



Jahresbericht | 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

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

Fotos: E-Control, [cdc]

Druck: Stiepan Druck GmbH

© Energie-Control GmbH 2005

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.



→ Vorwort



Dr. Martin Bartenstein
Bundesminister für
Wirtschaft und Arbeit

In der europäischen und in der heimischen Energiewirtschaft bewegt sich viel. Österreich ist Vorreiter bei der Liberalisierung im Energiesektor. Bereits seit Oktober 2001 ist der heimische Strommarkt vollständig liberalisiert, und 2002 wurde auch der Gasmarkt für den Wettbewerb völlig freigegeben. Die Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt Richtlinien sind allerdings in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten nach wie vor sehr unterschiedlich umgesetzt. Im Jahr 2004 haben zwar weitere Länder ihre Erdgas- bzw. Strommärkte vollständig oder weiter geöffnet, von einer einheitlichen europäischen Umsetzung kann aber nach wie vor nicht gesprochen werden.

Seit Juli dieses Jahres sind neue Richtlinien über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt bzw. den Erdgasbinnenmarkt anzuwenden. Die neuen Richtlinien sollen die europaweit identifizierten Haupthindernisse für einen voll funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt beseitigen und die unterschiedlichen Marktöffnungsgrade in den EU-Mitgliedstaaten harmonisieren.

Da in Österreich die rechtliche Umsetzung der Liberalisierung bereits weit fortgeschritten war, ergab sich lediglich im Elektrizitätsbereich für die Unbundling-Vorschriften ein größerer Anpassungsbedarf. Dieser wurde durch eine Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz umgesetzt.

Zur Überwachung des liberalisierten Strom- und Gasmarktes ist in Österreich die unabhängige Regulierungsbehörde E-Control eingesetzt, die im März 2001 ihre Tätigkeit aufgenommen hat und auch in diesem Jahr wieder hervorragende Arbeit geleistet hat.

Ich möchte mich bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control auf diesem Wege für ihr Engagement in den vergangenen Jahren bedanken und hoffe, dass sie auch in Zukunft die auf sie zukommenden Aufgaben in bewährter Art und Weise meistern werden.

Dr. Martin Bartenstein



DI Walter Boltz
Geschäftsführer der
Energie-Control GmbH

Das Jahr 2004 brachte eine umfassende Änderung der Vorgaben der Europäischen Union für den Elektrizitäts- und Erdgassektor mit sich. Mit 1. Juli 2004 sind zwei neue Richtlinien in Kraft getreten, die natürlich auch in Österreich in nationales Recht umzusetzen waren. Österreich ist dem mit der Novelle zum EIWOG vom Juni 2004 nachgekommen. Ein wesentlicher Bestandteil der neuen EU-Richtlinien ist die Verpflichtung zur gesellschaftsrechtlichen, organisatorischen und buchhalterischen Trennung des Netzes von anderen Tätigkeiten eines integrierten Unternehmens. Ziele des Unbundling sind insbesondere die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, die Beseitigung von Diskriminierungspotenzialen sowie die Vermeidung von Quersubventionen der wettbewerblichen Unternehmensbereiche durch den regulierten Netzbereich. Das Thema war ein 2004 häufig diskutiertes und wird nicht nur die gesamte Energiebranche, sondern auch die Regulierungsbehörde im Jahr 2005 weiterhin intensiv beschäftigen.

Darüber hinaus standen 2004 die Untersuchung der österreichischen Elektrizitäts- und Gaswirtschaft gemeinsam mit der Bundeswettbewerbsbehörde, umfassende, detaillierte Netztarifprüfungen, das Thema Versorgungssicherheit, eine Verstärkung der Konsumenteninformationen sowie der Bereich der erneuerbaren Energien im Mittelpunkt der Tätigkeiten der E-Control. Und allen diesen Aktivitäten wird sich die E-Control auch 2005 weiterhin nachhaltig widmen.

Einem arbeitsintensiven Jahr 2004 wird also ein nicht weniger aktives Jahr 2005 folgen. Ohne den Einsatz und das Engagement aller E-Control-Mitarbeiter wäre es aber nicht möglich, allen Anforderungen nachzukommen. Dafür möchte ich mich sehr herzlich bedanken. Bedanken möchte ich mich aber auch bei allen Partnern der E-Control und der Branche für ihre Kooperationsbereitschaft und den Willen zur guten Zusammenarbeit.

A handwritten signature in blue ink that reads "Walter Boltz". The signature is fluid and cursive, with a stylized flourish at the end.

DI Walter Boltz



o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß
Generaldirektor für Wettbewerb,
Vorsitzender des Aufsichtsrates
der E-Control

Nunmehr liegt bereits der vierte Jahresbericht seit Gründung der E-Control im Februar 2001 vor. Schon eine kurze Durchsicht des neuesten Jahresberichtes (2004) zeigt, dass der aufgrund gesetzlicher Vorschriften und laut Gesellschaftsvertrag – selbstverständlich mit entsprechenden gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben – bestehende sektorspezifische Regulator für den liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Österreich im vergangenen Jahr ein beachtlich erweitertes – und in vielfältiger Hinsicht heikler werdendes – Arbeitspensum zu bewältigen hatte.

Zwar konnte man diese Entwicklung schon aufgrund der Tätigkeitsberichte der vergangenen Jahre und der Beobachtung der europäischen und nationalen Rechts- und Wirtschaftsentwicklung ohne besondere Mühe zutreffend prognostizieren. Dennoch kann nicht übersehen werden, dass der Aufgabenbereich und die Aufgabenintensität der „Energie-Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung“ weit mehr zugenommen haben, als das sogar von manchen „Insidern“ für wahrscheinlich gehalten worden war. Nicht nur die tief greifenden Änderungen der gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben für den Elektrizitäts- und Erdgassektor im Jahr 2004 und deren Umsetzung im EIWOG sowie die vielfältigen Zuständigkeiten etwa im Zusammenhang mit dem ÖkostromG, dem GaswirtschaftsG und anderen einschlägigen Rechtsvorschriften, sondern vor allem auch die verschiedensten – zum Teil nicht wirklich vorhersehbaren – Entwicklungen auf dem europäischen, aber auch auf dem österreichischen Energiemarkt haben

ständig in beachtlichem Ausmaß für neue Aufgaben gesorgt. Lediglich als Beispiel sei auf die von der Bundeswettbewerbsbehörde seit Herbst 2004 aufgrund des WettbewerbsG durchgeführte „Branchenuntersuchung Strom“ – sie war unter den gegebenen rechtlichen, vor allem aber den aktuellen wirtschaftlichen Gegebenheiten geradezu unabdingbar geworden – verwiesen, welche ohne die intensive, tatkräftige und sachkundige Mitarbeit der E-Control nicht bewältigbar wäre.

Die E-Control hat sich, wie der vorliegende Jahresbericht deutlich zeigt, nicht nur mit Überwachungs- und Aufsichtsmaßnahmen, mit gesetzlich aufgetragenen Berichten und Empfehlungen, mit den Aufgaben einer Energie-Schlichtungsstelle usw. zu befassen, sondern sie wird in zunehmendem Maße auch auf europäischer Ebene (als Vollmitglied und aktiv) tätig. Lediglich als Beispiele seien CEER (Council of European Energy Regulators) und ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) erwähnt. Nur bei sehr oberflächlicher Betrachtung könnte man dazu verleitet sein, diese Aktivitäten auf europäischer Ebene für weniger wichtig oder gar entbehrlich zu halten. Jeder Kundige weiß nämlich, dass derjenige, der auf europäischer Ebene nicht „dabei“ ist, im Nachhinein praktisch nur noch zur Kenntnis zu nehmen hat, was dort initiiert oder gar schon beschlossen worden ist.

Als Vorsitzender des Aufsichtsrates der E-Control kann ich wieder – und für das Jahr 2004 erst recht – sagen: Die Geschäftsführung und ihr Team haben umsichtig und hervorragend gearbeitet. Dafür möchte ich namens des Aufsichtsrates, der seiner Kontrollfunktion wieder intensiv und engagiert nachgekommen ist, ganz besonders danken.

o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß



Inhalt

Vorwort **5**

EINLEITUNG

Einleitung – Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2004 **11**

Neue Entwicklungen EU-Recht	12
Umsetzung von EU-Richtlinien in nationales Recht:	
Novelle EIWOG/Unbundling	13
Ökostromgesetz	14
Die Rechtsprechung des Verfassungsgerichtshofs zur	
Systemnutzungstarife-Verordnung 2003	14
Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitäts- und	
Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz	15

STROM

Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt 2004 **17**

Entwicklungen auf dem österreichischen Elektrizitätsmarkt	18
Ökostrom	23
Großhandelsmarkt – Preise	26

Aktivitäten der Regulierungsbehörden – Strom **28**

Regulierung der Netze: Tarifierung Strom	28
Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen	35
Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen im Strombereich	37
Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Strombereich	41
Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2003	42
Studien und Gutachten	43
Langfristprognose	46
Stranded Costs	48

GAS

Entwicklungen am Gasmarkt 2004 51

Entwicklungen auf dem österreichischen Gasmarkt	52
Preisentwicklung im Jahr 2004	54

Aktivitäten der Regulierungsbehörden – Gas 57

Regulierung der Netze: Tarifierung Gas	57
Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen	63
Regulatorische Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen im Gasbereich	69
Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Gasbereich	77
Studien im Gasbereich	78

STROM UND GAS

Gemeinsame Agenden Strom und Gas 81

Schlichtungsstelle – 2 Jahre Bilanz	82
Missbrauchsaufsicht	83
Mitarbeit in CEER und ERGEG	84
Regulatorenpromess – „Florenz“ (Strom) und „Madrid“ (Gas)	85
Informationstätigkeit	87
Vortragstätigkeit und Publikationen von Energie-Control-Mitarbeitern	87
Medienarbeit der Energie-Control 2004	87
Marktbericht 2004	87
Tarifkalkulator	87

Marktchronik Strom und Gas 89**Jahresabschluss der Energie-Control GmbH 2004 97****Anhang 109**

Verordnungen und Bescheide	109
Abbildungsverzeichnis	111



Einleitung – Maßgebliche
Entwicklungen im Jahr 2004



Einleitung

→ Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2004

→ Neue Entwicklungen EU-Recht

Das Jahr 2004 brachte eine umfassende Änderung der gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben für den Elektrizitäts- und Erdgassektor mit sich: Mit 1. Juli 2004 sind an Stelle der bis dahin geltenden Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG und der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG 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“ getreten. Gegenstand der neuen EU-Richtlinien ist im Wesentlichen:

- die vollkommene Öffnung der nationalen Märkte bis 1. Juli 2007,
- die Einführung eines regulierten Netzzuganges,
- die Einrichtung unabhängiger Regulierungsbehörden,
- die Verpflichtung zur gesellschaftsrechtlichen, organisatorischen und buchhalterischen Trennung des Netzes von anderen Tätigkeiten eines integrierten Unternehmens („Unbundling“),
- die Möglichkeit, für „neue Infrastrukturen“ im Erdgasbereich unter bestimmten Voraussetzungen Ausnahmen von der Regulierung vorzusehen,
- die Betonung der Versorgungssicherheit sowie
- die Stärkung der Rechte der Konsumenten.

Die Richtlinien waren bis 1. Juli 2004 umzusetzen, wobei für die vollkommene Marktöffnung sowie für das gesellschaftsrechtliche Unbundling von Strom- bzw. Gas-Verteilernetzbetreibern ein Übergangszeitraum vorgesehen ist. 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. Österreich hat die Vorgaben der neuen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie durch eine Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), BGBl. I Nr. 63/2004, umgesetzt, die mit 22. Juni 2004 in Kraft getreten ist. Die Kernstücke der neuen Erdgasbinnenmarktrichtlinie waren bereits in einer Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG) im Jahr 2002, BGBl. I Nr. 148/2002, enthalten und damit in nationales Recht umgesetzt.

Der neue Rechtsrahmen wurde durch die „Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel“ ergänzt, die seit dem 1. Juli 2004 unmittelbar in allen Mitgliedstaaten gilt. Die Verordnung legt Grundsätze für die Tarifierung und die Zuweisung von Verbindungskapazitäten bei der grenzüberschreitenden Übertragung von elektrischer Energie fest. Analog zur neuen Erdgasbinnenmarktrichtlinie können „neue Verbindungsleitungen“ unter bestimmten Voraussetzungen von der Regulierung ausgenommen werden. Durch den Erlass von Leitlinien der Europäischen Kommission sollen die in der Verordnung festgelegten Grundsätze und Methoden näher aus-

geführt werden, um eine rasche Anpassung an veränderte Gegebenheiten zu ermöglichen. Für den Erdgasbereich ist eine vergleichbare Verordnung in Vorbereitung, die voraussichtlich im Jahr 2006 in Kraft treten soll.

→ **Umsetzung von EU-Richtlinien in nationales Recht: Novelle EIWOG/Unbundling**

Die gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben für die Liberalisierung der Strom- und Erdgasmärkte beziehen sich im Wesentlichen auf die Netze, die dem Transport von Strom bzw. Erdgas dienen: Während für die Netze, die nach wie vor ein natürliches Monopol darstellen, ein reguliertes System mit behördlich festgelegten oder vorherbestimmten Tarifen und behördlich genehmigten Allgemeinen Bedingungen gilt, ist der Bereich der Lieferung von Strom und Erdgas weitgehend dem Spiel der Marktkräfte überlassen. Einer der wesentlichsten Faktoren der Liberalisierung von netzgebundenen Märkten ist daher die Trennung des regulierten Netzbereichs von den wettbewerblichen Bereichen eines integrierten Unternehmens („Unbundling“).

Zielsetzungen des Unbundling sind insbesondere die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, die Beseitigung von Diskriminierungspotenzialen sowie die Vermeidung von Quersubventionen der wettbewerblichen Unternehmensbereiche durch den regulierten Netzbereich. Zur Verwirklichung dieser Ziele sollen unabhängige Netzbetreiber eingerichtet werden, die von den übrigen Bereichen eines integrierten Unternehmens gesellschaftsrechtlich, organisatorisch und buchhalterisch getrennt sind und ausreichende Vermögenswerte zur Sicherstellung des Betrie-

bes, der Wartung oder des Ausbaus des Netzes besitzen. Dabei sind von den Unternehmen insbesondere folgende Maßnahmen zu setzen:

- die Errichtung einer eigenen Netzgesellschaft,
- Personen mit Leitungsfunktionen im Netz dürfen nicht gleichzeitig wettbewerblichen Unternehmensbereichen angehören,
- die Erstellung eines Gleichbehandlungsprogramms (Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens) sowie
- die Bestellung eines Gleichbehandlungsverantwortlichen.

Die Unbundling-Bestimmungen der neuen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie wurden mit der Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 63/2004 im Juni 2004 umgesetzt. Demnach müssen die Übertragungsnetzbetreiber (Verbund-APG, VKW-Übertragungsnetz AG, Tiroler Regelzone AG-TIRAG) zumindest hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Übertragung zusammenhängen. Für Verteilernetzbetreiber, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören und mehr als 100.000 angeschlossene Kunden haben, gilt eine entsprechende Regelung, wobei den Unternehmen für die Durchführung der gesellschaftsrechtlichen Trennung eine Übergangsfrist bis 1. Jänner 2006 gewährt wurde. Die organisatorische und buchhalterische Trennung war dagegen nach dem eindeutigen Wortlaut der Richtlinie bis zum 1. Juli 2004 umzusetzen. Da die Länder bis Ende des Jahres 2004 Ausführungsbestimmungen zu erlassen hatten, war eine fristgerechte Umsetzung der Richtlinie nicht gewährleistet.

→ Ökostromgesetz

Die Europäische Kommission veröffentlichte am 26. Mai 2004 den Bericht „The share of renewable energy in the EU“ gemäß Artikel 3 der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Die Publikation [COM(2004) 366 final] stellte eine erste Evaluierung der implementierten Unterstützungssysteme für erneuerbare Energien dar. Die Hauptaussage des Berichtes ist, dass unter den existierenden Rahmenbedingungen das Ziel von 22 % (für EU-15) bzw. von 21 % (EU-25) im Jahr 2010 nicht erreicht, sondern der Anteil erneuerbarer Energie rund 18 % betragen wird. Österreich, das sich im Rahmen der RL 2001/77/EG zu einer Steigerung von 70 % auf 78,1 % verpflichtet hat, wird seitens der Kommission als „fast auf Kurs“ eingestuft.¹ Die Kommission verwies in dem Bericht weiters auf die Probleme unterschiedlicher Unterstützungsmodelle. Die Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energiequellen spiegelt auch die administrativen und netzbezogenen Probleme sowie potenzielle Marktverzerrungen aufgrund unterschiedlicher Potenziale in den Mitgliedstaaten wider. Dieser Missstand könnte durch einen Vorschlag der Kommission über ein harmonisiertes Unterstützungssystem beseitigt werden, der gemäß Artikel 4 RL 2001/77/EG Teil eines Berichtes der Kommission im Oktober 2005 sein kann.

Neben harmonisierten Rahmenbedingungen ist auch die Anpassung von Zielen unterschiedlicher Richtlinien eine wichtige Voraussetzung für das Erreichen des indikativen Zieles von

21 %. Ziele der Rechtsakte, wie die Emissionshandelsrichtlinie (RL 2003/87/EG), die Wasserrahmenrichtlinie (RL 2000/60/EG) und der Vorschlag über eine Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen (KOM/2003/0739 endg.), stehen teilweise in Konkurrenz mit den Vorgaben der RL 2001/77/EG.

→ Die Rechtsprechung des Verfassungsgerichtshofs zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2003

Mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, SNT-VO 2003, wurden durch die Energie-Control Kommission (E-Control Kommission) die Tarife der für die Netznutzung zu entrichtenden Entgelte bestimmt. Diese Verordnung bzw. ihre gesetzlichen Grundlagen waren 2004 Gegenstand mehrerer Entscheidungen des Verfassungsgerichtshofes.

Bereits im Februar bestätigte das Höchstgericht die Vorgehensweise der E-Control Kommission, die Netztarife per Verordnung und nicht per Bescheid zu bestimmen.

Im Oktober 2004 erging die Entscheidung des Verfassungsgerichtshofes, worin er feststellte, dass die Vorgaben von § 25 Abs 2 EIWOG verfassungsrechtlich unbedenklich sind. Unter anderem führt er zu dieser für die Tariffestsetzung wesentlichen Bestimmung aus, dass damit Elektrizitätsversorgungsunternehmen, deren Kosten grundsätzlich über die Systemnutzungstarife gedeckt werden, zu einer rationellen Betriebsführung angehalten werden sollen und auch ein Anreiz zur Ausschöpfung von Einspa-

¹ Österreich hat in Form einer Fußnote in der RL 2001/77/EG angemerkt, dass „ausgehend von der Annahme, dass im Jahr 2010 der Bruttoinlandsstromverbrauch 56,1 TWh betragen wird, 78,1 % eine realistische Zahl wäre“.

rungs- und Rationalisierungspotenzialen geschaffen werden soll.

Den vorläufigen Schlusspunkt dieser Judikatur bildet ein Erkenntnis vom Dezember, in dem er sich erstmals inhaltlich mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003 auseinandersetzt. Dabei wurde die Praxis der E-Control Kommission in mehreren Punkten höchstgerichtlich bestätigt. Danach erfolgte die Ermittlung der Netzkosten (einschließlich der Kostenzuordnung für integrierte Unternehmen) ebenso verfassungskonform wie die Bestimmung der Finanzierungskosten und die Festsetzung der Produktivitätsabschläge, die bewirken sollen, dass erzielbare Produktivitätsfortschritte von den Netzbetreibern, die in einem Monopolmarkt tätig sind, an die Kunden weitergegeben werden.

Da in diesem Bereich noch eine Reihe von weiteren Anträgen beim Verfassungsgerichtshof anhängig sind, sind auch 2005 Entscheidungen im Zusammenhang mit den Systemnutzungstarifen zu erwarten.

→ **Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitäts- und Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz**

Im Herbst 2004 haben angekündigte bzw. zum Teil im Jahr 2004 bereits erfolgte Erhöhungen des Strompreises sowohl im Massenkunden- als auch im Großkundenbereich in den Jahren 2003 und 2004 sowie weitere mögliche Preissteigerungen in den Folgejahren zu einer massiven öffentlichen Diskussion über die Wettbewerbssituation am heimischen Elektrizitätsmarkt geführt.

Vor diesem Hintergrund hat der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit Dr. Martin Bartenstein im September 2004 angeregt, die Bundeswettbewerbsbehörde möge in intensiver Kooperation mit dem Strommarktregulator, Energie-Control GmbH (E-Control), eine allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz vornehmen.


Bundeswettbewerbsbehörde und E-Control sind dieser Anregung gefolgt und haben in enger Zusammenarbeit, auch unter Einbindung des Bundeskartellanwalts, eine derartige Branchenuntersuchung eingeleitet. Die Bundeswettbewerbsbehörde hat im Rahmen ihrer Untersuchung zahlreiche Auskunftsverlangen an verschiedene Gruppen von Marktteilnehmern gerichtet, um sich ein umfassendes Bild über Struktur und Funktionsweise der Märkte sowie das Marktgeschehen und das Verhalten der einzelnen Marktteilnehmer zu verschaffen.

In einem ersten Zwischenbericht vom November 2004 sind erste Feststellungen zur Marktsituation, die sich aus den vorläufigen Ergebnissen der Ermittlungen ableiten lassen, getroffen worden. In weiteren Berichten sollen die Ergebnisse ergänzt und vertieft werden. Die Untersuchung soll bis Sommer 2005 abgeschlossen werden.

Eine Untersuchung der Wettbewerbsbedingungen im österreichischen Gasmarkt ist von der Bundeswettbewerbsbehörde für 2005 ebenfalls bereits eingeleitet worden.



Entwicklungen am
Elektrizitätsmarkt 2004

	Strom
	→ Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt 2004

→ Entwicklungen auf dem österreichischen Elektrizitätsmarkt

Kennzahlen (Verwendung/Aufbringung, Importe/Exporte)

Insgesamt wurden im Kalenderjahr 2003 von Endverbrauchern mit 57,6 TWh um 1,8 TWh oder 3,2 % mehr elektrische Energie verbraucht als im Vergleichsjahr 2002. Aus dem öffentlichen Netz wurden 50,4 TWh an Endverbraucher geliefert, was einem Zuwachs von 2,0 TWh oder 4,2 % entspricht.

Aufgrund einer internen Analyse wurden folgende Faktoren für diesen vergleichsweise hohen Verbrauchsanstieg festgestellt:

- Im Bereich der „erneuerbaren“ Energieträger dürften Einmaleffekte für mehr als ein Drittel des Mehrbedarfs verantwortlich sein: Ab 2003 war über die Öko-Bilanzgruppen die Erfassung der Gesamtheit der Einspeisemenge der Kleinwasserkraftwerke und aus biogenen Brennstoffen gewährleistet, während 2002 eine große Teilmenge nicht in das Bilanzschema eingebunden war.
- Wirtschaftsfaktoren waren für ein weiteres Drittel des Verbrauchsanstiegs verantwortlich, wobei hier vor allem die Erhöhung der Sachgütererzeugung, insbesondere im Bereich der Vorprodukte, zu nennen ist.
- Klimafaktoren bedingten etwa ein Fünftel des Mehrverbrauchs im Bereich des öffentlichen Netzes. Hier führten Temperaturunterschiede zum Vorjahr sowohl im Winter als auch im Sommer zu einem Mehrverbrauch für Heiz- bzw. Kühlzwecke, wobei diese beiden Faktoren für jeweils rd. 5 % des Verbrauchszuwachses verantwortlich waren. Darüber hinaus bedingte der Erzeugungsrückgang bei den Wasserkraftwerken² der Eigenerzeuger einen erhöhten Bezug aus dem öffentlichen Netz, der etwa 10 % des Verbrauchszuwachses ausmachte.

Unter Berücksichtigung vor allem der Einmaleffekte aufgrund der Verbesserung der Erfassung lag die Verbrauchsentwicklung im Kalenderjahr 2003 trotz des vergleichsweise hohen Niveaus des Anstiegs durchaus im Trend der letzten Jahre.

Insgesamt wurden 2003 rd. 60,2 TWh erzeugt, von welchen 52,5 TWh in das öffentliche Netz eingespeist wurden. In den ersten drei Quartalen 2004 wurden insgesamt 47,3 TWh im Inland verbraucht. Dies entspricht einem Verbrauchszuwachs um 1,3 TWh oder 2,9 %. Aus dem öffentlichen Netz wurden 40,5 TWh bezogen, um 1,0 TWh oder 2,6 % mehr als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Insgesamt wurden in den ersten drei Quartalen 2004 in inländischen Kraftwerken 48,5 TWh erzeugt, um 3,8 TWh oder 8,5 % mehr als in den ersten drei Quartalen 2003. Mit einem Erzeugungskoeffizienten von 1,0 war das Wasserdargebot nur durchschnittlich, doch war es deutlich besser als im Vergleichszeitraum des Vorjahres, in dem der Erzeugungskoeffizient bei nur 0,85 lag. Dementsprechend erzeugten die Laufkraftwerke mit 19,4 TWh um 17 % mehr. Die Speicher- und die Wärmekraftwerke erzeugten mit 9,3 TWh bzw. 16,1 TWh gleich viel wie im Vorjahr. Jene Einspeisung, die unterjährig nicht nach Kraftwerkstypen untergliedert werden kann, betrug 3,7 TWh und war damit um 35,7 % über dem Vorjahreswert.

Nicht zuletzt aufgrund der hohen Wasserkraft-erzeugung ging der Importüberschuss von 3,5 TWh im Vorjahr auf 1,1 TWh in den ersten drei Quartalen 2004 zurück.

Der Speicherinhalt erreichte Ende September 2,6 TWh, was einem Füllungsgrad von 81 % gegenüber 71 % zum gleichen Stichtag des Vorjahres entspricht.

In Wärmekraftwerken waren Ende September 2004 fossile Brennstoffe mit einem Energiegehalt von 7,2 TWh gelagert gegenüber 7,3 TWh im Vorjahr.

² 2003 war ein Trockenjahr mit einer außergewöhnlich niedrigen Wasserkrafterzeugung.

Modell und Systembeschreibung – Das Bilanzgruppenmodell in Österreich

Die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes und die damit einhergehende Möglichkeit der Kunden, ihren Stromlieferanten frei zu wählen, machte es erforderlich, ein neues Marktsystem zu entwickeln und einzuführen. Österreich hat sich, ebenso wie viele andere europäische Staaten, entschieden, das so genannte „Bilanzgruppenmodell“ zu implementieren. Diese Form des Marktmodells wurde erstmalig in Norwegen erfolgreich umgesetzt und seither ständig weiterentwickelt.

Das Prinzip des Bilanzgruppenmodells

Wie bereits der Name sagt, ist das Bilanzgruppenmodell ein „Modell“. Es dient dazu, wirtschaftliche Zusammenhänge abzubilden und somit die Voraussetzung für einen Wettbewerb im Strombereich zu schaffen.

In einer Bilanzgruppe sind Erzeuger, Stromhändler und Kunden zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe von elektrischer Energie unter Berücksichtigung der Netzverluste erfolgt.³ Die Aufbringung umfasst sowohl die Erzeugung durch eigene, der Bilanzgruppe zugehörige Kraftwerke als auch den Bezug von Energie aus anderen Bilanzgruppen. Die Abgabe umfasst sowohl den Verbrauch innerhalb der eigenen Bilanzgruppe als auch die Lieferung von Energie an andere Bilanzgruppen. Wird Energie von einer anderen Bilanzgruppe bezogen oder an diese geliefert, so ist dies vorab mittels eines so genannten Fahrplanes an den Bilanzgruppenkoordinator (Verrechnungsstelle) zu melden. Dieser Fahrplan enthält Informationen über die Liefermenge, den Lieferzeitraum, die Lieferrichtung und die beteiligten Bilanzgruppen.

Jeder Erzeuger, Lieferant und jeder Verbraucher, der an das österreichische Stromnetz angeschlossen ist, muss einer Bilanzgruppe angehören oder selbst eine Bilanzgruppe bilden. Endverbraucher gehören dabei grundsätzlich als „mittelbare Mitglieder“ derselben Bilanzgruppe an wie der Lieferant, von dem sie den Strom beziehen. Im Gegensatz dazu gibt es „unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder“, die ein direktes Vertragsverhältnis mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen haben.

Die wirtschaftliche Verantwortung für die Bilanzgruppe sowie die Vertretung der Bilanzgruppe nach außen hat der Bilanzgruppenverantwortliche. Zugelassen werden Bilanzgruppen und -verantwortliche von der E-Control, sofern vom Antragsteller alle für die Gründung und Führung einer Bilanzgruppe notwendigen Voraussetzungen erfüllt werden.

Ziel und Aufgabe einer Bilanzgruppe

Jede Bilanzgruppe ist grundsätzlich danach bestrebt, die „Bilanz“ zwischen Aufbringung und Verbrauch ihrer Gruppe ausgeglichen zu halten. Die Differenz zwischen Aufbringung und Verbrauch der Bilanzgruppe wird als „Ausgleichsenergie“ bezeichnet, deren Höhe von der Verrechnungsstelle am Ende des Monats für jede Viertelstunde ermittelt und verrechnet wird. Der Bilanzgruppenverantwortliche hat die Aufgabe, Prognosen über die Erzeugung und den Verbrauch in der Bilanzgruppe zu erstellen und entsprechende Fahrpläne über die Menge und Dauer des geplanten Energieaustausches mit anderen Bilanzgruppen für den folgenden Tag an die Verrechnungsstelle zu übermitteln. Wird Energie aus einer angrenzenden Regelzone geliefert oder bezogen, so ist der Fahrplan an den Regelzonenführer zu übermitteln.

³ Im alten System konnte ein derartiger Ausgleich nur innerhalb definierter Netzgebiete erfolgen.

Die Weiterverrechnung der von der Verrechnungsstelle am Monatsende ermittelten Ausgleichsenergie an die unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieder stellt eine weitere Aufgabe des Bilanzgruppenverantwortlichen dar.

Der Ausgleichsenergiemarkt

Es ist eine physikalische Notwendigkeit, dass die Strombilanz in jedem Augenblick ausgeglichen ist (d.h. die Erzeugung muss zwingend gleich hoch sein wie der Verbrauch plus Verluste). Der Regelzonenführer ist dafür verantwortlich, dass diese Prämisse innerhalb seiner Regelzone eingehalten wird. Dazu stehen ihm die Primärregelung, die Sekundärregelung und der Ausgleichsenergiemarkt zur Verfügung. Die Primärregelung wird von einer Vielzahl von Kraftwerken automatisch durchgeführt, deren Betreiber dazu verpflichtet sind, durch entsprechende Regeleinrichtungen ihrer Kraftwerke zeitgleich den Bedarf nach mehr (oder weniger) Energie im Netz zu decken. Innerhalb weniger Minuten wird die von vielen Kraftwerken über die Primärregelung gelieferte Energie automatisch durch Energie aus der Sekundärregelung ersetzt. In Österreich gibt es derzeit drei eigens dafür vorgesehene Kraftwerke (Sekundärregelkraftwerke), die für maximal 15 Minuten für einen Ausgleich zur Verfügung stehen. Für ein Energiedefizit oder einen -überschuss, der absehbar länger als 15 Minuten andauert, wurde ein eigener Markt, der so genannte Ausgleichsenergiemarkt, etabliert, von dem die fehlende Energie auf Anordnung des Regelzonenführers bezogen werden kann.

Am Ausgleichsenergiemarkt können Erzeuger und Verbraucher Energie anbieten, die kurzfristig geliefert oder zusätzlich aufgenommen werden kann. Auf diese Energie greift der Regelzonenführer bei einem länger dauernden Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu. Anbieter, die eine vorgegebene

Größenordnung aufweisen und die technische Möglichkeit haben, innerhalb weniger Minuten Energie zu liefern oder auch zu entnehmen, können ein Gebot über Lieferumfang und Preis legen. Die Verrechnungsstelle erstellt auf Basis dieser Gebote eine „Merit Order List“, in der die Angebote nach vorgegebenen Kriterien gereiht werden.

Diese Liste wird – ohne Preisinformation – an den Regelzonenführer übermittelt, der die Kraftwerke bei Bedarf entsprechend dieser Liste abrufen.

Die Akteure am Strommarkt

Netzbetreiber

Die Netzbetreiber sind für die Planung, den Ausbau, die Instandhaltung, den Transport und die Verteilung der elektrischen Energie verantwortlich. Zudem zählt es zu den Aufgaben der Netzbetreiber, die Energiebezüge aller an ihre Netze angeschlossenen Kundenanlagen mittels Zählern zu erfassen, zu verarbeiten, weiterzuleiten und zu verwalten. Die Messwerte müssen von den Netzbetreibern nach verschiedenen Kriterien zusammengefasst und an die Lieferanten, Bilanzgruppenverantwortlichen und an die Verrechnungsstelle übermittelt werden. Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, alle an ihr Netz angeschlossenen Kunden entsprechend den geltenden Marktregeln und unabhängig davon, von wem die Kunden den Strom beziehen, gleich und diskriminierungsfrei zu behandeln. Derzeit gibt es in Österreich insgesamt 138 Netzbetreiber.

Regelzonenführer

Das europäische Verbundnetz setzt sich aus einer Vielzahl von Netzbereichen zusammen, die eigenständig betrieben werden. Innerhalb dieser Netzbereiche, die als Regelzonen bezeichnet werden, erfolgt ein kontinuierlicher Ausgleich zwischen der Erzeugung und dem

Verbrauch von elektrischer Energie. Der Regelzonenführer ist ein spezieller Netzbetreiber, der zusätzlich zu den herkömmlichen Aufgaben eines Netzbetreibers weitere Aufgaben zu erfüllen hat. Er trägt insbesondere die Verantwortung für die Durchführung des oben genannten Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Regelzone.

Eine weitere Aufgabe des Regelzonenführers besteht in der Erstellung von Lastprognosen zur Erkennung von Netzengpässen. Damit der Regelzonenführer seinen Aufgaben nachkommen kann, haben die Bilanzgruppenverantwortlichen dem Regelzonenführer mittels Fahrplänen sämtliche regelzonenüberschreitenden Lieferungen sowie die geplante Erzeugung von großen Kraftwerken bekannt zu geben.

Österreich ist in drei Regelzonen unterteilt, die von unterschiedlichen Regelzonenführern betrieben werden. Die Regelzone der Verbund APG umfasst die Bundesländer Wien, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Kärnten, Steiermark und Burgenland. Die Regelzone der TIRAG umfasst das Bundesland Tirol und die Regelzone der VKW-UNG das Bundesland Vorarlberg.

Lieferanten und Stromhändler

Lieferanten bzw. Stromhändler verkaufen das Produkt „elektrische Energie“.

Bei Stromhändlern kann unterschieden werden zwischen Lieferanten, die Endkunden beliefern, und reinen Stromhändlern, die elektrische Energie von anderen Stromhändlern oder über Strombörsen kaufen und weiterverkaufen, ohne selbst Endkunden zu beliefern.

Erzeuger

Erzeuger sind Betreiber von Kraftwerksanlagen zur Stromerzeugung, die der Eigenversorgung dienen oder elektrische Energie in das öffentliche Netz einspeisen. Jeder Erzeuger muss

selbst dafür Sorge tragen, dass er für die ins öffentliche Netz eingespeiste Strommenge einen Abnehmer (Käufer) hat. Eine Sonderregelung gibt es lediglich für Strom aus Ökostromanlagen, für den es in Österreich eine Abnahmeverpflichtung zu gesetzlich vorgegebenen Tarifen gibt.

Bilanzgruppenverantwortliche

Der Bilanzgruppenverantwortliche leitet und vertritt eine Bilanzgruppe nach außen und trägt das wirtschaftliche Risiko für die Bilanzgruppe. Zu seinen Hauptaufgaben gehören die Prognose und die Organisation des Energiebedarfs und der Energieaufbringung „seiner“ Bilanzgruppenmitglieder, um einen möglichst geringen Anfall von Ausgleichsenergie zu erzielen. In Österreich gibt es derzeit 44 registrierte Bilanzgruppenverantwortliche.

Verrechnungsstelle (Bilanzgruppenkoordinator)

Die Verrechnungsstelle, die auch als Bilanzgruppenkoordinator bezeichnet wird, ist für die Ermittlung der Ausgleichsenergie jeder einzelnen Bilanzgruppe innerhalb der Regelzone verantwortlich. Die dazu erforderlichen Daten erhält die Verrechnungsstelle von den Bilanzgruppenverantwortlichen, den Netzbetreibern und dem Regelzonenführer.

Eine weitere wesentliche Aufgabe der Verrechnungsstelle besteht in der Annahme und Reihung von Angeboten für den Ausgleichsenergiemarkt, die in weiterer Folge vom Regelzonenführer abgerufen werden können. In Österreich sind zwei Verrechnungsstellen eingerichtet:

- für die Regelzone Verbund-APG: APCS Power Clearing and Settlement AG,
- für die Regelzonen VKW-UNG und TIRAG: A&B – Ausgleichsenergie und Bilanzgruppen-Management AG.

Strombörse

Ähnlich wie an einer Wertpapierbörse wird an der Strombörse mit dem Produkt Strom gehandelt, wobei auch hier Angebot und Nachfrage den Preis bestimmen. Über internationale Strombörsen können sowohl Spothandels- als auch Termingeschäfte abgeschlossen werden. An der österreichischen Strombörse EXAA sind derzeit nur Spothandelsgeschäfte möglich.

Kunden

Als Kunden werden jene Marktteilnehmer bezeichnet, die elektrische Energie kaufen. Dies können sowohl Endkunden sein, die Energie für den Eigenverbrauch erwerben, als auch Stromhändler, welche die Energie ihrerseits wieder weiterverkaufen. Endkunden haben seit der Liberalisierung zwei Vertragsverhältnisse, eines mit dem Netzbetreiber, an dessen Stromnetz ihre Anlage angeschlossen ist, und eines mit dem Lieferanten, von dem sie mit Energie versorgt werden.

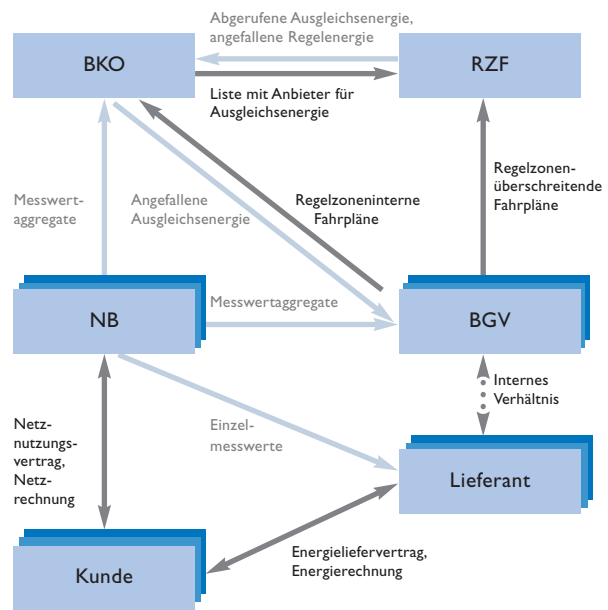
Zusammenspiel der Akteure

Abbildung 1 stellt die wesentlichen Komponenten des Informationsaustausches zwischen den einzelnen Marktteilnehmern im Bilanzgruppensystem noch einmal bildlich dar. Die Übermittlung der Information erfolgt nach einheitlichen Vorgaben betreffend Format, Zeit und exakten Inhalt, die im Detail in den Marktregeln festgelegt sind.

→ Informationsfluss im Bilanzgruppenmodell

Abbildung 1

Abkürzungen: BKO Bilanzgruppenkoordinator (= Verrechnungsstelle)
 BGV: Bilanzgruppenverantwortlicher • NB: Netzbetreiber • RZF: Regelzonenführer



Quelle: E-Control

Marktstruktur und Konzentration (Anbieter und Eigentumsverhältnisse)

Im Gegensatz zu den vergangenen Jahren seit der vollständigen Marktöffnung waren die Zusammenschluss- und Akquisitionsaktivitäten der Unternehmen am österreichischen Strommarkt gering. Lediglich aufgrund des geplanten Zusammenschlusses zwischen Verbund und der Energie Allianz zur Energie Austria kam es zur Übernahme von Anteilen durch die Salzburg AG und die Estag vom Verbund. Der Verbund hat aufgrund der Zusagen im Rahmen des Zusammenschlusses zur Energie Austria jeweils die Anteile an „Unsere Wasserkraft“ und „MyElectric“ an die Estag bzw. an die Salzburg AG abgegeben.

Mit dem 100 %igen Verkauf der APC (Austrian Power Vertriebs GmbH) an den slowenischen Konzern Istrabenz im Sommer 2004, der im Zusammenschlussverfahren zur Energie Austria die Schlüsselaufgabe darstellte, gelangte ein völlig neues Unternehmen als Energielieferant auf den österreichischen Markt.

Die Energie Austria hat die operative Tätigkeit bisher noch nicht aufgenommen. Geplant war der operative Start mit 1. Oktober 2004. Ob dieser 2005 erfolgen wird, ist jedoch offen. Die beteiligten Unternehmen haben sich teilweise kritisch über den Zusammenschluss geäußert, obwohl dieser seitens der EU-Kommission genehmigt wurde und die Zusagen bisher erfüllt wurden.

Bei der strategischen Ausrichtung der Energieunternehmen stand vor allem die Konzentration auf die Kernkompetenzen (Versorgungsdienstleistung) im Vordergrund. So wurden einerseits Beteiligungen an Unternehmen außerhalb des Versorgungsdienstleistungsgebietes abgegeben und andererseits die Aktivitäten im Kernbereich und hier vorwiegend im Ausland verstärkt. Ein Großteil der österreichischen Energieunternehmen ist direkt oder über Beteiligungen neben dem Strom- und Erdgasbereich noch in den Bereichen Wasser-, Fernwärmeversorgung, Abfallverwertung und Abwasserbeseitigung sowie im Telekommunikationsbereich tätig.

Abgesehen von Beteiligungen an österreichischen Unternehmen sind die Aktivitäten ausländischer Unternehmen in Österreich zurückgegangen. So hat EnBW Austria mit Jahresende den österreichischen Markt verlassen und die Großkunden an die Steuag-Steg abgegeben. Inwieweit der Wettbewerb, der bislang primär innerösterreichisch stattfand und durch die Verwirklichung der Energie Austria sowie den Marktaustritt der EnBW potenziell geschwächt wird, durch das Auftreten der Istrabenz neuen Schwung erhält, bleibt abzuwarten.

Wechselraten

Seit dem 1. Oktober 2001 haben insgesamt 54.400 Haushaltskunden oder 1,5 % ihren Versorger gewechselt. Energetisch entspricht dies einem Wechsel von insgesamt 0,2 TWh bzw. von 1,2 % des gesamten Stromverbrauchs der Haushaltskunden. Von den sonstigen Kleinabnehmern (Gewerbe- bzw. landwirtschaftliche Kunden) haben in den ersten beiden Jahren der Voll liberalisierung sowie in den drei Quartalen davor 52.600 ihren Versorger gewechselt. Für diese Gruppe ergibt sich eine Wechselrate von 4,2 % bzw. von 4,4 % bezogen auf den Stromverbrauch. Im Unterschied zu anderen in der jüngeren Vergangenheit liberalisierten Märkten scheinen vor allem die kleineren Strom- und Gaskunden generell weniger flexibel zu sein.

Demgegenüber haben insgesamt rd. 18.200 leistungsgemessene Stromkunden⁴ den Stromversorger gewechselt oder ihre Verträge geändert. Dies entspricht einer Rate von 102 %, womit jeder Großabnehmer seit dem 1. Jänner 2001 zumindest einmal aktiv seinen Vertrag verhandelt oder seinen Versorger gewechselt hat. Energiemäßig wurde jede von Großverbrauchern aus dem öffentlichen Netz bezogene kWh mehrmals verhandelt bzw. gewechselt (140 % des Jahresbezugs haben den Versorger gewechselt oder wurden neu verhandelt)!

→ Ökostrom

Das Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz; BGBl I Nr. 149/2002), änderte das Fördersystem für erneuerbare Energien seit dem Inkrafttreten am 1. Jänner 2003 grundlegend:

→ Das gesamte Förderwesen für sonstigen Ökostrom, Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung wurde bundesweit vereinheitlicht (mit Ausnahme der Techno-

⁴ Kunden mit einer Leistung über 50 kW_{el} und/oder über 100.000 kWh Jahresverbrauch

logiefördermittel der Bundesländer gemäß § 22 Abs 4 Ökostromgesetz).

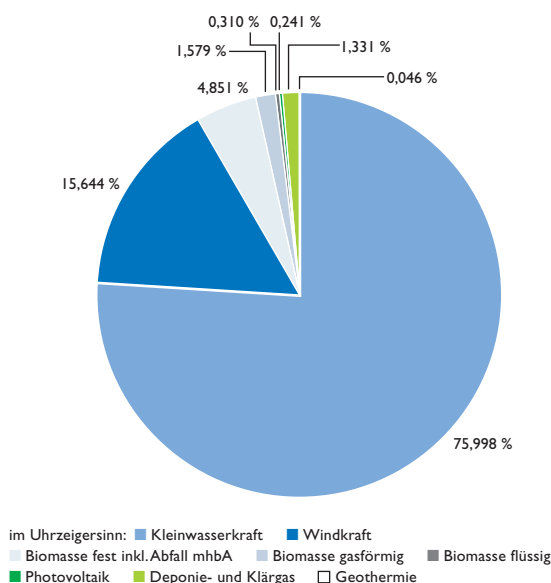
- Es wurde ein einheitliches Einspeisetarifmodell für alle förderungswürdigen erneuerbaren Energieträger eingeführt.
- Die Zielquote für Kleinwasserkraft im Jahr 2008 wurde von 8 % auf 9 % erhöht.
- Die Zielquote für sonstigen Ökostrom im Jahr 2008 wurde mit mindestens 4 % festgelegt.
- Die Ziele im Bereich sonstiger Ökostrom und Kleinwasserkraft beziehen sich auf das gesamte Bundesgebiet und müssen nun nicht mehr je Bundesland (je Netzbetreiber bzw. Stromhändler) erreicht werden.
- Zur Abnahme des sonstigen Ökostroms und von Strom, der in Kleinwasserkraftanlagen erzeugt wurde, hat man drei Bilanzgruppen eingerichtet (Ökobilanzgruppen).
- Es wurden einheitliche Einspeisetarife und Zuschläge (Förderbeiträge) in Österreich eingeführt.

Das Inkrafttreten des Ökostromgesetzes bewirkte im ersten Jahr einen enormen Ausbau der Ökostromanlagen im Allgemeinen und der Windkraft im Besonderen. Relativ gesehen lagen die größten Zuwächse im Bereich flüssige Biomasse (Abbildung 3), absolut gesehen war jedoch der Zuwachs – im Vergleich Ende 3. Quartal 2003 zu Ende 3. Quartal 2004 – im Bereich der Windkraft am stärksten (von 202 GWh auf 654 GWh). Den größten Anteil mit rund 4.000 GWh jährlich hat Kleinwasserkraft (Abbildung 2).

Nach Prognosen der E-Control wird das im Ökostromgesetz für 2008 vorgegebene 4 %-Ziel für „sonstigen Ökostrom“ (Windkraft, Biomasse etc.) bereits im Jahr 2005 überschritten werden (Abbildung 4). Damit verbunden ist der Anstieg des erforderlichen Unterstützungsvolumens von € 69 Mio. im Jahr 2003 auf € 156 Mio.

Abbildung 2

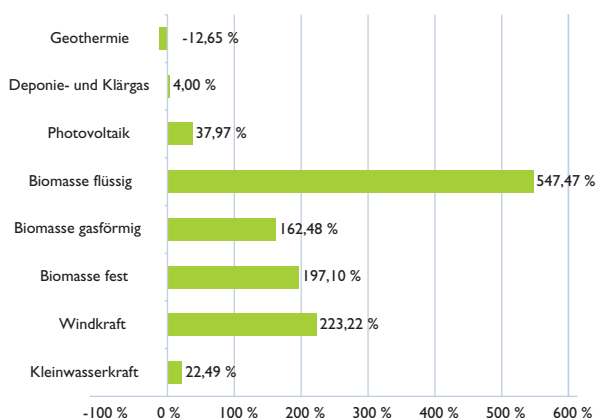
→ **Primärenergieträgermix im Bereich Ökostrom (Stand Ende 3. Quartal 2004)**



Quelle: Öko-BGV, E-Control

Abbildung 3

→ **Wachstumsraten im Bereich Ökostrom im Vergleichszeitraum Ende 3. Quartal 2003 zu Ende 3. Quartal 2004**



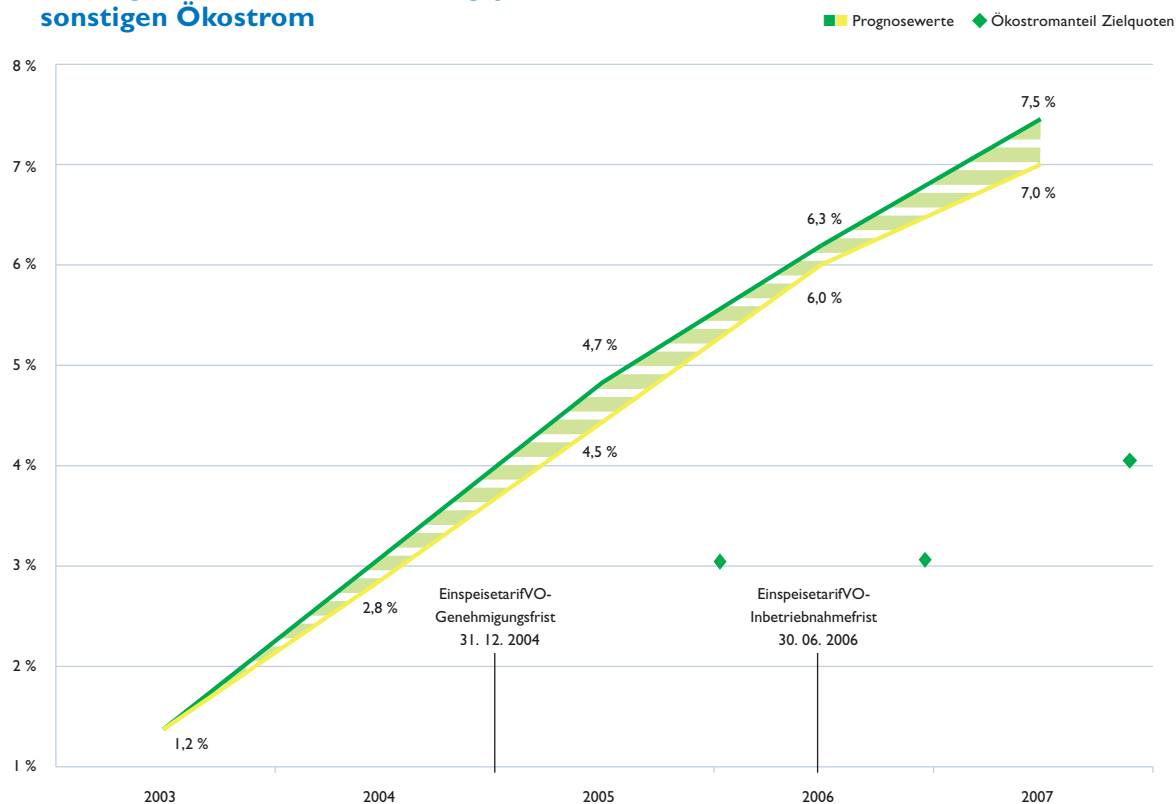
Quelle: Öko-BGV, E-Control

im Jahr 2005 und auf ca. € 250 Mio. im Jahr 2007 (Abbildung 5). Diese dynamische Entwicklung und die damit verbundene finanzielle Belastung der Endkunden sowie intransparente Entscheidungsstrukturen der jährlich neu festzulegenden Ökostromfinanzierung waren der Grund dafür, dass seit Mitte des Jahres 2004 eine Novellierung des Ökostromgesetzes diskutiert und mit 7. Oktober 2004 eine Regierungsvorlage in das Parlament eingebracht wurde. Wesentliches Element dieser Vorlage für eine Novelle ist eine Begrenzung des jährlich für zusätzliche neue

Ökostromanlagen zur Verfügung stehenden Unterstützungsvolumens und eine generelle Fokussierung auf die kosteneffiziente Gestaltung des Fördersystems sowie der Einführung von energetischen Mindestwirkungsgraden (verpflichtende Wärmenutzung) für Biomasse- und Biogasanlagen.

Für eine Entscheidung einer Ökostromgesetzesnovelle ist eine parlamentarische Zwei-Drittel-Mehrheit erforderlich, die keiner der Novellenvorschläge bis zum Jahresende 2004 erreichen konnte.

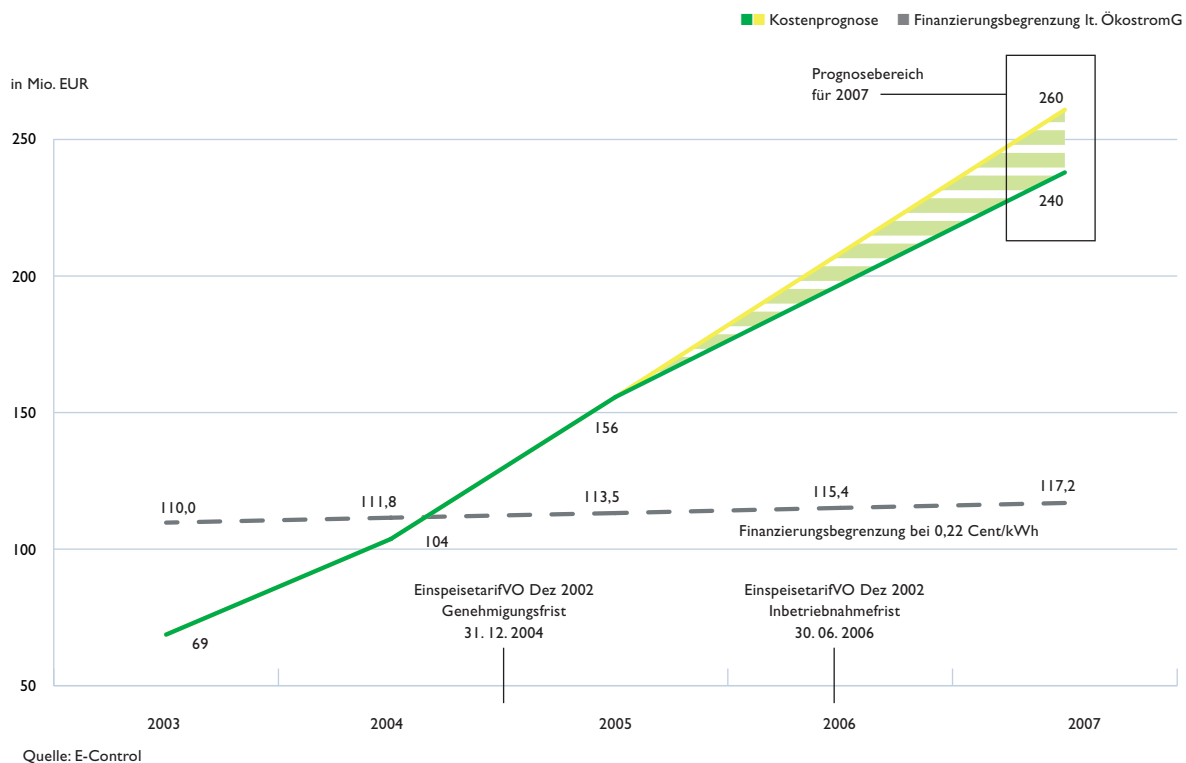
→ **Ökostromentwicklung – mit bis Dezember 2004 genehmigten Anlagen – im Vergleich zum Zielerreichungspfad für sonstigen Ökostrom** Abbildung 4



Quelle: E-Control

→ Entwicklung der Ökostromkosten 2003 bis 2007

Abbildung 5



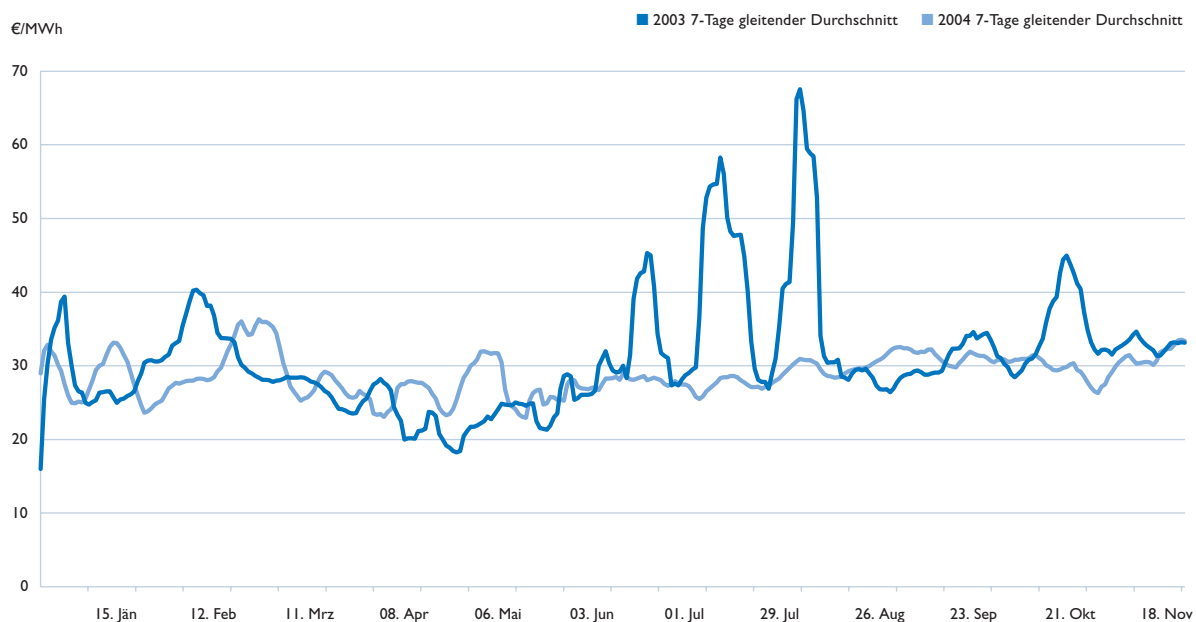
→ Großhandelsmarkt – Preise

Am zentraleuropäischen Spotmarkt entwickelten sich die Preise im Jahr 2004 gleichmäßiger als im Jahre 2003. Das ist hauptsächlich auf die günstigeren Wetterbedingungen und vor allem auf die Normalisierung der Wasserführung der Flüsse zurückzuführen. Letztere spielt in der Energieerzeugung der Region eine erhebliche Rolle. Im Jahresdurchschnitt lagen die Preise auf der Energy Exchange Austria (EXAA) für das Produkt „Base“ knapp unter 29 €/MWh (Abbildung 6). Das bedeutet eine Preissenkung gegenüber dem Vorjahr von etwa 7 %.

Die Futurespreise hatten 2004 eine weniger eindeutige Entwicklung hinter sich als im vergangenen Jahr. Während der Preis für den Kontrakt „Base 2005“ 2004 nur leicht anstieg, verteuerte sich der Kontrakt „Base 2004“ im Laufe des Jahres 2003 massiv (Abbildung 7). Für die relativ gleichmäßige heurige Futurespreisentwicklung dürften maßgeblich die anhaltend hohen Primärenergiepreise verantwortlich sein.

→ Spotpreisentwicklung an der EXAA – 2003 vs. 2004

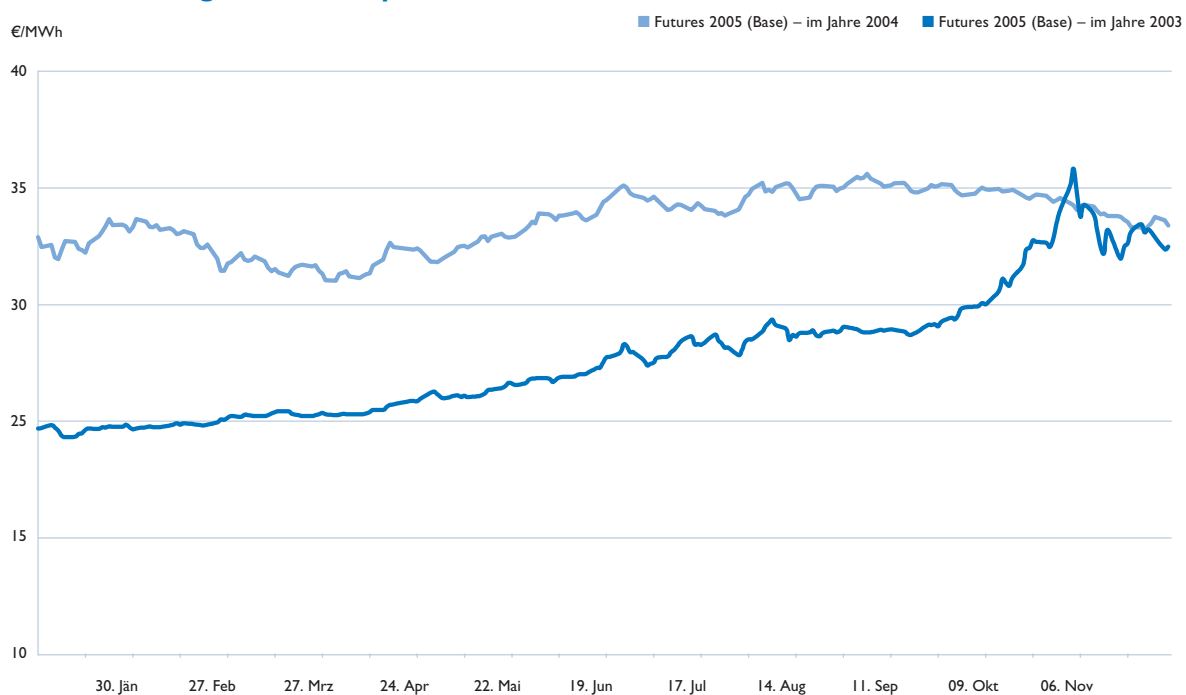
Abbildung 6



Quelle: EXXA

→ Entwicklung der Futurespreise an der EEX – 2003 vs. 2004

Abbildung 7



Quelle: EEX

	Strom
	→ Aktivitäten der Regulierungsbehörden – Strom

→ Regulierung der Netze: Tarifizierung Strom

Ausblick auf die österreichischen Netztarife Strom

Seit Beginn der vollständigen Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes hat die E-Control Kommission die Netznutzungs- und Netzverlustentgelte bis Jahresende 2004 um ca. € 260 Mio. gesenkt (Tabelle I). Trotzdem besteht in Österreich noch weiterer Handlungsbedarf für Tarifsenkungen. Die Gründe hierfür lassen sich in drei Gruppen teilen:

- betriebswirtschaftliche Analyse der Unternehmen,
- nationaler Effizienzvergleich zwischen den Unternehmen und
- internationaler Tarifvergleich auf Länderebene.

Betriebswirtschaftliche Analyse der österreichischen Unternehmen

Auswirkungen auf die Netzerlöse

Die gesamten Tarifsenkungen für die tarifierenden Unternehmen seit der Liberalisierung in der Höhe von € 261,4 Mio. wurden größtenteils durch Mengensteigerungen kompensiert. Darüber hinaus wurden besonders durch die Erhöhung der Messentgelte die Umsatzerlöse der Unternehmen zwischen 2001 und 2003 auf € 2.201 Mio. konstant gehalten (Abbildung 8).

Auswirkungen der Netztarifsenkungen auf integrierte Preise

Neben den Mengensteigerungen trugen auch die zu den Netztarifsenkungen parallel laufenden Energiepreiserhöhungen zu steigenden Umsatzerlösen des Gesamtunternehmens bei.

→ Kumulierte Systemnutzungstarifsenkungen seit 1. Oktober 2001 (ohne Veränderung der Messentgelte)

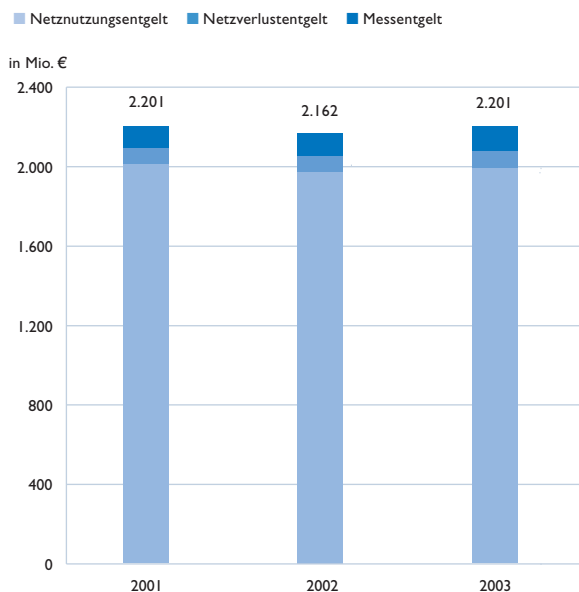
Tabelle I

Tarifanpassung pro Netzbereich	SNT-VO 30. 09. 2001 – 01. 01. 2003		SNT-VO 01. 01. 2003 – 01. 11. 2003 / 01. 01. 2004		Gesamt	
	Mio. EUR	%	Mio. EUR	%	Mio. EUR	%
Burgenland	-14,76	-16,7 %	-5,55	-6,3 %	-20,31	-23,0 %
Kärnten	0,00	0,0 %	0,14	0,1 %	0,14	0,1 %
Klagenfurt	0,38	1,9 %	-1,33	-6,4 %	-0,95	-4,6 %
Niederösterreich	-11,96	-4,4 %	-15,06	-5,6 %	-27,02	-10,0 %
Oberösterreich	-13,94	-5,9 %	-10,96	-4,7 %	-24,90	-10,6 %
Linz	-5,70	-6,7 %	-2,65	-3,1 %	-8,35	-9,8 %
Salzburg	-39,88	-21,1 %	-8,93	-4,7 %	-48,81	-25,8 %
Steiermark	-53,00	-19,4 %	-11,29	-4,1 %	-64,29	-23,5 %
STEG	0,00	0,0 %	8,00	12,7 %	8,00	12,7 %
Graz	-7,92	-17,1 %	-3,84	-8,3 %	-11,76	-25,4 %
Tirol	-4,69	-2,9 %	-8,45	-5,3 %	-13,14	-8,2 %
Innsbruck	-0,34	-1,1 %	-1,32	-4,4 %	-1,66	-5,5 %
Vorarlberg	-1,84	-2,3 %	-1,17	-1,5 %	-3,01	-3,8 %
Wien	-29,09	-8,3 %	-16,20	-4,6 %	-45,29	-12,9 %
Kleinwalsertal	0,00	0,0 %	-0,04	-2,0 %	-0,04	-2,0 %
	-182,74	-9,1 %	-78,65	-3,9 %	-261,39	-13,0 %

Quelle: E-Control

→ **Umsatzerlösentwicklung der tarifierenden Netzbetreiber 2001–2003**

Abbildung 8



Quelle: E-Control

So stehen den 9 %igen Netztarifsenkungen bei Haushaltskunden Energiepreiserhöhungen von 16 % gegenüber (Tabelle 2). Die Erhöhungen der Energiepreise stehen zum Teil in einem kausalen Zusammenhang mit Netztarifsenkungen, wenn dadurch Quersubventionen zwischen dem Netz- und dem im Wettbewerb stehenden Vertriebsbereich durch sachgerechte Kostenzuordnungen beseitigt und somit die Voraussetzung für funktionierenden Wettbewerb gesetzt werden. In diesem Fall kommt es innerhalb eines integrierten Unternehmens nur zu einer Neuordnung von bestehenden Kosten – ohne Änderung der absoluten Höhe der Kosten. Ein erheblicher Teil der Netztarifsenkungen von € 260 Mio. ist auf eine solche sachgerechte Neuordnung von Kosten zurückzuführen. Gleichzeitig wurde aber die Weitergabe von Netztarifsenkungen, die nicht durch Kostenreallokationen zwischen den Unternehmensbereichen bedingt sind, z.B. geringere vorgelagerte Netzkosten, durch All-Inclusive-Preise der Unternehmen erschwert.

→ **Gesamtpreisveränderung (Energie + Netz) 2004 zum Basisjahr 2001 in %**

Tabelle 2

Lieferant	1.000 kWh		3.500 kWh		6.000 kWh		10.000 kWh	
	Energie	Netz	Energie	Netz	Energie	Netz	Energie	Netz
Energie AG	31,80	-21,01	18,33	-11,27	17,37	-9,77	19,85	-9,10
EVN	12,20	-6,01	11,14	-6,12	11,24	-6,18	11,31	-6,22
Energie Graz (Grazer StW)	51,42	-23,34	19,24	-20,25	20,40	-20,89	15,42	-20,59
KELAG	33,28	-0,02	8,00	0,03	3,88	0,05	1,62	0,06
Linz AG	20,26	-16,42	7,79	-8,10	6,49	-6,76	5,73	-6,02
Salzburg AG	33,28	-30,51	24,82	-21,77	22,17	-19,07	20,34	-17,08
Steweag-STEG	36,54	-21,49	9,33	-17,56	6,48	-17,17	5,27	-17,01
TIWAG	22,13	-6,48	14,45	-6,58	13,15	-6,58	12,41	-6,59
VKW (Sommer 48 %, Tag 67%)	14,87	10,69	7,05	0,26	5,76	-1,46	5,03	-2,43
Wienenergie	25,75	-7,46	12,36	-7,16	11,44	-7,20	11,96	-7,28
BEWAG	18,55	-3,93	12,27	-9,09	19,39	-10,87	17,81	-11,44
Innsbrucker KB	19,34	-5,14	17,22	-5,40	15,95	-5,40	15,25	-1,99
Klagenfurter StW	38,57	-5,56	14,04	-3,44	10,31	-3,10	8,26	-2,92
Durchschnitt	27,54	-10,52	13,54	-8,96	12,62	-8,80	11,56	-8,36

Gesamtdurchschnitt	Energie 16,31	Netz -9,16
---------------------------	----------------------	-------------------

Quelle: Tarifkalkulator E-Control

Bestehende Überhänge der Netzbetreiber
Die österreichischen integrierten Elektrizitätsunternehmen weisen gemäß den eigenen Unbundling-Berichterstattungen zuzüglich anerkannter Finanzierungskosten im Jahr 2003 einen Überhang (Gewinnausweis über die anerkannten Kosten hinaus) von € 156,9 Mio. aus. Dies entspricht einer Verdreifachung (Verdoppelung) gegenüber 2001 (2002) (Abbildung 9). Daraus errechnet sich eine durchschnittliche Eigenkapitalverzinsung von 21,8 % (2003), 18,4 % (2002) und 14,2 % (2001), wobei für 2004 aufgrund von Mengensteigerungen und laufenden Rationalisierungsschritten eine weitere Steigerung der Eigenkapitalverzinsung zu erwarten ist.

Ergebnisbeitrag des Stromnetzes zum Gesamtunternehmen

Die steigenden Überhänge spiegeln sich in der Entwicklung des EBIT als auch des EBITDA für den Netzbereich in den Jahren 2001–2003 wider. Interessant in diesem Zusammenhang ist weiters der steigende Anteil des monopolistischen Unternehmensbereiches „Netz“ an der Profitabilität des Gesamtunternehmens. Betrug der Anteil des EBIT Netz am EBIT des Gesamtunternehmens 2001 54 %, so erhöhte sich dieser Wert 2003 auf 76 % (Abbildung 10). Somit erwirtschafteten die Unternehmen einen Großteil des Gesamtgewinns des integrierten Unternehmens im Netzbereich.

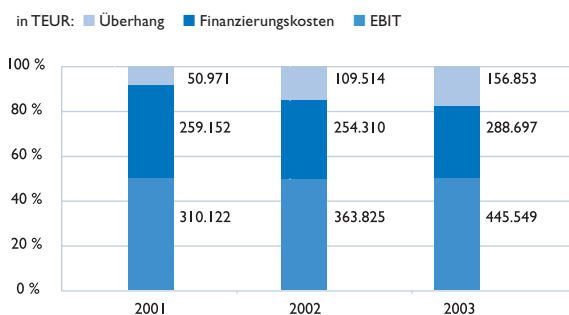
Nationaler Effizienzvergleich zwischen den Unternehmen

Die E-Control hat auf Datenbasis 2001 einen Effizienzvergleich zwischen den österreichischen Netzbetreibern durchgeführt. Bei dieser ersten Untersuchung ergab sich ein durchschnittliches Kostensenkungspotenzial für das Gesamtsample der untersuchten Unternehmen von 19 % und für die tarifierenden Unternehmen von 14 %. Die festgestellten Effizienzwerte für die untersuchten Unternehmen liegen zwischen 100 % und 55 % (Abbildung 11). In der Angleichung der ineffizienten an die effizienten Unternehmen steckt daher ein nicht unwesentliches Potenzial für Tarifsenkungen.

Darüber hinaus muss aber noch darauf hingewiesen werden, dass der Effizienzvergleich nur die „relative“ Effizienz der Unternehmen zueinander ermittelt. Dies bedeutet folglich nicht, dass die als 100 % effizient ausgewiesenen Unternehmen tatsächlich „absolut“ effizient sein müssen, weshalb auch dort noch Effizienzpotenziale möglich sind. Dies wird besonders durch internationale Vergleiche ersichtlich, in denen das österreichische Netztarifpreisniveau, das zum Teil auch die dahinter liegenden Kosten widerspiegelt, als hoch bis mittelhoch ausgewiesen wird.

→ Überhang 2001–2003

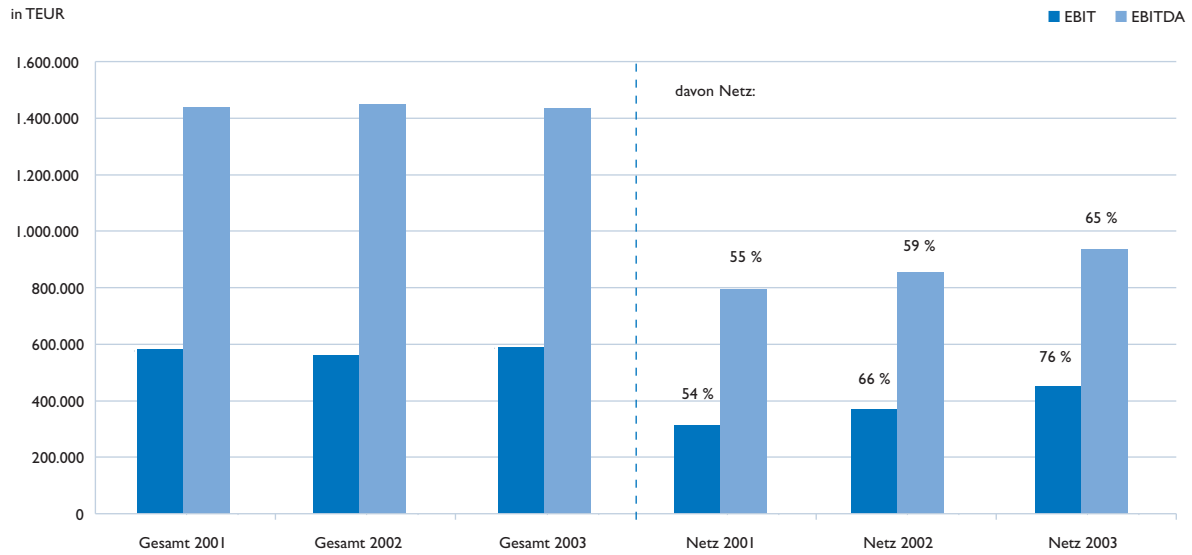
Abbildung 9



Quelle: E-Control

→ Entwicklung des EBIT/EBITDA 2001–2003

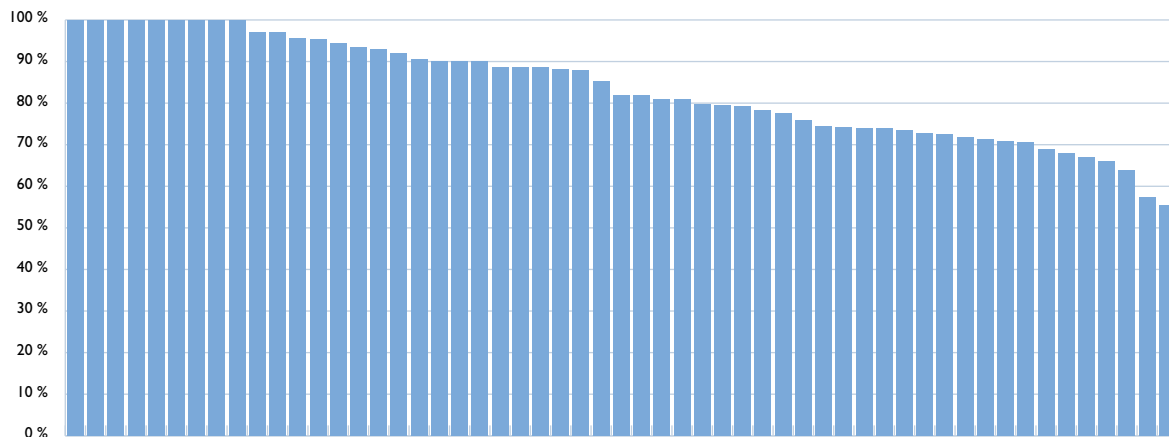
Abbildung 10



Quelle: E-Control

→ Effizienzvergleich 2001 (Durchschnitt DEA/SFA)*

Abbildung 11



* Bei DEA und SFA handelt es sich um Benchmarking-Methoden.

DEA = Data Envelopment Analyse

SFA = Stochastic Frontier Analyse

Quelle: E-Control

Internationaler Tarifvergleich auf Länderebene

Die Vereinigung der europäischen Regulatoren CEER hat 2003 mittels Umfrage einen Vergleich über die Höhe der europäischen Strompreise (Energie-, Netz-, Abgaben- und Umsatzsteueranteil) für das Jahr 2003 durchgeführt. Es handelt sich hier um eine deskriptive Untersuchung, die über verschiedene Kundengruppen aggregierte Informationen über das Niveau der Preise liefert. Mögliche Gründe für unterschiedliche Tarifhöhen – z.B. Abnahmeprofile, Versorgungsaufgabe, Kosteneffizienz – werden nicht behandelt. Zur Vergleichbarkeit der Werte müssen zwei Standardisierungen vorgenommen werden:

- Netznutzungsfälle und
- die von den Tarifen abgedeckten Komponenten.

Bei den Netznutzungsfällen wird mit einigen Ausnahmen die Standardeinteilung von Eurostat herangezogen. Die Abnahmefälle Da und Db, da

schon durch Dc abgedeckt, sowie Ia und Ib, da sie unplausibel und nicht erklärbar hohe Werte für Österreich ergeben, werden in der folgenden Darstellung ausgeschieden (Tabelle 3, Tabelle 4).

Die von den Netztarifen abgedeckten Komponenten umfassen:

- Systemdienstleistungen,
- Kosten für das Übertragungsnetz,
- Kosten für das Verteilernetz,
- Kosten für Netzverluste und
- Messkosten.

Die Werte für Norwegen beinhalten als einzige nicht-steuerliche Abgaben, wie beispielsweise für „Stranded Costs“. In Österreich werden die Netzentgelte im Wesentlichen von den Verbrauchern getragen. In einigen Ländern zahlen aber auch die Erzeuger reguläre Netzentgelte („G-Komponente“), durch die ein Teil der Netzkosten abgedeckt wird. Der auf die Verbraucher entfallende Anteil der Netzkosten und somit die Netztarife für die Verbraucher reduzieren sich hier entsprechend. Von den im Vergleich aufgenommenen Ländern haben Italien, Norwegen, Finnland und Dänemark eine G-Komponente. Die Kosten für das Übertragungs- und Verteilernetz setzen sich aus den Betriebs- und Instandhaltungskosten und den Kapitalkosten – Abschreibungen und Ertrag für das eingesetzte Kapital – zusammen.

→ Standardisierung der Haushaltskunden nach Eurostat

Tab. 3

Abnahmefall	Jahresverbrauch kWh		Leistung kW
	Gesamt	Nacht	
Dc	3.500	1.300	4–9
Dd	7.500	2.500	6–9
De	20.000	15.000	9

→ Standardisierung der Gewerbe- und Industriekunden nach Eurostat

Tab. 4

Abnahmefall	Jahresverbrauch kWh	Leistung kW	Benutzungsstunden
	Gesamt		
Ic	160.000	100	1.600
Id	1.250.000	500	2.500
Ie	2.000.000	500	4.000
If	10.000.000	2.500	4.000
Ig	24.000.000	4.000	6.000
Ih	50.000.000	10.000	5.000
Ii	70.000.000	10.000	7.000

Quelle (Tabelle 3 + 4): Eurostat

Für den Vergleich wurde ein Länderdurchschnitt herangezogen, der sich an der Methodologie der Eurostat-Erhebungen anlehnt. Für Österreich wurden für die Industrie die Netznutzungstarife Stand November 2003 und für die Haushalte die Netznutzungstarife Stand April 2003 herangezogen. Dies kann zu einer Verzerrung der Ergebnisse bei den Haushalten führen, da die Tarifsenkung per 1. Oktober 2003 von durchschnittlich 4,4 % nicht mehr berücksichtigt wurde. Auf eine Aktualisierung der Daten für Österreich wird jedoch aus Einheitlichkeitsgründen verzichtet.

Die Ergebnisse des Tarifvergleiches werden in Abbildung 12, Abbildung 13 und Abbildung 14 dargestellt.

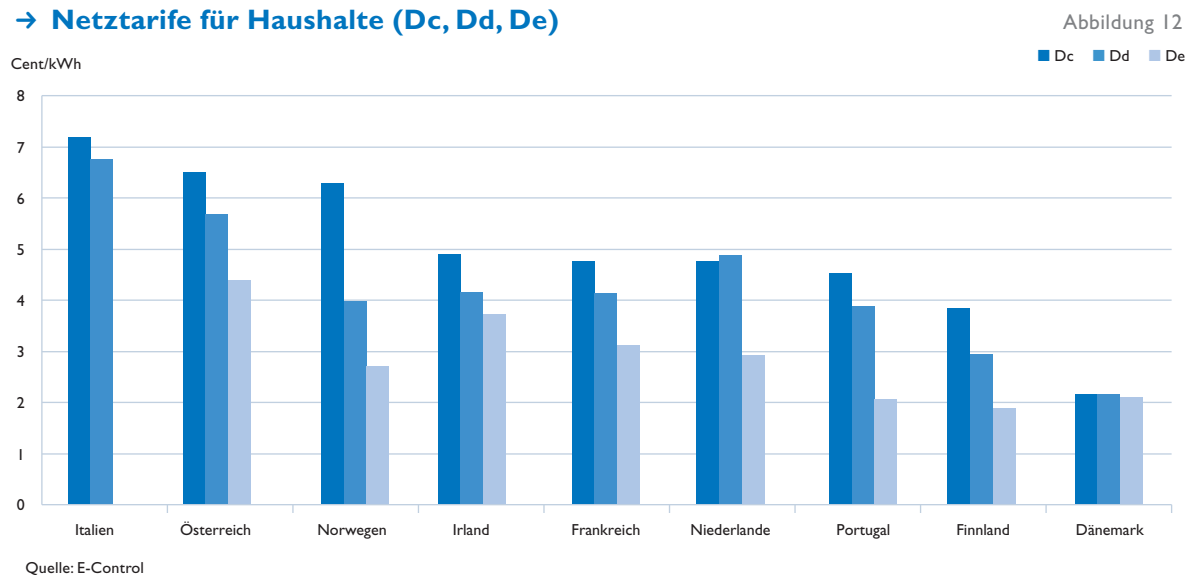
Österreich liegt bei Haushalten mit 3.500 kWh Jahresverbrauch mit 6,51 Cent/kWh gemeinsam mit Italien und Norwegen mit großem Abstand an der Spitze der Vergleichsländer. Auch die Berücksichtigung der durchschnittlichen Tarifsenkungen für die Netzebene 7 per 1. Oktober 2003 um 4,44 % ändert an dieser Position nur wenig. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch für den Abnahmefall Dd und De. Interessant in Abbildung 12 ist der massive Unterschied zwischen dem Tarif für Abnahmefall Dc und De in Norwegen, Finnland, aber auch Portugal.

Besonders im Falle der beiden skandinavischen Länder ist dies durch den hohen Stromverbrauch von Haushalten und die darauf ausgerichtete Tarifgestaltung bedingt. Wird nämlich eine Tarifgestaltung auf ein Abnahmeprofil mit großem Verbrauch (De) ausgerichtet – hohe fixe und niedrige variable Tarifkomponente –, so führt diese zwangsläufig bei nur geringem

Verbrauch (Dc) zu hohen Tarifen, obwohl diese in Ermangelung von entsprechenden Kunden (Dc) in der Praxis nicht zum Tragen kommen. Für den gewerblichen (Ic) und industriellen Abnahmefall (Id und Ie) weist Österreich die höchsten Netztarife aus (Abbildung 13). Bei den Abnahmefällen If und Ig liegt Österreich genau in der Mitte (Abbildung 14). Für die Abnahmefälle Ih und Ii sind zwischen den Vergleichsländern erhebliche Unterschiede erkennbar. Portugal hat die mit Abstand niedrigsten Tarife, gefolgt von Italien und Finnland. Österreich liegt bei Ih am oberen Ende und bei Ii wieder im Mittelfeld.

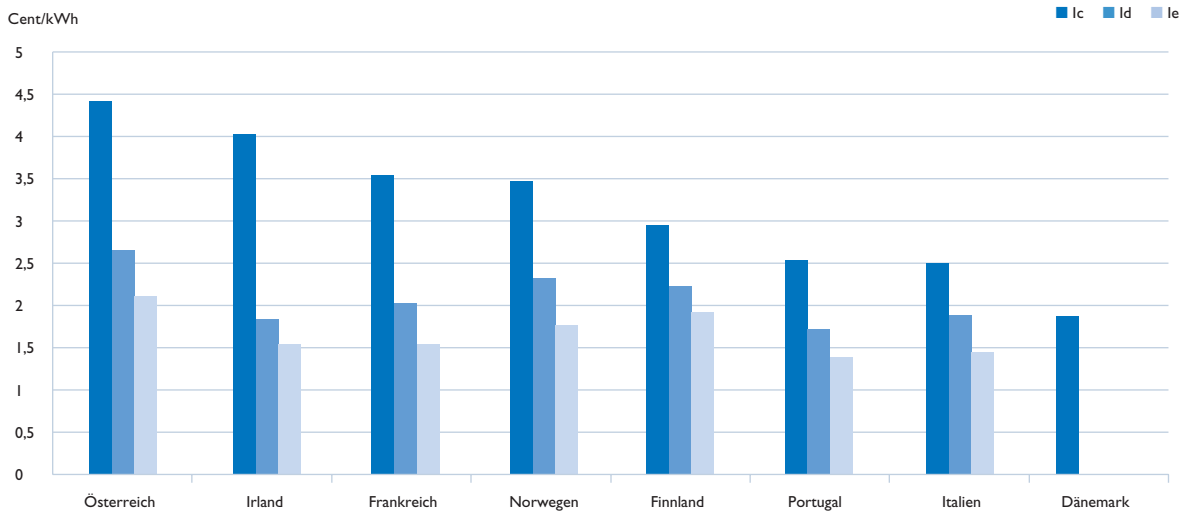
Aus den Ergebnissen des Vergleichs wird ersichtlich, dass Österreich bei Haushalten die höchsten Netztarife aufweist. Dies gilt auch dann, wenn die Netztarifsenkung vom 1. November 2003 mitberücksichtigt wird. Bei Gewerbe und Industrie ergibt sich kein so einheitliches Bild. Zwar liegen auch hier die Netztarife in Österreich am oberen Rand, jedoch nähern sie sich für bestimmte industrielle Abnahmefälle dem Durchschnitt der Vergleichsländer.

→ Netztarife für Haushalte (Dc, Dd, De)



→ **Netztarife Gewerbe (Ic) und Industrie (Id, Ie)**

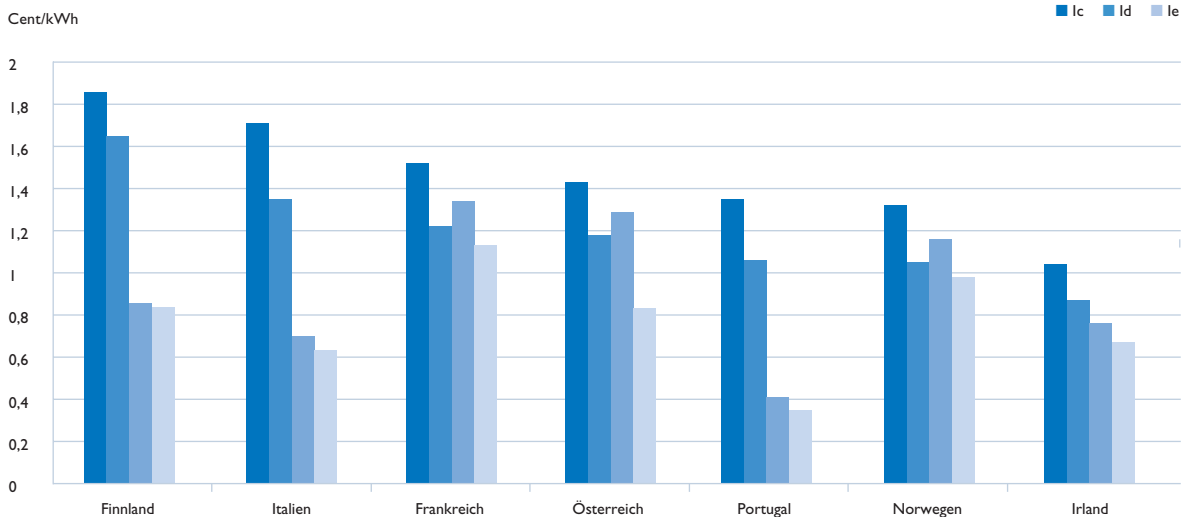
Abbildung 13



Quelle: E-Control

→ **Netztarife Industrie (If, Ig, Ih, Ii)**

Abbildung 14



Quelle: E-Control

→ **Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen⁵**

Strompreisvergleiche

Strompreisentwicklung – Industrie

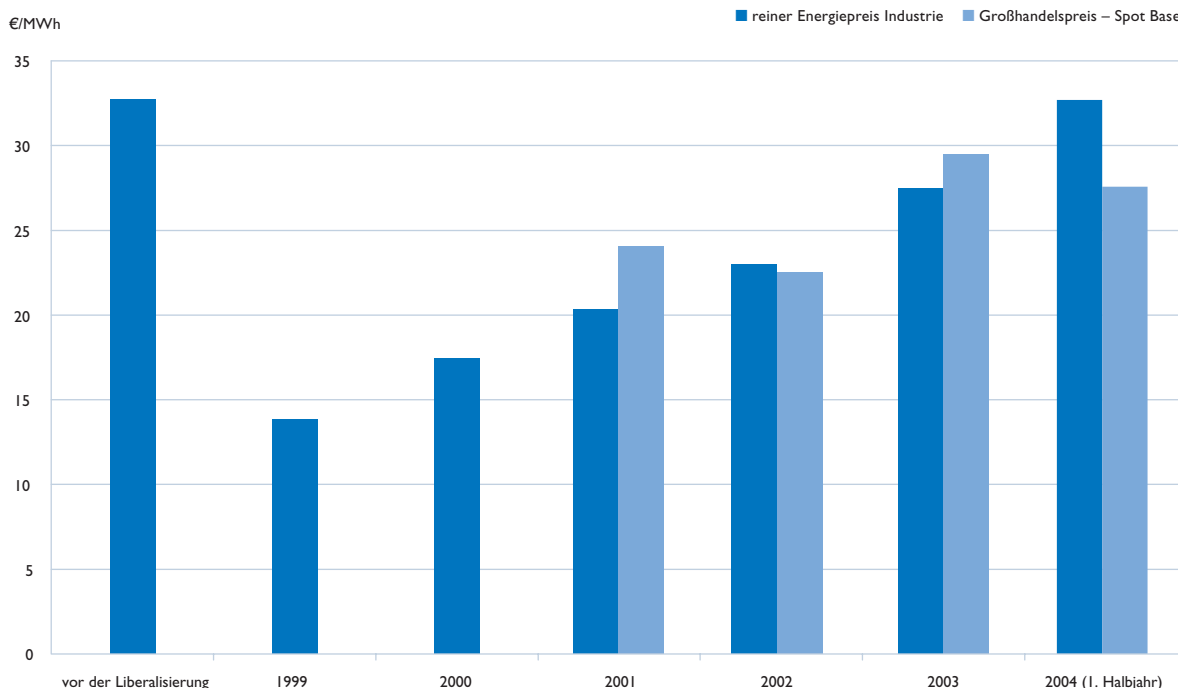
Die Industriestrompreise stiegen 2004 weiter an. Der Grund dafür sind die gestiegenen Großhandelspreise und die Preisgestaltungspraxis der Lieferanten. Lieferangebote werden nunmehr auf die Entwicklung der Futurespreise auf der EEX abgestellt. Da die Futurespreise sich mit der Zeit stark ändern können, ist für die Höhe des Lieferangebotes der Zeitpunkt der Anbotslegung ein wesentlicher Faktor. Die Entwicklung der Großhandelspreise (Spot) im Vergleich zu den Energielieferpreisen für Industrie (ohne Netzbühren) zeigt Abbildung 15.

Strompreisentwicklung – Haushalte

Das Jahr 2004 brachte auch für die Haushaltskunden höhere Strompreise (Abbildung 16). Der Gründe dafür waren – 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 letzten, teilweise kräftigen Energiepreiserhöhungen erfolgen im Oktober bzw. November. Die Betrachtung der längerfristigen Haushaltsstrompreisentwicklung zeigt allerdings, dass das inflationsbereinigte Preisniveau trotz Preis- und Abgabenerhöhungen über die Zeit relativ gleichmäßig verläuft. Merkliche nominelle Erhöhungen brachten bisher die seinerzeitige Einführung und später die Erhöhung der Energieabgabe sowie die erwähnten heurigen Energiepreiserhöhungen.

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

Abbildung 15

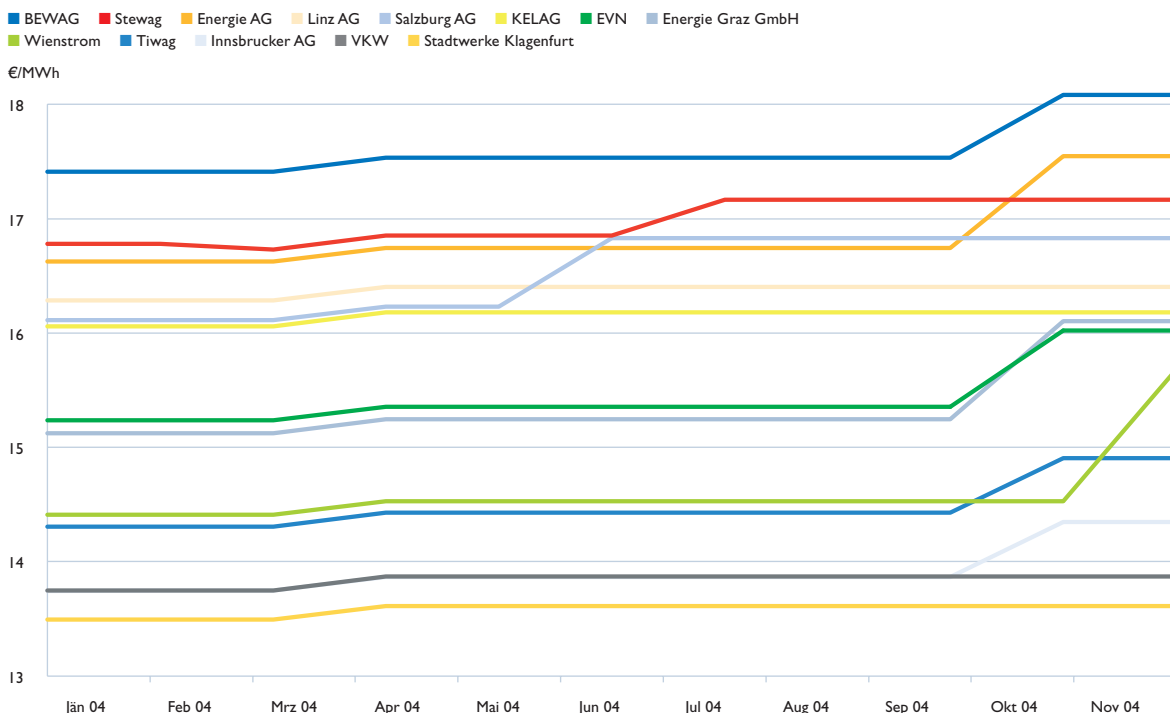


Quelle: Schätzung E-Control, EEX

⁵ gemäß E-RGB, §9

→ **Haushaltsstrompreisvergleich nach Netzgebiet inkl. Steuern, Abgaben und Zuschläge (angestammter Versorger, 3.500 kWh/Jahr)**

Abbildung 16



Quelle: E-Control

Grenzüberschreitende Lieferungen

Im Jahr 2002 haben neun europäische Länder erstmals ein einheitliches System zur Verrechnung von grenzüberschreitenden Stromlieferungen eingeführt, das als Inter-TSO-Compensation oder kurz ITC-Mechanismus bezeichnet wird. Die Zahl der Länder, die sich an diesem System beteiligen, ist jedes Jahr gewachsen und hat sich mittlerweile bereits verdoppelt. Sie bilden ein gemeinsames Gebiet, innerhalb dessen es ein Ausgleichssystem gibt, um die durch grenzüberschreitende Lieferungen entstehenden Kosten im Übertragungsnetz abzugelten. Bis zu diesem Zeitpunkt gab es in jedem Land unterschiedliche Handhabungen, diese Kosten über Exportgebühren, Importgebühren und/oder Transit-

gebühren einzuheben. Die Harmonisierung der Gebühren bei grenzüberschreitenden Lieferungen war ein wichtiger Schritt zur Erleichterung des innereuropäischen Stromhandels.

Das bestehende ITC-System basiert auf temporären, bilateralen Verträgen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern. In der im Juni 2003 in Kraft getretenen EU-Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (VO 1228/2003) wurden jedoch neue rechtliche Rahmenbedingungen festgelegt, welche die Grundlage für die Implementierung eines endgültigen und langfristigen ITC-Systems innerhalb der EU-Mitgliedstaaten bildet.

Seit der Einführung blieb der ITC-Mechanismus in seinen wesentlichen Grundzügen unverändert, wurde aber im Laufe der Jahre weiterentwickelt und verbessert. Die für den Markt bedeutendste Änderung war mit Sicherheit die Abschaffung der Exportgebühr für Stromhändler im Jahr 2004. Innerhalb der am ITC-Mechanismus beteiligten Länder fallen für Händler seit Anfang des Jahres 2004 bei grenzüberschreitenden Stromlieferungen keine Exportgebühren mehr an.

Der ITC-Mechanismus gliedert sich im Wesentlichen in drei Teile:

- Ermittlung der von grenzüberschreitenden Lieferungen betroffenen Übertragungsnetze,
- Ermittlung der Höhe der grenzüberschreitenden Lieferungen und der Kompensationszahlung und
- Finanzierung des Fonds für die Kompensationszahlungen.

Über einen „Transit“-Schlüssel, der per Definition festgelegt ist, wird bestimmt, wie hoch der Anteil der grenzüberschreitenden Stromlieferungen („Transite“) in den einzelnen Ländern ist. Die Höhe der Kompensationszahlungen, die dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zustehen, ist abhängig von dem ermittelten Anteil. Die von den Regulatoren der einzelnen Länder anerkannten Netzkosten bilden die Kostenbasis, die dem Mechanismus zugrunde liegt.

Die Finanzierung des Fonds für die Kompensationszahlungen erfolgt zu einem überwiegenden Teil aus den Beiträgen, die jedes Land in Abhängigkeit von der Höhe seiner tatsächlich gemessenen grenzüberschreitenden physikalischen Lastflüsse zu leisten hat. Hinzu kommen Einnahmen aus der Gebühr von derzeit 1 Euro/MWh, die beim Import aus Ländern, die nicht am ITC-Mechanismus beteiligt sind, anfallen. Diese Gebühr ist nur beim erstmaligen

Grenzübertritt in das ITC-Gebiet zu entrichten, auch wenn ein weiterer Transit durch mehrere Länder erfolgt.

Die durch den ITC-Mechanismus erwachsenen Einnahmen bzw. Kosten des Übertragungsnetzbetreibers werden in der nationalen Tarifierung entsprechend berücksichtigt.

→ Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen im Strombereich⁶

Überwachung Unbundling

Die Überwachung des Unbundling fällt gemäß § 10 Abs 1 Z 2 Energie-Regulierungsbehörden-gesetz (E-RBG), BGBl. I Nr. 121/2000 idF BGBl. I Nr. 148/2002, in die Zuständigkeit der E-Control. Bis zur EIWOG-Novelle 2004 beschränkte sich diese Zuständigkeit im Wesentlichen auf die Überprüfung der Einhaltung des buchhalterischen Unbundling. Die EIWOG-Novelle 2004, die als Grundsatzgesetz erlassen wurde, sieht jedoch vor, dass die Einhaltung der weitergehenden Unbundling-Bestimmungen der neuen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie von den Landesregierungen als Voraussetzungen für die Erteilung der Konzession für den Netzbetrieb zu prüfen sind. Dies wird eine laufende Überwachung der Einhaltung der Unbundling-Bestimmungen durch die Regulierungsbehörde jedoch nicht vollkommen ersetzen.

Der für die Erstellung und Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms gegenüber der Landesregierung benannte Gleichbehandlungsverantwortliche hat der Landesregierung und der E-Control jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vorzulegen und zu veröffentlichen. Da die Länder bis Jahresende 2004 keine Ausführungsgesetze in Kraft gesetzt hatten, dürfte die Überwachungskompetenz der Regulierungsbehörde erst im Jahr 2005 schlagend werden.

⁶ gemäß E-RBG, §10

Aufsicht Regelzonenführer

Die wesentlichsten Änderungen gegenüber den vorangegangenen Jahren ergaben sich für die österreichischen Regelzonenführer aus dem Inkrafttreten der EU-Verordnung bezüglich Netzzugang für grenzüberschreitenden Stromhandel (VO 1228/2003) mit 1. Juli 2004.

Darin wird im Wesentlichen gefordert, dass Kapazitäten grenzüberschreitender Leitungen 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 bildete damit auch einen wesentlichen Schwerpunkt in der Aufsichtsfunktion der E-Control im abgelaufenen Jahr. Österreich ist durch seine zentrale geographische Lage stark betroffen. Es bestehen starke Netzverbindungen zu den westlichen und nordwestlichen Nachbarn (Deutschland, Schweiz). Die zur kommerziellen Nutzung zur Verfügung stehenden Leitungskapazitäten zu den nördlich, östlich und südlich angrenzenden Ländern (Tschechien, Ungarn, Slowenien und Italien) sind aber begrenzt. Gegenüber den bisherigen Vergabemodalitäten haben sich im Zuge der Umsetzung der Verordnung erste markante Änderungen ergeben. An der Grenze zu Tschechien wurden mit 1. Juli 2004 zusätzlich zu den bereits bestehenden jährlichen und monatlichen expliziten Kapazitätsauktionen auch tägliche Versteigerungen eingeführt. Die Kapazitäten an der Grenze zu Ungarn, die bislang von den beiden Regelzonenführern

Verbund APG und MAVIR getrennt nach Richtungen vergeben wurden, werden ab 2005 ebenfalls in einer gemeinsamen expliziten Auktion zur Vergabe gebracht. Die Einführung einer gemeinsamen täglichen Versteigerung ist für das I. Quartal 2005 geplant. Da Slowenien auf EU-Ebene von der Anwendung der Verordnung vorerst ausgenommen ist, kann an dieser Grenze nur die „österreichische Kapazität“ zur Versteigerung gelangen.

Seitens der E-Control wurden diesbezüglich mit den Regelzonenführern und mit weiteren involvierten Partnern (Regulatoren und Regelzonenführer der benachbarten Länder) Abstimmungsgespräche geführt. Im Jahr 2005 werden diese Aufgaben weiter zu führen sein. Dabei sind neuerlich Verbesserungen der Vergabeverfahren und Ausweitungen des Transparenz- und Informationsangebotes mit dem Ziel der Effizienzsteigerung als vorrangige Bereiche zu nennen.

Ein weiterer Schwerpunkt im Bereich der Regelzonenführeraufsicht war die Problematik des bestehenden innerösterreichischen Nord-Süd-Engpasses („Steiermarkleitung“). Dazu erfolgte eine kontinuierliche Information durch den Regelzonenführer Verbund APG über angewandte und geplante Engpassmanagementmaßnahmen und daraus resultierende Kosten. Weiters wurden Mitarbeiter der E-Control vom Amt der Steiermärkischen Landesregierung als Gutachter im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung für die 380-kV-Freileitung Zwaring-Rotenturm zu den Themenbereichen „Bedarf“ und „Energiewirtschaft“ herangezogen.

Aufsicht Clearingstelle (BKO-Prüfung, Festsetzung des Clearingentgeltes)

Die Aufsichtsfunktion der E-Control über die beiden Verrechnungsstellen APCS und A&B wurde durch laufende Abstimmungsgespräche zu aktuellen Fragen sowie in jeweils einem Termin vor Ort wahrgenommen. Dabei wurden im Wesentlichen die Standardprozesse und Aufgaben der Verrechnungsstellen wie

- Bilanzgruppen-Verwaltung,
- Clearingprozesse, Berechnung und Zuordnung von Ausgleichsenergie,
- Verträge mit Bilanzgruppenverantwortlichen, Regelzonenführern, Verteilernetzbetreibern und Lieferanten,
- Fahrpläneingang von Bilanzgruppenverantwortlichen,
- Messdateneingang von Verteilernetzbetreibern,
- Angebotseingänge und Reihung für Ausgleichsenergielieferungen und
- Preisberechnungen Clearingpreise

erörtert.

Insgesamt haben sich die Prozesse und Abläufe durch zunehmende Erfahrungen und mehr Routine der Marktteilnehmer weiter eingespielt und laufen weitestgehend reibungsfrei ab. Erfreulicherweise hat diese zunehmende Standardisierung im Tagesgeschäft und die Wahrnehmung der Clearingstellenfunktion sowohl für Strom als auch für Gas zu deutlichen Effizienzsteigerungen und zur Realisierung von Synergiepotenzialen in den beiden Unternehmen ge-

führt. Die E-Control als zuständige Behörde hat nach Durchführung eines Prüfungsverfahrens auf Basis des Mengen- und Kostengerüsts eine neue Verordnung zur Festlegung der Clearinggebühr erlassen. Damit sanken die Clearinggebühren für Strom-Verbrauchsumsätze um 30 %, die für Handelsumsätze in Rechnung gestellten Gebühren sanken um 50 %. Die Senkung der Gebühren entspricht einer jährlichen Einsparung von rund 2 Mio. Euro für den Bereich Strom. Die Novelle trat mit 1. Juli 2004 in Kraft.

In Bezug auf die Konzessionsvergabe an die APCS hat der Verfassungsgerichtshof mit Erkenntnis vom 10. März 2004 die §§ 3, 4 und 9 des Verrechnungsstellengesetzes als verfassungswidrig aufgehoben. In der Folge wurde auch der Genehmigungsbescheid für die APCS aufgehoben. Auf das Funktionieren des liberalisierten Strommarktes und der erforderlichen Marktprozesse sind durch das Urteil derzeit keine Auswirkungen gegeben. Der Gesetzgeber hat nun bis 30. Juni 2005 Zeit, eine entsprechende Ersatzregelung zu schaffen.

Das Verrechnungsstellengesetz wurde als einfaches Bundesgesetz ohne Verfassungsmehrheit beschlossen und regelt die Ausübungsvoraussetzungen, Aufgaben und Befugnisse der Verrechnungsstellen für Transaktionen und Preisbildung für Ausgleichsenergie. Konkret sah sich der Verfassungsgerichtshof zur Prüfung veranlasst, ob die als unmittelbar anwendbares Bundesrecht erlassenen §§ 3, 4 und 9 Verrechnungsstellengesetz den verfassungsrechtlichen Kompetenztatbeständen „Börsewesen“ bzw. „Zivilrechtswesen“

zuzuordnen sind – in diesen Bereichen kommt dem Bund die Kompetenz zur Gesetzgebung und Vollziehung zu – oder dem Kompetenztatbestand „Elektrizitätswesen“ – hier kommt dem Bund lediglich eine Kompetenz zur Regelung von Grundsätzen zu. Der Verfassungsgerichtshof kam zu dem Schluss, dass die Organisation der Ausgleichsenergie in funktionalem Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung der Stromversorgung stehe. Daher seien die betreffenden Bestimmungen des Verrechnungsstellengesetzes aufgrund ihrer systematischen Zuordnung zum Elektrizitätswesen in verfassungswidriger Weise als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen worden.

Ausgleichsenergiemarkt

Der Ausgleichsenergiemarkt war im Jahr 2004 durch weitgehend konstante Bedingungen gekennzeichnet. Verglichen mit den vorangegangenen Jahren sind die Gesamtkosten des Ausgleichsenergiesystems geringfügig gestiegen. Zwischen den Kostenbestandteilen ergaben sich Verschiebungen. Die Market Maker-Leistungskosten sind geringer geworden, dem gegenüber sind die Kosten aus den Rücklieferprogrammen für Sekundärregelung und ungewollten UCTE-Austausch gestiegen.

Immer stärkere Bedeutung kommt dem Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen als Teilnehmer am Ausgleichsenergiemarkt zu. Das ist vor allem dadurch bedingt, dass der Öko-BGV in seiner Bilanzgruppe beträchtliche Mengen nur schwer prognostizierbarer Windenergie hat. Dazu kommt noch, dass durch die ständig weiter wachsende Windeinspeisung die Energiemengen und die Prognoseabweichung der Öko-Bilanz-

gruppe die gesamte Regelzonenabweichung zunehmend beeinflussen. Diese Faktoren führen in Summe dazu, dass der Öko-BGV erhebliche Ausgleichsenergiekosten zu tragen hat. Für die Regelzone Verbund APG beliefen sich diese Kosten in den ersten drei Quartalen des Jahres 2004 bereits auf etwa 9,8 Mio. €.

In den vergangenen Monaten wurden zu unterschiedlichen Themenschwerpunkten im Gesamtkomplex des Ausgleichsenergiesystems mit Marktteilnehmern, vorwiegend in der Arbeitsgruppe Ausgleichsenergie im Rahmen des Marktregelprozesses, intensive Diskussionen geführt. Mögliche Modelle zur Änderung der Clearingpreisformel und zur Umlage von Kosten auf unterschiedliche Bezugsgrößen in der Regelzone Ost wurden nochmals einer eingehenden Prüfung und Diskussion unterzogen. Im Herbst konnte sich die Arbeitsgruppe gemeinsam auf ein Modell verständigen, das Arbitragemöglichkeiten unterbindet, Anreize für hohe Prognosequalität in den Bilanzgruppen liefert und eine Kostenumlage von 20 % der Gesamtkosten auf den Endverbrauch vorsieht. Das Modell wird derzeit implementiert und soll in den nächsten Monaten zur Anwendung kommen. Zusätzlich wird der Regelzonenführer den Marktteilnehmern eine zeitnahe Information über die Leistungsabweichung der Regelzone zur Verfügung stellen.

Neben den geplanten Änderungen wurde von APCS bereits mit November eine Änderung in der Angebotslegung für Market Maker vorgenommen. Von den bisherigen monatlichen Angeboten wurde auf einer Internetplattform auf wöchentliche Angebotslegung umgestellt. Da-

durch sollten sich Angebotspreise ergeben, die stärker kurzfristige Preisentwicklungen reflektieren. Weiters wird dadurch auch eine Erhöhung der Liquidität angestrebt.

Als nächster Schritt zur Verbesserung der Liquidität wird eine Marktöffnung für Minutenreserve zwischen den drei österreichischen Regelzonen und den vier deutschen Regelzonen angestrebt. Diese soll es Erzeugern in den beiden Ländern ermöglichen, Angebote in allen sieben Regelzonen zu legen. Die involvierten Regelzonenführer arbeiten derzeit ein Modell im Detail aus. Als Schwerpunktthema wird dabei ein funktionsfähiger, standardisierter Datenaustausch insbesondere für Abrufe erarbeitet. Mit einer Einführung ist im Jahr 2005 zu rechnen. Darüber hinaus sollen im kommenden Jahr weitere Themenbereiche des Ausgleichsenergiesystems wie Markttransparenz oder Sekundärregelung einer genaueren Diskussion bzw. gegebenenfalls Weiterentwicklung unterzogen werden.

→ **Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Strombereich**

Sowohl im Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG) als auch im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) sind die Durchführung statistischer Erhebungen und sonstiger statistischer Arbeiten über Elektrizität der E-Control übertragen (§ 14 E-RBG und § 52 EIWOG).

Der Umfang der statistischen Aufgaben wird in der Elektrizitätsstatistik-Verordnung 2001 des BMWA (BGBl. II Nr. 486/2001) definiert. Grundsätzlich leitet sich die Ermächtigung zur

statistischen Erhebung im Rahmen der Energiebilanz aus dem Bundesstatistikgesetz 2000 ab, in dessen § 5 Abs. 1 die Zulässigkeit der statistischen Erhebungen im Energiebereich verankert ist und dessen § 8 den Bundesministern für definierte Bereiche, so u.a. auch für den der Energiestatistik, entsprechende Kompetenzen einräumt.

Die statistischen Erhebungen der E-Control sind somit einerseits über das Bundesstatistikgesetz 2000 Teil der österreichischen Energiebilanz und sollen andererseits aufgrund ihrer Verankerung im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz bzw. im Gaswirtschaftsgesetz Informationen für die vollliberalisierten Elektrizitäts- und Gasmärkte bieten.

Arbeiten gemäß Energielenkungsgesetz 1982

Gemäß § 11 Energielenkungsgesetz (EnLG 1982) ist die E-Control mit der „Vorbereitung und Koordinierung der im Anlassfall ... vorzusehenden Maßnahmen“ zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung betraut. Zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen ist die E-Control ermächtigt, die Meldung entsprechender Daten anzuordnen. Der Umfang dieser Erhebungen ist in der Energielenkungsdaten-Verordnung definiert, wobei eine Anpassung der Erhebungsinhalte im Dezember 2003 erfolgt ist (Veröffentlichung im Amtsblatt der Wiener Zeitung am 15. Dezember 2003).

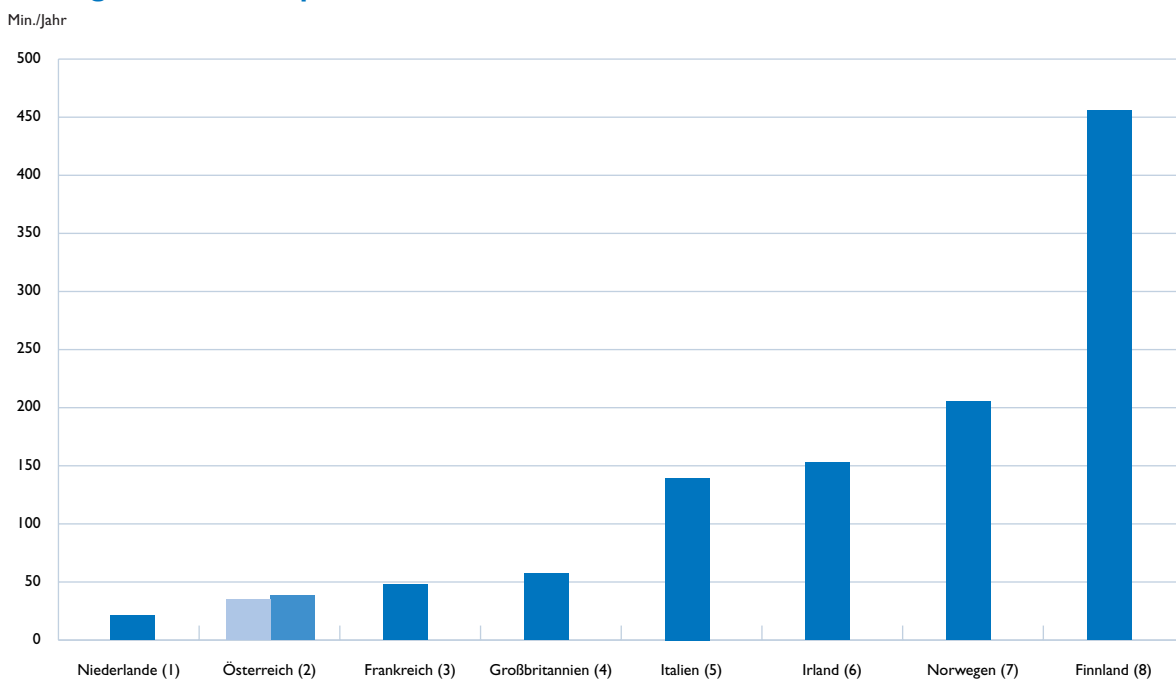
→ **Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2003**

Die E-Control führte 2003 bereits zum zweiten Mal eine Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit in Österreich durch. Die Datenerhebung, die gemäß der so genannten „Statistik-Verordnung“ erfolgte, wurde in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und dem VEÖ durchgeführt. Der Erhebungsumfang für Österreich konnte von 85 Netzbetreibern im Jahr 2002 auf 138 Netzbetreiber (inklusive Übertragungsnetzbetreiber) erhöht werden. Über diese 138 Netzbetreiber sind 100 % der österreichischen Stromkunden erfasst. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung wird unter anderem durch den Zustand der Vertei-

lernetze bestimmt. Wesentliche Einflussfaktoren sind damit das Alter der Verteilernetze sowie deren Wartung und Instandhaltung durch den Netzbetreiber. Die mittlere Nichtverfügbarkeit (durchschnittliche Dauer der geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen) pro versorgter (angeschlossener) Leistung für das Berichtsjahr 2003 liegt für Österreich bei 51,22 min/a. Dies entspricht annähernd der Dauer der Stromunterbrechungen pro Kunde im Jahr 2003. Bezieht man diesen Wert der Nichtverfügbarkeit auf die Verfügbarkeit im Jahr (Jahresstundenanzahl), so ergibt sich eine Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich für das Jahr 2003, wie schon im Jahr 2002, von 99,99 %. Die mittlere Nichtverfügbarkeit, die sich auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen bezieht,

→ **Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in ausgewählten europäischen Ländern**

Abbildung 17



(2) Stand 2002 und Stand 2003, SAIDI ungeplante Stromversorgungsunterbrechungen – bezogen auf Leistung, Mittelspannung
Quelle: E-Control, 2002, 2003

(1), (3)–(8) Stand 2001, ungeplante Stromversorgungsunterbrechungen – Minutes Lost per Customer per Year, Medium Voltage
Quelle: Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, Sept. 2003

also deren Ursache z.B. in Störungen aufgrund von Schnee, Blitzschlag oder ähnlichem lag, betrug im Berichtsjahr 2003 38,43 min/a (Abbildung 17). Dieser Wert änderte sich, bezogen auf die Jahresverfügbarkeit, gegenüber dem Jahr 2002 nur im Promillepunktbereich. Dies lässt sich teilweise durch atmosphärische Einwirkungen, wie z.B. regionale Blitzhäufigkeit oder Nassschnee, aber auch durch längere Wiederversorgungszeiten erklären.

Die ausgewerteten Zahlen und Abbildung 17 bestätigen die Ergebnisse der Ausfalls- und Störungsstatistik, wonach die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich im europäischen Vergleich einen sehr guten Platz einnimmt. Österreich zählt somit zu den Ländern mit den geringsten Stromversorgungsunterbrechungen.

→ Studien und Gutachten

Ökostrombericht

Die E-Control hat jährlich gemäß § 25 Ökostromgesetz einen Bericht vorzulegen, in welchem analysiert wird, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden und welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind. Teil dieses Berichtes können auch Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen des Ökostromgesetzes sein.

Im Jahr 2003 wurden rund 3,4 TWh Ökostrom aus Kleinwasserkraftwerken und rund 0,6 TWh sonstiger Ökostrom in das öffentliche Netz eingespeist und vergütet. Das Einspeisetarifvolumen (inklusive des Marktwertes des erzeugten Stroms) betrug rund € 200 Mio. Die massive Investitionstätigkeit in Windkraft-, Biomasse- und Biogasanlagen in den Jahren 2003 und 2004 ist in Tabelle 5 dargestellt.

→ Entwicklungen seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes mit Jahresbeginn 2003 (in MW)

Tab. 5

	01. 01. 2003	01. 01. 2004	31. 12. 2004*
Windkraft	140 MW	420 MW	800 MW (etwa 535 Windräder in 146 Anlagen)
Biomasse fest: (inkl. Abfall)	54 MW	76 MW	280 MW (100 Anlagen)
Biogas	12 MW	24 MW	70 MW (280 Anlagen)

* vorläufige Werte

Quelle: E-Control

Die von den Stromkonsumenten aufzubringenden Subventionsmittel für die Unterstützung der drei Bereiche Kleinwasserkraft, sonstiger Ökostrom und fossile Kraft-Wärme-Kopplung sind in Tabelle 6 aufgezeigt.

43

→ Gesamtunterstützungsvolumina in den Jahren 2003 bis 2007 (in Mio. EUR)

Tab. 6

	2003	2004**	2005**	2007**
Sonstiger Ökostrom (Wind, Biomasse, Biogas, PV)	69	104	156	250
Kleinwasserkraft	65	67	57	50
Kraft-Wärme-Kopplung (vorbehaltlich möglicher Kürzungen)	76	77	68	53
Summe	210	248	281	353

** Prognosewerte

Den Berechnungen wurde ein Marktpreisanstieg von 3,3 Cent/kWh im Jahr 2004 auf 4,5 Cent/kWh im Jahr 2007 zugrunde gelegt.

Quelle: E-Control

Im Jahr 2004 wurden nach vorläufigen Werten in Summe rund 5,4 TWh (Kleinwasserkraft und sonstiger Ökostrom) erzeugt mit einer Gesamtvergütung (inkl. Marktpreis) von

€ 302 Mio. Die Entwicklung der Ökostrommengen und des Vergütungsvolumens ist in Tabelle 7 dargestellt:

→ Ökostromabnahmemengen und -vergütungen im Jahr 2003 und im I. Halbjahr 2004

Tabelle 7

	Unterstützte Ökostrommengen Österreich 2003 und 2004			
	2003		2004	
	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. €	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. €
Kleinwasserkraft	3.386	149,2	3.987	174,0
Sonstige Ökoanlagen	596	53,0	1.446	128,0
Windkraft	365	27,7	925	71,5
Biomasse fest inkl. Abfall hbA	99	8,5	313	28,6
Biomasse gasförmig	41	4,7	101	12,7
Biomasse flüssig	2	0,2	19	2,3
Photovoltaik	11	6,8	12	7,6
Deponie- und Klärgas	75	4,9	74	5,1
Geothermie	3	0,2	2	0,2
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökoanlagen	3.982	202,2	5.433	302,0

Quelle: Öko-BGV, E-Control

Zu Jahresende 2004 kam es zu einem Genehmigungsboom neuer Windkraft-, Biomasse- und Biogasanlagen. Es wurden 100 weitere Windräder (200 MW), 60 neue Biomasseanlagen (190 MW) und 150 neue Biogasanlagen (40 MW) genehmigt. Das sind mehr neu genehmigte Bio-

masse- und Biogasanlagen, als bis Dezember 2004 in Betrieb waren. Motivation dafür war, sich noch fristgerecht die Einspeisetarife der befristeten Verordnung vom Dezember 2002 zu sichern.

Aufgrund der überdurchschnittlichen Entwicklung des Bereichs Ökostrom, verbunden mit der Nichterreichung der Ökostrom-Ziele „Kosteneffizienz“, „Heranführung an die Marktreife“ sowie des komplexen jährlichen Entscheidungsprozesses zur Ökostromfinanzierung, hat die E-Control im Rahmen des Berichtes gemäß § 25 Ökostromgesetz folgende Empfehlungen abgegeben:

- Es sollen Maßnahmen gesetzt werden, mit denen die erforderlichen Finanzierungsmittel für die Zielerreichung sichergestellt werden, ohne dass es bei einem jährlichen breiten Zustimmungserfordernis zu Blockaden kommen kann.
- Die Unterstützungsvolumina sollten begrenzt werden, da bereits zum aktuellen Zeitpunkt eine Übererfüllung des 4 %-Zieles absehbar ist.
- Die Mittel sollten in jenen Bereichen eingesetzt werden, in denen eine Entwicklung hin zur Marktreife möglich bzw. wahrscheinlich ist.
- Es sollen Maßnahmen zur optimalen Nutzung der Energieträger gesetzt werden.

Das bedeutet, dass

- eine Stromerzeugung aus Biomasse nur dann gefördert werden soll, wenn die dabei anfallende Abwärme ebenfalls genutzt wird und
- nur die Netto-Ökostromerzeugung gefördert werden soll, also der Strombedarf für den Eigenbedarf der Ökostromanlage (in manchen Fällen 15 % bis 20 %) abzuziehen ist.

Kraft-Wärme-Kopplung

Die Netzbetreiber haben gemäß § 13 Abs. 10 Ökostromgesetz für die Finanzierung der Mehr-

aufwendungen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen einen einheitlichen Zuschlag (KWK-Zuschlag) auf alle an Endverbraucher abgegebenen Strommengen einzuheben. Dieser KWK-Zuschlag wurde, wie bereits im Jahr 2003, auch für das Jahr 2004 vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit mit 0,15 Cent/kWh festgelegt. Auf Basis der von der E-Control im ersten Halbjahr 2004 erhobenen Abgabemengen des Jahres 2003 sind sowohl die Vorschriften der KWK-Zuschläge für das Jahr 2004 als auch die Jahresendabrechnung der KWK-Zuschläge für das Jahr 2003 erstellt worden.

Auch im Jahr 2004 wurden Sachverständige der E-Control mit der Gutachtenserstellung zur Feststellung des für die Bestimmung des KWK-Unterstützungstarifes maßgeblichen Sachverhaltes vom BMWA beauftragt. So wurden, auf Basis des von der E-Control ermittelten Marktpreises für KWK-Energie für das Jahr 2003 (€ 29,45 je MWh) sowie der tatsächlich von den KWK-Anlagenbetreibern produzierten KWK-Energie-menge, in der zweiten Jahreshälfte des Jahres 2004 die endgültigen Bescheide für das Jahr 2003 vom BMWA erlassen. Daraus resultierende Rückzahlungen an zu viel ausbezahlte KWK-Unterstützungstarifen bzw. Nachzahlungen für zu wenig ausbezahlte KWK-Unterstützungstarife sind von der E-Control von den KWK-Anlagenbetreibern rückgefordert bzw. nachgezahlt worden. Insgesamt sind € 56,94 Mio. von der E-Control an die KWK-Anlagenbetreiber für das Jahr 2003 ausbezahlt worden. Die voraussichtlich zu fördernde KWK-Energiemenge des Jahres 2004 beträgt rund 5.842 GWh, wobei etwa 91 % (5.298 GWh) der höheren (Unterstützungs-)Tarifstufe zuzuordnen sind und 9 % gemäß § 13 Abs. 4 ÖkostromG mit einem niedrigeren Unterstützungstarif gefördert werden.

Energie-Control Programm

„Versorgungssicherheit und -qualität“

Wie im Vorjahr wurden auch im Jahr 2004 Aktivitäten hin zu einer kontinuierlichen Versorgungssicherheit in Österreich gesetzt. Dazu zählen:

- Langfristige Prognosen,
- regelmäßige Marktbeobachtung,
- Sicherstellung ausreichender Investitionen durch Überwachung des Unbundling,
- Kontrolle der Versorgungszuverlässigkeit,
- Zusammenarbeit mit Experten auf nationaler und internationaler Ebene zur Ausarbeitung von akkordierten Maßnahmen und
- aktive und koordinierende Rolle bei der Ausarbeitung der Krisenvorsorgemaßnahmen im Rahmen des Energielenkungsgesetzes.

→ Langfristprognose

Die E-Control hat gemäß Energielenkungsgesetz jährlich eine Mittel- und Langfristprognose (www.e-control.at) zur Versorgungssituation am österreichischen Strommarkt zu erstellen. Die diesjährige Prognose durchleuchtet neben der Erzeugungslage auch die Netzsituation, die in Zusammenarbeit mit dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) erörtert wurde. Inhalte und Ergebnisse der Prognose sind:

- Durchschnittlich steigt der Strombedarf in Österreich um ca. 1–1,5 TWh pro Jahr.

- Der Strombedarf in Regionen mit hoher wirtschaftlicher Entwicklung steigt überproportional stark an; Netzbetreiber planen eine Verstärkung und den Ausbau der 380-/220-/110-kV-Netze.
- Es wird eine Verschärfung der Nord-Süd-Belastung durch steigende Windkraftkapazitäten (1000 MW) erwartet (Abbildung 18).
- Österreich hat neben Luxemburg die höchste Sicherheitsmarge in der Europäischen Union (verfügbare Leistung liegt bei ca. 30 % im Jahr 2004 und wird 2010 bei ca. 28 % der installierten Leistung liegen).
- Die Abdeckung der heimischen Last mit heimischen Erzeugungseinheiten scheint im Betrachtungszeitraum 2003–2011 sichergestellt zu sein.
- Österreich hat wesentlichen Handlungsbedarf beim Ausbau der Transportnetzinfrastruktur. Besonders hervorzuheben sind hierbei die Projekte Südburgenland-Kainachtal und St. Peter-Salzach Neu.

Abbildung 19 zeigt eine geographische Übersicht über die Netzausbauprojekte in den kommenden vier Jahren mit der entsprechenden thematischen Gruppierung:

- Überregionaler 380-kV-Netzausbau: „380-kV-Leitungsprojekte“,
- Netzausbauprojekte infolge steigenden Strombedarfs: „Lokale Verbrauchszuwächse“ und
- Netzausbauprojekte infolge Ausbau der Windkraft: „Windenergie-Einspeisung“.

→ 380-/220 kV-Übertragungsnetz der Verbund-APG und vorhandene Engpässe

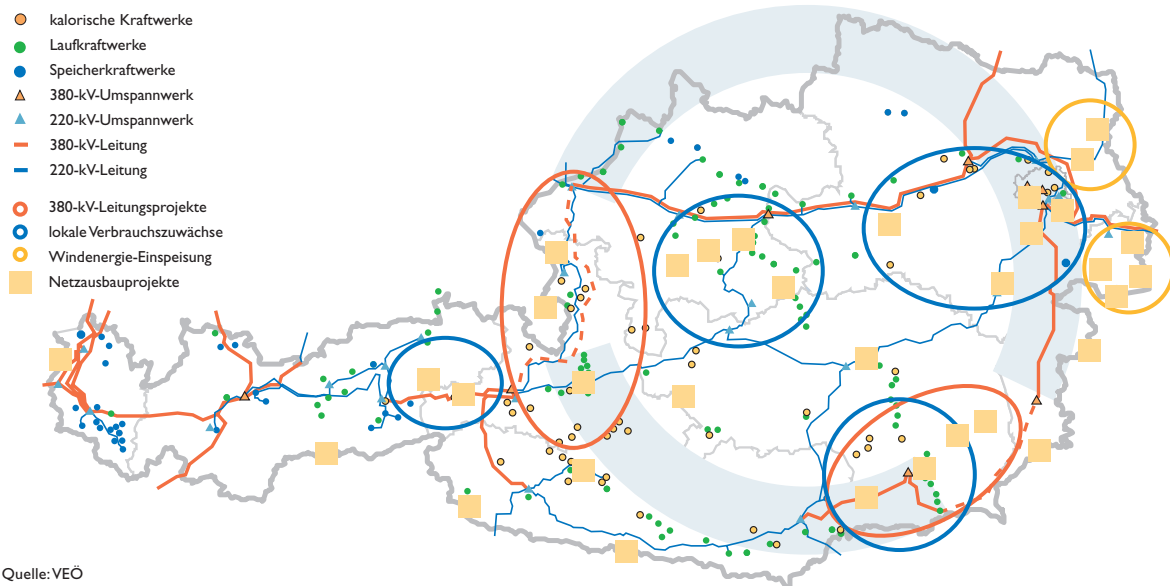
Abbildung 18



Quelle: APG

→ Netzausbauprojekte in Österreich bis 2007

Abbildung 19



Quelle: VEÖ

→ Stranded Costs

Mit der Entscheidung der Europäischen Kommission vom 25. Juli 2001, SG (2001) D/290567, wurden Betriebsbeihilfen für Stranded Costs gewährt. Die Kommission unterscheidet in ihrer Entscheidung zwei Fallgruppen, einerseits die Unterstützung für das Braunkohlekraftwerk Voitsberg 3, andererseits für heimische Wasserkraftwerke. Auf die Wasserkraft braucht im Folgenden nicht eingegangen zu werden, weil eine innerstaatliche Umsetzung bis dato nicht erfolgt ist.

Das Gesamtvolumen anerkannter Stranded Costs für das Braunkohlekraftwerk Voitsberg 3 beträgt € 132,61 Mio. und wird für den Zeitraum 19. Februar 1999 bis 30. Juni 2006 eingehoben. Gemäß § 13 Energie-Regulierungsbehörden-gesetz ist die E-Control mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded Costs-Beiträge beauftragt.

Zu unterscheiden ist zwischen dem Aufbringungsmodus der Stranded Costs-Verordnung I (BGBl. II Nr. 52/1999) für den Zeitraum vom 19. Februar 1999 bis 30. September 2001 und jenem der Stranded Costs-Verordnung II (BGBl. II Nr. 354/2001) für den Zeitraum vom 1. Oktober 2001 bis zum 30. Juni 2006.

Zeitraum 19. Februar 1999 bis 30. September 2001:

Mit seinem Erkenntnis V 3/04 vom 11. Juni 2004 hat der Verfassungsgerichtshof § 10 Abs. I Stranded Costs-Verordnung II des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit aufgehoben. Es handelt sich dabei um jene Bestimmung, die die Einhebung von Beiträgen für den Zeitraum vom 19. Februar 1999 bis zum 30. September 2001 regelte.

Mit Erkenntnissen vom 6. Oktober 2004 hat der Verfassungsgerichtshof in weiterer Folge die auf diese Regelung gestützten Bescheide zur Vorschreibung der Stranded Costs-Beiträge aufgehoben. Die aufgrund dieser Bescheide vorgeschriebenen Beträge sind nun von den begünstigten Unternehmen an die Netzbetreiber bzw. deren Kunden rückzuerstatten.

Bis Ende 2004 sind von der E-Control die in Tabelle 8 aufgezeigten Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung I eingehoben und an die begünstigten Unternehmen ausbezahlt worden.

Es sind somit sämtliche nach Verordnung I eingehobenen Beiträge an die begünstigten Unternehmen ausbezahlt worden.

→ **Eingehobene und ausgezahlte Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung I** Tabelle 8

Einhebung im Jahr 2001	€ 17,51	Mio.
Einhebung im Jahr 2002	€ 0,59	Mio.
Einhebung im Jahr 2003	€ 29,34	Mio.
Einhebung im Jahr 2004	€ 1,65	Mio.
SUMME Einhebungen	€ 49,09	Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2001	€ 17,5	Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2002	€ 0,55	Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2003	€ 27,15	Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2004	€ 3,89	Mio.
SUMME Auszahlungen	€ 49,09	Mio.

Quelle: E-Control

→ **Eingehobene und ausgezahlte Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung II** Tabelle 9

Einhebung im Jahr 2002	€ 23,6	Mio.
Einhebung im Jahr 2003	€ 17,34	Mio.
Einhebung im Jahr 2004	€ 11,87	Mio.
SUMME Einhebungen	€ 52,81	Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2002	€ 15,53	Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2003	€ 15,52	Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2004	€ 21,73	Mio.
SUMME Auszahlungen	€ 52,78	Mio.

Quelle: E-Control

Zeitraum ab dem 1. Oktober 2001:

Die Basis für die Vorschreibung der Beträge ab dem 1. Oktober 2001 ist die Stranded Costs-Verordnung II des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit.

Anträgen auf Aufhebung der Regelungen betreffend den Aufbringungsmodus ab dem 1. Oktober 2001 wurden vom Verfassungsgerichtshof keine Folge gegeben.

Seit 1. Jänner 2003 werden die Beträge nicht mehr von den Netzbetreibern selbst berechnet, sondern von der E-Control, auf Basis der Abgabemengen des Vorjahres, eingehoben. Dieses System wurde auch im Jahr 2004 beibehalten. Die Auszahlung an die begünstigten Unternehmen erfolgt nach Maßgabe der einbezahlten Mittel.


Bis Ende 2004 sind von der E-Control die in Tabelle 9 aufgezeigten Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung II eingehoben und an die begünstigten Unternehmen ausbezahlt worden.

Der Gesamtbetrag der bis Ende 2004 einzubezahlenden Stranded Costs gemäß Verordnung II betrug € 62,75 Mio. Von den offenen Einzahlungen (€ 9,94 Mio.) entfallen € 4,90 Mio. auf die Anfang 2005 fällige Teilzahlung für das 4. Quartal 2004.

Es ist zu erwarten, dass aufgrund der Abweisung der Anträge auf Aufhebung der Regelung durch den Verfassungsgerichtshof die ausstehenden, bereits eingeforderten und fälligen Beiträge in Höhe von € 5,04 Mio. ebenfalls Anfang 2005 beglichen werden.



Entwicklungen
am Gasmarkt 2004

	Gas
	→ Entwicklungen am Gasmarkt 2004

→ Entwicklungen auf dem österreichischen Gasmarkt

Kennzahlen (Verwendung/Aufbringung, Importe/Exporte)

Im Kalenderjahr 2003 wurden insgesamt rd. 8,6 Mrd. Nm³ oder 94,7 TWh an Endkunden abgegeben. Als Endkunden im Sinne der Gasstatistik gelten alle Abnehmer, die Erdgas zur Deckung des Verbrauchs für eigene Zwecke aus dem Netz beziehen. Somit ist der Gasverbrauch der Haushaltskunden ebenso Teil der Abgabe an Endkunden wie der Verbrauch von Wirtschaftsunternehmen oder von Kraftwerken.

Insgesamt ergab sich ein Zuwachs von etwa 8,8 % gegenüber 2002, wobei hier zu beachten ist, dass aufgrund der in diesen beiden Jahren geltenden unterschiedlichen Systematiken die Zuwächse nur als Trend zu interpretieren sind. Wichtigste Faktoren für diesen vergleichsweise hohen Zuwachs dürften einerseits ein Anstieg des Heizbedarfs und andererseits der hohe Gasverbrauch der Kraftwerke, die beispielsweise um 20 % mehr elektrische Energie aus Erdgas erzeugten als 2002, gewesen sein. Der mittlere Verbrauchszuwachs der letzten zehn Jahre lag bei 2,9 %.

In den ersten drei Quartalen 2004 wurden 64,3 TWh bzw. 5,8 Mrd. Nm³ an Endkunden geliefert. Dies entspricht einer Verbrauchssteigerung um 0,6 TWh bzw. knapp 0,1 Mrd. Nm³ oder 0,9 %.

Hohe absolute monatliche Verbrauchszuwächse waren dabei vor allem im Mai und Juni sowie im März gegeben. Auch im Jänner und September wurden Zuwächse verzeichnet, wenn auch mengenmäßig geringer. Hohe Verbrauchsrückgänge waren im Februar sowie im Juli und August gegeben.

Auffallend bei der Deckung des inländischen Gasverbrauchs ist, dass das Import-/Exportsaldo in den ersten neun Monaten 2004 um 4,3 TWh bzw. 0,4 Mrd. Nm³ zurückging, während das Inlandsaufkommen (Produktion und Speicherbewegung) um 5,3 TWh bzw. 0,5 Mrd. Nm³ anstieg.

Daraus resultiert ein um 3,3 TWh bzw. 0,3 Mrd. Nm³ niedrigerer Speicherinhalt per Ende September. Dies entspricht einem Rückgang des Füllungsgrades um 11 Prozentpunkte auf 64 %, so dass Ende September 2004 etwa derselbe Speicherinhalt wie Ende August 2003 gegeben war.

Modell und Systembeschreibung

Um die Voraussetzungen für einen Wettbewerb am Gasmarkt zu schaffen und dafür, dass alle Kunden ihren Gasversorger frei wählen können, war es notwendig, das historisch gewachsene Marktmodell zu adaptieren.

Mit dem Gaswirtschaftsgesetz 2002 entschied man sich im Rahmen der vollständigen Marktöffnung des Gasmarktes am 1. Oktober 2002, das Bilanzgruppenmodell zu etablieren. Die Funktionsweise des Bilanzgruppenmodells ist in dem Kapitel „Modell und Systembeschreibung – Das Bilanzgruppenmodell in Österreich“ ausführlich beschrieben. Die Systematik wurde ein Jahr zuvor im Sektor Strom anlässlich der Voll liberalisierung eingeführt. Im Gasbereich wurden Institutionen analog zur Stromwirtschaft geschaffen (z.B. Bilanzgruppenverantwortliche, Regelzonenführer, Bilanzgruppenkoordinatoren etc.), deren Funktionen ebenfalls im zuvor genannten Kapitel im Detail beschrieben sind. Die unterschiedlichen Eigenschaften von Erdgas und Strom waren bei der Integration des Marktmodells zu berücksichtigen. Beispielsweise beträgt die Periode für die Bestimmung der

Ausgleichsenergie im Gasbereich eine Stunde, also den vierfachen Zeitraum wie im Strombereich. Weiters wurde festgelegt, dass Quellen wie Inlandsproduktion und Speicher beim Gasbereich außerhalb der Regelzone liegen – im Gegensatz dazu liegen Kraftwerke beim Bilanzgruppenmodell Strom innerhalb der Regelzone. Es hat sich als vorteilhaft erwiesen, auf eine bereits bestehende Systematik zurückzugreifen – viele Institutionen und Abläufe im Strom- und Gasbereich sind gleich gestaltet und generieren daher Synergieeffekte. Als Beispiel wird angeführt, dass die Bilanzgruppenkoordinatoren die Ausgleichsenergie sowohl für Strom und Gas ermitteln. Weiters ist der Wechselprozess – der Wechsel zu einem „neuen“ Anbieter – ident modelliert. Dies führt insbesondere bei „Kombinations-Netzbetreibern Strom-Gas“ zu erhöhter Kosteneffizienz.

Während die Grundfunktionen und Akteure des Bilanzgruppenmodells seit der Markteinführung im Wesentlichen unverändert geblieben sind, zeichnen sich in Teilbereichen durch die wachsende Erfahrung unterschiedliche Entwicklungen ab. Stellvertretend wird hier die Angebots- und Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt genannt: Im Gasbereich wurde die Einführung von fix kalkulierbaren Angeboten durch einen „Market Maker“ nicht notwendig. Auch die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise entwickelte sich unterschiedlich.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sich die Entscheidung, das im Strom erprobte Bilanzgruppenmodell zur Umsetzung der Voll liberalisierung für die Erdgaswirtschaft einzuführen, bewährt hat.

Marktstruktur und Konzentration im Gasmarkt

Zur deutlichen Dominanz der Eongas im Großkundengeschäft 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 GmbH eingebracht. Das Joint Venture wurde auch explizit als Gegengewicht zu Eongas angekündigt. Die Steirische Gas-Wärme hat sich zu 80 % an der Gas Alive GmbH beteiligt, einer Dienstleistungsgesellschaft für Industrie- und Gewerbekunden (z.B. Strukturierungsangebote), die auch mit anderen Erdgashändlern zusammenarbeitet.

Im Dezember 2004 hat die EVN AG die Aufstockung ihrer Anteile an der RAG Beteiligungs-AG angekündigt. Somit hätte die EVN AG indirekt einen Anteil an der RAG von mehr als 50 %. Mit Ausnahme eines deutschen Gasanbieters (Wingas) sind keine ausländischen Anbieter auf dem Markt aktiv tätig geworden. Damit sind ausländische Unternehmen weiterhin vor allem über Beteiligungen (GDF/EDF, RWE, E.ON Ruhrgas) auf dem österreichischen Markt tätig. Wie im Strombereich orientieren österreichische Unternehmen auch im Gasbereich ihre Tätigkeiten auf ausländische Märkte. Eongas und RAG sind bereits in Italien und Deutschland als Anbieter tätig. Eongas plant in Zukunft, diesen Geschäftsbereich auch in den Osten auszuweiten. Tigas, ein Tochterunternehmen des Stromunternehmens Tiwag, konzentriert ihre Expansionstätigkeit vorwiegend auf angrenzende Regionen. So hat die Tigas die beiden Südtiroler Erdgasgesellschaften Südgas und Energas übernommen. Weiters hält die Tigas 30 % an der Selgas.

Wechselraten

Ein wichtiges Merkmal für einen liberalisierten Energiemarkt ist das Wechselverhalten der Kunden.

Im ersten Liberalisierungsjahr wechselten 9.900 Gashaushalte oder 0,9 % ihren jeweiligen Versorger. Bezogen auf die Jahresabgabe entspricht dies einem Anteil von 0,7 %.

Von den sonstigen Kleinabnehmern wechselten 200 Gaskunden oder 0,2 % den Versorger. Dies entspricht einem Anteil von 0,3 % des Jahresbezugs dieser Kundengruppe.

Da die Großabnehmer bereits vor dem 1. Oktober 2002 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: So wechselten bzw. verhandelten 300 Großabnehmer (13,5 %), was einem Jahresbezug von 1,4 Mrd. Nm³ oder 22 % dieser Kundengruppe entspricht. Vorverhandlungen wurden demgegenüber für rd. 3 Mrd. Nm³ oder etwa 50 % des Jahresbezugs der Großabnehmer (das entspricht 37 % des gesamten Gasverbrauchs) auf Initiative der Großabnehmer geführt. Vorgezogene Versorgerwechsel waren keine zu verzeichnen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass über 11.000 Endkunden im ersten Liberalisierungsjahr sowie in den vorausgegangenen drei Quartalen ihren Versorger gewechselt oder die Verträge aktiv verhandelt haben, was einem Anteil von etwa 1 % entspricht. Bezogen auf den Jahresver-

brauch wechselten etwa 7 % den Versorger und für über 40 % wurden neue Lieferbedingungen erreicht.

Bezogen auf die Leitungskapazität wurden durch Lieferantenwechsel rund 14 % der Gesamtkapazität seit 1. Oktober 2002 bewegt. In der Regelzone Ost haben bis Ende 2004 rd. 27.000 Kunden den Versorger gewechselt. In Tirol und Vorarlberg gab es bis Anfang 2005 keinen einzigen Lieferantenwechsel.

→ Preisentwicklung im Jahr 2004

Die Preisgestaltung am Erdgasmarkt ist in erster Linie durch die Substituierbarkeit von Erdgas durch konkurrierende Energieträger, in erster Linie durch Heizöl, gekennzeichnet. Um die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas sicherzustellen, sind die meisten langfristigen Take-or-Pay-Importverträge daher mit zweigeteilten Preisformeln versehen:

- Festlegung eines sog. „anlegbaren Gaspreises“ unter Berücksichtigung der Konkurrenzenergiesituation (d.h. Konkurrenzproduktpreise, unterschiedliche Investitions- und Betriebskosten, Zuschläge für Konkurrenzvorteile von Erdgas aufgrund von geringeren Schadstoffemissionen, u. Ä.),
- Dynamisierung dieses Ausgangspreises, um internationale Energiepreisentwicklungen zu reflektieren: Diese spiegeln sich mit 3- bis 6-monatiger Verzögerung im Gasimportpreis wider.

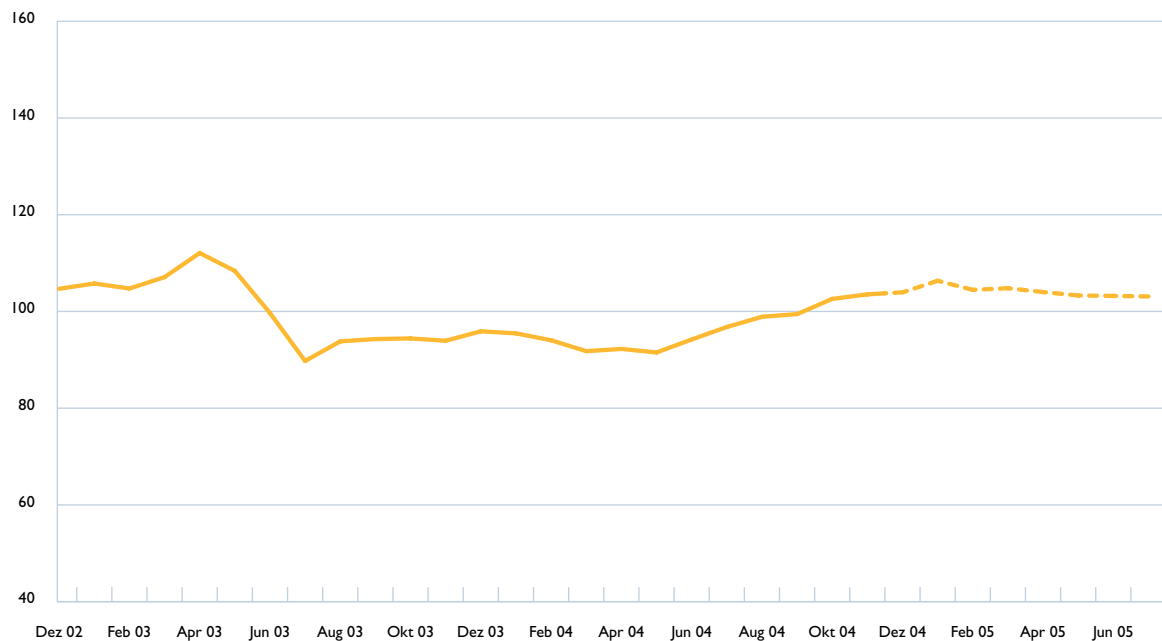
Aufgrund der von Statistik Austria veröffentlichten Daten zum Erdgasimport sowie zu den Preisverläufen auf den internationalen Ölmärkten entwickelte die E-Control ein Modell, mit dem sowohl der Preisverlauf in der Vergangenheit (seit Jänner 2001) verfolgt werden kann, als auch ein Ausblick in die nähere Zukunft der

Gasimportpreise (ungefähr ein halbes Jahr) ermöglicht wird. Die entsprechende Grafik (Abbildung 20) ist auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) abrufbar und wird monatlich aktualisiert. Als Bezugsgröße wurde der Zeitpunkt der Gasmarktliberalisierung, also der Oktober 2002, gewählt.

→ Durchschnittlicher Erdgasimportpreis seit Jänner 2001

Abbildung 20

Oktober 2002 = Index



Quelle: Statistik Austria, strichliert: weitere Einschätzung der E-Control

Der Beginn des Beobachtungszeitraums (2001) war durch das Absinken der Energiepreise vom außergewöhnlich hohen Niveau im Jahr 2000 gekennzeichnet. In den ersten Monaten nach dem 1. Oktober 2002 zeigte der Importpreis für Erdgas wieder eine ansteigende Tendenz (drohender Irak-Krieg). Die Preisspitze beim Importpreis lag im April 2003.

Nach der deutlichen Beruhigung der Preissituation in der zweiten Jahreshälfte 2003 und Anfang 2004 kam es im Sommer 2004 zu einem massiven Preisanstieg auf dem Erdölmarkt und damit auch für Erdgas. Die Preise für ein Barrel Öl (Brent Blend) lagen an einigen Tagen über 50 US\$. Das von der OPEC angestrebte Preisband wird offiziell noch immer mit 22 bis 28 US\$ angegeben. Das Bestreben der OPEC, die Weltenergiepreise angebotsseitig zu steuern, dürfte aber offenbar immer schwieriger werden. Dafür könnten folgende Faktoren verantwortlich sein:

- Die Nachfrage nach Erdöl ist im asiatischen Raum gestiegen.
- Die gewinnbaren Ressourcen werden zwar weiterhin regelmäßig nach oben revidiert, liegen jedoch einerseits in politisch unsicheren Regionen (Terrorgefahr) und erfordern andererseits immer teurere Fördertechniken.
- Problematisch könnte auch die Diskrepanz zwischen den zusätzlich angebotenen (größtenteils stark schwefelhaltigen) und nachgefragten (schwefelarmen) Ölqualitäten werden.
- Der Einfluss von Spekulationen auf den Weltmarktpreis für Erdölprodukte wird immer stärker. Dies machte sich besonders im Vorfeld der Präsidentenwahlen in den USA Anfang November 2004 bemerkbar. Kaum waren die Wahlen vorbei, gingen die kurzfristig extrem hohen Rohölpreise und damit auch die Futures wieder deutlich zurück.

	Gas
	→ Aktivitäten der Regulierungsbehörden – Gas

→ Regulierung der Netze: Tarifizierung Gas

Mit 1. Juni 2004 wurde eine Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2004) von der E-Control Kommission erlassen. Die Novelle zog eine neue Verordnung, die Fernleitungsanlagenverordnung (FLAVO), und eine Änderung der Regelzonenführer-Verordnung mit sich.

Mit der FLAVO wurden die in den Anlagen 2 und 3 zum Gaswirtschaftsgesetz – GWG, BGBl. I Nr. 121/2000 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 148/2002 – enthaltenen Aufzählungen der Fernleitungsanlagen und Erdgasunternehmen entsprechend den tatsächlichen Verhältnissen angepasst. Darin wurden sieben Leitungen bzw. Stichleitungen der Netzbereiche Burgenland, Steiermark und Niederösterreich in die Fernleitungsebene aufgenommen.

Diese Änderungen der Fernleitungen in Österreich, gemeinsam mit den intensiven Kostenermittlungen, die durchgeführt wurden, führten zu einer neuen Kostenbasis für die Systemnutzungstarife. Auch die Mengenbasis wurde neu ermittelt. Hier wurde ein Durchschnitt der in den Jahren 1999–2001 abgegebenen Mengen herangezogen und mit dem Prognosewert für das Mengenwachstum der Regelzonenführer Ost (AGGM) aus der von der E-Control Kommission genehmigten Langfristplanung von 1,9 % ergänzt. Somit wurde gewährleistet, dass die Tarife nicht wetterbedingt schwanken, sondern die Entwicklung einen ebenmäßigen Verlauf nimmt.

Auf Basis der neu ermittelten Kosten- und Mengenbasis wurden neue Tarife festgesetzt. Im österreichweiten Durchschnitt wurde eine Senkung von rd. 6 % erzielt. In den Abbildungen 21–23 angeführt sind drei Beispiele, die die Ergebnisse pro Bundesland deutlich zeigen. Die Beispiele sind drei Musterkunden:

- ein Haushalt mit einem Verbrauch von 15.000 kWh auf der Ebene 3,
- ein Gewerbekunde mit einem Verbrauch vom 80.000 kWh auf der Ebene 3 und
- ein Industriekunde mit einem Verbrauch von 50.000.000 kWh und einer Leistung von 14.000 KW.

Unverändert blieben die Höchstpreise für das Zählerwesen, die in den Abbildungen nicht enthalten sind.

In sechs Bundesländern konnte eine Reduktion der Haushaltstarife erzielt werden (Abbildung 21). Die höchste Senkung erfolgte im Burgenland mit 5,4 % und in Wien mit 5,2 %, gefolgt von Salzburg mit 4,6 %, Niederösterreich mit 4,4 % und Steiermark mit 4,2 %. In Kärnten wurde eine Senkung von 1,2 % erzielt. In Oberösterreich, Tirol und Vorarlberg blieben die Tarife in diesem Segment unverändert.

In dem Kundensegment Gewerbekunden wurden die Tarife in Wien mit 5,6 % und Niederösterreich mit 5,4 % am stärksten gesenkt, gefolgt von Salzburg und Steiermark mit jeweils 4,2 % und Burgenland mit 3,7 % (Abbildung 22).

Die Senkung in Kärnten betrug 0,7 %. Auch in diesem Segment blieben die Tarife in Oberösterreich, Tirol und Vorarlberg unverändert.

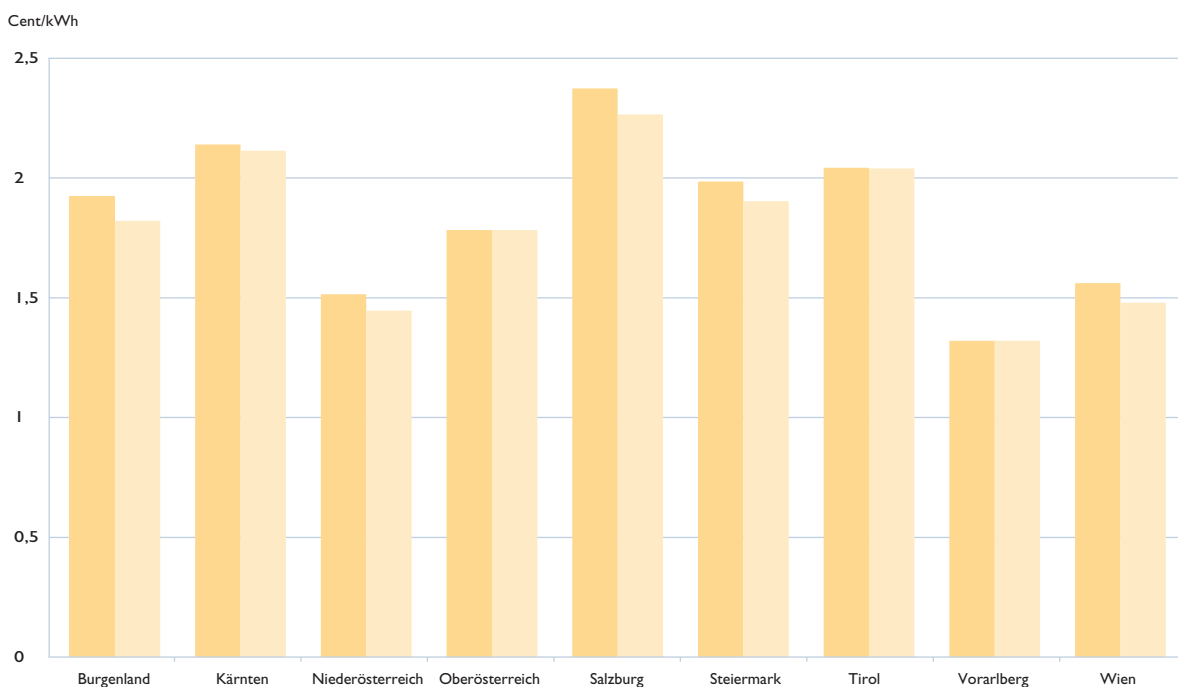
Vorarlberg hat in Ebene 2 keine Kunden angeschlossen und daher auch keine Tarife für dieses Kundensegment. Die höchste Senkung wurde in Salzburg mit 39,6 %, in der Steiermark mit 8,03 %, in Kärnten mit 7,2 % und im Burgenland mit 3,9 % durchgeführt (Abbildung 23). In Wien wurde eine Senkung mit 1,6 % durchgeführt. In Oberösterreich und Tirol blieben die Tarife unverändert.

Aufgrund der Kostenermittlung wurde auch eine Änderung des Entgeltes für die Regelzonenführer in den drei Regelzonen festgelegt. Die Senkung betrug rd. 35 % in der Regelzone Ost, rd. 18 % in der Regelzone Tirol und 24 % in der Regelzone Vorarlberg. Die Senkung des E-Control-Entgeltes betrug rd. 15 %. Diese Senkung kommt allen Kunden in gleichem Ausmaß zugute, da sie anhand des Verbrauchs aufgeteilt wird. Die Senkung ist in den oben dargestellten Tarifen bereits enthalten.

→ **Netztarife für Haushalte mit einem Verbrauch von 15.000 kWh auf der Ebene 3 nach Bundesland**

Abbildung 21

■ GSNT-VO 2002–2003 ■ GSNT-VO 2004

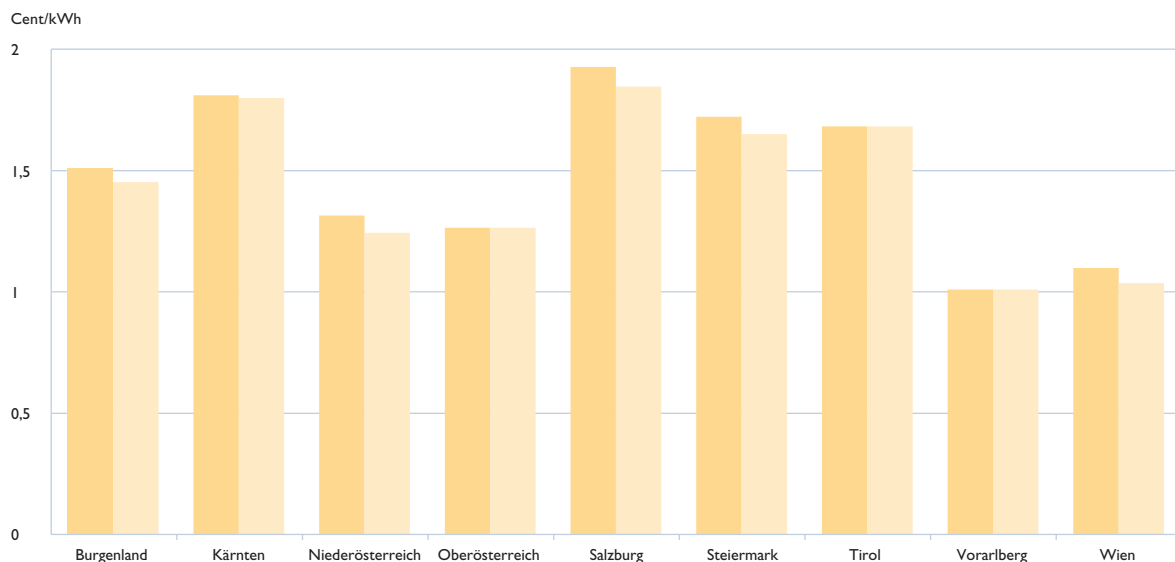


Quelle: E-Control

→ **Netztarife für Gewerbekunden mit einem Verbrauch vom 80.000 kWh auf der Ebene 3 nach Bundesland**

Abbildung 22

■ GSNT-VO 2002–2003 ■ GSNT-VO 2004

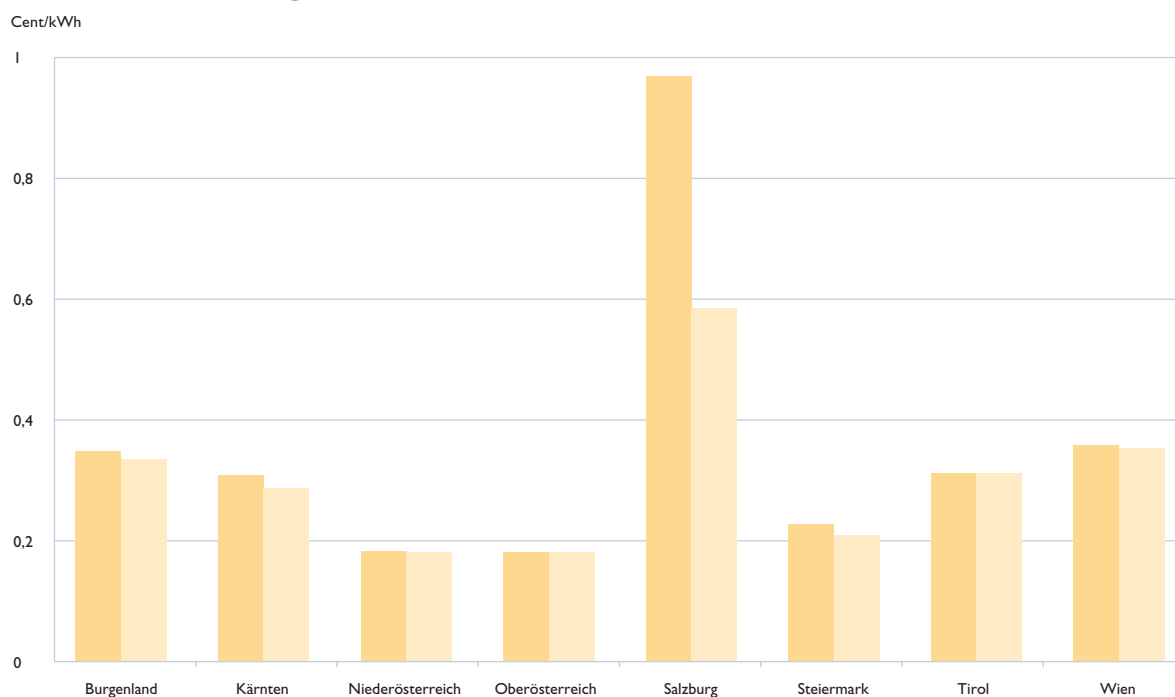


Quelle: E-Control

→ **Netztarife für Industriekunden mit einem Verbrauch von 50.000.000 kWh und einer Leistung von 14.000 KW nach Bundesland**

Abbildung 23

■ GSNT-VO 2002–2003 ■ GSNT-VO 2004



Quelle: E-Control

Kostenermittlung

Die Kostenermittlung an sich befolgte folgende Grundsätze:

Die Kosten werden als Durchschnittskosten auf Vollkostenbasis und, ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten, unter Einbeziehung von Finanzierungskosten, errechnet. Bei der Ermittlung der Kosten werden nur dem Grund und der Höhe nach angemessene Kosten berücksichtigt, die für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb von Erdgasfern- und -verteilerleitungen erforderlich sind.

Für die Ermittlung der Kosten eines Tarifierungszeitraumes ist die im Jahresabschluss enthaltene Bilanz und Ergebnisrechnung im Sinne von § 7 GWG für die Erdgasfern- und -verteilerleitungen maßgebend.

Die im Jahresabschluss enthaltenen Aufwendungen und Erträge des Tarifierungszeitraumes werden auf ihre Nachhaltigkeit geprüft und in begründeten Ausnahmefällen normalisiert. Durch die Normalisierung wird sichergestellt, dass einmalige Aufwendungen und Erträge durch Werte, die einem langfristigen Durchschnitt entsprechen, ersetzt werden. Bei der Ermittlung der Kostenbasis für das Systemnutzungsentgelt wird von den ursprüng-

lichen Anschaffungskosten ausgegangen, weshalb höhere Wertansätze aufgrund von Veräußerungen und Umgründungen (z.B. Firmenwerte) zu eliminieren sind. Damit wird erreicht, dass Kosten nur einmal geltend gemacht werden können.

Ein wesentliches Kriterium für die Kostenermittlung stellt die Tatsache dar, dass nur die für den Betrieb von Erdgasfern- und -verteilerleitungen notwendigen Kosten berücksichtigt werden.

Finanzierungskosten

Die Finanzierungskosten sind angemessene Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragsteuern zu berücksichtigen sind.

Die Finanzierungskosten werden durch Multiplikation des angemessenen Finanzierungszinssatzes mit der zu verzinsenden Kapitalbasis ermittelt.

Der Finanzierungszinssatz wird aus einem gewichteten Kapitalkostensatz unter Zugrundelegung einer durchschnittlichen Finanzierungsstruktur sowie einer zu erwartenden Ertragsteuerbelastung bestimmt.

Die verzinsliche Kapitalbasis wird durch die zum jeweiligen Stichtag vorliegende Bilanz im

Sinne des § 7 GWG für Erdgasfern- und -verteilerleitungen bestimmt. Sie ergibt sich aus den für den Netzbetrieb nötigen Vermögensgegenständen abzüglich passivierter Einnahmen aus Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelt (Baukostenzuschüsse) sowie abzüglich des Finanzvermögens.

Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit für die Versorgungssicherheit betreffend Erdgasfern- und -verteilerleitungen. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, so verlangen sie dafür üblicherweise aufgrund des Opportunitätskostenprinzips eine entsprechende Vergütung. Regulierte Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in einer Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten.

Die im Zuge der Bestimmung des Systemnutzungsentgelts gewonnenen Erfahrungen sowie die steigende Komplexität der betrieblichen Finanzierung und die Erkenntnisse anderer regulierter Bereiche im In- und Ausland führten zu Untersuchungen, inwieweit die Ermittlung

der Finanzierungskosten bestmöglich modernisiert und weiterentwickelt werden kann.

Hierbei wurde die Ermittlung der Finanzierungskosten gemäß eines WACC-Ansatzes (Weighted Average Cost of Capital), also die Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital Anwendung findet, durchgeführt. Dieses Verfahren wird von den europäischen Regulierungsbehörden in verschiedenen Formen angewendet.

Zur Ermittlung der angemessenen Finanzierungskosten ist die unternehmensspezifische verzinsliche Kapitalbasis mit dem Zinssatz von 6,5 % vor Steuern zu berechnen.

Grundsätze der Kostenzuordnung für integrierte Unternehmen

Integrierte Erdgasunternehmen haben gemäß § 7 Abs. 4 GWG eine verursachungsgerechte Abgrenzung der Kosten für Erdgasfernleitungen, -verteilerleitungen und -speicherungstätigkeiten sowie sämtlicher Tätigkeiten außerhalb des Erdgasbereiches vorzunehmen.

Die anfallenden Kosten der Erdgasfern- und -verteilerleitungen werden jährlich, differenziert nach Netzebenen, direkt und nur in jenen Fällen, in denen dies nicht möglich ist, auf Basis

innerbetrieblicher Leistungsverrechnung oder durch Kostenschlüsselung durch den jeweiligen Netzbetreiber ermittelt.

Dies erfolgt durch ein Szenario vollständig entflochtener Unternehmen, die ihre Aktivitäten gleichwertig gegenüberstellen und Synergievorteile fair und symmetrisch aufteilen.

Die durchgeführten Prüfungen der Kostenbasis betroffener Unternehmen für die Bestimmung des Systemnutzungsentgelts haben gezeigt, dass die Zuordnung der Kosten der einzelnen Unternehmen zu den jeweiligen Tätigkeitsbereichen nicht durchgängig auf transparente und nachvollziehbare Weise geschieht. So wird beispielsweise bei der Aufteilung der Kosten für Kundenberatung von einem Konzept ausgegangen, das noch aus einer Zeit stammt, in welcher der Markt erst für einen Teil der Kunden geöffnet war. Seit der Liberalisierung des Erdgasmarktes für alle Kunden ist jedoch in dieser Hinsicht von anderen Voraussetzungen und einer geänderten, adäquaten Aufteilung dieser Kosten auszugehen.

Grundsätzlich wurde bei der Aufschlüsselung der Kosten nicht von allen Unternehmen eine sachlich gerechtfertigte Belastung der Netzkosten im Vergleich zu den Belastungen des Wettbewerbsbereichs und der sonstigen Bereiche durchgeführt. Zur Vermeidung von Diskriminierungen wurden diese übergreifenden Bereiche einer besonders sorgfältigen Prüfung unterzogen.

Die Zuordnung der Kosten hat prinzipiell direkt, auf Ebene des Einzelkontos bzw. des Einzelbelegs, zu erfolgen. Sofern eine direkte Zuordnung nicht möglich ist oder mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden ist, kann eine Schlüsselung, die den Grundsätzen der Nachvollziehbarkeit und Sachlichkeit entspricht, vorgenommen werden. Eine materielle Sachgerechtigkeit der Aufteilung ist dann gegeben, wenn sie entsprechend den wahren wirtschaftlichen Verhältnissen erfolgt. Von einer Nachvollziehbarkeit für Dritte kann gesprochen werden, wenn eine ausreichende Dokumentation, etwa in Form von Stundenaufzeichnungen jener Mitarbeiter, die bereichsübergreifend tätig sind, vorgelegt werden kann. Weiters können beispielsweise Organigramme und Funktionsbeschreibungen zur Plausibilisierung herangezogen werden.

Sofern die Vorgehensweise der jeweiligen Unternehmen nicht nachvollziehbar und transparent dokumentiert wurde und/oder keiner Plausibilitätsprüfung standhielt, wurden von der E-Control insbesondere die Personal- und Verwaltungskosten nach einer sachgerechten Schlüsselung auf die einzelnen damit belasteten Unternehmensbereiche aufgeteilt.

Derzeit laufen wieder Tarifprüfungsverfahren bei allen Netzbetreibern in Österreich, mit dem Ziel, im Laufe des Jahres 2005 eine Novelle der VO zu erlassen.

→ Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen⁷

Erdgaspreisvergleiche

Haushaltspreise

Der Haushaltspreis setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen: Netz (regulierter Bereich), Energie (Erdgas) sowie Steuern und Abgaben. Der Energieteil unterliegt dem Wettbewerb und ist der Teil, der zwischen den verschiedenen Versorgern vergleichbar ist. Die Aufteilung der Haushaltspreise sah im November 2003 wie in Abbildung 24 dargestellt aus.

Die drei Komponenten Netz, Energie sowie Steuern und Abgaben machen jeweils ein Drittel des Gesamtpreises aus, wobei eine Gebrauchsabgabe nicht überall in Österreich verrechnet wird. Mit 1. Jänner 2004 wurde eine Erhöhung der Erdgasabgabe um mehr als 50 Prozent durchgeführt, von 0,3939 Cent/kWh auf 0,5962 Cent/kWh. Für einen normalen Haushalt mit 15.000 kWh Verbrauch im Jahr ergibt das einen Mehrkostenbetrag von rd. 30 Euro pro Jahr, MwSt. unberücksichtigt. Dagegen wurde mit 1. Juni 2004 eine durchschnittliche Netztarifsenkung von 6 % von der E-Control Kommission verordnet. Für einen Kunden in Wien bedeutet dies eine Senkung von rd. 11 Euro im Jahr.

Aufgrund der steigenden Importpreise haben sich mehrere Erdgasunternehmen dazu entschlossen, die Energiepreise zu erhöhen. Für Wien als Beispiel ergab sich daraus die in Abbildung 25 dargestellte Aufteilung des Haushaltspreises im November 2004:

Die Gesamtsumme hat sich von rd. 753 Euro auf 766 Euro im Jahr erhöht, wobei der Netzanteil deutlich zurückgegangen, der Steueranteil stark erhöht worden und der Energieanteil in etwa gleich geblieben ist.

Die Energiepreisentwicklung für Haushalte ist davon abhängig, von welchem Versorger der Kunde das Erdgas bezieht. Durch den Tarifikkulator (www.e-control.at) ist es möglich, die Tarife zu ermitteln, um die Entwicklung zu verfolgen.

Das Jahr 2004 war durch mehrere Preisanpassungen auf der Energieseite gekennzeichnet. In mehreren Bundesländern erfolgte eine Anpassung der Energiepreise gleichzeitig mit der Novellierung der Gassystemnutzungstarife-Verordnung. Für einen Haushalt bedeutete dies, dass die Tarifsenkung auf der Netzseite nicht ganz zur Geltung kam. Dies war in Wien, Burgenland, Niederösterreich, Kärnten und der Steiermark der Fall. Mit Beginn der Heizsaison wurden von einigen Versorgern weitere Energiepreiserhöhungen angekündigt.

⁷ gem. E-RGB, § 9

Für einen durchschnittlichen Haushalt mit 15.000 kWh in Wien wurden die Tarife mit November 2004 um 3,6 % erhöht. In Niederösterreich wurden für den Winter zwei Preiserhöhungen vorgesehen, im Oktober 6,2 % und wieder im Jänner 2005 4,8 %, für den Beispielkunden. In Oberösterreich erhöhten die beiden größten Versorger Erdgas Oberösterreich und Linz Gas/Wärme ihre Energiepreise mit Dezember 2004 bzw. Jänner 2005 um jeweils 12,6 % und 14,3 %, wobei Erdgas Oberösterreich die Preise seit Mai 2003 nicht verändert hatte. In

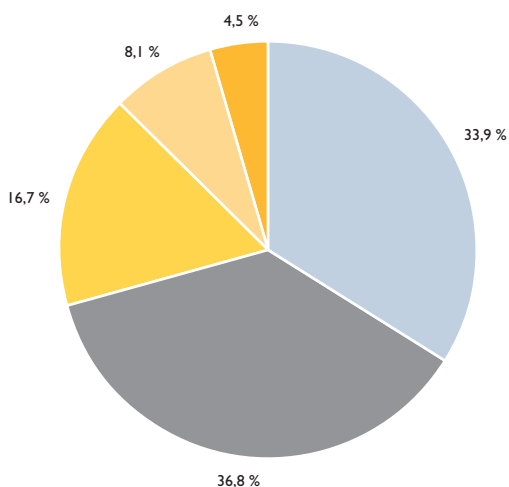
der Steiermark belief sich die Erhöhung der Steirischen Gas & Wärme im Jänner 2005 auf 15 % und Energie Graz erhöhte im Dezember um 18,3 %. TIGAS kündigte eine Erhöhung der Energiepreise von 40 % mit Jänner 2005 an – für einen Haushalt mit 15.000 kWh. In Vorarlberg erhöhten beide Versorger, VEG und Stadtwerke Bregenz, ihre Tarife im Oktober um 7 %. Bei den alternativen Versorgern erhöhte MyElectric die Tarife im November um 6 % und Unsere Wasserkraft im Oktober 2004 mit 12,8 %.

→ **Zusammensetzung des Haushaltspreises 2003 und 2004**

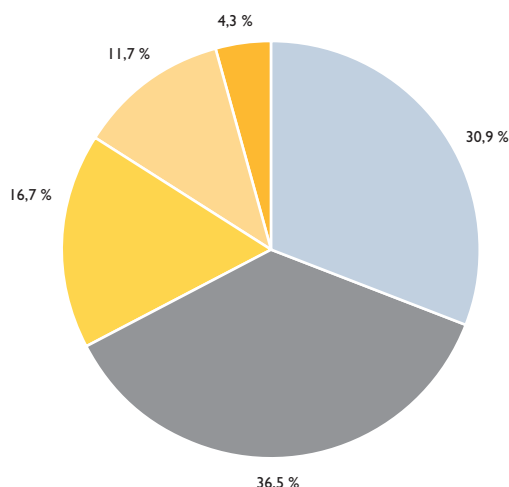
Bsp. Netzbereich Wien, 15.000 kWh, Wienenergie Vertrieb GmbH & Co. KG

Abbildung 24, 25

■ Netz ■ Energie ■ MwSt. ■ Erdgasabgabe ■ Gebrauchsabgabe



Stand: November 2003



Stand: November 2004

Quelle: E-Control

Ergebnisse Industriepreiserhebung

Im Sommer 2004 wurde eine Industriegaspreis-erhebung durchgeführt. Die Meldungen der abgefragten Unternehmen sind die ersten Unterlagen über Industriegaspreise, die verfügbar sind. Auch wenn die Rückmeldungen in Summe eher gering ausgefallen sind, zeigen die Ergebnisse der Untersuchung eine deutliche Verminderung des Preises mit zunehmendem Verbrauch. In Tabelle 10 sind die Ergebnisse der ersten Abfrage ersichtlich, wobei die Klassen nach Verbrauchsgrößen eingeteilt wurden. Die erste Klasse weist einen Mittelwert von

1,33 Cent/kWh auf. Die Streuung oder durchschnittliche Abweichung vom Mittelwert liegt bei 0,16 Cent/ kWh. Für die beiden Klassen mit weniger Verbrauch ist ersichtlich, dass die durchschnittlichen Preise, aber auch die Streuungen in absoluten Zahlen (Cent/kWh) steigen.

Die nächste Erhebung folgte im Dezember 2004 und betraf rd. 1.000 Industrie- und Gewerbetunden. Abhängig von der Quote der Rückmeldungen wird es der Behörde möglich sein, eine genauere statistische Beobachtung durchzuführen.

→ Ergebnisse der ersten Industriegaspreiserhebung, Sommer 2004

Tabelle 10

	Auswertung	in Cent/kWh
Jahresverbrauch > 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	1,33
	Standardabweichung	0,16
	Anzahl Unternehmen	16,00
Jahresverbrauch > 10.000.000 kWh < 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	1,53
	Standardabweichung	0,45
	Anzahl Unternehmen	31,00
Jahresverbrauch < 10.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	1,74
	Standardabweichung	0,31
	Anzahl Unternehmen	17,00
Gesamt	Arithmetisches Mittel	1,58
	Standardabweichung	0,42
	Median	1,58
	Erstes Quartil	1,33
	Drittes Quartil	1,77
	Anzahl Unternehmen	69,00

5 Unternehmen konnten in keiner Verbrauchskategorie eingestuft werden.

Quelle: E-Control

Grenzüberschreitende Lieferungen (Transit)

Österreichs Transitleitungen nehmen im europäischen Fernleitungstransport eine wichtige Verteilfunktion zu den westeuropäischen Verbrauchszentren wahr. Eine zentrale Rolle nimmt dabei der Pipelineknotenpunkt in Baumgarten ein (Abbildung 26), der aus vier Stationen besteht, in denen vorwiegend russisches Erdgas für den Weitertransport in die Pipeline-Systeme der

- Trans-Austria-Gasleitung (TAG)
in Richtung Süden,
- West-Austria-Gasleitung (WAG)
in Richtung Westen,
- March-Baumgarten-Gasleitung (MAB)
in Richtung Nordost und
- Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG)
in Richtung Südost

übernommen wird.

Weitere Leitungen, in denen ausschließlich Gas durch Österreich transitiert wird, sind die Penta-West-Gasleitung (PW) und die Süd-Ost-Leitung (SOL) der OMV Gas GmbH.

Durch die österreichischen Transitleitungen wird Erdgas im Umfang von knapp 40 Mrd. Nm³ pro Jahr transportiert. Nur rund 20 % davon dienen dem innerösterreichischen Verbrauch, 80 % davon werden transitiert.

Bedingt durch Änderungen des europäischen Rechtsrahmens für den Gastransit gelten für den Netzzugang neue Anforderungen: Die Transit-Richtlinie 91/296/EWG (Richtlinie 91/296/EWG des Rates vom 31. Mai 1991 über den Transit von Erdgas über große Netze) wurde durch die zweite Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie (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) aufgehoben und durch die Vorgabe eines regulierten Netzzuganges auch für Fernleitungstransporte ersetzt.

Zur näheren Bestimmung der Zugangsregeln zu europäischen Erdgasfernleitungen legte die Europäische Kommission zudem einen Verordnungsentwurf vor, der im Juni 2004 vom Rat angenommen wurde und im Juli 2006 in Kraft treten soll. Die Verordnung sieht insbesondere Regeln zu Netzzugangsdienstleistungen und Tarifierung, Grundsätzen der Kapazitätsallokation, Engpassmanagement und Transparenzfordernissen vor. Die Regelungsinhalte wurden weitgehend aus den sog. Guidelines of Good Practice (GGP) übernommen: Die GGP wurden im Rahmen des Madrid Forums (siehe Kapitel Madrid Forum) beschlossen und stellen eine freiwillige Vereinbarung über Netzzugangsbedingungen dar.

Ein dreifaches Monitoring der Umsetzung der GGP durch die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber zeigte jedoch anhaltende Umset-

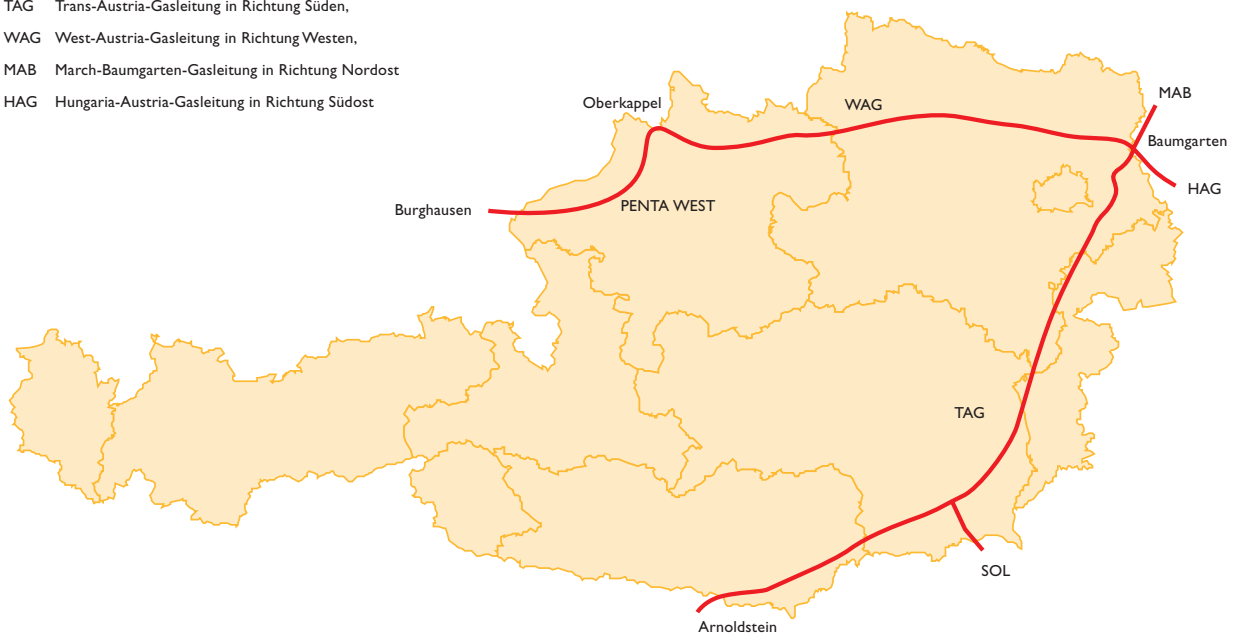
zungslücken der freiwilligen Bestimmungen und damit die Erfordernis einer rechtlich bindenden Verankerung auf.

→ Transleitungen in Österreich

Abbildung 26

■ Transleitungen

- TAG Trans-Austria-Gasleitung in Richtung Süden,
- WAG West-Austria-Gasleitung in Richtung Westen,
- MAB March-Baumgarten-Gasleitung in Richtung Nordost
- HAG Hungaria-Austria-Gasleitung in Richtung Südost



Quelle: E-Control

Vor dem Hintergrund eines dualen Netzzugangssystems (sog. „Pipe-in-Pipe“-Modell), das mit dem Gaswirtschaftsgesetz 2002 in Österreich implementiert wurde, kann für den verhandelten Netzzugang für grenzüberschreitende Transporte festgestellt werden, dass im Sinne der GGP einige Verbesserungsmaßnahmen vorgenommen wurden. Tabelle II zeigt den Grad der Umsetzung und den Umfang der im Jahre 2004 vorgenommenen Anpassungen der wesentlichsten Kriterien der GGP für die österreichischen Transitsysteme im Überblick.

Für einen funktionierenden Netzzugang auch im Bereich der grenzüberschreitenden Transporte sind klare und transparente Regeln für die Kapazitätsallokation sowie vertraglich festgelegte Regeln für die Weitergabe ungenutzter Leitungskapazitäten erforderlich. In diesem Bereich zeigen die österreichischen Transitsysteme einen erheblichen Verbesserungsbedarf, um den Anforderungen aus den GGP und der zukünftigen europäischen Verordnung betreffend den Zugang zu Erdgasfernleitungen gerecht zu werden.

→ Anforderungen GGP – Umsetzung für österreichische Transitsysteme

Tabelle II

■ umgesetzt ■ nicht umgesetzt ■ teilweise umgesetzt

	I BOG	TAG	I.I OMV*			
	bisher	status quo	bisher	status quo	bisher	status quo
AGBs						
Systemnutzungsregeln und -prozedere						
Nicht unterbrechbare Netznutzung						
Unterbrechbare Netznutzung						
Zusätzliche Services	residual balancing (+/-2%)				wheeling, matching monitoring (SLC)	
	z.B. additional balancing, ex post/ex ante pooling/trading imbalances					
Gas-Qualität, Druckverhältnisse						
Netzkarte						
Disruption Management						
(n) Tarife & Herleitung						
Kapazitätsveröffentlichung						
Berechnungsschema						
Tarifkalkulator						
Engpassmanagement						
Sekundärmarkt						
Info kostenlos (soweit verfügbar)						
Info zugänglich	Homepage	keine HP	Homepage		Homepage	

* Leitungssysteme SOL, PENTA WEST, HAG, MAB
Quelle: E-Control

68

→ Regulatorische Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen im Gasbereich

Überwachung Unbundling

Da die Unbundling-Bestimmungen der neuen Erdgasbinnenmarkttrichtlinie weitgehend bereits durch die GWG-Novelle 2002, BGBl. I Nr. 148/2002, umgesetzt wurden, liegen hier bereits erste Erfahrungen mit der praktischen Umsetzung vor:

Die E-Control hatte im Oktober 2003 die Netzbetreiber zur Erstellung eines Gleichbehandlungsprogramms und Benennung eines Gleichbehandlungsverantwortlichen sowie zur Berichterstattung gegenüber der Behörde aufgefordert. Zur Evaluierung der Gleichbehandlungsprogramme wurde den Netzbetreibern ein Fragebogen der E-Control übermittelt. Die Rückmeldungen der Unternehmen langten erst im Verlauf des Frühjahrs 2004 bei der Behörde ein. Die Gründe dafür waren unterschiedlich: Für manche Unternehmen begann das neue Geschäftsjahr, ab dem die Unbundling-Bestimmungen anzuwenden waren, erst mit 1. Jänner 2004, andere Unternehmen sahen sich entgegen dem Wortlaut des Gesetzes nicht zur Umsetzung des organisatorischen Unbundling verpflichtet. Im Juli 2004 wurde den betroffenen Unternehmen seitens der E-Control eine Rohfassung des von dieser erstellten Gesamtberichtes übermittelt sowie eine Nachfrist zur Vorlage fehlender Unterlagen gewährt. Die eingelangten Unterlagen wurden bei der Erstellung der Endfassung berücksichtigt; der Bericht wurde im Herbst 2004 redaktionell abgeschlossen und im November 2004 auf der Homepage der E-Control veröffentlicht. Kernaussagen des Berichts waren:

- Nur zwei Drittel der betroffenen Unternehmen nehmen die gesetzliche Bestimmung

in der unternehmerischen Praxis hinreichend ernst (insbesondere wurde kein Gleichbehandlungsprogramm erstellt bzw. waren die Auskünfte der Unternehmen gegenüber der Behörde unzureichend);

- die Gleichbehandlungsprogramme erfüllen zum Teil nicht die gesetzlichen Mindestvorgaben betreffend den Inhalt;
- die gesetzliche Verpflichtung zur organisatorischen Trennung, insbesondere zum Ausschluss von Personalunionen von Führungskräften, wird des öfteren ignoriert;
- viele Unternehmen hatten sich bei der Erstellung ihrer Berichte an die Behörde offensichtlich abgestimmt.

Positiv hervorzuheben war jedoch, dass die Mehrheit der Unternehmen einen professionellen Zugang zum Thema Unbundling hat.

Aufsicht Regelzonenführer (Langfristplanung, Code of Conduct)

Langfristige Planung 2004 für die Regelzone Ost für den Zeitraum Geschäftsjahre 2005–2009 Die Austrian Gas Grid Management AG, kurz AGGM, hat als Regelzonenführer der Regelzone Ost gemäß Gaswirtschaftsgesetz die Aufgabe, jährlich eine Langfristige Planung für die Versorgungs- und Transportkapazitäten zu erstellen und darauf aufbauend derzeitige und zukünftige Kapazitätsengpässe im Fernleitungsnetz aufzuzeigen. Die Langfristige Planung ist der E-Control Kommission zur Genehmigung vorzulegen.

Die AGGM hat unter Berücksichtigung der im § 3 GWG festgelegten Ziele einen Bericht, in dem die langfristigen Planungen 2004 dokumentiert sind, erarbeitet und zur Genehmigung vorgelegt. Die Langfristige Planung wurde am 10. November 2004 im Wesentlichen von der E-Control Kommission genehmigt.

Daten- und Prognosegrundlagen

Die Langfristige Planung 2004 basiert auf Daten, die AGGM laufend aus der Steuerung des Fernleitungsnetzes bezieht, sowie auf Informationen, die seitens der Fernleitungs-, Verteilunternehmen und Versorger an AGGM geliefert werden. Das erstellte Datenmodell, bestehend aus dem Absatz-, dem Bezugs- und dem Netzmodell, lieferte die Ergebnisse der Planungs-Nullfall-simulation (Prognose 2005–2009), in der die Kapazitätsauslastung der Fernleitungen bei der künftigen Abnahme- und Bezugsstruktur ohne weitere Investitionen in die Transportinfrastruktur dargestellt sind.

Die im Absatzmodell abgebildeten Verbrauchsprognosen ergeben im Planungszeitraum in Summe eine Zunahme um 1,85 % p.a.⁸ In diesen Prognosen sind die mit den Verteilerunternehmen abgestimmten Kraftwerksprojekte enthalten. Darüber hinaus sind AGGM-Kraftwerksprojekte bekannt geworden, die sich noch im Planungsstadium befinden und die in Summe eine weitere deutliche Verbrauchssteigerung bewirken würden.

Den Simulationsrechnungen wurde das mit den Verteilerunternehmen abgestimmte Absatzmodell zugrunde gelegt, außerdem wurden die zusätzlichen Kraftwerksprojekte in der Maßnahmenplanung berücksichtigt.

Analyseergebnisse

Auf Basis der Kapazitätsauslastungsberechnung konnten die künftig auftretende Netzauslastung berechnet und eventuell künftig auftretende Kapazitätsengpässe lokalisiert werden.

Unter der Annahme der abgebildeten Verbrauchssteigerungen um 1,85 % p.a. tritt im gesamten Fernleitungsnetz der Regelzone Ost eine hohe Auslastung auf. Es ist ersichtlich, dass insbesondere in der Steiermark und in Kärnten aufgrund der geplanten Gaskraftwerke zukünftig zusätzliche Transportkapazitäten für die Inlandsversorgung erforderlich sein könnten.

Auch im Raum Oberösterreich traten sehr hohe Auslastungen auf, die aber durch die Realisierung der seit langem geplanten Leitungsverbindung zwischen West-Austria-Gasleitung (WAG-Abzweigpunkt Bad Leonfelden) und Linz im Jahr 2005 beseitigt werden.

Notwendige Maßnahmen

Durch eine Projektstudie, die bis Mitte 2005 erarbeitet wird, soll die erforderliche nachhaltige Erhöhung des Kapazitätsbedarfes in den Regionen südliches Niederösterreich, Steiermark, Burgenland und Kärnten erhoben und die bestmögliche kapazitätserhöhende Maßnahme dargestellt werden. Diese Machbarkeitsstudie

⁸ Vgl. WIFO 1,9 % p.a.

wird von AGGM in Zusammenarbeit mit den betroffenen Fernleitungsunternehmen durchgeführt. Spätestens mit der nächsten Langfristigen Planung soll – bei Kapazitätssteigerungsbedarf – eine Umsetzungsentscheidung gefällt werden. Aufgrund der langen Umsetzungszeiträume für derartige Erdgasleitungsprojekte von 5 bis 10 Jahren werden auch kapazitätsnutzungsoptimierende sowie kapazitätsverlagernde Maßnahmen (z.B. unterbrechbare Verträge) geplant, geprüft und in weiterer Folge implementiert. Durch diese Maßnahmen soll die vorhandene Infrastruktur im Hinblick auf die Versorgung zusätzlicher Kunden, insbesondere von Großverbrauchern und im Speziellen im Raum Kärnten, Steiermark und – bis zur Inbetriebnahme der Leonfeldenleitung – auch in Oberösterreich, noch besser genutzt werden.

Um die Aufrechterhaltung der Vollversorgung aller Kunden im Planungs- bzw. Realisierungszeitraum allenfalls erforderlicher kapazitätserhöhender Transportprojekte sicherzustellen, werden unabhängig von den Resultaten der Projektstudie die von AGGM in der Langfristigen Planung 2004 vorgeschlagenen Projekte im entsprechenden Zeitraum jedenfalls umgesetzt. Unter diesen Voraussetzungen kann, in Erwartung eines statistischen Ausgleiches innerhalb des Netzes, für den gesamten Planungszeitraum die Versorgung der Kunden – mit möglichen Ausnahmen von Einzelfällen – als sicher angesehen werden.

Code of Conduct

Durch das Gaswirtschaftsgesetz 2002 (GWG) wurden für die Steuerung der Gasversorgung im liberalisierten Inlandsmarkt 3 Regelzonen definiert.

Die AGGM wurde gemäß GWG mit Wirksamkeit 1. Jänner 2003 als Regelzonenführer der Regelzone Ost benannt. Da AGGM als Aktiengesellschaft eingerichtet ist, agiert sie sowohl hinsichtlich Organisation als auch Entscheidungsgewalt unabhängig von allen Tätigkeitsbereichen der anderen Marktteilnehmer.

Die Erbringung der zentralen Funktionen durch den Regelzonenführer erfolgt nach den Grundsätzen der Nichtdiskriminierung, Objektivität und, sofern ohne Verletzung von Geheimhaltungsverpflichtungen möglich, Transparenz. Zwecks Darstellung der Art und Weise der Umsetzung von gesetzlichen Vorgaben hat AGGM für sich einen so genannten „Code of Conduct,“ der kein rechtsverpflichtendes Dokument, sondern eine freiwillige Selbstverpflichtung darstellt, erarbeitet. Diese Darstellung bezieht sich vorwiegend auf das Netzzugangs- und Kapazitätsmanagement und die Gasflusssteuerung. Ziel der AGGM ist es, sich mit allen ihr zur Verfügung stehenden Mitteln zu bemühen, die ihr als Regelzonenführer der Regelzone Ost durch das Gaswirtschaftsgesetz idF BGBl. I Nr. 148/2002 (GWG) zugewiesenen Aufgaben im Sinne der Ziele des GWG sowie auf Basis des GWG und der Marktregeln insgesamt zu erfüllen.

Netzzugangs- und Kapazitätsmanagement

AGGM nimmt auf Basis der Wechsellisten die Beurteilung vor, ob einem Netzzugangsantrag entsprochen werden kann. Alle fristgerecht eingelangten Wechsellisten werden mit gleicher Priorität verarbeitet. Für den Fall, dass einem oder mehreren Netzzugangsanträgen nicht entsprochen werden kann, bemüht sich AGGM in Zusammenarbeit mit den betroffenen Netzbetreibern, zusätzliche Kapazität für die Regelzone verfügbar zu machen. Für den Fall, dass aufgrund gleicher Priorität für alle fristgerecht eingelangten Wechsellisten mangels Kapazität eine Netzzugangsverweigerung ausgesprochen werden müsste, jedoch für Teilmengen ausreichend Kapazität vorhanden wäre, bietet AGGM ein Verbesserungsverfahren an. Dabei werden die Antragsteller über die für sie anteilig verfügbare Kapazität informiert und können daher ihre Netzzugangsanträge dementsprechend anpassen. Somit können die Netzzugangsanträge zum beantragten Wechselstichtag erfüllt werden. Für das Kapazitätsmanagement auf der Fernleitungsebene wird als Ausgangsbasis die Kapazitätssituation an den Einspeisepunkten in die Regelzone, wie sie zufolge der vertraglichen Reservierungen der Versorgungsunternehmen zum 1. Oktober 2002 gegeben war, herangezogen.

Diese Ausgangssituation ist als statistisch ermitteltes Aggregat auf Versorgungsebene der zu diesem Zeitpunkt bestehenden, mit jeweils zutreffenden Gleichzeitigkeitsfaktoren gewichteten Kundenkapazität des jeweiligen Versorgers anzusehen. Sie wird seit dem 1. Oktober 2002 durch Kapazitätszu- und -abbuchungen, entspre-

chend der Zugehörigkeit zur Bilanzgruppe, aktualisiert. Wie viel Kapazität den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen an jedem Einspeisepunkt zugeordnet ist, wird diesen von AGGM zu jedem Wechselstichtag mitgeteilt.

Gasflusssteuerung und Optimierung

AGGM verfolgt unter Beachtung der in den Marktregeln sowie den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators festgelegten Regelungen zur Fahrplanabwicklung und Abrufung der Ausgleichsenergie die Ziele:

- hohe Netzstabilität,
- Sicherung der Einspeisebedingungen,
- minimale Kosten der Ausgleichsenergie,
- möglichst geringe Verdichtungsleistung und
- minimale Ausgleichsenergiekosten für Fernleitungsunternehmen.

Minimale Kosten für physikalische Ausgleichsenergie werden erreicht durch:

- Reduzierung der Ausgleichsenergiemenge über den Ausgleich zwischen Gasüberschuss und Gasmangel über mehrere Stunden hinweg und
- den Abruf des Ausgleichsenergiebedarfs in möglichst vielen und gleich hohen Ausgleichsenergiepaketen.

Ziel ist es, die von den kommerziellen und externen Bilanzgruppen verursachte Unausgeglichenheit des Netzes kostengünstig auszugleichen, beides aber immer unter Berücksichtigung des Hauptzieles, die Netzstabilität nicht zu gefährden.

Aufsicht Clearingstelle (Verfahren zur Festsetzung des Clearingentgeltes)

Die E-Control hat im November 2003 beschlossen, ein Verfahren gemäß § 33e GWG (Gaswirtschaftsgesetz) zur Neufestsetzung der Clearingfee Gas bei den beiden Clearingstellen AGCS (für die Regelzone Ost) und A und B (für die Regelzone Tirol und Vorarlberg) einzuleiten.

Als Grundlage für die Durchführung der Prüfung dienten insbesondere:

- Konzessionsbescheid für den Betrieb einer Verrechnungsstelle für Transaktionen und Preisbildung für die Regelzone Ost vom 25. September 2002,
- Wirtschaftsprüfungsbericht 2002,
- vorläufiger Jahresabschluss für das Wirtschaftsjahr 2003,
- sowie weitere vor bzw. anlässlich der prüferischen Einschau vorgelegte Unterlagen und
- Daten über das über die Clearingstellen abgerechnete Energievolumen (Verbrauchs- und Handelsmengen).

Die prüferische Einschau und das Ermittlungsverfahren fanden in der 1. Jahreshälfte 2004 statt. Die Prüfung umfasste sowohl die Kostenstruktur der jeweiligen Clearingstelle als auch technische Aspekte betreffend den Ablauf und die Durchführung des Clearingprozesses.

Die Überprüfungen ergaben gegenüber den Businessplänen für die Konzessionsvergabe von 2002 eine Reduktion von 33 % für den Verbrauchsumsatz (von 6 Cent/MWh auf 4 Cent/MWh) und 50 % für den Handelsumsatz (von 0,2 Cent/MWh auf 0,1 Cent/MWh), wobei der monetäre Umsatz der Clearingstellen, der mit Handelsumsätzen erzielt wurde, ca. 1 % des Gesamtumsatzes entspricht. Dieses Reduktionspotenzial konnte im Rahmen der betriebswirtschaftlichen Prüfung aufgrund folgender Maßnahmen erzielt werden:

- Annahme eines höheren Energievolumens für das Clearing, da der Verbrauchsumsatz 2003 in der Regelzone Ost um 10 % und in der Regelzone Tirol und Vorarlberg um 19 % höher war als der ursprünglichen Berechnung der Clearingfee zugrunde gelegt wurde,
- Synergieeffekte zwischen den Verrechnungsstellen für Gas und Strom, die in beiden Bereichen Einsparungen durch die Verwendung ähnlicher Clearingsysteme brachten und
- teilweise Rückführung von Kapitalrücklagen.

Die geänderten Entgelte treten für Abrechnungszeiträume ab dem 1. Juli 2004 in Kraft. Für das 2. Clearing und für Nachverrechnungen, die eine Periode vor dem 1. Juli 2004 betreffen, gelten weiterhin die alten Entgelte.

Aufsicht Bilanzgruppenverantwortliche

Im Rahmen der gesetzlichen Aufsichtspflicht gemäß E-RBG führte die E-Control mit den Bilanzgruppenverantwortlichen Gespräche über die Einhaltung und Umsetzung der derzeit geltenden Marktregeln und über möglichen Adaptierungsbedarf im nächsten Marktregelprozess.

Die praktische Umsetzung der Marktregeln wird seitens der Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) bis auf wenige Punkte als problemlos erachtet.

Auditthemen mit den Bilanzgruppenverantwortlichen

Bilanzierungsperiode

In diesem Punkt besteht seitens der BGV Übereinstimmung, dass die stündliche Bilanzierung im jetzigen System notwendig ist und die einzige praktikable Lösung darstellt.

Krisenversorgung

Auch im Krisenfall sollte das Marktmodell und das Verrechnungssystem so lange wie möglich aufrechterhalten werden. Ferner sollte die Möglichkeit geschaffen werden, kurzfristig Kunden abzuschalten. Für kurzfristige Engpässe wäre eine rasche Intraday-Öffnung des Ausgleichsenergiemarktes günstig. Tendenziell haben die meisten BGV für unvorhersehbare Krisensituationen keine zusätzlichen Reserven vorgesehen.

Fahrplanformate, Datenaustausch mit anderen Marktteilnehmern

Die derzeit gültigen Fahrplanformate wurden (bis auf kleine Adaptierungen) als ausreichend empfunden. Der Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern funktioniert weitgehend reibungslos. Einige BGV haben auf diesem Ge-

biet moderne EDV-Systeme für die Abwicklung ihres gesamten Fahrplanmanagements installiert. Möglicherweise könnte es im Zuge einer EU-weiten Vereinheitlichung der Fahrplanformate zu einem Änderungsbedarf kommen.

Neues Preismodell für Ausgleichsenergie

Das seit 1. Oktober 2004 gültige neue Preismodell in der Regelzone Ost wurde seitens der BGV als guter Kompromiss betrachtet. Die Tatsache, dass seit der Umstellung auf das neue Preismodell bei den Netzverlustbilanzgruppen geringe Erlöse anfielen und die komplette Preisreihe erst nach Monatsende verfügbar ist, wurde seitens der BGV kritisch betrachtet. Jedoch bestand die Meinung, dass die Auswirkungen des neuen Preismodells über einen längeren Zeitraum beobachtet werden sollten, bevor eine neuerliche Änderung in Betracht gezogen wird.

Ausgleichsenergiemarkt

Der Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost wurde in der Vergangenheit von einigen Bilanzgruppen nicht nur zum Ausgleichen ihrer Verbrauchsprognosefehler benutzt, sondern auch gezielt zum Kauf und Verkauf von Gas verwendet.

Die Schwierigkeiten, die sich daraus ergaben, waren bis jetzt relativ gering. Probleme aus dieser Vorgangsweise könnten hier für den Regelzonenführer entstehen, wenn die abgegebenen Fahrpläne für den stündlichen Verbrauch signifikant von den tatsächlichen erstellten Verbrauchsprognosen abweichen.

Day Ahead Rates (DAR)

Die Neueinführung dieses Produktes, von dem momentan nur die Ausgleichsenergieanbieter betroffen sind, die auch OMV-Speicherkunden

sind, wurde von den BGV mehrheitlich positiv bewertet. Es wurde aber auch die Befürchtung ausgesprochen, dass es möglicherweise zu Preissteigerungen der Ausgleichsenergie kommen könnte bzw. dass dieses Produkt nur in gewissen Sondersituationen notwendig ist.

Umstellung von Nm³ auf kWh

Die technische Umstellung war für die Bilanzgruppen kein Problem. Der fixe Umrechnungsfaktor von Nm³ auf kWh wurde jedoch als problematisch erachtet, da zwischen diesem Umrechnungsfaktor und dem tatsächlich gemessenen Brennwert Differenzen entstehen. Die BGV hatten bis jetzt jedoch bei den Systemumstellungen nur geringfügige Probleme. Momentan besteht seitens der BGV kein dringlicher Adaptierungsbedarf bei den Marktregeln.

Ausgleichsenergiemarkt (Maßnahmenpaket)

Im ersten Jahr nach der Einführung haben sich die Kosten der Bilanzgruppen Netzverluste und Eigenverbrauch der Netzbetreiber, die sich auf ca. 3 Mio. Euro kumuliert haben, als wesentliches Problem herausgestellt.

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 RZF AGGM und

- Monitoring der Kostenentwicklung durch die E-Control.

Änderung der Preisformel für den Ausgleichsenergiepreis

Mit der Einführung einer neuen Preisberechnung in den Stunden ohne Abruf von Ausgleichsenergie 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. Daher ist auch eine wesentliche Änderung, 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 Gas aus dem Netz abgegeben haben, also Ausgleichsenergie verkauft haben, wird der Durchschnitt der letzten sieben Ausgleichsenergiepreise für den Verkauf zum Ausgleichsenergiepreis für diese Stunde. Wenn die Netzbetreiber in Summe Gas ins Netz eingespeist haben, also Ausgleichsenergie kaufen mussten, wird der Durchschnitt der letzten sieben Ausgleichsenergiepreise für den Kauf von AE zum Ausgleichsenergiepreis für diese Stunde.

Auswirkung der geänderten Preisformel

Im ersten Monat, im Oktober 2003 haben die Bilanzgruppen Netzverluste und Eigenverbrauch der Netzbetreiber in Summe noch ca. 90.000 Euro Kosten tragen müssen, bis Oktober 2004 hatten sie dann Erlöse zu verzeichnen – mit Ausnahme des Monats Februar 2004. Insgesamt lagen die seit der Einführung des Ausgleichsenergiemarktes im Oktober 2002 kumulierten Kosten im Oktober 2004 noch bei 1,46 Mio. Euro.

Linepacknutzung und Code of Conduct des Regelzonenführers

Die Entwicklung der Kosten der BG Netzverluste und Eigenverbrauch ist jedoch nicht nur auf die veränderte Preisformel, sondern auch auf eine geänderte Fahrweise des RZF AGGM zurückzuführen. In dem von AGGM in Abstimmung mit der E-Control erstellten Code of Conduct ist festgehalten, dass der RZF 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 Auswirkung dieser Fahrweise und der geänderten Preisformel lässt sich an der Preisentwicklung feststellen⁹. Vor allem die Abstände zwischen den Durchschnittspreisen und den Preis-Peaks (Maximaler Kaufpreis und Minimaler Verkaufspreis) sind deutlich geringer geworden.

Monatsbericht Ausgleichsenergie

Seit Oktober 2003 erstellt die E-Control einen Monatsbericht, in dem die stündlichen, täglichen und monatlichen Entwicklungen dokumentiert werden. Dieser Monatsbericht ist auf der Homepage www.e-control.at veröffentlicht.

Die Änderung der Preisformel und die geänderte Fahrweise des RZF haben zu einer finanziellen Entlastung der Bilanzgruppe Netzverluste und Eigenverbrauch geführt. Eine weitere positive Entwicklung ist die moderate Preisentwicklung.

Im Zuge des nächsten Marktregelprozesses wird die E-Control den Ausgleichsenergiemarkt einer weiteren detaillierten Analyse unterziehen.

Econgas-Zusammenschluss: Gas Release-Programm 2004

Mit der Genehmigung des Zusammenschlusses der Unternehmen der EnergieAllianz (Wiengas, OÖFG, Begas, EVN AG und Linz Gas/Wärme) und der OMV zur Econgas wurden den Unternehmen verschiedene Verpflichtungen auferlegt. Dabei hat die OMV folgende Zusage abgegeben: *„Bis 2008 haben LFG die Möglichkeiten, bestehende Lieferverträge ohne preisliche Nachteile auf 80 % zu reduzieren; ... Wird dieses Gas zurückgegeben, wird Econgas es versteigern; zusätzlich bis zu 250 Mio. m³/a.“*

Am 08. Juli 2004 fand die zweite Gasauktion aus dieser Zusage statt. Rd. 250 Mio. m³ (ca. 3 % des Marktvolumens in Österreich) wurden über den Central European Gas Hub Baumgarten, einer Tochtergesellschaft der OMV, versteigert. Dabei konnten zwei österreichische Unternehmen Gas ersteigern. Insgesamt kann man aber davon ausgehen, dass weniger Gasmengen als bei der Auktion im Jahr 2003 auf dem österreichischen Markt verbleiben werden.

Rolle der Energie-Control GmbH

In den Zusagen wurde der E-Control folgende Rolle zugesprochen: *„Die Gas Hub Baumgarten GmbH [nunmehr: Central European Gas Hub] und die Energie-Control werden nach den ersten Versteigerungen im Lichte der bis dahin gesammelten Erfahrungen über eventuell erforderliche Änderungen der Versteigerungsmodalitäten im Hinblick auf das Ziel erhöhter Liquidität zur Förderung des Wettbewerbs im Erdgasgeschäft sprechen.“* Zunächst sind die Ergebnisse der letzten Auktion im Jahr 2003 ausführlich mit Econgas GmbH, Central European Gas Hub GmbH und

⁹ Vgl. Monatsbericht Ausgleichsenergiemarkt auf www.e-control.at

der Bundeswettbewerbsbehörde erörtert worden. Zudem hat die E-Control in einem Industriekunden- und Gashändlergespräch versucht, die Kritikpunkte an der 2003 durchgeführten Auktion aufzunehmen. Als Ergebnis der Gespräche wurden einige Adaptionen vorgenommen, die vor allem eine Erhöhung der Transparenz und eine Senkung der Teilnahmekosten als Ziele hatten. So wurden vor allem die zu hinterlegenden Sicherheiten deutlich gesenkt und mehr Informationen zu Infrastrukturleistungen (Transport- und Speicherzugang, Hubdienstleistungen) zur Verfügung gestellt.

Speichermarkt

Grundlagen für die Regulierung des Speichermarktes sind das GWG II, im Wesentlichen §§ 39, 39 a und 39 b und das Zusammenschlussverfahren Econgas und die damit verbundenen Zusagen.

Ein wesentlicher Punkt im GWG II ist der Vergleich der Speicherpreise in Österreich mit Speichereingelassen in anderen EU-Mitgliedstaaten. Wenn die Speicherpreise in Österreich mehr als 20 % über dem Durchschnitt für vergleichbare Leistungen in den anderen EU-Mitgliedstaaten liegen, kann die E-Control Kommission über eine Verordnung in die Preisbildung am Speichermarkt eingreifen. Daher wird ein wesentliches Ziel für das Jahr 2005 sein, ein geeignetes Analyse-Tool zu entwickeln, das einen laufenden Vergleich der europäischen Speicherpreise mit den österreichischen Speicherpreisen ermöglicht.

Ein weiteres Ziel ist die Erhöhung der Transparenz bei den Speicherzugangsbedingungen. Die OMV Gas GmbH ist durch die Econgas-Zusagen verpflichtet, Allgemeine Geschäftsbedingungen auf ihrer Homepage zu veröffentlichen und ist dieser Verpflichtung auch nachgekommen. Zudem werden Preise für Bundled und Unbundled Services veröffentlicht. Dagegen sind keine Informationen über verfügbare Kapazitäten erhältlich. Die Informationsbereitstellung der RAG als zweitem Speicherbetreiber beschränkt sich auf allgemeine Preisinformationen auf der Homepage, wobei nicht deutlich wird, welche Relevanz und Verbindlichkeit der veröffentlichte Standardtarif hat. Allgemeine Bedingungen sind beispielsweise nicht öffentlich verfügbar.

→ Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Gasbereich

Mit den Novellen 2002 des Energie-Regulierungsbehördengesetzes (E-RBG) sowie des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) erfolgte die Übertragung der Durchführung und der Anordnung statistischer Erhebungen und sonstiger statistischer Arbeiten über gasförmige Energieträger jeder Art vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit auf die E-Control (§ 14 E-RBG und § 59 Abs. 1 GWG).

Die von der E-Control im Bereich der Gaswirtschaft durchzuführenden statistischen Aufgaben wurden von der Regulierungsbehörde in der Gasstatistik-Verordnung 2002 definiert (Veröffentlichung im Amtsblatt der Wiener Zeitung am 20./21. Dezember 2002).

Die Erhebungen zur Gasstatistik erfolgten erstmals für Jänner 2003, wobei eine spezielle Regelung den meldepflichtigen Unternehmen den Übergang von der früher geltenden zur neuen Systematik erleichtern sollte.

Nach Abschluss der vorläufigen Jahresstatistik wurden die Bilanzmethode sowie die Daten einer eingehenden Analyse unterzogen. Dabei stellte sich heraus, dass die gemeldeten Daten sowie teilweise das Datenmodell nicht immer zur Gänze den Anforderungen einer physikalischen Bilanz entsprechen.

Das Datenmodell der Energiebilanz wurde dementsprechend geändert und die Meldungen zur Energiebilanz wurden ab Jänner 2004 angepasst.

Über die eigentliche Energiebilanz hinaus umfasst die Gasstatistik-Verordnung 2002 auch marktrelevante Informationen wie etwa Speicherbewirtschaftung, Preise oder technische Informationen über das Netz.

Seitens der Gasunternehmen wurde die Meldung von Preisangaben nahezu einhellig verweigert, sodass sich die E-Control gezwungen sah, auf Direkterhebungen bei den leistungsgemessenen Endverbrauchern sowie auf Berechnungen bei den Kunden mit Standardlastprofilen auszuweichen. Die Änderungen sollen sich in einer Novellierung der Gasstatistik-Verordnung niederschlagen.

→ Studien im Gasbereich

Qualitätssicherung – Kiesselbach Studie „Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb“

Im Gaswirtschaftsgesetz (GWG) sind unter anderem die gasrechtlichen und gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Verteilernetzbetreiber sowie für Planung, Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Gasnetzen bzw. Erdgasleitungsanlagen in Österreich festgelegt. So wurden im Auftrag der E-Control durch das Ingenieurbüro Kiesselbach in Zusammenarbeit mit dem TÜV Österreich die „allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb“, entsprechend den Pflichten der Verteilerunternehmen gemäß § 24 GWG, zusammengefasst.

Die allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb in Österreich basieren auf den einschlägigen Regeln der Technik, wobei die Einhaltung derselben nach dem Gaswirtschaftsgesetz vermutet wird, wenn bei der Errichtung, der Erweiterung, der Änderung, dem Betrieb und der Instandhaltung die technischen Regeln der ÖVGW sowie ÖNORMEN eingehalten werden. Dort wo in Österreich keine Regeln der Technik existieren, wurden auch international übliche und angewandte Regeln der Technik, wie z. B. DIN, DVGW, SVGW sinngemäß in die Zusammenstellung integriert.

Bei der nun vorliegenden Fassung (Juni 2004) der „Zusammenstellung von allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb entsprechend den gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen in Österreich“ (www.e-control.at), wurde eine neue Betrachtungsweise herangezogen. Das heißt, dass neben den technisch-konstruktiven Maßnahmen für die Erdgasleitungsanlage auch die operativen und organisatorischen Maßnahmen der Gasnetzbetreiber einbezogen wurden. Die technisch-konstruktiven Maßnahmen beziehen sich auf die techni-

sche Sicherheit und Zuverlässigkeit der Erdgasleitungsanlagen, die operativen und organisatorischen Maßnahmen hingegen umfassen die sichere und zuverlässige Verteilung des Erdgases zum Kunden.

Die Studie bietet nicht nur für die betroffenen Behörden, sondern auch für die Netzbetreiber eine übersichtliche und kompakte Zusammenstellung aller relevanten technischen Regeln für alle wesentlichen Funktionen im Gasnetzbetrieb.

Im Rahmen der Ermittlungsverfahren zur Bestimmung von Systemnutzungstarifen und sonstigen Tarifen in Verfahren nach § 23d GWG bietet diese Unterlage wertvolle Anhaltspunkte zur Beurteilung der Kosten für die Sicherstellung der Erfüllung von Mindestanforderungen des Gasnetzbetriebes.

Versorgungssicherheit

Die Beurteilung der sicheren Versorgung mit Erdgas umfasst verschiedene Aspekte, die gegenseitige Einflussfaktoren darstellen, aber systematisch gesondert betrachtet werden:

- kurzfristige Versorgungssicherheit im Sinne der Möglichkeit, Endverbraucher im vollen nachgefragten Ausmaß und zu angemessenen Preisen mit Erdgas zu versorgen,
- langfristige Versorgungssicherheit unter Betrachtung der Aufbringungsseite,
- Versorgungszuverlässigkeit betrachtet Versorgungssicherheit als Frage des sicheren Netzbetriebes bei gegebener Versorgung,
- Versorgungssicherheit als Aspekt von Servicequalität.

Die 100 %ige Liberalisierung des Gasmarktes per 1. Oktober 2002 änderte auch die Rahmenbedingungen der kurzfristigen Erdgasversorgungssicherheit. Während in der Vergangenheit im Versorgungsnotfall durch einen von wenigen – zum Großteil stark integrierten – Teilnehmern bestimmten Markt jederzeit ein ausreichender Informationsfluss als gegeben angenommen

werden konnte, müssen in einem liberalisierten Markt die Aufgabenverteilung und der Informationsfluss erst neu definiert werden.

Geänderte Rahmenbedingungen ergeben sich auch aufgrund der neuen europäischen Richtlinie 2004/67/EG über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (26. April 2004, ABl. L 127/92 v. 29. 04. 2004), die national zu gewährleistende Mindeststandards der Versorgungssicherheit definiert. In Österreich besteht seit Auslaufen des sog. „Notversorgungsplanes“ (s. Kasten I) derzeit kein expliziter Mechanismus zur Regelung von Versorgungsengpässen.

Zur Erörterung des Handlungsbedarfes im Bereich der kurzfristigen Erdgasversorgungssicherheit erstellte die E-Control bereits im zweiten Halbjahr 2003 eine Studie „Erdgasversorgungssicherheit in Österreich – Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen“. Die Studienergebnisse zeigen, dass ein Zusammenhang zwischen der Liberalisierung und einer Gefährdung der kurzfristigen Versorgungssicherheit per se nicht zu beobachten ist.

→ Österreichischer Erdgasmarkt – Versorgungssicherheit vor dem GWG II

Vor der Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes regelte der sog. „Notversorgungsplan“ als freiwillige Vereinbarung der Gesellschafter der AFG mit den Produzenten und Speicherbetreibern OMV AG und RAG AG ein Prozedere für den Fall einer Versorgungseinschränkung in der (heutigen) Regelzone Ost. Es handelte sich dabei um einen reinen Krisenplan, der weder Bevorratungspflichten noch Kompensationsmechanismen regelte. Der Notversorgungsplan ist mit 30. September 2002 ausgelaufen und wurde aufgrund der geänderten Bedingungen im Rahmen der Liberalisierung per 1. Oktober 2002 nicht verlängert.

Gleichzeitig ist jedoch eine Adaptierung der Krisenmechanismen an die geänderte Rollenverteilung zwischen den Marktakteuren erforderlich. Die bestehenden Regeln des GWG, E-RBG und Energielenkungsgesetzes sehen zwar eine rudimentäre Rollenzuweisung im Bereich der Erdgasversorgungssicherheit vor, definieren jedoch keinen tatsächlich operationalen Krisenmechanismus, der an die Stelle des ehemaligen Notversorgungsplanes treten könnte. Zur Bewältigung einer Versorgungseinschränkung im Sinne einer Krise, die mit marktkonformen Mitteln nicht mehr bewältigbar ist, gibt die E-Control in ihrer Studie daher die Handlungsempfehlung ab, eine Verordnungsermächtigung des BMWA für Lenkungsmaßnahmen unter den Voraussetzungen des § 1 Abs. 1 Energielenkungsgesetz zur Sicherung der Erdgasversorgung in das Energielenkungsgesetz aufzunehmen. Kernelemente dieser Verordnung sind ein Krisenversorgungsplan sowie korrespondierende Beseitigungsmaßnahmen zur Sicherstellung des erforderlichen Informationsflusses und Legitimierung krisenbewältigender Sondermaßnahmen.

Die Handlungsempfehlungen basieren dabei auf dem Grundsatz, dass bis zum Eintreten einer definierten Versorgungskrise die Mechanismen des liberalisierten Gasmarktes sowie des implementierten Marktmodells durch keine zusätzlichen regulatorischen Auflagen belegt werden sollten. Die Vorgaben der Richtlinie 2004/67/EG über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung werden in den empfohlenen Handlungsmaßnahmen bereits berücksichtigt.

Um sicherzustellen, dass auch im Falle ungenügender oder gänzlich fehlender Angebote von Ausgleichsenergie ausreichend Ausgleichsenergie zur Verfügung steht, können in der Regelzone Ost vom BKO besondere Maßnahmen ergriffen werden.

Ab Juni wurde für den Ausgleichsenergiemarkt ein neues Speicherprodukt mit der Bezeichnung „Day Ahead Rates“ (DAR) eingeführt. Speicherunternehmen bieten ihren Kunden in definierten Fällen auf freiwilliger Basis freie, technisch verfügbare und nicht vermarktete Kapazitäten an. Damit werden nach der Wiederöffnung des Ausgleichsenergiemarktes weitere marktkonforme Maßnahmen ausgeschöpft, die das Überwinden von Leistungsengpässen ermöglichen sollen. Derzeit wird dieses Produkt von der OMV Gas GmbH ihren Kunden angeboten. Im Berichtszeitraum kam die DAR nicht zur Anwendung.

Als weitere Vorsorge für den Notfall, dass dem Regelzonenführer nicht genügend Angebote von Ausgleichsenergieanbietern zur Verfügung stehen, wird ihm im Sinne der Ausschöpfung aller marktkonformen Maßnahmen als Vorstufe zur Energielenkung die Möglichkeit geboten, unmittelbar auf zusätzliche Energiemengen zum Zwecke des technisch-physikalischen Ausgleichs der Regelzone Ost zugreifen zu können. Der Einsatz dieses Produktes ist nur gerechtfertigt, um die nach dem Energielenkungsgesetz (§ 1 Abs. 1 Z 1 lit b) marktkonformen Maßnahmen voll auszuschöpfen, bevor in letzter Konsequenz energielenkende Zwangsmaßnahmen gem. Energielenkungsgesetz anzuordnen sind.



Gemeinsame Agenden
Strom und Gas



Gemeinsame Agenden Strom und Gas

→ Schlichtungsstelle – 2 Jahre Bilanz

Die Schlichtungsstelle, deren Aufgaben im § 10 a E-RGB festgelegt sind, ist Anlaufstelle für Endverbraucher, die mit einer vertraglich vereinbarten Qualität einer Leistung nicht zufrieden sind oder ihre Rechnungen nicht nachvollziehen können. An die Schlichtungsstelle können sich aber auch sonstige Marktteilnehmer wie Lieferanten und Netzbetreiber wenden, die mit anderen Marktteilnehmern Probleme haben. Damit die Schlichtungsstelle tätig wird, reicht ein formloser, aber schriftlicher Streitschlichtungsantrag, der kurz das bisher Geschehene beschreibt und in der Beilage alle relevanten Unterlagen enthält. Die Mitarbeiter der Schlichtungsstelle fungieren als Mittler, die eine konstruktive Gesprächsbasis herstellen und den Parteien helfen, Lösungen zu finden, die im Interesse aller sind und die weitere Geschäftsbeziehung nicht belasten.

Im zweiten Jahr ihres Bestehens – also im Zeitraum 1. Oktober 2003 bis 30. September 2004 – wurden bei der Schlichtungsstelle 148 Verfahren geführt. In 96 % aller Verfahren konnte eine für die Konsumenten zufrieden stellende Lösung erzielt oder die Aufklärung eines Missverständnisses erreicht werden. Die meisten Verfahren betrafen Beschwerden über die Höhe von Rechnungen und unerklärliche Mehrverbräuche. Bei Verfahren, die Rechnungen zum Inhalt haben, bleibt die Fälligkeit der Forderung bis zum Ende

des Verfahrens aufgeschoben. Die Themen der sonstigen Verfahren waren breit gestreut und reichten von Beschwerden über Allgemeine Bedingungen bis hin zu Fragen im Zusammenhang mit dem Anschluss einer Anlage an das öffentliche Netz.

Die Schlichtungsstelle sieht sich auch als Partner der Energiekonsumenten und bietet ein umfangreiches Konsumentenservice an. Rund 200 allgemeine Anfragen zu den verschiedensten Themen wurden schriftlich beantwortet und 300 E-Mails, die unter schlichtungsstelle@e-control.at eingelangt sind, bearbeitet. Telefonisch wurden wöchentlich durchschnittlich 40 Anfragen an die Mitarbeiter der Schlichtungsstelle gerichtet.

Die E-Control möchte in ihrer Schlichtungstätigkeit nicht nur Lösungen für den Einzelfall herbeiführen, sondern Probleme der Konsumenten an der Wurzel und über den Einzelfall hinaus beseitigen. So wurden Themen, die Konsumenten ganz besonders beschäftigen und von denen die E-Control im Rahmen der Streitschlichtung erfährt, genauer betrachtet und Lösungen ausgearbeitet.

Nähere Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle sind im Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle 2004 zu finden, der von der E-Control auf Anfrage gerne übermittelt wird.

→ Missbrauchsaufsicht


Im Rahmen ihrer Überwachungs- und Aufsichtsfunktion hat die E-Control dafür Sorge zu tragen, dass es zu keinen Ungleichbehandlungen von Marktteilnehmern durch Monopolisten (Netzbetreiber) kommt. Stellt die E-Control einen Missstand fest, so hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um den gesetzmäßigen Zustand wiederherzustellen.

Im Jahr 2004 wurden bei der E-Control knapp 30 Missbrauchsverfahren geführt. Die meisten anhängigen Verfahren werden aufgrund von Eingaben der Lieferanten der Kunden oder der Kunden selbst eingeleitet. Einige Missstände wurden der Behörde im Rahmen ihrer Streitschlichtungstätigkeit bekannt, sodass zusätzlich zum Streitschlichtungsverfahren auch ein Missbrauchserverfahren eingeleitet wurde. Die Verfahren waren von unterschiedlichem Inhalt, wie Fragen der Zuordnung zu bestimmten Netzebenen, der Verrechnung von Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelt, der Verrechnung von Netznutzungstarifen (gemessene bzw. nicht gemessene Leistung), die Anwendbarkeit der Marktregeln sowie die unzulässige Verrechnung von Bearbeitungsgebühren.

In sechs Verfahren wurden mündliche Verhandlungen am Sitz der Behörde abgehalten, um direkt mit den betroffenen Unternehmen den Sachverhalt zu klären.

Im Rahmen des Verfahrens wird geprüft, ob der Netzbetreiber entsprechend den gesetzlichen Bestimmungen und Marktregeln gehandelt hat und nicht diskriminierend vorgegangen ist. Wenn ein missbräuchliches Verhalten festgestellt wird, fordert die Behörde das Unternehmen im abgestuften Verfahren (Verhaltensanordnung, Bescheid) auf, dieses Verhalten umgehend abzustellen. Im Berichtszeitraum musste in drei Verfahren die Herstellung des gesetzmäßigen Zustandes mittels Bescheid vorgeschrieben werden. In den anderen Verfahren konnte der Missstand noch während des Ermittlungsverfahrens abgestellt und der gesetzmäßige Zustand rasch wiederhergestellt werden.

In zahlreichen Fällen haben die Mitarbeiter der E-Control bei Kenntnisnahme eines Missstandes ohne Einleitung eines Verfahrens auf dem kurzen Weg Unklarheiten hinsichtlich der Anwendbarkeit rechtlicher Grundlagen beseitigt und somit dafür Sorge getragen, dass Marktteilnehmer zukünftig gesetzeskonform vorgehen konnten.

	Gemeinsame Agenden Strom und Gas
	→ Mitarbeit in CEER und ERGEG

Die Verwirklichung der Liberalisierungsziele hängt in hohem Maße von der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes ab. Dies erfordert insbesondere auch eine verstärkte Zusammenarbeit der nationalen Energie-Regulatoren. Mit CEER (Council of European Energy Regulators) besteht seit 1998 eine Vereinigung der Europäischen Energieregulatoren mit der Zielsetzung, nationale Regulierungssysteme unter Berücksichtigung nationaler Besonderheiten zu harmonisieren und die Verwirklichung eines europäischen Binnenmarktes im Energiesektor zu unterstützen. Mit der Sitzung der 8. CEER Vollversammlung (General Assembly) vom 6. September 2004 wurde die deutsche Regulierungsbehörde (angesiedelt in der bestehenden Behörde für Telekommunikation und Post, RegTP) als Mitglied aufgenommen. Damit zählt CEER nunmehr 26 Mitglieder (24 EU-Regulatoren plus die beiden EWR-Länder Norwegen und Island; Luxemburg nimmt einen beobachtenden Status ein).

Daneben besteht mit ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) ein – von der Europäischen Kommission per Entscheidung vom 11. November 2003 gegründetes – europäisches Energie-Regulatoren-Gremium, das die Europäische Kommission bei der weiteren Entwicklung hin zu einem europäischen Binnenmarkt für Strom und Gas unterstützt und berät. Die Vereinigung setzt sich aus nationalen Energie-Regulierungsbehörden aller 25 EU-Mitgliedsländer zusammen. Die EU-Beitrittskandidatenländer, Bulgarien, Rumänien und die Türkei nehmen Beobachterstatus innerhalb der ERGEG ein. Alle Marktteilnehmer, Konsumenten und Endverbraucher können Beiträge zu den Aktivitäten der ERGEG einbringen.

Arbeitsgruppen in CEER

Die E-Control ist in CEER wie auch in ERGEG als aktives Mitglied tätig und leitet einige der Arbeitsgruppen in den Bereichen Strom und auch Gas. Damit kann sichergestellt werden, dass auf die europäischen Harmonisierungsinitiativen frühzeitig und gemeinsam Einfluss genommen werden kann. Ein Erfahrungsaustausch mit anderen EU-Regulatoren dient zudem der Weiterentwicklung des österreichischen Strom- und Gasmarktes z.B. im Hinblick auf eine Verbesserung der Wettbewerbssituation.

Elektrizität

Innerhalb des CEER bestehen Arbeitsgruppen, die sich mit folgenden Thematiken beschäftigen und einen inhaltlichen Beitrag für die ERGEG-Arbeitsgruppen leisten:

- **Elektrizität:**
Infrastruktur, Netzbetrieb, Ausarbeitung von Regelungen für Kompensationszahlungen für grenzüberschreitenden Netzbetrieb; System-sicherheit; Engpassmanagement-Regeln (Leitlinien für die Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromverkehr),
- **Binnenmarkt:**
Entwicklung von regionalen Strommärkten, Wettbewerbs- und „Unbundling“ Beobachtung, Versorgungssicherheit; Monitoring von geplanten EU-Rechtsakten und -initiativen,
- **Südosteuropäischer Strommarkt:**
Schaffung von Institutionen; Erleichterung von Marktentwicklungen und Investitionen; Einhaltung der institutionellen Bestimmungen und
- **Neue EU-Mitgliedstaaten:**
Eingliederung der Regulierungsbehörden der 10 neuen EU-Länder durch thematische Unterstützung.

Für die ersten beiden Themenbereiche hat die E-Control die Leitung bzw. teilweise Leitung übernommen. Experten der E-Control sind in sämtlichen Themen und Subthemen tätig.

Erdgas

Für den Erdgasbereich bestehen innerhalb CEER wie auch ERGEG eigene Arbeitsgruppen, die 2004 folgende Themen behandelten:

- Monitoring der Umsetzung der Leitlinien für den Zugang zu Erdgasfernleitungen (Guidelines for Good Practice – TPA, GGP2) seitens der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber,
- Monitoring der Umsetzung der „road map“ zur Einführung eines europäischen Entry-Exit-Tarifmodells,
- Ausgleichsenergie – Regeln und Entgelte,
- Neue Infrastrukturprojekte,
- Erstellung von Leitlinien für den Zugang zu Speichieranlagen („Guidelines for Good Practice – Speicher“),
- Transit – Tarifierung,
- (Entwurf für eine) Verordnung über den Zugang zu Erdgasfernleitungen – Position der Regulatoren (Ad-hoc-Gruppe).

Für die Arbeitsgruppen zum ersten sowie zu den beiden letzten Themen hat die E-Control die Leitung übernommen, in den übrigen Arbeitsgruppen hat sie aktiv mitgearbeitet.

→ Regulatorenprozess – „Florenz“ (Strom) und „Madrid“ (Gas)

Florenz Forum

Das Forum wurde 1998 von der Europäischen Kommission eingerichtet. Benannt nach dem ursprünglichen Ort der Versammlung, dem European University Institute in der Nähe von Florenz, vereinigt es nationale Regulierungsbehörden, Mitgliedstaaten, Netzbetreiber, Stromhändler, Konsumenten, Netznutzer und Vertreter von Strombörsen.

Ziel des Forums war und ist es, in gemeinsamer Diskussion all jene Themen zu besprechen, die nicht von der EU-Gesetzgebung angesprochen sind, so z.B. die Ausgestaltung der Marktbedingungen. Wichtigstes Thema nach wie vor ist die Schaffung eines funktionierenden grenzüberschreitenden Stromhandels, vor allem eine einheitliche Tarifierung, Netzkapazitätenvergabe und Engpassmanagement.

Im Zentrum des II. Forums im September 2004 standen die die Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel (EG-Verordnung Nr. 1228/2003-„CBT-VO“) näher bestimmenden „Leitlinien“ zu Engpassmanagement, Tarifharmonisierung und Kompensationszahlungssystem für Netzbetreiber. Von einer endgültigen Annahme der von CEER bzw. ERGEG ausgearbeiteten Leitlinien nahm kurzfristig ERGEG und damit auch die Kommission Abstand mit der Begründung, eine detaillierte spätere Annahme zu favorisieren. Positiv zu vermerken ist jedoch die neue Initiative, die vorsieht, dass Fragen grenzüberschreitender Belange zukünftig über so genannte „Mini-Foren“ parallel behandelt werden können. Die E-Control wird dabei die für Österreich wichtige Region „Zentral- und Osteuropa“ (DE–PL–CZ–SK–AT–HU–SI) anleiten. Das erste Treffen hat Anfang 2005 stattgefunden und stand im Zeichen der koordinierten Auktionen an den Grenzen Österreichs.

Madrid Forum


Der so genannte Madrid-Prozess wurde im Jahre 1999 von der Europäischen Kommission zur Diskussion jener Themen im Zusammenhang mit der Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes eingerichtet, die nicht in der Erdgasbinnenmarktrichtlinie geregelt werden. Dazu zählt insbesondere der Abbau von Hemmnissen bei der Durchführung grenzüberschreitender Gastransporte. Das Forum tritt zweimal jährlich unter Teilnahme von Vertretern der Regulierungsbehörden, Mitgliedstaaten der Europäischen Union, der Europäischen Kommission, Fernleitungsnetzbetreiber, Gashändler, Gasverbraucher sowie Repräsentanten der Gasbörsen in Madrid zusammen. Seit 2002 sind auch die Energiebehörden und Regulatoren der Beitrittsländer integriert. In Hinblick auf das Thema Versorgungssicherheit und die Intensivierung des Dialoges mit Russland als Hauptimportquelle der europäischen Erdgasversorgung, werden gleichzeitig auch Vertreter des russischen Gasexporteurs Gazprom zur Teilnahme eingeladen.

Das VIII. Madrid Forum fand vom 8.–9. Juli 2004 statt und behandelte die Themen Zugang zu Speicheranlagen, europäisches Entry-Exit-Tarifmodell – Monitoring der bisherigen Umsetzung, technische Hindernisse für den freien Gashandel und Interoperabilität, Berechnung verfügbarer Leitungskapazitäten und Kapazitätsallokation sowie Zugang zu LNG-Terminals.

Einen wesentlichen Themenkreis bildete zudem

der erste von CEER veröffentlichte Monitoring-Bericht über die Umsetzung der GGP2 durch die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, der unter der Arbeitsgruppenleitung der E-Control erstellt wurde. Wie bereits die beiden zuvor von der Europäischen Kommission zu diesem Thema erstellten sog. „Compliance Reports“ 2002 und 2003 zeigt die Analyse des Umsetzungsniveaus zweieinhalb Jahre nach Annahme der GGPI und neun Monate seit Geltung der GGP2 weiterhin eine mangelhafte Umsetzung. Dies verdeutlicht, dass freiwillige Vereinbarungen wie die GGP zur Erreichung eines umfassenden Harmonisierungsniveaus nicht genügen und weist deutlich auf die Notwendigkeit einer rechtlichen Verankerung hin. Mit dem im Juni 2004 vom Energie-Ministerat angenommenen Entwurf für eine Verordnung über den Zugang zu Erdgasfernleitungen werden die GGP nunmehr auf eine rechtliche Basis gestellt.

Das IX. Madrid Forum fand am 3. Dezember 2004 statt und behandelte exklusiv die Leitlinien für den Zugang zu Erdgasspeichern (GGP – Storage), die – ähnlich den GGP für Erdgasfernleitungen – eine freiwillige Vereinbarung darstellen und harmonisierte Regelungen über den Zugang zu Speicheranlagen enthalten; geregelt werden dabei erforderliche Serviceleistungen, Tarifprinzipien, Kapazitätsallokation und Engpassmanagement, Sekundärmarkt und Flexibilität, Veröffentlichungspflichten sowie die Aufgaben von Speicherbetreibern und Speicherkunden.

	Gemeinsame Agenden Strom und Gas
	→ Informationstätigkeit

→ Vortragstätigkeit und Publikationen von Energie-Control-Mitarbeitern

Auch im Jahr 2004 hat sich die E-Control intensiv um die Information von Endverbrauchern und Marktteilnehmern bemüht, um diese über die aktuellen Entwicklungen und Geschehnisse am liberalisierten Energiemarkt auf dem Laufenden zu halten. In diesem Zusammenhang wurden von E-Control-Mitarbeitern rd. 110 Vorträge bei nationalen und internationalen Konferenzen und Tagungen zum Thema Energiemarktliberalisierung gehalten.

Darüber hinaus wurden von Mitarbeitern der E-Control für einschlägige Fachzeitschriften verschiedene Artikel und Fachbeiträge verfasst.

→ Medienarbeit der Energie-Control 2004

Auch im abgelaufenen Jahr 2004 kam der Öffentlichkeitsarbeit der E-Control große Bedeutung zu und sie hat während des gesamten Jahres breiten Raum eingenommen. So wurden von der E-Control eine Reihe von Pressekonferenzen und Energie-Round-Tables veranstaltet, regelmäßig Presseaussendungen verfasst sowie laufend Journalisten-Hintergrundgespräche geführt. Speziell im Herbst wurde im Zuge der Preiserhöhungen der Energieunternehmen ein verstärktes Informationsinteresse durch vermehrte Anfragen der Energiekonsumenten verzeichnet. Die E-Control hat darauf mit intensiven PR-Aktivitäten reagiert, um das Informationsbedürfnis der Konsumenten zu befriedigen.

→ Marktbericht 2004

Mit dem Marktbericht 2004 wurde im Dezember 2004 zum zweiten Mal eine umfassende Darstellung des österreichischen Strom- und Gasmarktes publiziert.

Die E-Control kam damit unter anderem auch den Vorgaben zweier Richtlinien nach, welche Berichtspflichten der Mitgliedstaaten über die Wettbewerbssituation auf dem Strom- und Gasmarkt vorsehen. Danach haben bis zum Jahr 2010 die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten der Kommission jährlich in Übereinstimmung mit dem Wettbewerbsrecht einen Bericht über Marktbeherrschung, Verdrängungspraktiken, wettbewerbsfeindliches Verhalten, Veränderungen der Eigentumsverhältnisse und andere wettbewerblich relevante Informationen zu erstellen. Die Darstellungen und Analysen im Marktbericht 2004 befassen sich schwerpunktmäßig – wie bereits im Liberalisierungsbericht 2003 – mit den wettbewerblich organisierten Bereichen Erzeugung, Produktion, Speicherung, Großhandel und Vertrieb. In den Analysen werden Antworten auf die Marktstruktur, das Marktverhalten und das Marktergebnis im österreichischen Strom- und Gasmarkt gegeben. Der Marktbericht 2004 ist auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) abrufbar.

→ Tarifikalkulator

Durch eine Vielzahl von auftretenden Lieferanten und des dadurch entstehenden Aufwandes für Konsumenten, die Angebote der einzelnen Lieferanten einzuholen und miteinander zu vergleichen, ist es wichtig, den Endkunden einfachen und schnellen Zugang zu Lieferanteninformationen zu ermöglichen und somit die Transparenz am Strom- und Gasmarkt zu erhöhen.

Mit Hilfe des Tarifikalkulators, zu finden auf der Internetseite der E-Control (www.e-control.at), können Konsumenten einen Vergleich der Preise der verschiedenen Lieferanten erstellen lassen. Nach Eingabe der Postleitzahl und des Jahresverbrauchs werden die Angebote aller Lieferanten des betreffenden Versorgungsgebietes aufgelistet. Die Angebote enthalten nicht nur die Energiepreise, sondern auch die behördlich festgelegten

Netznutzungsgebühren sowie Steuern und Abgaben. So kann der Konsument erkennen, wie sich der Gesamtpreis zusammensetzt. Im Tarifikalkulator werden auch Angebote und Rabatte der einzelnen Lieferanten extra ausgewiesen. So sieht der Konsument, welche Lieferanten unter bestimmten Bedingungen (z.B.: im ersten Jahr, bei Einzugsermächtigung) am günstigsten elektrische Energie anbieten.

Mit der Aktivierung der so genannten „Watch Dog“-Funktion kann der Kunde Informationen über Preisänderungen, neue Lieferanten, Änderung der Stromkennzeichnung und sonstige Änderungen am Markt bestellen und erhält diese per E-Mail aktuell übermittelt.

Gemäß der gesetzlichen Vorgaben (§§ 45 und 45a EIWOG) sind die Stromlieferanten verpflichtet, auszuweisen, aus welchen Primärenergieträgern sich die gesamte an Endkunden abgegebene elektrische Energiemenge zusammensetzt (Stromkennzeichnung). Diese gesetzliche Vorgabe wurde auch im Tarifikalkulator berücksichtigt. So zeigt der Tarifikalkulator bei der Darstellung der Lieferanten zusätzliche Informationen über die jeweilige Zusammensetzung der Primärenergieträger der jeweiligen Anbieter. Neben der Eingabe der PLZ und der Jahresverbrauchsmenge können die Primärenergieträger (erneuerbare und fossile Energieträger sowie nukleare Energie) gewählt werden, mit denen die gelieferte elektrische Energie erzeugt werden soll.

Im Zeitraum von 01. Jänner 2004 bis 31. Dezember 2004 wurden insgesamt rd. 255.000 Berechnungen durchgeführt, davon rd. 193.000 Berechnungen vorwiegend im Strombereich. Für Gas wurden insgesamt 62.000 Berechnungen durchgeführt. Im Strombereich wurden rd. 84 % der Berechnungen für Haushaltstarife, rd. 13 % für Gewerbetarife und rd. 3 % für Landwirtschafts-


tarife durchgeführt. Im Gasbereich lag der Anteil der Berechnungen für Haushaltskundentarife bei rd. 90 %, für Gewerbekundentarife bei 9 % und bei Tarifen für Landwirtschaft bei rd. 1 %.

Die meisten Berechnungen wurden am 25. September 2004 durchgeführt, nachdem der Tarifikalkulator in der Fernsehsendung „Gut beraten Österreich“ angekündigt und vorgestellt wurde. Höhere Zugriffsraten sind vor allem durch mediale Ankündigungen und nach Einschaltung von Inseraten zu verzeichnen sowie nach Bekanntmachung von Strom- und Erdgaspreiserhöhungen der Lieferanten. So stieg vor allem im September und Oktober die Anzahl der durchgeführten Berechnungen stark an.

Die „Watch Dog“-Funktion nützen mittlerweile mehr als 1.700 Personen, wobei auch hier ein starker Zuwachs im letzten Quartal zu verzeichnen war.

Im Jänner 2005 wird der Tarifikalkulator um eine weitere Funktionalität erweitert. Neben den bisherigen Informationen haben die Nutzer die Möglichkeit, die historische Entwicklung der einzelnen Tarife seit der Liberalisierung bzw. seit Bestehen des Tarifes zu betrachten (vorerst nur für den Strombereich). Angezeigt wird sowohl kumuliert als auch getrennt die Entwicklung des Gesamtpreises (inkl. Netz, Energie, Steuern und Abgaben) und der einzelnen Komponenten. Zudem besteht die Möglichkeit, sich neben der nominalen Entwicklung auch die reale Entwicklung anzeigen zu lassen.

Diese zusätzliche Funktionalität bietet nicht nur einen besseren Überblick über die bisherigen Entwicklungen der einzelnen Komponenten bzw. des Gesamtpreises, sondern erhöht auch die Nachvollziehbarkeit der Rechnung der Endkunden und führt somit zu einer höheren Transparenz.

	Gemeinsame Agenden Strom und Gas
	→ Marktchronik Strom und Gas

→ Jänner

02. 01. 2004 Wienstrom, EVN und Verbund (AHP) errichten gemeinsam ein 15 Mio. Euro teures Kleinwasserkraftwerk in Wien-Nußdorf am Donaukanal. Ab 2005 soll die Anlage jährlich etwa 24,6 GWh Strom erzeugen.

02. 01. 2004 Der derzeit größte Erdölproduzent Russlands hat für das laufende Jahr deutlich höhere Fördermengen angekündigt. Die Gasförderung wird im Jahr 2004 im Vergleich zum Vorjahr um 4 % ansteigen.

07. 01. 2004 Die Energiekonzerne E.On und RWE haben in Deutschland ihre Strompreise für Endverbraucher um durchschnittlich 2,7 % erhöht.

07. 01. 2004 Die Förderung von Ökostrom (Windkraft, Biomasse, Sonnenenergie, Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung) wird für 2004 auf dem Niveau 2003 eingefroren.

10. 01. 2004 Der Großhandelspreis für Strom wird heuer um weitere 5–10 % ansteigen. 2005 ist wegen des Starts des Emissionshandels mit einem weiteren Preisanstieg von 15–20 % zu rechnen, erwartet Paul Kaluza von e&t.

15. 01. 2004 Die Grazer Energiebörse EXAA hat im Jahr 2003 ein tägliches Handelsvolumen von 3.630 MWh gehandelt bzw. einen Marktanteil von 2,7 %, bezogen auf den österreichischen Endverbrauch gehalten.

16. 01. 2004 Die deutsche Strombörse EEX in Leipzig hat ihr Handelsvolumen 2003 mehr als verdoppelt. Am Spot- und Terminmarkt wurden 391 TWh umgesetzt.

20. 01. 2004 Der ungarische Öl- und Gaskonzern Mol, an dem die OMV 9,1 % hält, hat seine Beteiligungen an den regionalen Gasversorgern Egaz und Degaz an den französischen Energiekonzern Gaz de France verkauft.

21. 01. 2004 Die Vorstände der Estag wurden vom Aufsichtsrat mit sofortiger Wirkung suspendiert. Entscheidungsgrundlage für diesen Schritt war das Ergebnis der aktienrechtlichen Sonderprüfung.

21. 01. 2004 Das deutsche Wirtschaftsministerium hat Grundzüge des neuen Energierechtes für mehr Wettbewerb bei der Durchleitung von Strom und Gas in Deutschland fertig gestellt. Der Gesetzesentwurf soll Ende Jänner vorliegen.

22. 01. 2004 Kärntens Landeshauptmann Jörg Haider schlug eine „Südösterreichische Stromlösung“ durch eine engere Zusammenarbeit der Estag mit der Kelag vor.

27. 01. 2004 Die Verteilerstation im niederösterreichischen Baumgarten soll nach Plänen der OMV zum größten Knotenpunkt in der europäischen Erdgasversorgung werden. Eine Machbarkeitsstudie über eine rund 3.500 km lange Pipeline von der iranisch-türkischen Grenze bis Österreich soll bald vorliegen.

28. 01. 2004 Der Einsatz eines Untersuchungsausschusses zur Estag-Affäre wurde von allen Landesparteien einstimmig beschlossen. Der Ausschuss wird die politische Verantwortung der Turbulenzen im steirischen Energieunternehmen klären.

28. 01. 2004 Die von der OMV und den Landesgasgesellschaften getragene Großkundengesellschaft EconGas möchte bis 2010 den Absatz um die Hälfte auf rd. 10 Mrd. m³ steigern.

29. 01. 2004 Die Gesamtstrompreise ohne Steuern sind seit Herbst 2001 in Österreich real um 20,1 % und nominell um 10,9 % gesunken. Bisher haben etwa 80.000 bis 100.000 Kunden den Stromanbieter gewechselt, meist Abnehmer aus dem Gewerbe.

30. 01. 2004 Werbeinvestitionen verzeichnen in der Energiewirtschaft laut dem Marktforschungs-Institut Focus ein Minus von 11 %.

→ Februar

06. 02. 2004 Die EU-Kommission hat gegen Österreich formell ein Verfahren eingeleitet, weil das Gesetz zum Emissionshandel noch nicht in nationales Recht umgesetzt wurde.

10. 02. 2004 Ab 1. Juli 2004 sollen alle Unternehmen in der Slowakei ihre Strom- und Gaslieferanten frei wählen dürfen. Ein entsprechendes Gesetz ist in Vorbereitung und wird voraussichtlich am 1. Mai in Kraft treten. Die Haushalte werden auf die Energiemarkt-Liberalisierung bis 2007 warten müssen.

11. 02. 2004 Der Verbund hat offiziell sein Interesse an dem zum Verkauf stehenden 24,8 %-Anteil am steirischen Stromkonzern Estag bekundet.

21. 02. 2004 Das deutsche Bundeswirtschaftsministerium hat die mehrfach angekündigte Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes fertig gestellt. Es soll für mehr Wettbewerb auf den Märkten für Strom und Gas sorgen und die im EU-Vergleich überdurchschnittlich hohen Preise drücken.

25. 02. 2004 Bisher haben 125.000 Stromkunden – 1 % Wechselrate bei Haushalten und 4 % bei Gewerbe und Landwirtschaft – ihren Lieferanten gewechselt. Im Gasbereich waren es 11.000 Kunden.

→ März

06. 03. 2004 Die Estag, die 80 % an der Stromhandelsgesellschaft Unsere Wasserkraft hält, wird dem Verbund die restlichen 20 % abkaufen.

13. 03. 2004 Das Umweltministerium hat die Vorschläge für die Zuteilung von Gratiszertifikaten für die am Emissionshandel teilnehmenden rund 240 Anlagen verschickt. Die Zertifikate beziehen sich auf die erste Handelsperiode zwischen 2005 und 2007. Österreichs Stromversorger werden Gratiszertifikate für den Emissionshandel im Gegenwert von 8,93 Mio. Tonnen CO₂ erhalten.

13. 03. 2004 Für den Bau der geplanten Nabucco-Gaspipeline von der Türkei zum Gas Hub Baumgarten in Niederösterreich, die bis zum Jahr 2009 fertig gestellt sein soll, haben die Konsortialpartner nun die Projektgesellschaft gegründet.

18. 03. 2004 Der Rohbericht des Rechnungshofes über den steirischen Energieversorger Estag liegt vor. In diesem werden Führungsmängel bei Vorstand, Aufsichtsrat und Eigentümergebern angeprangert.

19. 03. 2004 Ab 1. April 2004 gilt eine neue Ökostrom-Verordnung, wodurch die Betreiber von Ökoanlagen um 0,1 Cent/kWh mehr Förderung erhalten.

24. 03. 2004 Die zu 35 % an der Verbund-Großkudentochter APC beteiligte steirische Estag wird laut Verbund-Chef Hans Haider von ihrem Vorverkaufsrecht Abstand nehmen.

31. 03. 2004 In Deutschland wird der geplante CO₂-Ausstoß bei Einführung des Emissionshandels bis 2007 auf 503 Mio. und bis 2012 auf 495 Mio. Tonnen begrenzt.

→ April

01. 04. 2004 Wienstrom erhöht den Strompreis für Großkunden um bis zu 25 %.

01. 04. 2004 Umweltminister Pröll und Wirtschaftsminister Bartenstein haben sich auf die Zuteilung von CO₂-Ausstoßrechten für die Jahre 2005 bis 2007 geeinigt. Industrie und Energiewirtschaft bekommen Gratiszertifikate für 33,1 Mio. Tonnen CO₂.

02. 04. 2004 Österreich, Finnland, Dänemark, Irland und Deutschland haben fristgerecht zum 1. April ihre nationalen Zuteilungspläne für den Emissionshandel bei der EU-Kommission in Brüssel vorgelegt.

06. 04. 2004 Strom wird laut Günther Brauner, TU Wien, bis 2010 um 50 % teurer. Dafür werden steigende Gaspreise und die Verknappung von Strom durch den jährlich um 2 % steigenden Stromverbrauch verantwortlich sein.

16. 04. 2004 Der österreichische Öl- und Gaskonzern OMV legte ein verbindliches Offert zum Erwerb von 51 % des staatlichen rumänischen Ölkonzerns Petrom SA, im Zuge der Privatisierung.

17. 04. 2004 Industrie und FPÖ fordern von der Salzburg AG günstigere Gastarife. Die Gaspreise sollen um mindestens 5 % gesenkt werden. Auffällig in Salzburg seien laut FPÖ auch die überdurchschnittlichen Netzkosten.

21. 04. 2004 Die niederösterreichische EVN setzt bei seiner Expansion auf die Geschäftsfelder Abfall und Wasser. Bis zum Jahr 2007 soll rund ein Drittel des Umsatzes aus diesen Bereichen kommen.

30. 04. 2004 Der Verbund verkauft die Stromhandelstochter APC zu 100 % an die slowenische Istrabenz. Damit erfüllt man die Auflage der EU zur Genehmigung der Österreichischen Stromlösung.

→ Mai

03. 05. 2004 Ein unter dem Namen Swissgrid firmierendes Unternehmen soll ab dem 1. Jänner 2005 den Betrieb des Schweizer Übertragungsnetzes und die Netzkoordination übernehmen.

12. 05. 2004 Die zukünftige Regulierungsbehörde für Strom und Gas in Deutschland wird nicht zum 1. Juli 2004 starten. Die gesetzlichen Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) fehlen.

13. 05. 2004 Die Liberalisierung des heimischen Gasmarktes, die seit 1. Oktober 2002 allen Kunden freie Lieferantenwahl ermöglicht, hat für Haushaltskunden keine niedrigeren Preise gebracht, so eine Studie von A.T. Kearney.

26. 05. 2004 Die per 1. Juli 2004 vorgesehene Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes zum Unbundling wurde im parlamentarischen Wirtschaftsausschuss abgesegnet.

27. 05. 2004 Die Verbundgesellschaft erhöht ihren Anteil am italienischen Joint-Venture Energia um 17 % und hält damit 37,5 % der Anteile.

27. 05. 2004 Durch eine von der Regulierungsbehörde E-Control verordnete Senkung der Netztarife kommt es zu niedrigeren Gesamtgaspreisen. Laut E-Control werden die meisten Versorger die Senkungen an die Kunden weitergeben. Eine Ausnahme bildet Salzburg. Dort sinken zwar die Entgelte für die Benutzung der Gasleitung um 6,3 %, im selben Ausmaß wird aber das von der Salzburg AG gelieferte Gas teurer.

→ Juni

01. 06. 2004 Die Salzburg AG erhöht die Strompreise für Haushaltskunden um 0,53 Cent/kWh bzw. rd. 3,77 % und für Gewerbekunden um 0,2 Cent/kWh.

02. 06. 2004 Die Tiwag-Tochter Tigas hat von der Münchner Thüga die zwei Südtiroler Gasversorger Energas und Südgas übernommen. Die Tigas ist in Südtirol bereits mit 30 % am Energieversorger SEL Gas beteiligt.

04. 06. 2004 Die EU verpflichtete sich, bis 2010 den Anteil erneuerbarer Energien auf 12 % zu steigern.

14. 06. 2004 Der russische Erdgasmonopolist Gazprom will in den kommenden 15 Jahren insgesamt 100 Mrd. Dollar in die Ausbeutung neuer Erdgasfelder investieren.

16. 06. 2004 Ein Verordnungsentwurf des Wirtschaftsministeriums zur Novelle des Ökostromgesetzes sieht eine Deckelung der Ökostromförderung ab 2005 und die ausschließliche Förderung der effizientesten Ökostromprojekte vor.

21. 06. 2004 Die VKW wird den Energieanteil bei ihren Industriestromtarifen um bis zu 30 % erhöhen.

22. 06. 2004 Als Starttermin für die Österreichische Stromlösung wird vom Verbund und der Energie Allianz der 1. Oktober angestrebt. Ausständig ist noch die offizielle Genehmigung der Brüsseler Wettbewerbsbehörde.

23. 06. 2004 Die Energie-Control senkt per 1. Juli die Gebühren der Strom- und Gas – Verrechnungsstellen A&B, APCS bzw. AGCS. Die Clearinggebühren für Verbrauchsumsätze

bei Strom und Gas sinken je um ein Drittel. Die für Handelsumsätze in Rechnung gestellten Gebühren sinken bei Strom und Gas zum gleichen Zeitpunkt um 50 %.

25. 06. 2004 2005 wird die Kostenbelastung aller Ökostromzuschläge von € 247 auf € 282 Mio. steigen. Wirtschaftsminister Bartenstein will deshalb über eine Gesetzesnovelle die Dauer der geförderten Einspeisetarife für Neuanlagen, die ab 1. Jänner 2005 genehmigt werden, von bisher 13 auf 10 Jahre verkürzen.

26. 06. 2004 Die Linz AG wird bis zum Jahr 2009 insgesamt € 120 Mio. in den Ausbau der Stromnetze investieren.

→ Juli

01. 07. 2004 Kunden der Steweag-Steg müssen um 3 % mehr für Strom bezahlen. Der Energiepreis erhöht sich dabei um etwa 10 %.

02. 07. 2004 Die meisten EU-Staaten sind bei der Liberalisierung ihrer Energiemärkte säumig. Nur Slowenien und die Niederlande haben ihre Gesetzgebung angepasst.

08. 07. 2004 Die Europäische Kommission hat die Zuteilungspläne für CO₂-Emissionszertifikate für den Zeitraum 2005 bis 2007 in acht Mitgliedstaaten, darunter Österreich, genehmigt.

08. 07. 2004 Der Erlös der Kapitalerhöhung der EVN durch neue Aktien wird rund € 150 Mio. ausmachen und soll zur Finanzierung von Zukäufen und Investitionen in Mittel- und Osteuropa verwendet werden.

09. 07. 2004 Der deutsche Energiekonzern E.ON nimmt mit dem russischen Erdgasriesen Gazprom milliardenschwere Projekte in neuen Geschäftsfeldern in Angriff. Ein Rahmenvertrag über die zukünftige Kooperation wurde bereits unterzeichnet.

09. 07. 2004 12 Bieter aus Österreich, Frankreich, Italien und der Schweiz ersteigerten am 8. Juli die angebotenen 250 Mio. m³ Erdgas im Zuge des Gas Release-Programms der Econgass. Ab Oktober werden diese Gasmengen geliefert.

13. 07. 2004 Nach einer Umfrage der E-Control sind 51 % der Österreicher nicht bereit, mehr für reinen Ökostrom zu zahlen. 72 % der Befragten halten aber eine Stromgewinnung aus erneuerbarer Energie grundsätzlich für sinnvoll.

→ August

13. 08. 2004 Die Arbeiterkammer drängt auf den Bau der 380-kV-Hochspannungsleitung. Laut Heinz Stigler, Professor an der TU Graz, verursacht ein Stromausfall von einer Stunde einen volkswirtschaftlichen Schaden von € 30 Mio.

16. 08. 2004 Nach einjährigen Verhandlungen unterzeichneten die Tigas-Geschäftsführer den Kaufvertrag für die zwei Südtiroler Gasversorgungsunternehmen Energas AG und Südgas AG.

21. 08. 2004 Das Bundeskartellamt in Deutschland überprüft nach der Ankündigung von Preiserhöhungen die Durchleitungsentgelte der beiden Energieversorger RWE und EnBW.

25. 08. 2004 Laut einer Umfrage von Ernst & Young wird die Einführung des CO₂-Emissionshandels am 1. Jänner 2005 die Gaspreise um 20 % und die Strompreise um 15 % erhöhen.

25. 08. 2004 Das Land Vorarlberg hat den Beschluss zum Bau des Pumpspeicherkraftwerks „Kops II“ in Gaschurn im Montafon gefasst. Das Investitionsvolumen beträgt € 403 Mio. 2008 soll das Kraftwerk ans Netz gehen.

→ September

- 01. 09. 2004** Erdgas wird im Burgenland billiger. Die Begas gibt die Netzpreissenkung per 1. Juni 2004 eins zu eins an die Kunden weiter.
- 02. 09. 2004** In Längenfeld im Tiroler Ötztal lehnen Touristiker Tiwag-Pläne für ein Pumpspeicherkraftwerk ab. Viele fürchten die Zerstörung des Sulztales und lange Bauzeiten. Hoteliers sehen sich in ihrer Existenz bedroht.
- 04. 09. 2004** Die Kärntner Elektrizitäts-AG (Kelag) wird Anfang 2005 in zwei Gesellschaften aufgeteilt. Stromerzeugung und Vertrieb firmieren weiter unter Kelag, für den Stromtransport wird künftig die Gesellschaft Kelag Netz zuständig sein.
- 09. 09. 2004** Nord- und Südtirol haben sich auf einen Zusammenschluss der bis an die Landesgrenzen heranführenden Stromleitungen geeinigt. Derzeit gibt es keine Stromverbindung von Tirol nach Südtirol.
- 14. 09. 2004** Christoph Leitl, Präsident der Wirtschaftskammer Österreich, hat ein Einschreiten des Strom-Regulators gegen die steigenden Strompreise für Gewerbe und Industrie sowie für wettbewerbsfördernde Maßnahmen bei den Durchleitungsgebühren gefordert.
- 14. 09. 2004** Jeder österreichische Stromkunde musste im Vorjahr mehr als 51 Minuten ohne Strom auskommen. Das sind um 9 Minuten mehr als noch im Jahr 2002.
- 14. 09. 2004** Die 25 EU-Staaten gewinnen 9,4 % ihres benötigten Stroms aus Wasserkraft. Österreich liegt mit einem Anteil von 54 % auf dem zweiten Platz hinter Lettland, stellt der deutsche Verband der E-Wirtschaft fest.
- 17. 09. 2004** Wirtschaftsminister Martin Bartenstein hat die Wettbewerbsbehörde ersucht, die Energieversorger auf mögliche Preisabsprachen zu untersuchen. Auslöser dafür sind die jüngsten Strompreiserhöhungen, zunehmende Klagen aus der Wirtschaft und ein kartellähnliches Verhalten der Stromanbieter.
- 18. 09. 2004** Die Verbundgesellschaft reagiert auf die in Auftrag gegebene Untersuchung über Preisabsprachen und stoppte die operative

Umsetzung der Österreichischen Stromlösung bis zum Abschluss der Überprüfung durch die Behörden.

22. 09. 2004 Die Verhandlungen zur Österreichischen Stromlösung werden nach einem vorläufigen Stopp fortgesetzt. Allerdings wird die Kooperation erst nach Abschluss der Überprüfung der kartellrechtlichen Vorwürfe abgesegnet werden.

23. 09. 2004 Veit Sorger, Präsident der Industriellenvereinigung, fordert Bund und Länder auf, sich unter 50 % an den Energieversorgungsunternehmen in Österreich zurückzuziehen.

23. 09. 2004 Die Voestalpine nutzt die Möglichkeit der Gasmarktliberalisierung und bezieht ab 01. 10. 2004 das Erdgas von Wingas, einem Joint Venture von Wintershall und Gazprom.

28. 09. 2004 Die geplante Ökostrom-Novelle wurde nicht im Ministerrat behandelt, weil sich Umweltminister Josef Pröll und Wirtschaftsminister Martin Bartenstein nicht einigen konnten.

29. 09. 2004 Mit der Nominierung von ECRA als Registrierungsstelle für CO₂-Zertifikate kann der Handel über die Grazer Strombörse EXAA mit Jahreswechsel starten.

29. 09. 2004 Die EVN hat die Verhandlungen über den Erwerb der zwei bulgarischen Stromversorger in Plovdiv sowie Stara Zagora abgeschlossen. Für 67 % an den regionalen Versorgern werden € 270 Mio. bezahlt.

→ Oktober

01. 10. 2004 Tiwag, IKB, EVN, Bewag, Energie Graz, Energie AG und Unsere Wasserkraft erhöhen die Strompreise um 3–8 %. Der reine Energiepreis erhöht sich damit um 10–20 %. Gas wird bei der EVN um 6,5 % oder 12 Cent/kWh teurer.

01. 10. 2004 Die Vorarlberger Erdgas GmbH erhöht den Erdgaspreis um 0,15 Cent/kWh.

01. 10. 2004 Die Generaldirektion Wettbewerb der EU-Kommission hat den Verdacht, dass die Förderungen für die Ökostromproduktion in Österreich unerlaubte Beihilfen darstellen, die sich wettbewerbsverzerrend auswirken.

06. 10. 2004 Die geplante Regulierungsbehörde für die Energiewirtschaft in Deutschland wird nach Einschätzung des Wirtschaftsministeriums spätestens im April 2005 ihre Arbeit aufnehmen.

08. 10. 2004 Wirtschaftsminister Martin Bartenstein und Umweltminister Josef Pröll haben sich auf die geplanten Änderungen des Ökostromgesetzes geeinigt.

12. 10. 2004 Die EU-Kommission hat die geplante Übernahme von Anlagevermögen des französischen Erdgasunternehmens Gaz de France (GdF) durch den französischen Erdöl- und Erdgaskonzern Total unter Auflagen genehmigt.

14. 10. 2004 Wirtschaftskammerpräsident Christoph Leitl fordert eine Senkung der Netztarife für Strom um 20 %.

22. 10. 2004 Der in Österreich tätige deutsche Energiekonzern EnBW schließt mit Jahresende 2004 seine österreichische Vertriebstochter EnBW Austria.

22. 10. 2004 EVN-Chef Rudolf Gruber warnt vor einem Scheitern der Österreichischen Stromlösung. Ohne diese gäbe es keine Sicherheit, dass die in Österreich erzeugte Wasserkraft auch hier vermarktet werde.

23. 10. 2004 Die bulgarische Regierung hat der EVN den Zuschlag für 67 % an der bulgarischen Versorger-Gruppe Süd-Ost erteilt. Diese vereint die beiden Stromverteilgesellschaften aus Plovdiv und Stara Zagora.

23. 10. 2004 Der Anstieg der Energiepreise führt österreichweit zur Einführung eines Heizkostenzuschusses für Bedürftige. Dieser wurde in jedem Bundesland unterschiedlich geregelt und beträgt zwischen € 40 und € 150.

28. 10. 2004 Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland sollen die Netzentgelte künftig im Voraus von der staatlichen Regulierungsbehörde genehmigen lassen müssen. Zusätzlich sollen sämtliche Preiserhöhungen, die nach dem 1. August 2004 stattgefunden haben, nachträglich überprüft werden.

→ November

01. 11. 2004 Die Wien Energie erhöht ihre Preise für Strom und Gas. Für Haushalte erhöht sich die Stromrechnung um 8 %. Damit wird der reine Energiepreis um mehr als 20 % teurer. Auch der Gaspreis steigt in Wien um 11 %.

09. 11. 2004 EnBW trennt sich von ihrer Beteiligung an der österreichischen Verbundgesellschaft in Höhe von 6,33 %. Damit erhöht sich der Streubesitz von 15,7 % auf rd. 22 %.

15. 11. 2004 Die AGGM (Austrian Gas Grid Management AG) drängt auf den Bau neuer Gasleitungen. Angesichts des prognostizierten steigenden Verbrauchs werde das Gas ohne zusätzliche Fernleitungskapazitäten mittelfristig nicht zu den Endkunden transportiert werden können.

17. 11. 2004 Die Gaspreise in Österreich steigen weiter. Mehrere Energieversorgungsunternehmen haben angekündigt, per Jahresbeginn 2005 die Preise für Erdgas anzuheben.

18. 11. 2004 Rund 25.000 Kunden haben seit 1. Oktober 2002 die Möglichkeit genutzt, sich über einen neuen Gasversorger günstiger mit Erdgas einzudecken.

20. 11. 2004 Der Verfassungsgerichtshof (VfGH) hat eine Klage gegen die Netztarifverordnung der E-Control abgewiesen. Geklagt hatte die burgenländische Landesregierung als Hauptteilnehmer des Stromversorgers Bewag.

20. 11. 2004 Frankreichs Stromkonzern EDF und der Gaskonzern GdF wurden in eine Aktiengesellschaft umgewandelt.

24. 11. 2004 E-Control-Chef Walter Boltz bezeichnet die Kooperation zwischen Verbundgesellschaft und Energie Allianz, genannt Österreichische Stromlösung, als „zu groß für den österreichischen Markt“. Der Wettbewerb auf dem heimischen Strommarkt hat anfangs funktioniert, mittlerweile sei er aber abgeflacht.

25. 11. 2004 Der Verbund plant gemeinsam mit slowenischen Firmen die Errichtung eines Gaskraftwerkes in Slowenien. Das Kraftwerk mit einer Leistung von 800 MW soll in Kidricevo nahe Marburg entstehen.

25. 11. 2004 Unsere Wasserkraft, alternativer Stromanbieter in Österreich, will verstärkt im Gewerbebereich Kunden gewinnen und sich aus dem Tür-zu-Tür-Geschäft im Haushaltssegment weitgehend zurückziehen.

26. 11. 2004 Die heimischen Gasversorger rechtfertigen ihre geplanten Preiserhöhungen und verweisen auf die heuer stark gestiegenen Ölpreise und den Anstieg der Gaseinstandspreise.

→ Dezember

02. 12. 2004 Im Verbundkonzern rechnet man mit einem „langsamen, aber sicheren Sterben“ der Österreichischen Stromlösung. Laut einem Bericht begründet Verbund-Chef Hans Haider das damit, dass der ursprünglich erwartete Synergieeffekt von jährlich rd. € 39 Mio. zu Gunsten des Verbundes nicht eintreten werde.

02. 12. 2004 Die Kärntner Elektrizitäts AG (Kelag) wird gegen die von der E-Control angekündigte Senkung der Netztarife eine Klage beim Verfassungsgerichtshof einbringen.

03. 12. 2004 Laut Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) könnte Österreich schon 2010 Probleme mit der Stromversorgung bekommen, weil alte Kraftwerke abgeschaltet werden müssen, aber kaum neue gebaut werden.

03. 12. 2004 Die Electricité de France (EdF) hat ihre Beteiligung an der Energie Baden-Württemberg (EnBW) von bisher 34,5 % auf 39 % aufgestockt.

04. 12. 2004 Regierung und SPÖ haben sich grundsätzlich auf die Novelle der Ökostrom-Förderung geeinigt. Für den Beschluss ist eine Zweidrittelmehrheit notwendig.

07. 12. 2004 Der erste Zwischenbericht der Bundeswettbewerbsbehörde zu Preisabsprachen in der österreichischen Energiewirtschaft liegt vor. Darin wird festgehalten, dass es auf dem heimischen Strommarkt zu wenig Wettbewerb, steigende Preise bei kleinen Gewerbebetrieben und Haushalten, wenig Wechselbereitschaft und starke Marktpositionen der angestammten Versorger gebe.

10. 12. 2004 Die SPÖ hat der Novelle zum Ökostromgesetz nicht zugestimmt. Für Neuanlagen sind nun die Einspeisetarife neu zu verordnen.

10. 12. 2004 Die Vorarlberger Illwerke/VKW-Gruppe wird 2005 insgesamt rd. € 160 Mio. investieren.

14. 12. 2004 Als Vorbereitung auf einen späteren europäischen EU-Binnenmarkt haben die Länder Südosteuropas die Bildung einer „Energiegemeinschaft Südosteuropa“ (ECSEE) vereinbart. Diese wollen einen Energie-Binnenmarkt für Gas und Strom nach dem Vorbild der EU schaffen.

15. 12. 2004 Kritik an den Preiserhöhungen der heimischen Energieunternehmen kommt von der Regulierungsbehörde E-Control. Höhere Einkaufspreise würden in stärkerem Ausmaß weitergegeben als niedrigere. Bemängelt wird weiters die gesunkene Wettbewerbsintensität am heimischen Strom- und Gasmarkt.

16. 12. 2004 Die EVN stockt den Anteil an der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) von 30 auf 37,5 % auf.

17. 12. 2004 Die Energie-Control Kommission hat die Netztarifsenkungen für Strom in Salzburg, Kärnten, dem Burgenland und bei der Verbund-Großkundengesellschaft APG auf Februar 2005 verschoben. Man will eine Entscheidung des Verfassungsgerichtshofes zur Systemnutzungstarifverordnung 2003 abwarten.

17. 12. 2004 Im Zuge einer Untersuchung der Gasbranche durch die Bundeswettbewerbsbehörde gemeinsam mit der Energie-Regulierungsbehörde E-Control wurden Untersuchungsbögen an Kunden und Unternehmen verschickt.

18. 12. 2004 Strom- und Gasrechnungen sowie Werbung und Angebote sind für Konsumenten oft undurchsichtig, mangelnde Information über den reinen Energiepreis pro Kilowattstunde hindert Verbraucher am Versorgerwechsel. Zu diesen Ergebnissen kommt die Schlichtungsstelle der E-Control.

18. 12. 2004 Die Stadtwerke AG Klagenfurt wird die Strompreise für Haushalte per 1. Jänner 2005 um 6,8 % erhöhen. Für Gewerbebetriebe wird es ab Jänner eine Senkung der Tarife um rd. 20 % geben.

23. 12. 2004 Wirtschaftskammer-Präsident Leitl fordert die Vollprivatisierung der Landesenergieversorger. Dies würde allerdings eine Verfassungsänderung voraussetzen.

27. 12. 2004 Energie AG und Linz AG haben sich in einem langjährigen Rechtsstreit um Stromlieferungen im Wert von knapp € 40 Mio. geeinigt.

27. 12. 2004 Verbund und oekostrom AG haben ihren Wasserkraft-Liefervertrag für weitere drei Jahre verlängert. Die Verbund-Tochter Austrian Power Trading AG liefert bis zu 100 GWh pro Jahr an die oekostrom AG.

27. 12. 2004 Das deutsche Bundeskartellamt hat gegen fünf Gasversorger ein förmliches Missbrauchsverfahren eingeleitet. Es verdächtigt die Unternehmen, darunter Töchter von E.ON,

RWE und Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), ihren Kunden deutlich überhöhte Preise in Rechnung zu stellen. Sie liegen zum Teil um 35 Prozent über dem Durchschnitt.

31. 12. 2004 Die Salzburg AG gibt für das Jahr 2005 eine Preisgarantie für Strom, Erdgas und Fernwärme ab. Die Gesamtpreise für Tarifkunden (Haushalte und Gewerbe) werden sich im Jahr 2005 nicht erhöhen. Allerdings ist in den Preisen schon die geplante Netztarifsenkung enthalten, die voraussichtlich im Frühjahr 2005 durchgeführt wird.

31. 12. 2004 Land Steiermark, Estag und die Beteiligungsfinanzierungsgesellschaft StBFG trennen sich von ihren Anteilen an der steirischen Strombörse EXAA im Gesamtausmaß von 32,3 %.

31. 12. 2004 Das Land Niederösterreich hat seinen 51 %-Anteil am Energiekonzern EVN an die neu gegründete NÖ Landes-Beteiligungs-holding GmbH übertragen.



Jahresabschluss der
Energie-Control GmbH 2004

	Jahresabschluss der Energie-Control GmbH
	→ Bilanz zum 31. Dezember 2004

→ Bilanz zum 31. Dezember 2004

	Stand am 31. Dezember 2004	Stand am 31. Dezember 2003
	€	€
A. Anlagevermögen		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	177.356,18	190.442,42
II. Sachlagen	471.390,99	618.297,69
III. Finanzlagen	12.555,67	10.306,24
	661.302,84	819.046,35
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte:		
I. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	28.512,22	28.512,22
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
I. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	9.386,72	105.639,30
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände: (davon aus Steuern: TS 264 €, Vorjahr: TS 112 €)	294.241,73	138.972,99
3. Eingeforderte ausstehende Einlage	0,00	0,00
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	7.065.356,73	5.364.969,93
IV. Treuhandvermögen	31.833.884,19	0,00
	39.231.381,59	5.638.094,44
C. Rechnungsabgrenzungsposten	297.271,54	347.824,43
D. Sondervermögen:		
I. Kraft-Wärmekopplung gem. § 13 ÖkostromG	70.460.399,23	12.854.050,24
II. Stranded Costs gem. § 69 EIWOG	329.491,78	3.102.321,82
III. Ausgleichszahlungen gem. § 25 EIWOG	481.830,62	0,00
	71.271.721,63	15.956.372,06
Summe Aktiva	111.461.677,60	22.761.337,28

→ Bilanz zum 31. Dezember 2004

	Stand am 31. Dezember 2004	Stand am 31. Dezember 2003
	€	€
A. Eigenkapital:		
I. Stammkapital		
a) Stammkapital	3.700.000,00	3.700.000,00
b) Nicht eingeforderte ausstehende Einlage	0,00	-1.100.434,00
	3.700.000,00	2.599.566,00
II. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: € 12.931,44)	16.931,44	12.931,44
	3.716.931,44	2.612.497,44
B. Unversteuerte Rücklagen		
a) Bewertungsreserve aufgrund von Sonderabschreibungen	98.539,26	125.769,68
b) Investitionszuwachsprämie	550,50	1.101,00
	99.089,76	126.870,68
C. Investitionszuschüsse	11.264,17	0,00
D. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	158.410,00	149.613,00
2. Steuerrückstellungen	0,00	0,00
3. Sonstige Rückstellungen	671.835,00	679.978,00
	830.245,00	829.591,00
E. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	0,00	270,56
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	624.090,51	418.768,41
3. Sonstige Verbindlichkeiten (davon aus Steuern: TS 7 € Vorjahr: TS 8 €)		
(davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 79 € Vorjahr: TS 79 €)	3.074.450,90	2.816.967,13
4. Treuhandverbindlichkeiten	31.833.884,19	0,00
	35.532.425,60	3.236.006,10
F. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	71.271.721,63	15.956.372,06
Summe Passiva	111.461.677,60	22.761.337,28
Haftungsverhältnisse	96.546,83	96.546,83

	Jahresabschluss der Energie-Control GmbH
	→ Gewinn-und-Verlust-Rechnung 2004

→ Gewinn-und-Verlust-Rechnung für das Geschäftsjahr 2004

	Stand am 31. 12. 2004	Stand am 31. 12. 2003
	€	€
1. Umsatzerlöse:		
a) Erlöse Strommarktliberalisierung	8.267.768,84	8.104.350,72
b) Erlöse Gasmarktliberalisierung	2.795.497,58	2.707.053,84
c) abz. Erlösschmälerungen Budgetvortrag	-2.810.384,23	-1.866.247,21
	8.252.882,19	8.945.157,35
2. Sonstige betriebliche Erträge		
a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen	9.911,21	5.448,85
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	46.738,00	83.785,00
c) übrige	83.905,80	195.114,87
	140.555,01	284.348,72
3. Personalaufwand		
a) Gehälter	-3.655.727,98	-3.490.449,39
b) Aufwendungen für Abfertigungen	-8.797,00	7.181,00
c) Aufwendungen für Altersversorgung	-14.067,12	-26.816,28
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	-905.303,68	-855.405,33
e) Sonstige Sozialaufwendungen	-35.100,46	-19.975,81
	-4.618.996,24	-4.385.465,81
4. Abschreibungen:		
Auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-501.048,12	-477.223,65
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen		
a) Steuern, soweit sie nicht unter Ziffer 11 fallen	-12.928,57	-18.678,19
b) übrige	-3.413.396,17	-4.455.131,15
	-3.426.324,74	-4.473.809,34
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	-152.931,90	-106.992,73
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	1.221.362,07	72.455,95
8. Aufwendungen aus Finanzanlagen		
Abschreibungen	0,00	-55,04
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-1.091.816,95	-9.153,77
10. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 9	129.545,12	63.247,14
11. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-23.386,78	-43.745,59
12. Steuern vom Einkommen	-2.646,97	-1.870,33
13. Jahresüberschuss	-26.033,75	-45.615,92
14. Auflösung unverteuerter Rücklagen	95.410,71	102.756,47
15. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-65.376,96	-53.140,55
16. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
17. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	12.931,44	8.931,44
18. Bilanzgewinn	16.931,44	12.931,44

	Jahresabschluss der Energie-Control GmbH
	→ Anhang der Energie-Control GmbH, Wien

→ Anwendung der handelsrechtlichen Vorschriften

Der vorliegende Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des HGB in der geltenden Fassung aufgestellt worden.

Im Interesse einer klaren Darstellung wurden in der Bilanz und in der Gewinn- und Verlustrechnung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen.

Die Gewinn- und Verlustrechnung ist in Staffelform nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt.

Soweit es zur Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage erforderlich ist, wurden im Anhang zusätzliche Angaben gemacht.

→ Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Der Jahresabschluss wurde unter Beachtung der Grundsätze ordnungsgemäßer Buchführung sowie der Generalnorm, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens zu vermitteln, aufgestellt.

Aufgrund der geltenden Sondergesetze wurde zum Zwecke einer transparenteren Darstellung der wirtschaftlichen Verhältnisse die Position Sondervermögen sowohl in der Bilanz, als auch Gewinn- und Verlustrechnung (Zinsähnliche Erträge und Aufwendungen) angepasst und gesondert ausgewiesen. Die Vorjahresvergleichszahlen wurden diesem geänderten Ausweis angepasst.

Bei der Erstellung des Jahresabschlusses wurde der Grundsatz der Vollständigkeit eingehalten.

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

Bei den Vermögensgegenständen und Schulden wurde der Grundsatz der Einzelbewertung angewandt.

Dem Vorsichtsgrundsatz wurde Rechnung getragen, indem insbesondere nur die am Abschlussstichtag verwirklichten Gewinne ausgewiesen werden.

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2004 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

Immaterielle Vermögensgegenstände werden, soweit gegen Entgelt erworben, zu Anschaffungskosten aktiviert und in längstens 2 bis 5 Jahren abgeschrieben.

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellkosten abzüglich planmäßiger Abschreibungen bewertet. Die Nutzungsdauer beläuft sich auf 3 bis 5 Jahre.

Da der Bestand an geringwertigen Vermögensgegenständen i.S.d. § 13 EStG betragsmäßig von wesentlichem Umfang ist, wurden sie aktiviert und über 4 Jahre abgeschrieben. In Höhe der steuerlichen Sonderabschreibung wurde eine Bewertungsreserve gebildet.

Die Finanzanlagen werden zu Anschaffungskosten oder, falls ihnen ein niedrigerer Wert beizumessen ist, mit diesem angesetzt.

Hinsichtlich der Bewertung der Vorräte an Drucksorten und sonstigem Büromaterial wurde vom Bewertungsvereinfachungsverfahren des § 209 Abs 1 HGB (Festwert) Gebrauch gemacht.

Der Abgrenzungsposten für aktive latente Steuern wurde berechnet (vgl. Angaben zu den Aufwendungen für Steuern vom Einkommen und Ertrag). Das Unternehmen hat vom Aktivierungswahlrecht gemäß § 198 Abs. 10 HGB idF EUGesRÄG keinen Gebrauch gemacht.

Bei der Bemessung der Rückstellungen wurden entsprechend den gesetzlichen Erfordernissen alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste berücksichtigt. Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten finanzmathematischen Grundsätzen auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 4 %, eines altersabhängigen Fluktationsabschlages und des tatsächlichen Pensionseintrittsalters gemäß Pensionsreform 2003 ermittelt.

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Rückzahlungsbetrag angesetzt. Fremdwährungsverbindlichkeiten werden mit ihrem Entstehungskurs oder mit dem höheren Devisenbriefkurs zum Bilanzstichtag bewertet.

→ Erläuterungen zur Bilanz

Anlagevermögen

Die Aufgliederung des Anlagevermögens und seine Entwicklung im Berichtsjahr ist im Anlagenspiegel angeführt (vergleiche Anlage I zum Anhang).

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Die Restlaufzeit der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beträgt weniger als 12 Monate.

In den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen sind Beträge in Höhe von

€ 1.565,11 mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr enthalten. Die Restlaufzeit der übrigen Forderungen beträgt weniger als 12 Monate.

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von € 21.162,59 enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Treuhandvermögen

Im Umlaufvermögen ausgewiesene Treuhandgelder in Höhe von € 31.833.884,19 werden von der Energie-Control GmbH aufgrund einzelvertraglicher Vereinbarungen treuhändisch verwaltet. Die zwischenzeitig angefallenen Zinserträge werden dem Treugeber vertragskonform weitergeleitet.

Sondervermögen

Im Bilanzposten Sondervermögen sind liquide Mittel in Höhe von € 71.271.721,63 ausgewiesen, die aufgrund der nachfolgend zitierten Gesetzesgrundlagen eingehoben und weitergeleitet werden. Die erwirtschafteten Zinserträge werden auf die auszahlbaren Mittel in Anrechnung gebracht und weitergeleitet.

Kraft-Wärme-Kopplung:

Durch das ÖkostromG sind die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mittels Zuschlag zum Strompreis durch eine Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit bundesweit einheitlich geregelt. Gemäß §§ 13 Abs. 1, 7, 10 und 11 ÖkostromG ist die Energie-Control GmbH mit der Einhebung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Zuschlages vom Netzbetreiber und der Auszahlung der Unterstützungstarife an die Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen beauftragt. Die Unterstützungsbeiträge

zur Förderung der KWK-Anlagen werden daher seit 01. Jänner 2003 von der Energie-Control GmbH eingehoben und an die begünstigten Anlagenbetreiber ausbezahlt.

Stranded Costs:

Auf gesetzlicher Grundlage des § 69 EIWOG hat der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit eine Verordnung über die Aufbringung und Gewährung von Beihilfen zur Abdeckung von Erlösminderungen, die infolge der Marktöffnung entstanden sind und im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb des Kraftwerkes Voitsberg 3 stehen, erlassen. Zu unterscheiden ist dabei zwischen dem Aufbringungsmodus der Stranded-Costs VO I (BGBl II Nr. 52/1999) für den Zeitraum vom 19. Februar 1999 bis 30. September 2001 und jenem der Stranded-Costs VO II (BGBl II Nr. 354/2001) für den Zeitraum vom 01. Oktober 2001 bis zum 30. Juni 2006. Gemäß § 13 E-RBG ist die Energie-Control GmbH mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded Costs-Beiträge beauftragt. Die Netzbetreiber haben die vom BMWA per Verordnung festgesetzten Beiträge einzuheben und an die Energie-Control GmbH abzuführen.

Ausgleichszahlungen:

Bei Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber sind für die Ermittlung der Tarifpreise die Kosten je Netzebene zusammenzufassen, wobei die Erlöse aus der Nutzung dieser Netze innerhalb der Netzbereiche und Netzebenen von den jeweiligen Netzbetreibern nach Kostenanteilen aufzuteilen sind (§ 25 Abs. 7 EIWOG). Die Aufteilung hat erforderlichenfalls durch Ausgleichszahlungen zu erfolgen.

Gemäß § 12 Abs. 3 E-RBG ist die Energie-Control GmbH ermächtigt, die Zahlungsmodalitäten per Verordnung festzulegen. Die verordneten Ausgleichszahlungen werden von der Energie-Control GmbH im Sinne des Gesetzes eingehoben und weitergeleitet.

Unversteuerte Rücklagen

Hinsichtlich der Entwicklung der unversteuerten Rücklagen verweisen wir auf Anlage 2 zum Anhang.

Verbindlichkeiten

Die Restlaufzeiten aller Verbindlichkeiten betragen weniger als 1 Jahr.

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von € 86.256,35 enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Verpflichtungen aus Sondervermögen

Da es sich bei dem aktivseitig ausgewiesenen Bilanzposten „Sondervermögen“ um Gelder handelt, über welche die Energie-Control GmbH zwischenzeitig verfügt, wurden Verpflichtungen aus Sondervermögen in gleicher Höhe eingestellt.

Haftungsverhältnisse

Die unter der Bilanz ausgewiesenen Haftungsverhältnisse betreffen ausschließlich Bankgarantien für das Mietobjekt Rudolfsplatz 13a.

→ Erläuterungen zur Gewinn- und Verlust-Rechnung

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

	2004 €	2003 €
Zinserträge	124.529,48	72.455,95
Zinserträge KWK-Konto	911.160,67	0,00
Zinserträge SC-Konto	135.016,18	0,00
Zinserträge AGZ-Konto	5.330,55	0,00
Zinserträge Termingeld	45.325,19	0,00
	1.221.362,07	72.455,95

Siehe Ausweis Sondervermögen (Kraft-Wärme-Kopplung, Stranded-Costs und Ausgleichszahlungen).

Zinsen und ähnliche Aufwendungen

	2004 €	2003 €
Bank- und Darlehenszinsen	0,00	-77,77
Darlehenszinsen gg. BMF	0,00	-9.076,00
Zinsaufwand KWK-Konto	-908.976,03	0,00
Zinsaufwand SC-Konto	-132.185,18	0,00
Zinsaufwand AGZ-Konto	-5.330,55	0,00
Zinsaufwand geschuldetes Termingeld	-45.325,19	0,00
	-1.091.816,95	-9.153,77

Siehe Ausweis Sondervermögen (Kraft-Wärme-Kopplung, Stranded-Costs und Ausgleichszahlungen).

Mitarbeiter

	zum 31. 12. 2004	durchschnittlich
Geschäftsführer	1	1
Angestellte	64	62
	65	63

	zum 31. 12. 2003	durchschnittlich
Geschäftsführer	1	1
Angestellte	65	62
	66	63

Steuern vom Einkommen und Ertrag

Der in der Bilanz nicht gesondert ausgewiesene aktivierbare Betrag für aktive latente Steuern gemäß § 198 Abs. 10 HGB beträgt zum 31. Dezember 2004 TS 9,4 €. Der Steueraufwand des Geschäftsjahres ist durch die Veränderung der latenten Steuern nicht belastet.

→ Ergänzende Angaben

Organe der Gesellschaft

Zum Geschäftsführer wurde bestellt:
DI Walter Boltz

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren
im Jahr 2004 folgende Personen tätig:

Eigentümerversreter:

o. Univ.-Prof. **DDr. Walter Barfuß**
(Vorsitzender)

Mag. Dr. Bruno Zluwa
(Stellvertreter des Vorsitzenden)

DI Gottfried Helmut Steiner
(seit 18.2.2004)

Dr. Georg Obermeier

Vertreter des Betriebsrates:

DI Günter Pauritsch
(eingetragen am 18.2.2004)

Dr. Johannes Mrazek
(eingetragen am 18.2.2004)

Wien, am 28. 01. 2004

DI Walter Boltz
(Geschäftsführer)



	Jahresabschluss der Energie-Control GmbH
	→ Beilagen zum Anhang

→ **Anlagespiegel zum 31. Dezember 2004**

	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 1. Jänner 2004	Zugänge	Umbuchungen
	€	€	€
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:			
1. Strombezugsrecht	11.066,67	0,00	0,00
2. EDV-Software	355.847,60	108.127,10	34.080,00
3. Anlagen im Bau	34.080,00	13.825,00	-34.080,00
	400.994,27	121.952,10	0,00
II. Sachanlagen:			
1. Einbauten in fremde Gebäude	173.098,87	38.891,77	0,00
2. Geschäftsausstattung	408.586,34	8.398,86	0,00
3. EDV-Hardware	511.862,60	99.463,33	0,00
4. Personenkraftwagen	0,00	16.333,25	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	295.170,79	65.376,96	0,00
	1.388.718,60	228.464,17	0,00
III. Finanzanlagen:			
1. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	10.498,88	2.249,43	0,00
	10.498,88	2.249,43	0,00
	1.800.211,75	352.665,70	0,00

→ **Entwicklung der un versteuerten Rücklagen**

	Stand am 1. Jänner 2004	Zuführung
	€	€
I. Bewertungsreserve aufgrund von Sonderabschreibungen		
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2001	35.983,38	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2002	49.930,89	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2003	39.855,41	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2004	0,00	65.376,96
	125.769,68	65.376,96
II. Zuschüsse		
Investitionszuwachsprämie 2002	1.101,00	0,00
	1.101,00	0,00
	126.870,68	65.376,96

→ **Investitionszuschüsse**

	Stand am 1. Jänner 2004	Zuführung
	€	€
I. Bewertungsreserve		
Investitionszuschüsse 2004	0,00	13.517,00
	0,00	13.517,00

Anlage I zum Anhang				
Abgänge	kumulierte Abschreibungen	Buchwert 31. Dezember 2004	Buchwert 31. Dezember 2003	Abschreibungen des Geschäftsjahres
€	€	€	€	€
0,00	5.533,32	5.533,35	7.746,68	2.213,33
35.415,87	304.641,00	157.997,83	148.615,74	132.410,89
0,00	0,00	13.825,00	34.080,00	0,00
35.415,87	310.174,32	177.356,18	190.442,42	134.624,22
0,00	123.296,26	88.694,38	100.063,51	50.260,90
0,00	246.235,88	170.749,32	244.977,30	82.626,84
73.789,42	436.378,42	101.158,09	148.081,38	139.508,21
0,00	4.083,31	12.249,94	0,00	4.083,31
4.884,90	257.123,59	98.539,26	125.175,50	89.944,64
78.674,32	1.067.117,46	471.390,99	618.297,69	366.423,90
0,00	192,64	12.555,67	10.306,24	0,00
0,00	192,64	12.555,67	10.306,24	0,00
114.090,19	1.377.484,42	661.302,84	819.046,35	501.048,12

107

Anlage 2 zum Anhang		
Auflösung durch Zeit- ablauf bzw. bestimmungs- gemäße Verwendung	Auflösung durch Ausscheidung	Stand am 31. Dezember 2004
€	€	€
34.910,20	1.073,18	0,00
24.965,45	2.029,17	22.936,27
13.285,14	0,00	26.570,27
16.344,24	0,00	49.032,72
89.505,03	3.102,35	98.539,26
550,50	0,00	550,50
550,50	0,00	550,50
90.055,53	3.102,35	99.089,76

Anlage 3 zum Anhang		
Auflösung durch Zeit- ablauf bzw. bestimmungs- gemäße Verwendung	Auflösung durch Ausscheidung	Stand am 31. Dezember 2004
€	€	€
2.252,83	0,00	11.264,17
2.252,83	0,00	11.264,17

	Jahresabschluss der Energie-Control GmbH
	→ Bestätigungsbericht¹

Wir haben den nach den in Österreich geltenden handelsrechtlichen Vorschriften erstellten Jahresabschluss zum 31. Dezember 2004 der Energie-Control, Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung, Wien, unter Einbeziehung der Buchführung geprüft. Aufstellung und Inhalt dieses Jahresabschlusses liegen in der Verantwortung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft. Unsere Verantwortung besteht in der Abgabe eines Prüfungsurteils zu diesem Jahresabschluss auf der Grundlage unserer Prüfung.

Wir haben unsere Prüfung unter Beachtung der in Österreich geltenden Vorschriften und beruflichen Grundsätze durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern, die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass ein hinreichend sicheres Urteil darüber abgegeben werden kann, ob der Jahresabschluss frei von wesentlichen Fehlaussagen ist. Die Prüfung schließt eine stichprobengestützte Prüfung der Nachweise für Beträge und sonstige Angaben im Jahresabschluss ein. Sie umfasst ferner die Beurteilung der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsätze und vorgenommenen, wesentlichen Schätzungen sowie eine Würdigung der Gesamtaussage des Jahresabschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unser Prüfungsurteil abgibt. Aufgrund des Ergebnisses der von uns durchgeführten Prüfung erteilen wir folgenden uneingeschränkten **Bestätigungsvermerk**:


„Die Buchführung und der Jahresabschluss entsprechen nach unserer pflichtgemäßen Prüfung den gesetzlichen Vorschriften. Der Jahresabschluss vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft. Der Lagebericht steht im Einklang mit dem Jahresabschluss.“

Wien, am 28. Jänner 2005


 WIRTSCHAFTSPRÜFUNGEN GMBH
 SIEBENBRUNNENSTRASSE 110A 1040 WIEN

 MAG. FRITZ LEHNER
 www.ernstyoung.com
 MAG. FRIEDE BAUMANN
 www.ernstyoung.com

¹ Bei Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses in einer von der bestätigten (ungekürzten deutschsprachigen) Fassung abweichenden Form (z.B. verkürzte Fassung oder Übersetzung) darf ohne unsere Genehmigung weder der Bestätigungsbericht zitiert noch auf unsere Prüfung verwiesen werden.

	Anhang
	→ Verordnungen und Bescheide

→ **Verordnungen und Bescheide der Energie-Control GmbH und der Energie-Control Kommission**

STROM

Verordnungen der Energie-Control GmbH

Clearingfee-Verordnung – Novelle

Verordnung der Energie-Control GmbH vom 17. Juni 2004, mit der die Verordnung betreffend die Clearinggebühr für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators (Clearinggebühr-Verordnung) geändert wird, kundgemacht am 22. Juni 2004 im Amtsblatt zur Wiener Zeitung

Bescheide der Energie-Control GmbH

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren	2
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenverantwortlichen	2
Zulassung Bilanzgruppenverantwortliche	7
Vorschreibungen der Stranded-Costs-Beiträge	5
Sonstige	13

Bescheide der Energie-Control Kommission

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen für den Zugang zum Verteiler- bzw. Übertragungsnetz	6
Berufungen zu Vorschreibungen der Stranded-Costs-Beiträge	10
Netzzugangsverweigerungsverfahren	1
Streitschlichtungsverfahren	6
Sonstige	5

→ **Verordnungen und Bescheide der Energie-Control GmbH und der Energie-Control Kommission**

GAS

Verordnungen der Energie-Control GmbH

Erdgas Clearing Entgelt Verordnung – Novelle

Verordnung der Energie-Control GmbH, mit der die Verordnung betreffend das Clearingentgelt für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators im Erdgasbereich (Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung) geändert wird, verlaubar im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 22. Juni 2004

Verordnungen der Energie-Control Kommission

Regelzonenführerverordnung

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer geändert wird (Zl. K SNT G 03/03, I34/03, I36/03), verlaubar im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 26. Mai 2004

Systemnutzungstarifverordnung – Novelle

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Zl. K SNT G I-43/03, Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO 2004), verlaubar im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 26. Mai 2004

Fernleitungsanlagenverordnung

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die in den Anlagen 2 und 3 zum Gaswirtschaftsgesetz – GWG, BGBl. I Nr. 121/2000 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 148/2002, enthaltenen Aufzählungen der Fernleitungsanlagen und Erdgasunternehmen entsprechend den tatsächlichen Verhältnissen angepasst werden (Fernleitungsanlagenverordnung – FLAVO), BGBl. II Nr. 220/2004 vom 24. Mai 2004

Grenzüberschreitende Transport-Verordnung

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der ein Systemnutzungsentgelt für die Durchführung von grenzüberschreitendem Transport von Erdgas aus inländischer Produktion festgesetzt wird (Grenzüberschreitende Transport-Verordnung – GTVO, Zl. – K SNT G 3 I g/04), verlaubar im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 21. September 2004

Bescheide der Energie-Control GmbH

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenverantwortlichen 5


Sonstige 2

Bescheide der Energie-Control Kommission

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Verteilnetzbetreiber 2

Genehmigung Langfristplanung Regelzonenführer 1

Sonstige 4

	Anhang
	→ Abbildungsverzeichnis

	Seite		Seite
Abbildung 1: Informationsfluss im Bilanzgruppenmodell	22	Abbildung 22: Netztarife für Gewerbekunden mit einem Verbrauch vom 80.000 kWh auf der Ebene 3 nach Bundesland	59
Abbildung 2: Primärenergieträgermix im Bereich Ökostrom (Stand Ende 3. Quartal 2004)	24	Abbildung 23: Netztarife für Industriekunden mit einem Verbrauch von 50.000.000 kWh und einer Leistung von 14.000 KW nach Bundesland	59
Abbildung 3: Wachstumsraten im Bereich Ökostrom im Vergleichszeitraum Ende 3. Quartal 2003 zu Ende 3. Quartal 2004	24	Abbildung 24: Zusammensetzung des Haushaltspreises 2003 Bsp. Netzbereich Wien, 15.000 kWh, Wienenergie Vertrieb GmbH & Co. KG	64
Abbildung 4: Ökostromentwicklung – mit bis Dezember 2004 genehmigten Anlagen – im Vergleich zum Zielerreichungspfad für sonstigen Ökostrom	25	Abbildung 25: Zusammensetzung des Haushaltspreises 2004 Bsp. Netzbereich Wien, 15.000 kWh, Wienenergie Vertrieb GmbH & Co. KG	64
Abbildung 5: Entwicklung der Ökostromkosten 2003 bis 2007	26	Abbildung 26: Transitleitungen in Österreich	67
Abbildung 6: Spotpreisentwicklung an der EXAA – 2003 vs. 2004	27	Tabelle 1: Kumulierte Systemnutzungstarifsenkungen seit 1. Oktober 2001 (ohne Veränderung der Messentgelte)	28
Abbildung 7: Entwicklung der Futurespreise an der EEX – 2003 vs. 2004	27	Tabelle 2: Gesamtpreisveränderung (Energie + Netz) 2004 zum Basisjahr 2001 in %	29
Abbildung 8: Umsatzerlösentwicklung der tarifierenden Netzbetreiber 2001–2003	29	Tabelle 3: Standardisierung der Haushaltskunden nach Eurostat	32
Abbildung 9: Überhang 2001–2003	30	Tabelle 4: Standardisierung der Gewerbe- und Industriekunden nach Eurostat	32
Abbildung 10: Entwicklung des EBIT/EBITDA 2001–2003	31	Tabelle 5: Entwicklungen seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes mit Jahresbeginn 2003 (in MWV)	43
Abbildung 11: Effizienzvergleich 2001 (Durchschnitt DEA/SFA)	31	Tabelle 6: Gesamtunterstützungsvolumina in den Jahren 2003 bis 2007 (in Mio. EUR)	43
Abbildung 12: Netztarife für Haushalte (Dc, Dd, De)	33	Tabelle 7: Ökostromabnahmemengen und -vergütungen im Jahr 2003 und im 1. Halbjahr 2004	44
Abbildung 13: Netztarife Gewerbe (Ic) und Industrie (Id, Ie)	34	Tabelle 8: Eingehobene und ausgezahlte Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung I	49
Abbildung 14: Netztarife Industrie (If, Ig, Ih, Ii)	34	Tabelle 9: Eingehobene und ausgezahlte Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung II	49
Abbildung 15: Entwicklung der Großhandelspreise und der Energielieferpreise für Industriekunden 1999–2004	35	Tabelle 10: Ergebnisse der ersten Industriegaspreis-erhebung, Sommer 2004	65
Abbildung 16: Haushaltsstrompreisvergleich nach Netzgebiet inkl. Steuern, Abgaben und Zuschläge (angestammter Versorger, 3.500 kWh/Jahr)	36	Tabelle 11: Anforderungen GGP – Umsetzung für österreichische Transitsysteme	68
Abbildung 17: Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in ausgewählten europäischen Ländern	42		
Abbildung 18: 380-/220 kV-Übertragungsnetz der Verbund-APG und vorhandene Engpässe	47		
Abbildung 19: Netzausbauprojekte in Österreich bis 2007	47		
Abbildung 20: Durchschnittlicher Erdgasimportpreis seit Jänner 2001	55		
Abbildung 21: Netztarife für Haushalte mit einem Verbrauch von 15.000 kWh auf der Ebene 3 nach Bundesland	58		