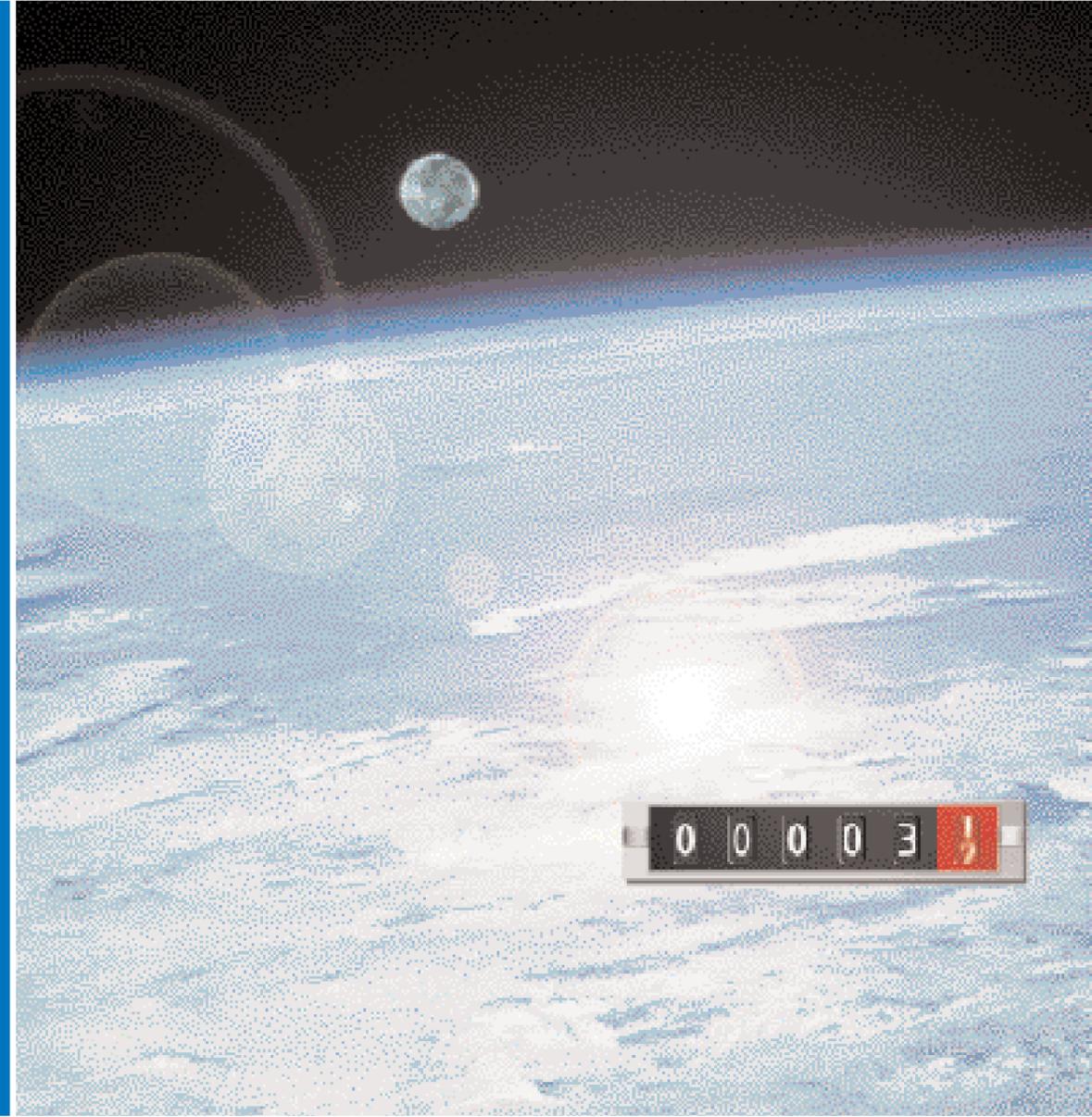


Jahresbericht 2002





Dr. Martin Bartenstein
Bundesminister für
Wirtschaft und Arbeit

Österreich zählt durch die Voll liberalisierung der Energiemärkte Strom und seit 1. Oktober 2002 Gas zu den führenden Ländern in puncto Liberalisierung innerhalb der EU. Die österreichischen Konsumenten profitieren von dieser Entwicklung: Ohne Liberalisierung wären die Strom- und Gasrechnungen jährlich rund 800 Millionen € höher als heute. Das österreichische Konzept eines regulierten Netzzuganges sowie einer effizienten Regulierungsbehörde, der Energie-Control GmbH, und schlank organisierter Verrechnungsstellen ist beispielgebend sowohl für Länder, die bereits offiziell ihre Energiemärkte liberalisiert haben, als auch für Länder, die nach der novellierten EU-Richtlinie ihre Energiemärkte erst 2007 vollständig öffnen werden.

Gleichzeitig wurde mit dem Ökostromgesetz 2002 bewiesen, dass Deregulierung und Umweltschutz einander nicht ausschließen: Österreich ist eines der ersten Länder innerhalb der EU, das neben der Voll liberalisierung seine Verpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls und der EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien effizient umsetzt.

So bauen wir unsere Führerschaft im Bereich Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern weiter aus: Das Ökostromgesetz 2002 stellt sicher, dass der Anteil erneuerbarer Energieträger am erzeugten Strom von derzeit 72 % auf 78 % im Jahr 2007 erhöht wird. Im Vergleich zu den bisherigen Länderregelungen bringt die Vereinheitlichung der Fördermaßnahmen Kostensenkungen: Nach den Berechnungen der Energie-Control werden im Jahr 2007 nur 260 Mio. € an Fördermitteln anstatt 400 Mio. € erforderlich sein.

Diese wesentlichen energiepolitischen Veränderungen wären ohne die Expertise der Energie-Control nicht möglich gewesen. Gleichzeitig hat sich die Energie-Control GmbH für die Energiekonsumenten als Anlauf- und Beschwerdestelle für die Bereiche Elektrizitäts- und Erdgasversorgung hervorragend bewährt.

Stellvertretend für viele Energiekunden möchte ich mich an dieser Stelle bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control für dieses Engagement herzlich bedanken!

Dr. Martin Bartenstein

→ 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, Getty Images, Buenos Dias
Druck: Stiepan Druck GmbH
© Energie-Control GmbH 2003

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.



DI Walter Boltz
Geschäftsführer der
Energie-Control GmbH

War die Energielandschaft in Österreich bereits im Jahr 2001 großen Veränderungen unterworfen, so ist es 2002 zu noch gravierenderen Änderungen gekommen. Denn seit 1. Oktober 2002 ist nun auch der Gasmarkt vollständig liberalisiert. Der österreichische Strommarkt unterliegt ja bereits seit 1. Oktober 2001 den Spielregeln des freien Wettbewerbs. Damit haben alle Endkunden, egal ob Großabnehmer oder privater Haushalt, ob Gewerbe- oder landwirtschaftlicher Betrieb, das Recht, sowohl ihren Strom- als auch ihren Gaslieferanten frei zu wählen. Was früher nur Großabnehmern möglich war, steht nun allen Konsumenten offen.

In Österreich ist die gänzliche Öffnung der Energiemärkte somit rascher erreicht worden, als es der Zeitplan der EU-Binnenmarktrichtlinien für Elektrizität und Gas vorsieht. Für die österreichischen Konsumenten bedeutet dies, dass sie früher als viele andere in den Genuss der Vorteile bei Preisen und Serviceleistungen im Strom- und Gasbereich gekommen sind.

Der vorliegende Jahresbericht ist der zweite seit Bestehen der E-Control und der erste, den die E-Control als zuständige Behörde sowohl für den freien Strom- als auch Gasmarkt

veröffentlicht. Er gibt einen Überblick über die wichtigsten Schwerpunkttätigkeiten der E-Control im abgelaufenen Jahr 2002: Liberalisierung des Gasmarktes, ein neues Ökostromgesetz, neue Kompetenzen der Behörde wie die Streitschlichtung, das Projekt „Neue Netztarife“ u.v.m. Der Bericht beschreibt ein Jahr unaufhörlicher Aktivität. Zu betonen ist dabei, dass die behördlichen Kernkompetenzen der Strom- und Gasmarktliberalisierung zu einem Gutteil bei der E-Control-Kommission liegen.

Aus Sicht der E-Control GmbH, die als Geschäftsstelle der E-Control-Kommission fungiert, hat auch in diesem Jahr die Zusammenarbeit mit den Mitgliedern der E-Control-Kommission hervorragend funktioniert. Insbesondere die zeitgerechte Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben im Zusammenhang mit der Gasmarktliberalisierung wäre ohne den großen Sachverstand und das hohe Maß an Flexibilität der Mitglieder der E-Control-Kommission undenkbar gewesen. Ihnen sei an dieser Stelle in besonderem Maße gedankt.

Dass die E-Control insgesamt auf das Jahr 2002 zufrieden zurückblicken kann, war letztendlich auch aufgrund des guten Einvernehmens mit der Branche und des Willens zur Zusammenarbeit möglich. Allen Beteiligten möchte ich deshalb an dieser Stelle für ihre Kooperationsbereitschaft danken.

DI Walter Boltz



o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß
Generaldirektor der
Bundeswettbewerbsbehörde
Vorsitzender des Aufsichtsrates
der Energie-Control GmbH

Die ursprünglich (23. 2. 2001) als „Elektrizitäts-Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitätswirtschaft mit beschränkter Haftung“ in das Firmenbuch (Handelsgericht Wien FN 206078 g) eingetragene Gesellschaft heißt jetzt (seit 6./14. 9. 2002) „Energie-Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung“ und wird weiterhin kurz „E-Control“ genannt. Der E-Control obliegt aufgrund gesetzlicher Vorschriften und ihres Gesellschaftsvertrages – auf den Punkt gebracht – nunmehr die Regulierung der Energiewirtschaft (Strom und Gas).

Die Geschäftsführung der Gesellschaft hat nach den bestehenden Vorschriften jährlich einen Tätigkeitsbericht zu erstellen sowie jeweils für das vergangene Geschäftsjahr den Jahresabschluss und einen Lagebericht aufzustellen. Über die Feststellung des Jahresabschlusses hat die Generalversammlung zu beschließen.

Der vorliegende Jahresbericht ist nunmehr bereits der zweite seit Gründung der E-Control. Er ist nicht nur ein Spiegelbild der Vielfalt der privatwirtschaftlichen und hoheitlichen Aufgaben, die von der E-Control zu erledigen sind,

sondern er zeigt auch, in welchem großem Umfang die Aufgaben der E-Control in der Zwischenzeit gewachsen sind: Im Zuge der vollständigen Öffnung des Erdgasmarktes in Österreich ist die E-Control aufgrund gesetzlicher Vorschriften in der Zwischenzeit auch zum „Regulator“ im Bereich Erdgas geworden.

Schon in meinem Vorwort zum ersten Jahresbericht konnte ich darauf hinweisen, dass sich die Geschäftsführung der E-Control bei Erfüllung ihrer vielfältigen Aufgaben im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes sehr gut geschlagen hat. Auch – und in gewisser Hinsicht: erst recht – zum Jahresbericht 2002 kann ich sagen, dass die Geschäftsführung wieder sehr gut gearbeitet hat. Die überaus zügige und erfolgreiche Umsetzung der Gasmarktliberalisierung – seit 1. 10. 2002 ist auch der österreichische Erdgasmarkt zu 100% liberalisiert – war eine ganz beachtliche Leistung.

Als Vorsitzender des Aufsichtsrates der E-Control kann ich daher auch heuer nach bestem Wissen und Gewissen aufgrund einer überdurchschnittlich extensiven und gleichzeitig intensiven Überwachungstätigkeit des Aufsichtsrats bestätigen, dass sehr Beachtliches geleistet worden ist. Und dafür gebührt allen Beteiligten ein herzliches „Danke“.

o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß

Vorwort 5

EINLEITUNG

Von der Elektrizitäts-Control zur Energie-Control 10

Die Energie-Control als Aufsichtsbehörde nach dem GWG II	10
Die Aufgaben der Energie-Control im Kartellrecht	12
Die Energie-Control als Schlichtungsstelle für Gas- und Elektrizitätsfragen	13

STROM

Weiterentwicklungen im regulatorischen Umfeld und in den Institutionen im Jahr 2002 15

EU-Richtlinien	16
Gesetzliche Veränderungen in Österreich	17

Aktivitäten der Energie-Control im Strombereich 19

Schlichtungstätigkeit und Missbrauchsaufsicht	20
Ökostrom	21
Tarifierung	39
Projekt „Neue Netztarife“	46
Wettbewerbsaufsicht und Marktbeobachtung	51
Marktregeln II	52
Versorgungssicherheit und -qualität	56
Energielenkung	59
Stranded Costs	66
Statistik/Datenerhebung	67
Europäische Zusammenarbeit im Strombereich	72

Der österreichische Strommarkt 75

Entwicklung 2001 und Ausblick 2002	76
Preisentwicklungen	76
Entwicklungen am Markt	80

GAS

Regulatorisches Umfeld und Institutionen im Gasbereich 87

Liberalisierungsprogramm der Europäischen Union	88
Liberalisierungsprogramm des Gasmarktes in Österreich	89
Aufgaben der Regulierungsbehörden	92

Aktivitäten der Energie-Control im Gasbereich 95

Marktregeln	96
Systemnutzungstarife	99
Gasstatistik	101

Der österreichische und der europäische Gasmarkt 103

Österreich im europäischen Gasmarkt	104
Österreichischer Gasmarkt	108
Aktueller Entwicklungsstand in den Erdgasunternehmen	114
Netz	116
Gaspreis	118
Lieferantenwechsel	119
Europäische Zusammenarbeit im Gasbereich	120

GEMEINSAME AGENDEN STROM UND GAS

Informationsarbeit 122

Marktchronik Strom und Gas 129

Jahresabschluss der Energie-Control GmbH 135

Anhang 145

Beschiedverfahren und Verordnungen	146
Glossar Gas	148
Abbildungsverzeichnis	153
Abkürzungsverzeichnis	159
Adressenliste	155

→ Die Energie-Control als Aufsichtsbehörde nach dem GWG II

Die Liberalisierung der Energiemärkte gilt schon lange als wesentliches Element der europäischen Wettbewerbspolitik zur Stärkung der Konkurrenzfähigkeit der europäischen Wirtschaft. Die Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG geben dabei klare Zielsetzungen zur Öffnung der Strom- und Gasmärkte vor. Die Umsetzung der europäischen Vorgaben erfolgte in Österreich rascher, als es die als Mindestanforderungen zu verstehenden Marktöffnungspläne der europäischen Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktlinien vorsehen. Nach der vollständigen Öffnung des Elektrizitätsmarktes ist nun seit 1. 10. 2002 auch der österreichische Erdgasmarkt zu 100% liberalisiert. Dadurch profitieren die österreichischen Energiekunden – sowohl Haushalte als auch Unternehmen – früher als die Kunden in vielen anderen Mitgliedstaaten von den Vorteilen der Energiemarktliberalisierung.

Von wesentlicher Bedeutung für das Funktionieren der Marktmechanismen in einem vollliberalisierten Marktsystem ist die Einrichtung von unabhängigen Regulierungsbehörden. Mit der vollständigen Öffnung des österreichischen Gasmarktes wurde das Konzept der Regulierungsbehörde, das sich bereits im Elektrizitätssektor bestens bewährt hat, auf den Erdgasbereich ausgedehnt. Der Kompetenzbereich der E-Control umfasst damit nun auch die Überwachung, Aufsicht und Regulierung des Erdgasbereiches. Obwohl zwischen dem Elektrizitäts- und Erdgasbereich erhebliche technisch-wirtschaftliche Unterschiede bestehen, weisen die Bereiche neben der bekannten organisatorischen Verflechtung auch sonst wirtschaftlich-organisatorische Parallelen auf. Mit dem Bilanzgruppenmodell existiert für den Strom- und Gasmarkt ein einheitliches Marktmodell, das ähnliche Regulierungsaufgaben bedingt. Deshalb wurde – aus Gründen der Zweckmäßigkeit und Sparsamkeit – eine einzige Regulierungs-

behörde mit der Energieaufsicht betraut. Zudem sind mehrere der Gasversorger auch als Elektrizitätsunternehmen tätig. Neben der effizienten Nutzung von Synergien kann damit auch eine Berücksichtigung der jeweiligen spezifischen Merkmale des Elektrizitäts- und Erdgasbereiches gewährleistet werden.

Mit der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG II) wurde der Aufgabenbereich der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission um die Angelegenheiten im Gaswirtschaftsbereich erweitert. Dies erforderte auch eine Namensänderung in Energie-Control GmbH (E-Control) und Energie-Control Kommission (E-Control Kommission). Folgende neue Aufgaben wurden dabei von der E-Control im Bereich der Regulierung des Gasmarktes übernommen:

Schaffen von Rahmenbedingungen durch Erarbeitung der Marktregeln

Zur regulierten Ausgestaltung des liberalisierten Erdgasmarktes wurden von der E-Control gemeinsam mit der Erdgasbranche Marktregeln erarbeitet. Die Marktregeln stellen ein das GWG II näher ausführendes, wirtschaftlich-technisches Regelwerk dar. Sie bilden die Rahmenbedingungen, die für die Marktorganisation maßgeblich sind und Markttransparenz, Diskriminierungsfreiheit, Kostenorientierung und Wettbewerb gewährleisten. Die Umsetzung dieser Regeln zu rechtlich verbindlichen Rahmenbedingungen erfolgt zum Teil durch öffentlich-rechtliche Normen in allgemeinen Rechtsvorschriften (Gesetze oder Verordnungen), zum Teil durch Einzelrechtsakte wie Bescheide oder durch privatrechtliche Vereinbarungen.

Überwachungs- und Aufsichtsfunktion

Die Überwachungs- und Aufsichtsfunktion der E-Control umfasst insbesondere die Wettbewerbs- und Missbrauchsaufsicht über die Marktteilnehmer, die Überwachung des Unbundlings (Entflechtung von Erzeugungs-, Netz- und Vertriebsbereich) sowie die Erfassung von Erdgaslieferungen mit einer ein Jahr übersteigenden Vertragsdauer und einem Umfang von mehr als 250 Mio. m³ aus der EU bzw. Drittstaaten. Die Kompetenzen der E-Control lassen die Zuständigkeit der ordentlichen Gerichte wie insbesondere des Kartellgerichts unberührt.

Informationsarbeit

Neben der allgemeinen Informationstätigkeit zählt hierzu insbesondere auch die Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtung zur Erstellung und Veröffentlichung von Preisvergleichen für Endverbraucher („Erdgaspreisstatistik“). Diese werden vor allem in Form des Gastarifkalkulators durchgeführt.

Energie-Control Kommission

Erweitert wurde auch der Kompetenzbereich der E-Control Kommission. Wie der E-Control GmbH wurden der E-Control Kommission (unabhängige Kollegialbehörde mit richterlichem Einschlag gemäß Art. 133 Z. 4 B-VG) im Erdgasbereich im Wesentlichen die gleichen Aufgaben wie im Strombereich zur Besorgung zugewiesen.

Die E-Control Kommission besteht aus den folgenden Mitgliedern:

Dr. Wolfgang Schramm, Vorsitzender
Mag. Ditmar Wenty, Mitglied
Mag. DI Georg Donaubauer, Mitglied
Dr. Friedrich Jensik, Ersatzmitglied
DI Dr. Franz Urban, Ersatzmitglied
Dr. Achim Kaspar, Ersatzmitglied

Im Jahr 2002 fanden die Mitglieder zu 26 Sitzungen der Elektrizitäts- bzw. Energie-Control Kommission zusammen. Die durchschnittliche Sitzungsdauer betrug rund 4 Stunden. Im Rahmen ihrer Zuständigkeiten (vgl. § 16 E-RBG) befasste sich die E-Control Kommission vor allem mit den Themenbereichen Allgemeine Verteilernetzbedingungen Strom und Gas, Bestimmung der Systemnutzungstarife Strom und Gas, Netzzugangsverweigerung Strom und Gas sowie mit dem Thema Schlichtung von Streitigkeiten zwischen Marktteilnehmern Strom und Gas.

Mit der Novelle des GWG ging überdies die Kompetenz hinsichtlich der Genehmigungen zur Ausübung der Tätigkeit eines Fernleitungs- oder Verteilerunternehmens vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit an die E-Control Kommission über.

Mit der Festsetzung der Systemnutzungstarife sowie der Festsetzung des Entgelts für Regelzonenführer per Verordnung (kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung am 30. 9. 2002) sorgte die E-Control Kommission rechtzeitig für eine der wesentlichsten Voraussetzungen für den gelungenen Start der Erdgasliberalisierung per 1. 10. 2002.

→ Die Aufgaben der Energie-Control im Kartellrecht

Die Energie-Control und ihre Stellung nach dem neuen Wettbewerbsrecht

Mit der Reform des Wettbewerbsrechts per 1. 7. 2002 wurde die Stellung der Regulatoren im Kartellrecht wesentlich gestärkt. Seither stehen der E-Control beim Kartellgericht auch Antragsrechte in verschiedenen Bereichen des Kartellgesetzes zu. Daneben steht es der E-Control jederzeit – mit oder ohne Aufforderung des Kartellgerichtes – frei, eine Stellungnahme in einem Verfahren, das den Energiebereich betrifft, abzugeben.

Antragsrechte der Energie-Control gemäß neuem Wettbewerbsrecht Kasten I

- Antrag auf Feststellung, ob ein Sachverhalt dem Kartellgesetz unterliegt,
- Antrag auf Untersagung der Durchführung eines Kartells, das grundsätzlich ohne Genehmigung durchgeführt werden dürfte, wenn einem solchen Kartell die Genehmigungsvoraussetzungen (z.B. kein Verstoß gegen ein gesetzliches Verbot oder die guten Sitten, volkswirtschaftliche Rechtfertigung) fehlen bzw. auf Untersagung der Durchführung eines Kartells vor dessen rechtskräftiger Genehmigung,
- Antrag auf Widerruf der Genehmigung eines Kartells, wenn nach dessen Genehmigung eine der Genehmigungsvoraussetzungen wegfällt,
- Antrag auf Untersagung der Durchführung einer vertikalen Vertriebsbindung, wenn diese gegen ein gesetzliches Verbot oder die guten Sitten verstößt bzw. wenn die vertikale Vertriebsbindung nicht volkswirtschaftlich gerechtfertigt ist,

- Antrag auf Widerruf einer unverbindlichen Verbandsempfehlung, wenn die Empfehlung entgegen den Voraussetzungen des Kartellgesetzes gegeben wurde bzw. wenn diese volkswirtschaftlich nicht gerechtfertigt ist,
- Antrag auf Abstellung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung bzw. auf Abstellung von Vergeltungsmaßnahmen, die im Falle eines Antrages auf Abstellung eines Missbrauchs gesetzt werden,
- Antrag auf Feststellung, ob ein Zusammenschluss in verbotener Weise durchgeführt wurde,
- Antrag auf Verhängung von Maßnahmen zur Abschwächung bzw. Beseitigung der Wirkungen eines zulässigerweise durchgeführten anmeldebedürftigen Zusammenschlusses, z.B. bei Verstoß gegen Auflagen.

Neben diesen sich unmittelbar aus dem Kartellgesetz ergebenden Rechten der E-Control wird sie auf Ersuchen der Wettbewerbsbehörden für diese auch beratend und unterstützend tätig. Dazu ist eine intensive Zusammenarbeit zwischen den Wettbewerbsbehörden und dem Regulator vorgesehen, die in der Praxis bereits sehr erfolgreich war (siehe Kapitel „Wettbewerbsaufsicht und Marktbeobachtung“).

→ Die Energie-Control als Schlichtungsstelle für Gas- und Elektrizitätsfragen

Mit der Novelle zum Energie-Regulierungsbehördengesetz erhielt die E-Control die neue Kompetenz der Streitschlichtung. Es ist nunmehr gesetzlich vorgesehen, dass – unbeschadet der Zuständigkeit der ordentlichen Gerichte – Marktteilnehmer (Kunden sowie Energieunternehmen) Beschwerden z. B. über die Qualität einer Dienstleistung oder über nicht nachvollziehbare Rechnungsbeträge an die E-Control richten können. Die E-Control hat innerhalb von sechs Wochen auf eine einvernehmliche Lösung hinzuwirken. Zur Vollziehung dieser neuen Aufgabe wurde eine Schlichtungsstelle eingerichtet, die am 1. 10. 2002 ihre Tätigkeit aufgenommen hat.

Rasche und unbürokratische Lösungsfindung

Die Schlichtungsstelle sieht es als ihre Aufgabe an, Beschwerden von Kunden und sonstigen Marktteilnehmern rasch und unbürokratisch nachzugehen und im Interesse aller Beteiligten eine gemeinsame Lösung zu finden. Dabei ist sie auf eine gute Zusammenarbeit mit der Branche angewiesen.

Die E-Control hat Verfahrensrichtlinien für die Streitschlichtung erarbeitet und diese auf ihrer Homepage veröffentlicht. Ziel dieser Richtlinien ist es, einen möglichst unbürokratischen Verfahrensablauf und rasche Entscheidungen zu gewährleisten.

Eingeleitet werden Streitschlichtungsverfahren aufgrund von formlosen Anträgen. Die Anträge können schriftlich per Post, per Fax oder elektronisch an die Schlichtungsstelle übermittelt werden und sollen den Grund der Beschwerde, eine kurze Beschreibung der Vorgeschichte sowie alle relevanten Unterlagen enthalten. Das Verfahren ist für den Beschwerdeführer kostenlos.

Bei Streitigkeiten über Rechnungsbeträge wird die Fälligkeit des in Rechnung gestellten Betrages für die Dauer des Streitschlichtungsverfahrens aufgeschoben, wobei Unternehmen jedoch einen Durchschnittsbetrag der letzten drei Rechnungen auch sofort fällig stellen können.

Einbeziehung der Bundesarbeiterkammer

In Streitschlichtungsfällen, die Verbraucher im Sinne des Konsumentenschutzgesetzes betreffen, hat die E-Control die Bundesarbeiterkammer verpflichtend mit einzubinden. Die Bundesarbeiterkammer erhält regelmäßig Berichte über die anhängigen Schlichtungsverfahren und die von der Schlichtungsstelle erarbeiteten Lösungsvorschläge und wird vor mündlichen Verhandlungen und bei strittigen Verfahren informiert.

Jährlicher Tätigkeitsbericht

Die E-Control hat die gesetzliche Verpflichtung, jährlich einen Bericht über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle zu veröffentlichen. Dieser Bericht wird eine Aufstellung über die beteiligten Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen, eine Information über die Einhaltung der Verfahrensfristen durch diese Unternehmen, über die Akzeptanz der Lösungsvorschläge der Schlichtungsstelle sowie Angaben über die durchschnittliche Verfahrensdauer beinhalten. Zudem sollen die wesentlichen durch die Schlichtungsverfahren offensichtlich gewordenen Probleme sowie eventuelle Verbesserungsvorschläge dargestellt werden. Der erste Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle wird im Oktober 2003 erscheinen.



Weiterentwicklungen im regulatorischen Umfeld
und in den Institutionen im Jahr 2002



→ EU-Richtlinien

Harmonisierung der Energiemärkte der Europäischen Union

Im Anschluss an die Schaffung des europaweiten Binnenmarktes wurden die Gas- und Elektrizitätsmärkte der Mitgliedstaaten schrittweise geöffnet, um die Leistungsfähigkeit dieser Sektoren zum Nutzen der europäischen Verbraucher zu steigern. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG wurde in Österreich durch das EIWOG 1998 umgesetzt. Die Umsetzung der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 98/30/EG erfolgte in Österreich durch das Gaswirtschaftsgesetz 2000.

Hin zu einer Voll liberalisierung der Energiemärkte

Die angeführten Richtlinien brachten europaweit noch nicht die gewünschten Liberalisierungseffekte, weshalb die Europäische Union weitere Konkretisierungen der Rahmenbedingungen für die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte vornahm.

Der modifizierte Vorschlag der Europäischen Kommission zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG sieht eine Reihe von Maßnahmen zur vollständigen Öffnung der Gas- und Elektrizitätsmärkte bis zum Jahr 2005 vor, die den Übergang von 15 offenen nationalen Märkten zu einem echten europäischen Gas- und Elektrizitätsbinnenmarkt gewährleisten sollen. Während die bestehenden EU Richtlinien eine schrittweise Mindestöffnung von rd. 33 % vorsahen, einigte sich der Rat der Energieminister am 25. 11. 2002 auf eine vollständige Öffnung der Gas- und Elektrizitätsmärkte für gewerbliche Kunden bis 2004 und für Privatkunden bis 2007.

Weitere Kernbestimmungen der Einigung sind:

- Rechtliche Trennung („legal unbundling“) für Übertragungsnetzbetreiber bis 1. 6. 2004, für Verteilnetzbetreiber bis 1. 6. 2007. Für Letztere ist die Bestimmung aber nicht zwingend.
- Die Mitgliedstaaten haben eine oder mehrere Behörden als „Regulator“ zu benennen, die den diskriminierungsfreien, effizient funktionierenden Markt überwachen sollen.
- Stromlieferanten müssen in den Stromrechnungen angeben, aus welchen Energiequellen der von ihnen im Vorjahr gelieferte Strom erzeugt wurde. Damit soll die in Österreich als einzigem EU-Mitgliedstaat bereits bestehende Regelung für „Labeling“ nun auch EU-weit Geltung erlangen. Zusätzlich muss durch Verweis auf bestehende Informationsquellen über die, mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen sowie über den anfallenden Atommüll Auskunft gegeben werden.

Weitere EG-Rechtsvorschläge

Eine Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel soll ab 1. 6. 2004 Gültigkeit erlangen. Ab diesem Zeitpunkt darf es keine transaktionsabhängige Exportgebühr mehr geben. Die Netzzugangsgebühren der Erzeuger sollen geringer sein als die Netzentnahmegebühren der Verbraucher. Die Gebühren müssen dabei unabhängig vom (vertraglichen) Stromherkunfts- und Zielland sein. Wo es angebracht ist, soll die Höhe der Gebühren „locational signals“ geben, d.h. Signale, die Anreize für Investitionen in regionale Infrastruktur sicherstellen. Die Europäische Kommission wird Details dazu in so genannten „Leitlinien“ ausführen. Zudem schreibt der Verordnungsentwurf vor, dass für das Engpassmanagement nicht-diskriminierende und marktbasierende Lösungen gefunden werden müssen. Im Rahmen dieser Verordnung soll eine unabhängige Expertengruppe aus Vertretern der Regulierungsbehörden eingesetzt werden, die die Europäische Kommission bei spezifischen regulatorischen Fragen unterstützen wird.

Derzeit noch verhandelt wird der Vorschlag für eine Richtlinie, die einen verstärkten Einsatz von Elektrizität aus effizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen vorsieht, sowie ein Vorschlag für eine Richtlinie über den europaweiten Emissionshandel, der auf die Schaffung eines EU-weiten Rahmens für den Handel von so genannten „Emissionsrechten“ ab 2005 abzielt. Davon betroffen wären in Österreich etwa 80–120 Unternehmen (Energieversorgungsunternehmen und große Industriebetriebe). Im Zeitraum von 2005–2007 soll die Zuteilung von Emissionsrechten an Unternehmen unentgeltlich erfolgen.

Darüber hinaus wurde kürzlich ein Vorschlag zur Änderung der geltenden Richtlinie 77/388/EWG hinsichtlich der Vorschriften über den Ort der Lieferung von Elektrizität und Gas angenommen. Ziel dieses Vorschlags ist es, die derzeitigen Probleme wie Doppel- oder Nichtbesteuerung sowie Wettbewerbsverzerrungen zu beseitigen. Lieferungen von Erdgas in Pipelines und Elektrizität sollen nicht mehr am Ort der Lieferung, sondern am Ort des Verbrauches besteuert werden. Wenn ein Händler Elektrizität weiterverkauft, würde die Besteuerung im Land des Endverbrauchers erfolgen. Die Konsequenz daraus wäre, dass Transitländern wie Österreich Einnahmen entgehen könnten, Stromimportländer wie Italien dürften profitieren.

→ Gesetzliche Veränderungen in Österreich

Novellierung EIWOG 2000

Gleichzeitig mit der Novelle zum GWG erfolgten auch einige geringfügige formale Modifikationen im EIWOG (BGBl I Nr. 149/2002, Art. 2). Als wesentliche inhaltliche Änderung ist die Neuregelung des so genannten Labeling hervorzuheben. Die schon bisher in den Landesgesetzen vorgesehene Verpflichtung der Stromhändler, auf den Stromrechnungen für Endverbraucher den Anteil an verschiedenen Primärenergieträgern, auf Basis derer die von ihnen gelieferte elektrische Energie erzeugt wurde, auszuweisen, wird damit ab 1. Juli 2004 bundeseinheitlich geregelt.

Novellierung Regulierungsbehördengesetz

Auch das Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden (nunmehr Energie-Regulierungsbehördengesetz – E-RBG) wurde im Zuge der Novellen des Jahres 2002 geändert (BGBl I Nr. 148/2002, Art. 2). Mit der Novelle wurden vor allem die gesetzlichen Vollzugsvorgaben der Regulierungsbehörde, die bisher nur für die Elektrizitätswirtschaft gegolten haben, nahezu gleich lautend auf die Gaswirtschaft erstreckt. Inhaltliche Änderungen erfolgten bei den Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung und der Einhebung des Entgelts für die Finanzierung des Aufgabenbereichs der E-Control, die der neuen Aufgabenstruktur angepasst wurde. Nach Vorbild des Elektrizitätsbeirates wurde überdies der Erdgasbeirat, dem eine beratende Funktion in den Angelegenheiten der Erdgaswirtschaft zukommt, gesetzlich vorgesehen und zwischenzeitlich eingerichtet.

Ökostromgesetz

Bereits im EIWOG 2000 ist ausdrücklich als Ziel normiert, den hohen Anteil erneuerbarer Energien in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft weiter zu erhöhen. Da dem Bund im Elektrizitätswesen die Kompetenz zur Grundgesetzgebung zukommt (Art. 12 Abs. 1 Z. 5 B-VG), war bislang die prozentmäßige Steigerung des Anteils elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf landesgesetzlicher Ebene jeweils pro Bundesland vorgesehen. Dies erschien auf Grund der geografischen und klimatischen Verhältnisse in Österreich wenig sinnvoll. Auch galten die Einspeisetarife für Ökostrom nur länderweit, sodass es zu erheblichem unterschiedlichen Förderungen und Belastungen in Österreich kam.

Das am 10. 7. 2002 vom Nationalrat und am 25. 7. 2002 im Bundesrat beschlossene Ökostromgesetz (Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden, BGBl I Nr. 149/2002) bringt nun eine bundesweit einheitliche Lösung. Ab 1. 1. 2003 werden die Lasten für die Förderung elektrischer Energie aus Kleinwasserkraftwerksanlagen, sonstigen Ökoanlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bundesweit einheitlich verteilt.

Anerkennung von Ökostromanlagen

Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, die ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben werden, sind von den Landeshauptmännern als Ökostromanlagen anzuerkennen. Nach dem EIWOG 2000 benannte Ökostromanlagen gelten auch nach dem neuen Ökostromgesetz als Ökostromanlagen. Für aus solchen Anlagen eingespeiste Energiemengen werden Herkunftsnachweise ausgestellt; damit wird Artikel 5 der Richtlinie 2001/77/EG entsprochen.

Kraft-Wärme-Kopplung

Bis zum Inkrafttreten des neuen Ökostromgesetzes wurde die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im EIWOG 2000 geregelt, wobei der jeweilige Landeshauptmann durch Verordnung Mindesteinspeisetarife sowie einen sich daraus ergebenden KWK-Zuschlag festlegen konnte.

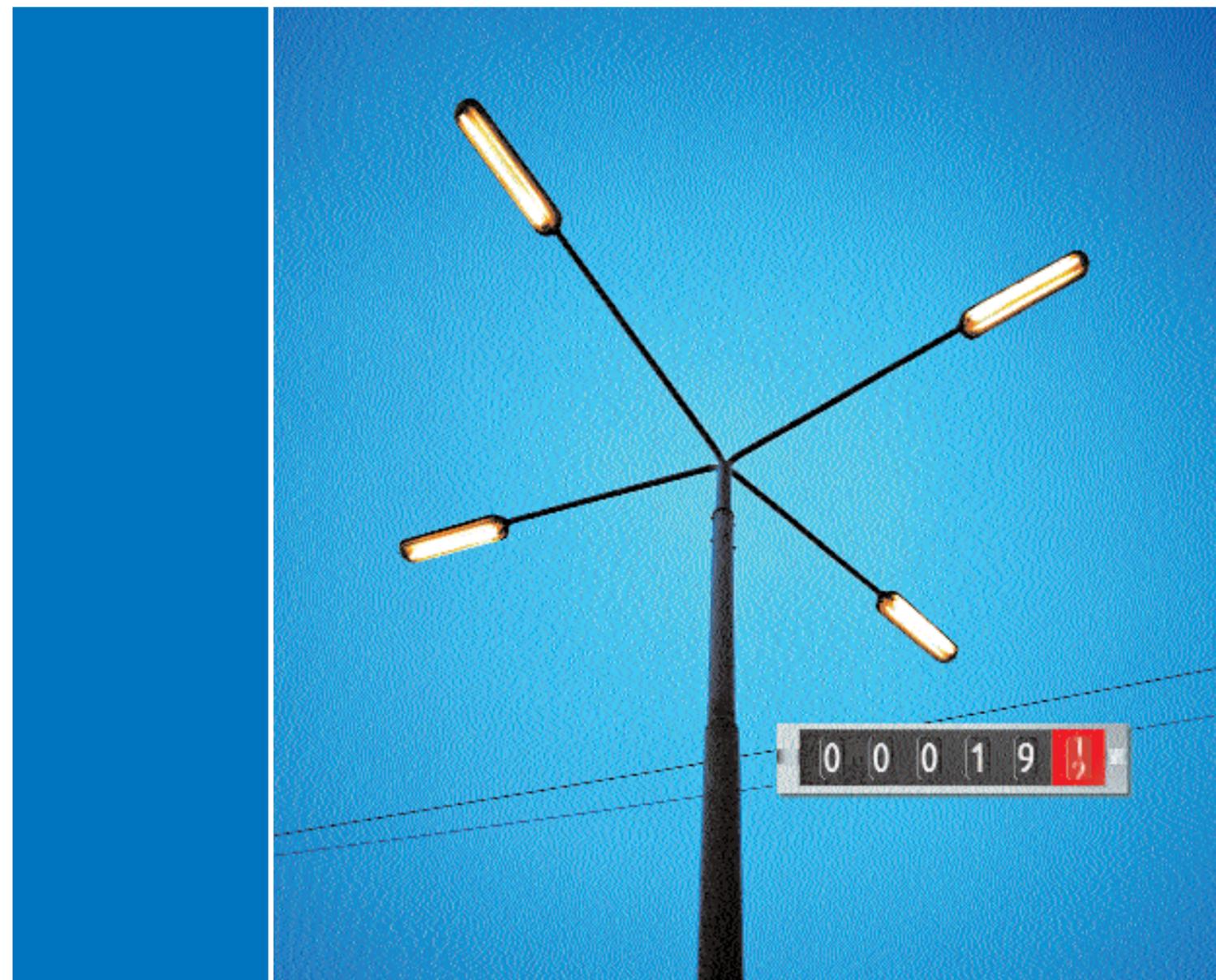
Mit dem Ökostromgesetz 2002 ist auch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung neu und bundesweit einheitlich geregelt worden.

Überwachungs- und Berichtspflichten der Energie-Control

Die E-Control hat das Erreichen der Gesetzesziele laufend zu überwachen und Entwicklungen aufzuzeigen, die der Zielerreichung hinderlich sind. Sie hat jährlich dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit sowie dem Elektrizitätsbeirat einen entsprechenden Bericht vorzulegen, in dem auch Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Gesetzesregelungen enthalten sein können. Im Bericht sind auch die Aufwendungen für elektrische Energie aus Anlagen auf Basis von Sonne, Erdwärme, Wind, Wellen- und Gezeitenenergie, Biomasse, Abfall mit hohen biogenen Anteilen, Deponiegas, Klärgas und Biogas (auch Mischfeuerungsanlagen) anzugeben.

Übergangsbestimmungen

Die „alten“ Einspeisetarife der Landeshauptmänner gelten für bis zum 1. 1. 2003 genehmigte Anlagen (soweit keine Befristung vorgesehen ist) zehn Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage weiter. Darüber hinaus ist den Landeshauptmännern gestattet, für die in den nächsten Jahren errichteten Neuanlagen die „alten“ Einspeisetarife vorzuschreiben (sofern diese höher sind als die neuen) und den dadurch verursachten Mehraufwand durch einen Landeszuschlag abzudecken.



→ Schlichtungstätigkeit und Missbrauchsaufsicht

Marktmissbrauchsverfahren

(§ 10 Energie-Regulierungsbehördengesetz)

Im Rahmen ihrer Wettbewerbsaufsicht hat die E-Control dafür zu sorgen, dass es zu keinen Ungleichbehandlungen von Marktteilnehmern durch Monopolisten (Netzbetreiber) kommt. Stellt die E-Control im Rahmen ihrer Aufsichts- und Überwachungsfunktion einen Missstand fest, so hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um den gesetzmäßigen Zustand wieder herzustellen.

Im Jahr 2002 wurden bei der E-Control rund 30 Missbrauchsverfahren eingeleitet. 22 Verfahren konnten wieder eingestellt werden, entweder weil sich im Zuge des Verfahrens herausstellte, dass kein Missbrauch vorlag oder weil der Missbrauch umgehend abgestellt wurde. Die meisten anhängigen Verfahren wurden aufgrund von Eingaben der (neuen) Lieferanten der Kunden oder der Kunden selbst eingeleitet. Die Verfahren behandeln großteils Probleme und Missstände, die im Zusammenhang mit einem Lieferantenwechsel auftreten. Dabei wird geprüft, ob der Netzbetreiber entsprechend den gesetzlichen Bestimmungen und den Marktregeln vorgeht und ob Kunden, die zu einem anderen Lieferanten als dem ortsansässigen Lieferanten wechseln, gleich behandelt werden wie Kunden, die weiterhin beim ortsansässigen Unternehmen ihren Strom beziehen. Dabei geht es vor allem um die Einhaltung des in den Sonstigen Marktregeln festgelegten Wechselprozesses. Bisher konnte bei allen eingestellten Verfahren der Missstand rasch abgestellt und der gesetzmäßige Zustand wiederhergestellt werden.

Streitschlichtungsverfahren

(§ 10a Energie-Regulierungsbehördengesetz)

Seit 1. 10. 2002 ist bei der E-Control eine Streitschlichtungsstelle eingerichtet, an die sich Marktteilnehmer wenden können, um Beschwer-

den über die Qualität einer Dienstleistung oder über nicht nachvollziehbare Rechnungsbeträge einzubringen (siehe dazu Kapitel „Energie-Control als Schlichtungsstelle für Gas- und Elektrizitätsfragen“).

Eine Bilanz nach drei Monaten Tätigkeit

Seit Beginn ihres Bestehens bis zum Jahresende wurden bei der Schlichtungsstelle rund 20 Streitschlichtungsverfahren eingeleitet. Die meisten Verfahren konnten entsprechend den vorgesehenen Fristen rasch einer Lösung zugeführt und somit abgeschlossen werden. Die überwiegende Zahl der Verfahren betrafen Beschwerden über die Höhe von Strom-, Gas- bzw. Netzrechnungen. In den meisten Fällen lag die Ursache des höheren Rechnungsbetrages in einem gesteigerten Verbrauch. Durch Anschaffung neuer Geräte oder Änderung der Lebensumstände kann es zu einem geänderten Verbrauchsverhalten kommen, das den Betroffenen oft gar nicht bewusst ist. Weiters hat sich gezeigt, dass es durch die übliche Vorgangsweise mancher Netzbetreiber, den Verbrauchswert nicht jedes Jahr durch Zählerablesung, sondern durch Hochrechnung bzw. Schätzung zu ermitteln, in den Jahren der Ablesung oft zu Nachzahlungen kommt. Diese Nachzahlungen sind für den Kunden nicht nachvollziehbar und durch die ungenaue Schätzung der Unternehmen im Vorjahr begründet. Die Unternehmen kamen in diesen Fällen den Kunden mit einer Ratenzahlungsvereinbarung entgegen. Einmal wurde im Rahmen des Verfahrens festgestellt, dass der Verbrauch mehrerer Wohnungen mit dem Zähler der Beschwerdeführerin gezählt wurde. In diesem Fall musste mit der Hausverwaltung und den Nachbarn der Beschwerdeführerin eine Lösung gefunden werden, wie der Rechnungsbetrag aufgeteilt wird.

Viele Beschwerden und Anfragen, die an die Schlichtungsstelle gerichtet wurden, konnten auf kurzem Weg telefonisch gelöst werden. Die Zusammenarbeit mit den Unternehmen, von denen der Erfolg der Schlichtung abhängt, hat sich in den ersten Monaten als gut erwiesen.

Netzzugangsverweigerungsverfahren

(§ 20 Abs. 2 EIWOG)

Die E-Control Kommission hat auf Antrag desjenigen, der behauptet, durch die Verweigerung des Netzzuganges in seinem gesetzlich eingeräumten Recht auf Gewährung des Netzzugangs verletzt worden zu sein, innerhalb eines Monats festzustellen, ob die Voraussetzungen für die Verweigerung eines Netzzugangs (z.B. wegen mangelnder Kapazitäten oder anderer im Gesetz angeführter Gründe) zutreffen.

Zu Beginn des Jahres 2002 wurde ein aus dem Vorjahr stammendes Feststellungsverfahren abgeschlossen sowie Ende des Jahres 2002 ein weiteres Verfahren eingeleitet. Beide Verfahren haben Kapazitätsfragen zum Gegenstand.

→ Ökostrom

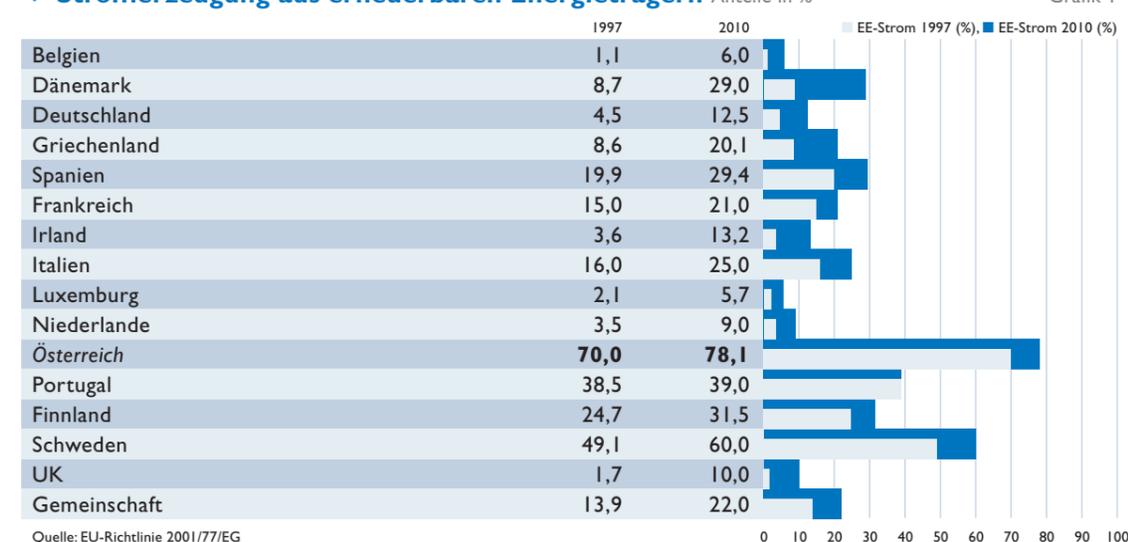
Das Jahr 2002 war von wesentlichen Änderungen des Unterstützungssystems für „Ökostrom“, das heißt für die Erzeugung von Strom aus er-

neuerbaren Energieträgern geprägt. Ausgelöst wurden diese Änderungen durch die im Oktober 2001 beschlossene EU-Richtlinie 2001/77/EG sowie durch Diskussionen, ob nicht die Zielsetzungen im Bereich erneuerbarer Energieträger in einer gesamtwirtschaftlich effizienteren Form erreicht werden können.

Ökostromziele in Österreich und im europäischen Vergleich

Österreich besitzt in Fragen der Nutzung regenerativer Energieformen seit jeher eine Vorreiterrolle. So betrug der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 1997 bereits 70 % des Bruttoinlandsstromverbrauches. Dieser Wert wurde auch als Bezugswert für die Steigerungsraten der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen herangezogen. Österreich hat sich in diesem Zusammenhang zu einer Steigerung des Anteils Ökostrom am Bruttoinlandsverbrauch von 70 % auf 78,1 %¹ verpflichtet. Dies stellt den Spitzenwert im europäischen Umfeld dar, wie aus der Grafik I ersichtlich wird.

→ Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern Anteile in %



¹ An die Erreichung dieses ambitionierten Zieles hat Österreich eine Bedingung geknüpft, welche in Form einer Fußnote in die EE-RL eingebracht wurde, welche lautet: „Österreich erklärt, dass, ausgehend von der Annahme, dass im Jahr 2010 der Bruttoinlandsstromverbrauch 56,1 TWh betragen wird, 78,1 % eine realistische Zahl wäre. Da die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in hohem Maße von Wasserkraft und somit von den jährlichen Niederschlägen abhängt, sollten die Zahlen für 1997 und 2010 anhand eines Langzeitmodells mit hydrologischen und klimatischen Daten berechnet werden.“

Die Umsetzung der EU-Vorgaben erfolgte in Österreich weniger als ein Jahr nach Erlassung der Richtlinie durch das Ökostromgesetz. Mit dem Ökostromgesetz setzt Österreich nicht nur die wesentlichen Inhalte der EU-Richtlinie um, sondern vereinheitlicht dadurch auch die bisher sehr heterogenen Rahmenbedingungen für alternative Energien. Im Wesentlichen konzentriert sich das Ökostromgesetz auf die drei Förderbereiche Öko-, Kleinwasserkraft- und KWK-Anlagen.

Ziele des Ökostromgesetzes

Zu den Gesetzeszielen zählen neben dem bundesweiten Lastenausgleich gemäß § 4 Abs. 1:

- Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung in Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger entsprechend der Richtlinie betreffend Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Elektrizitätsbinnenmarkt, 2001/77/EG vom 27. 9. 2001, von 70 % (Stand: 1997) auf 78,1 %,
- effizienter Einsatz der Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern,
- technologienpolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien,
- Unterstützung des Betriebes bestehender KWK-Anlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung zur Sicherstellung des Betriebes und ihrer Modernisierung,
- Anhebung des Anteiles von Kleinwasserkraft (Engpassleistung ≤ 10 MW) bis 2008 auf 9%,
- Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen (§ 4 Abs. 1 Z. 6).

Die Zielquote für Ökostrom (ausgenommen Wasserkraft) beträgt bis zum Jahre 2008 mindestens 4 % der Stromabgabe aus dem öffentlichen Netz an Endverbraucher, ab 1. 1. 2004 jedoch 2 %, ab 1. 1. 2006 mindestens 3 %. Auf Basis von Tiermehl, Klärschlamm oder Abfällen (ausgenommen Abfälle mit hohen biogenen Anteilen) erzeugter Strom zählt bei dieser Berechnung nicht zum Ökostrom.

Gegenüberstellung EIWOG 2000: Ökostromgesetz 2002

Die Tabelle I gibt einen Überblick über die wesentlichen Zielsetzungen und die Struktur des Ökostromgesetzes 2002 im Vergleich zum EIWOG 2000, das in diesen Punkten durch das Ökostromgesetz ersetzt wurde.



→ Gegenüberstellung EIWOG 2000 – Ökostromgesetz 2002

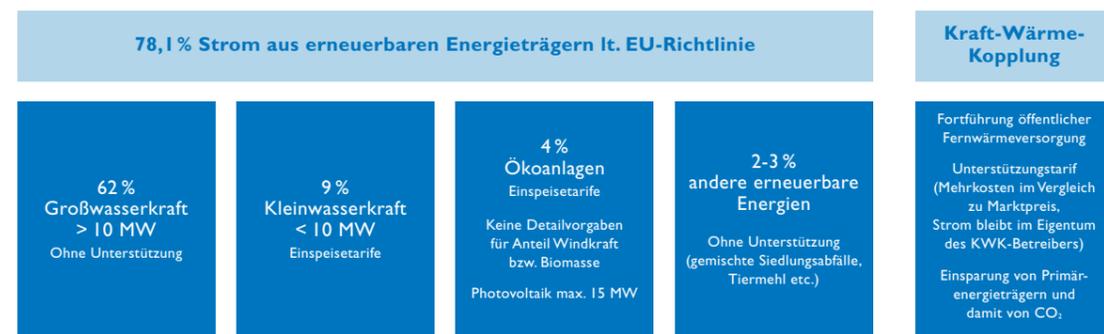
Tabelle I

Thema, Ziele (Auszug)	EIWOG 2000	Ökostromgesetz 2002
a) Kleinwasserkraft	Sicherung des Bestandes (8%)	Sicherung des Bestandes und Anreize für den Ausbau (9%)
b) Sonstige Ökoanlagen	2 % ab Jänner 2004 3 % ab Jänner 2006 4 % ab Oktober 2007	4 % im Kalenderjahr 2008
c) Sonstige		wirtschaftlicher Einsatz der Unterstützungsmittel, EU-Ziel 78 % bis 2010
System	Zertifikate für Kleinwasserkraft, Einspeisetarife für sonstige Ökoanlagen	Bundeseinheitliches Einspeisetarifsystem für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen
Verpflichtete	Stromhändler für Kleinwasserkraft, Netzbetreiber für sonstige Ökoenergie	Verpflichtung zur Zielquotenerreichung ist bei der Festlegung der Einspeisetarifhöhe zu berücksichtigen
Kompetenzen	Alle Detailregelungen (Öko-Einspeisetarife, Öko-Zuschläge, Pönalzahlungen etc.) wurden vom jeweiligen Bundesland in sehr unterschiedlicher Form festgelegt	Bundeseinheitliche Öko-Einspeisetarife, Förderbeiträge und KWK-Zuschläge Festlegung durch BMWA im Einvernehmen mit BMLFUW ¹ und BMJ ² bzw. Mitsprache der Bundesländer
Lastenaufteilung	Die Endverbraucher des Bundeslandes zahlen für die Anlagen im jeweiligen Bundesland, daher stark unterschiedliche Kostenbelastungen	Einheitliche Kostenbelastung je Endverbraucher in ganz Österreich (Differenzierung nach Netzebene möglich)
Kraft-Wärme-Kopplung	Sowohl Art als auch Ausmaß der KWK-Unterstützung in jedem Bundesland sehr unterschiedlich	bundeseinheitliches Unterstützungstarifsystem
Stromkennzeichnung	Unterschiedliche Systeme je Bundesland (einheitlicher Händlermix versus unterschiedliche Produktdifferenzierungen je Händler)	Einheitlicher Händlermix ab Juli 2004 verpflichtend

¹ Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
² Bundesminister für Justiz

→ Unterstützungsinstrumente gemäß Ökostromgesetz

Abbildung 1



Quelle: Ökostromgesetz

Einspeisetarife für Ökostrom

Die Erzeugung von Ökostrom (Kleinwasserkraft, Windkraft, Biomasse) ist zumeist teurer als die Stromerzeugung aus anderen Energiequellen, weshalb Unterstützungsinstrumente erforderlich sind. Als Fördersystem sieht das Ökostromgesetz Mindesteinspeisetarifregelungen für die beiden Bereiche Sonstiger Ökostrom und Kleinwasserkraft sowie Unterstützungstarife (zusätzlich zum Marktwert des KWK-Stroms) für die Kraft-Wärme-Kopplung vor. Für den Bereich Kleinwasserkraft bedeutet dies, dass es ab 1. 1. 2003 zu einer Umstellung von einem Zertifikats- auf ein Einspeisetarifsystem kommt.

Dieses mit 1. 1. 2003 in Kraft tretende Fördersystem sieht eine Abnahme- und Vergütungspflicht für die Regelzonenführer (APG, TIRAG und VKW) als Ökobilanzgruppenverantwortliche vor. Diese haben den Ökostrom den Stromhändlern, entsprechend deren Jahresverkaufsmenge an Endverbraucher, zuzuweisen. Die Einspeisetarife werden vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit im Einvernehmen mit dem Justizminister und dem Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft unter Einbindung der Länder festgesetzt. Für die Ausgestaltung der Einspeisetarife durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit mittels Verordnung gibt es aber

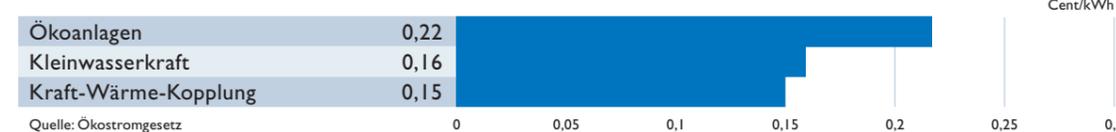
eine Reihe von Einschränkungen, sowohl hinsichtlich der Höhe der Unterstützung für einzelne Ökoanlagen als auch hinsichtlich des in Summe für die Förderung zur Verfügung stehenden Budgetvolumens. Die Einspeisetarife haben sich laut Ökostromgesetz an den Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen zu orientieren. Gleichzeitig ist im Ökostromgesetz die maximale Kostenbelastung begrenzt (siehe Grafik 2).

Der Förderungsaufwand wird durch Stromhändler und Endverbraucher finanziert:

- die Stromhändler müssen einen aliquoten Anteil des unterstützten Ökostroms zu einem Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh abnehmen (ist höher als der Verkaufserlös für die Stromhändler) und
- die Endabnehmer müssen einen Zuschlag zum Netztarif bezahlen. Dieser Zuschlag beträgt im Durchschnitt 0,12 Cent/kWh für „sonstige Ökoanlagen“, 0,005 Cent/kWh für Kleinwasserkraft und 0,15 Cent/kWh für Kraft-Wärme-Kopplung. Der Zuschlag ersetzt ab 1. 1. 2003 die bisherigen Bundesländerzuschläge, die zwischen 0,05 Cent/kWh und 0,8 Cent/kWh liegen und die zur Finanzierung des Ökostroms in jedem Fall hätten angehoben werden müssen.

→ Maximale Kostenbelastung pro kWh Endverbrauch

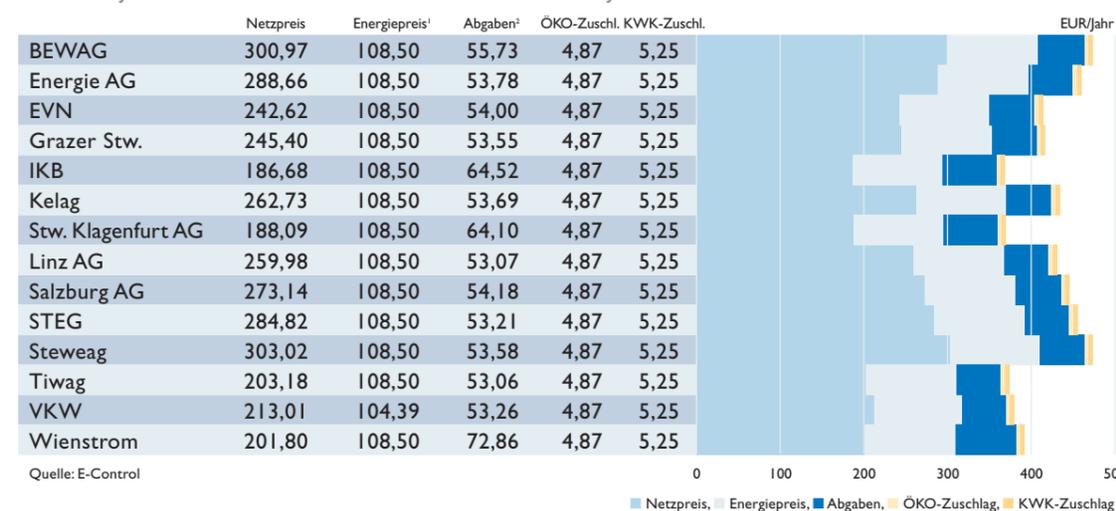
Grafik 2



→ Anteil der Ökostrom- und KWK-Aufwendungen am Gesamtstrompreis

Grafik 3

In Euro/Jahr für einen durchschnittlichen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch für 2003



Die Gesamtkosten für die Unterstützung von Ökostrom sind durch die bundesweit einheitliche Regelung im Vergleich zu einer bundesländerweisen Zielerreichung geringer, weil die Erzeugungspotenziale dort genutzt werden

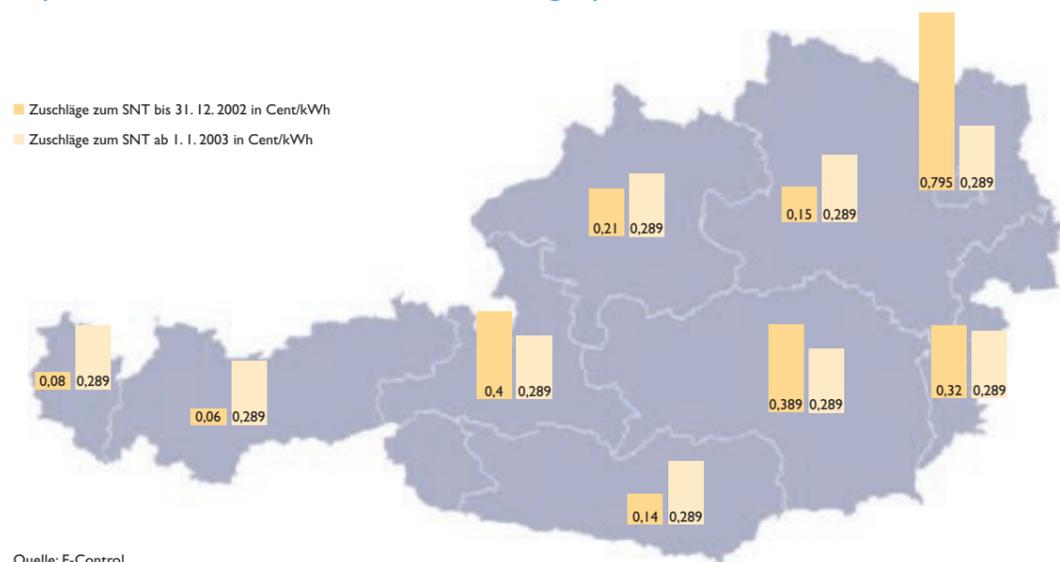
können, wo sie vorhanden sind. (Windkraft in Ostösterreich, Wasserkraft in Westösterreich). Die Einspeisetarife für die Ökoanlagenbetreiber sind für Gesamt-Österreich gleich hoch.

¹ Billigstbieter zum 1.1.2003

² Summe aus Energieabgabe, Stranded Costs und Gebrauchsabgabe, exkl. UST

→ Zuschläge zu den Systemnutzungstarifen
(Öko-, Kleinwasserkraft- und KWK-Anlagen) Netzebene 7

Grafik 4



Quelle: E-Control

Wie bereits erwähnt, wurden die konkreten (bundeseinheitlichen) Einspeisetarife für die verschiedenen Arten von Ökoenergie durch eine Verordnung des BMfWA – im Einvernehmen mit dem BMfLFUW und dem BMfJ sowie nach Befassung einer durch die Landeshauptmännerkonferenz eingesetzten Arbeitsgruppe – festgelegt.

Diese Verordnung gilt für alle Neuanlagen, die bis Ende 2004 genehmigt und bis Juni 2006 errichtet werden. Des Weiteren gilt die Verordnung auch für bestehende Kleinwasserkraftanlagen. Für andere Ökoanlagen, die vor dem 1. 1. 2003 genehmigt wurden, gelten die „alten“ Einspeisetarifverordnungen der einzelnen Bundesländer weiter.

→ Einspeisetarife laut Ökostromverordnung BGBl. II Nr. 508/2002

Tabelle 2

	in cent/kWh
Windenergie	7,80
Feste Biomasse (Beispiel Waldhackgut, Stroh) ¹	
bis 2 MW	16,00
2 MW bis 5 MW	15,00
5 MW bis 10 MW	13,00
> 10 MW	10,20
<small>¹ die den Einspeisetarif von 14,50 Cent/kWh übersteigenden Einspeisetarif-Anteile für feste Biomasse werden aus den Technologiefördermitteln der Bundesländer finanziert</small>	
Abfall mit hohem biogenen Anteil	
SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	Biomasse minus 20%
SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	Biomasse minus 35%
Sonstige Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGes	2,70
Mischfeuerungen	anteilig
Zufeuerung in kalorischen Kraftwerken	
Feste Biomasse (Waldhackgut, Stroh)	6,50
SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	5,00
SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	4,00
Sonstige Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGes	3,00
Mischfeuerungen	anteilig
Flüssige Biomasse	
bis 200 kW	13,00
über 200 kW	10,00
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten (wie Mais, Gülle)	
bis 100 kW	16,50
100 kW bis 500 kW	14,50
500 kW bis 1 MW	12,50
über 1 MW	10,30
Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 25%
Deponie- und Klärgas	
bis 1 MW	6,00
über 1 MW	3,00
Geothermie	7,00
Photovoltaik	
bis 20 kW _p	60,00
über 20 kW _p	47,00

Kleinwasserkraft ²

Tabelle 3

Bestehende Altanlagen (aliquote Kürzung bei Budgetüberschreitung)		in cent/kWh
erste 1.000.000 kWh		5,68
nächste 4.000.000 kWh		4,36
nächste 10.000.000 kWh		3,63
nächste 10.000.000 kWh		3,28
25.000.000 kWh übersteigend		3,15

nach Investitionen mit mindestens 15% Stromertragssteigerung		
erste 1.000.000 kWh		5,96
nächste 4.000.000 kWh		4,58
nächste 10.000.000 kWh		3,81
nächste 10.000.000 kWh		3,44
25.000.000 kWh übersteigend		3,31

Neubau bzw. mindestens 50% Stromertragssteigerung		
erste 1.000.000 kWh		6,25
nächste 4.000.000 kWh		5,01
nächste 10.000.000 kWh		4,17
nächste 10.000.000 kWh		3,94
25.000.000 kWh übersteigend		3,78

² Einspeisetarif abgestuft nach jährlich eingespeisten Strommengen

Diese Einspeisetarife gelten im Regelfall 13 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlagen. Um einen ausreichenden Vertrauensschutz für Neuinvestitionen zu gewährleisten, müssen die Einspeisetarife für die Anlagen, die während der Gültigkeitsdauer der Verordnung errichtet werden, laut Ökostromgesetz zumindest für einen Zeitraum von zehn Jahren gewährt werden.

Das Gesamt-Unterstützungsvolumen für Kraft-Wärme-Kopplung wird in 2-Jahres-Schritten gekürzt und läuft mit 2008 (bzw. für modernisierte Anlagen mit 2010) vollständig aus. Die Unterstützungsvolumina werden bereits 2003 deutlich niedriger ausfallen als 2002.



Die organisatorischen Rahmenbedingungen für die Abwicklung der Geldflüsse

Künftig sind österreichweit drei Ökobilanzgruppen eingerichtet, deren Ökobilanzgruppenverantwortliche die jeweiligen Regelzonenführer sind. Den Ökobilanzgruppenverantwortlichen kommt in der Abwicklung der Geldflüsse für die Unterstützung des Ökostroms eine zentrale Rolle zu. Sie nehmen den Ökostrom (auch den in Kleinwasserkraftwerken ≤ 10 MW erzeugten Strom) den Ökostromerzeugern zum festgelegten Einspeisetarif ab und geben ihn den Stromhändlern zum Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh aliquot zu deren Abgabevolumen an Endverbraucher weiter. Darüber hinaus heben die Ökobilanzgruppenverantwortlichen über die jeweiligen Netzbetreiber auch die Zuschläge für Kleinwasserkraft- und Ökoanlagen ein. Des Weiteren ist der Ökobilanzgruppenverantwortliche für eine optimale Prognose und Fahrplanerstellung für die Ökoenergie zur Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfes verantwortlich.

Abbildung 2 und 3 zeigen die Geldflüsse, wie sie sich aus dem Ökostromgesetz ergeben.

→ Geldfluss für Kraft-Wärme-Kopplung Abbildung 2



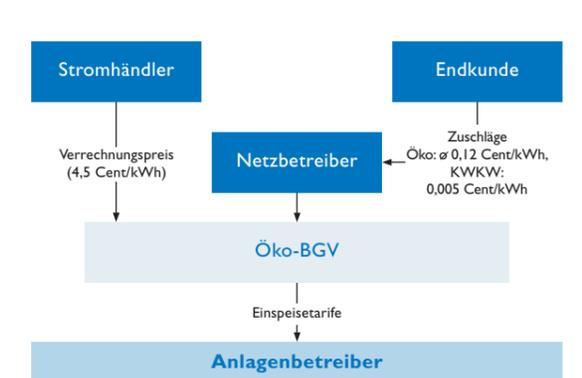
Herkunftsnachweise

Gemäß der EU-Richtlinie für erneuerbare Energien hat jeder Betreiber einer Ökoanlage Anspruch auf die Ausstellung eines Herkunftsnachweises für seinen erzeugten Strom. Die Herkunftsnachweise werden vom Netzbetreiber auf Verlangen des Anlagenbetreibers kostenlos ausgestellt. Neben der Menge der erzeugten Energie sind auch die Art und die Engpassleistung der Erzeugungsanlage sowie Zeitraum und Ort der Erzeugung und der eingesetzte Energieträger anzugeben. Auch diese Bestimmung wird durch das Ökostromgesetz geregelt.

Das Stromkennzeichnungssystem, das die Ausweisung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger auf den Rechnungen regelt, wird nach einer Übergangsfrist ab 1. 7. 2004 vereinheitlicht. Ab diesem Zeitpunkt muss jeder Stromhändler eine einheitliche Zusammensetzung auf allen seinen Endverbraucher-Rechnungen ausweisen („einheitlicher Händlermix“).

In weiterer Folge soll es auch zwischen den Mitgliedstaaten der Europäischen Union zu einem Austausch und einem gegenseitigen Anerkennen von Herkunftsnachweisen kommen.

→ Geldfluss für Ökostrom und Kleinwasserkraft Abbildung 3



Quelle: E-Control

Meldeverordnung Ökostrom

§ 32 EIWOG 2000 legte fest, dass ein bestimmter Anteil der Stromabgabe an die Endverbraucher durch Ökostrom gedeckt werden musste. Diese Bestimmung sah vor, dass von Oktober 2001 bis September 2002 bei den Netzbetreibern zumindest 1 % der insgesamt an Endverbraucher abgegebenen Energiemenge an Öko-

strom eingespeist werden musste. Zusätzlich zu diesen 1 % Ökostrom war von jedem Stromhändler die Abnahme von 8 % aus Kleinwasserkraftanlagen durch Zertifikate nachzuweisen.

Die Auswertung der eingelangten Meldungen führte zu folgendem Ergebnis (nach Firmensitz des Netzbetreibers):

→ Einspeisemengen Ökostrom im Zeitraum 1. 10. 2001 bis 30. 9. 2002



Quelle: E-Control

→ Erreichung der Ökostromquoten im Zeitraum 1. 10. 2001 bis 30. 9. 2002



Quelle: E-Control

Wurde von einem Verteilnetzbetreiber die 1%-Quote nicht erfüllt, so war eine Ausgleichsabgabe zu entrichten. Die Einnahmen aus dieser Ausgleichsabgabe waren in einen Landesfonds einzuzahlen, dessen Mittel zweckgebunden für die Förderung von Ökostrom eingesetzt werden.

Von den 134 Netzbetreibern haben rd. 78,3 % – das sind 105 Unternehmen – die Ökostromquote nicht erfüllt; nur rd. 21,6 % – das entspricht 29 Netzbetreibern – haben das Ziel per 30. 9. 2002 erreicht.

Die im EIWOG 2000 bestehenden Bestimmungen über Abnahmequotenverpflichtungen für Ökostrom wurden durch die neuen Regelungen im Ökostromgesetz abgelöst.

Ab 1. 1. 2003 gibt es für die Netzbetreiber keine Quotenverpflichtung für die Abnahme von Ökoenergie mehr, sodass ab diesem Zeitpunkt auch keine Ausgleichsabgaben mehr zu entrichten sind.

Kleinwasserkraft und Zertifikatssystem seit Inkrafttreten EIWOG 2000 bis 31. 12. 2002

Mit dem Inkrafttreten des EIWOG 2000 veränderte sich das österreichische Förderwesen für Kleinwasserkraft von einem System mit je nach Bundesland unterschiedlichen Unterstützungen in ein österreichweit einheitliches Zertifikatssystem. Mit Inkrafttreten des neuen Ökostromgesetzes wurde das Zertifikatssystem ab 1. 1. 2003 auf Wunsch der Länder durch ein System von österreichweit einheitlichen Einspeisetarifen abgelöst.

Struktur in Österreich

Im Zuge der Einführung des Zertifikatssystems wurden in Österreich 2044 Anlagen mittels Bescheid der jeweiligen Landesregierungen als Kleinwasserkraftanlagen anerkannt. Kleinwasserkraftanlagen sind alle Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung ≤ 10 MW. Diese Anlagen haben im Jahr 2002 mehr als 3.800 GWh ins öffentliche Netz eingespeist.

→ Verteilung der Kleinwasserkraftanlagen in Österreich pro Bundesland



Quelle: E-Control

Prinzip des Zertifikatshandels

Beim Zertifikatssystem verkaufte der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom zu Marktpreisen. Da der Marktpreis geringer als die Produktionskosten war, erhielt der Anlagenbetreiber zusätzlich zu dem Preis für die eingespeisten kWh das so genannte Kleinwasserkraft-Zertifikat. Dieses Zertifikat konnte unabhängig von der Stromlieferungsmenge verkauft werden, um die Differenz zwischen dem Marktpreis und den Produktionskosten auszugleichen. Zur Sicherstellung, dass der Anlagenbetreiber seine generierten Zertifikate auch tatsächlich verkaufen konnte, wurden die Lieferanten per Gesetz verpflichtet, Zertifikate im Ausmaß von 8% ihrer an Endverbraucher verkauften Energiemenge nachzuweisen.

Die Generierung der Zertifikate

In Österreich wurde für den Zertifikatshandel bei der E-Control ein elektronisches, auf dem Internet basierendes System installiert. Kern des Systems war eine zentrale Datenbank, zu der alle Beteiligten Zugang über das Internet hatten. In dieser Datenbank wurden alle Zertifikate erzeugt, verwaltet, transferiert und eingelöst. Diese Datenbank speicherte sämtliche in Österreich generierten Zertifikate, sie war jedoch kein Handelsplatz.

Die zentrale Registerdatenbank konnte über die Internetseite www.kwkw-zertifikate.at erreicht werden. Der Zugang erfolgte mit Login und Passwort, alle Übertragungen und Transaktionen wurden gesichert durchgeführt, die Datenbank selbst war mehrfach gegen unautorisierte Zugriffe und Systemabstürze geschützt.

→ Registerdatenbank für KWKW-Zertifikate

Abbildung 4



Wer durfte teilnehmen?

Zur Teilnahme war jeder Betreiber einer durch Bescheid der jeweiligen Landesregierung anerkannten Kleinwasserkraftwerksanlage mit einer Engpassleistung ≤ 10 MW berechtigt. Die im Genehmigungsbescheid enthaltenen Daten wurden in die zentrale Registerdatenbank eingegeben und damit die Voraussetzungen für die Generierung und den Handel der Zertifikate geschaffen.

Der Netzbetreiber übermittelte jeweils am Monatsende elektronisch die von der jeweiligen Anlage ins öffentliche Netz eingespeiste Energiemenge. Pro 100 kWh Einspeisung wurde automatisch ein Zertifikat generiert und dem jeweiligen Anlagenbetreiber auf seinem Konto gutgeschrieben. Durch den Eingabevorgang des Netzbetreibers erfolgte gleichzeitig die gesetzlich geforderte Beglaubigung über die Höhe der eingespeisten Energiemenge. Der Anlagenbetreiber bekam so jedes Monat Zertifikate auf sein Konto gutgeschrieben, die er nun verkaufen konnte.

Ausgleichsabgabe

Stromlieferanten und Stromhändler hatten die Verpflichtung, 8% der an ihre Endverbraucher verkauften Strommenge durch Zertifikate zu belegen, eine dementsprechende Anzahl von Zertifikaten zu erwerben und bei der Quotenprüfung einzulösen. Konnte ein Lieferant oder Stromhändler nicht ausreichend Zertifikate nachweisen, so musste er eine Ausgleichsabgabe an die jeweilige Landesregierung zahlen. Stromverbraucher, die ihren Strom direkt aus dem Ausland bezogen, hatten den Nachweis über diese Zertifikate selbst zu erbringen.

Für Anlagenbetreiber ohne Zugang zum Internet gab es die Möglichkeit eines so genannten Abschöpfungsauftrages, der vom Bezieher (dem Abschöpfenden) der Zertifikate – der über einen Internetzugang verfügen musste – eingegeben werden mussten. Als Nachweis über das Einverständnis mit dieser Transaktion

übermittelte der Anlagenbetreiber seine Einwilligung zu dieser Abschöpfung schriftlich an die E-Control.

Alle Zugangsberechtigten der Datenbank benötigten lediglich einen Standardinternetzugang. Es fielen keinerlei zusätzliche Kosten für die Benutzer der Datenbank an. Dank der Einigung der Landesbehörden auf nur eine zentrale Datenbank und ein elektronisches System konnte das österreichische Zertifikatssystem einfach, effektiv und rasch abgewickelt werden.

Die E-Control stellte über die Internetadresse www.kwkw-zertifikate.at – über kostenfreie Downloads – sämtliche wissenswerten Informationen zur Verfügung. Zusätzlich wurde eine spezielle Informations-hotline zur Klärung von Detailfragen eingerichtet.

Kosten der Errichtung und des Betriebs der Datenbank

Der Auftrag zur Errichtung der Registerdatenbank für Kleinwasserkraftzertifikate wurde im Jahr 2001 ausgeschrieben und die Softwareerstellung und der Betrieb vergeben. Im Jahr 2001 wurden für die Errichtung und Betrieb der Datenbank rund € 200.000,- aufgewendet. Im Jahr 2002 fielen Aufwendungen für laufenden Betrieb, Wartung, Betrieb der Informationshotline und Service der Datenbank sowie Adaptionen der Datenbank in Höhe von € 100.000,- an.

Die Kosten für die Betreuung der KWKW-Datenbank wären für 2003 lediglich bei rund € 90.000, bei geringfügigen Adaptionen (bundesweit einheitliche Ausgleichsabgabe bzw. einheitliche Abrechnungsperiode) bei rund € 60.000 jährlich gelegen.

Eine Nutzung der Datenbank für die gemäß Ökostromgesetz erforderlichen Herkunftsnachweise ist – nach entsprechenden Modifikationen – möglich.

Der Zertifikatsmarkt im Überblick

Kleinwasserkraftwerke wurden im Jahr 2002 über das System der Zertifikate gefördert. Das Fördersystem wurde per 1. 1. 2002 eingeführt und durch das neue Ökostromgesetz zum Jahresende 2002 bereits wieder abgeschafft. Aus diesem kurzen Zeitraum des Bestehens des Zertifikatshandels sowie der von Übergangsbestimmungen gekennzeichneten Rahmenbedingungen lässt sich nur bedingt eine Aussage über das Funktionieren des Zertifikatssystems treffen.

Der Zertifikatsmarkt selbst war durch die Unterschiedlichkeit der Ausgleichsabgaben in den Bundesländern, die letztendlich das preisbestimmende Element für den Preis der Zertifikate darstellten, geprägt. Mit Beschlussfassung des Ökostromgesetzes, das die Abschaffung des Zertifikatsmarktes mit

1. 1. 2003 vorsah, wurden für jene Bundesländer, die überhaupt keine Ausgleichsabgabe (Burgenland, NÖ, Salzburg und Vorarlberg) festgelegt hatten, sowie für den Zeitraum 1. 10. 2002–31. 12. 2002 eine einheitliche Ausgleichsabgabe vorgeschrieben.

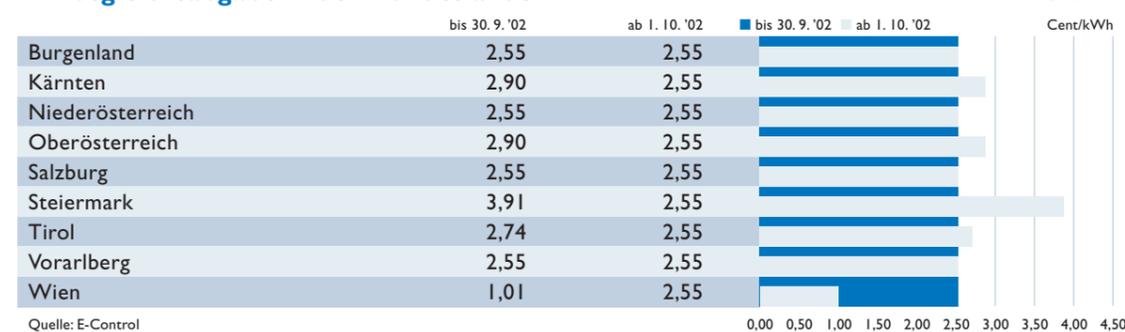
Das Marktgeschehen am Zertifikatsmarkt war dementsprechend von großen Unsicherheiten geprägt. Über 98% aller frei verfügbaren Zertifikate (jene Zertifikate, die sich nicht aufgrund der Eigentumsverhältnisse an den Kleinwasserkraftwerken schon ohnehin im Besitz von großen Stromhändlern befanden) wurde mittels Abschöpfungsaufträgen von den schon bisherigen Stromabnehmern (meist Landes-EVU) angekauft. Die Preise dafür lagen in den Bundesländern NÖ, OÖ, Steiermark und Burgenland sowie Vorarlberg anfangs meist bei rund 2,2–2,5 €/Zertifikat, in Tirol, Salzburg und Kärnten aber wesentlich darunter (1,2–1,5 €).

Auf einer zweiten Handelsstufe (meist zwischen Stromhändlern mit hohem Aufkommen und jenen mit hohem Bedarf) war gegen Ende der ersten Nachweisfrist (30. 09. 2002) eine erhöhte Handelstätigkeit feststellbar. Durch die vergleichsweise niedrige Ausgleichsabgabe (1. 1.–30. 09. 2002) in Wien bzw. die klare Aussage mehrerer Stromhändler, in Wien die Ausgleichsabgabe zu zahlen, statt Zertifikate zu kaufen, stellte sich ein zunehmendes Überangebot an Zertifikaten ein. Dies führte zu einem massiven Preisverfall mit Rückwirkung auf die Erzeugerpreise. Auch die höhere einheitliche Ausgleichsabgabe im Zeitraum 1. 10.–31. 12. 2002 veränderte aufgrund des Überangebots die Preise nicht mehr. Im Dezember 2002 wurden dann Zertifikate auch um Preise von 0,2–0,4 € angeboten.

Übergang auf das Ökostromgesetz – Auswirkungen auf Kleinwasserkraftanlagen
Mit dem Inkrafttreten des Ökostromgesetzes per 1. 1. 2003 und der in diesem Zusammenhang ergangenen Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über die Höhe der Einspeisetarife ergibt sich für die größte Zahl der Kleinwasserkraftanlagen ein höheres Erlösniveau als dies dem Durchschnitt des Jahres 2002 (Zertifikatssystem) entspricht.

Windenergie
Ein großer Teil des Ökostroms wird in Österreich durch Windenergie hergestellt. Die derzeitige installierte Leistung von Windkraftanlagen beträgt rd. 140 MW (Stand Dezember 2002), aufgrund der geplanten Projekte ist im ersten Quartal 2003 eine Erhöhung der installierten Leistung auf 175.000 kW zu erwarten.

→ Ausgleichsabgabe in den Bundesländern



→ Durchschnittserlöse (Österreich-Mittel) für Einspeisung aus Kleinwasserkraft



¹ Im Einzelfall (Bundesland und Einspeiseverhalten) auch stark abweichend. Anlagen im Eigentum von Energieversorgungsunternehmen hatten teilweise wesentlich höhere Wertschöpfung (Opportunitätskosten des eingesparten Bezuges-Verbundtarif)

² laut VO des BMWA BGBl II Nr 508/2002

Nicht nur die Gesamtleistung im Bereich Windkraft ist in ständigem Steigen begriffen, auch die Nennleistung einzelner Anlagen erhöht sich kontinuierlich. Wurden zu Beginn der Entwicklung nur kleine Anlagen in Betrieb genommen, so liegt der derzeitige Standard bei durchschnittlich 2 MW pro Anlage. Parallel zu dieser Entwicklung wurden anfängliche Probleme im Zusammenhang mit der Windkraft, wie Unzuverlässigkeit und Störanfälligkeit, weitgehend aus dem Weg geräumt.

Der Entwicklungsstand der Technologie ist sicherlich mit ein Grund dafür, dass ein stetig steigender Anteil an der Erzeugung aus Windkraftanlagen erwartet und die Windkraft daher einen erheblichen Beitrag zur Erfüllung der Ökostromziele liefern wird. Trotz der Vorteile gibt es allerdings auch einige Schwachstellen. Die Erzeugung von Windenergie unterliegt aufgrund der hohen Abhängigkeit von klimatischen Verhältnissen starken zeitlichen Schwankungen. Das bedeutet, dass Elektrizitätsversorgung aus Windenergie immer einer unmittelbar verfügbaren Substitutionsmöglichkeit durch andere Energieträger bedarf.

Biomasse

Erneuerbare Energie aus Biomasse zählt zu einem der komplexesten Themen im Bereich Ökostrom. Bedingt ist dies einerseits durch eine Vielzahl von Einsatzstoffen, die man in feste, flüssige und gasförmige einteilen kann, und andererseits durch die Vielzahl von Technologien, die bei der thermischen Umwandlung von Biomasse verwendet werden können. Es gibt folgende Umwandlungsarten:

- Verbrennung (Dampfturbine, Dampfmotor, ORC-Prozesse, Stirlingmotor)
- Vergasung: Niedrigkaloriges Gas (Gasmotor, Gasturbine)
Mittelkaloriges Gas (Gasmotor, Gasturbine, Brennstoffzellen)
- Pyrolyse (Dieselmotor, Gasturbine)

Die Leistung im Bereich Biomasse beträgt derzeit in Österreich rd. 65 MW (Stand Dezember 2002). In diesen Wert eingerechnet ist allerdings auch die Möglichkeit der Mitverbrennung von Biomasse in kalorischen Kraftwerken. Wie hoch dieser Anteil in Zukunft sein wird, hängt unter anderem von der Situation am Brennstoffmarkt und von sonstigen Einflussfaktoren, wie der Möglichkeit der Abwärmenutzung im Rahmen eines Fernwärmenetzes, ab.

Kraft-Wärme-Kopplung

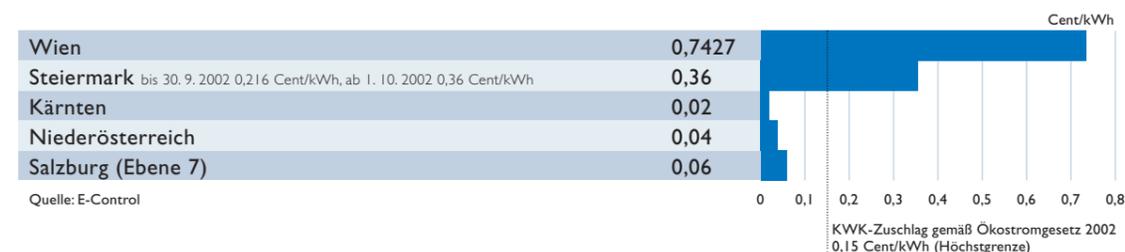
Die E-Control wurde im September 2002 vom BMWA beauftragt, ein Gutachten u.a. über Potenziale der KWK, eine Gesetzesinterpretation sowie eine Abschätzung des Fördervolumens und einer möglichen aliquoten Kürzung des Unterstützungstarifes zu verfassen. Das Gutachten wurde dem BMWA Ende 2002 vorgelegt. Um eine möglichst genaue Abschätzung der zu erwartenden KWK-Energie im Jahr 2003 und den Folgejahren machen zu können, wurden im Rahmen des Gutachtens die Landesregierungen sowie die Betreiber der größeren KWK-Anlagen (EVUs) um Mitwirkung bei der Datenerhebung gebeten.

KWK-Zuschlag gemäß EIWOG 2000 und Ökostromgesetz

Nachdem in Wien, Kärnten und in der Steiermark bereits 2001 ein KWK-Zuschlag per Verordnung festgelegt wurde, wurde 2002 für KWK-Energie auch in Niederösterreich (Juni) und in Salzburg (September) gemäß EIWOG 2000 ein Mindesteinspeisetarif und ein KWK-Zuschlag durch den Landeshauptmann bestimmt. Die je nach Bundesland unterschiedliche Höhe des KWK-Zuschlages ist auf die in den einzelnen Bundesländern stark differierenden Mengen an erzeugter KWK-Energie zurückzuführen.

→ KWK-Zuschlag je Bundesland

gemäß EIWOG 2000 und max. KWK-Zuschlag gemäß Ökostromgesetz 2002



Grafik 11

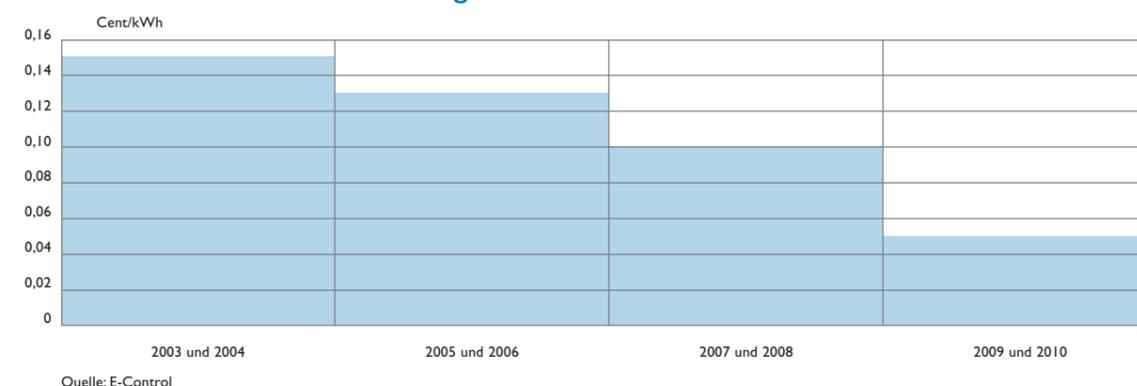
Die KWK-Anlagen werden nach dem Ökostromgesetz in zwei förderungswürdige Kategorien geteilt:

- KWK-Anlagen, die das Effizienzkriterium $(2 / 3 * W / B + E / B > 0,55)$ erreichen und mehr als 10 % des Heizwertes des eingesetzten Brennstoffes als Fernwärmeenergie zur öffentlichen Fernwärmeversorgung nutzen, und
- KWK-Anlagen, die das Effizienzkriterium nicht erfüllen oder nur 3–10 % des eingesetzten Brennstoffes (bezogen auf den Heizwert) zur öffentlichen Fernwärmeversorgung nutzen.

Die neue KWK-Regelung sieht weiters vor:

- Gleichbehandlung aller im Bundesgebiet gelegenen KWK-Anlagen bei der Festsetzung des Unterstützungstarifes,
- Deckelung des Unterstützungstarifes für 2003 und 2004 (§ 13 Abs. 3 und 4 Ökostromgesetz) mit 1,5 Cent/kWh bzw. höchstens 1,25 Cent/kWh abhängig von der Erfüllung des Effizienz- und Heizwertkriteriums und durch die durch den KWK-Zuschlag erzielten Einnahmen (§ 13 Abs. 10 Ökostromgesetz),
- Festlegung der maximalen Höhe des KWK-Zuschlages, der degressiv gestaltet ist (§ 13 Abs. 10 Ökostromgesetz; siehe Grafik 12), sowie
- Verlängerung der Laufzeit für die Unterstützung von KWK-Energie bis 2008 bzw. bei modernisierten Anlagen bis 2010.

→ Maximale Höhe des Zuschlages im Zeitablauf



Grafik 12

Die Abwicklung der Geldflüsse im KWK-Bereich erfolgt über ein Konto der E-Control, die die Unterstützung von maximal 1,5 Cent/kWh an die Anlagenbetreiber entrichtet. Finanziert wird der Unterstützungstarif über einen KWK-Zuschlag, der von Endverbrauchern gemeinsam mit dem Netznutzungsentgelt vom Netzbetreiber eingehoben wird. Der KWK-Zuschlag ist degressiv gestaltet und beträgt für die Jahre 2003 und 2004 maximal 0,15 Cent/kWh. Die Höhe des KWK-Zuschlages wird ebenfalls vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit im Vorhinein für ein Kalenderjahr festgelegt.

RECS (Renewable Energy Certificate System)

RECS – Renewable Energy Certificate System – ist ein standardisiertes elektronisches Zertifikatssystem zum Nachweis für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in Europa. Ziel dieses Systems ist die Schaffung eines Marktes für erneuerbare Energien, der die Entwicklung und den Ausbau der bestehenden Kapazitäten für erneuerbare Energien in Europa fördert. Die Mitglieder von RECS – eine Vielzahl von europäischen Elektrizitätserzeugungsunternehmen – haben ein gemeinsames Regelwerk für die Ausstellung von RECS-Zertifikaten erarbeitet. Durch dieses gemeinsame Regelwerk sollen europaweit die gleichen Standards und Prozesse für die Förderung von erneuerbaren Energiequellen sichergestellt werden. Gemäß dem Übereinkommen zwischen den RECS Mitgliedern beinhaltet ein RECS-Zertifikat den gesamten Umweltvorteil von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gegenüber Elektrizität aus nicht erneuerbaren Quellen. Wird dieser Umweltvorteil konsumiert – z.B. durch Übertragung in ein nationales Förderregime – wird das generierte Zertifikat in der Datenbank gelöscht.

Ein RECS-Zertifikat wird für die Produktion von jeweils 1 MWh Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen ausgegeben. Durch die Vielzahl an Informationen, die ein RECS-Zertifikat beinhaltet – wie die Identität des Kraftwerkes, den Zeitpunkt der Ausgabe, die installierte Kapazität, die zugrunde liegende Technologie oder den Ausgeber – kann dieses in verschiedene nationale Fördersysteme integriert werden, sofern dies die Gesetzeslage in einzelnen Ländern zulässt.

Jedes RECS-Zertifikat ist eindeutig identifizierbar, übertragbar und kann sowohl unabhängig als auch gemeinsam mit der zugrunde liegenden elektrischen Energie gehandelt werden.

RECS ist in der Regel länderweise organisiert. Eine Ausgabestelle ist jeweils für die Ausstellung der Zertifikate zuständig. Alle Ausgabestellen sind in der Association of Issuing Bodies (AIB) organisiert. Die AIB überwacht die Einhaltung des gemeinsam vereinbarten Regelwerkes über die Ausstellung und Verwaltung der Zertifikate in den einzelnen Ländern.

RECS in Österreich

In Österreich fungiert die E-Control als Ausgabestelle für die RECS-Zertifikate. Unterstützt wird sie dabei durch den ÖVE (Österreichischer Verband für Elektrotechnik), der die Einhaltung der vereinbarten Zertifizierungsbestimmungen überwacht und die laufende Überprüfung von RECS-zertifizierten Kraftwerken vornimmt.

Folgende Produzenten nehmen an diesem System teil:

- Verbund AG (Kraftwerk Wallnerau-Salzachstufe, Kraftwerk Ybbs-Persenbeug, Kraftwerk Freudenu),
- Energie AG (Kraftwerk Traun-Pucking),
- EEG (15 MW Wirbelschichtkessel),
- E&T Energiehandelsgesellschaft mbH (Kraftwerk Opponitz),
- TIWAG (Kraftwerk Kalserebach, Kraftwerk Brixlegg) sowie
- Salzburg AG

Bis Ende 2002 sind in Österreich rd. 1 Mio. RECS-Zertifikate ausgegeben worden. Damit gehört Österreich zu den 4 Ländern, die den Schwellenwert von 1 Million Zertifikaten überschritten haben (Finnland ca. 4 Mio. Zertifikate; Schweden ca. 2 Mio. Zertifikate; Norwegen ca. 2 Mio. Zertifikate).

Durch eine Initiative der E-Control ist es gelungen, dass im Jahr 2003 Kleinwasserkraftwerkszertifikate, die nicht mehr auf die österreichische 8-%-Quote angerechnet werden konnten, in RECS-Zertifikate umgewandelt werden.

Weitere Informationen zu RECS sind unter www.recs.org zu finden.



→ Tarifierung

Aufbau und Struktur des derzeitigen Tarifsystems (Beschreibung der Systemnutzungstarife-Verordnung)

Die Tarife für die Nutzung des elektrischen Leitungsnetzes werden in der Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) geregelt. Die SNT-VO beinhaltet grundsätzliche Regelungen, die bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife zu berücksichtigen sind. Die Kompetenz zur Erlassung dieser Verordnung liegt bei der E-Control Kommission.

Die Systemnutzungstarife sind kostenorientiert festzulegen und haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen. Die Bestimmung der Tarife unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung, die von den Kosten eines rationell geführten, vergleichbaren Unternehmens ausgeht, ist zulässig. Zudem können der Preisbestimmung Zielvorgaben zugrunde gelegt werden, die sich am Einsparungspotenzial der Unternehmen orientieren (Produktivitätsabschläge).

Für die Bildung der Tarife wird das Leitungsnetz in 7 Netzebenen unterteilt, die sich durch das elektrische Spannungsniveau unterscheiden. Die Konzessionsgebiete einzelner Netzbetreiber werden zu Netzbereichen zusammengefasst, in denen für die Netznutzung dieselben Tarifansätze gelten. So sind beispielsweise im Netzbereich Oberösterreich neben der Energie AG auch eine Anzahl weiterer regionaler Netzbetreiber zusammengefasst, für die alle ein einheitlicher Tarif gilt. Innerhalb eines Netzbereiches können daher aufgrund unterschiedlicher Kosten- bzw. Abnahmestrukturen Ausgleichszahlungen nötig sein (Näheres dazu siehe Kapitel „Ausgleichszahlungen“).

Zur Verteilung der Kosten auf die einzelnen Netzebenen dient die so genannte *Kostenwälzung*. Dies ist ein rechnerisches Verfahren im Rahmen der Tarifierung, das dazu dient, die Kosten, die in den einzelnen Netzebenen anfallen, auch den Netzkunden, die an darunter liegende Ebenen angeschlossen sind, anteilig zuzuordnen.

Komponenten des Netznutzungsentgeltes

Kasten 2

- Netzzutrittsentgelt,
- Netzbereitstellungsentgelt,
- Netznutzungsentgelt,
- Netzverlustentgelt,
- Systemdienstleistungsentgelt und
- Entgelt für Messleistungen.

Das *Netzzutrittsentgelt* ist von allen Netzbenutzern (Einspeiser und Entnehmer) für den Netzanschluss zu zahlen. Es bemisst sich nach den Aufwendungen, die dem Netzbetreiber bei der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses oder der Abänderung eines Anschlusses infolge einer Erhöhung der Anschlussleistung entstehen. Das *Netzzutrittsentgelt* entfällt insoweit, als die Kosten für den Netzanschluss vom Netzbetreiber selbst getragen werden.

Mit dem *Netzbereitstellungsentgelt* werden dem Netzbetreiber die von ihm zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Arbeiten an den vorgelagerten Leitungsnetzen abgegolten. Die Entnehmer haben das *Netzbereitstellungsentgelt* einmalig, entsprechend dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung in kW, zu entrichten.

Das *Netznutzungsentgelt* und das *Netzverlustentgelt* sind von den Entnehmern regelmäßig für die Inanspruchnahme des Netzes zu entrichten. Sie sind als Festpreise bestimmt und beziehen sich auf den Netzbereich und die Netzebene, an die die Kundenanlage angeschlossen ist (Punkttarif). Mit dem Netznut-

zungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau und den Betrieb des Netzsystems abgegolten. Das *Netzverlustentgelt* dient der Finanzierung jener Kosten, die dem Netzbetreiber für die Beschaffung der Energie zur Abdeckung der Netzverluste entstehen.

Das *Systemdienstleistungsentgelt* ist von Betreibern von Kraftwerken mit einer Engpassleistung von mehr als 1 MW an den jeweiligen Regelzonenführer für die Erbringung der Sekundärregelung (Minutenreserve) zu entrichten. Es bemisst sich nach der Stromerzeugung in kWh.

Das Entgelt für Messleistungen wurde durch die SNT-VO, die am 1. 6. 2002 in Kraft getreten ist, durch die E-Control Kommission als Höchstpreis festgelegt und unterscheidet sich nach der Art der Messung (z.B. Lastprofilzählung, Viertelstundenmaximumzählung oder Wechselstromzählung). Dem Netzbetreiber werden damit jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählleinrichtungen, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind. Es ist sowohl von den Erzeugern als auch von den Verbrauchern zu bezahlen.

Die einzelnen Komponenten des Systemnutzungsentgeltes, die den Netzkunden verrechnet werden, sind auf den Stromrechnungen gesondert auszuweisen.

Änderungen in den einzelnen Netzbereichen und kostenmäßige Auswirkungen

Die E-Control wurde 2001 von der E-Control Kommission beauftragt, die Systemnutzungstarife aller 16 Netzbereiche Österreichs gemäß § 55 EIWOG 2000 zu überprüfen, um zwischenzeitig erfolgte Kostensenkungen und Rationalisierungen dem Kunden durch niedrigere Systemnutzungstarife zugute kommen zu lassen. Diese Überprüfung war die erste umfassende Prüfung aller Netzbetreiber seit der Ersttari-

→ Senkung der Netzkosten

Tabelle 4

Netzbereich	Inkrafttreten	Durchschnittliche Tarifsenkung	Ersparnis in Mio. EUR/Jahr
Steiermark	01. 10. 2001 01. 01. 2002	-16,5%	42,0
Salzburg	01. 10. 2001 01. 09. 2002	-12,0%	20,5
Verbund – APG	01. 01. 2002	-7,5%	10,0
Burgenland	01. 04. 2002	-12,0%	8,0
Wien	01. 04. 2002	-8,4%	31,0
Oberösterreich	01. 05. 2002	-5,0%	16,0
Niederösterreich	01. 06. 2002	-4,4%	12,0
Vorarlberg	01. 07. 2002	-2,2%	1,6
Kärnten	01. 10. 2002	-1,3%	0,3
Tirol	01. 10. 2002	-3,2%	3,6
Summe			145,0

Quelle: E-Control

fierung der Systemnutzungstarife mit Inkrafttreten des EIWOG mit 19. 2. 1999.

Mit 1. 10. 2002, also ein Jahr nach dem Übergang der Kompetenz vom BMWA auf die E-Control Kommission, wurde diese erste Runde der Tarifprüfungen planmäßig beendet, und alle Verfahren zur Prüfung der Systemnutzungstarife wurden abgeschlossen. Die Netztarifsenkungen im Detail sind der Tabelle 4 zu entnehmen.

Im Zuge der durchgeführten Tarifprüfungen wurden sowohl die Kostenstruktur als auch die Tarifierungsgrundsätze der Netzbetreiber detailliert untersucht und analysiert. Besonderes Augenmerk lag auch auf der Korrektur unlogischer Tarifansätze, die zumeist vor der vollständigen Liberalisierung mit 1. 10. 2001 keine Auswirkungen auf den Kunden hatten.

So wurden durch die Neufestsetzung negative oder sehr geringe rechnerische Energiepreise (wie sie bis 30. 9. 2001 z.B. in der Steiermark bestanden) korrigiert. Daraus folgt aber, dass die Senkungen der Systemnutzungstarife nicht immer vollständig zu einer Anpassung der Gesamtpreise des lokalen integrierten Anbieters führten.

Die Auswirkungen der Veränderungen für die einzelnen Netzebenen der Tarifbereiche sind in den Grafiken 13 bis 19 ersichtlich.

→ Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 3

Benutzungsstunden 6.500, in Cent/kWh

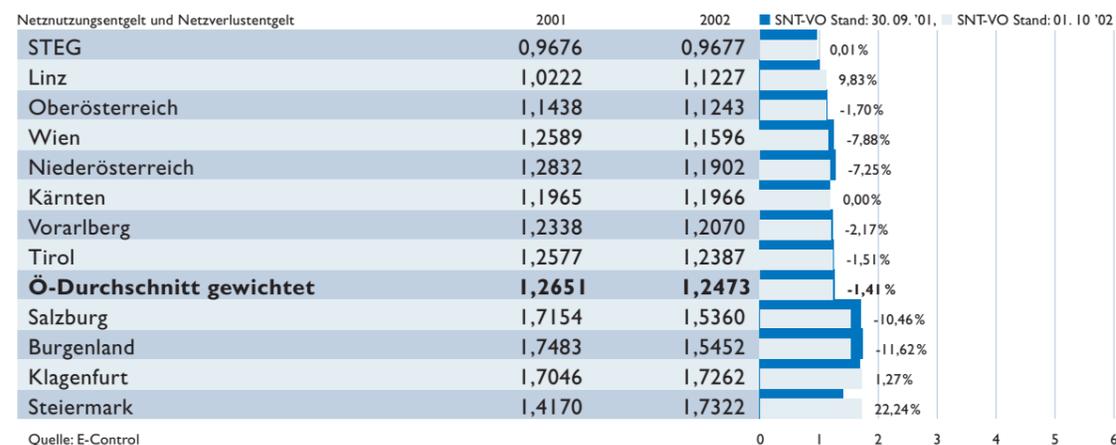
Grafik 13



→ Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 4

Benutzungsstunden 5.800, in Cent/kWh

Grafik 14



→ Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 5

Benutzungsstunden 3.500, in Cent/kWh

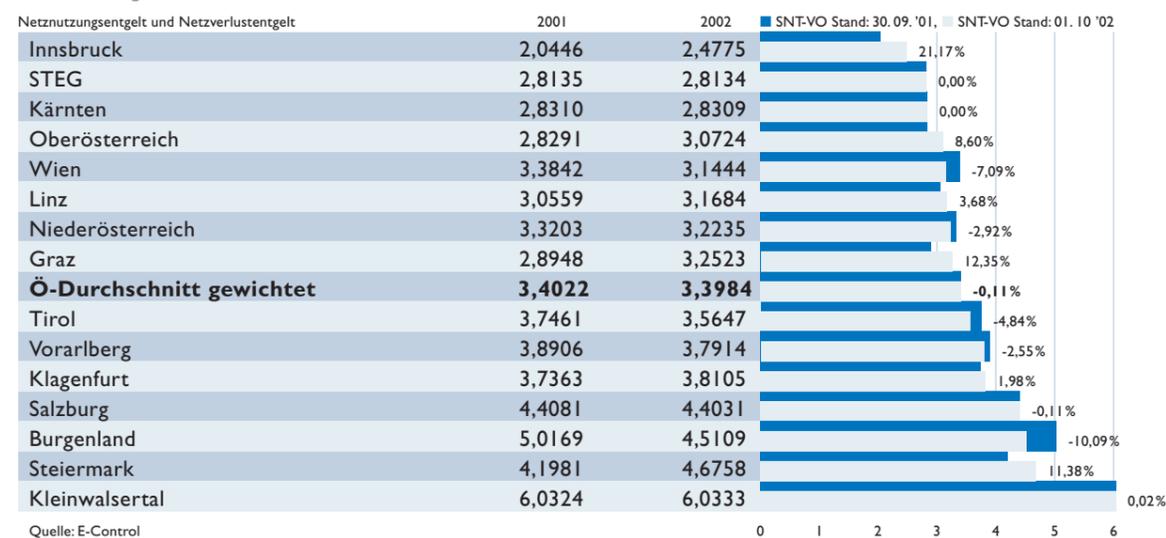
Grafik 15



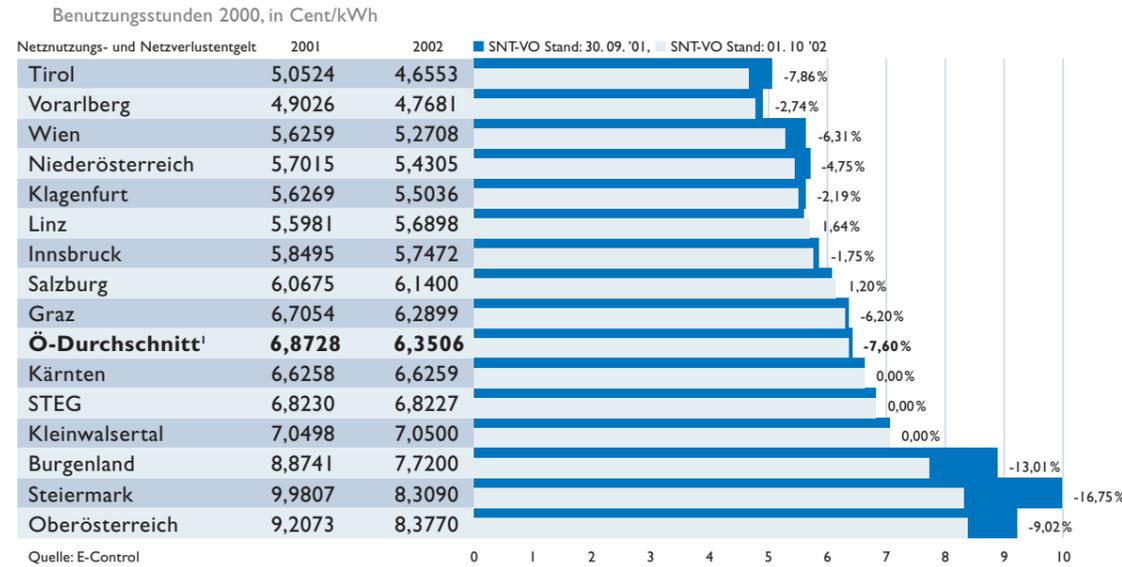
→ Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 6

Benutzungsstunden 3.000, in Cent/kWh

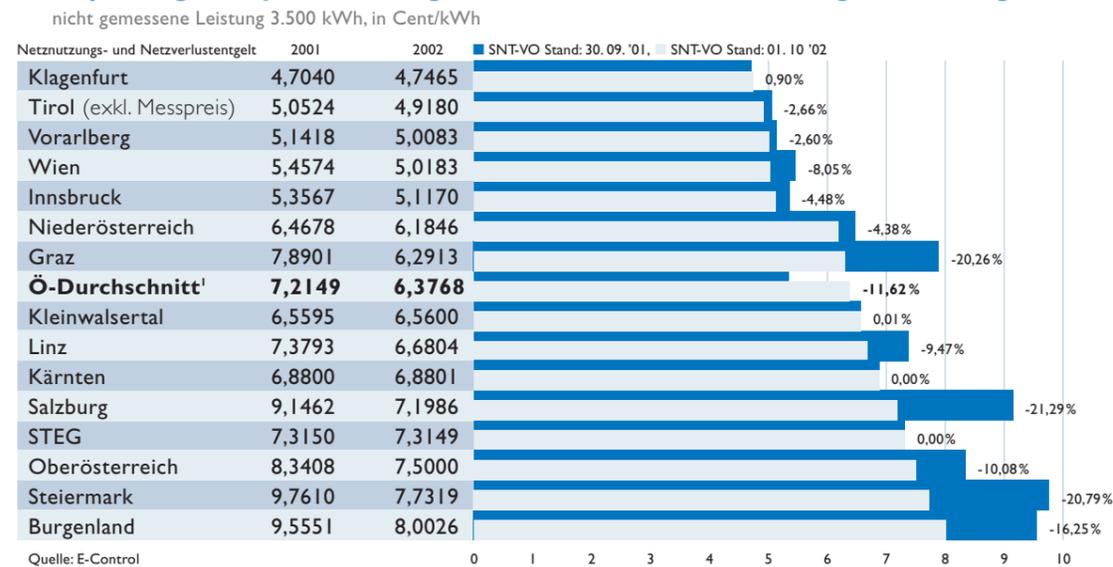
Grafik 16



→ **Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 7 – gemessene Leistung** Grafik 17



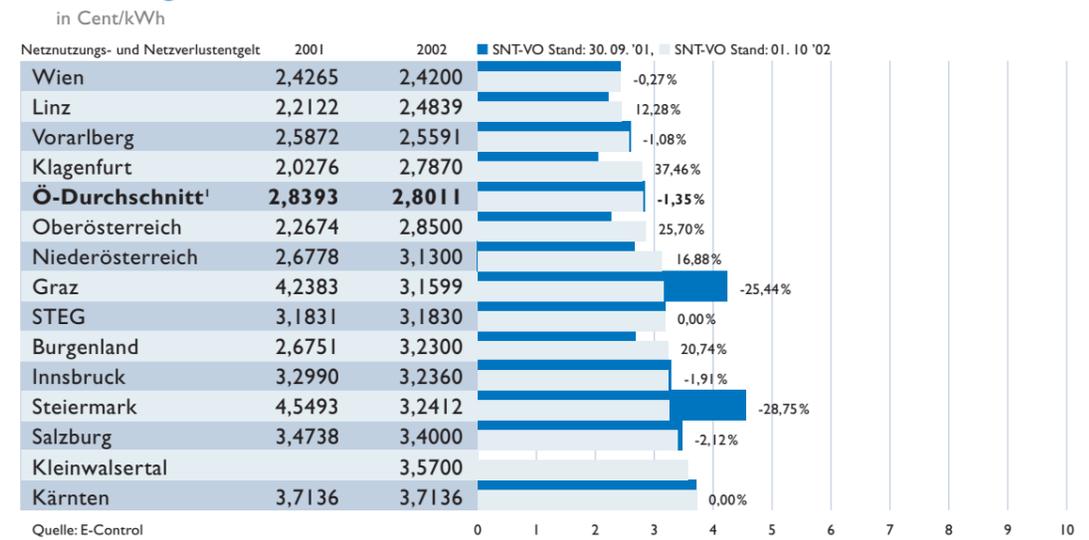
→ **Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 7 – nicht gem. Leistung** Grafik 18



¹ gewichtet

→ **Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt für unterbrechbare Lieferungen auf Netzebene 7, Nachtstrom**

Grafik 19



Insbesondere die Systemnutzungstarife auf der niedrigsten Spannungsebene 7, also auf der Ebene, wo die Abnahme von Haushalten, Kleingewerbe und Landwirtschaft erfolgt, konnten um durchschnittlich 12% gesenkt werden. Die Aktivität der E-Control im Bereich der Netznutzungstarife brachte hier also vor allem für Konsumenten eine spürbare Entlastung. Auch auf höheren Spannungsebenen, die für Gewerbe und Industrie maßgebend sind, gab es durchaus respektable Reduktionen der Systemnutzungstarife und somit positive Einsparungseffekte.

Diese Anpassungen sind aber nur ein erster Schritt in die richtige Richtung. Die E-Control arbeitet kontinuierlich an der Überprüfung der Kostenstrukturen der Netzbetreiber und wird die entsprechenden Anpassungen gezielt umsetzen. Die jeweils aktuellste Fassung der Verordnung der Systemnutzungstarife sowie eine Chronologie aller Verord-

nungen samt entsprechender Übersichten sind auf der Homepage der E-Control unter www.e-control.at verfügbar.

Ausgleichszahlungen

Gemäß § 25 Abs. 7 EIWOG sind bei galvanisch verbundenen Netzen unterschiedlicher Betreiber innerhalb von Netzbereichen zur Ermittlung der Systemnutzungstarife die Kosten je Netzebene für diese Netzbereiche zusammenzufassen. Dabei müssen die Erlöse aus der Netznutzung innerhalb der Netzbereiche und Netzebenen von den jeweiligen Netzbetreibern nach Kostenanteilen aufgeteilt werden. Ebenso sind bei Netzen, die nur über die gleiche Spannungsebene aus Netzen von unterschiedlichen Betreibern innerhalb von Netzbereichen versorgt werden, jedoch nicht direkt transformatorisch mit überlagerten Netzebenen verbunden sind, zur Ermittlung der Systemnutzungstarife die Kosten je Netz-

¹ gewichtet

ebene für diese Netze zusammenzufassen. Dabei sind die Erlöse aus der Nutzung dieser Netze anteilig an den über die Netze gelieferten Mengen sowie der jeweiligen Kosten aufzuteilen. In den angeführten Fällen sind erforderlichenfalls Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern durchzuführen.

Die von der E-Control erlassene Ausgleichszahlungsverordnung (AGZ-VO) ist das Regulator für die Festlegung der Höhe der Ausgleichszahlungen und deren organisatorische Abwicklung.

Die Netzbetreiber eines gemeinsamen Netzbereiches führen die Abwicklung der erforderlichen Ausgleichszahlungen grundsätzlich im Einvernehmen durch. Wird jedoch kein Einvernehmen erzielt, so wird die Höhe der Ausgleichszahlungserfordernisse von der E-Control mittels Bescheid festgestellt. Die Grundlage für die Festlegung der Ausgleichszahlungen sind jene Kosten und Abgabemengen, die die Basis für die Bestimmung der Systemnutzungstarife des betreffenden Netzbereichs durch die E-Control Kommission bilden. Im Bescheid wird den verpflichteten Netzbetreibern die regelmäßige Leistung von Ausgleichszahlungen auf ein von der E-Control verwaltetes Konto vorgeschrieben. Die auf diesem Konto eingegangenen Zahlungen werden an die durch Bescheid begünstigten Netzbetreiber weitergeleitet.

→ Projekt „Neue Netztarife“

Ausgangssituation und Ziele

Erfahrungen aus der praktischen Umsetzung des Unbundling haben gezeigt, dass nicht nur Kostenermittlung und Kostenzuordnung in den einzelnen Unternehmen sehr ungleich gehandhabt werden, sondern von den Unternehmen

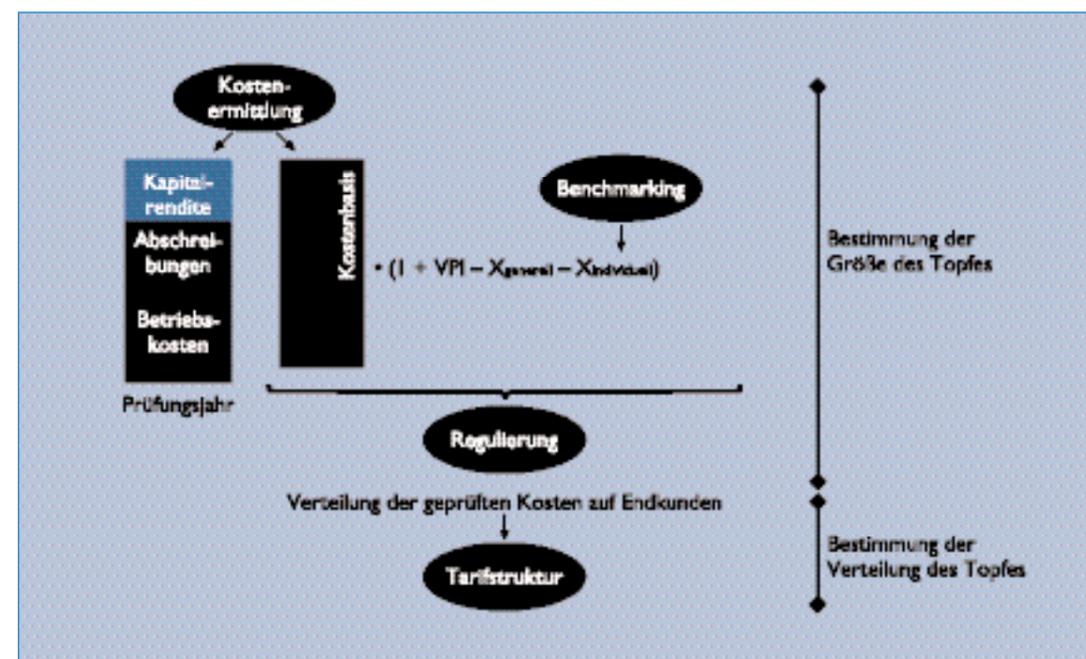
bisher auch völlig verschiedene Schritte für Produktivitätsverbesserungen gesetzt wurden. Zudem gestaltet sich die Tarifstruktur der Netzbetreiber sehr unterschiedlich. Deshalb wurde von der E-Control im Jänner 2002 das Projekt „Neue Netztarife“ gestartet. Dieses soll einerseits die bisher erreichten Verbesserungen, die die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes für die Stromkunden gebracht hat, durch langfristige Weichenstellungen festigen und ausbauen sowie andererseits den Unternehmen die nötige Planungssicherheit auf Basis fairer und transparenter Regelungen ermöglichen.

Ziele des Projektes Neue Netztarife Kasten 3

- Kosten- und Tarifiermittlung müssen transparent und möglichst einfach sein.
- Die Tarifstruktur muss alle Marktteilnehmer annähernd gleich behandeln und wettbewerbsfreundlich sein.
- Den Netzbetreibern muss ausreichende Planungssicherheit (z.B. für Investitionen und Eigenkapitalverzinsung) gegeben werden.
- Die Regulierung soll verstärkte Nutzung von Synergien der Netzbetreiber bringen.
- Die Regulierung soll volkswirtschaftlich erwünschte Effekte durch Anreizregulierung in Form weiterer Netztarifanpassungen erzielen.
- Die Regulierung muss ausreichende Investitionen und Versorgungssicherheit gewährleisten.
- Das Projekt soll auf breiter Basis diskutiert und von den Netzbetreibern mitgetragen werden.

→ Zusammenhänge der 4 Teilprojekte

Abbildung 5



Quelle: E-Control

Teilprojekte und Projektergebnisse

Das Projekt „Neue Netztarife“ besteht aus 4 Teilprojekten:

- Benchmarking
- Kostenermittlung
- Regulierung und
- Tarifstruktur

Benchmarking

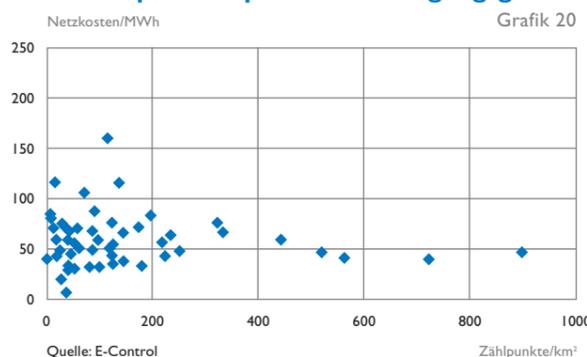
Ziel des Teilprojektes Benchmarking ist es, die individuellen Produktivitätspotenziale der einzelnen österreichischen Verteilnetzbetreiber zu bewerten. Auf wissenschaftlichen Methoden basierend sollen Strukturmerkmale der Verteilnetzbetreiber berücksichtigt, internationale

Erfahrungen mit einbezogen und die Produktivitätspotenziale auf eine angemessenen Zeitperiode verteilt werden.

Zu Beginn des Teilprojektes im Mai 2002 wurde ein ausführlicher Datenerhebungsbogen an 143 Netzbetreiber verschickt. Der Erhebungsbogen erfasste einerseits verschiedene technische Daten, wie z.B. Energieabgabe, Netzlänge und Anzahl der Zählpunkte, andererseits diverse finanzielle Daten, wie z.B. Zahlen aus der Ergebnisrechnung, Bilanz und Investitionskennzahlen.

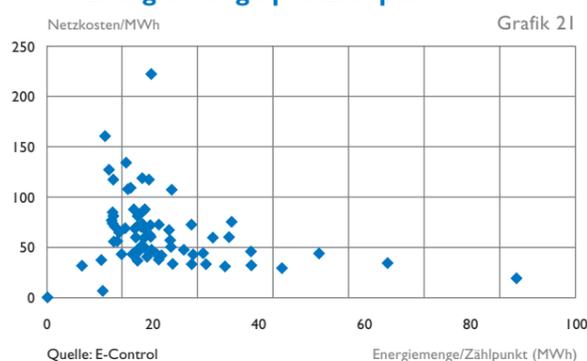
Einige vorläufige Ergebnisse aus der Auswertung der Datenerhebungsbögen:

→ **Netzkosten/MWh im Verhältnis zu den Zählpunkten pro km² Versorgungsgebiet**



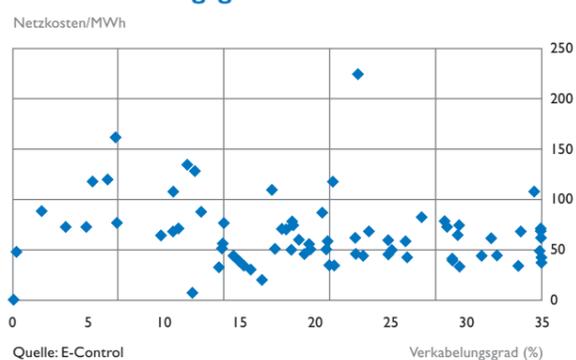
Höhere Werte von Zählpunkten/km² könnten auf eine höhere Siedlungsdichte hinweisen. Dies wiederum könnte geringere Wegzeiten für eventuelle Wartungsarbeiten, aber auch eine komplexere Zusammensetzung des Verteilnetzes bedeuten.

→ **Netzkosten/MWh im Verhältnis zur Energiemenge pro Zählpunkt**



Höhere Werte von MWh/Zählpunkt könnten einen hohen Anteil von Großkunden und daher niedrigere Kosten bedeuten. Niedrigere Werte von MWh/Zählpunkte weisen auf viele Kleinkunden hin.

→ **Netzkosten/MWh im Verhältnis zum Verkabelungsgrad**



Ein höherer Verkabelungsgrad könnte auf einen höheren Verstärkungsgrad hindeuten, was höhere Investitionskosten, aber auch niedrigere Instandhaltungskosten verursacht.

Um eine objektive Auswahl einer Benchmarkingmethode zu gewährleisten, wurde von der E-Control ein Gutachten in Auftrag gegeben, in dem die Beschreibung unterschiedlicher wissenschaftlicher Benchmarkingmethoden, die Darstellung der Vor- und Nachteile der einzelnen Methoden und schlussendlich die Empfehlung einer Methode samt Spezifikation von möglichen Input- und Outputvariablen für den konkreten Anwendungsbereich dargestellt werden sollen. Darüber hinaus soll auf Basis des Gutachtens eine Hauptmethode sowie eine Kontrollmethode für die Berechnung des Effizienzpotenzials der österreichischen Verteilernetzbetreiber empfohlen werden.

Kostenermittlung

Ziel dieses Teilprojektes ist es, eine bereinigte Kostenermittlung der Netzbetreiber herbeizuführen, die die Transparenz der Kostenstruktur erhöht, die Kostenermittlung der Netzbetreiber angleicht und das Berichtswesen insgesamt vereinfacht. Durch die Bereinigung soll sichergestellt werden, dass bei der Umsetzung der Regulierung und für das Benchmarking eine einheitliche Kostenbasis zur Verfügung steht.

Zur einheitlichen und praktikablen Umsetzung der vom Gesetzgeber vorgegebenen Unbundling-Vorschriften wurde von der E-Control das Unbundling-Handbuch erarbeitet. Es basiert auf internationalen Erfahrungen, dem geltenden rechtlichen Rahmen sowie den Erkenntnissen der ersten Tarifprüfungen. Zudem soll mit dem Unbundling-Handbuch auch die Umsetzung des organisatorischen und gesellschaftsrechtlichen Unbundlings unterstützt werden.

Themenschwerpunkte des Unbundling-Handbuches

- Kernkompetenzen des Netzes: Analyse von Netzaktivitäten
- Kostenermittlung und Kostenzuordnung: Analyse der Kostenzuordnungssystematik
- Finanzierungskosten: Modernisierung – WACC-Ansatz
- Unbundling Berichterstattung: geänderte Formvorschriften, Veröffentlichung durch E-Control
- Definition der Netzebenen: Klare Zuordnungsdefinition
- Kostenwälzung: Vereinheitlichung – Leistungswälzung

Regulierung

Ziel des Teilprojektes Regulierung ist es, eine Anreizregulierung für alle Netzbetreiber in Österreich zu entwickeln, die folgende Komponenten beinhaltet:

Komponenten der Anreizregulierung

- generelle und individuelle Effizienzfaktoren (X),
- Inflationsbereinigung,
- angemessene Regulierungsperiode,
- angemessene Profite,
- ausreichend Anreize für notwendige Investitionen,
- Berücksichtigung der Versorgungssicherheit und -qualität und
- angemessene Belohnung der Netzbetreiber bei Effizienzsteigerung.

Bestimmung der Inflationsbereinigung

Um die jährlichen Kostensteigerungen der Netzbetreiber aufgrund höherer Einkaufspreise zu berücksichtigen, muss eine Inflationsbereinigung durchgeführt werden. Dies könnte anhand des Verbraucherpreisindex (VPI) erfolgen.

Bestimmung des generellen Effizienzfaktors

Da auch Netzbetreiber, die in Relation zu anderen Netzbetreibern als effizient erscheinen, noch Effizienzpotenzial haben, z.B. aufgrund von Technologieentwicklungen und Mengenwachstum, ist ein genereller Effizienzfaktor einzuführen. Darunter wird ein Produktivitätsabschlag verstanden, der für alle Netzbetreiber gleich ist. Für die Festlegung der Höhe des generellen Effizienzfaktors, der im Zusammenhang mit der Höhe des individuellen Effizienzfaktors bestimmt wird, wurden sowohl internationale Erfahrungen als auch Kennzahlen wie Inputpreise und Produktivitätsveränderungen in der Branche analysiert.

Zeitraum für die Erhebung des individuellen Produktivitätspotenzials

Durch das Benchmarking wird ein individuelles Produktivitätspotenzial für jeden Netzbetreiber festgelegt. Um den Zeithorizont, in dem individuelle Produktivitätspotenziale realisiert werden können, zu analysieren, wurden verschiedene Kostenkategorisierungen vorgenommen.

Kategorisierung von Kosten

Nicht beeinflussbare Kosten sind typischerweise Kosten im vorgelagerten Fremdnetz sowie Steuern. Diese unterliegen nicht der jährlichen Inflationsbereinigung und der Anpassung mittels Effizienzfaktoren. Die beeinflussbaren Kosten können kurz- bzw. langfristig, d.h. innerhalb einer bzw. mehrerer Regulierungsperioden, beeinflusst werden.

Versorgungssicherheit in der Regulierung

Durch den Kostendruck besteht eventuell die Gefahr, dass die Unternehmen Investitionen und Instandhaltung langfristig so stark reduzieren, dass die Versorgungssicherheit gefährdet werden könnte. Hierzu werden unterschiedliche Modelle, die Gegenanreize in das Regulierungsmodell einbauen, vorbereitet.

Tarifstruktur

In diesem Teilprojekt werden die bestehenden Tarifkomponenten mit dem Ziel überarbeitet, Prinzipien, Definitionen und Rahmenbedingungen sowie konkrete Regeln für eine neue, möglichst kosten- und verursachungsgerechte Tarifstruktur zu schaffen. Diese soll einerseits eine diskriminierungsfreie Behandlung aller Netzbenutzer sicherstellen und andererseits die Möglichkeit bieten, Preissignale zur effizienten Netznutzung an die Netzbenutzer zu senden. Gleichzeitig sollen durch eine weitgehende Harmonisierung der Tarifstruktur die Tarife der einzelnen Tarifbereiche vergleichbarer und so die Markttransparenz für die Netzbenutzer verbessert werden.

Im Verlauf des Projektes wurde deutlich, dass die Implementierung neuer Rahmenregelungen, Prinzipien und Definitionen zur Vereinheitlichung der Tarifstruktur, nicht in einem Schritt verwirklicht werden kann. Erste, kurzfristig umsetzbare Ergebnisse werden in die neu zu genehmigenden Allgemeinen Geschäftsbedingungen für Verteilernetzbetreiber einfließen. Für viele der angestrebten Änderungen ist es jedoch erforderlich, Übergangslösungen für eine mittel- und langfristige Umsetzung zu schaffen.

→ Wettbewerbsaufsicht und Marktbeobachtung

Projektbeschreibung Marktbeobachtung/Aufbau Analysetool

Die E-Control übernahm 2002 eine Reihe neuer Kompetenzen, womit sich unter anderem neue Aufgabenstellungen im Rahmen des Wettbewerbsrechtes ergaben (siehe Kapitel „Energie-Control – Antragsrechte beim Kartellgericht“). Um den neuen Anforderungen gerecht zu werden, wurde das Projekt Marktbeobachtung ins Leben gerufen. Ziel des Projektes ist es, ein Analysesystem aufzubauen, das rasch eine standardisierte Beurteilung der Wettbewerbssituation am heimischen Strom- und Gasmarkt ermöglicht.

Zentrale Elemente bei der Erarbeitung der theoretischen Grundlagen zur Beurteilung des Wettbewerbs bildeten einerseits Methoden und Kriterien zur Lokalisierung der einzelnen sachlichen Teilmärkte sowie ihrer räumlichen Grenzen. Andererseits wurden Kennzahlen und Indikatoren zur Beurteilung der Wettbewerbssituation in den einzelnen Teilmärkten analysiert. Bei der Abgrenzung der Märkte und der Auswahl der Wettbewerbsindikatoren fanden – neben den theoretischen Ansätzen – die Rechtssprechungspraxis in der Europäischen Union sowie in einzelnen Mitgliedstaaten besondere Berücksichtigung.

Die gewonnenen Erkenntnisse dienten als Ausgangspunkt zur Bestimmung der notwendigen Marktinformationen, die sowohl statistische Daten als auch regulatorische Rahmenregeln umfassen. Die verschiedenen Wettbewerbsindikatoren zur Beurteilung des österreichischen Strom- und Gasmarktes wurden hinsichtlich ihrer Aussagekraft im Rahmen eines Vergleichs mit den Indikatoren in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union evaluiert. Neben der Analyse von reinen Marktdaten wurden die Erfahrungen verschiedenster Marktteilnehmer bei der Marktbeurteilung und der Bestimmung von Markteintrittsbarrieren genutzt.

Neben der permanenten Pflege und dem Ausbau von Marktdaten wird im Jahr 2003 insbesondere die Weiterentwicklung der Analyseinstrumente ein wichtiges Aufgabenfeld im Rahmen der Marktbeobachtung darstellen. Das so entwickelte Analysesystem wird künftig gewährleisten, strukturelle Marktveränderungen, wie sie beispielsweise bei Zusammenschlüssen von Unternehmen stattfinden, rasch beurteilen zu können. Damit ist sichergestellt, dass die E-Control ihre neu erlangten wettbewerbsrechtlichen Rechte und Pflichten im Gas- und Stromsektor wahrnehmen kann.

Wettbewerbsaufsicht der Energie-Control – Zusammenschlussverfahren im österreichischen Elektrizitätsbereich

Die E-Control wurde bereits in mehreren Zusammenschlussverfahren von den Amtsparteien (Bundeswettbewerbsbehörde und Bundeskartellanwalt) um Zusammenarbeit und Mithilfe ersucht.

Im Verfahren zur teilweisen Übernahme IKB durch TIWAG wirkte die E-Control auf Ersuchen der Amtsparteien an der Erarbeitung von Zusagen zusammen mit den Anmeldeurberbern mit. Letztere haben aufgrund der Gespräche die ursprüngliche Anmeldung modifiziert. Die Prüfungsanträge wurden daraufhin von den beiden Amtsparteien zurückgezogen.

In weiteren kleineren Zusammenschlussverfahren hat die E-Control gegenüber der Bundeswettbewerbsbehörde bzw. gegenüber dem Bundeskartellanwalt ihre Ansicht dargelegt. In diesen Verfahren wurde aufgrund der geringen Marktstellung der beteiligten Unternehmen aus Sicht der E-Control kein Prüfungsantrag notwendig.

Nähere Informationen über die Zusammenschluss- bzw. Übernahmeverfahren können auf der Homepage der Bundeswettbewerbsbehörde unter www.bwb.gv.at abgerufen werden.

→ Marktregeln II

Um die Erfahrungen des vergangenen Jahres mit den Marktregeln auszuwerten, wurde von der E-Control im Februar 2002 das Projekt Marktregeln II ins Leben gerufen. Dabei wurden gemeinsam mit der Branche die Themen Engpassmanagement, Ausgleichsenergie, Wechselmanagement, Marktprozesse & IT-Datenaustausch sowie Vertragsmanagement diskutiert.

Engpassmanagement

Ziel eines effizienten Netzbetriebes ist unter anderem die optimale Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten unter Einhaltung aller technischen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise des n-1-Kriteriums. Dieses besagt, dass der Ausfall eines Betriebsmittels (z.B. ein Leitungssystem, ein Transformator etc.) zu keiner Versorgungsunterbrechung, zu keinen Grenzwertverletzungen in Hinblick auf Netzbetriebsgrößen sowie zu keinen Folgeauslösungen von Schutzgeräten führen darf.

Netzengpässe entstehen dann, wenn der Energiebedarf in einem Netz, ohne netztechnische Maßnahmen und/oder Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz bzw. den Verbrauch von Kunden unter Einhaltung der technischen Rahmenbedingungen, nicht gedeckt werden kann.

Durch die Liberalisierung des österreichischen Strommarktes hat sich der Zugriff auf die Kraftwerke grundsätzlich geändert, sodass kritische Netzsituationen nicht mehr automatisch durch lokalen Einsatz von Kraftwerken beseitigt werden können. Der Kraftwerkseinsatz wird nun durch die Verträge zwischen Produzenten und Kunden bestimmt. Das heißt aber auch, dass ein „lokales Gleichgewicht“ von Erzeugung und Verbrauch nicht mehr automatisch gegeben ist.

Im Rahmen des Projektes Marktregeln II wurde damit begonnen, gemeinsam mit den Marktteilnehmern ein marktkonformes Netzengpassmanagement-System zu entwickeln, um einen Ausgleich zwischen den neuen Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes und den technischen Notwendigkeiten eines stabilen Netzbetriebes zu finden. Ein Engpass-Management-System soll klare Regeln schaffen, wie bei eventuellen Engpässen zu verfahren ist.

Die Abbildung 6 zeigt jene Teile des Höchstspannungsnetzes, die an ihrer Belastungsgrenze angelangt sind und deshalb ausgebaut oder durch eine neue Leitung verstärkt werden müssen.

schaftung in der Regelzone erreicht werden. Zudem werden Maßnahmen erarbeitet, die zur höheren Markttransparenz und so zum gleichen Informationsstand aller Marktteilnehmer führen.

Wechselmanagement

Der reibungslose Ablauf des Lieferantenwechsels ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Liberalisierung an sich. Probleme beim Lieferantenwechsel führen nicht nur zu einem unverhältnismäßig hohen Arbeitseinsatz für die Mitarbeiter im Wechselmanagement, sondern oft auch zu Unverständnis bei den Konsumenten. Aus diesem Grund hat die E-Control zusammen mit Vertretern der Netzbetreiber und Lieferanten vereinfachende Regelungen für den Ablauf des Lieferantenwechsels, die Anpassung der Wechsellisten sowie für den Ablaufprozess für Umzug und Neuanlagen erstellt. Die neuen Regelungen wurden in die Sonstigen Marktregeln implementiert und sind mit 1. 10. 2002 in Kraft getreten.

Anpassungen von Wechsellisten und Fristen für den Lieferantenwechsel

Um eine weit gehende Automatisierung des Wechselprozesses zu ermöglichen, ist eine standardisierte Form der Datenübermittlung notwendig. Sämtliche zwischen Netzbetreibern und Lieferanten zu übermittelnden Informationen werden daher mittels definierter Excel-Formulare, so genannten „Wechsellisten“, per E-Mail versandt. Mit den neu definierten Wechsellisten ist gewährleistet, dass einerseits kleine Netzbetreiber diese rasch und einfach bearbeiten können, aber auch, dass andererseits für große Unternehmen eine automatisierte Datenbearbeitung möglich ist.

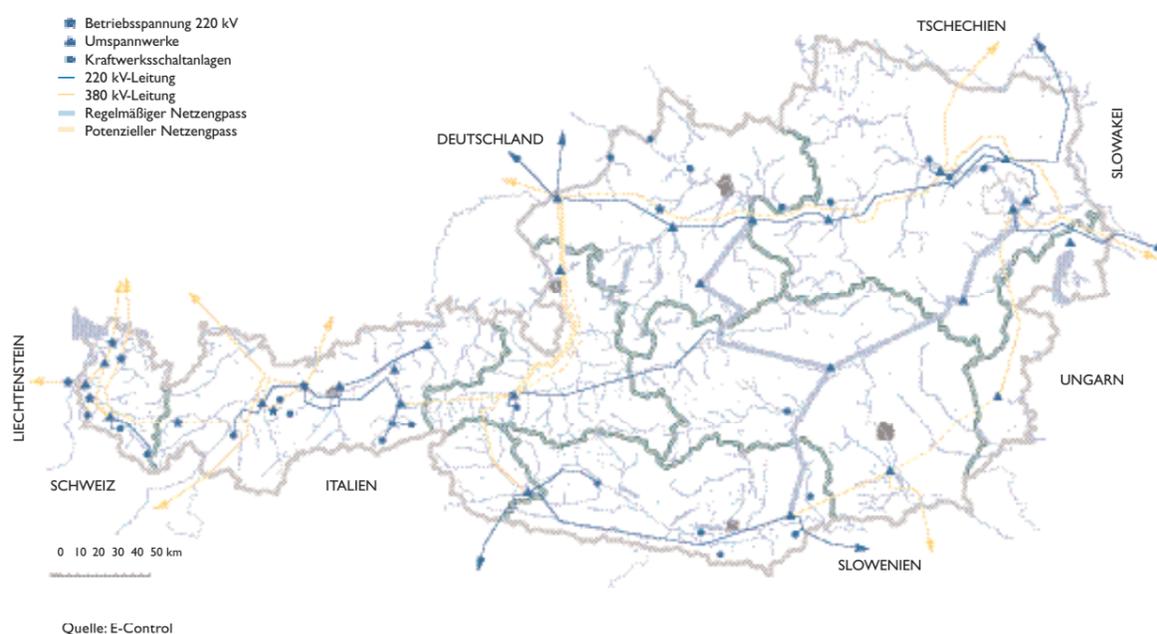
Für den Lieferantenwechsel wurden die Fristen, innerhalb derer Informationen zu übermitteln sind und Daten nachgebessert werden können, exakter definiert und die Möglichkeit eines Einwandes gegen den Wechsel durch den alten Lieferanten eingeführt.

Seit 1. 10. 2002 kann ein Lieferantenwechsel innerhalb von 5 Wochen erfolgen.

→ Höchstspannungsnetz in Österreich

380-kV und 220-kV-Leitungen, Stichtag 1.1.2002

Abbildung 6



Ausgleichsenergie

Die Zielsetzungen wurden aus den Ergebnissen der Untersuchung des Marktgeschehens abgeleitet, wobei das Hauptaugenmerk auf der Preisgestaltung in der APG-Regelzone lag. Diese wird wesentlich von den Kosten des so genannten Market Makers – ein Unternehmen, das jedenfalls Ausgleichsenergie in bestimmtem Umfang anbietet – beeinflusst, was zu stark schwankenden und teilweise nicht marktgerechten Ausgleichsenergieverrechnungspreisen (Clearingpreise) führt. Lösungsansätze zielen daher auf die entsprechende Umgestaltung der Clearingformel ab. Gegenwärtig wird eine Art „Sozialisierung“ der durch den Market Maker verursachten Kosten überlegt, die sich nach den Endverbrauchsmengen der Bilanzgruppen richten wird. Dadurch sollen gleichmäßigere und berechenbarere Clearingpreise und insgesamt eine bessere Ausgleichsenergiebewirt-

Abmeldungen und Anmeldungen von Neuanlagen

Bisher gab es in den Sonstigen Marktregeln keine definierte Vorgehensweise über die Versorgung von Neuanlagen durch einen beliebigen Lieferanten. Es gab auch keine Regelungen betreffend den Umzug (Ab-/Anmeldung) von Kunden, die an ihrer neuen Wohnadresse bereits von Beginn an von einem von ihnen gewählten Lieferanten versorgt werden möchten. Für diese Bereiche wurden Regelungen erstellt und in die Sonstigen Marktregeln aufgenommen. Wie beim Lieferantenwechselprozess werden auch bei diesen Prozessen Formulare im Excel-Format für die Informationsübermittlung zwischen Netzbetreibern und Lieferanten herangezogen.

Marktprozesse & IT-Datenaustausch

In der Arbeitsgruppe Marktprozesse erfolgte im Jahr 2002 die Weiterentwicklung bzw. Ausarbeitung von Regelungen für die Verwendung von Standardisierten Lastprofilen, die Prozesse des Ersten und Zweiten Clearings, die Bildung von Datenaggregaten durch den Netzbetreiber sowie die Verwendung des Dateiformates MSCONS für die Datenübermittlung. In der Arbeitsgruppe wirkten sowohl Vertreter der Netzbetreiber und Lieferanten als auch der Bilanzgruppenverantwortlichen und der beiden Verrechnungsstellen mit. Da der Themenbereich Marktprozesse eng mit dem Bereich der elektronischen Datenverarbeitung und -übertragung verknüpft ist, erfolgten die Tätigkeiten der Arbeitsgruppe Marktprozesse in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgruppe IT/Datenaustausch.

Die Tätigkeiten der AG Marktprozesse konzentrierten sich weitgehend auf die Inhalte der Kapitel 6 „Zählwerte, Datenformate, Standardisierte Lastprofile“ und 10 „Informationsübermittlung vom Netzbetreiber an andere Marktteilnehmer; Grundsätze des 1. und 2. Clearings“ der Sonstigen Marktregeln.

Im Zuge der Ausarbeitung der Sonstigen Marktregeln im Jahr 2001 wurde eine Übergangslösung für Standardisierte Lastprofile für unterbrechbare Lieferungen geschaffen. In der Arbeitsgruppe Marktprozesse wurde aufbauend auf dieser Übergangslösung, die lediglich zwei Standardisierte Lastprofile für unterbrechbare Lieferungen umfasste, eine Dauerlösung entwickelt. Damit stehen nun 6 Lastprofile zur Verfügung, die für Warmwasserspeicher, Speicherheizungen und Mischanlagen, sowohl mit als auch ohne Tagnachladungen angewendet werden können. Für jene Anlagen mit unterbrechbaren Lieferungen, für die aufgrund ihrer geringen Anzahl und einem uneinheitlichen Verbrauchsverhalten keine Lastprofile erstellt werden konnten, wurde festgelegt, dass das Standardisierte Lastprofil der zugehörigen Hauptanlage zur Anwendung kommt. Im Zusammenhang mit den Prozessen des Technischen Clearings durch die beiden Verrechnungsstellen wurden in der Arbeitsgruppe Marktprozesse österreichweit einheitliche Regelungen für die Abwicklung des Zweiten Clearings definiert.

Im Zweiten Clearing werden die tatsächlich aufgetretenen und im Zuge der Zählerablesungen in den Kundenanlagen ermittelten Energiemengen berücksichtigt. Darüber hinaus werden im Zweiten Clearing allfällig offene Mengenkorrekturen aus dem Ersten Clearing berücksichtigt. Es wurde festgelegt, dass das Zweite Clearing unter Bedachtnahme auf die laufenden Zählerablesungen durch die Netzbetreiber beginnend mit Jänner 2003 monatlich für das 14 Monate davor liegende Monat durchgeführt wird. Die Bestimmung der Menge der Ausgleichsenergie erfolgt durch die Verrechnungsstellen beim Ersten und beim Zweiten Clearing nach dem selben Verfahren. Die Berechnung des Entgeltes für die bilanzielle Ausgleichsenergie erfolgt grundsätzlich mit dem Ausgleichsenergiepreis des Ersten Clearings. Die neuen Regelungen zum Zweiten Clearing sind Bestandteil des Kapitels 10 der Sonstigen Marktregeln.

In diesem Kapitel wurden auch die Grundsätze der Bildung von Datenaggregaten durch die Netzbetreiber festgelegt. Diese beinhalten unter anderem die Ermittlung von Jahresverbrauchswerten, die beispielsweise unter Verwendung von Synthesefaktoren aus den jeweiligen Standardlastprofilen, oder aber auch durch Aliquotierung erfolgen kann. Zudem wurden die möglichen Berechnungsvarianten näher beschrieben, die dem Netzbetreiber für die Bildung der Lieferanten- und Bilanzgruppenaggregate zur Verfügung stehen.

Im Kapitel 6 der Sonstigen Marktregeln wurde eine Anpassung der Beschreibungen des Dateiformates MSCONS durchgeführt. Dieses Dateiformat wird für die Übertragung von Zählwerten der Netzbenutzer durch die Netzbetreiber an die Bilanzgruppenverantwortlichen und Lieferanten sowie für die Übertragung von aggregierten Zählwerten an die jeweilige Verrechnungsstelle verwendet.

Vertragsmanagement

Sämtliche Bescheide der E-Control GmbH und der E-Control Kommission, mit denen Allgemeine Bedingungen zur Marktöffnung per 1. Oktober 2001 bewilligt worden sind, sind mit 31. 12. 2002 befristet. Da eine Änderung Allgemeiner Bedingungen eine Vorlaufzeit von mehreren Monaten benötigt, wurden im Zuge des Projektes „Marktregeln II“ auch die Vorschläge der E-Control für Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz, zum Übertragungsnetz, die Allgemeinen Bedingungen für Bilanzgruppenverantwortliche und die Allgemeinen Bedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren überarbeitet. Dabei wurden insbesondere die Erfahrungen der Marktöffnung und der ersten Jahreshälfte des Jahres 2002 berücksichtigt, um das Marktsystem zu verbessern. Aufgrund von zusätzlichen Änderungs- und Verbesserungswünschen der in den Arbeitsgruppe vertretenen Unternehmen und Interessenvertretungen wurden im Spätherbst weitere Termine der Arbeitsgruppe anberaumt, durch die die Allgemeinen Bedingungen weiter verbessert wurden. Als Übergangslösung war es daher notwendig, den Unternehmen die Möglichkeit einzuräumen, die Verlängerung der Bewilligungen um 3 Monate, also bis zum 31. 3. 2003, zu beantragen.

Die in der Arbeitsgruppe ausgearbeiteten Muster bilden die Grundlage für die Einreichfassungen der einzelnen Unternehmen, was eine Harmonisierung innerhalb der jeweiligen Regelzonen, die vom Gesetz gefordert wird, sicherstellt.

Neu entwickelt wurden die Vertragsvorlagen für den Datenaustausch, und zwar einerseits zwischen den Netzbetreibern und den Lieferanten und andererseits zwischen den Netzbetreibern und dem Bilanzgruppenverantwortlichen. Auch hier wurde eine Verbesserung und Vereinheitlichung erzielt.

→ Versorgungssicherheit und -qualität

Auch nach der Öffnung der Elektrizitätsmärkte und der verstärkten Forderung nach wirtschaftlichen und marktkonformen Veränderungen im Energiesektor bleiben Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität zentrale Punkte der Energiewirtschaft. Hohe Versorgungssicherheit und hohe Versorgungsqualität werden von allen Marktteilnehmern als wesentliche Voraussetzungen für das Funktionieren des Marktes gesehen. Dies gilt insbesondere für die operative Sicherheit als Fähigkeit des Energieversorgungssystems, unvorhergesehene Ereignisse im Betrieb zu überstehen, um eine unterbrechungsfreie Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten. Darüber hinaus ist die langfristige Sicherung von ausreichenden Netzkapazitäten eine zentrale Aufgabe der Netzbetreiber. Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität bilden daher einen Schwerpunkt innerhalb der Tätigkeiten der E-Control. Aufgrund der im EIWOG 2000 und im Energielenkungsgesetz geregelten Kompetenzen und Aufgaben der Regulierungsbehörde wurde bei der E-Control bereits im Oktober 2001 ein umfangreiches Programm zum Thema „Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität im liberalisierten Elektrizitätsmarkt Österreichs“ gestartet. Die Themen, die im Rahmen dieses Programms behandelt werden, umfassen ein breites Spektrum von Fragen auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität – einschließlich der operativen (kurzfristigen) und langfristigen Aspekte. Die wesentlichen Punkte dieses Programmes sind im Folgenden dargestellt.

Studie über die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität im liberalisierten Elektrizitätsmarkt Österreichs

Im Mai 2002 hat die E-Control in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern mit der Erstellung einer Studie über die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität, mit dem Schwerpunkt auf Betriebs- und Planungskriterien, begonnen. Die bis Ende 2002 vorliegenden ersten Ergebnisse bestätigen eine insgesamt sehr gute Situation der Versorgungssicherheit in Österreich. Lediglich die rasche Realisierung der Verstärkung der Nord-Süd-Verbindung im Rahmen des Hochspannungsrings, insbesondere die 380-kV-Leitung in der Steiermark, sollte zügig fertiggestellt werden, um die Versorgungssicherheit nachhaltig zu gewährleisten.

Die vollständige Studie, die voraussichtlich bis Mitte 2003 vorliegen wird, bildet die Grundlage für die spezifischen Aktivitäten und Projekte der E-Control im Bereich der operativen Versorgungssicherheit.

Parameter für Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität

Im Rahmen der Vorbereitungen auf die erste Tarifregulierungsperiode, die 2003 beginnen soll, wurden im Jahr 2002 die Merkmale und Parameter definiert, die für die objektive Bewertung und periodische Begutachtung der Entwicklungen von Sicherheit und Qualität in den österreichischen Verteiler- und Übertragungsnetzen verwendet werden. Bis zum Beginn der ersten Regulierungsperiode werden diese Parameter der Begutachtung durch unabhängige Experten unterzogen und mit den österreichischen Netzbetreibern diskutiert, um eine effiziente Anwendung und Umsetzung vorzubereiten.

Versorgungssicherheitsbeirat

Im Jahr 2002 wurde auf Initiative der E-Control ein Versorgungssicherheitsbeirat mit österreichischen und internationalen Experten auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit gegründet.

Die Mitglieder des Beirates sind:

Österreichische Experten:

o.Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner,
Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert,
Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik
o.Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinz Stigler,
Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik
Dr. Kurt Kratena,
WIFO – Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung in Wien

Internationale Experten:

Dr.-Ing. Wolfgang Fritz,
Geschäftsführer Consentec GmbH Deutschland
Dr. Jorge Vasconcelos,
Chairman CEER, Chairman Elektrizitätsregulierungsbehörde Portugal
Dr. Jan Moen,
Chairman NVE Norwegen

Der Beirat stellt ein unabhängiges, objektives und nach wissenschaftlichen Methoden arbeitendes Gremium dar und dient als Diskussionsforum in allen Belangen der Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität in Österreich. Der Versorgungssicherheitsbeirat hat 2002 dreimal getagt. Die diskutierten Themen und Ergebnisse umfassten die Situation der Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität in österreichischen Verteiler- und Übertragungsnetzen, den Ausbau und die Durchführung von notwendigen Projekten im 380-kV-Höchstspannungsbereich und Engpassmanagementmaßnahmen innerhalb Österreichs sowie an internationalen Kuppelstellen. Darüber hinaus wurden mit den Experten des Beirates Diskussionen über Marktmodellierung sowie über strategische Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien und der dezentralen Energieerzeugung geführt. In diesem Zusammenhang wurden auch Aufträge für entsprechende Studien vergeben.

CEER¹ – Arbeitsgruppe zum Thema Versorgungssicherheit

Im europäischen Energiebinnenmarkt ist Versorgungssicherheit nicht mehr nur ein nationales Problem, sondern muss in Zusammenarbeit aller EU-Partner gelöst werden. Im Dezember 2001 wurde daher die CEER-Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit unter der Leitung der österreichischen und norwegischen Regulierungsbehörden mit den Regulatoren Walter Boltz und Jan Moen gegründet. Zahlreiche Aktivitäten und Projekte der Arbeitsgruppe wurden 2002 erfolgreich abgeschlossen und ein umfassendes Arbeitsprogramm für das Jahr 2003 festgelegt.

Ergebnisse 2002

- Gemeinsame Definition des Begriffes Versorgungssicherheit:
„Versorgungssicherheit bedeutet, dass alle Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie beziehen können, zum Zeitpunkt wann sie diese benötigen, mit hinreichender Qualität und zu Preisen, die sie sich leisten können.“
- Definition von regulatorischen Richtlinien für die Versorgungssicherheit.
Diese wurden gemeinsam mit 14 anderen Mitgliedern des CEER erarbeitet und sollen künftig als Grundlage für spezifische operative Regeln verwendet werden. Die Grundlagen der Richtlinien und darauf aufbauende Regeln wurden im Oktober 2002 im Rahmen des Florenz-Forums in Rom präsentiert.
- Erhebung der Versorgungssicherheitssituation in den CEER-Ländern.
Nach Abschluss der ersten Erhebung über die Situation der Versorgungssicherheit in den CEER-Ländern im Juli 2002, wurde von CEER eine umfassende Studie über die Versorgungssicherheit in den Mitgliedstaaten der EU initiiert. Erste Ergebnisse dieser Studie lagen bereits im Dezember 2002 vor. Diese Tätigkeiten durch die Regulatoren wurden von der EU-Kommission äußerst positiv aufgenommen. Die vollständigen Ergebnisse der Studie werden 2003 als gemeinsame CEER-Plattform formuliert und sollen bei der Definition von gemeinsamen, Staatsgrenzen überschreitenden und langfristigen regulatorischen Aktivitäten berücksichtigt werden.
- Definition von drei umfassenden Projekten auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit und Vorbereitung der Umsetzung für 2003:

- „Vereinheitlichung der betrieblichen Sicherheitskriterien“, die die Ergebnisse aus den Diskussionen des CEER mit der UCTE über das derzeit in Ausarbeitung befindliche neue UCTE-Betriebshandbuch beeinhaltend soll.
- „Überblick über die Netzausbaupläne der CEER-Länder in den nächsten 10 Jahren“
- „Überwachung der UCTE-Leistungsbilanzen“ gemeinsam mit der UCTE auf Basis der im Jahr 2003 monatlich laufenden UCTE „Power Balances“.

Ziel dieser CEER-Arbeitsgruppe ist es, die Situation der Versorgungssicherheit laufend zu analysieren und die langfristigen regulatorischen Rahmenbedingungen zur nachhaltigen Sicherung und Verbesserung der Versorgungssicherheit in Europa zu schaffen.

→ Energielenkung

Neue Kompetenzlage

Mit 1. 1. 2002 trat die Novelle zum Energielenkungsgesetz 1982 in Kraft. Die Novelle enthält jene Anpassungsmaßnahmen, durch die den neuen Elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes Rechnung getragen wird. Der Schwerpunkt der Änderungen im neuen Energielenkungsgesetz liegt vor allem im kompetenzrechtlichen Bereich.

So wurden die Lenkungsbehörden im Elektrizitätsbereich an die vom Energieliberalisierungsgesetz geschaffene Neuorganisation angepasst. Die bisherigen Aufgaben des Bundeslastverteilers wurden nunmehr der E-Control zur Versorgung zugewiesen; die Aufgaben der Landes-

lastverteiler sind auf die Landeshauptmänner übergegangen, die zur Durchführung der Lenkungsmaßnahmen die Regelzonenführer sowie die im Land tätigen Netzbetreiber, Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortlichen und Stromhändler beauftragen können. Durch die Neuregelung wurde ein bundeseinheitliches System der Krisenvorsorge und Krisenbewirtschaftung geschaffen, wobei möglichst alle für das Funktionieren des liberalisierten Elektrizitätsmarktes im EIWOG 2000 vorgesehenen Institutionen nach Maßgabe ihrer Möglichkeiten in das System der Krisenvorsorge und Krisenbewirtschaftung eingebunden werden.

Die E-Control als Regulierungsbehörde ist für die Vorbereitung und Koordinierung der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung zuständig. Großabnehmer mit einem durchschnittlichen Monatsverbrauch von mehr als 500.000 kWh können von der E-Control gesondert kontingentiert werden. Die E-Control kann aufgrund Ihrer Befugnisse Anordnungen treffen und den Rahmen für die Krisenvorsorge und Krisenbewirtschaftung in wirtschaftlicher, rechtlicher, technischer und organisatorischer Hinsicht vorgeben. Zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen sind verschiedene Datenerhebungen bei den Marktteilnehmern erforderlich. Zu diesem Zwecke hat die E-Control eine eigene Verordnung erlassen (siehe Energielenkungsdaten-Verordnung).

¹ Council of European Energy Regulators – eine Vereinigung der europäischen Regulatoren

Neben kompetenzrechtlichen Verschiebungen wurde im neuen Energielenkungsgesetz das nicht für den liberalisierten Energiemarkt geschaffene System der Beiräte und Einvernehmensherstellungen gestrafft. Der schon nach dem Regulierungsbehördengesetz eingerichtete Elektrizitätsbeirat ist – erweitert um das BMLV – somit nun auch für die Agenden aus dem Energielenkungsgesetz zuständig. Weitere Beiräte in Sachen Energielenkungsgesetz bestehen nicht mehr.

Energielenkungsdatenverordnung

Mit der Novellierung des Energielenkungsgesetzes 1982 wurde auch eine Neuordnung der Datenerhebung für Zwecke der Vorbereitung und Durchführung von Lenkungsmaßnahmen im Bereich der elektrischen Energie erforderlich. Gemäß § 11 Abs. 2 kann die E-Control durch Verordnung die Meldung von Daten in periodischen Abständen verlangen und so Maßnahmen vorbereiten, die zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung nötig sind. Der von der E-Control vorgelegte Entwurf der entsprechenden Energielenkungsdaten-Verordnung wurde im Rahmen eines Begutachtungsverfahrens mit den betroffenen Marktteilnehmern abgestimmt und ist am 1. 5. 2002 in Kraft getreten.

Mit dieser Verordnung ist erstmals eine klare Trennung der Datenerhebung für Verwaltungszwecke im Sinne des Energielenkungsgesetzes 1982 für Krisenvorsorge und jener für statis-

tische Zwecke im Sinne der Statistikverordnung 2001 des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit gewährleistet. Da die Datenerhebungskompetenz sowohl gemäß Energielenkungsdaten-Verordnung der E-Control als auch gemäß der Statistikverordnung 2001 des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit bei der E-Control liegt, unterbleiben Doppelerhebungen und Doppelgleisigkeiten. Das dient dem Grundsatz der wirtschaftlichen und zweckmäßigen Verwaltung.

Inhaltlich regelt die Verordnung unter anderem:

- die meldepflichtigen Unternehmen (Bilanzgruppenkoordinatoren, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, Öffentliche Erzeuger und Eigenerzeuger),
- den Datenumfang (1/4-Stunden-Werte, Monats- und Jahreswerte, 3.-Mittwochs-Werte) sowie
- die jeweiligen Meldetermine.

Die Landeshauptleute, auf Landesebene für Krisenvorsorge und Krisenmanagement zuständige Behörden, benötigen zur Vollziehung der Landesverbrauchskontingente ebenfalls Daten. Die entsprechenden Angaben über die monatlichen Abgaben an Endverbraucher je Netzbetreiber werden den Landeshauptmännern vierteljährlich mittels einheitlicher Formate in elektronischer Form zur Verfügung gestellt.

Prognose über Versorgungssicherheit

Die E-Control hat im Rahmen ihrer Aufgaben nach dem neuen Energielenkungsgesetz in Zusammenarbeit mit dem WIFO und der TU Wien eine Prognose über die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie bis 2010 erstellt. Verbrauchsseitig gliedert sich die Prognose in eine Leistungs- (Höchstlast-) und eine Gesamtstromverbrauchsprognose. Aufbringungsseitig wurde eine Höchstlastprognoserechnung erstellt.

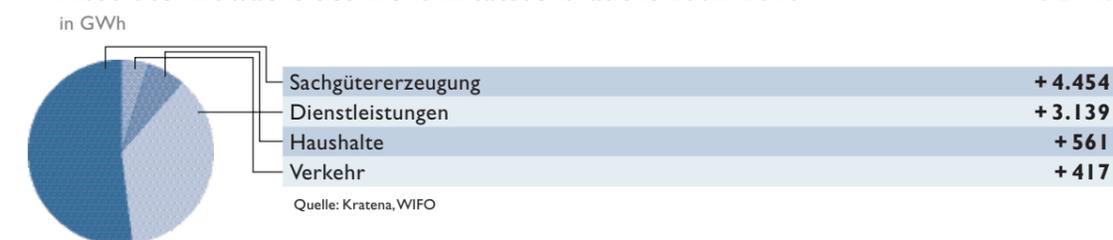
Gesamtstromverbrauchsprognose

Das WIFO hat in seiner Studie „Nachfrage nach Elektrizität bis 2010 – Kurt Kratena und Michael Wüger“ auf Grundlage eines von ihm entwickelten Berechnungsmodells (DAEDALUS), das für diese Studie adaptiert und erweitert wurde, ein Energieverbrauchsszenario

für elektrische Energie bis 2010 – das so genannte „Baseline“-Szenario – entwickelt. Die Rahmenbedingungen wurden in Form von quantitativen Vorgaben des Rohölpreises und der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung festgelegt. Besonderes Augenmerk wurde auf die Entwicklung der Märkte für Gas und elektrische Energie gerichtet. Der Markt für Elektrizität wurde in Österreich mit 1. Oktober 2001 voll liberalisiert, jener für Gas mit 1. Oktober 2002. Das WIFO hat bereits in den Energieszenarien 2020 (Kratena – Schleicher, 2001) die davon ausgelösten Preiseffekte zu berücksichtigen versucht. Inzwischen wurden außerdem „Ex post“-Berechnungen zu den Effekten der Elektrizitätsmarktliberalisierung auf die Strompreise für Industrie und Haushalte im Zeitraum 1998 bis 2001 im WIFO angestellt.

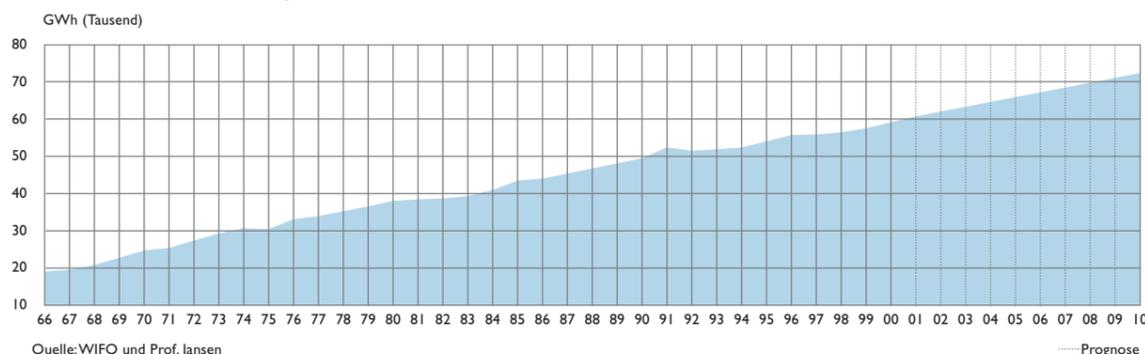
→ Absoluter Zuwachs des Elektrizitätsverbrauchs 2002–2010

Grafik 23



→ Inlandsstromverbrauch bis 2010 auf Basis einer Verbrauchssteigerung von 1.070 GWh/Jahr

Grafik 24



Quelle: WIFO und Prof. Jansen

Prognose

Laut WIFO-Studie wächst der Verbrauch an Elektrizität in der Sachgütererzeugung im Zeitraum 2002 bis 2010 um rund 4.450 GWh bzw. rund 560 GWh pro Jahr. Der Verbrauch an Elektrizität in den Dienstleistungssektoren und im Haushaltsbereich nimmt im Zeitraum 2002 bis 2010 um rd. 4.120 GWh zu, wovon nur rund 400 GWh auf den Verkehrsbereich und nur rund 500 GWh auf den Haushaltsbereich entfallen.

Insgesamt beträgt der kumulierte Verbrauchszuwachs an Elektrizität in der Periode 2002 bis 2010 rund 8.570 GWh bzw. rund 1.070 GWh pro Jahr.

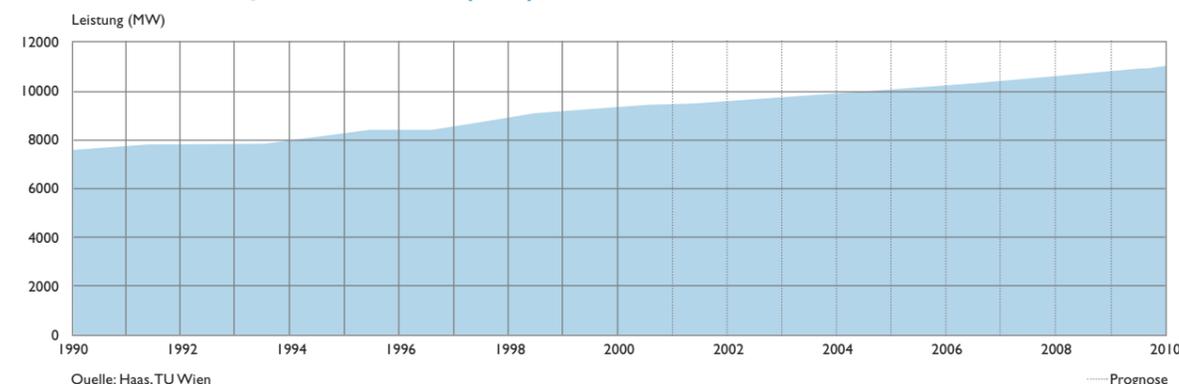
Leistungs-(Höchstlast-)prognose

Die TU Wien hat in ihrer Untersuchung¹ eine Prognose über die leistungsmäßige Stromnachfrage (= Jahreshöchstlast) bis 2010 erstellt und den Einfluss der wichtigsten Parameter unter der Randbedingung liberalisierter Strommärkte analysiert. Als wichtigste Einflussparameter wurden in Abstimmung mit dem WIFO Preise, Einkommen, Strukturveränderungen sowie klimatische Parameter untersucht.

Aus historischen Analysen lässt sich ableiten, dass das Bruttoinlandsprodukt (als Maßstab für das Einkommen), Klimadaten und der Preis einen wesentlichen Einfluss auf die Analysen haben. Diese zeigten, dass das BIP den weitaus wichtigsten Einflussfaktor für den Leistungsverbrauch darstellt und deshalb sehr sorgfältig für die Zukunft eingeschätzt werden muss. Um den Einfluss des Klimas auf den Leistungsverbrauch abzubilden, wurden die gemittelten Tagestemperaturen der österreichischen Landeshauptstädte verwendet.

→ Verlauf der Jahreshöchstlast (MW) von 1990 bis 2010

Grafik 25



Quelle: Haas, TU Wien

Prognose

Ergebnisse der Höchstlastprognose

Bis zum Jahr 2010 wird die Höchstlast der gesamten Stromversorgung in Österreich ausgehend von einem Wert von 9,3 GW im Jahr 2000 auf einen Wert von 11 GW ansteigen.

Die Grafik zeigt, dass 2006 die 10-GW-Marke überschritten und bis zum Jahre 2010 die 11-GW-Marke annähernd erreicht werden wird. Die Jahreshöchstlast wird dabei in den ersten 5 Jahren 2001 bis 2005, aufgrund des geringen prognostizierten Wirtschaftswachstums geringer anwachsen als in der zweiten Hälfte 2006 bis 2010. Eine Prognose auf Basis des voraussichtlichen Stromverbrauchs ergibt eine um 4% höhere Spitzenlast (Jansen, 2002) vergleichbar mit einer BIP-basierten Prognose, die die 80er-Jahre miteinbezieht (Haas, 2002).

Versorgungssicherheit aus traditioneller Sicht vor der Liberalisierung

Das traditionelle Verständnis von Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie ging von einer nahezu unabhängigen Vollversorgung der einzelnen Nationalstaaten aus. Das bedeutete z.B. für Österreich, dass im theoretischen Falle von gleichzeitigem Auftreten aller die Stromversorgung beeinflussenden Faktoren in einem extremen Ausmaß – wie extremes Niedrigwasser, Hochkonjunktur, niedrige Temperaturen und Kraftwerksausfälle bei kalorischen und bei Speicherkraftwerken – die Versorgung mit elektrischer Energie im so genannten Inselbetrieb immer noch hätte möglich sein müssen.

¹ „Prognose der Entwicklung der leistungsmäßigen Nachfrage nach Strom in Österreich“ – ao. Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Haas, Dipl.-Ing. Michael Stadler, Univ.-Ass. Dipl.-Ing. Dr. Hans Auer

Bei dieser traditionell sehr hohen Versorgungssicherheit überschreitet die Unterversorgung im Jahr 2008 die 2-GW-Grenze. Diese Situation könnte durch Kraftwerksbau oder äquivalente Import-/Störahilfeverträge bzw. reduzierte Exportverträge mit Leistungsgarantie verhindert werden.

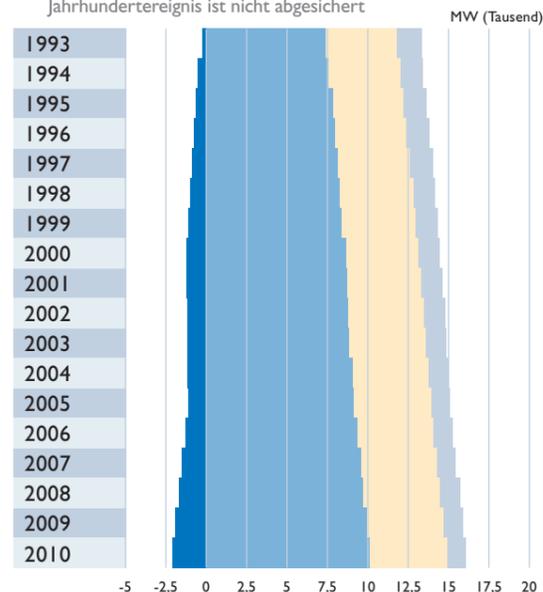
Neudefinition von Versorgungssicherheit im Zuge der Liberalisierung

Im liberalisierten Elektrizitätsmarkt kann die Energie unabhängig von nationalen Grenzen auch kurzfristig überall im Ausland eingekauft werden. Die traditionelle Definition und Sichtweise des Begriffes Versorgungssicherheit – unabhängige Versorgung in den einzelnen Nationalstaaten als Inselbetrieb – ist daher möglicherweise zu hinterfragen. Die Europäische Union versucht, einzelne Fragen der Versorgungssicherheit inklusive der Netzinfrastruktur in einem gesamteuropäischen Konnex zu betrachten und die Maßnahmen der Nationalstaaten aufeinander abzustimmen. Erste Maßnahmenvorschläge finden sich im Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“. Versorgungssicherheit ist zu einer gemeinsamen Aufgabe aller Nationalstaaten geworden.

Aus dieser neuen Sicht – nämlich, dass sich Österreich jederzeit Hilfe in Form von Energielieferungen aus dem benachbarten Ausland besorgen kann – wurde für eine Prognoseerstellung die strenge Vorgabe der Abdeckung sämtlicher Extremereignisse durch österreichische Kapazitätsreservehaltungen gelockert.

→ Lastzuordnung bei traditioneller Versorgungssicherheit

bereinigt um Eigenstromanlagen,
Jahrhundertereignis ist nicht abgesichert



Quelle: Jansen, 2002

■ Saldo Kapazität-Bedarf
■ Mittelwert Spitzenlast (öffentlich)
■ Reserven
■ Saldo bestehende Langfristverträge

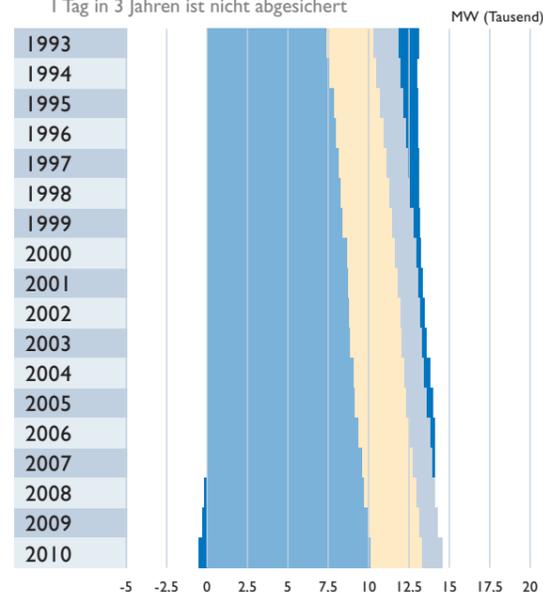
Versorgungssicherheit Variante I:
Absicherung von Niederwasser, Hochkonjunktur, niedrigen Temperaturen und Kraftwerksausfall (bei kalorischen und bei Speicherkraftwerken) nach Regeln der UCTE (nicht abgesichert bleibt das Jahrhundertereignis)

Der örtliche Betrachtungsrahmen für Versorgungssicherheit muss von einer rein nationalen in eine zumindest einige Nachbarstaaten einschließende Sichtweise erweitert werden.

Bei Fortführung aller Export-, Import- und Störahilfe-Verträge kann durch bestehende österreichische Lastkapazitäten aufgrund der Neudefinition von Versorgungssicherheit der unwahrscheinliche Fall von gleichzeitigem Auftreten von Niederwasser, Hochkonjunktur, niedrigen Temperaturen und Kraftwerksausfällen an nur 1 Tag in 3 Jahren nicht abgesichert werden. Nach diesem neuen Sicherheitskonzept ist ohne weitere Maßnahmen ab dem Jahr 2006 mit einer leichten, zunehmenden Unterversorgung zu rechnen, die im Jahr 2010 etwa 0,5 GW erreicht. Es ist anzumerken, dass Österreich bei beiden Fällen der Definition der Anforderungen an die Versorgungssicherheit vertraglicher Leistungsexporteur ist. Das heißt, für die österreichische Versorgung stehen physikalisch – unabhängig von der vertraglichen Situation – jedenfalls ausreichend Kapazitäten zur Verfügung. Allerdings müssen bestehende langfristige Störahilfeverträge natürlich erfüllt werden. Die Frage, welche innerstaatlichen Versorgungspolster sich Österreich leisten kann und will, kann nur durch eine öffentliche Diskussion geklärt werden.

→ Lastzuordnung nach Neudefinition v. Versorgungssicherheit

bereinigt um Eigenstromanlagen,
1 Tag in 3 Jahren ist nicht abgesichert



Quelle: Jansen, 2002

■ Saldo Kapazität-Bedarf
■ Mittelwert Spitzenlast (öffentlich)
■ Reserven
■ Saldo bestehende Langfristverträge

Versorgungssicherheit Variante II:
Absicherung von Niederwasser, Hochkonjunktur, niedrigen Temperaturen und Kraftwerksausfall (1 Tag in 3 Jahren bedarf spontaner Auslandshilfe)

→ **Stranded Costs**

Bescheide nach alter und neuer Verordnung
Die E-Control ist gemäß Regulierungsbehörden-gesetz für die Vollziehung der Bestimmungen über Stranded Costs zuständig. Dabei sind sowohl die noch offenen Beiträge aus den Stranded Costs gemäß der alten Verordnung (BGBl. II Nr. 52/1999) von den Netzbetreibern einzufordern bzw. per Bescheid vorzuschreiben als auch die Einhebung der Beiträge über Stranded Costs gemäß der neuen Verordnung (BGBl. II Nr. 354/2001) zu vollziehen. Diesbezüglich wurden in Bezug auf alle Netzbetreiber, die gemäß alter Verordnung keine oder unzureichende Beiträge überwiesen haben, 121 Bescheidverfahren eingeleitet. Bislang wurden 48 Bescheidverfahren abgeschlossen.

Entsprechende Rechtsmittel sind in der 2. Instanz (E-Control Kommission) anhängig. Aufgrund der neuen Verordnung wurden bisher (Quartal 4/01-Quartal 4/02) 128 Verfahren eingeleitet. Bis auf 2 Verfahren, in denen bereits Bescheide erlassen wurden, sowie 48, in denen die Zahlung ausständig ist, konnten jedoch alle umgehend nach dem Zahlungseingang abgeschlossen werden.

Verwaltung der Beträge durch die Energie-Control

Angemerkt wird, dass erhebliche Beiträge an Stranded Costs von den Netzbetreibern auf den Rechnungen an ihre Kunden ausgewiesen, aber noch nicht an die E-Control weitergeleitet wurden.

→ **Zahlenmäßige Darstellung der Stranded Costs**

Tabelle 5

Basis VO „alt“ BGBl. II Nr. 52/1999 bis 31. 12. 2001	17,51	Mio. EUR
Basis VO „alt“ BGBl. II Nr. 52/1999 im Jahr 2002	0,54	Mio. EUR
Basis VO „neu“ BGBl. II Nr. 354/2001 im Jahr 2002	15,52	Mio. EUR
Summe bisherige Zahlungseingänge	33,57	Mio. EUR
Auszahlungen an die Begünstigten 2001	17,50	Mio. EUR
Auszahlungen an die Begünstigten 2002	16,07	Mio. EUR
Ausstehende Beiträge Basis VO „alt“	rund	28,70 Mio. EUR
Ausstehende Beiträge Basis VO „neu“	rund	2,75 Mio. EUR

Quelle: E-Control

→ **Statistik/Datenerhebung**

Rechtliche Rahmenbedingungen

Während die Elektrizitätsstatistik-Verordnung 1975 den Datenbedarf für verschiedenste Aufgabenbereiche abgedeckt hat – der § 3 sah eine Verwendung der erhobenen Daten unter anderem für die Planung, die Krisenbewirtschaftung oder die Preisregelung und -überwachung vor – wird nunmehr der Erhebungsumfang für die drei wichtigsten Bereiche, für die Elektrizitätswirtschaftliche Daten zu erheben sind, in getrennten rechtlichen Grundlagen definiert:

- Die neue Statistikverordnung des BMWA konkretisiert die im § 52 EIWOG 2000 ganz allgemein formulierten statistischen Aufgaben der E-Control (Verordnung des BMWA vom 28. Dezember – BGBl. Nr. II 486/2001),
- die am 22. April 2002 kundgemachte Energielenkungsdaten-Verordnung der E-Control setzt die insbesondere im § 11 Energielenkungsgesetz ausgesprochene Ermächtigung zur Anordnung periodischer Meldungen von Daten in Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen um,
- Erhebungen für andere Verwaltungsbereiche der E-Control oder der E-Control Kommission werden in einschlägigen Verordnungen wie etwa der Meldeverordnung der E-Control für Ökostrom und Kleinwasserkraft vom 4. 7. 2002 geregelt.

Gegenüberstellung „alte“ und „neue“ Meldesystematik

Vereinfachend können die Statistiken auf Basis der Statistikverordnung 1975 als „Erzeugerstatistiken“ definiert werden. Das heißt, der Energiefluss wird von der monatlichen Brutto-Erzeugung der Kraftwerke bis zur jährlichen Abgabe erfasst. Demgegenüber beruhen die neuen Erhebungen in erster Linie auf Daten der Netzbetreiber – viertelstündliche Werte der Einspeisung in das öffentliche Netz bzw.

der Abgabe aus/von diesem – sowie auf Zusatzinformationen der Erzeuger. Die neuen Erhebungen können als „Netzbetrachtungen“ angesehen werden.

Der erhebungsseitig wichtigste Unterschied liegt in der geänderten Meldepflicht und damit der Datenverantwortung. Diese war im Rahmen der Statistikverordnung 1975 vertikal gegliedert, während die Gliederung nunmehr horizontal erfolgt: Ein Unternehmen, ob EVU oder Eigen-erzeuger, war für die Gesamtheit seiner Daten – von der Primärenergieaufbringung bis zur Abgabe an Endverbraucher – verantwortlich. Demgegenüber tragen nunmehr die Bilanzgruppenkoordinatoren die Verantwortung für Gesamtdaten wie Einspeisung oder Abgabe je Netzbetreiber bzw. Regelzone, die Netzbetreiber für Netzdaten wie Einspeisung relevanter Kraftwerke, Stromaustausch mit anderen Regelzonen bzw. dem Ausland. Die Meldepflicht für Erzeuger erstreckt sich im Wesentlichen auf Daten relevanter Kraftwerke, die dem jeweiligen Netzbetreiber nicht unbedingt zur Verfügung stehen (müssen).

Der vielleicht wichtigste systematische Unterschied zwischen beiden Ansätzen liegt in der jeweiligen Bewertung des Eigenbedarfs: Eine Erzeugerstatistik geht von der „Erzeugung“, also vom Generator aus. Eigenbedarf und Aufspannverluste der Kraftwerke werden in der Bilanz zur Gänze berücksichtigt, auch wenn sie aus der Eigenerzeugung des jeweiligen Kraftwerks gedeckt werden. Bei den neuen Erhebungen wird aufbringungsseitig nur die Einspeisung, verwendungsseitig nur der aus dem öffentlichen Netz bezogene Eigenbedarf der Kraftwerke erfasst. Eigenbedarf und Aufspannverluste sind, sofern aus Eigenerzeugung gedeckt, nicht in der Inlandsabgabe berücksichtigt.

Darüber hinaus ist die Abgrenzung des „öffentlichen“ Bereichs der Stromversorgung eine unterschiedliche. So wird ab Oktober 2002 der Begriff der „Öffentlichen Elektrizitätsversorgung“ eigentlich durch jenen des „öffentlichen 50-Hz-Netzes“ ersetzt: Der Stromaustausch mit dem Bahnnetz über Umformeranlagen wird als Abgabe an Endverbraucher bzw. als Einspeisung definiert, die Erzeugung der 16-2/3-Hz-Kraftwerke bleibt allerdings unberücksichtigt.

Datenerhebung

Generell beruhen die Erhebungen im Bereich der österreichischen Elektrizitätswirtschaft sowohl im Bereich der Statistiken als auch im Rahmen der Energielenkung auf dem viertelstündlich gemessenen physikalischen Energiefluss zwischen Quellen und Senken. Allerdings wird dieser Energiefluss aufgrund der Aufgabenstellungen nicht durchgängig erfasst; die eigentliche und ständige Kontrolle des „Lastflusses“ obliegt jedem Netzbetreiber.

Für Zwecke der Statistik bzw. der Krisenvorsorge wird der Energiefluss nur dann punktuell erfasst, wenn die Kenntnis von Einzelkomponenten zur Erfüllung der jeweiligen Aufgaben notwendig ist. Als relevante Komponenten gelten im Sinne der Krisenvorsorge bzw. der Statistik etwa Einspeisepunkte großer Kraftwerke oder Schnittpunkte mit anderen Regelzonen bzw. mit dem Ausland (Übergabeleitungen). Für andere Komponenten, wie die Einspeisung kleiner und mittlerer Kraftwerke oder die Abgabe an Endverbraucher, ist kein vergleichbarer Detaillierungsgrad erforderlich. Diese Daten können höher verdichtet, etwa als Summenwerte je Netzbetreiber oder als Monats- und sogar Jahressummen, erfasst werden. Hier wird der tatsächliche Energiefluss vereinfachend durch ein Summen- oder Bilanzmodell ersetzt.

Es ergibt sich dementsprechend eine hierarchisch aufgebaute Struktur für die verschiedenen Applikationen.

Tagesdaten

Im Rahmen der Erhebungen für die Energielenkung aber auch für die Statistik sind aufbringungsseitig die gesamte nutzbare Einspeisung ins öffentliche 50-Hz-Netz, die Einspeisung relevanter (großer) Kraftwerke, der Bezug aus anderen in- und ausländischen Regelzonen bzw. -blöcken sowie die gesamte Abgabe an Endverbraucher als viertelstündliche Energiewerte (Zählerstandsänderungen) von den Netzbetreibern bzw. von den Bilanzgruppenkoordinatoren zu melden. Diese Erhebungen, Applikationen und Auswertungen werden unter der Projektbezeichnung „Tagesdaten“ zusammengefasst.

Die Anwendung selbst kann sowohl den tatsächlichen Energiefluss als auch Summen und Bilanzen unterschiedlichster Art in sogenannten Modellen abbilden. Das kleinste darstellbare Zeitintervall ist die Viertelstunde, das größte ein Kalenderjahr.

Die auf viertelstündlicher Basis erhobenen Daten werden unter anderem zu Monatswerten verdichtet, die dann Grundlage für die Monatsmeldungen sind.

Monats- und Jahresdaten

Aufbauend auf den aus Viertelstundenwerten verdichteten Monatssummen der Gesamteinspeisung bzw. der Einspeisung relevanter Kraftwerke werden von den Erzeugern zusätzliche Informationen erhoben: die Bruttoerzeugung, getrennt nach eingesetzten Primärenergieträgern, die Lager- und Speicherstände sowie die für die Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffe. Durch die Ausdehnung der Meldepflicht kann ein deutlich höherer Detaillierungsgrad bei der Erzeugung bzw. Einspeisung erreicht werden: Über 80 % der Einspeisung kann somit den eingesetzten Primärenergieträgern zugeordnet werden.

Zusatzangaben der Netzbetreiber betreffend physikalische Stromimporte und -exporte im Mittel- und Niederspannungsnetz runden das Gesamtbild ab.

Darüber hinaus sind relevante Eigenerzeuger zur Meldung ihrer Aufbringungs- und Verwendungsstruktur verpflichtet. Allerdings ist aufgrund der strengen Auflagen des Datenschutzes eine monatliche Publikation dieser Angaben nicht möglich. Derzeit wird überprüft, inwieweit bei einer Publikation von Quartalswerten den Anforderungen des Datenschutzes entsprochen werden kann.

Auf Jahresbasis erfolgt eine weitere Detaillierung. Hier werden auch kleine Erzeuger – ob öffentliche oder industrielle – mit Kraftwerken ab einer Leistung von 1 MW zur Meldung verpflichtet.

Trotz einer deutlichen Verringerung der meldepflichtigen Erzeuger und Netzbetreiber von rd. 750 Unternehmen im Rahmen der jährlich erhobenen Betriebsstatistiken bzw. von rd. 1.200 Unternehmen bei den fünfjährigen Bestandsstatistiken auf nunmehr rd. 300 Unternehmen bei den Jahreserhebungen ist keine wesentliche Qualitätseinbuße zu erwarten. Unterjährig mussten früher sehr viele kleinere Erzeuger geschätzt werden. Ebenso war die Qualität der Jahresmeldungen von kleinen Erzeugern oft mangelhaft.

Die neue Erhebungssystematik erfasst demgegenüber die Gesamtsumme der in das öffentliche Netz eingespeisten Energiemenge mit je nach zeitlicher Strukturierung unterschiedlich detaillierter Aufgliederung nach eingesetzten Primärenergieträgern. Auch ist die Gesamtanlieferung an Endverbraucher nunmehr eine gemessene Größe, während sie in der alten Systematik lediglich eine Bilanzgröße darstellte.

Endverbraucher

Sowohl im Rahmen der jährlichen Betriebsstatistiken als auch für die fünfjährigen Bestandsstatistiken wurde die Abgabe an Endverbraucher nach Wirtschaftstätigkeiten untergliedert. Zur Meldung dieses Datums waren die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet. Allerdings ergaben sich sowohl bei den so genannten Sonderabnehmern als auch in zunehmendem Maße bei den Tarifabnehmern Schwierigkeiten bei der branchenmäßigen Zuordnung.

Für das „Übergangsjahr“ 2001 musste erstmals auf eine Untergliederung nach Wirtschaftstätigkeiten verzichtet werden. Die neue Statistikverordnung des BMWA sieht keine branchenmäßige Aufgliederung des Endverbrauchs mehr vor.

Für Zwecke der Energielenkung ist allerdings die Kenntnis der wirtschaftlichen Haupttätigkeiten zumindest der größten Verbraucher notwendig. Aus diesem Grund werden die Netzbetreiber zur Meldung der monatlichen Abgabe an große Endverbraucher (durchschnittlicher Monatsbezug von mindestens 100.000 kWh oder eine Anschlussleistung von mindestens 500 kW) verpflichtet. Neben der Kenntnis der Verbrauchsdaten von Großabnehmern ist es insbesondere für die Landeshauptleute zur Ermittlung von Landesverbrauchs-kontingenten in Krisenfällen unabdingbar, Informationen über saisonale Verbrauchsentwicklungen insbesondere bei den Kleinabnehmern ohne Lastprofilzähler zu haben.

Beide Informationen, sowohl die Einzeldaten der Großabnehmer als auch die Verbrauchsdaten der Kleinabnehmer, werden ausschließlich im Rahmen der Energielenkung erfasst. Auswertungen dieser Daten für andere Zwecke werden nicht durchgeführt.

EUROSTAT-Erhebung über Liberalisierungseffekte

Ausgehend von einer von EUROSTAT initiierten statistischen Erhebung über das Wechselverhalten der Endabnehmer im liberalisierten europäischen Strommarkt hat die E-Control in Zusammenarbeit mit dem Energiekonsumentenverband die Auswirkungen der Liberalisierung in Österreich in den drei Quartalen vor und den vier Quartalen nach dem 1. 10. 2001 untersucht.

Insgesamt wurden 152 Netzbetreiber und 132 Lieferanten über das Wechselverhalten der Endverbraucher (tatsächliche Lieferantenwechsel bzw. neuverhandelte Verträge) befragt.

Darüber hinaus erfolgte zum selben Thema eine Stichprobenerhebung bei den Kunden über 100.000 kWh Jahresverbrauch (in der Folge Sondervertragskunden genannt). Insgesamt wurden durch die Erhebung 2001 rd. 46.600 GWh oder deutlich mehr als 95 % der gesamten Abgabe an Endverbraucher erfasst. Die Befragung der Netzbetreiber kann daher sowohl von der Anzahl der erfassten Endverbraucher als auch von der insgesamt abgedeckten Menge der inländischen Endabgabe als repräsentative Erhebung betrachtet werden.

Die Ergebnisse der Erhebung über das Wechselverhalten vom 1. 10. 2001 bis 1. 10. 2002 zeigen folgendes Bild:

→ Wechselverhalten der jeweiligen Abnehmergruppe vom 1. 10. 2001 bis 1. 10. 2002 Tabelle 6

Abnehmergruppe	Anzahl der gewechselten Kunden	Gewechselter Jahresstrombezug in GWh	Anteil am Jahresstrombezug der Abnehmergruppe in %
Haushalte	25.993	87	0,8 %
Sonstige Tarifabnehmer*	37.840	299	3 %
Sondervertragskunden	1.987	3.491	13 %
Gesamt	65.820	3.877	8 %

Quelle: E-Control

* Landwirtschaft und Gewerbe

Sowohl die Vollerhebung der E-Control als auch die Stichprobenerhebung bestätigten, dass das Wechselverhalten bei den Verbrauchergruppen stark unterschiedlich ist: Haushalte wechselten ihren Versorger weniger oft als die anderen Tarifabnehmer und diese wiederum seltener als die leistungsgemessenen „Sondervertragskunden“.

Bei Letzteren war ebenfalls ein unterschiedliches Verhalten, abhängig von der Höhe des Jahresbezugs bzw. -verbrauchs, festzustellen. Kleine Verbraucher wechselten deutlich weniger oft und konnten auch in geringerem Ausmaß Änderungen der jeweiligen Vertragsbedingungen erreichen als mittlere und große.

Insgesamt gesehen haben vom 1. Oktober 2001 bis 1. Oktober 2002 rd. 26.000 Haushalte oder etwa 0,8 % aktiv ihren Versorger gewechselt, gemeinsam mit etwa 38.000 oder 3,2 % der anderen nicht leistungsgemessenen Endverbraucher. In diesen beiden Tarifgruppen ist anzumerken, dass von den Verbrauchern kaum aktiv die vertragliche Situation geändert, allerdings allgemeine Preisreduktionen – insbesondere bei den früheren „Gewebetarifen“ aber auch bei den Haushalten – lukriert werden konnten.

Bei den leistungsgemessenen Sondervertragskunden haben zumindest 13 % den jeweiligen Versorger gewechselt und knapp 60 % aktiv eine Vertragsänderung herbeigeführt. Insgesamt haben somit zumindest drei Viertel aller „Sondervertragskunden“ aktiv eine Änderung ihres „Stromvertrages“ erreicht.

Die zeitliche Entwicklung in den sieben Quartalen des Untersuchungszeitraums zeigte, dass bei den Haushalten seit der Voll liberalisierung eine – derzeit noch – geringe Wechselbereitschaft besteht, diese jedoch eine leicht steigende Tendenz aufweist.

Bei den anderen nicht leistungsgemessenen Endverbrauchern ist derzeit keine derartige Tendenz festzustellen. Allerdings gab es in den ersten Monaten der Voll liberalisierung eine verstärkte Bereitschaft, den Versorger zu wechseln, die in den beiden folgenden Quartalen in abgeschwächter Form weiter bestand.

Bei den leistungsgemessenen Endverbrauchern haben über 2% bereits vor dem 1. 10. 2001 von der Möglichkeit des Versorgerwechsels Gebrauch gemacht, in den ersten beiden Quartalen der Voll liberalisierung waren es jeweils rd. 5%. In den folgenden beiden Quartalen ging der Anteil der Versorgerwechsel auf etwas über ein halbes Prozent zurück. Hier ist anzumerken, dass einerseits sehr viele Unternehmen – 58% vor dem 1. 10. 2001 und etwa 20% danach – aktiv die Lieferbedingungen ändern konnten und andererseits die neuen Vertragsbedingungen (bei erfolgreicher Vertragsänderung bzw. nach Lieferantenwechsel) aufgrund der darin enthaltenen langen Vertragsdauer die Wechselmöglichkeit dieser Verbrauchergruppe stark reduzierte.

→ Europäische Zusammenarbeit im Strombereich

Florenzprozess

Von der Europäischen Kommission 1999 initiiert, treffen sich im Rahmen des zwei Mal jährlich stattfindenden „Florenz-Prozesses“ oder „Florenz-Forums“ die Vereinigung westeuropäischer Regulatoren (CEER), Vertreter der Industrie und der Europäischen Kommission mit dem Ziel, die Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarktes voranzutreiben.

Zentrales Thema der beiden Treffen im Jahr 2002 war der Fragenkomplex der „grenzüberschreitenden Tarifierung von Stromlieferungen“. Im Rahmen des Treffens im Februar 2002 einigte man sich auf ein Übergangsregime für grenzüberschreitende Stromlieferungen. Die Geltung dieser Übergangsregelung war mit 31. 12. 2002 begrenzt. Kernpunkt der Gespräche im Oktober 2002 war die Neuregelung eines für einen längeren Zeitraum gültigen Tarifierungssystems. Gemäß diesem Langzeitmodell wurde die Exportgebühr von ursprünglich (2001) € 1 pro MWh auf € 0,5 pro MWh reduziert. Neben Vertretern der Beitrittsländer nahmen an diesem Treffen erstmals auch Vertreter aus Russland teil.

Darüber hinaus wurden auch Fragen der Zuteilung von Kapazitäten, des Engpassmanagements, der Versorgungssicherheit und Themenkomplexe wie Infrastruktur oder Stromhandel mit Drittländern erörtert.

Athen-Prozess

Parallel zum Florenz-Prozess ergriff die Europäische Kommission 2002 eine Initiative mit dem Ziel, die Energiemärkte Süd- und Osteuropas bis 1. 1. 2005 in den EU-Energiebinnenmarkt einzugliedern. Bis zu diesem Zeitpunkt sollen sich diese Länder verpflichten, all jene Bestimmungen, die mit der Öffnung der Energiemärkte zusammenhängen und in der EU bereits gelten, in ihr nationales Recht zu übernehmen.

CEER bildete auf Einladung der Europäischen Kommission hin eine Arbeitsgruppe bestehend aus vier Vertretern (darunter ein Vertreter der E-Control), die diese Entwicklung unterstützen und damit entscheidende Vorbereitungsarbeit für das erste im März 2003 geplante Forum leisten.

CEER und CEER-Arbeitsgruppen

CEER wurde im März 2000 gegründet. Zu einzelnen Themen im Zusammenhang mit der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte und der dadurch erforderlichen Einrichtung von Regulierungsbehörden wurden verschiedene Arbeitsgruppen installiert. Ziel von CEER ist die Diskussion und Erarbeitung von gemeinsamen staatenübergreifenden Stellungnahmen zu den einzelnen Fragen der Energiel liberalisierung. Beschäftigte man sich anfangs schwerpunktmäßig mit Themen der Strommarkt liberalisierung, so kamen mit fortschreitender Gasmarkt liberalisierung auch Fragen im Zusammenhang mit der Öffnung der Gasmärkte hinzu. Aus diesem Grund kam es im August 2002 zu einer Neustrukturierung der Arbeitsgruppen, sodass es derzeit Arbeitsgruppen für Elektrizität, Arbeitsgruppen für Gas und Arbeitsgruppen für beide Energiebereiche betreffende Fragenkomplexe gibt.

CEER-Arbeitsgruppen Strom

Kasten 6

- Grenzüberschreitender Energiehandel
- Engpassmanagement
- Tarifharmonisierung
- Spitzenlast und Ausgleichsenergie
- Strominfrastruktur
- Versorgungssicherheit
- Versorgungsqualität
- Umweltschutz/Ökostrom

Die E-Control ist in sämtlichen CEER-Arbeitsgruppen aktiv vertreten und hat neben dem Vorsitz in der Gruppe „Ausgleichsenergie und Spitzenlast“ die Leitung der Arbeitsgruppe „Versorgungssicherheit“ gemeinsam mit Norwegen übernommen.

Elektrizitäts- und Gasfragen betreffende Arbeitsgruppen

Kasten 7

- Besteuerung und Umwelt
- Internationale Energiepreisvergleiche
- Beitrittskandidaten

Die E-Control koordiniert die Tätigkeiten in der Arbeitsgruppe „Beitrittskandidaten“. Im Rahmen dieser Koordinierungsaufgabe fand im Juni 2002 in Wien eine gemeinsame Veranstaltung mit Regulatorien aus allen Beitrittskandidatenländern statt. Dieses Treffen ermöglichte eine intensive Kontaktpflege mit Regulatorien aus den Kandidatenländern und weiterführende Gespräche über das für Österreich so vorrangige Thema des grenzüberschreitenden Engpassmanagements.

Nähere Informationen zu den CEER-Arbeitsgruppen Gas sind im Kapitel „Europäische Zusammenarbeit Gas“ zu finden.

Um die Koordinierung der Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission zu optimieren, wurde von CEER im September 2002 in Brüssel ein Verbindungsbüro eröffnet.

→ **Council of European Energy Regulators**

Abbildung 7

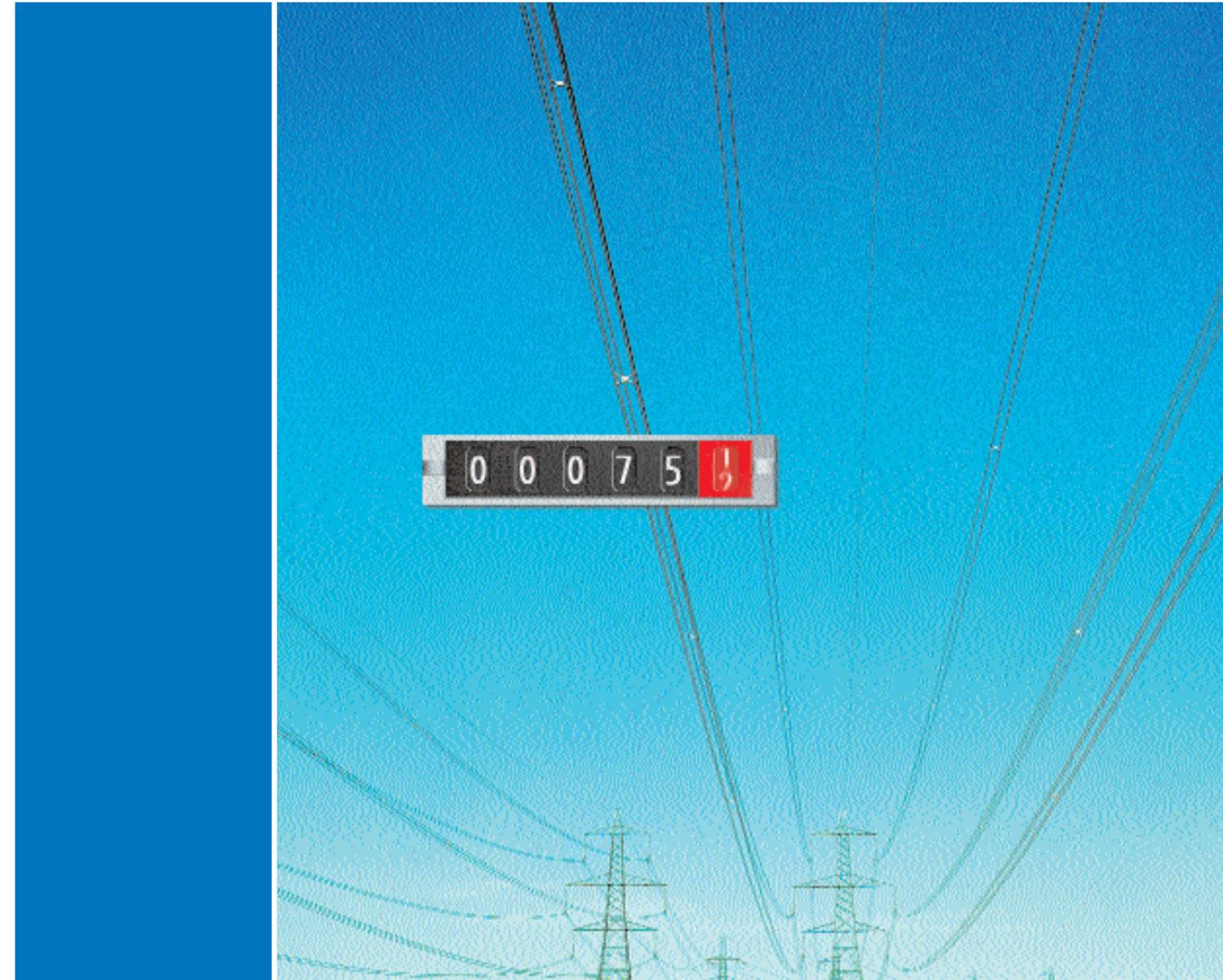


Council of European Energy Regulators – ein Gremium, in dem alle für den Energiebereich zuständigen europäischen Regulatoren vertreten sind.

Ratsarbeitsgruppe Energie

Die E-Control gibt regelmäßig Stellungnahmen zu den Arbeitspapieren der Ratsarbeitsgruppe Energie ab. Damit bringt sie ihre durch die Aufsichts- und Regulierungstätigkeit und durch die ständige Beobachtung des österreichischen Energiemarktes gewonnenen Erfahrungen zur Weiterentwicklung der gesamteuropäischen Energiemärkte ein.

Die Positionierung durch Stellungnahmen zu Entwürfen von EU-Recht hat letztlich zum Ziel, eine progressive Fortentwicklung der Energiemarktliberalisierung – wie sie Österreich beispielsweise mit der 100%igen Energiemarktöffnung seit 1. 10. 2002 oder mit der Umsetzung der „Erneuerbaren Richtlinie“ (2001/77/EG) in nationales Recht als eines der ersten Mitgliedsländer vorgezeigt hat – in allen Mitgliedstaaten zügig voranzutreiben.



→ Entwicklung 2001 und Ausblick 2002

Im Kalenderjahr 2001 wurden in Österreich insgesamt 60,3 TWh verbraucht, was einem Zuwachs um 3,1 % oder 1,8 TWh entspricht. Im Bereich der Öffentlichen Elektrizitätsversorgung wurden 52,7 TWh oder um 4,0 % bzw. 2 TWh mehr als 2000 an Endverbraucher abgegeben. Auffallend ist, dass beide Bereiche – der Gesamtverbrauch sowie der Bezug aus dem Öffentlichen Netz – eine einheitliche Entwicklung aufwiesen, was für 2002 nicht mehr in demselben Ausmaß gilt.

Die saisonale Entwicklung war in den beiden Winterquartalen sehr unterschiedlich. Die Zuwächse waren im ersten Quartal unterdurchschnittlich, im 4. Quartal, insbesondere aufgrund der kalten Außentemperaturen, aber überdurchschnittlich. Für das Sommerhalbjahr kann die Entwicklung als gleichmäßig bezeichnet werden.

Aufgrund eines geringeren Wasserdargebots als im Vorjahr (Erzeugungskoeffizient von 1,1 gegenüber 1,17 im Kalenderjahr 2001) ging der Anteil der Wasserkraftwerke von 70 % auf 67 % zurück. Der Anteil der Wärmekraftwerke lag dementsprechend bei 33 %, wobei der Zuwachs auf einen vermehrten Einsatz der fossilen und hier insbesondere der festen Brennstoffe, zurückzuführen war.

Die Gesamtzahlen für 2002 stehen erst ab April 2003 zur Verfügung. Als Trend lässt sich aber eindeutig ein verstärkter Bezug aus dem Netz feststellen.

→ Preisentwicklungen

Preisveränderungen der Netzbenutzung

Mit der Voll liberalisierung des österreichischen Strommarktes hat die E-Control begonnen, die monopolistisch organisierten Netzbetreiber zu überwachen und die Tarife für die Netzbenutzung festzulegen.

Die durchschnittlichen Netztarife sanken in den einzelnen Netzbereichen seit Oktober 2001 um bis zu 17 %. Maßgeblich bei der Festlegung der Netztarife waren die Produktivitätspotenziale der Netzbetreiber. Insgesamt brachten die Tarifsenkungen den österreichischen Stromkunden Einsparungen von rd. € 145 Mio./Jahr.

Betrachtet man die durchschnittlichen Tarifsenkungen in den einzelnen Netzbereichen etwas genauer, so zeigt sich, dass sich diese auf den einzelnen Netzebenen unterschiedlich stark niederschlugen. Während beispielsweise in der Steiermark vor allem Haushalte profitierten, kamen im Burgenland auch industrielle Abnehmer in den Genuss von günstigeren Netznutzungsgebühren (siehe dazu auch Kapitel „Tarifizierung“).

Betrachtet man die absolute Höhe der Netznutzungstarife, so lassen sich Netzbereiche mit höherem und niedrigerem Tarifniveau lokalisieren. So sind in Wien, Niederösterreich und den westlichen Bundesländern im Durchschnitt die Netznutzungsgebühren niedriger als in anderen Netzbereichen.

Vergleicht man die durchschnittlichen Tarifsenkungen für Gesamtösterreich, so wurden auf den Netzebenen 7 und 5 die höchsten Entlastungen der Kunden durch Tarifsenkungen erzielt, während auf den übrigen Netzebenen nur moderate Veränderungen zwischen 0,1 und 2 % durchgeführt wurden.

Industriestrompreise

Die Strompreise für große Industriebetriebe sind nach einem jahrzehntelangen, kontinuierlichen Anstieg im Zuge der Marktöffnung deutlich gesunken. Ende 2002 lagen für manche große industrielle Abnehmer die reinen Energiepreise sogar unter den Großhandelspreisen. Für mittlere Industrieunternehmen liegt der Preis für reine elektrische Energie (ohne Netz und Steuern sowie Abgaben) gegenwärtig bei ca. 20–25 €/MWh, während kleinere Industriebetriebe bzw. große Gewerbeunternehmen etwa 25–29 €/MWh für den Strom zahlen.

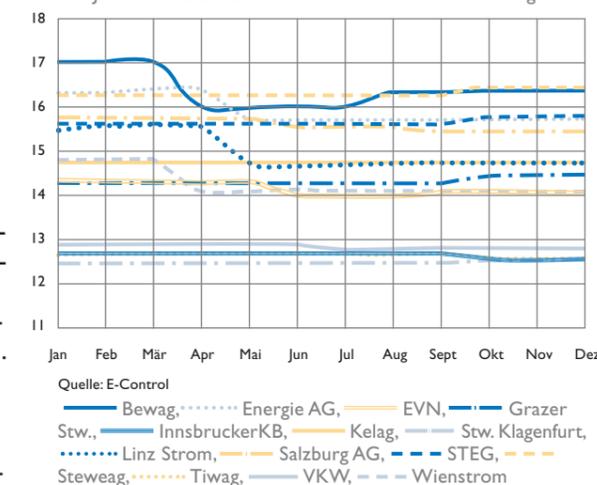
Haushaltsstrompreise

Haushaltskunden haben bereits im Vorfeld der Liberalisierung durch einzelne Preissenkungen profitiert. Durch die voranschreitende Liberalisierung sind weitere Preisrückgänge eingetreten. Die Verdoppelung der Elektrizitätsabgabe im Jahre 2000 sowie weitere Abgaben und Steuern (u.a. Stranded Costs, KWK-Zuschlag und Ökostromabgabe) verringerten allerdings die Ersparnisse.

→ Haushaltsstrompreise (3.500 kWh) nach Netzbereich

Grafik 28

Jan. bis Dez. 2002 in Cent/kWh inkl. Steuern und Abgaben



Quelle: E-Control

— Bewag, Energie AG, — EVN, — Grazer Stw., — InnsbruckerKB, — Kelag, — Stw. Klagenfurt, Linz Strom, — Salzburg AG, — STEG, — Steweag, Tiwag, — VKW, — Wienstrom

Im Jahre 2002 sind in den einzelnen Netzbereichen unterschiedliche Preisänderungen (meistens Preisrückgänge) eingetreten. Diese Preisänderungen sind nicht so sehr auf die sinkenden Preisangebote für Energie der Stromlieferanten zurückzuführen, sondern eher auf die von der E-Control Kommission durchgeführten Tarifänderungen der Netzbetreiber.

→ Haushaltsstrompreisentwicklung in Österreich 1999–2002

Grafik 29

Netz und Energie, 3500 kWh Jahresstromverbrauch; Tag- und Nachtstrom gewichtet



Gesamtstrompreis im internationalen Vergleich

Im internationalen Vergleich befindet sich Österreich, was die Höhe der Haushaltsstrompreise betrifft, im europäischen Mittelfeld (siehe Grafik 30). Während in den letzten Jahren in einigen Ländern Preissteigerungen eingetreten sind, sanken hierzulande die Preise liberalisierungsbedingt. Während sich im Jahr 1999 die Haushaltspreise leicht über dem Europäischen Durchschnitt befanden, lagen sie zu Beginn des Jahres 2002 bereits unter dem EU-Durchschnitt. Somit ist der Preis für elektrische Energie in Österreich im Gegensatz zur gesamteuropäischen Entwicklung im Vergleichszeitraum zurückgegangen.

Entwicklung der Abgaben

Durch die Novellierung des EIWOG kam es auch bei Tarifkunden zur Trennung des Gesamtpreises auf die einzelnen Strompreiskomponenten. Dies führte auch zu einer teilweisen Neugestaltung des Abgaben- und Förderungssystems.

Grafik 31 gibt einen Überblick über die Höhe der einzelnen Abgaben und Zuschläge in den Versorgungsgebieten. Unterschiede in der Höhe zwischen den Netzbereichen sind vor allem auf die Gebrauchsabgabe (Regelung erfolgt durch Landesgesetze), den KWK-Zuschlag und die (nur mehr 2002) unterschiedliche Höhe der Öko-Zuschläge zurückzuführen.

Das EIWOG 2000 sieht neben einer Förderung von KWK-Anlagen auch die Förderung von Ökostromanlagen (u.a. Wind, Photovoltaik, Biomasse) vor. Seit 1. 10. 2001 haben die Landeshauptleute nach und nach Verordnungen erlassen, die die Mindesteinspeisetarife für Öko- und KWK-Anlagen sowie Zuschläge zum Systemnutzungstarif für Öko- und KWK-Anlagen festlegen.

Die rechtliche Möglichkeit einer Differenzierung nach Netzebenen wurde nur in Oberösterreich (Ökoenergie-Zuschlag) und Salzburg (KWK-Zuschlag) wahrgenommen. Dadurch erfolgt indirekt auch eine Differenzierung der Belastung der Endabnehmer aufgrund der Abnahmemenge und -leistung.

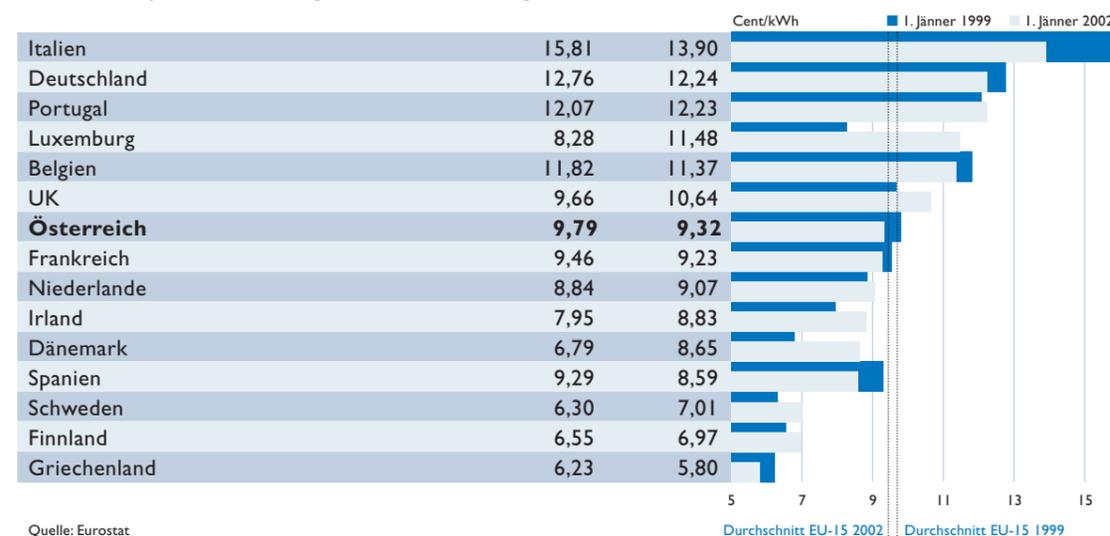
Auf Basis einer Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit werden als Schließungsbeihilfe für das Kraftwerk Voitsberg 3 Stranded Costs durch die Netzbetreiber bis 30. Juni 2006 eingehoben und an die E-Control (Höchstbetrag von insgesamt € 132,61 Mio.) abgeführt.

Durch die Energieabgabe wird seit 1996 neben Mineralöl und Flüssiggas auch der leitungsgebundene Energieträger elektrische Energie einer Besteuerung unterzogen. Mitte 2000 wurde die Energieabgabe durch den Finanzminister von 0,75 Cent/kWh auf 1,5 Cent/kWh angehoben.

→ Haushaltsstrompreise im europäischen Vergleich

3.500 kWh/Jahr, Netz und Energie, ohne Steuern und Abgaben

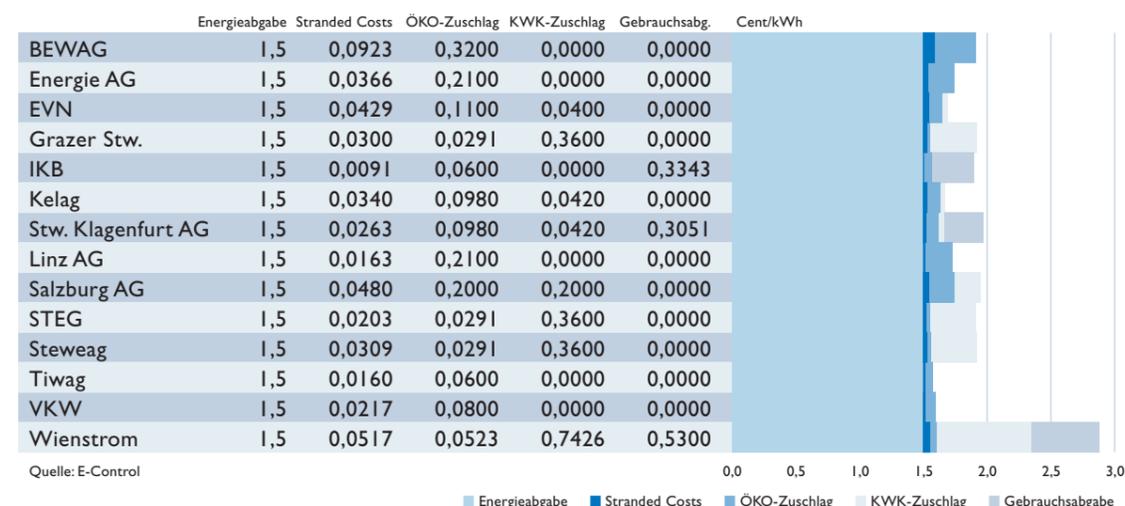
Grafik 30



→ Abgaben und Zuschläge nach Netzbereich

3.500 kWh, Stand 1. 10. 2002

Grafik 31



→ Entwicklungen am Markt

Großhandelsmarkt

Der österreichische Stromgroßhandelsmarkt war im Berichtsjahr durch zwei wesentliche Ereignisse charakterisiert: einerseits durch die Preissprünge Ende 2001 und andererseits durch die Eröffnung der Energy Exchange Austria (EXAA), der Grazer Strombörse.

Turbulenter Jahresbeginn 2002

Mitte Dezember 2001 – aber ganz besonders am 17. und 18. Dezember – kam es zu historisch hohen Preissprüngen an europäischen Stromgroßhandelsmärkten. Großhandelspreise sind kurzfristig auf das 15–20-Fache ihres gewöhnlichen Niveaus gestiegen. Einzelne Stunden wurden am bilateralen Markt sogar um 1.000–2.000 €/MWh gehandelt. Der unmittelbare Grund für diese Entwicklung war die kurzfristige Verknappung von europaweiten Kapazitäten. Die Faktoren, die dazu geführt haben, waren ein extrem kaltes Wetter vielerorts in Europa und gleichzeitige große Kraftwerksausfälle in Frankreich. In Spanien ist es durch Rekordlasten zu teilweisen Abschaltungen von großen Abnehmern in Höhe von 500 MW gekommen.

Durch die hohen Preise waren die Handelsmärkte ausgetrocknet. In Deckungsnot geratene Marktteilnehmer wurden durch in Bedrängnis gebracht. Zur fehlenden Markttiefe trug sicherlich auch das Verschwinden des einst weltgrößten Stromhändlers Enron bei.

Da die hohen Preise keine mittel- oder langfristigen fundamentalen Ursachen hatten, reagierte der Markt relativ schnell. Am 20. 12. 2001 erreichten die Preise wieder beinahe ihr normales Niveau.

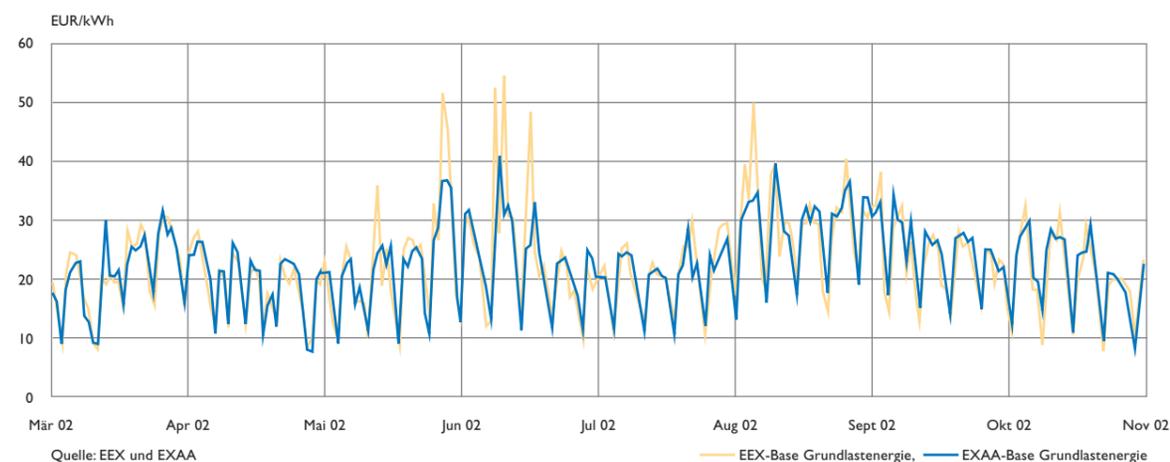
Die Eröffnung der Energy Exchange Austria in Graz

Die Grazer Strombörse nahm ihren Betrieb am 21. 3. 2002 auf und wickelt Stundenkontrakte und Blockhandel am österreichischen Spotmarkt ab. Bis Ende September 2002 wurden täglich im Durchschnitt ca. 1.700 MWh Strom gehandelt, was einem Marktanteil von 1,2% entspricht (gemessen an der jährlichen österreichischen öffentlichen Stromversorgung). Die Strombörse trägt im Allgemeinen zur besseren Transparenz sowie leichteren Preisfindung bei und fördert einen liquiden Handelsmarkt.

In der zentraleuropäischen Region bilden Deutschland, Österreich und die Schweiz ein eigenes Preisgebiet. Die Großhandelspreise konvergieren – abgesehen von wenigen Preisausschlägen – sehr stark, da zwischen diesen Ländern keine nennenswerten Übertragungsschwierigkeiten bestehen.

→ Preisentwicklung an der European Energy Exchange (EEX) in Deutschland und an der EXAA in Österreich

Grafik 32



Ausgleichsenergiemarkt

Um allen Marktteilnehmern gleiche Marktchancen zu garantieren, wurde am 1. 10. 2001 in der APG-Regelzone ein Wettbewerbsmarkt für die Lieferung der Minutenreserve installiert.

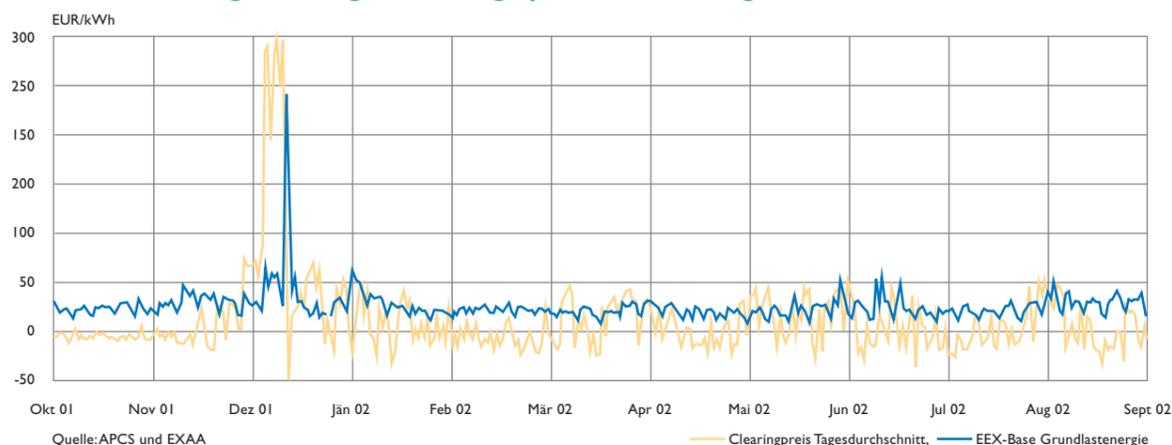
In den Monaten Oktober bis Dezember 2001 war der Markt generell 'überdeckt', d.h. es gab in den Bilanzgruppen tendenziell mehr Energie, als verbraucht werden konnte. Damit ging die Ausgleichsenergie in jene Bilanzgruppen, die eine Möglichkeit hatten, die Erzeugung zu reduzieren oder kurzfristig Wasser in die Speicher zu pumpen. Zum Jahreswechsel 2001/2002 kam es aufgrund der Temperaturen und außerordentlichen Preissituationen an den Märkten zu einer Unterdeckung, d.h. es wurde von den Bilanzgruppen zu wenig erzeugt. In den letzten

Monaten hat sich das System stabilisiert, tendenziell sind allerdings die Bilanzgruppen immer noch überdeckt.

Durch die tendenzielle Überdeckung und die Eigenheiten der angewandten Ausgleichsenergie-Verrechnungsformel sind die so genannten Clearingpreise sehr oft negativ. Das heißt, dass Bilanzgruppen, die kurzfristig bereit sind, Energie aus dem Ausgleichsenergiesystem zu entnehmen, nichts zahlen müssen, sie bekommen sogar noch Geld. Preise sind nicht nur oft negativ, sondern schwanken sehr stark innerhalb eines Tages. Über mögliche Änderungen in den entsprechenden Regelwerken wird mit den Marktteilnehmern im Rahmen der Marktregeln II laufend beraten.

→ Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises in der Regelzone APG

Grafik 33



Der Anteil der Ausgleichsenergiekosten an den eigentlichen Energiekosten ist relativ gering. 2002 betragen die Ausgleichsenergiekosten rd. 1,5% der durchschnittlichen reinen Haushaltsenergiepreise (ohne Netz und Steuern und Abgaben) von ca. 3,5 Cent/kWh.

Unternehmensverhalten

Durch die Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte kam es nicht nur zur Entstehung neuer Marktplätze, sondern auch zu deutlichen Veränderungen im gesamten strukturellen Aufbau des Elektrizitätsmarktes.

Die bisherige Struktur des österreichischen Elektrizitätsmarktes war durch Gebietsmonopole und hohe öffentliche Anteile an Unternehmen, in denen gemein- und betriebswirtschaftlichen Zielsetzungen annähernd die gleiche Bedeutung zukam, charakterisiert.

Die Strompreise wurden in der Vergangenheit durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit zwar nach oben begrenzt, ihre Höhe machte in der Regel aber mehr als die volle Deckung der Unternehmenskosten möglich.

Die Liberalisierung des Strommarktes zielt durch die Einführung von Wettbewerb letztlich auf volkswirtschaftliche Effizienzgewinne (günstigere Energiepreise, bessere Standortbedingungen für andere Betriebe etc.) durch Produktivitätssteigerungen in den Elektrizitäts-

unternehmen ab. Da regionale und kommunale Gebietsmonopole der Vergangenheit angehören, können die Kunden nun frei auf Basis von Kosten- und Qualitätsaspekten ihre Kaufentscheidung treffen.

Die österreichischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft haben neben gezieltem Kostenmanagement und Rationalisierungsmaßnahmen (u.a. Abbau von Arbeitsplätzen, Optimierung der Investitionstätigkeit, Restrukturierung) bereits mit Zusammenschlüssen und Kooperationen auf die neuen Marktgegebenheiten reagiert. Diese Konsolidierungsbestrebungen sind am gesamten europäischen Energiemarkt festzustellen. Dies führt bzw. führte zu einer Reduktion der Anzahl der Anbieter – vor allem der kleineren Versorgungsunternehmen – und somit zu einer Erhöhung der Marktkonzentration.

In Österreich fanden Kooperationen und Zusammenschlüsse bislang vor allem auf regionaler Ebene statt. So ist es bereits vor der vollständigen Liberalisierung zum Zusammenschluss des Salzburger Landesversorgungsunternehmens (SAFE) und den Salzburger Stadtwerken zur Salzburg AG gekommen. Um im Wettbewerb erfolgreich bestehen zu können und Synergieeffekte zu nutzen, haben sich weiters die Stadtwerke Kapfenberg mit der Kärntner Landesgesellschaft Kelag (35%ige Beteiligung), die Grazer Stadtwerke mit der Estag (49%ige Beteiligung) sowie die Innsbrucker Kommunalbetriebe mit der TIWAG (25%ige Beteiligung) einen größeren Partner gesucht. Im April 2002 ist es in der Steiermark zum Zusammenschluss von Steg und Steweg zur Steweg-Steg GmbH in den Bereichen Vertrieb und Netz/Verteilung gekommen.

Im Herbst 2001 kam es zu einer überregionalen Kooperation, indem die Landesgesellschaften EVN, Wienstrom, Energie AG, Bewag sowie das Stadtwerk Linz AG ihre Vertriebs- und Handelsaktivitäten in die gemeinsame Gesellschaft EnergieAllianz einbrachten. Dies hat dazu geführt, dass im Jahr 2002 nur mehr eine geringere Anzahl an Wettbewerbern am Markt tätig war, da diese Unternehmen ausschließlich über das neu gegründete Unternehmen switch am Markt agieren und getrennt nur bei der Belieferung der bisherigen Endabnehmer auftreten.

Neben den regionalen Zusammenschlüssen und Kooperationen der Vertriebs- und Handelsbereiche ist es auch zur Zusammenführung des Erzeugungsbereiches (Wasser- und thermische Kraftwerke) der Steg, Steweg und dem Verbund zur AHP und ATP gekommen.

Der derzeit intendierte Zusammenschluss zwischen der EnergieAllianz und dem Verbund – bekannt unter dem Arbeitstitel „Österreichische Stromlösung“ – auf Vertriebs- und Handelsebene und den exklusiven Bezugsrechten der in den Verbundkraftwerken erzeugten elektrischen Energie würde die vertikale Kooperation der Unternehmen deutlich stärken. Die geplante Vertriebs- und Handelszusammenlegung würde die Marktkonzentration in diesen Bereichen klar erhöhen. Zudem sind die am Zusammenschluss beteiligten Unternehmen auch Teilhaber an potenziellen Konkurrenzunternehmen.

Neben den bisherigen Anbietern versuchen sich seit der vollständigen Liberalisierung auch neue inländische Marktteilnehmer am Markt zu etablieren. Neben den neu gegründeten Tochterunternehmen einiger Landesversorger (u.a. switch, MyElectric) sind auch von den etablierten Unternehmen (Incumbents) unabhängige – meist im Ökostrombereich tätige – Unternehmen am Markt aufgetreten (oekostrom AG, Alpen Adria Energie AG). Bis Ende 2002 ist die

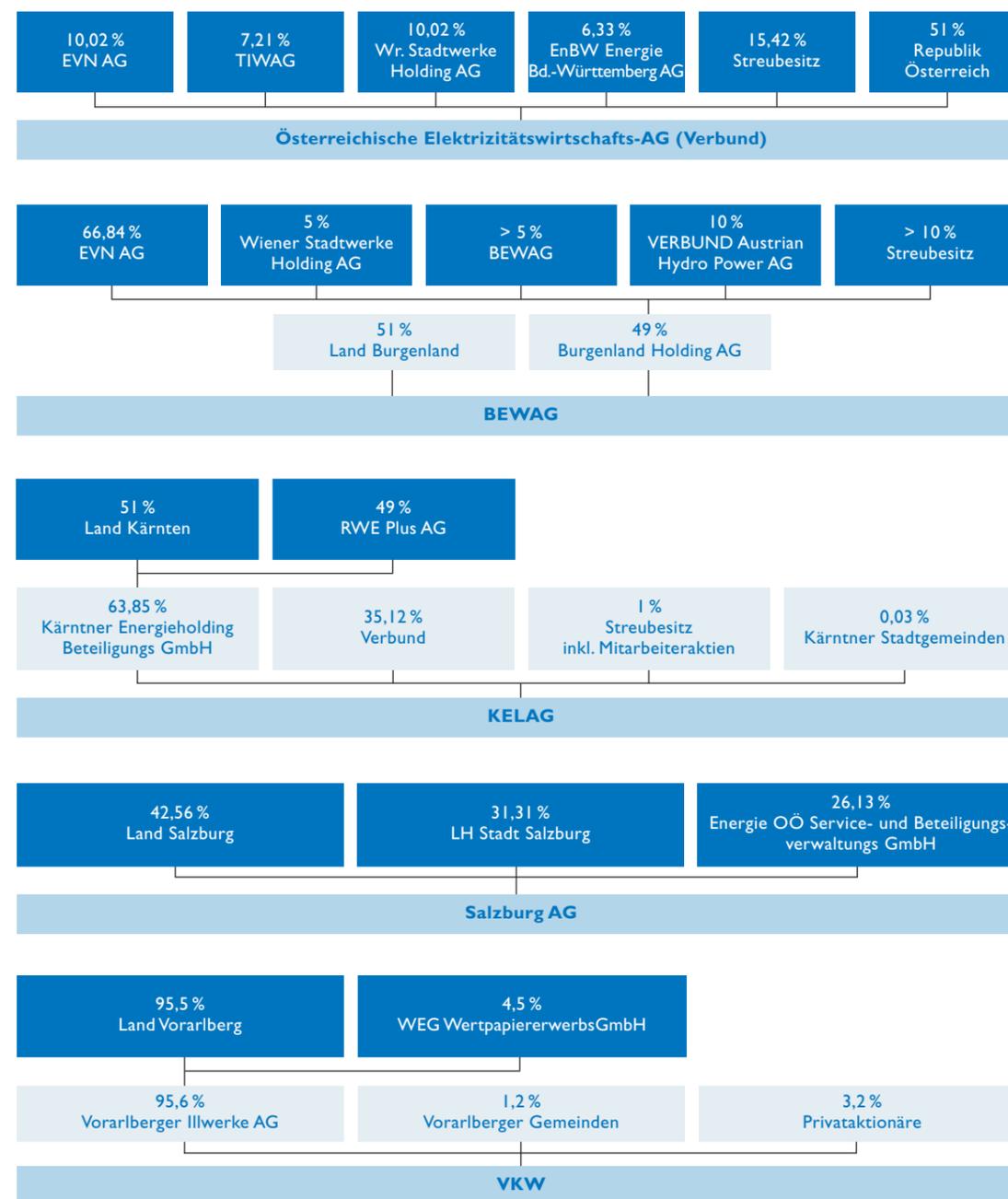
Raiffeisen Ware Wasserkraft, ein Tochterunternehmen des Verbunds und der Raiffeisen Ware Austria AG, mit 22.500 Neukunden am erfolgreichsten am Markt aufgetreten, gefolgt von MyElectric (19.200 Kunden) und switch (16.000 Kunden).

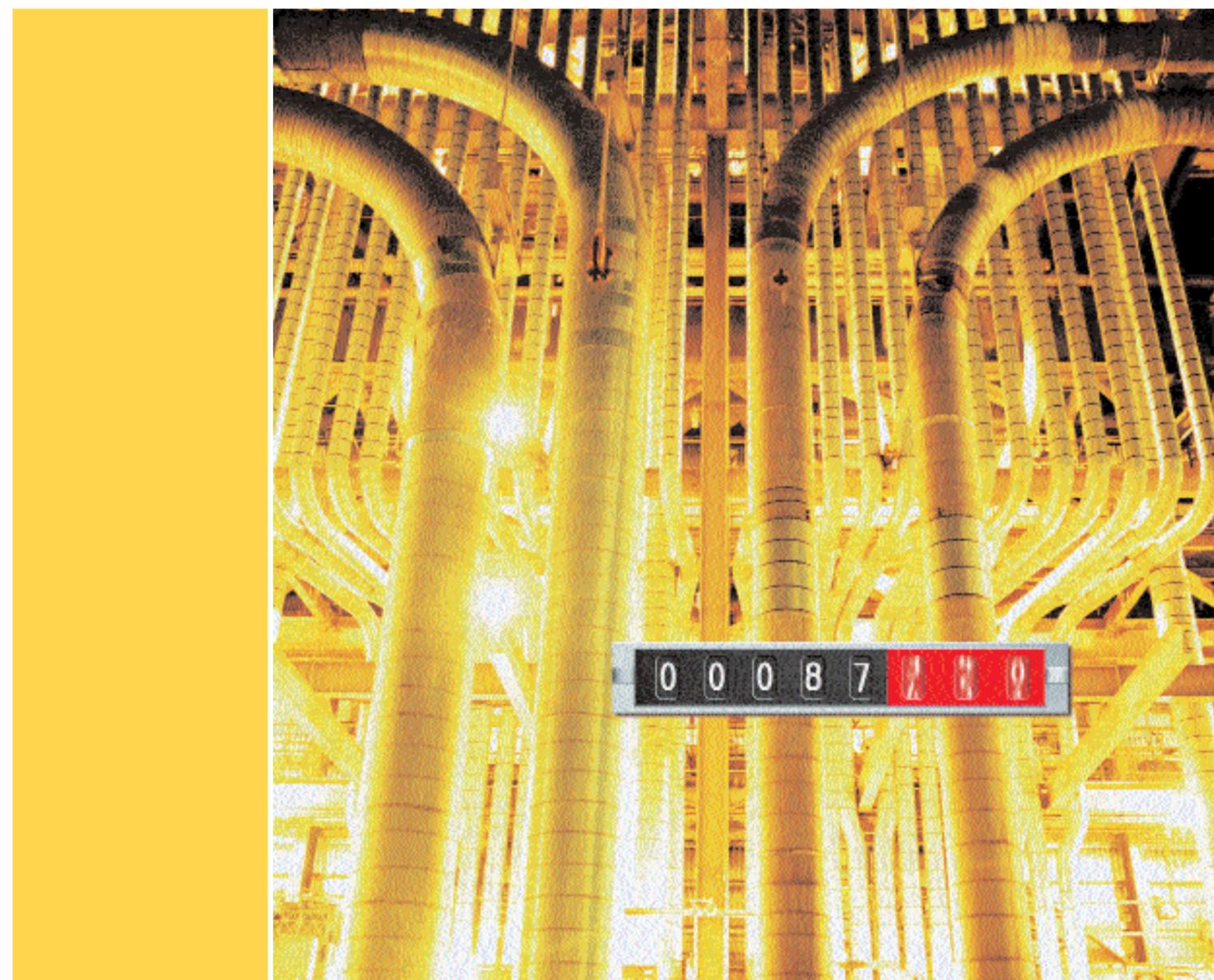
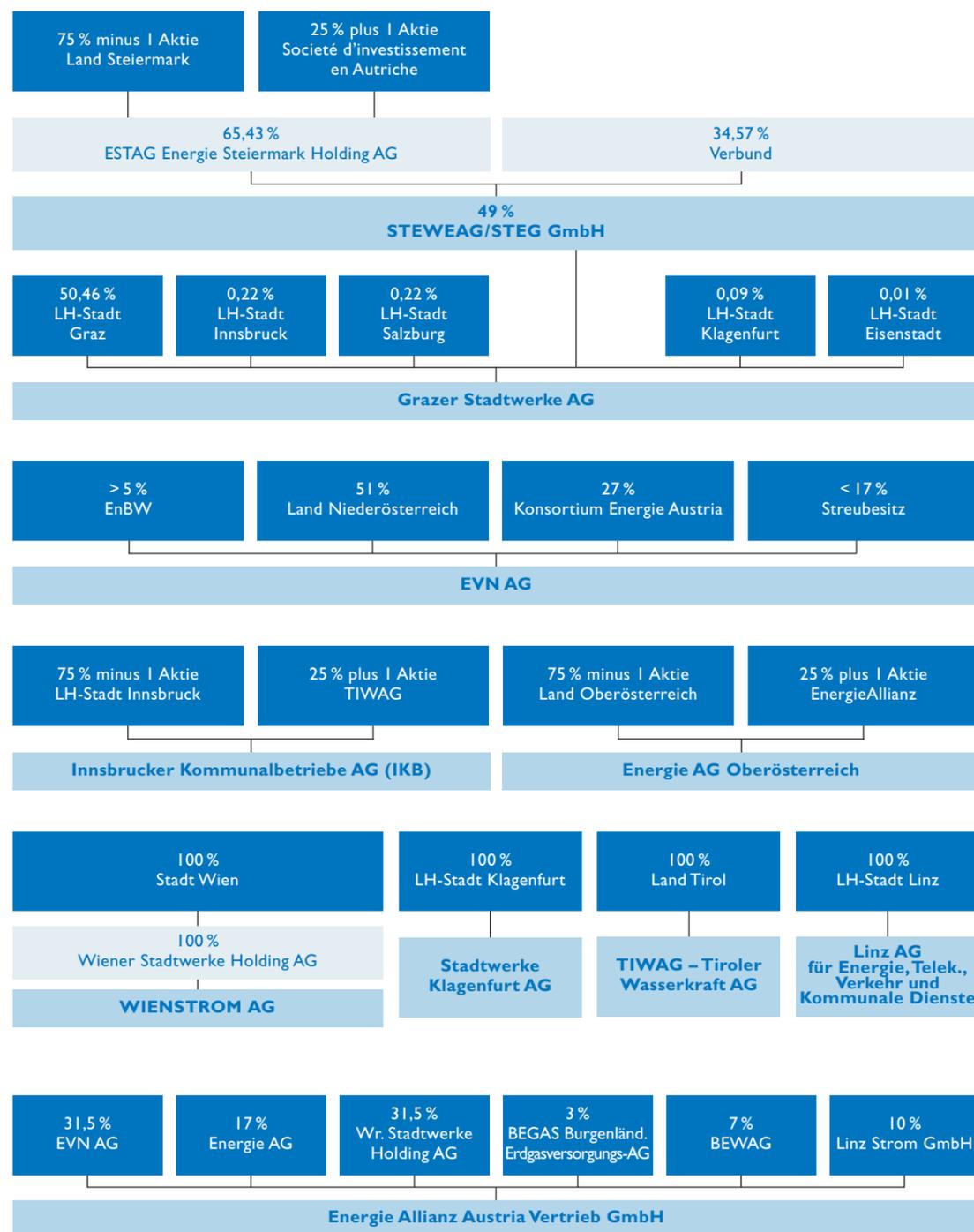


→ Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Stromwirtschaft

Abbildung 8

Stichtag 31. 12. 2002





→ Liberalisierungsprogramm der Europäischen Union

Die Europäische Union sieht in der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte schon lange ein vorrangiges Kernelement ihrer Wettbewerbspolitik. Ein verstärkter Wettbewerb auf den Energiemärkten infolge der Liberalisierung soll zu einer Reduktion der Beschaffungskosten führen und damit die Konkurrenzfähigkeit der europäischen Wirtschaft stärken.

Die europäische Gasmarktliberalisierung stellt den letzten Schritt des Binnenmarktprogramms 1992 im Energiebereich dar. Klare Zielsetzung der im Jahre 1998 in Kraft getretenen Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG (EGBRL) ist die Gewährleistung von Transparenz und Diskriminierungsfreiheit am europäischen Erdgasmarkt. Hauptanknüpfungspunkte zu deren Realisierung setzt die EGBRL insbesondere in den Regelungsbereichen Unbundling, Netzzugang für zugelassene Kunden sowie hinsichtlich der Take-or-pay-Verträge.

Aufgrund der seit 1998 gesammelten Erfahrungen legte die Europäische Kommission im März 2001 einen Änderungsvorschlag zur EGBRL vor und reagierte damit nicht zuletzt auf eine Forderung des Europäischen Rates und des Energieministerrates hinsichtlich einer rascheren Vollendung der europäischen Energiebinnenmärkte.

Der Vorschlag der Europäischen Kommission zur Änderung der Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktrichtlinie wurde am 7. 6. 2002 angenommen. Im November 2002 einigte sich der Energieministerrat auf politischer Ebene auf eine vollständige Öffnung der europäischen Gas- und Elektrizitätsmärkte für gewerbliche Kunden bis 2004, für Privatkunden bis 2007.

Vor dem Hintergrund einer vollständigen Marktöffnung bedarf es jedoch auch einer Weiterentwicklung der gemeinwirtschaftlichen Ziele. Der Schutz sozial schwächerer Kundengruppen und der Grundrechte der Endkunden auf Versorgung zu angemessenen Preisen, Umweltschutz und Versorgungssicherheit muss ungeachtet einer fortschreitenden Marktöffnung gewährleistet bleiben.

→ Liberalisierungsprogramm des Gasmarktes in Österreich

Der vollständigen Öffnung der österreichischen Energiemärkte wurde bereits im Regierungsprogramm vom 3. 2. 2000 breiter Raum gewidmet. Mit dem Bundesgesetz betreffend den Übergang zu der im Gaswirtschaftsgesetz vorgesehenen Marktorganisation (Art. 2 des Energieliberalisierungsgesetzes, BGBl. I Nr. 121/2000) wurde die Voll liberalisierung des österreichischen Erdgasmarktes per 1. 10. 2002 festgelegt.

Mit der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz 2000 (GWG-Novelle 2002, BGBl. I Nr. 148/2002) wurde das wettbewerbspolitische Ziel der hundertprozentigen Öffnung des österreichischen Gasmarktes nunmehr realisiert und der im GWG 2000 vorgesehene Stufenplan zur Gasmarktöffnung damit abgeschlossen. Die Voll liberalisierung des Erdgasmarktes erfolgt in Österreich somit weitaus rascher, als es die Marktöffnungsgrade und Zeitpläne der EGBRL sowie der Änderungsvorschlag der Europäischen Kommission zur EGBRL als Mindestanforderung vorsehen.

Ab 1. 10. 2002 haben nun alle österreichischen Endverbraucher die Möglichkeit, ihren Erdgaslieferanten frei zu wählen und zu wechseln. Die gänzliche Marktöffnung ermöglicht somit allen Kunden, in einem wettbewerbsorientierten Markt zu agieren und vom Gas-zu-Gas-Wettbewerb zu profitieren. Der zu erwartende Preisdruck infolge des gesteigerten Wettbewerbes erhöht die Kaufkraft der Konsumenten und stärkt die Konkurrenzfähigkeit heimischer Unternehmen auf in- und ausländischen Märkten.

Die Realisierung der vollständigen Öffnung des österreichischen Gasmarktes unterliegt einer wettbewerbspolitischen Besonderheit: Während die Bildung der Energiepreise dem freien Wettbewerb zwischen den Anbietern unterworfen ist, stößt die freie Marktwirtschaft bei der Frage des Transportes von Erdgas vom Anbieter bis zum Endkunden an die faktische Grenzen des Leitungsnetzes als „natürlichem Monopol“. Das Vorhaben der Schaffung einer realen Wettbewerbssituation am österreichischen Gasmarkt reduziert sich damit letztendlich auf die Gewährleistung eines fairen und diskriminierungsfreien Netzzuganges für alle potenziellen Marktteilnehmer. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen in Österreich und im EU-Raum kann Wettbewerb am Erdgasmarkt am Besten durch einen regulierten Netzzugang in Zusammenhang mit veröffentlichten, nicht diskriminierenden und kostenorientierten Tarifen realisiert werden.

GWG I

Die Umsetzung der Erdgasbinnenmarktrichtlinie erfolgte in Österreich zunächst durch das Gaswirtschaftsgesetz 2000 (GWG I), das im Juli 2000 beschlossen wurde und – auf Grund der verzögerten Kundmachung im Dezember 2000 – rückwirkend mit 10. 8. 2000 in Kraft trat. Dabei sollten, auf Basis der bestehenden bundesverfassungsgesetzlichen Kompetenzverteilung, die österreichischen gasrechtlichen Bestimmungen mit dem EU-Recht harmonisiert werden. Außerdem sollten in einem modernen Rechtsrahmen die rechtlichen Voraussetzungen für die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft in einem internationalen Umfeld und eine stufenweise Marktöffnung bis zur Voll liberalisierung geschaffen werden. Die Neuordnung dieses Rechtsbereiches wurde auch zum Anlass genommen, den im Bundesbereich geltenden, zersplitterten Rechtsrahmen in einem einzigen Gesetz zu kodifizieren und eine Rechtsbereinigung durchzuführen.

Das GWG ging hinsichtlich des Marktöffnungsgrades bereits über die Anforderungen der Erdgasbinnenmarktrichtlinie hinaus, die bei ihrem Inkrafttreten einen Mindestmarktöffnungsgrad von 20 % vorsah. Gemäß einer Übergangsvorschrift zum GWG I („Übergangsgesetz“) waren – der Richtlinie entsprechend – als zugelassene Kunden die mit Gas arbeitenden Stromerzeuger, und zwar unabhängig von ihrem Jahresverbrauch, sowie andere Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 25 Mio. m³ Gas je Verbrauchsstätte, netzzugangsberechtigt. Dies entsprach einem Marktöffnungsgrad von etwa 50%. Das Übergangsgesetz, das gleichzeitig mit dem GWG I in Kraft trat und bis 30. 9. 2002 befristet war, sah schließlich vor, dass alle Endverbraucher mit 1. 10. 2002 zur freien Wahl ihres Erdgasversorgers netzzugangsberechtigt sein sollten.

Hinsichtlich des Netzzuganges war im GWG I das System des verhandelten Zuganges unter Aufsicht des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit vorgesehen.

GWG II

Durch die Novelle zum GWG I, die teilweise mit 24. 8. 2002, überwiegend jedoch mit 1. 10. 2002 in Kraft trat, kam es zur vollständigen Öffnung des österreichischen Erdgasmarktes. Gleichzeitig wurde eine neue Behördenstruktur für die Erdgasaufsicht geschaffen. Seit 1. 10. 2002 ist jeder Erdgaskunde berechtigt, seinen Erdgasversorger frei zu wählen. Damit hat Österreich sowohl die Vorgaben der geltenden Erdgasbinnenmarktrichtlinie, die bis 2008 eine Marktöffnung von 33 % vorsieht, als auch des Entwurfes der Kommission der Europäischen Gemeinschaften zur Änderung der Erdgasbinnenmarktrichtlinie, der eine vollständige Marktöffnung ab 1. 1. 2007 vorsieht, klar übertrifft. Einer der Anlässe für die relativ kurzfristig erfolgte Novellierung des GWG I war, dass das im GWG I festgelegte Prinzip des verhandelten Netzzuganges – trotz grundsätzlicher Gleichwertigkeit mit dem Prinzip des regulierten Netzzuganges – den Grundsätzen der Gleichbehandlung und Preisangemessenheit für alle Marktteilnehmer nicht gerecht werden konnte. Es gab praktisch keinen Fall, in dem zugelassene Kunden ihren Erdgasversorger unter Inanspruchnahme der im GWG I vorgesehenen Mechanismen wechseln konnten. Das durch das GWG II eingeführte Modell des regulierten Netzzuganges zu behördlich genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen und festgelegten Netzтарifen sieht nunmehr Erleichterungen sowohl bei der Beantragung als auch bei der rechtlichen Durchsetzung des Netzzuganges vor.

Die Rechtslage nach der Novelle 2002 stellt sich im Einzelnen wie folgt dar:

Netzbetrieb

Netze stellen nach wie vor Monopole dar, ihr Betrieb unterliegt daher einer besonderen Aufsicht. Die Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zu den Verteilernetzen bedürfen einer behördlichen Genehmigung, die Tarife für die Nutzung des Netzes werden behördlich festgelegt. Auf Grund der Unbundling-Vorschriften haben bestimmte Netzbetreiber ihre Netze von allen übrigen Tätigkeiten organisatorisch zu trennen und in eine eigene Gesellschaft ausgliedern.

Bilanzgruppen und Regelzonen

Die vollständige Marktöffnung machte auch eine Änderung der Struktur der österreichischen Erdgasversorgung erforderlich. An die Stelle des Systems der geschlossenen Versorgungsgebiete mit einer – wenn auch eingeschränkten – Versorgungspflicht des regionalen Netzbetreibers trat das bereits im Elektrizitätssektor durch die ElWOG-Novelle 2000 eingeführte Bilanzgruppensystem. Unter einer Bilanzgruppe versteht man die Zusammenfassung von Versorgern und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe von Erdgas erfolgt. Die einzelnen Bilanzgruppen werden vom Bilanzgruppenverantwortlichen innerhalb einer Regelzone gebildet, wobei das Bundesgebiet in die Regelzonen Ost (Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien), Tirol und Vorarlberg unterteilt ist (siehe Kapitel „Institutionen im liberalisierten Gasmarkt“).

Speicherbetrieb

Im Unterschied zum GWG I behandelt das GWG II nun auch den Zugang zu Speicheranlagen. Speicherzugangsberechtigt sind Produzenten, Versorger und Händler. Der Speicherzugang ist grundsätzlich verhandelt, das Gesetz unterwirft die zu vereinbarenden Speichernutzungsentgelte jedoch den Grundsätzen der Gleichbehandlung und der Kostenorientierung und legt fest, dass die Speicherunternehmen den Speicherzugangsberechtigten den Zugang zu ihren Anlagen zu nicht diskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren haben.

Institutionen im liberalisierten Gasmarkt

Das Bilanzgruppensystem brachte neue Institutionen, nämlich den Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV), den Betreiber einer Verrechnungsstelle (Bilanzgruppenkoordinator – BKO) und den Regelzonenführer (RZF).

Bilanzgruppenverantwortliche (BGV)

Gemäß GWG II hat sich jeder Netzbetreiber einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Eine Bilanzgruppe wird durch den BGV gebildet, der die Bilanzgruppenmitglieder nach außen vertritt. Zu den Aufgaben des BGV zählt unter anderem die Beschaffung von Ausgleichsenergie (darunter versteht man die Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe einer Bilanzgruppe innerhalb einer definierten Messperiode für die Bilanzgruppenmitglieder).

Bilanzgruppenkoordinator (BKO)

Zu den Aufgaben des BKO zählen unter anderem die Registrierung der BGV nach Durchführung einer Bonitätsprüfung, die Einholung von Angeboten für Ausgleichsenergie und Erstellung einer Abrufreihenfolge (Merit Order List; Reihung nach Preisen) sowie die Berechnung, Zuordnung und Verrechnung der Ausgleichsenergie gegenüber den Bilanzgruppen.

Regelzonenführer (RZF)

Der Regelzonenführer wurde in der Regelzone Ost von der OMV Erdgas GmbH, in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg vom jeweiligen Landesversorger gegenüber der E-Control benannt.

Aufgaben des Regelzonenführers Kasten 8

- Bereitstellung der so genannten Systemdienstleistung (Leistungs- und Druckregelung bzw. Druckhaltung in den Netzen),
- Steuerung von Fernleitungsanlagen,
- Abrufung von Erdgas zur Aufbringung von Ausgleichsenergie gemäß der Merit Order List des BKO,
- Beantwortung von Anträgen auf Netzzugang und die Zuteilung von Kapazitäten für die dem Verteilnetz vorgelagerten Netze,
- Verwaltung der Leitungskapazitäten in den Fernleitungen sowie
- Veröffentlichung der Netzauslastung.

→ Aufgaben der Regulierungsbehörden

Durch das GWG II bzw. die damit verbundene Novelle zum E-RBG wurden den bereits für den Elektrizitätsbereich zuständigen Regulatoren E-Control GmbH und E-Control Kommission umfangreiche Zuständigkeiten betreffend die Erdgasaufsicht übertragen. Im Einzelnen nehmen diese Behörden nach der Novelle 2002 folgende Zuständigkeiten im Erdgassektor wahr:

Bilanzgruppen und Regelzonen

Zahlreiche neue Kompetenzen der Regulatoren stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit der Einführung des Bilanzgruppensystems mit drei Regelzonen. Der E-Control obliegt die Zulassung von Bilanzgruppenverantwortlichen, die Genehmigung deren Allgemeiner Bedingungen, die Aufsicht über Bilanzgruppenverantwortliche sowie die Zuweisung jener Netzbenutzer, die sich keiner Bilanzgruppe angeschlossen haben bzw. keine eigene Bilanzgruppe gebildet haben, zu Bilanzgruppen.

Die Erteilung der Konzession an die Verrechnungsstellen (BKO) fällt in die Zuständigkeit des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, die laufende Aufsicht über die Verrechnungsstellen obliegt jedoch der E-Control. Diese hat auch die Allgemeinen Bedingungen sowie das von den Verrechnungsstellen vorzulegende Preismodell für Ausgleichsenergie zu genehmigen sowie das den Verrechnungsstellen gebührende Clearingentgelt durch Verordnung festzulegen.

Die Aufsicht über die Regelzonenführer obliegt ebenfalls der E-Control. Sie genehmigt auch die von den Regelzonenführern zu definierende Methode zur Abgrenzung von Regel- und Ausgleichsenergie bzw. das Berechnungsmodell für verfügbare Leitungskapazitäten innerhalb der Regelzone. Die Festlegung des Entgelts für den Regelzonenführer erfolgt dagegen durch Verordnung der E-Control Kommission.

Regulierung des Netzzuganges

Die E-Control Kommission ist zur Festlegung des Systemnutzungsentgelts für Fern- und Verteilerleitungen durch Verordnung und zur Genehmigung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen durch Bescheid zuständig. Darüber hinaus kann die E-Control Kommission den Kreis der, der Tarifierung gemäß GWG II unterliegenden, Fernleitungsanlagen und Erdgasunternehmen durch Verordnung nach den tatsächlichen Gegebenheiten (z.B. Bau einer neuen Fernleitung) erweitern. Für den Fall, dass ein Netzbetreiber seinen gesetzlichen Pflichten gemäß GWG II nicht nachkommt, hat die E-Control Kommission Maßnahmen zur Sicherung der Erdgasversorgung zu ergreifen, die bis zur Übertragung des Netzes auf einen Dritten reichen können.

Die E-Control ist für die organisatorische und technische Abwicklung von Ausgleichszahlungen zwischen jenen Netzbetreibern zuständig, deren Netze in einem Netzbereich mit einheitlichem Tarif zusammengefasst wurden. In

ihre Zuständigkeit fallen weiters die Durchführung des Ermittlungsverfahrens bei der Festlegung des Systemnutzungsentgelts sowie die Erlassung der Verordnungen betreffend standardisierte Lastprofile bzw. Wechsel des Versorgers und der Bilanzgruppe.

Netzzugangsverweigerungsverfahren

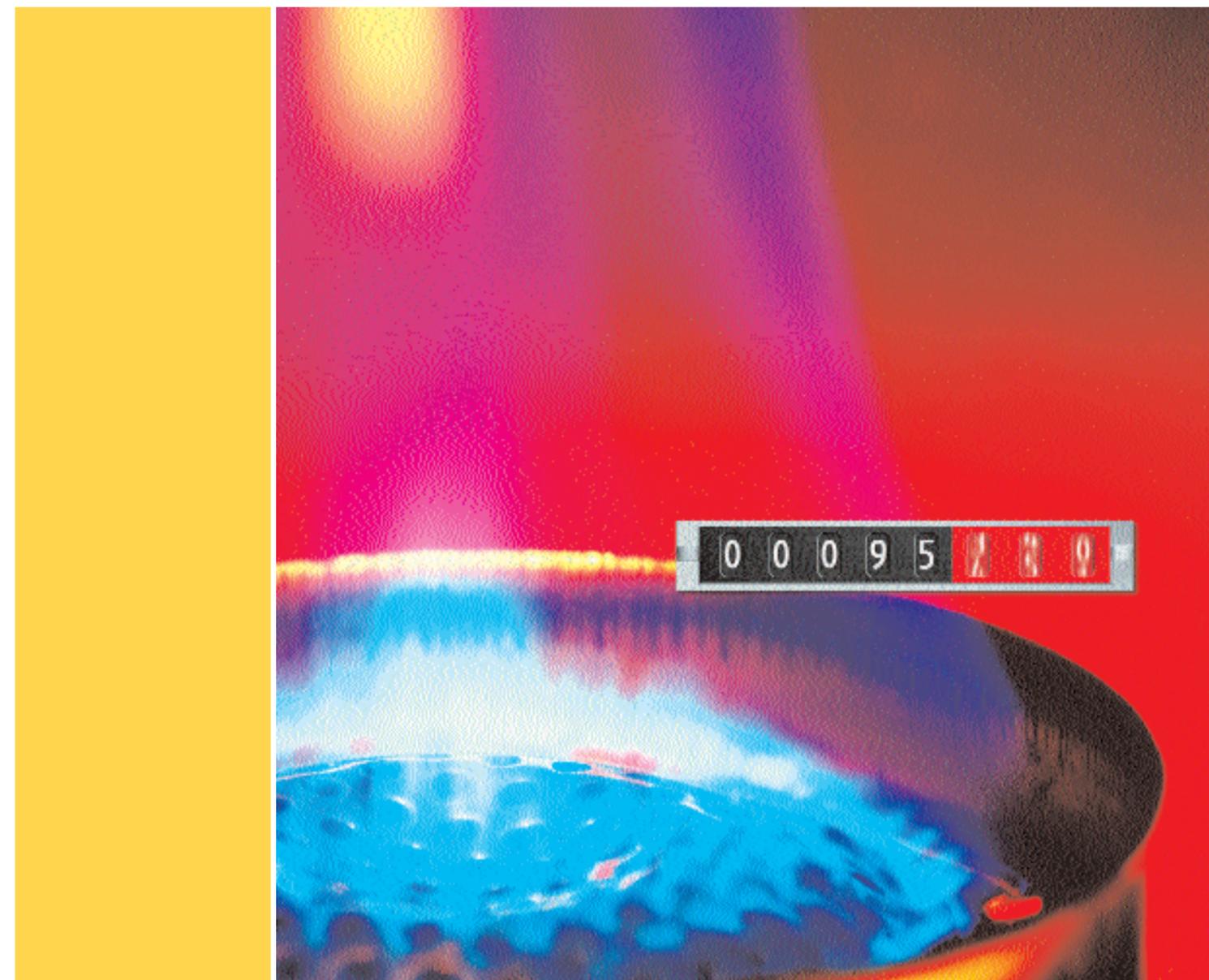
Gemäß § 19 Abs. 4 GWG II hat die E-Control Kommission über Antrag desjenigen, der behauptet, durch die Verweigerung des Netzzuganges in seinem gesetzlich eingeräumten Recht auf Gewährung des Netzzuganges verletzt worden zu sein, innerhalb eines Monats festzustellen, ob die Voraussetzungen für die Verweigerung eines Netzzuganges (z.B. wegen mangelnder Kapazitäten oder anderer im Gesetz angeführten Gründe) zutreffen. Bisher wurden von der E-Control Kommission drei Feststellungsverfahren eingeleitet. In allen Fällen wurden nicht abgeschlossene Verfahren des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit übernommen, die die Rechtslage nach dem GWG I betrafen. Ein Verfahren wurde auf Grund der Zurückziehung des Antrages eingestellt. Die Verfahren haben überwiegend Kapazitätsfragen zum Gegenstand.

Streitschlichtungsverfahren

Gemäß § 21 Abs. 1 GWG II ist die E-Control zur Streitschlichtung zwischen Netzbetreibern und Verbrauchern im Sinne des Konsumentenschutzgesetzes zuständig. Die Zuständigkeit umfasst Verpflichtungen aus dem Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Netzzugangsberechtigten, mit Ausnahme von Netzzugangstreitigkeiten gemäß § 19 Abs. 1 GWG II sowie jener Fälle, in denen eine Zuständigkeit des Kartellgerichtes besteht. Die Zuständigkeit der ordentlichen Gerichte bleibt unberührt. Gemäß § 10a Abs. 1 E-RBG können Streit- oder Beschwerdefälle der E-Control vorgelegt werden, sofern darüber nicht die E-Control Kommission zu entscheiden hat. Die Zuständigkeit der ordentlichen Gerichte bleibt auch hier unberührt. In Streitschlichtungsfällen betreffend Verbraucher ist die Bundesarbeitskammer in das Verfahren einzubinden. (siehe dazu auch Kapitel „Energie-Control als Streitschlichtungsstelle für Gas- und Elektrizitätsfragen“)

Wettbewerbs- und Missbrauchsaufsicht

Im Rahmen ihrer Wettbewerbsaufsicht hat die E-Control dafür zu sorgen, dass es zu keinen Ungleichbehandlungen von Marktteilnehmern, z.B. durch Netzbetreiber, kommt. Stellt die E-Control einen Missstand fest, so hat sie den betreffenden Marktteilnehmer, der das rechtswidrige Verhalten gesetzt hat, zur Herstellung des rechtmäßigen Zustandes aufzufordern. Kommt der Marktteilnehmer dieser Verpflichtung binnen einer von der E-Control zu bestimmenden Frist nicht nach, so hat diese die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes mit Bescheid aufzutragen. Bisher wurde bei der E-Control kein Missbrauchsverfahren im Gasbereich eingeleitet. Der E-Control obliegt weiters die Überwachung der Einhaltung der Unbundling-Vorschriften.



→ **Marktregeln****Die rechtlichen Rahmenbedingungen**

Im GWG II wird der Begriff Marktregeln als Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis definiert, die Marktteilnehmer im Erdgasmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.

Bestandteile der Marktregeln

Kasten 9

- Allgemeine Verteilernetzbedingungen nach § 26 GWG 2002,
- Allgemeine Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators nach § 33d GWG 2002,
- Allgemeine Bedingungen der Bilanzgruppenverantwortlichen nach § 42b GWG 2002,
- Verordnung der Energie-Control betreffend Wechsel des Versorgers und der Bilanzgruppe (Wechselverordnung) nach § 42e Abs. 2 GWG 2002,
- Verordnung der Energie-Control betreffend Zuordnung, Erstellung und Anpassung von standardisierten Lastprofilen (Lastprofilverordnung) nach § 28 Abs. 1 GWG 2002 und
- Sonstige Marktregeln.

Im Bereich der Allgemeinen Bedingungen für Netzbetreiber vollzog sich die praktische Implementierung der rechtsverbindlichen Rahmenbedingungen der Marktregeln im Rahmen von Genehmigungsverfahren gemäß § 26 GWG. Bis Dezember 2002 wurden alle Allgemeinen Bedingungen der 21 Verteilnetzbetreiber zur Genehmigung eingereicht. Bei einigen Anträgen erfolgte ein Verbesserungsauftrag der Behörde, dem seitens der Netzbetreiber nachgekommen wurde. Lediglich bei zwei Anträgen von Netzbetreibern erfolgte eine Teilabweisung. Daneben erfolgten acht Zulassungen als Bilanzgruppenverantwortliche, fünf Genehmigungen der Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenverantwortlichen sowie die Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen für die beiden Verrechnungsstellen durch die Regulierungsbehörde.

Allgemeine Bedingungen

Die Allgemeinen Bedingungen für den Betrieb eines Verteilnetzes, die Allgemeinen Bedingungen eines Bilanzgruppenkoordinators und die Allgemeinen Bedingungen eines Bilanzgruppenverantwortlichen stellen die vertragliche, für Marktteilnehmer im Gasmarkt verbindliche Basis dar, um das Funktionieren des Marktes zu gewährleisten und Diskriminierungen von Marktteilnehmern zu vermeiden.

Die Allgemeinen Bedingungen für den Betrieb eines Verteilnetzes bedürfen gemäß § 26 Abs. 1 GWG 2002 der Genehmigung durch die E-Control Kommission und sind durch die Verteilerunternehmen im Amtsblatt zur Wiener Zeitung und im Internet kundzumachen. Die Allgemeinen Bedingungen einer Verrechnungsstelle und eines Bilanzgruppenverantwortlichen werden durch die E-Control genehmigt.

Verordnungen

Für das Procedere eines Versorgerwechsels oder Wechsels einer Bilanzgruppe enthält das GWG II eine Verordnungsermächtigung für die E-Control. Die entsprechende Verordnung (Wechselverordnung) wurde am 28. 8. 2002 kundgemacht. Die abgebildeten Prozesse wurden in enger Anlehnung an die Elektrizitätswirtschaft, unter Berücksichtigung der Besonderheiten im Bereich Gas und unter enger Einbeziehung der Marktteilnehmer entwickelt.

Ebenfalls am 28. 8. 2002 wurde die Lastprofilverordnung kundgemacht. Hier werden Verteilerunternehmen zur Erstellung von standardisierten Lastprofilen für Netzbutzer, bei denen bestimmte Kriterien erfüllt sind, verpflichtet. Bei der Erstellung der standardisierten Lastprofile, die zur Prognose des Erdgasverbrauchs für Kleinverbraucher herangezogen werden, wurden die Netzbetreiber auf Grund der vielen, den Erdgasverbrauch beeinflussenden Faktoren (Temperatur, Tagesgangzyklen, Saisonabhängigkeit, Bauweise, Siedlungsform usw.) vor eine besondere Herausforderung gestellt. Im Gegensatz zum Sektor Strom wurden zuvor noch keine Profile entwickelt, auf die zurückgegriffen werden konnte. Innerhalb einer sehr kurzen Vorbereitungszeit wurde, in Abstimmung mit der E-Control, eine Reihe von Lastprofilen entwickelt und fristgerecht bei dieser angezeigt.

Sonstige Marktregeln

Nach § 9 Abs. 1 Z. 1 E-RBG hat die E-Control die Aufgabe, in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern die Sonstigen Marktregeln für die Marktteilnehmer zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen. In den Sonstigen Marktregeln werden in weiten Bereichen technische und organisatorische Details festgelegt, die für die Umsetzung des Marktmodells, dessen Einführung der Gesetzgeber im GWG 2002 beschreibt, einer Regelung bedürfen. Die Sonstigen Marktregeln erlangen im Wege der Allgemeinen Bedingungen Geltung.

Die Sonstigen Marktregeln für die Gaswirtschaft wurden in Anlehnung an die Sonstigen Marktregeln der Elektrizitätswirtschaft strukturiert.

Aufbauend auf den Begriffsbestimmungen, die zu einem gemeinsamen Verständnis führen, enthalten die Sonstigen Marktregeln eine formale Darstellung der Beziehungen zwischen allen Marktteilnehmern sowie dem Zusammenwirken der Marktteilnehmer. Ausgehend von diesem Beziehungsgeflecht erfolgt eine detaillierte Beschreibung aller operativen und datentechnischen Prozesse im Markt, die eine gesicherte Informationsübermittlung und Kommunikation ermöglichen. Schwerpunkte der Regelungen bilden Ausführungen über das Fahrplanmanagement und die Lastprofile. Darüber hinaus sind in den Sonstigen Marktregeln entsprechende Definitionen von Datenformaten sowie zeitliche Fristen für bestimmte Prozesse festgehalten, die den Marktteilnehmern in den erforderlichen Bereichen ein koordiniertes Vorgehen ermöglichen. Da sich die Harmonisierungsbestrebungen der Gaswirtschaft auf europäischer Ebene noch in einem frühen Stadium befinden, wurden mangels einheitlicher europäischer Standards Datenformate aus dem Strombereich übernommen und adaptiert. Damit ist sichergestellt, dass eine Umstellung nach dem europäischen Abstimmungsprozess ohne verlorene, aufwendige Vorinvestition erfolgen kann.

Die Sonstigen Marktregeln werden beginnend mit März 2003 entsprechend den Erfahrungen und Erfordernissen des Marktes angepasst und ergänzt.

Entwicklungsprozess der Marktregeln

Basierend auf den Marktregeln der Elektrizitätswirtschaft erarbeitete die E-Control mit Beginn des Jahres 2002 Entwürfe für die Marktregeln Gas.

Im April 2002 wurden auf Basis der vorhandenen Entwürfe des GWG 2002 mit den betroffenen Marktteilnehmern – noch ohne gesetzliche Grundlagen und formale Kompetenzen – Verhandlungen aufgenommen, die von einer konstruktiven Kooperation der Beteiligten, insbesondere der österreichischen Gaswirtschaft, geprägt waren. Im Zuge des Verhandlungsprozesses wurden die Marktregeln unter weitestmöglicher Berücksichtigung der Interessen der einzelnen Marktteilnehmer – auch der Sozialpartner – weiterentwickelt.

Von den Marktteilnehmern sowie den Interessenvertretungen wurden im Zuge des Verhandlungsprozesses umfangreiche Stellungnahmen eingebracht, die nach Maßgabe der Möglichkeiten bei der Überarbeitung der Dokumente berücksichtigt wurden. Als besonders kritischer Punkt erwies sich vor allem der Bereich der „Ausgleichsenergiebewirtschaftung“ der Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators und der damit zusammenhängende Bilanzierungszeitraum, aufgrund der daraus möglicherweise erwachsenden hohen Ausgleichsenergiekosten. Nach Abwägung sämtlicher Argumente wurde seitens der E-Control unter bestimmten Rahmenbedingungen eine stündliche Bilanzierungsperiode für einen halbjährigen Beobachtungszeitraum akzeptiert. Nach Ablauf dieser Testperiode werden die bisher gewonnenen Erkenntnisse zur nochmaligen Bewertung des Bilanzierungszeitraumes und Auswahl des in der Gesamtbetrachtung kostengünstigsten Modells herangezogen.

Ende August 2002 wurden die Verhandlungen der Marktregeln abgeschlossen. Die Dokumente wurden im Internet zugänglich gemacht und standen den Marktteilnehmern als Musterbedingungen zur Verfügung. Je nach Zuständigkeit wurden im September 2002 die ersten Anträge zur Genehmigung bei der E-Control bzw. E-Control Kommission eingebracht.

→ Systemnutzungstarife

Die Verordnung der E-Control Kommission über die Netztarife (Gas-Systemnutzungstarife – Verordnung, GSNT-VO) wurde am 30. 9. 2002 im Amtsblatt der Wiener Zeitung veröffentlicht. Die Festlegung der Netztarife erfolgte für die Ebenen 2 und 3. Pro Netzbereich sind die Tarife einheitlich gestaltet.

Bei der Genehmigung der Systemnutzungstarife wurde von den eingereichten Preisansätzen der einzelnen Netzbetreiber (= Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber) auf Basis eines Gutachtens von Christoph/Bogner im Auftrag des BMWA unter Herausrechnung der Kosten für die Systemnutzung von den bisherigen all-inclusive Preisen ausgegangen. Die Überprüfung der veranschlagten Preisansätze durch die E-Control vor Erlassung der GSNT-VO führte bereits zu einer Gesamtkostenreduktion von 50 Mio. €. In einem nächsten Schritt wurden drei Tarifprüfungsverfahren bei Netzbetreibern zur betriebswirtschaftlichen und technischen Überprüfung der veranschlagten Kostenarten und Kostenhöhe eingeleitet.

Die Tarife der Ebenen 2 und 3 sind nach verbrauchten Kilowattstunden in Zonen und Staffeln gegliedert. Die ersten 7 der insgesamt 11 Zonen und Staffeln kommen für nicht leistungsgemessene Endverbraucher zur Anwendung, die letzten 4 Zonen und Staffeln gelten für Endverbraucher über 100 000 m³ mit einem Lastprofilzähler.

Die Aufteilung in Zonen und Staffeln wurde in einem gemeinsamen Diskussionsprozess mit der Gasbranche erarbeitet und ermöglicht es den Netzbetreibern, die Tarife gemäß der Abnahmestruktur ihres Netzbereiches zu gestalten.

Konkrete Berechnungen können den Tabellen 7 und 8 entnommen werden. Eine Staffel ist so zu verstehen, dass die gesamte Menge mit einem Tarif verrechnet wird.

Arbeitspreis für Haushaltskunden

Die Berechnung des Arbeitspreises folgt dem Prinzip des Einkommenssteuertarifes. Für die ersten 8.000 kWh kommt der Tarif in der Zone 1 zur Anwendung, für die folgenden 7.000 kWh der Tarif in der Zone 2 und für die darauffolgenden 25.000 kWh der Tarif in der Zone 3, usw.. Ab einem Verbrauch von umgerechnet 1.107.001 kWh muss gemäß der Lastprofilverordnung § 3a ein Lastprofilzähler eingebaut werden.

Pauschale für Haushaltskunden

Eine Pauschale kommt in der Zone 1–7 zur Anwendung, um vom Verbrauch unabhängige, fixe Kostenbestandteile der Administration, der Verrechnung, des Störungsdienstes sowie der laufenden Wartung des Rohrnetzes abzudecken.

→ Beispiel Preisberechnung für einen Haushaltskunden

Tabelle 7

Kleinverbraucher (Haushaltskunde) exkl. Messentgelt und Netzbereitstellungsentgelt:

Netzbetreiber X

KWh		Arbeitspreis Cent/kWh		Pauschale Cent/Monat
0–8.000	Zone 1	1,300	Staffel 1	200
8.001–15.000	Zone 2	1,100	Staffel 2	200
15.001–40.000	Zone 3	1,000	Staffel 3	200
...	Zone 4	0,900	Staffel 4	200

Kunde Y, Jahresverbrauch 10.000 kWh

KWh pa	Nm³ pa	Arbeitspreis Cent/Jahr	Pauschale Cent/Jahr	SUMME Cent/Jahr
8.000	722	10.400		
2.000	180	2.200		
10.000	903	12.600	2.400	15.000
				1,5 Cent/kWh
				16,6 Cent/m³a

Berechnung des Leistungspreises für Großabnehmer

Die Leistung wird ab einem Verbrauch von 1.107.000 kWh mit einem Lastprofilzähler gemessen. Der leistungsbezogene Anteil des Netznutzungsentgeltes ist grundsätzlich auf den Zeitraum eines Jahres zu beziehen und wird so gestaltet, dass der leistungsbezogene Anteil 80% des Netznutzungspreises je Netzebene nicht übersteigt.

Zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes ist das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung heranzuziehen. Der Durchschnitt der 12 Monatsspitzen wird mit dem Tarif in der entsprechenden Staffel multipliziert und monatlich verrechnet.

Berechnung des Arbeitspreises für Großabnehmer

Der Verbrauch wird gemessen und in Zonen aufgeteilt. Für die ersten 8.000 kWh wird der Tarif in der Zone 1 verrechnet, für die nächsten 7.000 kWh wird der Tarif in der Zone B verrechnet, usw. Ab 1.107.000 kWh beginnt die Zonung neu, die gesamte Menge bis 5.000.000 kWh wird mit dem Tarif in der Zone A verrechnet, die nächsten 5.000.000 kWh bis 10.000.000 wird mit dem Tarif in der Zone B verrechnet usw.

→ Beispiel Preisberechnung für Industriekunden

Tabelle 8

Großabnehmer (Industrieunternehmen) exkl. Messentgelt und Netzbereitstellungsentgelt:

Netzbetreiber X

KWh		Arbeitspreis Cent/kWh		Leistungspreis Cent/kWh/h
0–5.000.000	Zone A	0,1	Staffel A	400
5.000.001–10.000.000	Zone B	0,08	Staffel B	400
10.000.001–100.000.000	Zone C	0,05	Staffel C	400
ab 100.000.000	Zone D	0,04	Staffel D	400

Kunde Y, Jahresverbrauch 30.000.000 Nm³, 332.100.000 kWh, Stundenspitze 8.000 Nm³, 88.560 kWh

KWh pa	kWh ph	Arbeitspreis EUR/Jahr	Leistungspreis EUR/Jahr	SUMME EUR/Jahr
5.000.000		5.000		
5.000.000		4.000		
90.000.000		45.000		
232.100.000		92.840		
332.100.000	88.560	146.840	354.240	501.080
				0,15 Cent/kWh
				1,6 Cent/m³a

→ Gasstatistik

Rechtliche Rahmenbedingungen

Mit der Gaswirtschaftsgesetz-Novelle 2002 wurde der E-Control die Aufgabe übertragen, statistische und andere Erhebungen im Rahmen der Gaswirtschaft durchzuführen. § 59 des GWG 2002 enthält eine explizite Verordnungsermächtigung für die E-Control. Die dementsprechende Verordnung der E-Control wurde am 20./21. 12. 2002 veröffentlicht.

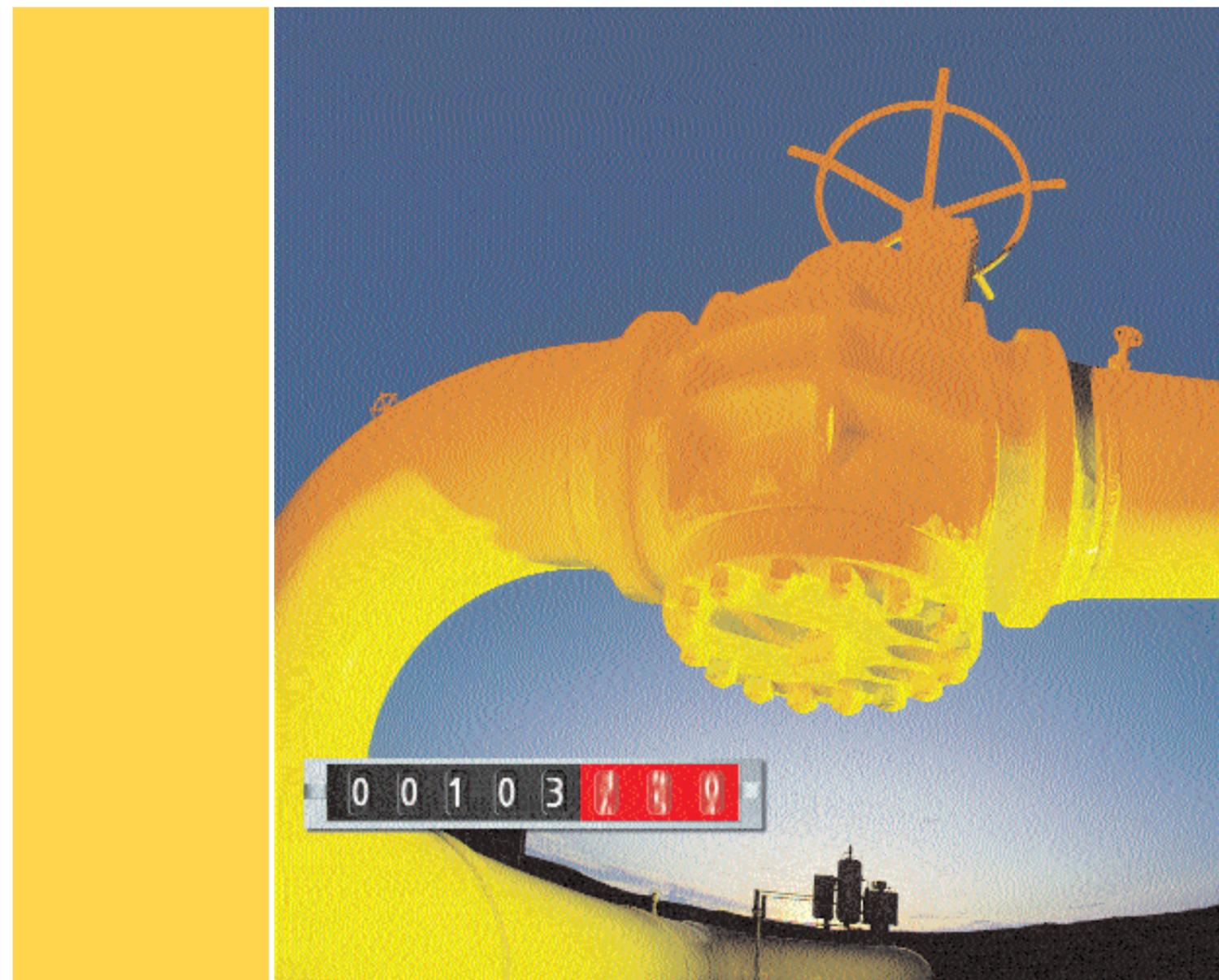
Erhebungsumfang

Der Erhebungsumfang der Gasstatistikverordnung 2002 orientiert sich einerseits an den Anforderungen, die in einem liberalisierten Gasmarkt an statistische Publikationen gestellt werden und andererseits an den Notwendigkeiten zu einer Gesamtdarstellung der gasförmigen Energieträger in Österreich. Der inhaltliche Schwerpunkt liegt dementsprechend sowohl bei einer transparenten Darstellung des Gasmarktes als auch bei einer möglichst lückenlosen Energiebilanz im klassischen Sinn.

Die jeweils notwendigen Erhebungsinhalte wurden der Elektrizitätsstatistikverordnung des BMWA, BGBl. Nr. 486/2000 sowie der Kohlestatistik-Verordnung 2003 und der Erdölstatistik-Verordnung 2003 angepasst. Dadurch ist gewährleistet, dass für die beiden in den Kompetenzbereich der E-Control fallenden, leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas gleiche Informationsinhalte erhoben und publiziert und die gasförmigen Brennstoffe analog den anderen fossilen Brennstoffen in den Rahmen der österreichischen Energiebilanz einbezogen werden. Die Gasstatistikverordnung 2002 der E-Control versucht, den Meldeaufwand zu minimieren. Deshalb wird primär auf Datenflüsse zurückgegriffen, die zur Abwicklung der Marktregeln entwickelt wurden. Ein Großteil der statistischen Informationen wird auf Basis der von den Marktteilnehmern ausgetauschten Stundenwerten erhoben. Monatlich konnten die Meldepflichten auf Zusatzinformationen, wie etwa die gesamte Abgabe an sogenannte Großverbraucher oder andere Verbrauchergruppen, Versorgungseinschränkungen, Auswirkungen der Liberalisierung oder wirtschaftliche

Kennzahlen eingeschränkt werden. Im Rahmen der Jahresehebung werden vor allem technische Kennzahlen erhoben, die der Abrundung der statistischen Information dienen.

Zur genauen Beobachtung des liberalisierten Gasmarktes in Österreich wurden in der Gasstatistikverordnung 2002 Übergangsbestimmungen für das vierte Quartal 2002 erlassen. Dieser Zeitraum wird sowohl entsprechend der bis zum 31. 12. 2002 gültigen Brennstoffstatistikverordnung 1967 (BGBl. Nr. 383/1967) als auch entsprechend der neuen Gasstatistikverordnung 2002 der E-Control erfasst. Die Jahresstatistik 2002 wird noch in ihrer gewohnten Form vom BMWA erhoben, ausgewertet und publiziert.



→ **Österreich im europäischen Gasmarkt**

Die Liberalisierung der Gas- und Elektrizitätsmärkte in Europa schreitet weiter voran. Einige EU-Mitgliedsländer haben ihre Märkte bereits vollkommen dem Wettbewerb geöffnet. Andere Mitgliedstaaten hingegen (u. a. Frankreich) erfüllen nur die Minimalbestimmungen der EU-Richtlinien.

Auch wenn die Prioritäten der Marktöffnung der einzelnen Länder unterschiedlich sind, bleibt als generelle Zielsetzung die Förderung des Wettbewerbs, um den Kunden effiziente Preise, besseres Service und nachhaltige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Darüber hinaus sollen Anreize für Innovationen und Effizienzsteigerungen gesetzt und gleichzeitig die Anpassung an sich veränderte Marktbedingungen verbessert werden.

Der jährliche Erdgasverbrauch des Europäischen Marktes beträgt etwa 1.000–1.100 Mrd. m³, wobei vier Länder (Russland, Großbritannien, Niederlande und Algerien) mehr als 75 % des Verbrauchs abdecken. Der die Versorgungssituation in Westeuropa dominierende Anteil der Eigenförderung betrug rd. 68 %. Bezüge aus Russland ergaben 18 % des Erdgasaufkommens. Aus Algerien stammten 12 % des westeuropäischen Erdgasaufkommens und aus den übrigen Drittländern zusammen 2 %. Der Transport erfolgt fast ausschließlich leitungsgebunden. Lediglich rd. 25 Mrd. m³ werden als LNG (flüssiges Erdgas) aus Algerien und Libyen bezogen. Die grenzüberschreitend gelieferten Erdgas-mengen in Westeuropa beliefen sich wie im Vorjahr auf rd. 235 Mrd. m³. Dies entspricht knapp 40 % der gesamten weltweit grenzüberschreitend bezogenen Erdgasmengen. Die Lieferungen erfolgten in der Regel noch auf Basis langfristiger Verträge (TOP-Verträge). Kurzfristige Verträge wurden bisher nur über geringe Mengen abgeschlossen.

→ **Aktueller Stand der Gasmarktöffnung**

Abbildung 9

	Österr.	Belgien	Dänem.	Frankr.	Deutshl.	Irland	Italien	Luxemb.	Niederl.	Spanien	Schweden	UK
Erklärte Marktöffnung (%)	100	59	35	20	100	82	96	72	60	79	47	100
Datum der vollst. Öffnung	2002	2003/6	2004		2000	2005	2003		2003	2003	2006	1998
Entflechtung: Fernleitungsnetzbetreiber	Rechtsform	Rechtsform	Rechtsform	Buchführung	Buchführung	Management	Rechtsform	Buchführung	Management	Eigentumsv.	Buchführung	Eigentumsv.
Entflechtung: Verteilungsnetzbetreiber	Rechtsform	Rechtsform	Rechtsform	Buchführung	Buchführung	Management	Rechtsform	Buchführung	Buchführung	Rechtsform	Buchführung	Eigentumsv.
Regulierer	ex-ante	ex-ante	ex-post	n.a.	NTPA ¹	ex-ante	ex-ante	ex-ante	hybrid	ex-ante	ex-post	ex-ante
Struktur der Fernleitungsentgelte	wird geprüft	Entfernung	Briefmarkenentf.	Entfernung	Entfernung	Einspeis./Entn.	Einspeis./Entn.	Briefmarkenentf.	Entfernung	Briefmarkenentf.	Briefmarkenentf.	Einspeis./Entn.
Gesamtnetzentgelt	n.a.	normal	hoch	hoch	hoch	normal	normal	normal	normal	normal	hoch	normal
Kapazitätsbuchungsverf.	moderat	flexibel	unflexibel	unflexibel	unflexibel	flexibel	flexibel	flexibel	flexibel	flexibel	flexibel	flexibel
Ausgleichsbedingungen fördern den Einstieg J/N	günstig	moderat	ungünstig	moderat	ungünstig	moderat	günstig	ungünstig	moderat	günstig	k.A.	günstig
Konzentration auf den Großhandelsmarkt	ja	nicht bekannt	ja	ja	moderat	nicht bekannt	ja	ja	ja	moderat	ja	moderat

Vergleich der Öffnungsgrade

Die europäische Erdgasbinnenmarkttrichtlinie definiert Mindestanforderungen an die Mitgliedstaaten zur mittelfristigen Verwirklichung des europäischen Energiebinnenmarktes. Vor 2008 werden die Gasmärkte von sieben Mitgliedstaaten zu 100 % liberalisiert sein. Die Abbildung 9 zeigt den aktuellen Stand der Gasmarktöffnung.

Wie die Abbildung zeigt, gibt es in den europäischen Mitgliedstaaten unterschiedliche Netzzugangssysteme. In Ländern mit reguliertem Netzzugang – wie z. B. Österreich – obliegt die Marktgestaltung sowie Marktaufsicht und -überwachung einer unabhängigen Regulierungsbehörde. In Staaten mit verhandeltem Netzzugang – wie etwa Deutschland – erfolgt die Gestaltung des Netzzugangssystems auf Verhandlungsbasis zwischen den Marktteilnehmern.

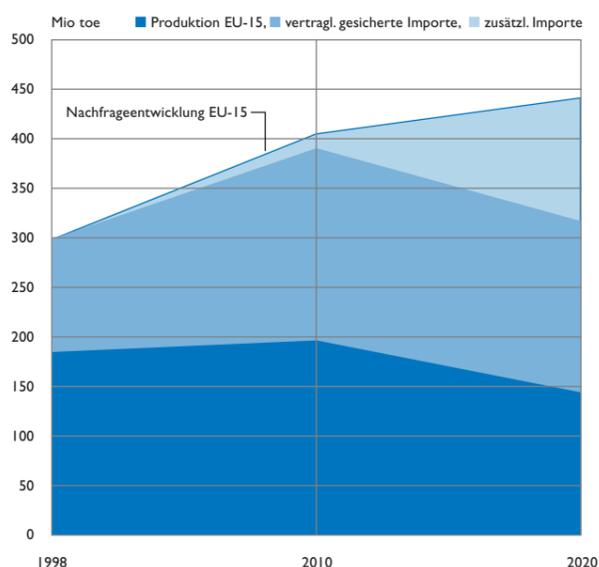
¹ Netzzugang auf Vertragsbasis

Österreich als Transitland

Im Jahr 2001 wurden für ausländische Gasgesellschaften insgesamt 25,3 Mrd. m³ Erdgas durch Österreich transitiert. Das bedeutet, dass nur rd. 20% der rd. 33 Mrd. m³ jährlich durch Österreich transportierten Erdgasmenge für den österreichischen Eigenverbrauch bestimmt sind.

→ Erdgas Angebot- und Nachfrageentwicklung 1998–2020

Grafik 34



Quelle: Europäische Kommission

Primärenergieressourcen

Der Erdgasverbrauch in Westeuropa im Jahr 2001 betrug rd. 400 Mrd. m³ und übertraf damit den bisherigen Höchstwert aus dem Jahr 2000 um mehr als 2%. Erdgas deckt damit unverändert 23% des gesamten Energieverbrauchs in Westeuropa ab.

Hinter dem anhaltenden Wachstum des Erdgasverbrauchs stehen zum Teil stark divergierende Entwicklungen in einzelnen Ländern. Insgesamt wurde der konjunkturbedingt rückläufige Verbrauch in der Industrie durch eine weiter steigende Zahl privater Verbraucher und einen witterungsbedingten Mehrverbrauch mehr als ausgeglichen. Hinzu kam ein deutlicher Anstieg des Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung – sowohl in der allgemeinen Stromwirtschaft als auch in der industriellen Eigenherzeugung.

Take-or-Pay-Verträge – Vertragscharakteristika

Kasten 10

Ein Großteil des in Österreich verbrauchten Erdgases wird aus Russland (80% der Importe), Deutschland (12%) und Norwegen (8%) importiert. Da das Erdgas mittels Transportleitungen nach Österreich befördert wird und für den Ausbau und die Erhaltung des Leitungsnetzes erhebliche Investitionen notwendig sind, wurden in der Vergangenheit mit dem Lieferanten langfristige Lieferverträge – so genannte Take-or-Pay-(TOP-)Verträge – abgeschlossen. Die langfristigen Verträge dienen als Sicherheit der Lieferanten gegenüber den Banken, da der Importeur für eine Mindestmenge zahlen muss, unabhängig davon, ob er diese abnimmt oder nicht.

Wesentliche Vertragsbestandteile der TOP-Verträge zwischen dem Importeur (in Österreich hauptsächlich die OMV) und den Lieferanten sind:

Liefermenge: Spezifiziert wird eine jährliche Liefermenge mit einer z.B. zehnpromtigen Flexibilität der Abnahmemenge nach oben und unten, um jährliche Schwankungen ausgleichen zu können. Zusätzlich können die TOP-Verträge Lieferfahrpläne auf z.B. monatlicher oder wöchentlicher Basis inkludieren.

Vertragsdauer: Die TOP-Verträge haben eine durchschnittliche Laufzeit von 10–25 Jahren (abhängig von der Produktionsstätte des Erdgases).

Lieferort: Die TOP-Verträge haben meist eine Bestimmungslandklausel angeführt. Dies bedeutet, dass das Erdgas an einen im Vertrag bestimmten Punkt geliefert werden muss. Zusätzlich werden meist so genannte Re-Exportklauseln angeführt, mit denen der Lieferant unterbinden möchte,

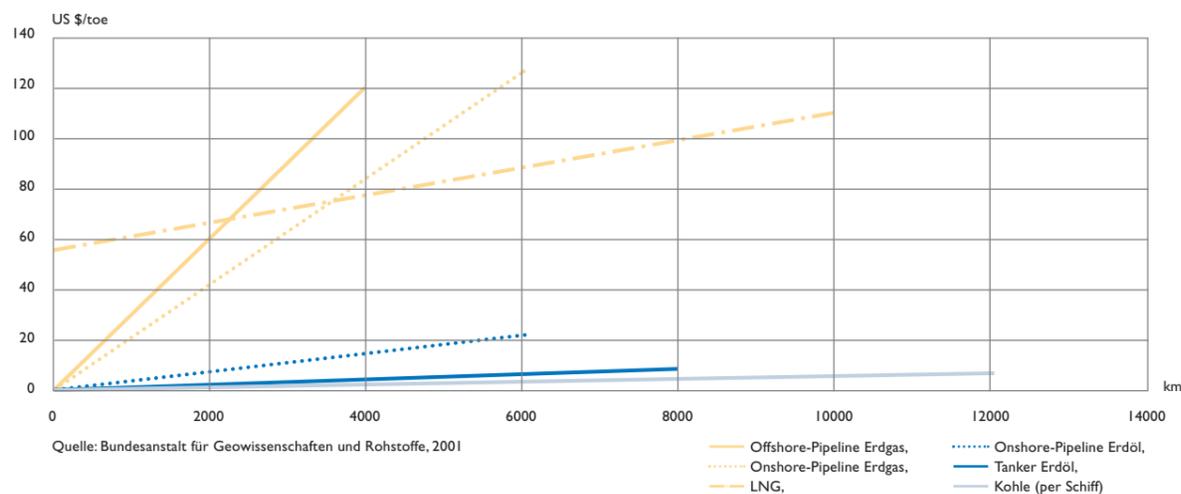
dass das Erdgas außerhalb des Bestimmungslandes verkauft wird. Diese Bestimmung steht nach Ansicht der Wettbewerbskommission im Widerspruch zu den Binnenmarktregeln der EU. Gleichzeitig garantiert der Lieferant gleiche Preisstrukturen an allen europäischen Grenzübergabestellen.

Preis: Zu Beginn der Laufzeit des Vertrages wird ein Ausgangspreis festgelegt, der meist an einen Preisindex (u.a. Ölpreisindex) gebunden ist und regelmäßig an allgemeine Preisveränderungen angepasst wird (Konzept des „Anlegbaren Preises“). Verträge können zusätzlich eine Klausel beinhalten, die eine Neuverhandlung des Preises alle 3–5 Jahre ermöglicht.

Neben dem gasförmigen Transport über Gasleitungen kann der Transport von Erdgas auch im flüssigen Zustand als LNG in Tankern erfolgen, wobei hier die Transportkosten im Vergleich zu Kohle und Erdöl aufgrund der geringen Energiedichte wesentlich höher sind. Daraus ergibt sich, dass für Erdgas kein Weltmarkt existiert und die Märkte jeweils nur regionaler Natur sind. Ziel der EU-Binnenmarkttrichtlinie ist es, dies zumindest für den europäischen Raum zu ändern.

→ Transportkosten für Erdöl, Erdgas und Kohle

Grafik 35



Im Strombereich sind generell Transporte auf der derzeit in Europa angewandten Höchstspannungsebene von 380 kV über eine Distanz von mehr als 400 km wirtschaftlich und technisch nicht sinnvoll.

→ Österreichischer Gasmarkt

Durch die Deregulierung des Erdgasmarktes wurde die traditionell integrierte Wertschöpfungskette der Erdgasbranche aufgebrochen. Es entstanden neue Teilmärkte (u.a. Großhandelsmarkt, Markt für Ausgleichsenergie), deren Effizienz durch höhere Transparenz erheblich gesteigert werden konnte. Neben den traditionellen Bezugsmöglichkeiten von Erdgas (TOP-Verträge) bietet der Großhandelsmarkt kurz- und mittelfristige Handels- und Bezugsmöglichkeiten. Es wird erwartet, dass sich der Preis für Erdgas zukünftig wegen des neu entstandenen Gas-zu-Gas-Wettbewerbes (Wettbewerb zwischen verschiedenen Gaslieferanten) von der Entwicklung des Ölpreises zumindest teilweise abkoppeln wird.

Koppelung Gas-Öl-Preis

Bisher war der Gaspreis an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt und unterlag den gleichen Entwicklungen, wenn auch mit einer zeitlichen Verzögerung sowie einer geringeren Volatilität. Primäre Zielsetzung dabei war, die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gegenüber möglichen Substitutionsgütern zu stärken und somit den Marktanteil am Markt für Primärenergieträger zu erhöhen. Der steigende Anteil von Erdgas als Primärenergieträger in den vergangenen Jahren bestätigt diese Entwicklung. Weitere Gründe für die Preiskoppelung sind:

- die oftmals gleichzeitige Förderung von Erdgas und Erdöl und die damit verbundenen ähnlichen Kostenstrukturen (hohe Fixkosten für die Aufbereitung und den Transport) und
- die Verringerung der Marktchancen für Händler, die beide Produkte verkaufen, bei zu großen Preisdivergenzen.

Allgemein wird erwartet, dass sich der Gaspreis infolge der Liberalisierung zumindest teilweise vom Ölpreis abkoppelt. Die Entstehung von Spotmärkten für Erdgasmengen (z.B. Zeebrugge, Bunde-Oude) wird diese Entwicklung begünstigen. Die Liberalisierung der Erdgasmärkte in Europa und die damit verbundene verstärkte Wettbewerbssituation wird zum zentralen Bestimmungsfaktor für den Erdgaspreis, auch wenn es weiterhin eine Korrelation der Preise mit Substitutionsgütern geben wird.

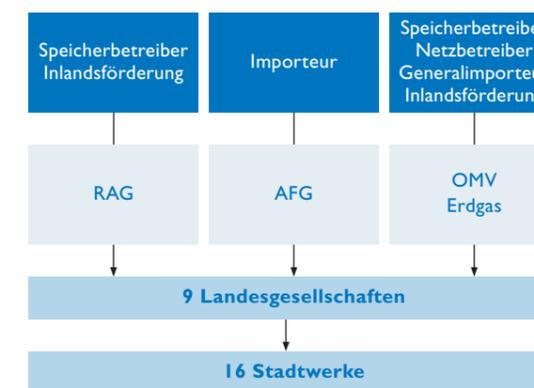
Struktur und Aufbau bis zur Liberalisierung

Bis zur Liberalisierung war der Erdgasmarkt durch Gebietsmonopole (jeweiliges Versorgungsgebiet der Unternehmen) gekennzeichnet. Die Landesgesellschaften wurden dabei von der OMV versorgt bzw. versorgten ihrerseits die Stadtwerke mit Erdgas. Die OMV fungierte als Generalimporteur und als Ansprechpartner gegenüber den ausländischen Lieferanten (u.a. Gazprom), mit dem langfristige Lieferverträge abgeschlossen wurden (TOP-Verträge), wobei jedoch das Risiko der Abnahmeverpflichtung (siehe Kasten „TOP-Verträge“) von der OMV auf die Landesgesellschaften übertragen wurde. Teilweise tritt die OMV auch gemeinsam mit der Austria Ferngas als Importeur auf.

Neben der Funktion als Generalimporteur betreibt die OMV einen Großteil der überregionalen Erdgasleitungen, Inlandsförderung und Speicher. Hinsichtlich der Produktion und Speicherung tritt die RAG in vergleichbarer Größenordnung wie die OMV auf.

→ Struktur der österr. Gaswirtschaft vor der Liberalisierung

Abbildung 10



Die OMV Erdgas ist auch nach der Liberalisierung weiter als Netzbetreiber, Generalimporteur und Produzent tätig, betreibt die Speicher und ist nun auch über das neu gegründete Unternehmen Econgas (siehe Abbildung 12) am Endkundenmarkt vertreten. Gegenüber den ausländischen Lieferanten tritt die OMV weiterhin als Verhandlungspartner auf, wobei diese Funktion nach Auslaufen der Import-Verträge an die Econgas abgegeben werden soll.

Neue Eigentümerstruktur im Zuge der Liberalisierung

Wie im Strombereich hat die Struktur im Gasmarkt – OMV als Hauptimporteur und Landesgesellschaften bzw. Stadtwerke als Weiterverteiler – politische und historische Gründe. Nach dem Zweiten Weltkrieg kam es zur Verstaatlichung der Unternehmen durch das 2. Verstaatlichungsgesetz (BGBl Nr. 81 vom 26. 3. 1947). Dem gemäß haben entweder der Bund oder die Länder die Mehrheit (> 50%) an den Unternehmen zu halten.

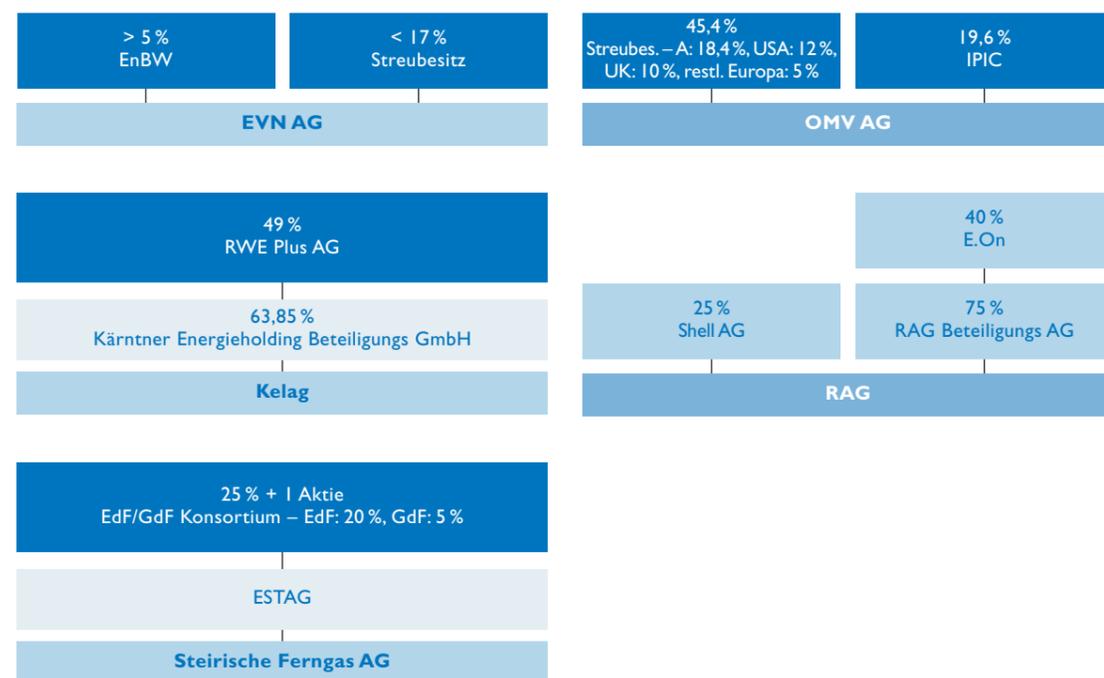
Neben den bereits bestehenden Kooperationen kam es 2002 zu weiteren Zusammenschlüssen. So haben sich im Gasmarkt die EnergieAllianz und die OMV Erdgas GmbH zur Eongas zusammengeschlossen. Weiters kam es zu einer Beteiligung der TIWAG an den IKB, wobei die TIWAG mittelfristig sowohl den Stromvertrieb als auch das Gasgeschäft übernehmen wird. Durch die zunehmenden Marktkonzentrationen im Gas- und Strombereich besteht die Gefahr, dass die Liberalisierungsziele, einen markt-

orientierten Wettbewerb zu verwirklichen, nicht im geplanten Umfang erreicht werden. Eine geringere Angebotsvielfalt und die Möglichkeit der Unternehmen, die verstärkte Marktmacht für höhere Preise auszunützen, können die Folge sein. Dies würde sich nachteilig auf die Endkunden und auf den Standort Österreich auswirken. Erst die vollständige und tatsächliche Öffnung aller europäischen Strom- und Gasmärkte könnte die Situation nachhaltig verbessern.

→ Ausländische Beteiligungen in der Gasbranche in Österreich

Stichtag: 31. 12. 2002

Abbildung 11



Quelle: E-Control

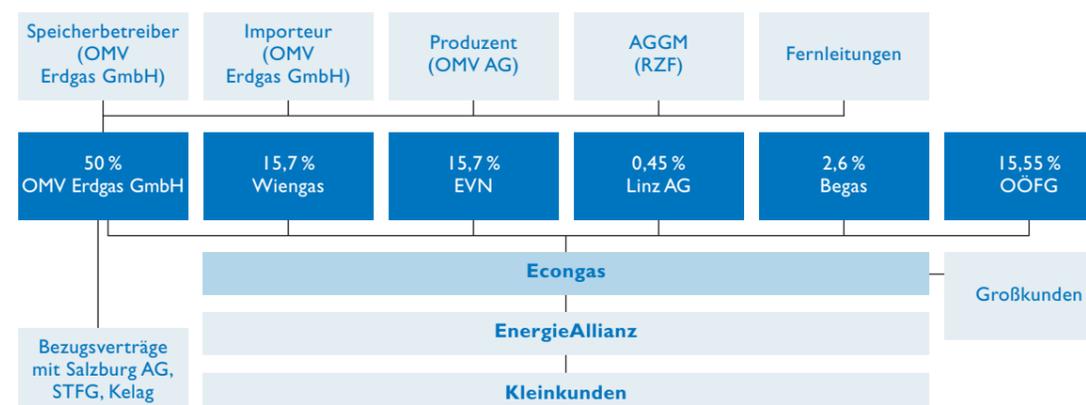
„Eongas“ – Österreichische Gaslösung

Im Gasbereich wurde im Juni 2002 die Gründung der „Eongas“ als Gemeinschaftsunternehmen von EnergieAllianz (Wiengas, EVN, Begas, Linz AG), Oberösterreichischer Ferngas und OMV Erdgas GmbH beim Kartellgericht angemeldet. Die Eongas wird von den Landesgesellschaften bzw. der OMV das Großkundengeschäft (Kunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von mind. 500.000 m³) übernehmen. Die Landesgesellschaften werden dabei ihre TOP-Verträge in die Eongas einbringen, die Eongas wird das Abnahmerisiko der Erdgas-mengen für die Großkunden übernehmen. Das Abnahmerisiko der Erdgas-mengen für Kleinkunden verbleibt indes bei den Landesgesellschaften. Die Großkunden sowie die Landesferngasgesellschaften werden direkt von der Eongas versorgt. Die Kleinkunden sollen weiterhin von den jeweiligen Landesgesellschaften bzw. von der EnergieAllianz beliefert werden.

Nach Verhandlungen der Anmeldungswerber mit der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control kam es im Oktober 2002 zu einer Einigung über ein Paket von Zusagen zur Förderung und Sicherung des Wettbewerbs. Die gemachten Zusagen wurden mittlerweile in einer nicht vertraulichen Fassung auf der Homepage der Bundeswettbewerbsbehörde (www.bwb.gv.at) veröffentlicht. Zentrale Punkte dieser Zusagen betreffen u.a. die Möglichkeit der Kündigung von TOP-Mengen durch die nicht in der Eongas vertretenen Landesferngasgesellschaften, ein Gas-Release-Programm, die nicht-diskriminierende Auflösung des Speicher-pools, verschärfte Unbundlingvorschriften oder zusätzliche, über das Gesetz hinausgehende Transparenzkriterien. Aufgrund dieser Einigung, die mit der Bundeswettbewerbs-behörde, dem Bundeskartellanwalt und der Bundesarbeiterkammer – die in diesem Verfahren noch nach der alten Gesetzeslage Amts-parteilstellung inne hatte – akkordiert wurde, modifizierten die Anmeldungswerber ihre Anmeldung. Daraufhin zogen die Amtsparteien ihre Prüfungsanträge zurück.

→ Übersicht Eongas

Abbildung 12



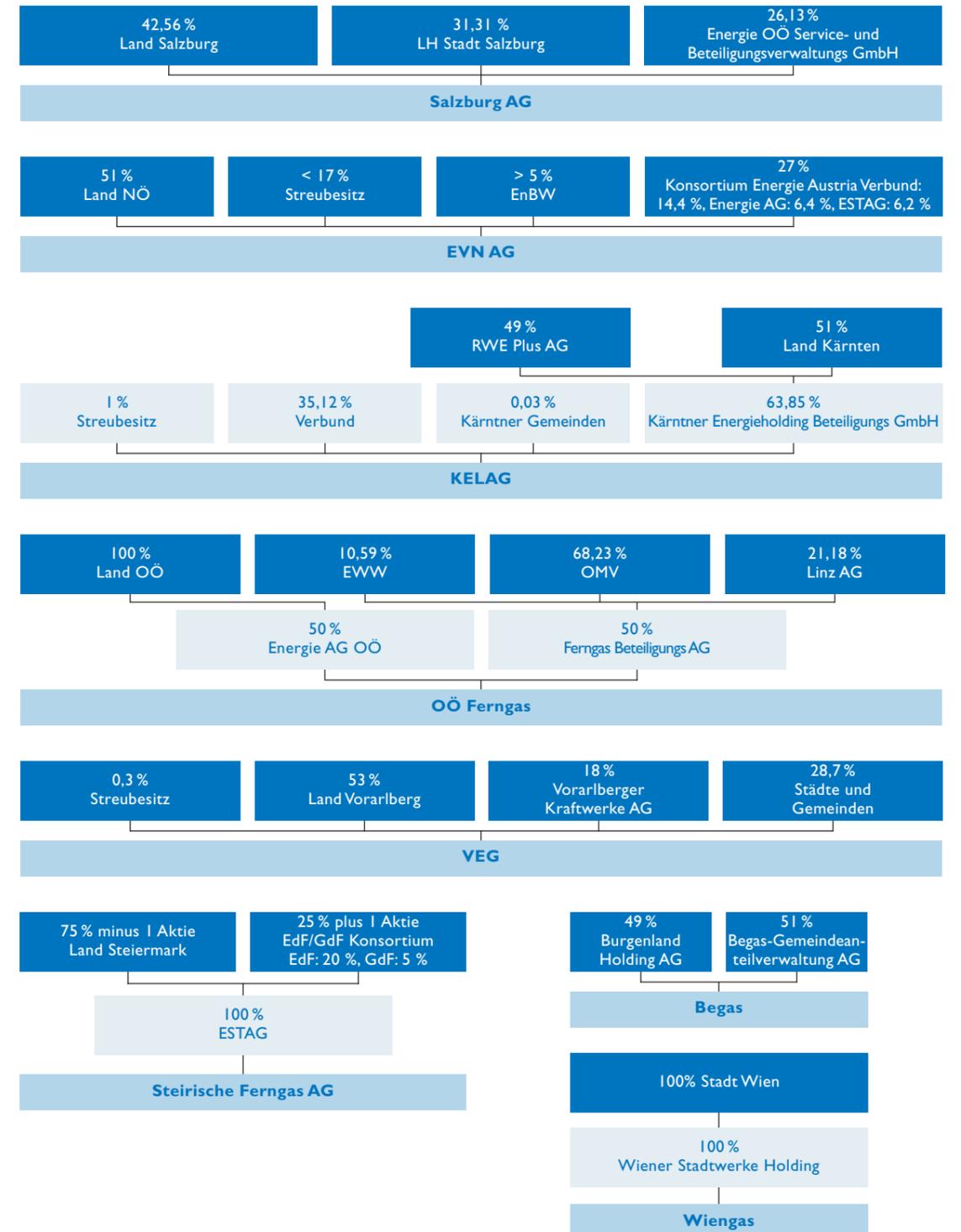
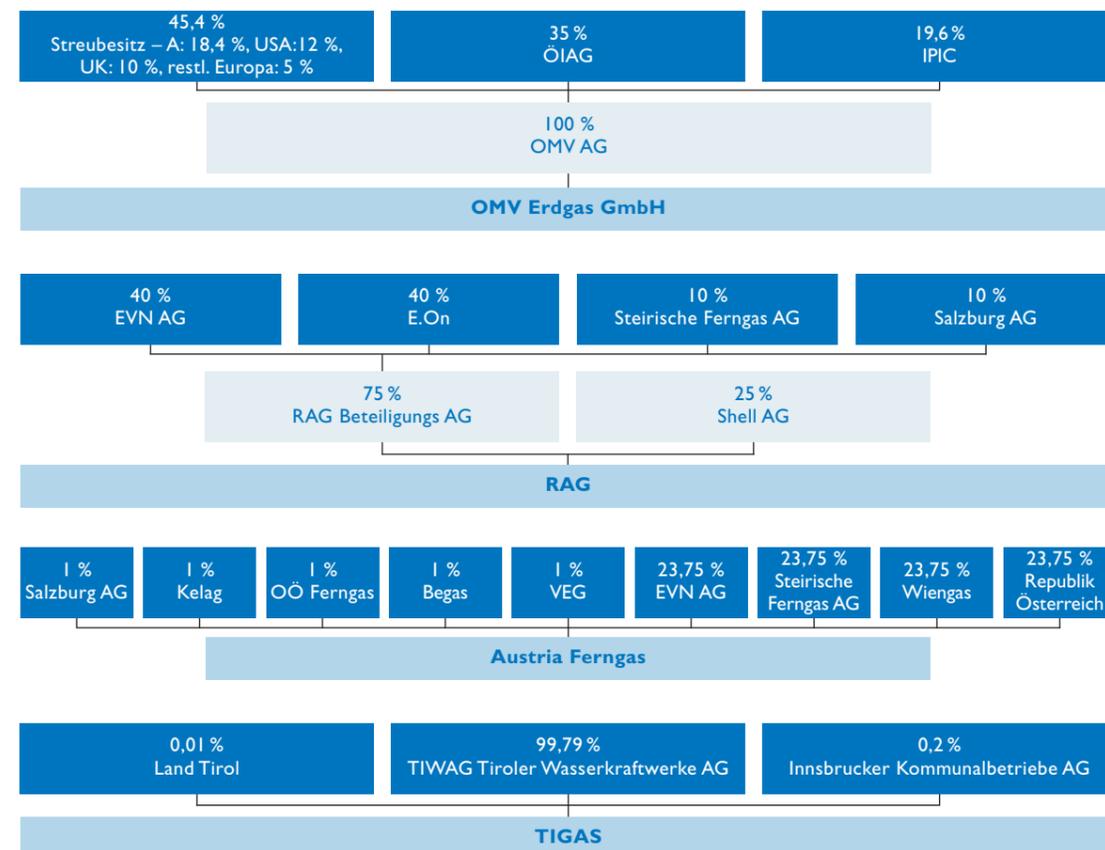
Neben den bisherigen Marktteilnehmern ist neben der Ruhrgas Austria noch die MyElectric (Salzburg AG 80%, Verbund 20%) nach dem Strom- nun auch im Gasbereich als Vertriebsunternehmen seit Beginn der Marktöffnung tätig. Mit Beginn des Jahres 2003 werden weitere alternative Anbieter tätig. Während die Ruhrgas Austria vorwiegend Großkunden beliefert, ist MyElectric hauptsächlich bei Kleinabnehmern aktiv, bis Ende 2002 als einziger alternativer Anbieter.

Ab 2003 bieten weitere Unternehmen auch Kleinabnehmern Gas an. Ruhrgas Deutschland und MyElectric sind derzeit in Verhandlungen über eine intensive Zusammenarbeit bzw. eine Beteiligung der Ruhrgas an MyElectric. Zusätzlich plant auch die RAG, die bisher vorwiegend als Produzent und Speicherbetreiber tätig war, am Markt als Lieferant tätig zu werden.

→ Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Gaswirtschaft

Stichtag 31. 12. 2002

Abbildung 13



→ **Aktueller Entwicklungsstand in den Erdgasunternehmen**

Aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen (GWG II) und der Umsetzung der EU-Richtlinie haben die Erdgasunternehmen ein zumindest organisatorisches und buchhalterisches Unbundling vorzunehmen. Durch die Liberalisierung der Erdgasmärkte stehen außer dem Netzbereich – natürliches Monopol – alle Un-

ternehmensteile im Wettbewerb. Während der Preis für die Netznutzung von der E-Control Kommission festgesetzt wird, bilden sich die Preise für die anderen Bereiche am Markt durch Angebot und Nachfrage. Nachfolgend werden anhand der Wertschöpfungskette die einzelnen Bereiche (Import, Speicherung, Übertragung und Verteilung, Vertrieb und Handel) dargestellt.

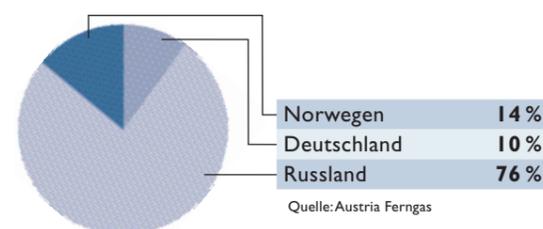
→ **Vergleich elektrische Energie und Erdgas**

Tabelle 9

	Strom	Erdgas
Netzbetreiber ¹	rd. 140	21
Netzlänge ¹	1.282.025 km	27.950 km
Hoch-/Mittelspannung bzw. Hochdrucknetz ¹	499.417 km	4.500 km
Niederspannung bzw. Niederdrucknetz ¹	782.608 km	23.400 km
Mitarbeiter ²	22.000	2.900
Umsatz ²	EUR 4,206 Mrd.	EUR 1,623 Mrd.
Kunden ²	4.032.000	1.261.308
Konkurrenz	keine	Öl, Kohle, Fernwärme
Trägheit	reine Energie	massives Medium
Fluss	nicht nachvollziehbar (geringster Widerstand)	nachvollziehbar
Erzeugung	flächendeckend, Großteil heimische Erzeugung	Import, geringer Anteil an heimischem Erdgas
Netzausbau	Versorgungssicherheit, Stabilität	Anschluss an Quellen

¹ Daten aus 2002, ² Daten aus 2001

→ **Gasimporte 2001 nach Ländern** Grafik 36



Import

Der überwiegende Anteil des Erdgases wird von Russland (76 %), Norwegen (14 %) und Deutschland (10 %) nach Österreich importiert. Die Netzbereiche in der Regelzone Ost beziehen ihr Erdgas aus den drei genannten Quellen (neben den inländischen Ressourcen). Tirol und Vorarlberg beziehen ihre Gasmengen aus Deutschland.

Der wichtigste österreichische Importeur von Erdgas aus Russland ist die OMV Erdgas GmbH. Die OMV schloss 1968 für Österreich als erstes westliches Land einen langfristigen Vertrag mit dem weltgrößten russischen Erdgasproduzenten Gazprom. Trotz politischer Umwälzungen in Russland, hat Gazprom an den Verträgen mit Österreich über 34 Jahre festgehalten.

Das Gas aus Norwegen wird zu 50 % von der OMV und zu 50 % von der Austria Ferngas importiert. Die Importverträge der OMV mit Norwegen wurden im November 1986 abgeschlossen. Derzeit wird das Gas von norwegischen Produktionsstätten mittels Unterwasserpipelines an die deutsche Küste geliefert und von dort über das europäische Fernleitungsnetz bis zur deutsch-österreichischen Grenze nach Oberkappel transportiert. Dabei ist unerheblich, ob das Gas physikalisch zur österreichischen Grenze befördert wird.

Durch Austauschverträge (switch) kommt es zu einem vertraglichen Transport. Laut Angaben der OMV Erdgas GmbH werden die jährlichen Liefermengen aus Norwegen von rd. 1 Mrd. m³ im Jahr 2001 auf 1,5 Mrd. m³ im Jahr 2005 steigen.

Die Importverträge aus Deutschland sind Verträge zwischen den Landesferngasgesellschaften als Importeure und Ruhrgas als Exporteur. Die importierten Mengen aus Deutschland werden in Vorarlberg, Tirol, Oberösterreich und Salzburg abgesetzt.

Speichererfordernis und Speicherbetreiber

Aus Kostengesichtspunkten ist es erforderlich, lange Transportleitungen und auch die Erdgasfelder selbst möglichst ganzjährig auszulasten. Viele Beschaffungsverträge auf der Importstufe sehen daher eine ganzjährig weitgehend konstante Abnahmeverpflichtung vor. Vor allem die Importpipelines aus Russland weisen hohe Auslastungsgrade auf. Da die Nachfrage der meisten Kunden täglich und saisonal stark schwankt, setzt ihre Belieferung ein entsprechend strukturiertes Gasangebot voraus. Der Bezug strukturierten Erdgases ist für den Versorger im Rahmen einer Vollversorgung, in der Regel nur unter Nutzung inländischer Speicher möglich.

Es gibt zwei Speicherbetreiber in Österreich, die Rohölaufsuchungs AG und die OMV Erdgas GmbH. Die Rohölaufsuchungs AG betreibt eine Speicheranlage und die OMV Ergas GmbH vier Speicheranlagen. Beide Unternehmen ziehen für die Speicherung von Erdgas bereits ausgeförderte Erdgasfelder heran, belassen jedoch eine beträchtliche Menge an Erdgas, das so genannte Kissengas, in der Lagerstätte. So können sowohl die erforderliche Kompressorleistung als auch die Bohrlochanzahl und daraus resultierende Kosten niedrig gehalten werden.

→ Folgende Speicheranlagen stehen in Österreich zur Verfügung

Tabelle 10

Lokation	Arbeitsvolumen (10 ⁶ m ³)	Einspeisekap. (m ³ /h)	Entnahmekap. (m ³ /h)	Betreiber
Schönkirchen	1770	775 000	815 000	OMV Erdgas GmbH
Reyersdorf und Tallesbrunn	300	125 000	160 000	OMV Erdgas GmbH
Thann	200	115 000	130 000	OMV Erdgas GmbH
Puchkirchen	500	210 000	210 000	Rohölaufsuchungs AG

→ Netz

Netzebene versus Netzbereich lt. Gaswirtschaftsgesetz

Die in § 23b Abs. 1 GWG II vorgenommene Abgrenzung der Gasleitungen in drei Netzebenen dient vor allem als Grundlage für die Bildung des Systemnutzungstarifes. Die Netzebenen werden dabei im Wesentlichen durch das Druckniveau bestimmter Teilbereiche des Netzes bestimmt. Die drei Netzebenen sind: **Ebene 1:** Fernleitungen (im Anhang des Gesetzes taxativ aufgezählt, sowie jene Leitungen, die Eintritt und Austritt eines Netzbereiches oder einer Regelzone miteinander verbinden und eine Fortsetzung einer Verteilung, wenn dadurch eine neue Verbindung in ein anderes Verteil- oder Fernleitungsnetz oder in eine andere Regelzone begründet wird.), **Ebene 2:** Verteilungen mit einem Druck > 6 bar, **Ebene 3:** Verteilungen mit einem Druck < 6 bar.

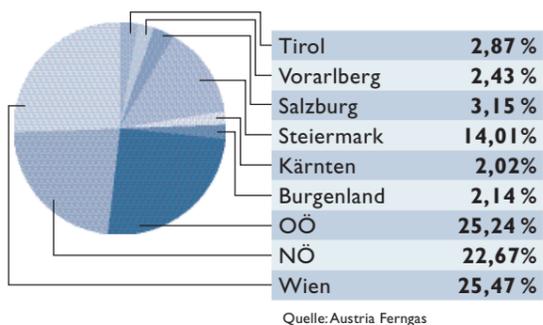
Die Abgrenzung der Netzebenen betrifft den regionalen und überregionalen Transport von Erdgas. Davon ausgenommen sind gemäß GWG II jedoch Transitlieferungen. Von den Netzebenen abzugrenzen sind die Netzbereiche, wobei ein einheitlicher Netzbereich durch einheitliche Tarife begründet ist. (§ 6 Abs. 2 Z. 32 GWG II).

Vertrieb

Die Abnahmestrukturen in den Bundesländern sind sehr unterschiedlich. In Wien, Oberösterreich, Niederösterreich und Steiermark werden die größten Mengen abgenommen. Wien ist das Bundesland mit der höchsten Anzahl an Haushalts- und Gewerbekunden. Die Kundenstruktur in Oberösterreich, Niederösterreich und der Steiermark ist eine Mischung aus Haushalt, Gewerbe und Industrie, mit Schwerpunkt auf der Industrie.

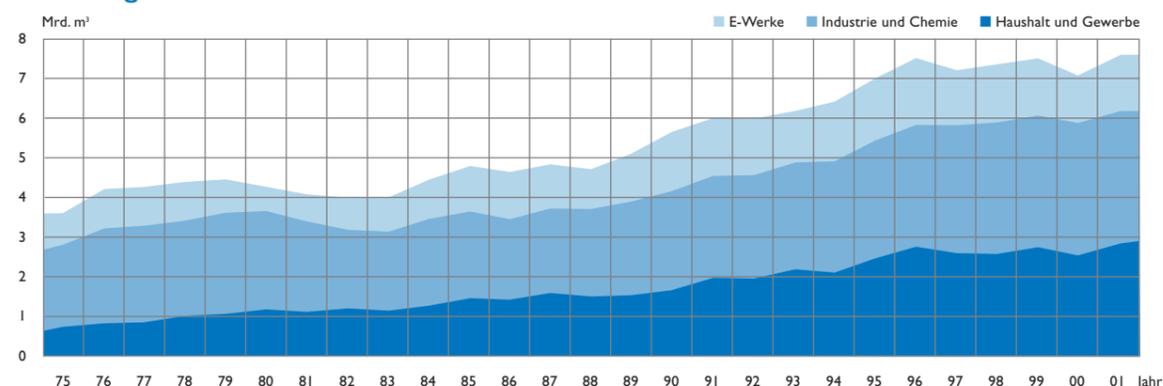
Grafik 38 zeigt die segmentspezifische Abnahmestruktur seit 1975.

→ Erdgaseinsatz je Bundesland, 2001 Grafik 37



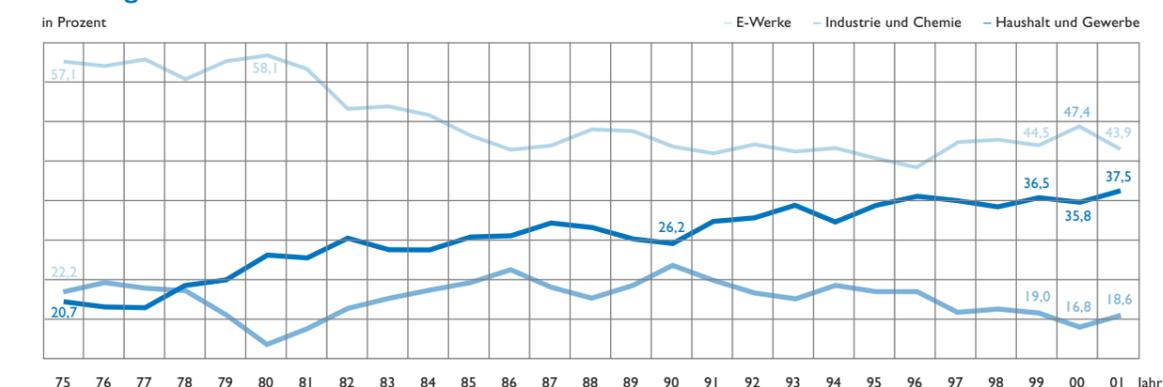
→ Erdgasverbrauch nach Sektoren 1975–2001 in Mrd. m³

Grafik 38



→ Erdgasverbrauch nach Sektoren 1975–2001 in %

Grafik 39



Quelle: Austria Ferngas (2002)

Der Gesamtenergieverbrauch hat sich im Laufe des Jahres 2001 in Richtung Erdgas und weg von festen und flüssigen mineralischen Brennstoffen und Wasserkraft bewegt. Grafik 40 zeigt den Gasanteil am Gesamtenergieverbrauch.

Handel

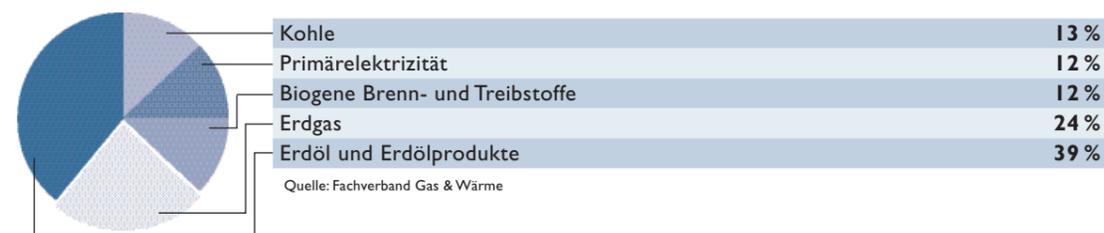
Der europäische Erdgashandel ist bislang nur schwach entwickelt. Lediglich Großbritannien verfügt über einen funktionierenden Börsenhandel, der aber nur elektronisch und mit physischer Lieferung stattfindet. Es gibt rd. 10 institutionalisierte Gashandelsplätze (Hubs),

überwiegend in Westeuropa, die langsam Handel entstehen lassen. Die gehandelten Produkte sind unterschiedlich, generell handelt es sich aber um Monats-, Quartals- und Jahresverträge. In Osteuropa bestehen die Verträge hauptsächlich aus langfristigen Take-or-Pay-Verträgen mit „Re-Export Klauseln“, die zumeist das Ziel hatten, den internationalen Handel einzuschränken.

In Österreich könnte sich der Hub Baumgarten zu einem Handelsplatz für Gasmengen aus Russland entwickeln.

→ Gesamtenergieverbrauch in Österreich, 2001

Grafik 40



→ Gaspreis

Vor der Liberalisierung des Gasmarktes wurden so genannte All-inclusive-Preise von den Gasversorgungsunternehmen verrechnet, die sowohl die Netzkosten als auch die Kosten für Erdgas beinhalteten. Eine Höchstgrenze wurde durch den paritätischen Preisausschuss festgelegt, die auch meist von den Unternehmen genutzt wurde.

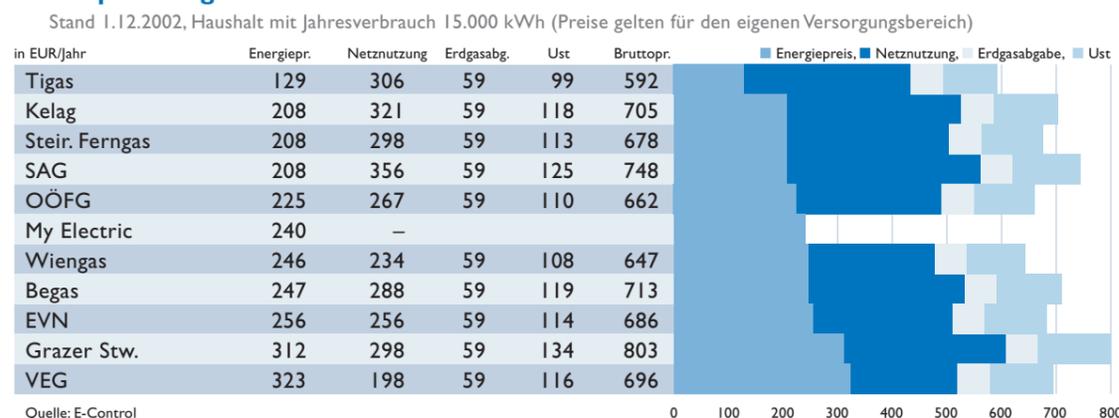
Die Trennung der Geschäftsbereiche Übertragung und Verteilung von Erzeugung und Vertrieb, die unterschiedliche Behandlung dieser Bereiche sowie die Verpflichtung, die einzelnen Komponenten getrennt auf der Rechnung auszuweisen, erhöhen die Transparenz der Gas-

preiszusammensetzung. Bei der Evaluierung der Preisentwicklungen ist zu berücksichtigen, dass Veränderungen des Gesamtgaspreises von den drei Komponenten
 → Energiepreis,
 → Systemnutzungsentgelt und
 → Steuern und Abgaben beeinflusst werden.

Grafik 42 zeigt deutlich, dass trotz gleichem Lieferanten (OMV Erdgas) in der Regelzone Ost der Energiepreis deutlich differiert. Daraus ergibt sich, dass im Energieteil zum Teil erhebliche Margen erwirtschaftet werden. Die Dichte des Netzes und der Netzanschlüsse, Topographie sowie das Alter der Netze sind Faktoren, die Unterschiede in den Netztarifen verursachen.

→ Gaspreisvergleich für Haushalte nach Netzbereichen

Grafik 41



Einfluss des Erdgaspreises auf den Preis für elektrische Energie

Der Einfluss des Erdgaspreises auf den Preis für elektrische Energie ist abhängig von der Struktur des Marktes für elektrische Energie. In einem oligopolistischen Markt (u.a. Italien und Spanien) werden die Preise von neuen Marktteilnehmern – üblicherweise gasbefeuerte Kraftwerke – bestimmt. Eine Reduktion des Erdgaspreises führt zu einem Rückgang des Preises für elektrische Energie.

In Mitteleuropa hingegen wird der Preis für elektrische Energie zur Zeit durch die Grenzkosten und das Überangebot der Erzeugung bestimmt. Liegen die Grenzkosten von Wasser- oder Kohlekraftwerken (wie zur Zeit) unterhalb der Grenzkosten von gasbefeuerten Kraftwerken, hat eine Reduktion des Erdgaspreises nur einen geringen Einfluss auf die Entwicklung des Strompreises. Langfristig ist jedoch auch in diesen Märkten zu erwarten, dass der Preis von neu eintretenden Marktteilnehmern bestimmt wird, d.h. es zu einem Steigen der Strompreise kommen könnte, wenn die Gaspreise längerfristig hoch sind.

→ Lieferantenwechsel

Mit Ausnahme der Ruhrgas Austria, die bereits vor Beginn der Liberalisierung Kunden akquirieren konnte, kam es seit Beginn der Liberalisierung und des Inkrafttretens des GWG I am 10. 8. 2001 bis zur vollständigen Liberalisierung am 1. 10. 2002 trotz zahlreicher Anfragen zu keinem Lieferantenwechsel gemäß den Bestimmungen des GWG I.

Dafür waren hauptsächlich zwei Gründe verantwortlich:

- physisch freie, jedoch vertraglich reservierte Netzkapazitäten, die dem Markt nicht zur Verfügung standen,
- die Notwendigkeit, die Durchleitung für jedes Netz einzeln zu verhandeln.

Seit 1. 10. 2002 regelt die Wechselverordnung den Wechselprozess eines Gasversorgers. Der wesentlichste Unterschied zum Wechselprozess im Strombereich besteht darin, dass mit jedem Versorgerwechsel gleichzeitig auch ein neuer Netzzugangsvertrag abgeschlossen wird. Dies ergibt sich aus der Notwendigkeit, die verfügbaren Leitungskapazitäten zu prüfen. Diese Aufgabe nimmt der Regelzonenführer im Zusammenwirken mit den Netzbetreibern wahr.

Bereits mit 1. 10. 2002 wechselte der erste industrielle Großverbraucher den Versorger. Die überwiegende Zahl der Großverbraucher erzielte mit dem bisherigen Versorger eine Vertragsanpassung. Im Haushalts- und Kleinkundenbereich konnte der erste „alternative“ Gasanbieter mit Jahresende 2.000 neue Kunden gewinnen, davon 10 % Gewerbe- und 90 % Haushaltskunden. Die Abnehmer kommen fast ausschließlich (zu 98 Prozent) aus Ostösterreich. Fast 70 % der Kunden, die von der seit 1. 10. 2002 möglichen freien Lieferantenwahl Gebrauch gemacht haben, stammen aus Niederösterreich, rund 30 % aus Wien. Auch zwei Gas-Pools wurden bereits geschaffen. Die überwiegende Zahl der Gas-Neukunden entschied sich, auch einen neuen Stromvertrag zu unterzeichnen.



Gas

→ Europäische Zusammenarbeit im Gasbereich

→ Madridprozess

1999 initiierte die Europäische Kommission den so genannten Madrid-Prozess. Teilnehmer dieses Forums sind Vertreter von Regulierungsbehörden, Mitgliedstaaten der Europäischen Kommission, Übertragungsnetzbetreiber, Gas Händler und -lieferanten, Konsumenten, Netzbetreiber und Vertreter von Gasbörsen. Erstmals wurden 2002 auch die Energiebehörden und Regulatoren der Beitrittskandidatenländer sowie Vertreter der Gazprom (russischer Gaslieferant) zwecks Intensivierung des Dialoges mit Russland in Bezug auf das Thema Versorgungssicherheit eingeladen.

Das Forum wurde zur Diskussion von Themen, die sich im Zusammenhang mit der Schaffung eines funktionierenden Gasbinnenmarktes ergeben und nicht in der Gas-Richtlinie 98/30/EG explizit angesprochen werden, eingerichtet. Es kann als Pendant zum Florenz-Prozess (Forum zu stromrelevanten Themen) verstanden werden. Die Kommission hat in einer Aktualisierung des ersten Benchmarking-Berichtes im Jahr 2002 festgestellt, dass das praktische Funktionieren des europäischen Gasbinnenmarktes deutlich weniger weit in den einzelnen Mitgliedstaaten gediehen ist als bei Strom. Die wichtigsten Ergebnisse des 6. Madrid-Forums sind die Forderung nach Harmonisierung der Tarifstrukturen im Sinne eines europaweiten „Entry/Exit“-Systems, die Sicherstellung der Transparenz der Leitungskapazitäten durch Veröffentlichung an den wichtigsten Leitungsknotenpunkten in Europa sowie die Harmonisierung der Vergaberegeln von Leitungskapazitäten bei vertraglichen und physischen Engpässen. Ein wichtiger Themenschwerpunkt für das Jahr 2003 ist die Untersuchung von notwendigen Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Gashandelsplätzen („Hubs“) in Europa. Des Weiteren werden im Jahr 2003 Fortschritte bei der technischen Interoperabilität der Gasnetze erwartet. Dazu wurde im

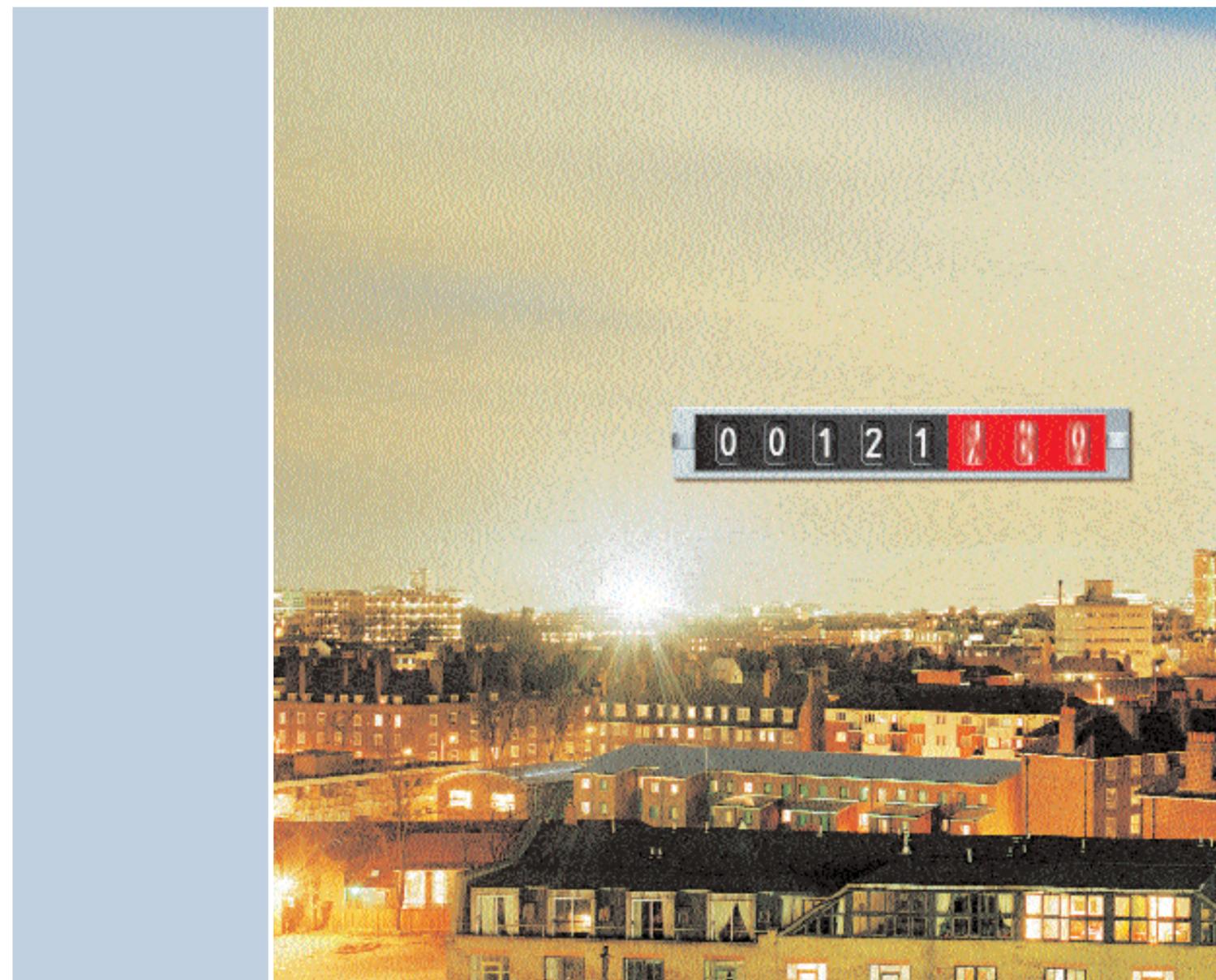
Jahr 2002 EASEE Gas – eine Vereinigung aus Vertretern der europäischen Gaswirtschaft – gegründet, um technische und organisatorische Handelshemmnisse durch Standardisierungen abzubauen.

→ CEER-Arbeitsgruppe Gas

CEER befasst sich seit einigen Jahren auch intensiv mit allen Fragen des Gasbinnenmarktes. Inhaltlicher Schwerpunkt der Arbeitsgruppe ist die Vor- und Nachbereitung der Themen, die in den Madrid-Foren behandelt werden. Die Arbeitsgruppe präsentierte beim Madrid-Forum Papiere zur Harmonisierung der Tarifstrukturen im Sinne eines europaweiten „Entry/Exit“-Systems, ein Papier über die Transparenz der Leitungskapazitäten durch Veröffentlichung an den wichtigsten Leitungsknotenpunkten in Europa sowie zur Harmonisierung der Vergaberegeln von Leitungskapazitäten bei vertraglichen und physischen Engpässen. Ein wichtiger Themenschwerpunkt für die Arbeit im Jahr 2003 ist die Untersuchung von notwendigen Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Gashandelsplätzen („Hubs“) in Europa sowie zur Tarifierung im Erdgastransit und Speicherung von Gas. Eine wesentliche Aufgabe der Arbeitsgruppe besteht auch im Monitoring der Ergebnisse der Madrid-Foren in den einzelnen Ländern wie zum Beispiel der Veröffentlichungszusage der verfügbaren Leitungskapazitäten an den Leitungsknotenpunkten durch die Transportnetzbetreiber in Europa.



Gemeinsame Agenden Strom und Gas



→ Informationsarbeit

Vortragstätigkeit und Publikationen von Energie-Control Mitarbeitern

Auch im Jahr 2002 hat sich die E-Control intensiv um die Information von Endverbrauchern und Marktteilnehmern über die aktuellen Entwicklungen und Geschehnisse am liberalisierten Energiemarkt bemüht. In diesem Zusammenhang wurden von E-Control-Mitarbeitern rd. 80 Vorträge bei nationalen und internationalen Konferenzen und Tagungen zum Thema Energiemarktliberalisierung gehalten. Zahlreiche Informationsveranstaltungen wurden vor allem rund um den Termin für die vollständige Öffnung des österreichischen Gasmarktes mit 1. 10. 2002 angeboten. Darüber hinaus wurden von Mitarbeitern der E-Control für einschlägige Fachzeitschriften verschiedene Artikel und Fachbeiträge verfasst.

Medienarbeit der Energie-Control 2002

Seit Bestehen der E-Control kommt der Öffentlichkeitsarbeit eine große Bedeutung zu, um die mit der Liberalisierung verbundenen Umstände, Vorteile aber auch Probleme in der Öffentlichkeit transparent zu machen. Schon bei der Liberalisierung des Strommarktes mit 1. 10. 2001 wurde deshalb von der E-Control neben Pressekonferenzen und zahlreichen Journalisten-Einzelgesprächen auf Schaltungen „Willkommen im freien Strommarkt“ in den regional stärksten Tageszeitungen gesetzt. Auf diese Weise konnte das Ziel, die österreichische Bevölkerung über die Strommarktliberalisierung zu informieren, erfüllt werden.

Mit 1. 10. 2002 wurde in Österreich nun auch der Gasmarkt für den Wettbewerb vollständig geöffnet. Die E-Control hatte in diesem Zusammenhang wieder die Aufgabe, die österreichische Bevölkerung möglichst umfassend über die Vorteile der Gasmarktliberalisierung, die verschiedenen Tarife und Anbieter, über Wechselmöglichkeiten und Ähnliches zu informieren.

Dafür wurden mehrere, über die laufende Öffentlichkeitsarbeit hinausgehende Aktivitäten durchgeführt:

Eine gemeinsame Pressekonferenz mit Bundesminister Dr. Martin Bartenstein, ein Interview von DI Walter Boltz in der ORF-Sendung *Euro Austria*, Hörfunkberichte im *Ö1 Nachtjournal*, im *Ö1 Mittagsjournal*, in den Nachrichten von *Ö3* und *Radio Niederösterreich* sowie im *Krone Hit Radio*. Weitere Fernsehberichte zur Gasmarktliberalisierung gab es in verschiedenen Ausgaben der *Zeit im Bild* sowie in *Wien heute*.

Neben den verstärkten Aktivitäten rund um den 1. Oktober hat die Öffentlichkeitsarbeit aber auch 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.

Neuer Internetauftritt der Energie-Control

Im Berichtsjahr 2002 wurde der Internetauftritt der E-Control überarbeitet, um eine schnellere und präzisere Informationsbeschaffung für interessierte Marktteilnehmer zu gewährleisten. Hauptziel des Projektes war es, die Informationen über die neuen Themenbereiche Gasmarktliberalisierung, Ökostrom und Streitschlichtung in organisatorisch sinnvoller Weise in den bereits bestehenden Internetauftritt zu integrieren. Darüber hinaus wurde durch einige technische Verbesserungen für die Mitarbeiter der E-Control die Möglichkeit geschaffen, selbstständig, rasch und unkompliziert neue Inhalte im Internet zu erstellen bzw. bestehende Inhalte zu verändern, ohne dabei über spezielle Programmierkenntnisse verfügen zu müssen. Damit ist sichergestellt, dass dem interessierten Benutzer die jeweils aktuellsten Informationen zu den einzelnen Fachbereichen zur Verfügung stehen.

→ Neues Screendesign

Abbildung 14



Im Zuge der Überarbeitung des Internetauftrittes wurde auch das Screen-Design vollkommen neu gestaltet:

Auf der Web-Seite der E-Control sind unter anderem Informationen zu folgenden Themen abrufbar:

Allgemeine Informationen

- Vorstellung der E-Control und der E-Control Kommission, Kompetenzaufteilung zwischen den Regulierungsbehörden,
- Marktchronik – hier werden tagesaktuelle Ereignisse seit dem 1. Oktober 2001 stichwortartig aufbereitet,
- Links, Jobangebote, FAQs (die wichtigsten Fragen und Antworten), Glossar,
- Konsumentenservice in Form von Informationen über die Streitschlichtungstätigkeit der E-Control

Strom und Gas

- alle relevanten Gesetzes- und Verordnungstexte von EU, Bund und Ländern,
- Marktregeln: Diese beinhalten die von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen, die Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) sowie die sonstigen Marktregeln,
- Preisinformationen gegliedert nach Energiepreis, Netznpreis sowie Steuern und Abgaben als Ergänzung zum Tarifikalkulator,
- Österreichische Elektrizitäts- und Erdgasstatistik,
- Informationen in Bezug auf Maßnahmen zur Krisenvorsorge.

Alles über erneuerbare Energien

Erklärung zu den unterschiedlichen Technologien, Übersicht über die geltenden Einspeisetarife sowie Informationen zum neuen Ökostromgesetz können hier abgerufen werden.

Pressedatenbank

Im Pressebereich stehen sämtliche Presseaus-sendungen sowie Unterlagen der Pressekonferenzen und Energie-Round-Tables der E-Control zum Downloaden zur Verfügung.

Multimedia Center

Im Multimedia Center können Vorträge von Veranstaltungen der E-Control (z. B. im Zusammenhang mit dem Projekt „Neue Netz-tarife“) sowohl optisch als auch akustisch verfolgt werden.

E-Diskurs

Der E-Diskurs ist eine Plattform für alle Marktteilnehmer mit der Möglichkeit, Informationen über aktuelle Projekte einfach und unkompliziert auszutauschen. Nach Erhalt eines Zugangs-Codes können von den registrierten Benutzern rasch und unbürokratisch Vorschläge und Anregungen an die E-Control übermittelt werden. Durch den Zugangs-Code ist gewährleistet, dass Informationen im Zuge der unterschiedlichen Projekte nur einer dafür autorisierten eingeschränkten Benutzergruppe zugänglich gemacht werden.

Übersetzung der Web-Seite ins Englische

Aus den Zugriffsstatistiken der Webseite der E-Control und aus zahlreichen telefonischen Anfragen ist hervorgegangen, dass die Internetseite der Regulierungsbehörde auch von vielen fremdsprachigen Usern besucht wird. Aus diesem Grund stehen rd. 70 % der Web-Inhalte auch in englischer Sprache zur Verfügung.

Jahresbericht

Neben einer gedruckten Ausgabe ist der jeweilige Jahresbericht der E-Control auch im Internet abrufbar.

Tarifkalkulator für Strom und Gas

Mit dem Tarifkalkulator kommt die E-Control ihrem gesetzlichen Auftrag zur Erstellung und Veröffentlichung von Preisvergleichen für Endverbraucher nach. Der Tarifkalkulator für Strom ist ein Gemeinschaftsprojekt der E-Control, der Arbeiterkammer, der Präsidentenkonferenz der österreichischen Landwirtschaftskammern und der Wirtschaftskammer. Der Gastarifkalkulator wurde gemeinsam mit der Arbeiterkammer und der Wirtschaftskammer realisiert. Er ermöglicht Internetnutzern, Preisvergleiche auf Basis eines individuellen Verbrauchsverhaltens in einer bestimmten Region vorzunehmen. Dies ist deshalb von großer Bedeutung, da die einzelnen Bestandteile des Gesamtstrompreises innerhalb von Österreich stark variieren und daher standardisierte Preisvergleiche mit vordefinierten Verbrauchsverhalten nur eine stark eingegrenzte Aussagekraft haben.

Der Tarifrechner ist auf der Webseite der E-Control und auf denen der Partner zu finden.

Zugriffsstatistik zum Tarifkalkulator

Im Jahr 2002 wurde der Tarifkalkulator der E-Control etwa 95.000 Mal abgerufen. Das ergibt einen Durchschnitt von ca. 255 Besuchern pro Tag (davon im Durchschnitt jeweils 300 an Wochentagen und jeweils 150 an Samstagen, Sonn- und Feiertagen).

Die durchschnittliche Besucherstatistik des Tarifrechners im Jahr 2002 zeigt, dass die Abfragen bis zum August leicht rückläufig waren (von 381 täglichen Zugriffen im Jänner auf 194 tägliche Zugriffe im August) und erst im letzten Jahresdrittel wieder zunahm (268 tägliche Zugriffe im Oktober). Die erhöhte Zugriffsfrequenz steht offensichtlich im Zusammenhang mit dem gesteigerten öffentlichen Interesse an der Voll liberalisierung des österreichischen Gasmarktes, das auf den bereits liberalisierten Strommarkt reflektierte.

Im Tarifrechner sind Stromtarife von 32 verschiedenen Lieferanten abgebildet, mit rd. 300

unterschiedlichen Tarifen bzw. Tarifvariationen. Hinzu kommen noch einmal rd. 300 unterschiedliche Netz- und Abgabetarifvariationen.

Änderungen und Erweiterungen des Tarifkalkulators

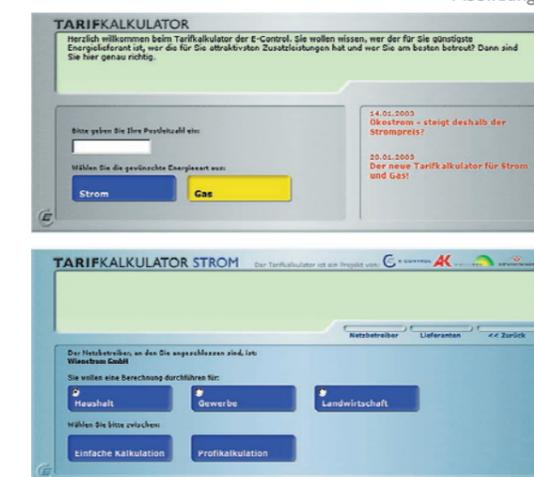
Die Tarifrechnerapplikation wurde 2002 laufend an neue Marktgegebenheiten und geänderte Rahmenbedingungen angepasst bzw. erweitert. Unter anderem wurden neue Lieferanten angelegt und die Anpassung von Netz- und Abgabetarifen auch im Internet durchgeführt. Durch die umfangreichen Möglichkeiten, die die Administratorschnittstelle des Tarifkalkulators bietet, können derartige Anpassungen von Mitarbeitern der E-Control in der Regel eigenständig vorgenommen werden. Die Energietarife hingegen werden mit wenigen Ausnahmen von den Lieferanten selbst durchgeführt.

Eine weitere Anpassung der Applikation erfolgte im Zusammenhang mit dem Labeling. Die ursprüngliche Struktur der Primärenergieträger im Tarifrechner – bestehend aus den Alternativen Wasserkraft, Biogene Brennstoffe (Biomasse, Biogas), Sonstige Erneuerbare (Sonne, Wind, Geothermik), Fossile Brennstoffe (Kohle, Erdöl, Erdgas), Nuklearenergie und Sonstige Energieträger (Laugen, Schlämme, Müll) – wurde durch die Alternativen Wasserkraft, Ökoenergie, Kohle, Erdölprodukte, Gas, Kernenergie, Sonstige und UCTE-Mix (Europa) ersetzt.

Diese Änderung musste aufgrund der Tatsache vorgenommen werden, dass zum Zeitpunkt des Online-Gangs des Tarifrechners im September 2002 die Struktur der Primärenergieträger, wie sie sich nun in den einzelnen Landesausführungsgesetzen zeigt, noch nicht bekannt war. Mit dieser Änderung wurde der Tarifrechner folglich den entsprechenden landesgesetzlichen Bestimmungen angepasst.

Eine weitere maßgebliche Änderung musste vorgenommen werden, um einzelne Tarife besser den realen Bedingungen in den einzelnen Verteilnetzbereichen zuordnen zu können. Dazu musste der Begriff des Verteilnetzbereiches als zusätzlicher regionaler Parameter neben Postleitzahl (PLZ), Bundesland und Netzbereich eingeführt werden. Die Applikation ist nunmehr über die Administrationsschnittstelle der E-Control in der Lage, Verteilnetzbetreiber einzurichten und diesen Verteilnetzbetreibern beliebige Postleitzahlen in Netzbereichen zuzuordnen, um damit einen neuen Verteilnetzbereich zu schaffen. Selbstverständlich können auch bestehende Verteilnetzbereiche geändert werden. Dies wird für den Tarifrechner vor allem dann relevant, wenn etwa durch Fusionen von Unternehmen bestehende Verteilnetzbereiche wegfallen oder erweitert werden. Durch diese Möglichkeit ist der Tarifrechner nun auch in der Lage, Tarifbestandteile wie etwa das Entgelt für Messleistungen oder den Beitrag für Stranded Costs, die in der Regel von Verteilnetzbetreiber zu Verteilnetzbetreiber verschieden sind, richtig zuzuordnen. Die nachstehende Abbildung verdeutlicht dies anhand des Beispiels der PLZ 5741.

Abbildung 15



Der Gastarifkalkulator

Mit der am 1. Oktober 2002 erfolgten Voll-Liberalisierung des österreichischen Erdgasmarktes wurde der Tarifkalkulator um Erdgaspreisvergleiche erweitert. Der kombinierte Strom-Gastarifkalkulator wird im Jänner 2003 gemeinsam mit der Arbeiterkammer und der Wirtschaftskammer der Öffentlichkeit präsentiert. Dieser gegenüber dem Liberalisierungszeitpunkt 1. Oktober 2002 etwas verspätete Präsentationstermin ergab sich aus der Tatsache, dass die Verordnung über die Gassystemnutzungstarife erst Ende September 2002 veröffentlicht wurde. Deren Struktur stellt allerdings die Grundlage für die Gastarifrechnerapplikation dar. Somit konnte mit der Erstellung des Gastarifrechners im Detail erst ab dem Zeitpunkt, ab dem diese Grundlagen definitiv feststanden, begonnen werden. Genauso wie beim Stromtarifkalkulator wird beim Gastarifkalkulator dem Internetbenutzer die Möglichkeit einer „einfachen Variante“ und die einer „Profivariante“ eingeräumt. Bei der einfachen Variante werden Einstellungsparameter wie Netzebene und Abnahmeart bereits vorweggenommen (Strom: Netzebene 7, nicht gemessene Leistung; Gas: Netzebene 3, nicht gemessene Leistung). In der Profivariante muss der Anwender diese Entscheidungen selbst treffen. Die Profivariante ist somit vor allem für Gewerbebetriebe mit einem leistungs-gemessenen Verbrauch relevant. Gleichzeitig mit der Erweiterung des Tarifrechners um den Bereich Erdgas wurde das bestehende Design geändert. Die nachstehenden Grafiken zeigen Startschirm und Übersichtsliste vor und nach der erfolgten Neugestaltung.

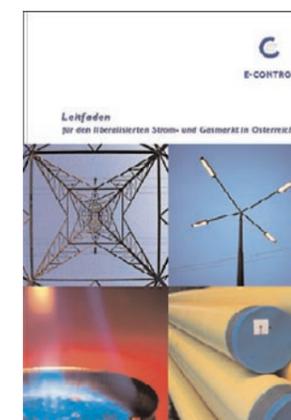
Abbildung 16



Resümee

Gespräche mit Endverbrauchern, Marktteilnehmern und Interessenvertretern haben bestätigt, dass der Tarifkalkulator einen festen Platz bei Fragen im Zusammenhang mit Transparenz und Übersichtlichkeit des liberalisierten österreichischen Energiemarktes einnimmt. Der Tarifrechner wird als unabhängiges Instrument betrachtet. Einerseits bietet er den Endverbrauchern die notwendige Transparenz zum Vergleich von Preisen, andererseits gibt er den Netzbetreibern und Lieferanten die Sicherheit, dass die Informationen über Tarife ihrer Unternehmen, die im Tarifrechner zur Verfügung gestellt werden, dem gerecht werden, was von einer derartigen Applikation schlichtweg erwartet werden kann: Richtigkeit.

Abbildung 17



Konsumentenbroschüre und Info-Hotline

Anfang Oktober ist die neue Konsumentenbroschüre der E-Control erschienen, die als Leitfaden für den liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Österreich konzipiert ist und den Konsumenten einen Überblick über die Änderungen im freien Strom- und Gasmarkt erleichtern soll. Zudem bietet die Broschüre Antwort auf die wichtigsten Fragen rund um den freien Strom- und Gasmarkt und zeigt, wohin man sich bei Fragen oder Problemen wenden kann. Die Broschüre kann nach wie vor direkt bei der E-Control (telefonisch oder über die Homepage www.e-control.at) bestellt werden und wird kostenlos zugeschickt.

Die Energie-Hotline, die von der E-Control in Kooperation mit dem Verein für Konsumenteninformation im August 2001 eingerichtet wurde, ist auch im Jahr 2002 erfolgreich fortgeführt worden. Unter der Telefonnummer 0810 810 224 (zum Ortstarif) informierten sich interessierte Konsumenten über die günstigsten Tarife, über Rechte und Pflichten beim Lieferantenwechsel, Kündigungsfristen und vieles mehr.

Sonstige Auskunftstätigkeit der Energie-Control

Neben der Auskunftserteilung im Rahmen ihrer Streitschlichtungstätigkeit werden an die E-Control laufend allgemeine Anfragen und Auskunftsbegehren – vorwiegend auf telefonischem Wege – herangetragen. Die Inhalte solcher Anfragen sind breit gestreut und reichen von allgemeinen Fragen zu gesetzlichen Bestimmungen bis zu Fragen über die Angemessenheit von Strompreisen, Fragen zu Netztarifen, Einspeisetarifen für Ökostrom, Fragen über die zukünftige Entwicklung von Netztarifen usw. Unter den Anfragenden finden sich alle Gruppen von Marktteilnehmern. Sowohl Energieunternehmen als auch deren Kunden nehmen das Informationsservice der E-Control-Mitarbeiter in Anspruch. Vor allem unmittelbar nach Beginn der Liberalisierung wandte sich auch eine erhebliche Zahl von Rechtsanwälten, Unternehmensberatern, Energieberatern sowie Vertretern anderer Berufsgruppen mit beratender Tätigkeit an die E-Control, um die eingeholten Informationen in ihrer eigenen Beratung nutzbringend anwenden zu können.

Eine Abschätzung der Anzahl solcher Anfragen ergab rund 1.500 Anfragen im Jahr 2002 alleine im Strombereich.



Working Papers

Die Working Paper Serie enthält Artikel und Studien von Mitarbeitern der E-Control zu verschiedenen Themenbereichen der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft unter Berücksichtigung von ökonomischen, ökologischen, sozialpolitischen und rechtlichen Aspekten.

Die Working Papers sind sowohl auf der Homepage verfügbar als auch als Print-Version unter office@e-control.at zu bestellen.

Folgende Working Papers wurden bisher veröffentlicht

Kasten 11

- WP 1 Liberalisierung und Regulierung des österreichischen Strommarktes (15. 2. 2002)
- WP 2 Electricity Market Liberalisation in Austria – The First Experience (26. 3. 2002)
- WP 3 Bedeutung von Ökostrom und Regulierungsansätzen (27. 3. 2002)
- WP 4 Strukturen und Mechanismen des liberalisierten Strommarktes (15. 4. 2002)
- WP 5 Liberalisierung und Strompreisentwicklung – Österreich und Deutschland im Vergleich (28. 5. 2002)
- WP 6 Mechanismen der Anreizregulierung (20. 6. 2002)
- WP 7 Competition Issues in the Electricity Sector (21. 10. 2002)

→ Jänner

02. 01. 2002 Nach einer Verordnung zur Senkung der Netztarife kommt es im Burgenland (Bewag) zu einer Senkung des Netztarifes von rund 12%.

02. 01. 2002 Die Rohstoffpreise befinden sich auf dem niedrigsten Niveau seit 1970 (– 31 % im Jahr 2001). Der größte Preisrückgang im Jahr 2001 verzeichnete das Erdgas (– 74 %).

03. 01. 2002 Die Steirische Ferngas senkt mit Jahresbeginn die Abgabepreise für Haushalts- und Gewerbekunden (– 2,6%–5,7%) aufgrund der gesunkenen Bezugspreise für Erdgas.

08. 01. 2002 Das deutsche Energieunternehmen EnBW hat im Dezember mehr als 5% der Aktien der EVN aufgekauft.

11. 01. 2002 Der Einbringung des EVN-Teilbetriebs Strom- und Gasvertrieb in die 100%-Tochter EVN Energievertrieb GmbH & Co KG stimmten die EVN-Eigentümer in der Hauptversammlung zu.

15. 01. 2001 EU-Wettbewerbsbehörde genehmigt „European Hydro Power“ (EHP), den Zusammenschluss der Wasserkraftwerke von E.On (37%) und dem Verbund (63%).

17. 01. 2002 Wie im liberalisierten Strommarkt wird in Deutschland auch im Gasmarkt keine Regulierungsbehörde eingesetzt. Geregelt wird das Zusammenspiel der Marktteilnehmer durch die so genannten Verbände.

21. 01. 2002 Nach der Absage der geplanten Fusion von E.On mit Ruhrgas durch das deutsche Bundeskartellamt beantragt E.On beim deutschen Wirtschaftsminister Müller eine Ministererlaubnis.

→ Februar

04. 02. 2002 Der Verbund hält nach wie vor an einer Kooperation mit E.On fest. Gegründet wird eine gemeinsame Wasserkrafttochter (EHP). Zusätzlich wird die Eigenkapitalsituation des Verbund verbessert, da die von E.On eingebrachten Kraftwerke schuldenfrei sind.

15. 02. 2002 Die Einbringung der steirischen Wasserkraftwerke in die Verbund-Wasserkraft-Tochter AHP (Austrian Hydro Power) im Zuge der Fusion von Steweg und Steg wurde von der AHP-Hauptversammlung abgesegnet. Im Gegenzug erhält die steirische EStAG einen Anteil von 5,3% an der AHP.

→ März

- 01. 03. 2002** Fixierung der österreichischen Gaslösung: Die OMV Erdgas GmbH, die OÖ Ferngas und die ENERGIEALLIANZ-Partner einigen sich auf eine gemeinsame Vertriebsgesellschaft für Industrie- und Großgewerbekunden.
- 02. 03. 2002** Die EU-Kommission genehmigt den geplanten Anteilsverkauf der Energie AG durch das Land Oberösterreich an die ENERGIEALLIANZ.
- 21. 03. 2002** Die Grazer Strombörse EXAA hat am Donnerstag den 21. 03. 2002 ihren ersten Auktions-Handelstag hinter sich gebracht: Beim Marktstart waren 13 Handelsteilnehmer berechtigt.
- 26. 03. 2002** Die APT Power Trading GmbH hat den Handel mit RECS-Zertifikaten für Erneuerbare Energie gestartet.
- 28. 03. 2002** Wienstrom senkt die Netzgebühren ab 01. 04. 2002 um durchschnittlich 8,4%.

→ April

- 02. 04. 2002** Die österreichische Stromlösung scheint in ihren Grundzügen fixiert: Verbund und ENERGIEALLIANZ fusionieren ihre gesamte Stromproduktion aus Wasserkraft- und Wärmekraftwerken sowie ihren Stromhandel.
- 10. 04. 2002** Der Kooperationsvertrag zwischen Bewag und ENERGIEALLIANZ ist unterzeichnet.
- 16. 04. 2002** Wirtschaftsminister Bartenstein hat den Gesetzesentwurf zur Gasmarktöffnung nach heftigen Protesten der Gasversorger entschärft. Der neue Gesetzesvorschlag beinhaltet das System eines unabhängigen Regelzonenführers für ganz Österreich, der auch bei Netzzugangsverweigerungen aktiv werden soll.
- 20. 04. 2002** Bei der OÖ Ferngas AG wird es im Zuge der Liberalisierung des Gasmarktes zu einer Aufteilung von Geschäftsbereichen auf mehrere Gesellschaften kommen. Mit dem Beitritt zur Gas-Allianz entsteht im Großkundengeschäft eine Beteiligungsholding, an der die Ferngas einen Anteil von 15% halten wird. Weiters wird eine Vertriebsgesellschaft für 50.000 Haushalts- und Gewerbekunden gegründet.
- 25. 04. 2002** Die Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung und Durchführung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung (Energienlenkungsdaten-Verordnung) wird in der Wiener Zeitung veröffentlicht und tritt mit 1. Mai 2002 in Kraft.
- 26. 04. 2002** Ab 1. Mai werden in Oberösterreich die Netztarife für Strom um 10% gesenkt.
- 29. 04. 2002** Die Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, mit der Entgelte für internationale Transaktionen bestimmt werden tritt mit 1. Mai 2002 in Kraft.
- 29. 04. 2002** Ab 1. Juni werden in Niederösterreich die Netztarife für Strom um 4,4% gesenkt.

→ Juni

- 01. 06. 2002** Die Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH, mit der die Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern geregelt werden (Ausgleichszahlungsverordnung, AGZ-VO), tritt in Kraft.
- 04. 06. 2002** Die Salzburg AG senkt ab Juli die Großkundentarife für Strom und Gas um bis zu 10% pro Jahr. Voraussetzung ist eine zweijährige Vertragsbindung.
- 14. 06. 2002** Wider Erwarten werden die Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz und die bundesweite Ökostromregelung im Nationalrat nicht beschlossen, sondern an den Wirtschaftsausschuss zurückverwiesen.
- 27. 06. 2002** Bund und Länder einigen sich auf das Prinzip einheitlicher Zuschläge im Ökostrombereich.

→ Juli

- 06. 07. 2002** Der Konsortialvertrag über die Gründung der Austrian Energy zwischen ENERGIEALLIANZ und Verbund ist in groben Zügen fertig. In der Folge soll eine kartellrechtliche Prüfung in Brüssel erfolgen. Der Start der operativen Gesellschaften soll Anfang 2003 erfolgen.
- 10. 07. 2002** Wesentliche AK-Forderungen wurden im Gaswirtschaftsgesetz aufgenommen: Durch den vorgesehenen geregelten Netzzugang, der fixe Durchleitungstarife für alle Kunden vorsieht, wird die Markttransparenz erhöht.
- 11. 07. 2002** Die Energie AG Oberösterreich unterzeichnet den Vertrag für den Erwerb von 49% an der Wels Strom AG.
- 18. 07. 2002** Die „Energie Austria“ wird vom politischen Lenkungsausschuss – Vertreter der vier Bundesländer und Bundesminister Bartenstein – befürwortet.
- 19. 07. 2002** Die Industrie läuft gegen das neue Ökostromgesetz Sturm: Sie sieht jährliche Mehrbelastungen in der Höhe von bis zu € 144 Mio. auf sich zukommen. Laut E-Control stellt das neue Ökostromgesetz für die Stromkunden kein Belastungspaket dar, sondern bringe gegenüber der Fortführung der bestehenden Regelung eine Entlastung.

→ August

02. 08. 2002 Die E-Control fordert konkrete Auflagen für die Zusammenlegung der Gasbereiche von OMV und Energie Allianz namens „Eongas“.

05. 08. 2002 E.On und Ruhrgas dürfen vorläufig nicht fusionieren, bestätigte das Düsseldorf Oberlandesgericht. Man habe „ernstliche Zweifel an der Rechtmäßigkeit der bereits vorliegenden Ministererlaubnis“.

09. 08. 2002 Ab 1. September 2002 wird in Salzburg ein KWK-Zuschlag von 0,2 Cent/kWh verlangt. Ab diesem Zeitpunkt wird auch die Netzgebühr um 0,2 Cent/kWh sinken, um den Preis für die Konsumenten beibehalten zu können.

13. 08. 2002 Die OÖ Ferngas wird eine eigene Gasmarke etablieren. Die „Erdgas OÖ“ soll künftig Kunden mit einem Bedarf von weniger als 500.000 m³ Erdgas pro Jahr betreuen.

27. 08. 2002 Die Vorarlberger Kraftwerke und ihre Partner senken ab 1. Oktober 2002 die Strompreise für größere Haushalte und Geschäftskunden in Vorarlberg.

28. 08. 2002 Am 23. August wurde die Gaswirtschaftsgesetz-Novelle 2002 veröffentlicht. Wie im Strommarkt ist im Gasmarkt eine Verrechnungsstelle vorgesehen.

30. 08. 2002 Die Salzburg AG wird die Tarife in ihrem Verteilgebiet ab 1. September 2002 um durchschnittlich 7% senken.

→ September

12. 09. 2002 Ab 1. 1. 2003 werden die Gasbereiche der Innsbrucker Kommunalbetriebe (IKB) und der Tigas, eine Tochter der Tiwag, zusammengelegt. Das Geschäft ist eine Folge des Kooperationsvertrags zwischen IKB und TIWAG.

14. 09. 2002 Bei der im Ökostromgesetz geregelten Förderung für umweltfreundliche Energieerzeugung sind nun die Details in Ausarbeitung. Für Diskussionen könnten neben den Einspeisetarifen auch unterschiedliche Ökostrom-Zuschläge für Haushalte und die Industrie sorgen.

24. 09. 2002 Ab 1. 10. 2002 senkt die Salzburg AG ihre Preise für Erdgas um 4,4%.

26. 09. 2002 Mit der Abschaffung der Gebietsmonopole ab 1. 10. 2002 löst die Kilowattstunde (kWh) den Kubikmeter (m³) als Verrechnungseinheit bei Erdgas ab. Der Umrechnungsfaktor für den Haushalt beträgt 10,7 kWh, d.h. 10,7 kWh entsprechen 1 m³.

28. 09. 2002 Österreich liegt laut Eurostat mit 70% im Spitzenfeld bei erneuerbaren Energieträgern, vor allem auf Grund des hohen Anteils der Wasserkraft an der Stromerzeugung. Der EU-Schnitt liegt bei 6% „Erneuerbarer Energie“.

→ Oktober

01. 10. 2002 Die vollständige Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes tritt in Kraft. Österreich hat neben Großbritannien und Deutschland seine Energiemärkte vollständig liberalisiert.

01. 10. 2002 Ab sofort ist bei der E-Control gemeinsam mit der AK eine Schlichtungsstelle für Strom- und Gaskunden eingerichtet.

10. 10. 2002 Bei der Salzburg AG, EVN und Kelag, jene Versorger mit den höchsten Gas-Netztarifen, wird ein Tarifprüfungsverfahren durch die E-Control GmbH eingeleitet.

12. 10. 2002 Die heimischen Öko-Stromerzeuger fordern deutlich höhere Subventionen für erneuerbare Energieträger. Die E-Control hat erst kürzlich in einem Gutachten ein Tarifmodell für diese Zuschläge vorgelegt.

14. 10. 2002 Die EVN hat die Stadtwerke Kornneuburg erworben und wird damit rund 4500 weitere Kunden mit Erdgas versorgen.

15. 10. 2002 Der Zusammenschluss von OMV, Wiengas, EVN, Oberösterreichische Ferngas, Linz AG und Begas wird von den heimischen Wettbewerbsbehörden genehmigt. Die an der Gesellschaft beteiligten Versorger haben Auflagen akzeptiert.

22. 10. 2002 Die Grazer Strombörse EXAA konnte bereits 1,5% Marktanteil am österreichischen Strommarkt erreichen. Ab Dezember kann an der Börse auch mit Tages-Blöcken gehandelt werden.

→ November

01. 11. 2002 Das Kartellgericht hat den Verkauf von 49% am Energiebereich der Grazer Stadtwerke an die Energie Steiermark Holding AG genehmigt.

16. 11. 2002 Die EVN hat ihre Beteiligung von 6,9% an der Schweizer Stromgesellschaft Aare Tessing AG (Atel) verkauft.

19. 11. 2002 Frankreich wird die Strom- und Gasmärkte für private Verbraucher zwischen 2007 und 2009 öffnen. Im März dieses Jahres hatten sich die EU-Staaten auf die Liberalisierung der Märkte für kommerzielle Abnehmer ab 2004 geeinigt.

25. 11. 2002 Bis Jahresende erwartet die Grazer Stromhandelsbörse (EXAA) drei neue Handelsmitglieder (E.ON, Enel und Cargill).

26. 11. 2002 Der EU-Energieministerrat hat sich darauf geeinigt, dass die Märkte für Strom und Gas EU-weit bis 2007 liberalisiert werden. Nach diesem Beschluss sollen gewerbliche Kunden ab 1. Juli 2004 und Haushalte ab 1. Juli 2007 ihren Strom- und Gaslieferanten wählen können. Als Bedingung fordert man eine rechtliche Entflechtung der Energieerzeugung und des Betriebes von Leitungsnetzen und Pipelines.

27. 11. 2002 Ab 1. Juli 2004 werden Stromlieferanten durch die EU verpflichtet, auf den Stromrechnungen anzugeben, aus welchen Energiequellen sich der gelieferte Strom im Vorjahr zusammensetzte. Die „Etikettierungs-Richtlinie“ hält Lieferanten außerdem dazu an, Auskunft über mögliche Umweltverschmutzungen durch die Stromerzeugung zu geben.

30. 11. 2002 Das Memorandum zur Österreichischen Stromlösung wurde der EU-Wettbewerbsbehörde in Brüssel übergeben. Nach den Vorgesprächen wird feststehen, wie lange das Genehmigungsverfahren dauern wird.

→ Dezember

02. 12. 2002 Die EVN wird ab Februar 2003 für Strom um 0,2028 Cent/kWh mehr verrechnen. Damit sollen laut EVN die Mehrkosten durch das Ökostromgesetz gedeckt werden.

04. 12. 2002 Die OMV will über eine neue Gas-Pipeline Österreich mit der Türkei über Bulgarien, Rumänien und Ungarn verbinden. Dazu wurde ein Joint Venture gegründet. Neben der OMV-Tochter OMV Erdgas sind an dem Projekt die türkische Botas, die bulgarische Bulgargaz, die rumänische Transgaz und die ungarische Mol beteiligt. Mit der Fertigstellung ist erst 2010 zu rechnen.

06. 12. 2002 Nach der Genehmigung durch die Kartellbehörde hält die Tiwag nun 25 % plus eine Aktie an den Innsbrucker Kommunalbetrieben.

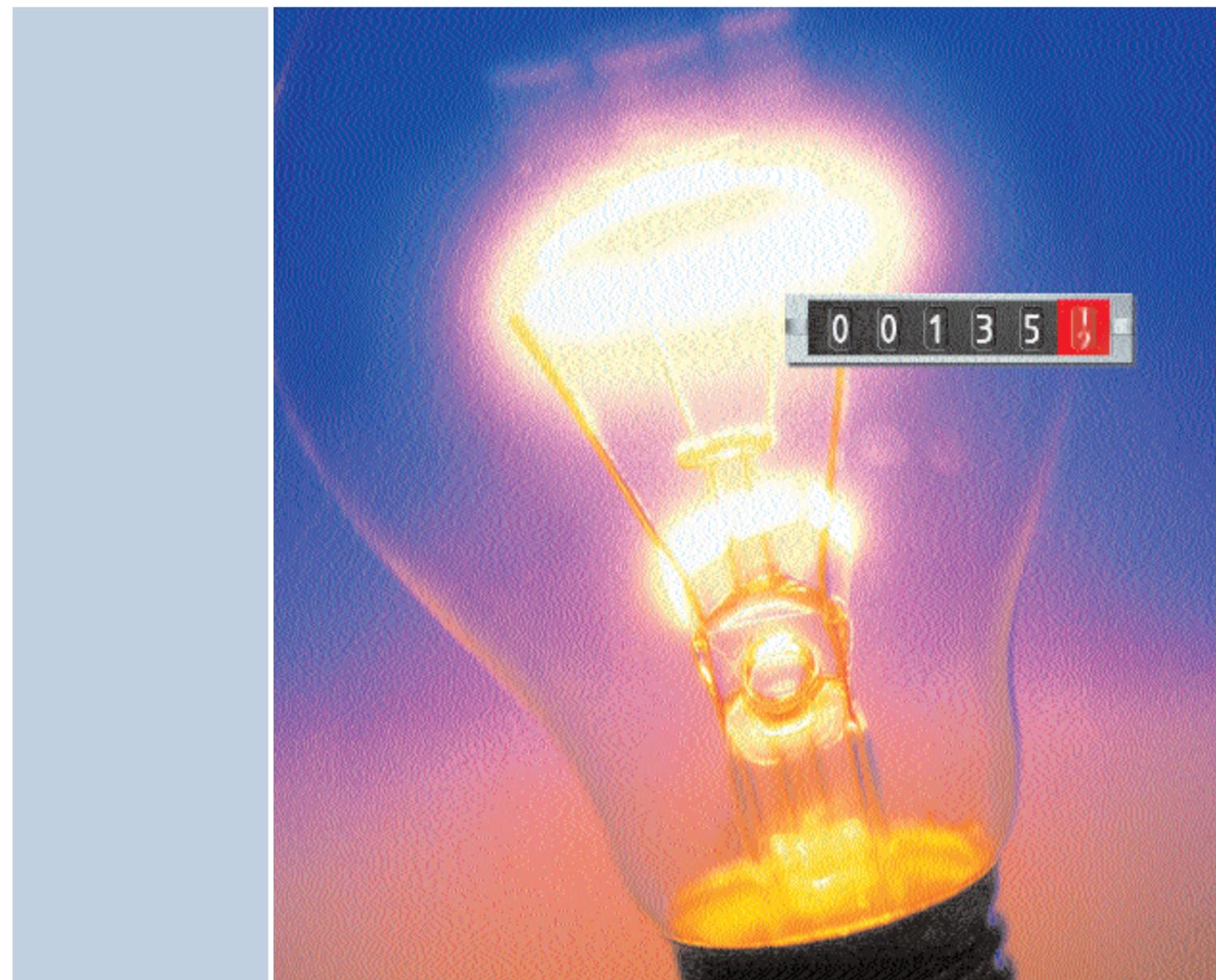
07. 12. 2002 Die E-Control GmbH kritisiert die von einigen Energieunternehmen angekündigten Strompreiserhöhungen für das Jahr 2003. Sowohl die EVN als auch die VKW wollen ihre Preise als Folge des neuen Ökostromgesetzes um 0,2028 Cent/kWh erhöhen. Diese Kosten sind allerdings mit dem Wegfall der Kleinwasserkraftzertifikate gegenzurechnen.

11. 12. 2002 Der Verbund drängt erneut auf einen raschen Lückenschluss im 380-kV-Höchstspannungsnetz. Der Wirtschaftsstandort Steiermark sei gefährdet, und man rechnet auf Grund überlasteter Netze mit steigenden Stromausfällen. Der Bedarf in dieser Region ist durch die Ansiedelung vieler Industriebetriebe enorm gestiegen.

12. 12. 2002 Walter Boltz sieht für die kommenden zwei bis drei Jahre weitere Senkungen der Netzgebühren bei Gaspreisen um 15 bis 20 %. Deswegen werde es Tarifverfahren für alle Netzbetreiber geben. Bei den Grazer Stadtwerken wird es eine Preissenkung per 1. 1. 2003 geben. 800 Kunden haben bisher ihren Lieferanten gewechselt, 20 bis 30 % davon entfallen auf Haushaltskunden.

18. 12. 2002 Österreichs Stromverbraucher werden Ökostrom (aus Wind, Sonne, Biomasse, Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung) ab 2003 mit € 220 Mio. subventionieren. Der größte Teil der Förderung wird über ein österreichweit einheitlichen Zuschlag zum Strom-Netzpreis von 0,289 Cent/kWh von den Stromkunden eingehoben. Die Stromhändler stützen den Ökostrom über einen fixen Abnahmepreis von 4,5 Cent.

20. 12. 2002 Econgas, der neue Gasversorger für Großkunden, will auch im benachbarten Ausland Gas absetzen. Die Steirische Ferngas ist mit den Wettbewerbsauflagen für das Gasbündnis nicht zufrieden. Die Steirische Ferngas-Chef Peter Köberl fordert ein Einkaufs-Joint Venture mit der OMV.





→ Bilanz zum 31. Dezember 2002

	Stand am 31. 12. 2002 EUR	Stand am 31. 12. 2001 EUR
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	169.318,41	68.212,29
II. Sachanlagen	770.545,29	487.800,24
III. Finanzanlagen	10.361,28	0,00
	950.224,98	556.012,53
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	999.814,53	8.101.181,18
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände: (davon aus Steuern: TS 348 € Vorjahr: TS 0 €)	368.625,07	9.583,23
3. Eingeforderte ausstehende Einlage	574.132,00	0,00
III. Kassenbestand, Guth. bei Kreditinstituten	2.197.740,79	1.200.117,19
IV. Treuhandvermögen	114.039,60	79.763,50
	4.282.864,21	9.419.157,32
C. Rechnungsabgrenzungsposten	366.044,48	1.965,53
Summe Aktiva	5.599.133,67	9.977.135,38

→ Bilanz zum 31. Dezember 2002

	Stand am 31. 12. 2002 EUR	Stand am 31. 12. 2001 EUR
A. Eigenkapital:		
I. Stammkapital		
a) Stammkapital	3.700.000,00	3.700.000,00
b) Nicht eingeforderte ausstehende Einlage	-2.200.868,00	-2.775.000,00
	1.499.132,00	925.000,00
II. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: € 4.931,44)	8.931,44	4.931,44
	1.508.063,44	929.931,44
B. Unversteuerte Rücklagen		
a) Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen	146.863,10	107.950,76
b) sonstige unversteuerte Rücklagen	27.972,00	0,00
c) Zuschüsse	1.651,50	0,00
	176.486,60	107.950,76
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	158.594,00	101.555,00
2. Steuerrückstellungen	30.740,00	46.018,00
3. Sonstige Rückstellungen	717.234,67	370.810,59
	906.568,67	518.383,59
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	533.033,21	364.053,82
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon aus Steuern: TS 7 € Vorjahr: TS 1.178 €) (davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 72 € Vorjahr: TS 64 €)	2.360.942,15	7.977.052,27
3. Treuhandverbindlichkeiten	114.039,60	79.763,50
	3.008.014,96	8.420.869,59
Summe Passiva	5.599.133,67	9.977.135,38
Haftungsverhältnisse	72.672,83	72.672,83

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

→ Gewinn-und-Verlust-Rechnung für das Geschäftsjahr 2002

	Stand am 31. 12. 2002	Stand am 31. 12. 2001
	EUR	EUR
I. Umsatzerlöse:		
a) Erlöse gem. Finanzierungsverordnung	7.019.280,89	6.722.237,19
b) abz. Erlösschmälerungen Budgetvortrag	-363.388,17	-1.840.719,12
c) Noch nicht verrechnete Kosten	996.603,93	0,00
	7.652.496,65	4.881.518,07
2. Sonstige betriebliche Erträge		
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen	753,52	0,00
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	94.890,09	0,00
c) übrige	56.577,24	36.730,73
	152.220,85	36.730,73
3. Personalaufwand		
a) Gehälter	-3.085.564,46	-1.447.030,92
b) Aufwendungen für Abfertigungen	-57.039,00	-101.555,00
c) Aufwendungen für Altersversorgung	-26.816,28	-22.346,90
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	-682.781,56	-292.738,05
e) Sonstige Sozialaufwendungen	-18.233,70	-3.957,33
	-3.870.435,00	-1.867.628,20
4. Abschreibungen:		
Auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-547.448,04	-141.051,71
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen		
a) Steuern, soweit sie nicht unter Ziffer 11 fallen	-10.165,74	-47.520,43
b) übrige	-3.349.990,19	-2.664.155,31
	-3.360.155,93	-2.711.675,74
6. Zwischensumme aus Z. 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	26.678,53	197.893,15
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	135.010,57	59.290,80
8. Aufwendungen aus Finanzanlagen		
Abschreibungen	-137,60	0,00
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-56.600,83	-82.643,55
10. Zwischensumme aus Z. 7 bis Z 9	78.272,14	-23.352,75
11. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	104.950,67	174.540,40
12. Steuern vom Einkommen	-32.414,83	-61.658,20
13. Jahresüberschuss	72.535,84	112.882,20
14. Auflösung unverteuerter Rücklagen	61.499,95	35.984,81
15. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-130.035,79	-143.935,57
16. Jahresgewinn	4.000,00	4.931,44
17. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	4.931,44	0,00
18. Bilanzgewinn	8.931,44	4.931,44

	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-Verlust-Rechnung 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.

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 drohende Verluste, die im Geschäftsjahr 2002 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandeten 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 Herstellungskosten 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.

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 drohende Verluste berücksichtigt.

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten finanzmathematischen Grundsätzen auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 4%, eines altersabhängigen Fluktationsabschlages und eines Pensionseintrittsalters von 57 Jahren bei Frauen und 62 Jahren bei Männern 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 Anlagepiegel angeführt (vergleiche Anlage 1 zum Anhang).

Zum Bilanzstichtag betragen die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen geleasteten und gemieteten Sachanlagen TS 626 € für die nächsten 12 Monate. Der Gesamtbetrag der Verpflichtungen für die nächsten 5 Jahre beträgt TS 1.651 €.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

In den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen sind Beträge in Höhe von € 484,48 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 TS 8,4 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten

Im Posten Guthaben bei Kreditinstituten ist ein Saldo in Höhe von TS 147 € ausgewiesen,

bei dem es sich um ein vom Steuerberater geführtes Unterkonto für die Gehaltsauszahlungen handelt.

Unversteuerte Rücklagen

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

Verbindlichkeiten

Die Restlaufzeiten aller Verbindlichkeiten beträgt weniger als 1 Jahr.

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 81,5 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Haftungsverhältnisse

Die unter der Bilanz ausgewiesenen Haftungsverhältnisse betreffen ausschließlich eine Bankgarantie für das Mietobjekt Rudolfsplatz 13A.

→ Erläuterungen zur Gewinn- und Verlust-Rechnung

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. 12. 2002 TS 48 €. Der Steueraufwand des Geschäftsjahres ist durch die Veränderung der latenten Steuern nicht belastet.

Mitarbeiter	zum 31. 12. 2001	durchschnittlich
Geschäftsführer	1	1
Angestellte	42	21
	43	22

Mitarbeiter	zum 31. 12. 2002	durchschnittlich
Geschäftsführer	1	1
Angestellte	60	52
	61	53

→ Ergänzende Angaben

Organe der Gesellschaft

Zum Geschäftsführer wurde bestellt:
DI Walter Boltz

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Jahr 2002 folgende Personen tätig:

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

Mag. Dr. Bruno Zluwa
(Stellvertreter des Vorsitzenden)

Mag. Helmut Staudinger

Dr. Georg Obermeier

Wien, am 24. 1. 2003



DI Walter Boltz
(Geschäftsführer)





→ **Anlagespiegel zum 31. Dezember 2002**

Anlage I zum Anhang

	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 1. 1. 2002	Zugänge	Abgänge	kumulierte Abschreibungen	Buchwert 31. 12. 2002	Buchwert 31. 12. 2001	Abschreibungen des Geschäftsjahres
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:							
1. Strombezugsrecht	3.767,60	11.066,67	3.767,60	1.106,66	9.960,01	3.390,84	1.483,42
2. EDV-Software	90.380,01	328.047,88	0,00	276.529,49	141.898,40	64.821,45	250.970,93
3. Anlagen im Bau	0,00	17.460,00	0,00	0,00	17.460,00	0,00	0,00
	94.147,61	356.574,55	3.767,60	277.636,15	169.318,41	68.212,29	252.454,35
II. Sachanlagen:							
1. Einbauten in fremde Gebäude	0,00	122.351,19	0,00	28.087,80	94.263,39	0,00	28.087,80
2. Geschäftsausstattung	217.870,82	123.582,82	1.983,15	82.040,11	257.430,38	196.083,43	60.649,36
3. EDV-Hardware	241.110,24	235.069,42	2.698,07	201.300,73	272.180,86	183.766,05	145.305,58
4. Geringwertige Vermögensgegenstände	143.935,57	99.861,79	294,80	96.831,90	146.670,66	107.950,76	60.950,95
	602.916,63	580.865,22	4.976,02	408.260,54	770.545,29	487.800,24	294.993,69
III. Finanzanlagen:							
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	0,00	10.498,88	0,00	137,60	10.361,28	0,00	137,60
	0,00	10.498,88	0,00	137,60	10.361,28	0,00	137,60
	697.064,24	947.938,65	8.743,62	686.034,29	950.224,98	556.012,53	547.585,64

→ **Entwicklung der un versteuerten Rücklagen**

Anlage 2 zum Anhang

	Stand am 1. 1. 2002	Zuführung	Auflösung durch Zeitab- lauf bzw. bestimmungs- gemäße Verwendung	Auflösung durch Ausscheidung	Stand am 31. 12. 2002
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
I. Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen					
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG)	107.950,76	99.861,79	60.949,45	0,00	146.863,10
	107.950,76	99.861,79	60.949,45	0,00	146.863,10
II. Sonstige un versteuerte Rücklagen Bildungsfreibetrag					
	0,00	27.972,00	0,00	0,00	27.972,00
	0,00	27.972,00	0,00	0,00	27.972,00
III. Zuschüsse Investitionszuwachsprämie 2002					
	0,00	2.202,00	550,50	0,00	1.651,50
	0,00	2.202,00	550,50	0,00	1.651,50
	107.950,76	130.035,79	61.499,95	0,00	176.486,60

Wir haben den nach den in Österreich geltenden handelsrechtlichen Vorschriften erstellten Jahresabschluss zum 31. Dezember 2002 der Energie-Control, Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung 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 Rechnungslegungsgrundsätzen 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 24. Jänner 2003

EUROPA TREUHAND  ERNST & YOUNG
 WIRTSCHAFTSPRÜFUNGS- UND
 STEUERBERATUNGSGESELLSCHAFT MBH

E. Baumann *E. Lehner*

MAG. ELFRIEDE BAUMANN PPA. MAG. ERICH LEHNER
 Wirtschaftsprüferin Wirtschaftsprüfer



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.

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

Strom

Bescheide

Zulassungen Bilanzgruppenverantwortliche	10
Genehmigungsbescheide Allgemeine Bedingungen Bilanzgruppenkoordinatoren	8
Genehmigungsbescheide Allgemeine Bedingungen Bilanzgruppenverantwortliche	16
Genehmigungsbescheide Allgemeine Bedingungen Verteiler- und Übertragungsnetz	30
Genehmigungsbescheide Allgemeine Bedingungen Öko-Bilanzgruppenverantwortliche	4
Sonstige	12

Verordnungen

Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH, mit der die Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH betreffend Stromlieferungsverträgen bei Strombezug aus Drittstaaten (Stromlieferungsvertragsverordnung) vom 17. 12. 2001 geändert wird (Novelle der Stromlieferungsvertragsverordnung), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 28./29. Juni 2002.

Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH, mit der die Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern geregelt werden (Ausgleichszahlungsverordnung, AGZ-VO), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 29. Mai 2002.

Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, Zl. K SNT 01/01-2, K SNT 02/01, verlautbart im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 27. März 2002, mit der die Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der die Systemnutzungstarife bestimmt werden, geändert wird.

Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, Zl. K SNT 14/01, K SNT 04/01, K SNT 05/01, verlautbart im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 29. April 2002, mit der die Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der die Systemnutzungstarife bestimmt werden, geändert wird.

Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung, SNT-VO), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 29. Mai 2002, zuletzt geändert durch Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission Zl. K SNT 13/01, K SNT 15/01, K SNT 17/01 kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 24. September 2002

Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung und Durchführung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung (Energienkungsdaten-Verordnung), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 25. April 2002

Verordnung der Elektrizitäts-Control GmbH über Meldepflichten zur Überprüfung der Zielquoten für elektrische Energie aus Ökostrom- und Kleinwasserkraftwerksanlagen (Meldeverordnung), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 10. 7. 2002

Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, mit der Entgelte für internationale Transaktionen bestimmt werden („CBT-Verordnung“), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 29. April 2002 (am 31. 12. 2002 außer Kraft getreten)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der Entgelte für internationale Transaktionen bestimmt werden („CBT-Verordnung“), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 23.12.2002 (am 1. 1. 2003 in Kraft getreten)

Gas

Bescheide

Zulassungen Bilanzgruppenverantwortliche	8
Genehmigungsbescheide Allgemeine Bedingungen Bilanzgruppenverantwortliche	5
Genehmigungsbescheide Allgemeine Bedingungen Bilanzgruppenkoordinatoren	2
Genehmigungsbescheide Allgemeine Bedingungen Verteilernetz	20

Verordnungen

Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend Wechsel des Versorgers und der Bilanzgruppe (Wechselverordnung Gas), am 28. August 2002 unter www.e-control.at

Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend Zuordnung, Erstellung und Anpassung von standardisierten Lastprofilen (Lastprofilverordnung), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 28. August 2002

Verordnung der Energie-Control GmbH, mit der die Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern in der Gaswirtschaft geregelt werden (Gas-Ausgleichszahlungsverordnung, GAZ-VO), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 30. September 2002

Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer, kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 30. September 2002

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 30. September 2002

Verordnung der Energie-Control GmbH, mit der das Clearingentgelt für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators im Erdgasbereich festgesetzt wird (Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung), kundgemacht im Amtsblatt zur *Wiener Zeitung* vom 15. November 2002

Anbieter von Ausgleichsenergie: jedes Bilanzgruppenmitglied, das die technischen Voraussetzungen erfüllt, am Ausgleichsenergiemarkt anzubieten.

Anschlussleistung: maximale Leistung der angeschlossenen Gasgeräte nach dem Zählpunkt oder die vertraglich vereinbarte maximale Stundenleistung für den Zählpunkt in kWh/h oder Nm³/h.

Ausgleichsenergie: Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe einer Bilanzgruppe je definierter Messperiode, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann.

Basissicherheit: Haftungsanteil der Sicherheit des Bilanzgruppenverantwortlichen infolge seiner Bonitätsbeurteilung.

Betriebsdruck: Druck am Zählpunkt in bar bzw. mbar.

Bieterkurve: die preisliche Reihung von Ausgleichsenergiemengen, die vom BKO erstellt wird.

Bilanzgruppe (BG): Zusammenfassung von Versorgern und Kunden zu einer virtuellen Gruppe innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt.

Bilanzgruppenkoordinator (BKO): eine natürliche oder juristische Person, die eine Verrechnungsstelle für die Organisation und die Abrechnung der Ausgleichsenergieversorgung innerhalb einer Regelzone aufgrund einer behördlichen Konzession betreibt.

Bilanzgruppenmitglieder (BGM): Erdgasversorger oder Kunden, die innerhalb einer Bilanzgruppe zum Zwecke des Ausgleichs zwischen Aufbringung und Abgabe von Erdgas zusammengefasst sind.

Bilanzgruppenmitgliedschaft, mittelbare: Netzbenutzer und Erdgashändler, die mit einem Lieferanten oder Erdgasversorger einen Vertrag über die Lieferung von Erdgas inklusive der Organisation und Abrechnung der aus der Abweichung von Verbrauch und Aufbringung sich ergebenden, auf sie entfallenden Ausgleichsenergie

abschließen, werden jener Bilanzgruppe mittelbar zugeordnet, der ihr Lieferant oder Versorger angehört. Diese Zuordnung wird als mittelbare Bilanzgruppenmitgliedschaft bezeichnet. In einem solchen Fall besteht keine direkte Vertragsbeziehung zwischen dem Netzbewerber bzw. Erdgashändler und dem Bilanzgruppenverantwortlichen.

Bilanzgruppenmitgliedschaft, unmittelbare: Marktteilnehmer, die mit einem Bilanzgruppenverantwortlichen einen Vertrag über die Organisation und Abrechnung der aus der Abweichung von Verbrauch und Aufbringung sich ergebenden, auf sie entfallenden Ausgleichsenergie abschließen, sind unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder.

Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV): eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige natürliche oder juristische Person, die die Mitglieder einer Bilanzgruppe vertritt.

Bonitätsprüfung: die Bonitätsprüfung eines neu zuzulassenden oder bestehenden BGV ist die Evaluierung seiner gesamten wirtschaftlichen, gesellschaftsrechtlichen, finanziellen und personellen Lage.

Clearing, erstes: findet periodisch, zumindest monatlich statt und ist die Bestimmung der Ausgleichsenergie je Clearingperiode und BG mittels Saldenbildung aus der Aggregation der Fahrpläne und der Summe aus aggregierten Zählwerten (Zeitreihen gestückelt nach Clearingperiode) sowie aggregierten Lastprofilen.

Clearing, zweites: ist die Korrektur der im ersten Clearing bestimmten Ausgleichsenergie je BG auf der Basis der tatsächlich gemessenen Jahresenergie von Erzeugung und Verbrauch.

Clearingperiode: die kleinste Zeiteinheit (1 Stunde), für die von der Verrechnungsstelle die Preise der Ausgleichsenergie ermittelt und Mengen verbrauchter Ausgleichsenergie für das technische Clearing berechnet werden. Sie beginnt und endet jeweils zur vollen Stunde.

Clearingzeitraum: ist das Intervall, für den das Clearing von der Verrechnungsstelle durchgeführt wird.

Direktleitung: eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Erdgasleitung.

Eigenverbrauch: jene Erdgasmenge, die ein Netzbetreiber benötigt, damit Verteilerleitungen störungsfrei betrieben werden können.

Einspeiser: ein Erzeuger von biogenen Gasen, ein Produzent von Erdgas, ein Erdgasunternehmen oder ein Speicherunternehmen, der oder das Erdgas in ein Netz abgibt.

Einspeisung: Menge in Nm³ oder kWh, die in einem Abrechnungszeitraum eingespeist wird.

Endverbraucher: ein Verbraucher, der Erdgas für den Eigenbedarf kauft.

Entnehmer: ein Endverbraucher, ein Speicherunternehmen oder ein Netzbetreiber, der oder das Erdgas aus dem Netz bezieht.

Erdgasbörse: ein Börseunternehmen oder eine Abwicklungsstelle für Börsengeschäfte am Erdgasmarkt.

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

Erdgaslieferant: eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas an Wiederverkäufer oder Endverbraucher liefert.

Erdgasunternehmen: eine natürliche oder juristische Person, die in Gewinnabsicht von den Funktionen Fernleitung, Verteilung, Lieferung, Verkauf, Kauf oder Speicherung von Erdgas, einschließlich verflüssigtes Erdgas, mindestens eine wahrnimmt und für die kommerziellen, technischen oder wartungsbezogenen Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen verantwortlich ist, mit Ausnahme der Endverbraucher.

Fahrplan: jene Unterlage, die angibt, welche Leistung (Normkubikmeter/Zeiteinheit) in einem konstanten Zeitraster (Messperioden) zwischen Bilanzgruppen kommerziell oder über Regelzongengrenzen ausgetauscht wird.

Fernleitung: eine Anlage zum Zwecke des Transports von Erdgas durch eine Hochdruckleitung oder ein Hochdrucknetz, sofern diese Leitungsanlage auch für den Transit oder den Transport zu anderen Fernleitungs- oder Verteilerunternehmen bestimmt ist.

Fernleitungsunternehmen: eine natürliche oder juristische Person, die eine Fernleitung betreibt und Träger einer Genehmigung gemäß § 13 GWG ist oder die gemäß § 76 GWG keiner Genehmigung gemäß § 13 bedarf.

Gastag: Zeitraum, auf den Fahrpläne bezogen sind. Der Gastag beginnt mit 00:00 Uhr und endet mit 24:00 Uhr desselben Tages.

Geltende Systemnutzungstarife: die von den Netzbewertern für die Netznutzung an die Netzbetreiber zu entrichtenden geltenden, behördlich festgesetzten Tarife.

Green Card: Bestätigung des Bilanzgruppenkoordinators gegenüber der E-Control, dass ein bestimmter Antragsteller bezüglich eines Ausübungsbescheides bei der E-Control von Seiten des Bilanzgruppenkoordinators die technischen, finanziellen und vertraglichen Voraussetzungen erfüllt.

Grenzüberschreitender Transport: ein Transport von Erdgas in einen Zielstaat, auch wenn in Österreich eine Zwischenspeicherung des Gases erfolgt.

Großabnehmer: ein Endverbraucher mit einem vertraglich vereinbarten Verbrauch von mehr als 10.000 Nm³ pro Stunde.

Hausanschluss: jener Teil des Verteilernetzes, der die Verbindung des Verteilernetzes mit den Anlagen des Kunden ermöglicht; er beginnt ab dem Netzanschlusspunkt des zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses über die Herstellung des Anschlusses bestehenden Verteilernetzes und endet mit der Hauptabsperrvorrichtung oder – sofern vorhanden – mit dem Hausdruckregler.

Horizontal integriertes Unternehmen: ein Erdgasunternehmen, das von den Funktionen Fernleitung, Verteilung, Lieferung, Verkauf, Kauf oder Speicherung von Erdgas mindestens eine wahrnimmt und außerdem eine weitere Tätigkeit außerhalb des Erdgasbereichs ausübt.

Integriertes Erdgasunternehmen: ein vertikal oder horizontal integriertes Erdgasunternehmen.

Jahresverbrauch: die Menge in Nm³ oder kWh über 365 Tage, die aus den Verbrauchsdaten der letzten zurückliegenden Abrechnungszeiträume ermittelt wird. Liegen keine Verbrauchsdaten vor, ist ein geschätzter Jahresverbrauch zulässig.

Kostenwälzung: ein kalkulatorisches Rechenverfahren, das angewendet wird, um einem Verbraucherkollektiv die Kosten aller über der Anschlussnetzebene liegenden Netzebenen anteilig zuzuordnen.

Kunden: Endverbraucher, Erdgashändler oder Erdgasunternehmen, die Erdgas kaufen.

Lastprofil (LP): eine in Zeitintervallen dargestellte Bezugsmenge oder Liefermenge eines Einspeisers oder Entnehmers.

Lastprofilzähler (LPZ): ein Messgerät, das den tatsächlichen Lastgang im Stundenraster erfasst.

Lieferant (LF): eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas an Wiederverkäufer oder Endverbraucher liefert.

Marktregeln: die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Erdgasmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.

Marktteilnehmer: Bilanzgruppenverantwortliche, Bilanzgruppenmitglieder, Erdgaslieferanten, Erdgashändler, Produzenten, Netzbenutzer, Kunden, Endverbraucher, Erdgasbörsen, Bilanzgruppenkoordinatoren, Fernleitungsunternehmen und Verteilerunternehmen, Regelzonenführer sowie Speicherunternehmen.

Mengenumberter: ein Messgerät zur Umrechnung von Erdgas vom Betriebs- in den Normzustand.

Messdifferenz: jene Menge, die aufgrund von Netzverlusten und Messungenauigkeiten bei Zählern in einem Verteilnetz zwischen Einspeisung und Abgabe entsteht.

Netz: alle Fernleitungs- oder Verteilernetze, die einem Erdgasunternehmen gehören oder von ihm betrieben werden, einschließlich seiner Anlagen, die zu Hilfsdiensten eingesetzt werden (z.B. Regel- und Messeinrichtungen), und der Anlagen verbundener Unternehmen, die für den Zugang zur Fernleitung und Verteilung erforderlich sind.

Netzanschluss: die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers mit dem Verteilnetz.

Netzanschlusspunkt: die zur Entnahme oder Einspeisung von Erdgas technisch geeignete Stelle des zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses über die Herstellung des Anschlusses bestehenden Netzes, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Netzbenutzers.

Netzbenutzer: jede natürliche oder juristische Person, die in das Netz einspeist oder daraus versorgt wird.

Netzbereich: jener Teil eines Netzes, für dessen Benutzung dieselben Tarifansätze gelten.

Netzbereitstellungsentgelt: der Netzbetreiber verrechnet dem Netzbenutzer die Kosten des zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbaus des Netzes, die nicht über Netzzutrittsgeld und Netznutzungsgebühr abgegolten werden, im Ausmaß der vereinbarten Inanspruchnahme des Netzes. Ein solches Netzbereitstellungsentgelt ist dem Kunden diskriminierungsfrei nach dem Verursachungsprinzip anlässlich der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses oder der Änderung eines Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität einmalig als Pauschale in Rechnung zu stellen.

Netzbetreiber (NB): jedes Fernleitungs- oder Verteilerunternehmen.

Netzebene: ein im Wesentlichen durch das Druckniveau bestimmter Teilbereich des Netzes.

Netzverluste: entstehen aufgrund von Undichtigkeiten und betriebsbedingten Ab- und Ausblasevorgängen in Verteilnetzen.

Netzzugang: die Nutzung eines Netzsystems durch Kunden, Erzeuger von biogenen Gasen und Produzenten von Erdgas.

Netzzugangsberechtigte: Kunden, Erzeuger von biogenen Gasen und Produzenten von Erdgas, die ein Recht auf Netzzugang haben, sowie Netzbetreiber und Regelzonenführer, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist.

Netzzugangsvertrag: die nach Maßgabe des § 17 abgeschlossene individuelle Vereinbarung zwischen dem Netzzugangsberechtigten und einem Netzbetreiber, die den Netzanschlusspunkt und die Inanspruchnahme des Netzes regelt.

Netzzutritt: die erstmalige Herstellung eines Netzanschlusses oder die Änderung der Kapazität eines bestehenden Netzanschlusses.

Netzzutrittsgeld: durch das einmalig zu leistende Netzzutrittsgeld werden dem Netzbetreiber alle Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind.

Norm-Kubikmeter, Normzustand (Nm³): die Gasmenge, die bei 0°C (273,15 K) und einem absoluten Druck von 1,01325 bar (101,325 kPa) den Rauminhalt von einem Kubikmeter ausfüllt. Sie wird in Nm³ angegeben.

Produzent: eine juristische oder natürliche Person oder eine Erwerbengesellschaft, die Erdgas gewinnt.

Regelenergie: jene Energie, die für den kurzfristigen Ausgleich von Druckschwankungen im Netz, die innerhalb eines bestimmten Intervalls auftreten, aufzubringen ist.

Regelzone (RZ): die räumliche Gliederung des – aus Fern- und Verteilnetzen mit Leistungs- und Druckregelung bzw. Druckhaltung sowie aus daran angeschlossenen Speicheranlagen gebildeten – Systems in geographische Gebiete unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstrukturen, soweit sie für die Inlandsversorgung bestimmt sind.

Regelzonenführer (RZF): derjenige, der für die Druckregelung (Drucksteuerung) in einer Regelzone verantwortlich ist, wobei diese Funktion auch seitens eines Unternehmens erfüllt werden kann, das seinen Sitz in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union hat.

Sonstige Marktregeln (SoMa): jener Teil der Marktregeln, der gemäß § 9 Abs. 1 Z. 1 des Bundesgesetzes über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitäts- und Erdgasbereich und die Errichtung der Energie-Control und der Energie-Control Kommission (Energie – Regulierungsbehördengesetz, E-RBG) in der Fassung BGBl. I Nr. 148/2002 erstellt wird und auf Grund gesetzlicher Anordnung im Wege der genehmigten Allgemeinen Bedingungen Geltung erlangt.

Speicheranlage: eine einem Erdgasunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Erdgas, mit Ausnahme jenes Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird.

Speicherunternehmen: eine natürliche oder juristische Person, die Erdgasspeicher verwaltet.

Speicherzugangsberechtigte: Produzenten, Erdgashändler und Versorger mit Sitz innerhalb der Europäischen Union.

Standardisiertes Lastprofil (SLP): ein durch ein geeignetes Verfahren für eine bestimmte Einspeiser- oder Entnehmergruppe charakteristisches Lastprofil.

Systemnutzungsentgelt: das für die Durchführung des Transports von inländischen Endverbrauchern zu entrichtende Entgelt.

Übergabestelle: ein als solcher bezeichneter und vertraglich fixierter Punkt in einem Netz, an dem Erdgas zwischen Vertragspartnern ausgetauscht (übergeben) wird. Die Übergabestelle kann mit dem Zählpunkt und der Eigentumsgrenze ident sein.

Verbrauch: Menge in Nm³ oder kWh, die in einem Abrechnungszeitraum verbraucht wird.

Verrechnungszeitraum: Intervall, in dem das finanzielle Clearing von der Verrechnungsstelle durchgeführt wird.

Versorger: eine natürliche oder juristische Person, die die Versorgung wahrnimmt.

Verteilerleitungen: Rohrleitungen, die vorwiegend oder ausschließlich dem Transport von Erdgas zur unmittelbaren Versorgung von Kunden dienen.

Verteilerunternehmen: eine natürliche oder juristische Person, die die Funktion der Verteilung wahrnimmt.

Vertikal integriertes Erdgasunternehmen: ein Erdgasunternehmen, das mindestens zwei der folgenden Funktionen wahrnimmt: Gewinnung, Fernleitung, Verteilung, Lieferung, Verkauf, Kauf oder Speicherung von Erdgas.

Vorgelagertes Rohrleitungsnetz: Rohrleitungen oder ein Netz von Rohrleitungen, deren Betrieb oder Bau Teil eines Erdgasgewinnungs- oder Speichervorhabens ist oder die dazu verwendet werden, Erdgas von einem oder mehreren solcher Vorhaben zu einer Aufbereitungsanlage oder Übergabestation (Terminal) zu leiten; dazu zählen auch Speicherstationen.

Zählergröße: nach der Richtlinie der „International Organisation of Legal Metrology“ (OIML) R31 und R32 (G Reihe). Ein Maß für den minimalen und maximalen Durchfluss in m³/h.

Zählpunkt: Einspeise- und/oder Entnahmestelle, an der eine Gasmenge messtechnisch erfasst und registriert wird.

→ **Abbildungen**

	Seite
Abbildung 1: Unterstützungsinstrumente gemäß Ökostromgesetz	24
Abbildung 2: Geldfluss für Kraft-Wärme-Kopplung	29
Abbildung 3: Geldfluss für Ökostrom und Kleinwasserkraft	29
Abbildung 4: Registerdatenbank f. KWKW-Zertifikate	32
Abbildung 5: Zusammenhänge der 4 Teilprojekte	47
Abbildung 6: Höchstspannungsnetz in Österreich	52
Abbildung 7: Council of European Energy Regulators	74
Abbildung 8: Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Stromwirtschaft	85
Abbildung 9: Aktueller Stand der Gasmarktöffnung	105
Abbildung 10: Struktur der österr. Gaswirtschaft vor der Liberalisierung	109
Abbildung 11: Ausländische Beteiligungen in der Gasbranche in Österreich	110
Abbildung 12: Übersicht Ecomgas	111
Abbildung 13: Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Gaswirtschaft	112
Abbildung 14: Neues Screendesign	123
Abbildung 15: Tarif-Kalkulator	125
Abbildung 16: Gastarif-Kalkulator	126
Abbildung 17: Konsumentenbroschüre	127

→ **Grafiken**

	Seite
Grafik 1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern	21
Grafik 2: Maximale Kostenbelastung pro kWh Endverbrauch	25
Grafik 3: Anteil der Ökostrom- und KWK-Aufwendungen am Gesamtstrompreis	25
Grafik 4: Zuschläge zu den Systemnutzungstarifen (Öko-, Kleinwasserkraft- und KWK-Anlagen) Netzebene 7	26
Grafik 5: Unterstützungsvolumen f. KWK in Mio. €	28
Grafik 6: Einspeisemengen Ökostrom im Zeitraum 1. 10. 2001 bis 30. 9. 2002	30
Grafik 7: Erreichung der Ökostromquoten im Zeitraum 1. 10. 2001 bis 30. 9. 2002	30
Grafik 8: Verteilung der Kleinwasserkraftanlagen in Österreich pro Bundesland	31
Grafik 9: Ausgleichsabgabe in den Bundesländern	34
Grafik 10: Durchschnittserlöse (Österreich-Mittel) für Einspeisung aus Kleinwasserkraft	35
Grafik 11: KWK-Zuschlag je Bundesland	37
Grafik 12: Maximale Höhe des Zuschlages im Zeitablauf	37
Grafik 13: Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 3	42
Grafik 14: Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 4	42
Grafik 15: Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 5	43
Grafik 16: Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 6	43
Grafik 17: Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 7 – gemessene Leistung	44
Grafik 18: Anpassung der Systemnutzungstarife auf Netzebene 7 – nicht gem. Leistung	44
Grafik 19: Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt für unterbrechbare Lieferungen auf Netzebene 7, Nachtstrom	45
Grafik 20: Netzkosten/MWh im Verhältnis zu den Zählpunkten pro km ² Versorgungsgebiet	48
Grafik 21: Netzkosten/MWh im Verhältnis zur Energiemenge pro Zählpunkt	48
Grafik 22: Netzkosten/MWh im Verhältnis zum Verkabelungsgrad	48
Grafik 23: Absoluter Zuwachs des Elektrizitätsverbrauchs 2002–2010	61
Grafik 24: Inlandsstromverbrauch bis 2010 auf Basis einer Verbrauchssteigerung von 1.070 GWh/Jahr	62

Grafik 25: Verlauf der Jahreshöchstlast (MW) von 1990 bis 2010	63	→ Tabellen Tabelle 1: Gegenüberstellung EIWOG 2000 – Ökostromgesetz 2002 Tabelle 2: Einspeisetarife laut Ökostromverordnung BGBl. II Nr. 508/2002 Tabelle 3: Einspeisetarife laut Ökostromverordnung BGBl. II Nr. 508/2002 – Kleinwasserkraft Tabelle 4: Senkung der Netzkosten Tabelle 5: Zahlenmäßige Darstellung der Stranded Costs Tabelle 6: Wechselverhalten der jeweiligen Abnehmergruppe vom 1. 10. 2001 bis 1. 10. 2002 Tabelle 7: Beispiel Preisberechnung für einen Haushaltskunden Tabelle 8: Beispiel Preisberechnung für Industriekunden Tabelle 9: Vergleich elektrische Energie und Erdgas Tabelle 10: Speicheranlagen in Österreich	Seite
Grafik 26: Lastzuordnung bei traditioneller Versorgungssicherheit	64		
Grafik 27: Lastzuordnung nach Neudefinition v. Versorgungssicherheit	65		
Grafik 28: Haushaltsstrompreise (3.500 kWh) nach Netzbereich	77		
Grafik 29: Haushaltsstrompreisentwicklung in Österreich 1999–2002	77		
Grafik 30: Haushaltsstrompreise im europ. Vergleich	78		
Grafik 31: Abgaben und Zuschläge nach Netzbereich	79		
Grafik 32: Preisentwicklung an der European Energy Exchange (EEX) in Deutschland und an der EXAA in Österreich	81		
Grafik 33: Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises in der Regelzone APG	82		
Grafik 34: Erdgas Angebot- und Nachfrageentwicklung 1998–2020	106		
Grafik 35: Transportkosten für Erdöl, Erdgas u. Kohle	108		
Grafik 36: Gasimporte 2001 nach Ländern	115		
Grafik 37: Erdgaseinsatz je Bundesland, 2001	116		
Grafik 38: Erdgasverbrauch nach Sektoren 1975–2001 in Mrd. m ³	117		
Grafik 39: Erdgasverbrauch nach Sektoren 1975–2001 in %	117		
Grafik 40: Gesamtenergieverbrauch in Österreich, 2001	118		
Grafik 41: Gaspreisvergleich für Haushalte nach Netzbereichen	118		

→ Kästen	Seite
Kasten 1: Antragsrechte d. Energie-Control gemäß neuem Wettbewerbsrecht	12
Kasten 2: Komponenten des Netznutzungsentgeltes	40
Kasten 3: Ziele des Projektes Neue Netztarife	46
Kasten 4: Themenschwerpunkte des Unbundling-Handbuches	49
Kasten 5: Komponenten der Anreizregulierung	49
Kasten 6: CEER-Arbeitsgruppen Strom	73
Kasten 7: Elektrizitäts- und Gasfragen betreffende Arbeitsgruppen	73
Kasten 8: Aufgaben des Regelzonenführers	92
Kasten 9: Bestandteile der Marktregeln	96
Kasten 10: Take-or-Pay-Verträge – Vertragscharakteristika	107
Kasten 11: Working Papers	128

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
 Sektion Energie und Bergbau
 Schwarzenbergplatz 1
 1015 Wien
 Tel.: +43-1-711 00-0
 Fax: +43-1-714 35 83
 www.bmwa.gv.at

→ Landesregierungen – Energieabteilungen

Burgenland
 Amt der Burgenländischen Landesregierung
 HR Dr. Karl Prath
 Abt. 5 HRF IV
 Europaplatz 1
 7001 Eisenstadt
 Tel.: +43-2682 99
 www.burgenland.at

Kärnten
 Amt der Kärntner Landesregierung
 Ing. Dr. Adolf Kandut
 Abt. 8
 Arnulfplatz 1
 9020 Klagenfurt
 Tel.: +43-463-53 63-0801
 Fax: +43-463-53 63-0800
 www.ktn.gv.at

Niederösterreich
 Amt der Niederösterreichischen Landesregierung
 HR Dr. Josef Muttenthaler
 Abt. WST 6
 Landhausplatz 1
 3109 St. Pölten
 Tel.: +43-2742-900 51-4500
 Fax: +43-2742-900 51-4996
 www.noel.gv.at

Oberösterreich
 Amt der Oberösterreichischen Landesregierung
 HR Dr. Norbert Achleitner
 Abt. Gewerbe
 Altstadt 30
 4021 Linz
 Tel.: +43-732-772 05-600
 Fax: +43-732-772 01-5633
 www.ooe.gv.at

Salzburg
 Amt der Salzburger Landesregierung
 Dr. Markus Kurz-Thurn-Goldstein
 Abt. I/Ref 1/01
 Wasser- und Energierecht
 Michael-Pacher-Straße 36
 5020 Salzburg
 Tel.: +43-662-804 24-376
 Fax: +43-662-804 24-169
 www.salzburg.gv.at

Tirol
 Amt der Tiroler Landesregierung
 HR Dr. Georg Zingerle
 Abt. Wasser- und Energierecht
 Landhaus,
 Eduard-Wallnöfer-Platz 3
 6020 Innsbruck
 Tel.: +43-512-508-2470
 Fax: +43-512-508-2475
 www.tirol.gv.at

Steiermark
 Amt der Steirischen Landesregierung
 Dr. Michael Wiespeiner
 Fachabt. 13a
 Landhausgasse 7
 8010 Graz
 Tel.: +43-316-877-2402
 Fax: +43-316-877-3490
 www.verwaltung.steiermark.at

Vorarlberg
 Amt der Vorarlberger Landesregierung
 Dr. Adolf Groß
 Römerstraße 15
 6900 Bregenz
 Tel.: +43-5574-511-26119
 Fax: +43-5574-511-926195
 www.vorarlberg.at

Wien
 Magistratsabteilung 64
 OMR Dr. Karin Pardy
 Dresdner Straße 73–75
 1200 Wien
 Tel.: +43-1-4000-89947
 Fax: +43-1-4000-9989910
 E-Mail: post@m64.magwien.gv.at

→ Mitglieder des European Council of Energy Regulators

Austria
 Walter Boltz
 Director
 Energie-Control GmbH
 Rudolfsplatz 13a
 1010 Vienna
 Tel.: +43-1-24 7 24-200
 Fax: +43-1-24 7 24-900
 E-Mail: info@e-control.at
 www.e-control.at

Belgium
 Christine Vanderveeren
 Président
 Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
 Rue de l'Industrie, 26
 1040 Bruxelles
 Tel.: +32-2-289 76 82
 Fax: +32-2-289 76 39
 E-Mail: vanderveeren@creg.be
 www.creg.be

Denmark
 Hans Henrik H. Østergaard
 Chairman
 Danish Energy Regulatory Authority (Energitilsynet)
 Amaliegade 44
 1256 Copenhagen K
 Tel.: +45-33-92 67 00
 Fax: +45-33-11 47 43
 E-Mail: hhh@dera.dk
 www.ens.dk

Finland
 Asta Sihvonen-Punkka
 Director
 The Energy Market Authority
 Lintulahdenkatu 10
 00500 Helsinki
 Tel.: +358-9-62 20 36 11
 Fax: +358-9-62 21 911
 E-Mail: asta.sihvonen-punkka@energiamarkkinavirasto.fi
 www.energiamarkkinavirasto.fi

France

Jean Syrota
Président
Commission de Régulation de l'Energie
2, rue du Quatre-Septembre
75084 Paris Cedex 02
Tel.: +33-1-44 50 41 10
Fax: +33-1-44 50 41 11
E-Mail: jean.syrota@cre.fr
www.cre.fr

Great Britain

Callum McCarthy
Chairman
Ofgem (Office of Gas and
Electricity Markets)
9, Millbank
London SW1P 3GE
Tel.: +44-207-901 74 90
Fax: +44-207-901 70 62
E-Mail: callum.mccarthy@ofgem.gov.uk
www.ofgem.gov.uk

Greece

Pantelis Capros
Chairman
RAE-Regulatory Authority
for Energy
Panepistimiou 69 and Aiolou
Athens 10431
Tel.: +30-1-372 74 00
Fax: +30-1-325 54 60
E-Mail: kapros@rae.gr
www.rae.gr

Ireland

Tom Reeves
Commissioner
Commission for Energy Regulation
Plaza House
Belgard Road, Tallaght
Dublin 24
Tel.: +353-1-4000-800
Fax: +353-1-4000-850
E-Mail: treeves@cer.ie
www.cer.ie

Italy

Pippo Ranci
President
Autorità per l'energia
elettrica e il gas
5 Piazza Cavour
20121 Milano
Tel.: +39-02-65 56 52-01
Fax: +39-02-65 56 52-78
E-Mail: pranci@autorita.energia.it
www.autorita.energia.it

Luxembourg

Odette Wagener
Directeur
Institut Luxembourgeois de Régulation
45 allée Scheffer
L-2922 Luxembourg
Tel.: +352-4588 45-47
Fax: +352-4588 45-88
E-Mail: odette.wagener@ilr.lu
www.etat.lu/ILR

Netherlands

Jacques de Jong
Director
Office for Energy Regulation
P.O. Box 16 326
NL-2500 BH The Hague
Tel.: +31-70-330 35-01
Fax: +31-70-330 35-35
E-Mail: j.j.dejong@minez.nl
www.nma-dte.nl

Northern Ireland

Douglas McIlDoon
Director General
Office for Regulation of Electricity and Gas
Brookmount Buildings
42 Fountain Street
Belfast BT1 5 EE
Tel.: +44-2890-31 15 75
Fax: +44-2890-31 17 40
E-Mail: bernie.magill@ofregni.gov.uk
www.ofreg.nics.gov.uk

Norway

Jan Moen
Director of Regulation and DSM
Norwegian Water Resources & Energy
Directorate
Middelthunsgate 29
P.O. Box 5091 Majorstua
0301 Oslo
Tel.: +47-22-95 91 42
Fax: +47-22-95 90 99
E-Mail: janm@eunet.no
www.nve.no

Portugal

Jorge Vasconcelos
Chairman
Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
Edifício Restelo – Rua Dom Cristóvão
da Gama nº 1-3º
1400-113 Lisboa
Tel.: +351-21 303 32 33
Fax: +351-21 303 32 01
E-Mail: jvasconcelos@erse.pt
www.erse.pt

Spain

Pedro María Meroño Velez
Presidente
Comisión Nacional de Energia
Marqués del Duero, 4
28001 Madrid
Tel.: +34-91-432 96 02
Fax: +34-91-577 13 62
E-Mail: pmv@cne.es
www.cne.es

Sweden

José Sierra
Consejero
Comisión Nacional de Energia
Marqués del Duero, 4
28001 Madrid
Tel.: +34-91-432 97 68
Fax: +34-91-577 13 62
E-Mail: jsil@cne.es
www.cne.es

Sweden

Håkan Heden
Deputy Director General
(Swedish Energy Agency)
Office of the Electricity and
Gas Regulator
P.O. Box 310
SE-631 04 Eskilstuna
Tel.: +46-16-544 20 02
Fax: +46-16-544 20 99
E-Mail: hakan.heden@stem.se
www.stem.se

→ Regulatoren der EU-Beitrittskandidatenländer

Bulgaria

Konstantin Shushulov
Chairman
State Energy Regulatory Commission
8, Dondukov Blvd
1000 Sofia
Tel.: +359-2-988 87 30
Fax: +359-2-988 87 82
E-Mail: kshushulov@dker.bg
www.dker.bg

Czech Republic

Pavel Brychta
Chairman
Energy Regulatory Office Administration
Sovovych Halynu 9
11800 Prague 1
Tel.: +420-257-183-111
Fax: +420-257-531-568
E-Mail: pavel.brychta@eru.cz
www.eru.cz

Estonia

Märt Ots
Director General
Estoria Energy Market Inspectorate
Kiriku 2
10130 Tallinn
Tel.: +372-6201-901
Fax: +372-6201-932
E-Mail: mart.ots@eti.gov.ee
www.eti.gov.ee

Hungary

Dr. Péter Kaderják
President
Hungarian Energy Office
Köztársaság Tér 7
H-1444 Budapest
Tel.: +361-459 77 01
Fax: +361-459 77 02
E-Mail: kaderjakkp@eh.gov.hu
www.eh.gov.hu

Latvia

Inna Steinbuka
Chairman
Brivibas Str. 55,
LV-1010, Riga
Tel.: +371-70 97 200
Fax: +371-70 97 277
E-Mail: sprk@sprk.gov.lv
www.erp.riga.lv

Lithuania

Vidmantas Jankauskas
Chairman
National Control Commission
for Prices and Energy
Algirdo, 31
2600 Vilnius
Tel.: +370-5-2135-166
Fax: +370-5-2135-270
E-Mail: vidmantas.jankauskas@regula.is.lt
www.regula.is.lt

Malta

Joe Tabone
Chairman
Malta Resources Authority
Floriana CMR. 02, Block A
Malta
Tel.: +356-22 99 7709
Fax: +356-22 99 7705
E-Mail: chairman@mra.gov.mt
www.mra.org.mt

Poland

Leszek Juchniewicz
Chairman
Polish Energy Regulatory Authority
Clondna Str. 64
00-872 Warszawa
Tel.: +48-22-661 63 02
Fax: +48-22-661 63 00
E-Mail: ure@ure.gov.pl
www.ure.gov.pl

Romania

President Ion Lungu
Romanian Electricity and
Heat Regulatory Authority
3 Constantin Nacu Street
Bucharest 70219/2
Tel.: +401-311 22 44
Fax: +401-312 43 65
E-Mail: anre@anre.ro
www.anre.ro

Slovakia

Gheorghe Radu
President
Gas Regulatory Authority
3 Constantin Navc Street
Bucharest
Tel.: +401-311 22 44
Fax: +401-312 43 65
E-Mail: anrgn@anrgn.ro
www.anre.ro

Slovakia

Peter Čarackčiev
Chairman
Regulatory Office for
Network Industries Slovakia
Bajkalská 27, P.O.BOX 12
820 07 Bratislava
Tel.: +421-2-5824 83 16
Fax: +421-2-5824 83 39
E-Mail: carackciev@mso.gov.sk
www.mso.gov.sk

Slovenia

Joze Koprivnikar
Director
Energy Agency of the Republic
of Slovenia
Svetozarevska 6
P.O.Box 1579
SI-2000 Maribor
Tel.: +386-222 94-261
Fax: +386-222 94-270
E-Mail: joze.koprivnikar@agen-rs.si
www.agen-rs.si

Cyprus

Solon Kassinis
Permanent Secretary
Dept. of Industry Energy
& Environment Sections
Ministry of Commerce Industry
& Environment Sections
1421 Nicosia
CY-Cyprus
Tel.: +35 72 867-100
Fax: +35 72 375-120
e-mail: kassinis@logos.cy.net

Turkey

Yusuf Günay
President
Energy Market Regulatory Authority
Ziyabey Cad.No.19
TU-06300 Balgat, Ankara
Tel.: +90 312 220 44 00
Fax: +90 312 287 35 60
e-mail: yusufgunay@emra.org.tr
www.emra.org.tr

→ Sonstige Adressen

Bundesministerium für
Land- und Forstwirtschaft,
Umwelt und Wasserwirtschaft
Stubenring 1
1012 Wien
Tel.: +43-1-711 00-0
Fax: +43-1-711 00-16843
www.lebensministerium.at

Bundesministerium für Finanzen
Himmelfortgasse 4-8
1015 Wien
Tel.: +43-1-514 33-0
Fax: +43-1-512 78 69
www.bmf.gv.at
E-Mail: post@bmf.gv.at

Bundesministerium für Justiz
Museumstraße 7
Palais Trautson
1016 Wien
Tel.: +43-1-52 152-0
Fax: +43-1-52 152-2727
www.bmj.gv.at

Österreichischer Städtebund
Rathaus
1082 Wien
Tel.: +43-1-4000-89980
Fax: +43-1-4000-7135
www.staedtebund.at
E-Mail: post@stb.or.at



Österreichischer Gemeindebund
Löwelstraße 6
1010 Wien
Tel.: +43-1-512 14 80
Fax: +43-1-512 14 80-72
www.gemeindebund.at
E-Mail: oesterreichischer@gemeindebund.gv.at

Kammer für Arbeiter und Angestellte Abteilung für Wirtschaftspolitik
Prinz-Eugen-Straße 20–22
1041 Wien
Tel.: +43-1-501 65-2533
Fax: +43-1-501 65-2532
www.akwien.at
E-Mail: wipol@akwien.at

Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs
Abteilung für Marktpolitik
Löwelstraße 12
1014 Wien
Tel.: +43-1-534 41-8542
Fax: +43-1-534 41-8529
www.pklwk.at
E-Mail: pkmarkt@pklwk.at

Wirtschaftskammer Österreich
Abteilung Umweltpolitik
Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien
Tel.: +43-1-501 05-4222
Fax: +43-1-501 05-269
www.wko.at
E-Mail: up@wko.at

Industriellenvereinigung
Haus der Industrie
Schwarzenbergplatz 4
1031 Wien
Tel.: +43-1-711 35-0
Fax: +43-1-711 35-2910
www.industriellenvereinigung.at
E-Mail: ir.office@iv-net.at

Verein für Konsumenteninformation
Mariahilfer Straße 81
1061 Wien
Tel.: +43-1-588 77-0
Fax: +43-1-588 77-71
www.konsument.at
E-Mail: konsument@vki.or.at

Österreichischer Gewerkschaftsbund
Hohenstaufengasse 10–12
1010 Wien
Tel.: +43-1-534 44-0
Fax: +43-1-534 44-204
www.oegb.at

Umweltbundesamt
Spittelauer Lände 5
1090 Wien
Tel.: +43-1-313 04-0
Fax: +43-1-313 04-5400
www.umweltbundesamt.at
E-Mail: umweltbundesamt@ubavie.gv.at

Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)
Brahmsplatz 3
1040 Wien
Tel.: +43-1-501 98
Fax: +43-1-505 12 18
www.veoe.at
E-Mail: info@veoe.at

EURELECTRIC
Union of the Electricity Industry
Boulevard de l'Impératrice 66 bte 2
B-1000 Brüssel
Tel.: +32-2-515 10 00
Fax: +32-2-515 10 10
www.eurelectric.org
E-Mail: eurelectric@eurelectric.org

Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke (VÖEW)
Augasse 20
8020 Graz
Tel.: +43-316-68 57 87
Fax: +43-316-68 57 87-11
www.voeeew.at

Österreichischer Energiekonsumentenverband ÖEKV
Museumstraße 5
1070 Wien
Tel.: +43-1-523 75 11-0
Fax: +43-1-526 36 09
www.oekv-energy.at
E-Mail: office@oekv-energy.at

Energieverwertungsagentur
Otto-Bauer-Gasse 6
1060 Wien
Tel.: +43-1-58 61-524
Fax: +43-1-58 61-524-40
www.eva.ac.at
E-Mail: eva@eva.ac.at

Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW)
Stresemannallee 23
D-60596 Frankfurt/Main
Tel.: +49-69-63 04-1
Fax: +49-69-63 04-339
www.strom.de
E-Mail: pr@vdeuw.net

Österreichischer Verein zur Förderung von Kleinkraftwerken
Museumstraße 5
1070 Wien
Tel.: +43-1-523 75 11-23
Fax: +43-1-526 36 09
www.kleinwasserkraftwerke.at
E-Mail: oevfk@aon.at

Greenpeace (Österreich)
Siebenbrunnengasse 44
1050 Wien
Tel.: +43-1-545 45 80
Fax: +43-1-545 45 80-98
E-Mail: office@greenpeace.at
www.greenpeace.at

Global 2000
Flurschützstraße 13
1120 Wien
Tel.: +43-1-812 57 30-0
Fax: +43-1-812 57 28
E-Mail: office@global2000.at
www.global2000.at

WWF (Österreich)
Ottakringer Straße 114–116
1160 Wien
Tel.: +43-1-488 17-0
Fax: +43-1-488 17-29
E-Mail: wwff@wwf.at
www.wwf.at

ÖGUT (Dachverband für Umweltorganisationen) Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik
Hollandstraße 10/46
1020 Wien
Tel.: +43-1-315 63 93
Fax: +43-1-315 63 93-22
E-Mail: office@oegut.at
www.oegut.at

IG-Windkraft
Interessengemeinschaft
Windkraft Österreich
Wiener Straße 22
3100 St. Pölten
Tel.: +43-2742-219 55
Fax: +43-2742-219 55-5
E-Mail: igw@igwindkraft.at
www.igwindkraft.at

A&B Ausgleichsenergie- & Bilanzgruppen-Management AG
AGGM Austrian Gas Grid Management AG (Regelzonenführer Ost)
APCS Austrian Power Clearing and Settlement AG
APG VERBUND – Austrian Power Grid AG
best connect best connect Ampere Strompool GmbH
BEWAG Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft
BG Bilanzgruppe
BGBI Bundesgesetzblatt
BKO Bilanzgruppenkoordinator
BLV Bundeslastverteiler
BMWA Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BMLFUW Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
CEER Council of European Energy Regulators
DEA Data Envelopment Analysis
DSG Datenschutzgesetz
e&s Energievertriebs und -service Gesellschaft m.b.H.
EBR Elektrizitätsbinnenmarktlinie
E-Control Elektrizitäts-Control GmbH
E-Control Kommission Elektrizitäts-Control Kommission
EdF Electricité de France
EGBRL Europäische Gas-Binnenmarktlinie
EIWOG 2000 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz idF. BGBI. I 2000/I 21
EnBW-Austria Energie Baden-Württemberg AG Austria
Energie AG Energie AG Oberösterreich
EXAA Energy Exchange Austria – Österreichische Strombörse
EnLG Energielenkungsgesetz
ENERGIEALLIANZ ENERGIEALLIANZ Austria GmbH
Ennskraft Ennskraftwerke AG
E-RBG Energie-Regulierungsbehördengesetz
ETSO European Transmission and System Operators
Eurostat Das statistische Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVN Energieversorgung Niederösterreich
EVU Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EW Wels Elektrizitätswerk Wels AG
Grazer Stadtwerke Grazer Stadtwerke AG
idF. in der Fassung
IKB Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change
KartG Kartellgesetz
KELAG Kärntner Elektrizitätswirtschafts AG
KSChG Konsumentenschutzgesetz
Linz AG Linz AG für Energie, Telekommunikation, Verkehr und Kommunale Dienste
MyElectric MyElectric Stromvertrieb GmbH
ÖEKV Österreichischer Energiekonsumentenverband

Ökostrom AG oekostrom AG für Energieerzeugung und -handel
Raiffeisen Ware Wasserkraft Raiffeisen Ware Wasserkraft GmbH
RWE RWE AG
RZF Regelzonenführer
Salzburg AG Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation
select Select – Energie Steiermark
StatistikVO Statistikverordnung
STEWEAG Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts-AG
switch switch Energievertriebsgesellschaft m.b.H.
TIWAG TIWAG–Tiroler Wasserkraft AG
Überland Strom Überland Strom GmbH
UCTE Europäische Verbundorganisation „Union für die Koordination des Transportes elektrischer Energie“ (Übersetzung aus dem Französischen)
VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
Verbund Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG
VEÖ Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
Verbund-APG VERBUND–Austrian Power Grid AG
VIW Vorarlberger Illwerke AG
VKW Vorarlberger Kraftwerke AG
Voest Alpine Stahl VOEST ALPINE Stahl AG
Wienstrom WIENSTROM GmbH

