWh/Jahr)	126	<b>Abbildung 84:</b> Liberalisierungseffekte im Strommarkt im zweiten Jahr – Zählpunkte	142
<b>Abbildung 67:</b> Energiepreis Erdgas im Vergleich zu den Leitungsgebühren – Juni 2004 (15.000 kWh/Jahr)	127	<b>Abbildung 85:</b> Liberalisierungseffekte im Strommarkt im zweiten Jahr – Jahresabgabe	142

	Seite		Seite
<b>Abbildung 86:</b> Veränderung der Umsatzerlöse von österreichischen Stromunternehmen in % 2002–2003	143	<b>Kasten 1:</b> Bundesweit einheitliche Stromkennzeichnung	22
<b>Abbildung 87:</b> Entwicklung der Verbund- und EVN-Aktien im Vergleich zum ATX (Index: 1. Oktober 2001 = 100)	145	<b>Kasten 2:</b> Liquefied Natural Gas	45
<b>Abbildung 88:</b> Stromkonzerne im Vergleich – Gewinn je Aktie, Änderung in %	145	<b>Kasten 3:</b> Umweltökonomische Betrachtung von Förderungen	50
<b>Tabelle 1:</b> Eckpunkte der Emissionshandelsrichtlinie	23	<b>Kasten 4:</b> Verfahren zur Vergabe von Engpasskapazitäten im Strommarkt	53
<b>Tabelle 2:</b> Zugeteilte Zertifikate je Sektor in Österreich	24	<b>Kasten 5:</b> Aufhebung des Bestimmungslandprinzips	55
<b>Tabelle 3:</b> Überblick über die sachlich und räumlich relevante Abgrenzung des Strommarktes	31	<b>Kasten 6:</b> Entry-Exit-System	57
<b>Tabelle 4:</b> Vergleich Strommarkt vor und nach der Liberalisierung	36	<b>Kasten 7:</b> CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise und deren Auswirkung auf die Strompreise	107
<b>Tabelle 5:</b> Europäische Elektrizitätsunternehmen im Vergleich – Jahr 2001	37	<b>Kasten 8:</b> Anlegbarer Preis	122
<b>Tabelle 6:</b> Überblick über sachlich und räumlich relevante Abgrenzung des Erdgasmarktes	43	<b>Kasten 9:</b> Tarifierungssystem der Nutzung von Erdgasleitungen in Österreich	129
<b>Tabelle 7:</b> Speicherkapazitäten in Österreich 2004	48		
<b>Tabelle 8:</b> Grenzüberschreitende Kapazitäten und ihre Vergabe in Österreich	52		
<b>Tabelle 9:</b> Vergleich zwischen Tarifsystemen	58		
<b>Tabelle 10:</b> Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt	63		
<b>Tabelle 11:</b> Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt – Gesamtabgabe an Endkunden (2003)	63		
<b>Tabelle 12:</b> Marktkonzentration im österreichischen Erdgasmarkt	64		
<b>Tabelle 13:</b> Marktkonzentration im österreichischen Erdgasmarkt (Regelzone Ost) – Gesamtabgabe an Endkunden	65		
<b>Tabelle 14:</b> Überblick – Zusammenschlüsse und Beteiligungen seit 2000	70/71		
<b>Tabelle 15:</b> Multi Utility – Marketingauftritt der Elektrizitätsunternehmen – Privatkunden	96		
<b>Tabelle 16:</b> Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung	114		

