



Jahres
bericht 2006

JAHRES
BERICHT

→ 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]**, Viriotgasse 4, A-1090 Wien, www.designconsult.com

Fotos: E-Control, [cdc]

Druck: Stiepan Druck GmbH

© Energie-Control GmbH 2006

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



Dr. Martin Bartenstein
Bundesminister
für Wirtschaft und Arbeit

Österreich hat während seiner Ratspräsidentschaft gemeinsam mit der Europäischen Kommission den Grundstein für eine Neuorientierung der europäischen Energiepolitik gelegt. Kernstück dieser neuen Energiepolitik für Europa ist das Energiepaket, mit dem die EU ein Instrument in der Hand hat, um die aktuellen Herausforderungen im Energiebereich wie weltweit wachsende Energienachfrage, anhaltend hohe Öl- und Gaspreise, steigende Abhängigkeit der Mitgliedstaaten bei Energieimporten und wachsende politische Instabilitäten in bestimmten Weltregionen zu meistern.

Ein Bereich der Energiepolitik, in dem die E-Control maßgeblich aktiv war und weiterhin bleiben wird, ist jener der Energiegemeinschaft. Diese Institution soll mithelfen, einen Energiebinnenmarkt in Südosteuropa nach dem Muster der EU zu errichten und ihn in die Europäische Gemeinschaft zu integrieren. Österreich konnte den Sitz des Sekretariats der Energiegemeinschaft nach Wien holen. Damit hat nunmehr die dritte internationale Organisation nach OPEC und Internationaler Atomenergieagentur in Wien ihren Hauptsitz, was die Bedeutung Österreichs als Energiehauptstadt Europas unterstreicht.

Die von der Europäischen Kommission im Jahr 2005 begonnene und im Jänner 2007 abgeschlossene Untersuchung über den Energiebereich, in die auch die E-Control eingebunden wurde, ergab einige Verbesserungsmöglichkeiten in den europäischen Strom- und Gasmärkten. Die Hauptpunkte betreffen die Bereiche der Preisbildung am Markt, Fragen der Versorgungssicherheit und die Entflechtung der Unternehmen, die nach Ansicht der Kommission deutlich strikter vorgenommen werden sollte. Auch werden die bestehende Marktkonzentration, Behinderungen durch vertikal integrierte Unternehmen, die Abgrenzung der Märkte, Transparenz am Markt und Zugang zu Informationen, die Preisbildung, die Ausgleichsenergiemärkte und die Bereiche der langfristigen Verträge im Gasbereich sowie der Bereich des Liquefied Natural Gas eingehend analysiert. Diese Punkte betreffen auch die Energiewirtschaft Österreichs, wobei durch die transparenten Zugangsregelungen zu den Netzen eine deutlich bessere Situation als in einigen anderen Mitgliedstaaten besteht.

Im Jahr 2006 wurden auf Grund der gesammelten Erfahrungen seit der Voll-Liberalisierung der österreichischen Elektrizitäts- und Erdgasmärkte einige Anpassungen des Rechtsrahmens vorgenommen, die unmittelbar auf die Regulierungstätigkeit der E-Control Auswirkungen haben. Mit dem Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, das unter dem Aspekt der Sicherung einer Energieversorgung die Novellierung mehrerer Gesetze beinhaltet hat, wurden die EU-Richtlinien zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und über Maßnahmen zur Gewährleistung

der sicheren Erdgasversorgung umgesetzt. Damit wurden unter anderem die Lenkungsmaßnahmen für den Erdgasbereich, die Verpflichtung der Netzbetreiber betreffend Engpassmanagement, die Standards betreffend die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der Netzdienstleistungen, die Ausdehnung des Regulierungssystems auf grenzüberschreitende Transporte im Erdgasbereich, Bestimmungen bezüglich des Versorgers letzter Instanz, Mindestanforderungen an Rechnungen und Informations- und Werbematerial, die Verankerung der Parteistellung der Regulierungsbehörden sowie die Geschäftsordnung und Vertretungsregelung in der E-Control festgelegt.

Im Zusammenhang mit den Lieferengpässen im Rahmen des Gaskonfliktes zwischen Russland und der Ukraine Anfang 2006 hat die E-Control ihre Leistungsfähigkeit in außergewöhnlichen Situationen unter Beweis gestellt. Nicht zuletzt dank ihrer begleitenden Koordination ist es gelungen, diese Phase ohne negative Auswirkungen auf die Konsumenten zu bewältigen. Dies unterstreicht auch die Richtigkeit der Entscheidung, der E-Control zusätzlich zu ihren Kernaufgaben im Rahmen des Energie-Versorgungssicherheitsgesetzes eine zentrale Rolle bei der Krisenvorsorge zu übertragen. Österreich ist damit für nicht auszuschließende ähnliche Situationen – erinnert sei an den Energiekonflikt zwischen Russland und Weißrussland Anfang 2007 – gut gerüstet.

Mit der Ökostrom-Gesetz-Novelle 2006 wurden wichtige Änderungen bezüglich der Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und der Förderung von KWK-Anlagen vorgenommen. Es wurde eine Budgetbegrenzung eingezogen, die Aufbringung der Budgetmittel auf eine Zählpunktpauschale umgestellt und eine eigene Ökostromabwicklungsstelle geschaffen. Darüber hinaus wurden neben bestehenden und modernisierten auch neue KWK-Anlagen sowie Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung zwischen 10 und 20 MW in das Förderungsregime aufgenommen. Die E-Control hat im Rahmen der Ökostromförderung zahlreiche Mitvollziehungskompetenzen.

An dieser Stelle bedanke ich mich beim Geschäftsführer der Energie-Control GmbH, Herrn Dipl.-Ing. Walter Boltz, und bei allen seinen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für ihr Engagement bei der Bewältigung der zahlreichen regulierungsbehördlichen Aufgaben und für die ausgezeichnete Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit.

Dr. Martin Bartenstein



DI Walter Boltz
Geschäftsführer
der Energie-Control GmbH

2006 war für die E-Control ein in mehrfacher Hinsicht bedeutendes Jahr: Einerseits konnten wir das fünfjährige Bestehen der E-Control begehen und andererseits im Oktober vor allem das fünfjährige Jubiläum der Strommarkt- und das vierjährige Jubiläum der Gasmarktliberalisierung feiern. Und es war tatsächlich ein Grund zum Feiern, allen kritischen Stimmen zum Trotz, auch wenn es sowohl in Österreich wie in ganz Europa noch ein weiter Weg ist, bevor man von einem funktionierenden EU-Binnenmarkt sprechen kann.

Dass es Österreich geschafft hat, das Liberalisierungsdatum 1. Oktober 2001 planmäßig umzusetzen, hat damals viele in Erstaunen versetzt. Schließlich ist in Österreich die gänzliche Öffnung des Strommarktes rascher erreicht worden, als es der Zeitplan der EU-Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität vorgesehen hat. Österreich zählte damit zu den Spitzenreitern in Europa. Seither sind mehr als fünf Jahre vergangen. Insgesamt kann man sagen, dass Österreich die erste Phase der Liberalisierung im EU-Vergleich sehr gut bewältigt hat.

Österreich gehörte vor der Liberalisierung bei Gewerbe- und Industriekunden zu den teuersten Ländern der Europäischen Union, Anfang 2006 hatte Österreich seine Position durchwegs verbessert. Insgesamt lässt sich feststellen, dass in der ersten Phase der Liberalisierung alle Kundengruppen in Österreich von der Liberalisierung profitiert haben. Trotz enorm gestiegener Primärenergiepreise haben sich die heimischen Preise moderater entwickelt als in den meisten anderen Mitgliedstaaten.

Es wäre schön, wenn wir damit sagen könnten, alles läuft gut in Österreich. Leider ist das aber nicht der Fall. Seit knapp zwei Jahren hat sich die Situation in der EU, aber auch in Österreich, deutlich verschlechtert. Wir stehen an der Kippe und müssen dringend etwas tun, damit die Vorteile der Liberalisierung langfristig gesichert werden können.

Auf EU-Ebene führen große Zusammenschlüsse und die unzureichende Umsetzung der EU-Richtlinien dazu, dass es kaum Wettbewerb auf den Energiemärkten gibt. Und diese Situation schlägt sich auch auf Österreich nieder, wie in aktuellen Dokumenten der Europäischen Kommission nachzulesen ist.

Damit in einem europäischen Vergleich Kostenvorteile in Österreich auch künftig vorhanden sind, muss beim Wettbewerb noch einiges getan werden. Nur ein lebendiger, intensiver Wettbewerb um Endkunden führt dazu, dass die Liberalisierung der Energiemärkte auch nachhaltig ein Erfolg bleibt.

Das neue Jahr wird also weiterhin spannende Herausforderungen bringen, es wird nicht minder arbeitsintensiv werden als das abgelaufene! Ohne den Einsatz und das Engagement aller E-Control-Mitarbeiter wäre es aber nicht möglich, allen Anforderungen nachzukommen. Dafür möchte ich mich sehr herzlich bedanken. Bedanken möchte ich mich aber auch bei allen Partnern der E-Control und der Branche für ihre Kooperationsbereitschaft und den Willen zur Zusammenarbeit.

Ich freue mich auf eine weiterhin gute Zusammenarbeit 2007!

DI Walter Boltz



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

Das Jahr 2006 war für den gesamten Energiebereich – und damit auch für den seit 2001 bestehenden österreichischen Energieregulator „E-Control“ – ein sehr ereignisreiches (und somit auch besonders arbeitsintensives).

Bereits am 1. Jänner 2006 gab es den „Paukenschlag“ der ganz Europa beschäftigenden Gaskrise in Folge eines Gaspreisstreits zwischen Russland und der Ukraine. Diese Energiekrise brachte zwar für Europa, vor allem auch für Österreich, erfreulicherweise keine wirklich gravierenden Schwierigkeiten bei der Versorgung mit Erdgas. Sie hielt aber – noch dazu gleich zu Beginn der österreichischen Präsidentschaft auf EU-Ebene – nicht bloß den (auch) für Energie zuständigen Bundesminister, Dr. Martin Bartenstein, seine Beamten und den österreichischen Energieregulator sozusagen „auf starkem Trab“, sondern sie führte vor allem auch jedermann deutlich vor Augen, wie sensibel und gleichzeitig immer schwieriger das Thema Energieversorgung (sowohl national als auch europäisch und weltweit) geworden ist. Spätestens seit jenem 1. Jänner 2006 stehen die Themen Energieversorgungssicherheit, Nachhaltigkeit der Energienutzung und europäische Wettbewerbsfähigkeit „very high on the agenda“.

Vor diesem ganz besonders Europa wirtschaftlich und rechtlich, insbesondere aber auch sozial zutiefst berührenden und intensiv beschäftigenden Hintergrund haben vor allem im Jahr 2006 die Regulierungsnotwendigkeiten sowohl auf europäischer als auch auf nationaler österreichischer Ebene deutlich zugenommen. Auch der österreichische Energieregulator E-Control hatte

daher im Jahr 2006 seine Aktivitäten sowohl als Strom-Regulierungsbehörde als auch als Gas-Regulierungsbehörde deutlich zu verbreitern und zu vertiefen. Der Bogen der Arbeit spannte sich von immer umfangreicher werdenden Aktivitäten auf europäischer Ebene über – im weitesten Sinn – regulierende Aufgaben bis hin zur tatkräftigen und fachkundigen Unterstützung der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) im Zusammenhang mit den allgemeinen Untersuchungen sowohl der österreichischen Elektrizitätswirtschaft als auch der österreichischen Gaswirtschaft, wie sie im Wettbewerbsgesetz 2002 (als sogenannte „Branchenuntersuchungen“) vorgesehen sind. In beiden Bereichen konnte ich als österreichischer Generaldirektor für Wettbewerb im November 2006 die Endberichte erstatten.

Der Geschäftsführung der E-Control und ihrem Team habe ich nicht nur als Leiter der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) für die hervorragende Zusammenarbeit zwischen unseren beiden Behörden herzlich zu danken, sondern auch – und sogar vor allem – als Vorsitzender des Aufsichtsrates der E-Control ganz allgemein für die auch im abgelaufenen Berichtsjahr wieder geleistete umsichtige und hervorragende Arbeit. Was alles im Einzelnen hinter dieser Arbeit steckt, für die ich mich auch namens des gesamten Aufsichtsrates zu bedanken habe, davon kann der vorliegende Jahresbericht 2006 in Wahrheit bloß einen bescheidenen Eindruck vermitteln.

Erfreulicherweise darf man nach all dem, was bekannt ist, schon jetzt davon überzeugt sein, dass der österreichische Energieregulator auch im Jahr 2007 sowohl für die Energiewirtschaft als auch für die Energiekonsumenten hervorragende und auch erfolgreiche Arbeit leisten wird.

o. Univ. Prof. DDr. Walter Barfuß



Vorwort **5**

EINLEITUNG

Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2006 **11**

Regulierung auf europäischer Ebene	12
Europäische Energieaußenpolitik	13
Schaffung eines südosteuropäischen Energiemarktes (Energy Community)	13
Schaffung eines gemeinsamen EU-Energiebinnenmarktes	15
CEER und ERGEG	16

Entwicklungen des nationalen Rechtsrahmens **18**

Ökostromgesetz-Novelle 2006	18
Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006	19
Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG)	19
Gaswirtschaftsgesetz (GWG)	20
Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG)	22
Energielenkungsgesetz (EnLG)	22

Abschluss der Branchenuntersuchungen Strom und Gas **23**

Endbericht der Branchenuntersuchung Strom	23
Endbericht der Branchenuntersuchung Gas	25

STROM

Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt 2006 **29**

Entwicklungen am österreichischen Elektrizitätsmarkt	30
Marktstruktur und Konzentration	31
Ökostrom	32
Preisentwicklung am Großhandelsmarkt	37
Preisentwicklung für Endkunden	38

Aktivitäten der Regulierungsbehörden – Strom **41**

Regulierung der Netze: Tarifierung Strom	41
Grenzüberschreitende Lieferungen	48
Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)	49
Bericht Unbundling	50
Aufsicht Regelzonenführer	52
Entwicklung Ausgleichsenergiemarkt	53
Statistische Arbeiten im Strombereich	54
Versorgungssicherheit	54
Stranded Costs	58
Streitschlichtungsverfahren ECK – Strom	58
Aufsicht Ökostrom und Kraft-Wärme-Kopplung	58
Energieeffizienzcalculator	61
Missbrauchsverfahren Strom	62

Internationale Mitarbeit im Strombereich	63
Inter TSO Compensation (ITC) Mechanism	63
ERGEG Electricity Regional Initiative (ERI)	63
Transparenz	65
Integration von Ausgleichsenergiemärkten	65
Leitlinien für grenzüberschreitendes Engpassmanagement zu Verordnung (EC) 1228/2006	66

GAS

Entwicklungen am Gasmarkt 2006	67
Entwicklungen am österreichischen Gasmarkt	68
Preisentwicklung im Jahr 2006	69
Aktivitäten der Regulierungsbehörden – Gas	73
Regulierung der Netze: Tarifierung Gas	73
Grenzüberschreitende Lieferungen (Transit)	75
Bericht Unbundling	77
Überarbeitung Marktregeln	80
Aufsicht Regelzonenführer (Langfristplanung)	83
Ausgleichsenergiemarkt Gas	86
EconGas-Zusammenschluss: Gas-Release-Programm 2006	87
Regulierung des Speichermarktes	88
Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Gasbereich	90
Missbrauchsverfahren Gas	90
Versorgungssicherheit: Aufgaben im Gasbereich aus Energielenkung	90
Internationale Mitarbeit im Gasbereich	94
Mitarbeit in CEER und ERGEG	94
XI. Madrid Forum	94

STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN

Konsumentenaktivitäten	98
Schlichtungsstelle – vier Jahre im Überblick	98
Informationstätigkeit	99
Marktchronik Strom und Gas	101
Jahresabschluss der Energie-Control GmbH 2006	109
Anhang	126
Verordnungen und Bescheide	126
Abbildungsverzeichnis	128



Einleitung – Maßgebliche
Entwicklungen im Jahr 2006



→ Regulierung auf europäischer Ebene

Gleich zu Beginn des Jahres wurde Europa von einer Energiekrise geschüttelt. Auf Grund eines Preisstreits zwischen Russland und der Ukraine stellte der russische Gaslieferant Gazprom/Gazexport am Morgen des 1. Jänner 2006 seine Lieferungen an die Ukraine ein. Obwohl die russischen Vertragspartner versicherten, dass die Lieferungen nach Westeuropa ungehindert weiterlaufen würden, kam es in den Importleitungen von Russland in der Folge zu einem Druckabfall. Die Versorgung in Europa war jedoch auf Grund gut gefüllter Speicher insgesamt nur wenig beeinträchtigt. Glücklicherweise konnte dieser Streit bereits am 4. Jänner wieder beigelegt werden, und es kam in weiterer Folge zu keinen Liefer einschränkungen aus Russland mehr.

Wenn dieses Ereignis auch nur geringe ökonomische Auswirkungen hatte, so sind seine politischen Auswirkungen umso nachhaltiger. Die Krise hat allen vor Augen geführt, wie abhängig Europa letztlich von Energielieferungen aus Drittstaaten und wie verwundbar die europäische Wirtschaft dadurch geworden ist.

Die Rahmenbedingungen der europäischen Energieversorgung sind einem fundamentalen Wandel unterworfen:

- Der weltweite Energieverbrauch wird bis 2030 um ca. 60% steigen. Neben Europa und den USA sind es vor allem die dynamisch wachsenden Volkswirtschaften Chinas und Indiens, die zu diesem Verbrauchsanstieg beitragen.
- Die europäischen Kohlenwasserstoffressourcen nehmen sukzessive ab. Heute importiert die EU etwa 50% ihres gesamten Primärenergiebedarfs. Im Jahr 2030 werden es knapp 70% sein (bei Öl über 90% und bei Gas über 80%).

- Die Öl- und Gaspreise werden weiterhin ansteigen. Von ca. \$ 10 pro Barrel im Winter 1998/99 sind die Ölpreise in den vergangenen sieben Jahren um mehr als das Sechsfache gestiegen. Auf Grund der stetig steigenden Explorationskosten werden die Öl- und Gaspreise im langfristigen Trend auch in Zukunft weiter steigen.
- Schließlich nehmen Umweltauswirkungen durch CO₂-Emissionen immer mehr Einfluss auf die Gestaltung der Energiepolitik und der Energiemärkte.

Diesen Herausforderungen will die Europäische Union mit einer gemeinsamen und integrierten europäischen Energiepolitik begegnen, die sowohl interne als auch externe Aspekte umfasst. Kommissionspräsident Barroso hat dazu gesagt: „The external aspects of energy policy must be seen together with the internal aspects. The two must go hand in hand, not walk in separate directions. And to have a successful external policy, we must have a strong internal policy. That is the clear lesson of 50 years of European integration.“

Durch diese integrierte Energiepolitik soll die europäische Wettbewerbsfähigkeit erhalten und gestärkt, sollen umweltpolitische Ziele erreicht und die Energieversorgung gesichert werden:

- Wettbewerbsfähigkeit: Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Strom und Gas, Stärkung des Wettbewerbs, Ausbau der Versorgungsinfrastruktur, Schaffung eines europäischen Strom- und Gasnetzes
- Nachhaltigkeit: vermehrte Nutzung erneuerbarer Energiequellen, Steigerung der Energieeffizienz, nukleare Sicherheit, Forschung und Entwicklung (sogenannte „Clean-Coal-Mechanismen“ oder die sogenannte „CO₂-Speicherung“), Emissionshandel
- Versorgungssicherheit: verstärkter internationaler Dialog, Krisenbevorratung von Öl und Gas, Diversifizierung von Energiequellen und Versorgungsrouten

→ Europäische Energieaußenpolitik

Im Zusammenhang mit der externen EU-Energiepolitik wurden zwischen den EU-Gipfeln in Hampton Court (Oktober 2005) und Lahti (November 2006) einige maßgebliche Weichen gestellt. Ziel ist die Entwicklung einer gemeinsamen EU-Energieaußenpolitik („speaking with a single voice“).

Die Europäische Nachbarschaftspolitik (ENP) wurde nach der EU-Erweiterung im Mai 2004 infolge der geänderten geopolitischen Situation der EU ins Leben gerufen. Die ENP legt den Grundstein für eine tiefer gehende politische und sozialökonomische Zusammenarbeit mit den Nachbarn der EU mit dem Ziel, Wachstum, Stabilität und die Sicherheit auf beiden Seiten zu erhöhen. Unsere EU-Nachbarn spielen eine wesentliche Rolle für die europäische Energieversorgung, sowohl als Produzenten/Lieferanten als auch als Transitländer. Dieser Tatsache wird in der ENP Rechnung getragen. ENP-Aktionspläne wurden gemeinsam mit einzelnen Ländern oder auch ganzen Regionen ausgearbeitet und behandeln Themen wie verstärkten Dialog, Harmonisierung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen im Energiebereich, Integration und Ausbau der Energienetze, Energieeffizienz, erneuerbare Energiequellen und nukleare Sicherheit. Neben den Kooperationen im Rahmen der ENP wurden weitere Initiativen gestartet. Verschiedene regionale Kooperationen (Baku Initiative, BASREC, EUROMED, Energy Community [of South-East Europe]) werden durch bilaterale Kooperationen (China, Indien, Norwegen, Russland, Ukraine, Moldawien, Aserbeidschan, Kasachstan, USA) und durch die Zusammenarbeit mit internationalen Organisationen (IEA, G8, OPEC) ergänzt. Auf Grund der geografischen Nähe ist für Österreich vor allem die Region Südosteuropa wichtig. Österreich hat in der Energy Community als EU-Mitgliedsland nur „Participant Status“, ist in ihren Gremien jedoch äußerst aktiv.

→ Schaffung eines südosteuropäischen Energiemarktes (Energy Community)

Durch den am 25. Oktober 2005 in Athen unterzeichneten Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft – nach dem Modell der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl – wurde der weltweit größte Binnenmarkt für Elektrizität und Erdgas geschaffen. Zu den 34 Teilnehmern gehören die 25 EU-Mitgliedstaaten sowie Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Montenegro, Albanien, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Rumänien, Bulgarien und die UN-Übergangsverwaltung im Kosovo (UNMIK). Mit der Türkei werden derzeit Verhandlungen geführt. Ferner haben Moldawien, die Ukraine und Norwegen, die im Moment Beobachterstatus haben, Beitrittsanträge gestellt. Die Unterzeichnung des Vertrags markiert den Abschluss des Athen-Prozesses, der 2002 begonnen wurde, als die Europäische Kommission Vorschläge zur Schaffung eines regionalen Elektrizitätsmarktes in Südosteuropa vorlegte. Der Vertrag dehnt die Vorteile des Energiebinnenmarktes auf die Länder Südosteuropas aus, indem er Liberalisierung und Transparenz für neue Kunden bringt und einen stabilen Rahmen für notwendige Investitionen bietet. Er nutzt weiters den gemeinsamen Nenner der Energiepolitik, um Länder der Region einander näher zu bringen. Österreich nimmt dabei mit seinen EU-Kollegen Ungarn, Slowenien und Griechenland eine Sonderrolle ein und ist deshalb als sogenannter „Teilnehmer“ (oder „Participant“) an Maßnahmen, die im Rahmen des Titel III des Vertrages getroffen werden, gebunden. Der Vertrag wird vor allem die Versorgungssicherheit in der EU und den Ländern Südosteuropas verbessern, indem Transit- und Verbraucherländer zusammengebracht werden und im Krisenfall gegenseitig Hilfestellung gewährt wird.

Ziel Österreichs ist die Unterstützung der südosteuropäischen Länder bei der Umsetzung der Vertragsinhalte durch Regulierungsexpertise einerseits und durch die Einrichtung eines Sekretariats für die Gesamtkoordination und die Ausarbeitung von geeigneten Maßnahmen zur Schaffung eines funktionsfähigen Marktes andererseits.

Um diesen Prozess zu begleiten, sieht der Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft folgende Organe zur Koordinierung und Validierung der Marktentwicklung vor: Der Rat der Minister (Ministerial Council) tagt halbjährlich. Ihm gehören die Energieminister der Mitgliedsländer und das für Energie zuständige Mitglied der Europäischen Kommission an. Er trifft strategische Entscheidungen, leistet Orientierungshilfe und beschließt oder bestätigt Sekundärrechtsvorschriften. Der Vorsitz des Rates wechselt in halbjährlichem Turnus.

Der ständigen hochrangigen Gruppe (Permanent High Level Group – PHLG) gehören Vertreter der Energieminister der Unterzeichnerstaaten sowie der Europäischen Kommission an. Falls erforderlich wird die Gruppe auf Initiative der Kommission oder des Landes, das gerade den Vorsitz führt, einberufen, um die Arbeit des Ministerrates vorzubereiten und dessen Beschlüsse durch Folgemaßnahmen zu begleiten. Den Vorsitz in der Gruppe haben die Kommission und

der Vertreter des amtierenden Ratsvorsitzes gemeinsam inne.

Das Sekretariat der Energiegemeinschaft mit Sitz in Wien wurde von der Energie-Control GmbH (E-Control) gemeinsam mit dem Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten (BMWA) und dem Bundesministerium für auswärtige Angelegenheiten (BMAA) aus der Taufe gehoben und ist als zentrale Koordinierungsstelle tätig. Es wird bei der Weiterentwicklung des Vertrags und der Anwendung seiner Durchführungsbestimmungen eine wichtige Initiativrolle übernehmen. Ferner ist das Sekretariat für die Koordinierung zwischen den internationalen Geberorganisationen verantwortlich, indem es Validierungsaufgaben übernimmt und technische, rechtliche und ordnungspolitische Maßnahmen vorschlägt.

Der Regulierungsausschuss der Energiegemeinschaft (Energy Regulatory Board, ECRB) ist in Athen angesiedelt und traf sich zum ersten Mal am 11. Dezember 2006 zu seiner konstituierenden Sitzung, im Rahmen derer Slave Ivanovski von der mazedonischen Regulierungsbehörde (ERC) einstimmig für ein Jahr zum Präsidenten gewählt wurde. Der permanente Vizepräsident wird von der Europäischen Kommission gestellt. Im ECRB wurden drei Arbeitsgruppen – Electricity WG, Gas WG, Customer WG – eingerichtet.

→ Schaffung eines gemeinsamen EU-Energiebinnenmarktes

Zur Schaffung eines gemeinsamen europäischen Energiebinnenmarktes gab es seitens der Europäischen Kommission im Jahr 2006 vor allem zwei wesentliche Initiativen: das Grünbuch „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“ der DG TREN sowie den Abschluss der Branchenuntersuchung des Strom- und Gasmarktes durch die DG COMP.

Im Grünbuch werden eine Reihe wichtiger energiepolitischer Themen wie Klimaschutz, erneuerbare Energien, Energietechnologien, Energieaußenpolitik etc. angesprochen. In Bezug auf die Umsetzung der zweiten Strom- und der zweiten Gasrichtlinie ist jedoch das Kapitel über die Vollendung der europäischen Binnenmärkte für Strom und Gas für die Regulierungsbehörden von besonderer Bedeutung. Einige Kernbereiche, die besonderes Augenmerk erfordern, wurden dabei speziell herausgegriffen:

- ein europäisches Netz,
- verstärkter Ausbau der Netze – insbesondere der grenzüberschreitenden Leitungsverbindungen,
- mehr Investitionen in die Stromerzeugungskapazität,
- gleiche Wettbewerbsbedingungen – Entflechtung ist wichtig,
- Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie.

Zwar anerkennt die Kommission, dass in vielen Bereichen Fortschritte erzielt wurden, doch geschah das oft in einem zu geringen Tempo.

Als eines der wesentlichsten Probleme wird unzureichendes Unbundling angesehen. Die

einzelnen Berichte der nationalen Regulierungsbehörden zeigen deutlich, dass die Umsetzung des Unbundling vertikal integrierter Strom- und Gasunternehmen nach wie vor ungenügend ist. Die bisher gelebte Praxis beim Unbundling in den Mitgliedstaaten hat nicht den gewünschten Effekt gebracht, dass Netzgesellschaften völlig unabhängig agieren. Im April 2006 hat die EU-Kommission daher gegen 17 Mitgliedstaaten Vertragsverletzungsverfahren (Mahnschreiben) eingeleitet¹. In 14 Ländern waren unter anderem die unzureichenden Unbundling-Bestimmungen dafür ausschlaggebend.

Weitere Probleme sind die derzeit ineffiziente Nutzung der vorhandenen (grenzüberschreitenden) Kapazitäten beziehungsweise mangelnde Investitionen in den Ausbau der Infrastruktur. Beim Europäischen Rat von Barcelona 2002 vereinbarten die Staats- und Regierungschefs, den Verbundgrad zwischen den Mitgliedstaaten auf mindestens 10% zu erhöhen. Diesbezüglich wurden aber bis jetzt keine zufriedenstellenden Fortschritte erzielt. Ohne zusätzliche Kapazität kann es keinen wirklich wettbewerbsorientierten und einheitlichen europäischen Markt geben. In vielen Mitgliedstaaten mussten daher Maßnahmen ergriffen werden, um Kapazitäten frei zu machen, die für die früheren Monopolunternehmen durch langfristige Strom- und Gaslieferverträge reserviert waren. Schließlich müssen Genehmigungsverfahren beim Ausbau der Infrastruktur und beim Kraftwerksbau beschleunigt werden. Eine eingehende Debatte muss auch noch hinsichtlich einer besseren Koordinierung der europäischen Energienetze geführt werden, um in Zukunft das Risiko eines Blackouts, wie er am 4. November 2006 in Deutschland im Netz der E.ON verursacht wurde, zu verringern. Eine verbesserte Abstimmung zwischen den Netzen

¹ Im Dezember wurde schließlich die zweite Stufe des Vertragsverletzungsverfahrens gemäß Art. 226 des EG-Vertrages eingeleitet, wonach die Europäische Kommission eine mit Gründen versehene Stellungnahme an die betreffenden Mitgliedstaaten übermittelt hat. Nun liegt es an den einzelnen Mitgliedstaaten, die Kritikpunkte der Kommission, die zum Beispiel durch versäumte Notifizierung von Gesetzesnovellen zustande kamen, oder aber – sofern noch möglich – durch rasche Umsetzung der fehlenden Bestimmungen in nationales Recht auszuräumen.

beziehungsweise Netzbetreibern, verbindliche gemeinsame Sicherheitsstandards sowie eine verstärkte und koordinierte Aufsichtsfunktion werden zweifelsfrei die Ziele der zukünftigen Bemühungen sein müssen.

Schließlich weist die Kommission darauf hin, dass die Kompetenzen der nationalen Regulierungsbehörden vereinheitlicht werden müssen. Um den Anforderungen eines vorerst regionalen und schließlich eines gesamteuropäischen Energiebinnenmarktes gerecht zu werden, wird auch die Frage aufgeworfen, ob zusätzlich auf europäischer Ebene eine übergeordnete Regulierungsinstanz geschaffen werden soll, die in Zukunft vor allem grenzüberschreitende Fragen aufgreift. Ob diese Aufgaben des seit 2003 bestehenden Europäischen Energieregulatoren-gremiums, ERGEG, zugeordnet werden oder ob eine neue Organisation geschaffen wird, ist offen.

Als Abschluss der Branchenuntersuchung des Strom- und Gasmarktes hat die Kommission am 30. November 2006 im Rahmen des „Energy Day 2006“ ihren Endbericht präsentiert. Die fünf wesentlichen Hindernisse für einen effektiven Wettbewerb sind:

1. Zu hohe Marktkonzentration
2. Vertikale Marktabschottung
3. Unzureichende Marktintegration
4. Unzureichende Transparenz
5. Schwer nachvollziehbare Preisbildung

Die Kommission hat angekündigt, alle wettbewerbsrechtlichen und regulatorischen Kompetenzen auszuschöpfen und gegebenenfalls auch zu stärken, um diese Wettbewerbshindernisse zu beseitigen.

→ CEER und ERGEG

Die E-Control ist Mitglied der beiden Regulierungsgremien, das sind CEER (Council of European Energy Regulators) und ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas).

CEER vereinigt alle unabhängigen Energieregulierungsbehörden der EU und der EWR-Staaten. Ziel von CEER ist die Schaffung des EU-Binnenmarktes für Strom und Gas.

ERGEG wurde durch die Entscheidung der Europäischen Kommission 2003/796/EG vom 11. November 2003 eingerichtet, setzt sich aus den unabhängigen Energieregulierungsbehörden der EU zusammen und agiert als Beratergruppe für die Europäische Kommission in Fragen des EU-Binnenmarktes für Strom und Gas.

Die wesentlichen Aktivitäten von CEER und ERGEG im Jahr 2006 lassen sich wie folgt zusammenfassen.

a) Regionale Initiativen

Die Entwicklung regionaler Märkte sowie die Weiterentwicklung der Liberalisierung auf nationaler Ebene sind wichtige Schritte hin zum gemeinsamen EU-Binnenmarkt für Strom und Gas. Am 27. Februar 2006 starteten die Regulatoren daher die „Electricity Regional Initiative (ERI)“ und am 25. April 2006 die „Gas Regional Initiative (GRI)“. ERI – bestehend aus sieben regionalen Märkten – und GRI – bestehend aus vier regionalen Märkten – sind europaweite Initiativen zur Integration mehrerer nationaler Märkte zu jeweils einem regionalen Markt. Die

Regionalen Initiativen sollen Hindernisse für die Marktintegration aufdecken und beseitigen. Im Rahmen der Regionalen Initiativen arbeiten Regulierungsbehörden und Marktteilnehmer eng mit Vertretern der Europäischen Kommission und Vertretern der einzelnen Regierungen zusammen.

b) Transparenz

Die Regulatoren haben Leitlinien für Transparenz, sogenannte *Guidelines of Good Practice for Information Management and Transparency*, für den Stromgroßhandelsmarkt ausgearbeitet. Diese sollen gewährleisten, dass bestimmte marktrelevante Informationen öffentlich verfügbar sind. ERGEG hat der Kommission empfohlen, alle Mitgliedstaaten zur Umsetzung dieser Guidelines zu verpflichten. Auch im Gasbereich haben die Regulatoren eng mit der Kommission zusammengearbeitet, um auch dort Transparenzvorgaben zu entwickeln.

c) Grenzüberschreitender Strom- und Gashandel

Um zu gewährleisten, dass Marktregeln nicht den Handel beeinträchtigen, haben sich die Regulatoren intensiv der Vereinheitlichung von Ausgleichsenergiemärkten für Strom und Gas gewidmet. Die dabei entstandenen *Guidelines for Good Practice for Gas Balancing* wurden unter Rücksichtnahme darauf erstellt, dass Ausgleichsenergiemärkte zum sicheren und stabilen Netzbetrieb beitragen. Diese Guidelines beinhalten Vorgaben, die von nationalen Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Netznutzern einzuhalten sind und auch Vorgaben darüber, welche Informationen bereitzustellen sind, damit Ausgleichsenergiemärkte effizient arbeiten können.

Ebenso wurden *Guidelines for Good Practice for the Integration of European Electricity Balancing*

Markets erstellt. Diese beinhalten Empfehlungen über den Integrationsbedarf und die Anforderungen der Integration von Ausgleichsenergiemärkten. Weiters wurden im Kontext des grenzüberschreitenden Stromhandels *Guidelines für Engpassmanagement (Congestion Management Guidelines)* ausgearbeitet, die am 1. November 2006 in Kraft getreten sind. In Kürze werden diese Guidelines durch *Inter-TSO-Compensation Guidelines* und *Transmission Tariffication Guidelines* ergänzt.

Ebenso haben die Regulatoren Untersuchungen angestellt, inwieweit die derzeitigen Bedingungen für den grenzüberschreitenden Gastransport effizient sind. Parallel dazu wurde der zweite Bericht über die Umsetzung der *Guidelines of Good Practice for Storage System Operators* erstellt. Das Ergebnis war, dass die derzeitige Umsetzung in den Mitgliedstaaten in puncto Transparenz, Netzzugang und Gleichbehandlung von Speichernutzern unbefriedigend ist.

d) Konsumententhemen

Die vollständige Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte mit 1. Juli 2007 steht vor der Tür. Deshalb haben die Regulatoren im Jahr 2006 eine Reihe von Vorschlägen (*Best Practice Propositions – BPPs*) für den Schutz und die Wahrung der Interessen der Konsumenten ausgearbeitet (transparente Rechnungen, Preisvergleiche beziehungsweise Preisausweisung, Vertragsgestaltung, Lieferantenwechsel etc.).

e) Unbundling

Die Regulatoren haben 2006 Leitlinien für das buchhalterische Unbundling sowie zum funktionalen und managementmäßigen Unbundling beschlossen.



Die Rechtslage im österreichischen Energiesektor wurde durch die Novelle zum Ökostromgesetz, BGBl. I Nr. 105/2006, sowie durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl. I Nr. 106/2006, umfassend neu gestaltet.

→ **Ökostromgesetz-Novelle 2006**

Am 27. Juni 2006 wurde die Ökostromgesetz-Novelle 2006 kundgemacht (BGBl. I Nr. 105/2006).

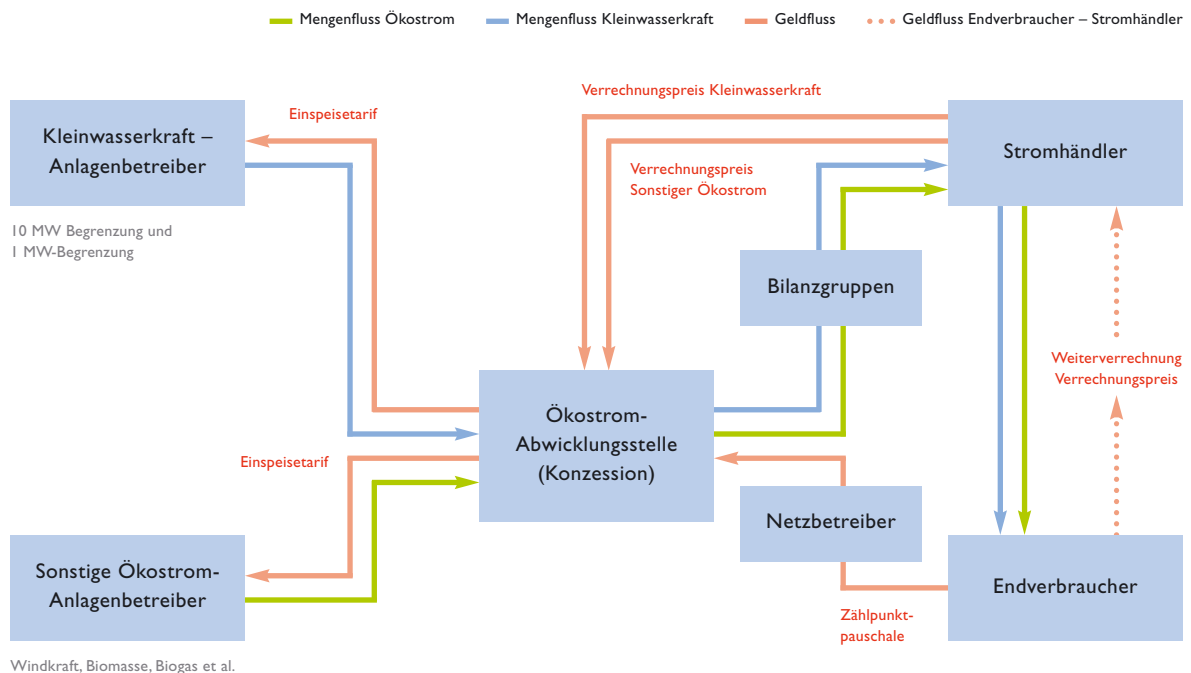
Wesentliche Inhalte des Gesetzes sind:

- Anhebung des Ökostromzieles (unterstützter Ökostrom exklusive Wasserkraft) auf 10%,
- Möglichkeit von Investitionszuschüssen für mittlere Wasserkraft (10 MW bis 20 MW, Budgetbegrenzung 50 Mio. Euro),
- Möglichkeit von Investitionszuschüssen für

- neue fossile Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Budgetbegrenzung 60 Mio. Euro),
- Budgetbegrenzung für neue zusätzliche Ökostromanlagen sowie für die Investitionszuschüsse (kumuliert über die Einspeisetarif-Garantiedauer von zehn Jahren plus zwei Jahre reduziert) mit insgesamt etwa 1 Mrd. Euro,
- Umstellung der Finanzierung auf Grund von Vorgaben der Europäischen Kommission von bisherigen Förderbeiträgen je kWh auf Zählpunktpauschale je Zählpunkt sowie von stark angehobenen Verrechnungspreisen, die die Stromhändler für den ihnen zugewiesenen unterstützten Ökostrom zu bezahlen haben und
- Einrichtung einer Ökostromabwicklungsstelle zur bundesweit einheitlichen Abwicklung („first come, first served“-Prinzip).

→ **Ökostrom-Förderungssystem nach der Gesetzesnovelle 2006 – schematische Darstellung**

Abbildung I



Quelle: E-Control

Mit der Ökostromgesetz-Novelle 2006 wurde zusätzlich zu den bereits im Rahmen der bisherigen Umsetzung des Ökostromgesetzes 2002 vertraglich zugesagten Förderungsverbindlichkeiten in Höhe von 3 Mrd. Euro nochmals rund 1 Mrd. Euro für die Unterstützung weiterer, neuer Ökostromanlagen freigegeben. Diese zusätzlichen Mittel sind zu 30% für Windkraft, zu 30% für feste Biomasse, zu 30% für Biogas und zu 10% für andere Ökostromanlagen exklusive Wasserkraft zweckgewidmet.

Abbildung I zeigt schematisch die Abwicklung der Ökostromförderung nach Einrichtung der neuen Ökostromabwicklungsstelle, die nach Erhalt der Konzession im September 2006 mit 1. Oktober 2006 ihre Tätigkeit aufgenommen hat und damit die früheren drei Ökobilanzgruppenverantwortlichen ersetzt (www.oem-ag.at).

Am 24. Oktober 2006 wurde die Ökostromverordnung 2006 kundgemacht (BGBl II Nr. 401/2006), in der die Einspeisetarife für neue Ökostromanlagen festgelegt sind, sofern ein Vertragsabschluss der Ökostromabwicklungsstelle innerhalb der vorgegebenen Budgets möglich ist. Auf der Homepage der E-Control² ist die Verordnung abrufbar, weiters auch ein Vergleich dieser neuen Einspeisetarife mit den früheren Werten der Verordnung BGBl II Nr. 508/2002 aus dem Dezember 2002.

→ **Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006**

Das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 besteht aus sieben Teilen und enthält Änderungen des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG), des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG), des Energielenkungsgesetzes 1982 (EnLG), des Erdöl-Bevorratungs- und Meldegengesetzes 1982, des Energie-Regulierungsbehördengesetzes (E-RBG), des Bundesgesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb (UWG) und des Wettbewerbsgesetzes.

Anlass für die zahlreichen gesetzlichen Maßnahmen waren unter anderem

- das Auslaufen der bis Ende 2006 befristeten verfassungsrechtlichen Kompetenzgrundlagen für die Wirtschaftslenkungsgesetze im Energiebereich,
- das Erfordernis der Berücksichtigung aktueller gemeinschaftsrechtlicher Vorgaben (EU-Verordnungen beziehungsweise -Richtlinien) in der österreichischen Rechtslage und
- die Notwendigkeit, die Rahmenbedingungen für den Wettbewerb auf dem österreichischen Elektrizitäts- beziehungsweise Erdgasmarkt zu verbessern.

→ **Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG)**

Die EIWOG-Novelle 2006 enthält Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, wie beispielsweise die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage für die Primärregelung, die Verankerung marktorientierter Engpassmanagement-Maßnahmen oder einen Online-Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern und dem Regulator.

Mit der Novelle wurde auch die KWK-Richtlinie 2004/08/EG umgesetzt, wobei die Vollziehung der entsprechenden gesetzlichen Regelungen, wie etwa die Festlegung von Wirkungsgradkriterien für KWK oder die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Strom aus hocheffizienter KWK, in die Zuständigkeit der Länder fällt.

Konsumentenschutzrechtliche und wettbewerbsfördernde Maßnahmen der EIWOG-Novelle 2006 umfassen eine Anzeigepflicht der Allgemeinen Lieferbedingungen von Stromhändlern und -lieferanten gegenüber der E-Control Kommission, die Sicherstellung einer Grundversorgung für Kunden durch Benennung eines Versorgers letzter Instanz sowie die Verbesserung der Transparenz gegenüber Kunden: Ab 1. Jänner 2007 müssen Stromhändler und -lieferanten gegenüber ihren Kunden

den Netz- und den Energiepreis bei der Angebotslegung, auf Rechnungen und in Informations- und Werbematerialien getrennt ausweisen, wobei der Energiepreis in Cent/kWh anzugeben ist.

Zu den wettbewerbsfördernden Maßnahmen zählt auch die Beschleunigung des Lieferantenwechsels: Die EIWOG-Novelle sieht vor, dass die E-Control Kommission den Netzbetreibern auftragen kann, in ihre Allgemeinen Bedingungen die Frist aufzunehmen, innerhalb derer die Zählpunktsbezeichnung – sie ermöglicht die eindeutige Identifizierung der Kundenanlage – dem Kunden beziehungsweise dessen neuem Lieferanten elektronisch zur Verfügung zu stellen ist. Gleiches gilt für die Frist zur Durchführung des Lieferantenwechsels. Zwischen der Regulierungsbehörde und den Elektrizitätsunternehmen wurde vereinbart, dass auf Grund einer entsprechenden Änderung der Sonstigen Marktregeln beim Wechsel des Lieferanten ab 1. Jänner 2007 eine Identifikation auch allein durch Nennung des Namens und der Adresse des Kunden möglich sein soll.

Die Stromkennzeichnungsbestimmungen im EIWOG wurden durch die Novelle entsprechend den Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2003/54/EG konkretisiert. Die Verpflichtung zur Ausweisung des sogenannten Versorgermixes von Stromhändlern und -lieferanten beziehungsweise zur Ausweisung von Umweltauswirkungen (CO₂-Emissionen und radioaktiver Abfall) besteht nunmehr auch für an Endkunden gerichtetes Werbematerial.

Ein weiterer Schwerpunkt der EIWOG-Novelle 2006 war die Anpassung der innerstaatlichen Rechtslage an die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über den grenzüberschreitenden Stromhandel: Die Verordnung ist zwar in Österreich unmittelbar anwendbar, da aber die EU keine Kompetenz zur Regelung der Zuständigkeit nationaler Behör-

den besitzt, bedurfte es noch entsprechender Ausführungsregeln. Der österreichische Gesetzgeber hat die E-Control im EIWOG als zur Überwachung der Einhaltung der Verordnung und der auf ihrer Grundlage erlassenen Leitlinien der Europäischen Kommission zuständige Behörde benannt, während die E-Control Kommission im E-RBG als für die Erteilung von Ausnahmegenehmigungen für neue Verbindungsleitungen zuständige Behörde benannt wurde. Die Landesgesetzgeber wurden durch eine Grundsatzbestimmung im EIWOG verpflichtet, in den Ausführungsgesetzen wirksame, verhältnismäßige und abschreckende Sanktionen für den Fall der Nichteinhaltung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 vorzusehen.

Weitere legislative Anpassungen des EIWOG beruhen auf den Erfahrungen der Regulierungspraxis der letzten Jahre.

→ Gaswirtschaftsgesetz (GWG)

Die inhaltlichen Schwerpunkte der GWG-Novelle 2006 liegen ebenfalls in der Verbesserung der Versorgungssicherheit, der Stärkung des Konsumentenschutzes und des Wettbewerbs und der Berücksichtigung gemeinschaftsrechtlicher Vorgaben.

Die Umsetzung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung erfolgte sowohl durch die Novelle zum EnLG als auch durch die Novelle zum GWG: Während das Monitoring der Versorgungssicherheit sowie die Lenkungsmaßnahmen im EnLG 1982 verankert wurden, dienen die Bestimmungen über die langfristige Planung des Regelzonenführers beziehungsweise betreffend die Berichtspflichten der Marktteilnehmer gegenüber dem Regelzonenführer vorausschauenden und vorbeugenden Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit.

Das GWG sieht nunmehr vor, dass alle Marktteilnehmer an der Langfristplanung mitzuwirken und die erforderlichen Daten bereitzustellen haben. Eine Zusammenarbeit der betroffenen Marktteilnehmer (Fernleitungsunternehmen, Verteilernetzbetreiber, Inhaber von Transportrechten, Speicherunternehmen, Bilanzgruppenverantwortliche, Bilanzgruppenkoordinatoren, Produzenten, Versorger etc.) mit dem Regelzonenführer ist auch im Falle des Auftretens saisonaler Kapazitätsengpässe vorgesehen; hier ist gemeinsam ein Maßnahmenplan zur Beseitigung der Engpässe zu erarbeiten.

Regelungen betreffend das Kapazitätsmanagement sollen das Entstehen vertraglich bedingter Kapazitätsengpässe verhindern und gleichzeitig den Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten berücksichtigen.

Ebenfalls der Stärkung der Versorgungssicherheit, aber auch des Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt, dient eine in Umsetzung der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie erlassene Ausnahmeregelung für sogenannte neue Infrastrukturen (Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten, LNG- und Speicheranlagen). Diese Infrastrukturen können auf Antrag vom regulierten Netz- beziehungsweise Speicherzugang teilweise oder zur Gänze ausgenommen werden, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind, wie etwa die Stärkung des nationalen Wettbewerbs und die Verbesserung der Versorgungssicherheit. Darüber hinaus muss das Investitionsrisiko für das betreffende Infrastrukturprojekt so hoch sein, dass die Investition ohne eine Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde.

Zu den Maßnahmen betreffend die Stärkung der Versorgungssicherheit zählt schließlich auch die Möglichkeit der Bestimmung von Standards betreffend die Sicherheit, Zuverlässigkeit und

Qualität der Netzdienstleistungen durch die Regulierungsbehörde.

Ein weiterer Schwerpunkt der GWG-Novelle 2006 ist die Ausdehnung des Regulierungssystems auf grenzüberschreitende Transporte (Transite), wie sie durch die EU-Richtlinie 2003/55/EG vorgegeben ist. Die Gewährung des Netzzugangs zu Fernleitungen für grenzüberschreitende Transporte hat ab 1. Jänner 2007 zu den von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und zu nicht diskriminierenden und kostenorientierten Netznutzungsentgelten zu erfolgen. Die Methoden zur Berechnung der Netznutzungsentgelte sind der E-Control Kommission vorab zur Genehmigung vorzulegen.

Der Speicherzugang erfolgt auch nach der GWG-Novelle zu Entgelten, die zwischen den Speicherunternehmen und den Speicherzugangsberechtigten verhandelt werden; diese Entgelte müssen jedoch dem Grundsatz der Gleichbehandlung entsprechen. Neu ist die Verpflichtung der Speicherunternehmen, die Entgelte und die der Bestimmung der Entgelte für die Speicherung zugrunde liegenden Prinzipien jährlich und bei jeder Änderung zu veröffentlichen.

Analog zur EIWOG-Novelle 2006 enthält auch das GWG konsumentenschutzrechtliche und wettbewerbsfördernde Maßnahmen wie etwa eine Anzeigepflicht der Allgemeinen Lieferbedingungen von Erdgashändlern und -lieferanten gegenüber der E-Control Kommission und die Verbesserung der Transparenz gegenüber Kunden: Auch Erdgashändler und -lieferanten müssen ab 1. Jänner 2007 gegenüber ihren Kunden den Netz- und den Energiepreis bei der Angebotslegung, auf Rechnungen und in Informations- und Werbematerialien getrennt ausweisen, wobei der Energiepreis in Cent/kWh anzugeben ist.

→ **Energie-Regulierungsbehörden-gesetz (E-RBG)**

Neuerungen im E-RBG umfassen die Schaffung einer Rechtsgrundlage für die Erlassung einer Geschäftseinteilung, Geschäftsordnung und Vertretungsregelung in der E-Control sowie die Verankerung der neuen Zuständigkeiten, die den Regulierungsbehörden durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 übertragen wurden.

→ **Energielenkungsgesetz (EnLG)**

Anlässlich der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes wurden die E-Control und die neu hinzutretenden Akteure (Regelzonenführer, Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortliche) in die effektiven Lenkungsmechanismen für den Krisenfall eingebunden. Für den Erdgasmarkt fehlte bisher eine entsprechende Regelung. Diese wurde durch die Novelle 2006 eingefügt.

In Anlehnung an den Elektrizitätsbereich ist im EnLG nunmehr auch für den Erdgasbereich die Anordnung von Lenkungsmaßnahmen durch Verordnungen des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) vorgesehen. Die zur Sicherung der Erdgasversorgung möglichen Maßnahmen umfassen angebotsseitige Maßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung und zur Regelung des internationalen Erdgasaustausches sowie nachfrageseitige Maßnahmen zur Deckung des lebenswichtigen Bedarfes an Erdgas, der Versorgung der Bevölkerung und sonstiger Bedarfsträger sowie der Erhaltung der Leistungsfähigkeit der Wirtschaft. Die Vorbereitung und Koordinierung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung und die Durchführung des Monitoring der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich wurde der E-Control übertragen. Die operative Durchführung der vom BMWA angeordneten Maßnahmen obliegt den Regelzonenführern unter Einbindung der Erdgasunternehmen einschließlich der Bilanzgruppenverantwortlichen und Bilanzgruppenkoordinatoren.



→ **Endbericht der
Branchenuntersuchung Strom**

Ausgangssituation

Im zweiten Halbjahr 2004 haben angekündigte und erfolgte Erhöhungen der Strompreise sowohl im Massenkunden- als auch im Großkundenbereich sowie weitere mögliche Preissteigerungen zu einer massiven öffentlichen Diskussion über die Wettbewerbssituation am heimischen Elektrizitätsmarkt geführt. Vor diesem Hintergrund hat die Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) in enger Zusammenarbeit mit der E-Control, auch unter Einbindung des Bundeskartellanwalts, eine Untersuchung des Elektrizitätsmarktes („Branchenuntersuchung“) eingeleitet. In den ersten beiden Zwischenberichten der Branchenuntersuchung³ wurde die Wettbewerbssituation am österreichischen Elektrizitätsmarkt anhand der eingelangten Angaben der Marktteilnehmer analysiert.

**Ergebnisse der Untersuchungen
und notwendige Maßnahmen**

Markteintrittsbarrieren

Die Berichte zeigten, dass Markteintrittsbarrieren die Integration der Märkte behindern. Es zeigte sich, dass die ehemals monopolistischen Elektrizitätsunternehmen (Local Player) innerhalb ihres Netzgebietes ihre Preise für Massenkunden (vor allem Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden) praktisch immer noch wie Monopolisten setzen können. Eine Untersuchung der Markteintrittsbarrieren ergab, dass der Markteintritt für neu auftretende Lieferanten, die keinen bestehenden Kundenstock haben, sehr schwierig ist. Um die Kosten für den Vertrieb und den Betrieb einer Bilanzgruppe zu decken, ist es erforderlich, eine gewisse Mindestanzahl an Kunden beziehungsweise eine Mindestabgabemenge (kritische Masse) zu erreichen. Durch die gering ausgeprägte Wechselbereitschaft der Massenkunden wird ein profitabler Markteintritt für neue Anbieter deutlich erschwert.

Als wesentliche Markteintrittsbarrieren wurden von den befragten Unternehmen vor allem hohe Netztarife, ein schwer kalkulierbares Ausgleichsenergieerisiko sowie ein großer administrativer Aufwand genannt. Das Vorhandensein von Wechselkosten in unterschiedlichsten Formen ist eine zusätzliche Barriere für den Markteintritt.

**Marktbeherrscher und ihre
besonderen Verpflichtungen**

Sowohl qualitative als auch quantitative Untersuchungsmethoden lieferten eine Reihe von deutlichen Hinweisen darauf, dass der Markt für Kunden der Netzebene 7 (Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden) und in geringerer Ausprägung auch für Kunden der Netzebene 6 (Gewerbe) räumlich sehr eng abzugrenzen ist, und zwar mit dem Netzgebiet der ehemaligen Monopolisten. Marktanteilsberechnungen legten nahe, dass am Kleinkundenmarkt praktisch alle bereits vor der Liberalisierung ansässigen großen Energielieferanten mit einem eigenen Netzgebiet eine marktbeherrschende Stellung haben.

Sowohl die europarechtlichen Vorgaben als auch das österreichische Elektrizitätsrecht verpflichten alle österreichischen Elektrizitätsunternehmen zur Mitwirkung an der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbssystems. Marktbeherrschende Unternehmen trifft darüber hinaus eine besondere Verantwortung, den ohnedies bereits geschwächten Wettbewerb durch ihr Verhalten nicht noch weiter zu beeinträchtigen. Dies bedeutet im Ergebnis, dass marktbeherrschenden Unternehmen bestimmte Verhaltensweisen und Wettbewerbspraktiken untersagt sind, die bei anderen (nicht marktbeherrschenden) Unternehmen nicht beanstandet werden. Im Elektrizitätssektor betrifft dies insbesondere die Gestaltung der Verträge, aber auch allgemein die Transparenz von (Preis-)Informationen. Im Rahmen des sogenannten Wettbewerbsbelebungs pakets haben die BWB und die E-Control Maßnahmen zur Verbesserung der Transparenz und des Schutzniveaus der Kunden vorgeschlagen.

³ Siehe „Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft“ der Bundeswettbewerbsbehörde, I. Zwischenbericht, Dezember 2004, Internet: <http://www.bwb.gv.at/NR/rdonlyres/0F08C8BB-9F4A-4D90-B766-84FA85B66452/15968/1/ZwischenberichtStrom061204.pdf>

Marktkonzentration statt Marktintegration

Die Ergebnisse der Branchenuntersuchung zeigten auch, dass bei der Beurteilung von Fusionen im Elektrizitätssektor in manchen Fällen zu optimistische Annahmen hinsichtlich der zu erwartenden Integration der Märkte getroffen wurden. So hat sich herausgestellt, dass – entgegen den damaligen Erwartungen im Jahr 2001 – die Verringerung der Anzahl von Wettbewerbern durch die Gründung der EnergieAllianz keineswegs nur temporär war. Statt des verstärkten Auftretens neuer Anbieter haben sich inzwischen sogar Anbieter aus dem österreichischen Markt wieder zurückgezogen. Markteintrittsbarrieren sowie die geringe Wechselbereitschaft der Kunden lassen keine Änderung dieser Situation in der näheren Zukunft erwarten. Dementsprechend kommt insbesondere der EnergieAllianz nach wie vor eine dominante Stellung am Endkundenmarkt zu. Auch bei der Genehmigung der „Österreichischen Stromlösung“ (ÖSL) im Jahr 2003 ging die Europäische Kommission von einer raschen Realisierung des europäischen Elektrizitätsinnenmarktes aus. Aus heutiger Sicht lassen die aktuellen Wettbewerbsentwicklungen am europäischen Elektrizitätsmarkt, wie sie von der Kommission in ihrer aktuellen Untersuchung des Elektrizitätssektors („sector inquiry“) festgestellt wurden⁴, an der wettbewerbspolitischen Sinnhaftigkeit der ÖSL zweifeln. In einem allfälligen künftigen Fusionskontrollverfahren betreffend ein mögliches „ÖSL-Nachfolgeprojekt“ werden diese zwischenzeitig gewonnenen Erkenntnisse für die wettbewerbsrechtliche Beurteilung relevant sein.

Maßnahmen zur Belebung des Wettbewerbs

Parallel zum zweiten Zwischenbericht zur Branchenuntersuchung Strom wurde von der E-Control und der BWB ein Vorschlag für ein Maßnahmenpaket zur Belebung des Wettbewerbs erstellt. Es folgten intensive Diskussionen zwischen BWB, E-Control und Vertretern der Elek-

trizitätsunternehmen. Derzeit steht die Umsetzung der Maßnahmen bevor. Diese betreffen:

- die Gleichbehandlung aller Lieferanten durch Netzbetreiber bei der elektronischen Übermittlung der Netzrechnungsdaten,
- die Verkürzung des gesamten Lieferantenwechselprozesses von acht auf sechs Wochen,
- die Transparenz von Informationen und Rechnungen,
- die Unterlassung problematischer Preisadjustierungen bei sogenannten All-inclusive-Verträgen,
- einen Verhaltenskodex für Lieferanten sowie
- ein Informationsblatt für Kunden.

Keine Einigung mit den Elektrizitätsverbänden konnte erzielt werden hinsichtlich

- einer detaillierten getrennten Ausweisung von Energie- und Netzpreis gegenüber den Kunden,
- einer effektiven Umsetzung der gesetzlichen Unbundling-Vorschriften,
- der Einrichtung einer zentralen Datenbank zur Verwaltung aller Zählpunkte und
- einer effektiven Überwachung der Einhaltung aller wettbewerbsbelebenden Maßnahmen durch die BWB und die E-Control.

Für den Bereich der Transparenz von Verträgen, Rechnungen und Informations- und Werbematerial wurden die geforderten Zusagen durch gesetzliche Maßnahmen ersetzt. Entsprechende Bestimmungen des Energie-Versorgungssicherheitsgesetzes 2006 sind mit 1. Jänner 2007 in Kraft getreten.

Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Wie im ersten und zweiten Zwischenbericht zur Branchenuntersuchung des österreichischen Elektrizitätssektors festgestellt wurde, ist der Wettbewerb um die Kunden nach wie vor schwach ausgeprägt. Die Gründe dafür sind vielschichtig und liegen insbesondere in der Marktdominanz der ehemals monopolistischen Ver-

⁴ Vgl. etwa die Zusammenfassung des im Februar 2006 veröffentlichten Preliminary Reports, http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/execsum.pdf

sorger, die durch diverse Unternehmenszusammenschlüsse begünstigt wurde.

Die von der BWB und der E-Control erarbeiteten Vorschläge für Maßnahmen zur Belebung des Wettbewerbs („Wettbewerbsbelebungspaket“), die primär durch eine Selbstbindung der Elektrizitätsunternehmen Verbindlichkeit erlangen sollten, konnten nur zum Teil die Zustimmung der Interessensverbände VEÖ und VÖEW finden. Diese Maßnahmen befinden sich derzeit im Stadium der Umsetzung durch die Unternehmen. Ungeklärt ist nach wie vor die wichtige Frage der Überwachung der Einhaltung der Maßnahmen zur Belebung des Wettbewerbs. E-Control und BWB sprechen sich in diesem Zusammenhang klar für eine wirksame Überwachung durch die Behörden aus.

Zusammenfassend kann daher festgestellt werden, dass nach derzeitigem Stand bei Weitem nicht alle der von BWB und E-Control vorgelegten Verbesserungsvorschläge von den Elektrizitätsunternehmen in die Praxis umgesetzt werden. Die Behörden müssen das Ziel der Belebung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsmarkt daher weiterverfolgen und bei der Überwachung der Einhaltung der von den Elektrizitätsunternehmen zugesagten Maßnahmen einen strengen Maßstab anlegen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird auch eine Evaluierung der Auswirkungen der Maßnahmen zu erfolgen haben.

→ **Endbericht der Branchenuntersuchung Gas**

Ausgangssituation

Im September 2005 hat die Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) den gemeinsam mit der E-Control erstellten I. Zwischenbericht zur Branchenuntersuchung Gas vorgelegt⁵. Dabei wurden folgende Problempunkte für die Entwicklung des Wettbewerbs im österreichischen Gasmarkt gesehen:

- Ungleiche Wettbewerbsbedingungen – Vorteile der EconGas durch Verbindung zu OMV Gas,
- zögerliche Entwicklung des kurzfristigen Gashandels am Hub Baumgarten,
- erschwerter Zugang zu Transportkapazitäten im Transitbereich,
- Marktabschottung durch langfristige Verträge,
- Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt.

Veränderungen seit dem I. Zwischenbericht September 2005

Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen: Novellierung des GWG

Die Stärkung des Konsumentenschutzes durch gesetzlich vorgeschriebene Vorlage der Lieferbedingungen und getrennten Ausweis des Energiepreises ist eine direkte Folge der Branchenuntersuchung Gas. Weitere unmittelbar wettbewerbsrelevante Änderungen sind der Übergang von verhandeltem Netzzugang zu reguliertem Netzzugang bei grenzüberschreitenden Transporten von Erdgas (Transit) sowie die Möglichkeit der Regulierungsbehörde, Standards für die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der Netzdienstleistungen vorzugeben.

Strukturelle Veränderungen: Veränderungen der Importverträge im September 2006

OMV Gas scheidet als Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt und als Anbieter für große Weiterverteiler aus; Große Weiterverteiler werden direkt auf dem Großhandelsmarkt tätig.

Ergebnis der Untersuchung einzelner Problempunkte

Ungleiche Wettbewerbsbedingungen – Vorteile der EconGas durch Verbindung zu OMV Gas

OMV Gas hat in den bisherigen Verträgen EconGas und Nicht-EconGas LFGs unterschiedliche Aufschläge verrechnet. Dies wurde unter dem Aspekt der Ungleichbehandlung untersucht.

⁵ Bundeswettbewerbsbehörde: Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr. 62/2002), Wien, September 2005, veröffentlicht auf www.bwb.gv.at/BWB/Aktuell/Archiv2005/1zbgas.htm

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass unterschiedliche Aufschläge nicht auf Grundlage eines unterschiedlichen Risikos in der Belieferung der Nicht-EconGas LFGs und EconGas argumentierbar sind. Der unterschiedliche Aufschlag resultierte jedoch aus der Übernahme des Geschäftsrisikos für EconGas durch OMV als Gesamtkonzern, der sich auch nach der Umstrukturierung der Importverträge fortsetzt, da EconGas einen Direktvertrag mit Gazexport auf Grund der OMV-Haftung abschließen konnte.

Über die Aufschlagsgestaltung besaß OMV Gas bisher die Möglichkeit, Einfluss auf die Bezugskosten der Wettbewerber der EconGas zu nehmen. Dass diese Möglichkeit genutzt wurde, konnte im Rahmen der Branchenuntersuchung nicht vollständig ausgeschlossen werden. Daher begrüßen BWB und E-Control den Rückzug der OMV Gas aus dem Handelsgeschäft und den geplanten Austritt aus der Gas- und Warenhandelsgesellschaft GmbH (GWH)⁶.

Durch die Neustrukturierung der Importsituation wird die „Einkaufsgemeinschaft“ der ehemaligen LFGs – die zu einem einheitlichen Preisniveau im Einkauf der LFGs geführt hat – endgültig beendet. Dies bietet auch die Chance für mehr Wettbewerb auf der Zwischenhandelsstufe, der sich auch auf die Endkundenmärkte positiv auswirken wird. BWB und E-Control haben daher diese Entflechtung der bisherigen Bezugssituation der österreichischen Gaswirtschaft unterstützt.

Entwicklung des kurzfristigen Gashandels am Hub Baumgarten (CEGH)

Die Entwicklung der Handelstätigkeiten am Central European Gas Hub (CEGH) weist deutliche Fortschritte auf. Die Veröffentlichungen von Seiten des Betreibers CEGH haben die Transparenz verbessert und die Transaktionskosten der Gashändler gesenkt. Diese Maßnahmen sollten weitergeführt werden – vor allem in Abstimmung mit den Anforderungen inländischer und internationaler Gashändler, damit sich der Gas-

hub zu einem regionalen Handelsplatz weiterentwickeln kann, von dem nicht nur in Italien tätige Gashändler profitieren.

Derzeit kann noch nicht endgültig beurteilt werden, ob ein funktionierender Hub im Sinne der EconGas-Zusagen vorliegt. Die Liquidität aus dem Gas Release Programm scheint nach wie vor notwendig für die Entwicklung der Handelsaktivitäten zu sein. Bis auf Weiteres wird daher von der Notwendigkeit der Durchführung eines jährlichen Gas Release Programms durch EconGas auszugehen sein.

Langfristige Verträge

Im Zuge der Etablierung wettbewerblicher Strukturen in Westeuropa zeigte sich, dass die bestehenden Langfristverträge (Take-or-Pay-Verträge) mit restriktiven Vertragsklauseln geeignet sind, das Entstehen von Wettbewerb in der Gaswirtschaft zu behindern. Von Seiten der EU-Kommission wird betont, dass die Verträge mit EU-Recht, insbesondere den Wettbewerbsregeln des EGV (Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft), vereinbar sein müssen und den freien Handel innerhalb der EU nicht behindern dürfen.

Verbot der langfristigen Verträge zwischen Ferngasgesellschaften und Weiterverteilern in Deutschland

Hervorzuheben ist die Initiative des deutschen Bundeskartellamts gegen wettbewerbsbehindernde langfristige Verträge zwischen Importgesellschaften und Weiterverteilern, die einen überwiegend wettbewerbsrechtlich geprägten Ansatz hat. Das Bundeskartellamt erteilte am 17. Januar 2006 E.ON Ruhrgas AG in einer förmlichen Untersagungsverfügung mit, dass die Gaslieferverträge mit Weiterverteilern in ihrer Kombination von langfristigen Bezugsverpflichtungen und hohem Grad an tatsächlicher jährlicher Bedarfsdeckung gegen europäisches und deutsches Wettbewerbsrecht verstoßen.⁷ Konkret wurden die bestehenden langfristigen Verträge zum 30. September

⁶ GWH ist eine Tochtergesellschaft von Gazprom (50%), Centrex (24,9%) und OMV Gas (25,1%), vgl. www.centrex.com.

⁷ <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell06/BB-113-03.pdf>

2006 für nichtig erklärt und wurde der Abschluss von Verträgen untersagt, die bei einer Bedarfsdeckung zwischen 50–80% eine Laufzeit länger als vier Jahre und bei einer Bedarfsdeckung von 80–100% eine Laufzeit von mehr als zwei Jahren aufweisen. Die Entscheidung ist sofort vollziehbar und war bis zum 30. September 2006 umzusetzen. Diese Untersagung gilt bis zum Ende des Gaswirtschaftsjahres am 30. September 2010.

Nach der Öffnung der langfristigen Verträge für die Belieferung lokaler Weiterverteilern gibt es nun erste Hinweise darauf, dass es alternativen Anbietern nicht möglich ist, die freien Mengen an lokale Weiterverteilern zu liefern.⁸ Als Konsequenz schließen Stadtwerke die bei einem 80–100%-Bezugsanteil zugelassenen 2-Jahresverträge mit ihrem bisherigen Versorger ab. Auf der anderen Seite profitieren auch österreichische Unternehmen wie EconGas von der Öffnung der Verträge. Die Wettbewerbsauswirkungen sind daher noch nicht abschließend zu beurteilen. Das Verbot für den Abschluss langfristiger Verträge bei einem Gesamtbedarfsdeckungsgrad von 100% gilt voraussichtlich bis 2010.

Vertragssituation im österreichischen Gasmarkt

Auf Grund der strukturellen Veränderungen auf dem Großhandelsmarkt und dem Markt für die Belieferung großer Weiterverteilern fällt die wettbewerbsrechtliche Beurteilung der auf diesen Märkten bestehenden langfristigen Verträgen in den Kompetenzbereich der EU-Kommission.

Der Markt „Beliieferung von lokalen Weiterverteilern“ ist der Markt, den das deutsche Bundeskartellamt in Deutschland durch die Untersagungsverfügung der Langfristverträge für Wettbewerb öffnen will. Im I. Zwischenbericht zur Branchenuntersuchung ist dieser Markt für Österreich regelzonenweit abgegrenzt worden. Er hatte 2004 ein Marktvolumen von ca. 2,2 Mrd. m³. Circa 83% der gesamten Bezugsmengen lokaler Weiterverteilern werden durch einen Anbieter (EconGas GmbH) auf der Basis

langfristiger (unbefristeter) Verträge gedeckt. Diese Verträge enthalten Mindestabnahmeverpflichtungen von 80%. Für die restlichen 20% hat der Vorlieferant den lokalen Weiterverteilern ein Optionsrecht eingeräumt. Damit entsprechen diese Verträge dem Typus der Quasi-Gesamtbedarfsdeckungsverträge.

Die zwischen EconGas und den lokalen Weiterverteilern geschlossenen unbefristeten Lieferverträge bewirken eine Abschottung des Marktes und damit eine Behinderung des Wettbewerbs iSd Art. 81 EGV. Eine kartellrechtskonforme Anpassung der Verträge müsste nicht nur eine Verringerung der Laufzeit betreffen, sondern auch eine Streichung beziehungsweise deutliche Herabsenkung der Mindestabnahmeverpflichtung, um Bezugsoptionen von anderen Anbietern offenzuhalten.

Neue Anbieter wie im deutschen Gasmarkt (z. B. Marketinggesellschaften von Gasproduzenten, Tochtergesellschaften anderer europäischer Unternehmen) sind jedoch nicht erkennbar aktiv. Diese Situation kann sich bei der Weiterentwicklung des Wettbewerbs in Deutschland und der Realisation neuer Pipeline- und LNG-Projekte verändern. Eine Öffnung der langfristigen Verträge für lokale Weiterverteilern würde daher bei der derzeitigen Anbieterstruktur vermutlich zum Verbleib bei dem bisherigen Vorlieferanten und damit zu keiner spürbaren Wettbewerbsintensivierung führen. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass bei einer erkennbaren Veränderung des Angebotsverhaltens eine Öffnung der wettbewerbsrechtlich bedenklichen Verträge der lokalen Weiterverteilern eine Wettbewerbsbelebung erreichen könnte. Daher werden die Regulierungsbehörden im Rahmen ihrer Tätigkeit die Bewertung der Situation kontinuierlich vornehmen und sich, wenn sinnvoll, weitere rechtliche Schritte vorbehalten.

Die langfristigen Transitverträge sind Gegenstand der Untersuchung der EU-Kommission und wurden daher in der nationalen Branchenuntersuchung nicht behandelt.

⁸ Vgl. energate vom 26. September 2006, www.energate.de

Im Endkundenmarkt ist das Problem langfristiger Bindung der Kunden nicht erkennbar.

Erschwerter Zugang zu Transportkapazitäten im Transitbereich

Der Übergang von verhandeltem zu reguliertem Zugang zu Transitleitungen ist ein wesentlicher Fortschritt für die Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen auf dem europäischen Gasmarkt. Inwieweit die neu eingeführten Regelungen (Veröffentlichungs- und Genehmigungspflichten) für eine praktikable Umsetzung des regulierten Zugangs ausreichen, ist weiterhin im Rahmen der Tätigkeit der Regulierungsbehörden zu analysieren.

Weiters haben TAG GmbH, BOG GmbH und OMV angekündigt, die Transportkapazitäten in den Transitnetzen auszubauen. Die Netzbetreiber sind gefordert, die bestehenden Kapazitätsengpässe zu beseitigen und ein bedarfsgerechtes Angebot von Leitungskapazitäten bereitzustellen.

Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt

Als wesentliche Markteintrittsbarrieren im Endkundenmarkt wurden im I. Zwischenbericht unzureichendes Unbundling⁹, Wechselkosten und administrativer Aufwand sowie Marketingaufwand neuer Lieferanten festgestellt.

Im Gleichbehandlungsbericht der E-Control, der die Umsetzung der Unbundling-Vorschriften in Gasunternehmen dokumentiert, hat sich gezeigt, dass die rechtliche Trennung des Netz- und Lieferbereichs der Unternehmen, soweit sie gesetzlich vorgeschrieben ist, auch vollzogen wurde. In organisatorischer und personeller Hinsicht bestehen bei vielen Unternehmen jedoch nach wie vor umfangreiche Verschränkungen zwischen dem Netz- und dem Wettbewerbsbereich. Dies ist nach wie vor verbesserungsfähig. Als wesentliche Verbesserung kann angesehen werden, dass mit der GWG-Novelle 2006 auch die „Inhaber der Transportrechte“ in die Unbundling-Bestimmungen einbezogen werden.

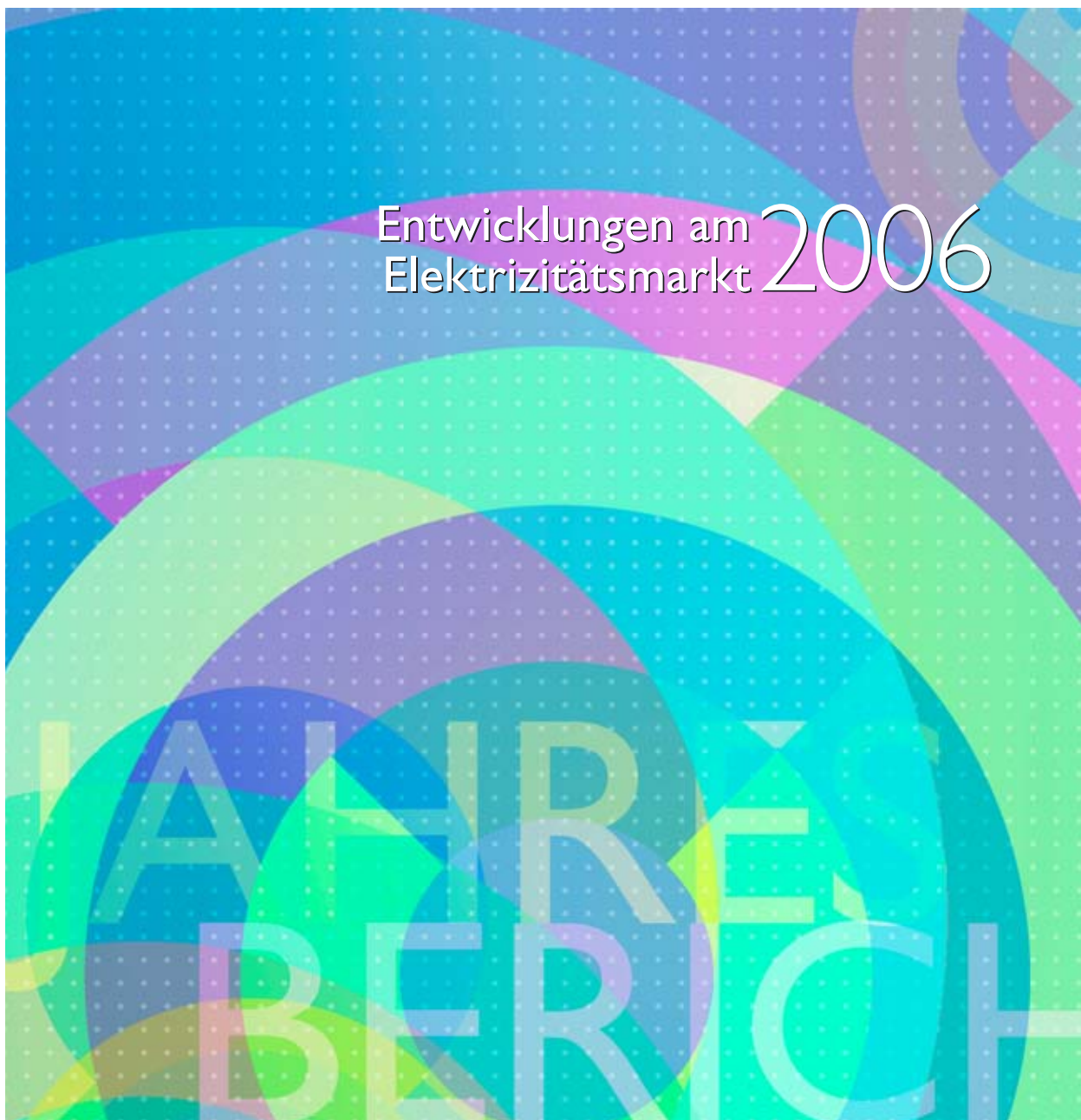
Auf europäischer Ebene wird nach derzeitigem Diskussionsstand die eigentumsrechtliche Trennung der Netze von den Wettbewerbsbereichen („ownership unbundling“) als am besten geeignete Maßnahme zur Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen angesehen; auch dürften die Regulierungskosten bei Verwirklichung dieses Modells spürbar sinken.

Auch im Endkundenmarkt ist die Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen insbesondere zwischen den mit Netzbetreibern verbundenen Lieferanten und unverbundenen Lieferanten wesentlich. Einige Verbesserungen (z. B. Verpflichtung zum Ausweis des Energiepreises) wurden bereits durch Veränderungen der Rechtsgrundlage und Überarbeitung der Marktregeln erzielt. Die Auswirkungen der Umsetzung dieser neuen Regelungen auf den Wettbewerb am Endkundenmarkt sind weiter im Rahmen der Tätigkeit der Regulierungsbehörden zu analysieren, wobei zu prüfen ist, ob die bestehenden Regelungen ausreichen. Insbesondere der Wechselprozess enthält weitere Optimierungsmöglichkeiten.

Marktbeherrschende Unternehmen haben eine besondere Verantwortung, die Entwicklung des Wettbewerbs durch ihr Verhalten zu unterstützen. Diese Verantwortung sollte nochmals deutlich hervorgehoben werden.

Die BWB und die E-Control gehen davon aus, dass die Maßnahmen, die im Wettbewerbsbelegungs paket Strom enthalten und noch nicht durch neue gesetzliche Regelungen abgedeckt sind, zum Beispiel Informationsblatt und Verhaltenskodex, auch im Gasmarkt umsetzbar sind, vor allem, da die betreffenden Unternehmen zum Teil identisch sind. Die BWB und die E-Control werden daher mit den relevanten Marktteilnehmern Gespräche führen, welche spezifischen Maßnahmen im Gasbereich erforderlich sind.

⁹ Unbundling bedeutet in diesem Zusammenhang die Entflechtung von Monopol- und Wettbewerbsaktivitäten in rechtlicher, organisatorischer und buchhalterischer Hinsicht.



Entwicklungen am
Elektrizitätsmarkt 2006

HALB
BERICHT



→ **Entwicklungen am österreichischen Elektrizitätsmarkt**

Im Kalenderjahr 2005 wurden von Endverbrauchern insgesamt 60,2 TWh an elektrischer Energie verbraucht. Dies entspricht einem Mehrverbrauch um 0,8 TWh oder 1,4% gegenüber dem Vergleichsjahr 2004. Dabei bezogen die Endverbraucher aus dem öffentlichen Netz 52,2 TWh, was einem Zuwachs von 0,6 TWh oder 1,1% entspricht. Dementsprechend nahm im Kalenderjahr 2005 der aus Eigenerzeugung abgedeckte Stromverbrauch der Großabnehmer wieder deutlich stärker zu als der Bezug aus dem öffentlichen Netz.

Der Inlandsstromverbrauch – er entspricht dem Verbrauch der Endabnehmer zuzüglich den bei der Bereitstellung der elektrischen Energie anfallenden Netzverlusten sowie den für die Produktion (Umwandlung) notwendigen Eigenbedarf –

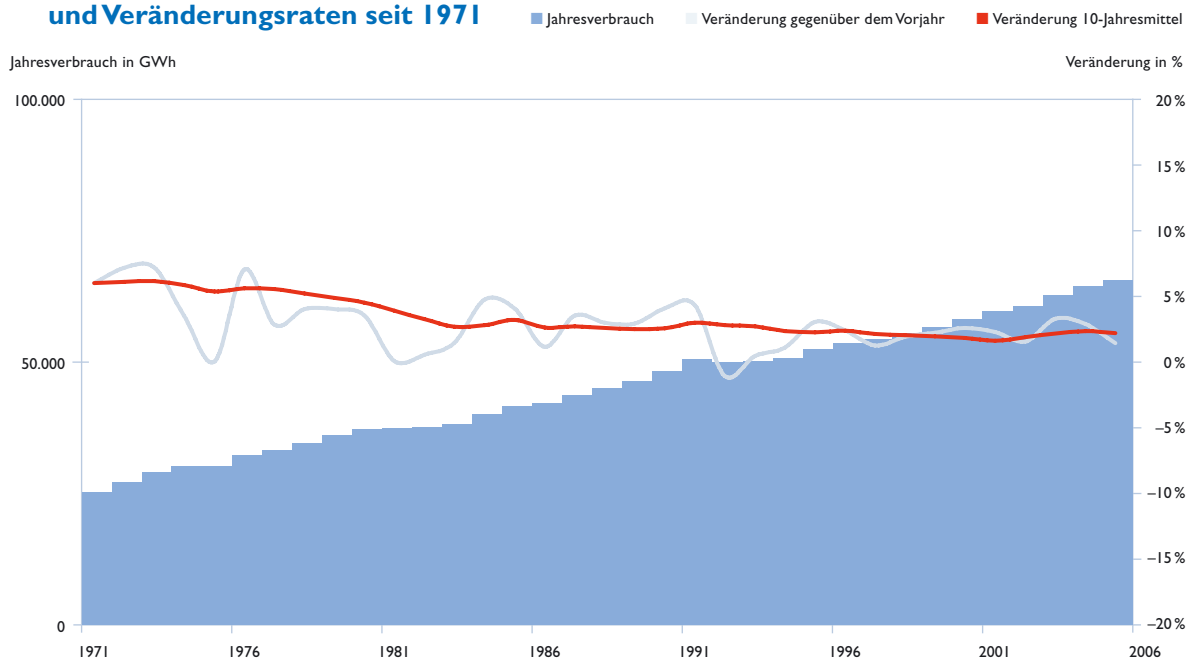
nahm im zehnjährigen Mittel um 2,3% im Bereich der gesamten Elektrizitätsversorgung und um 2,5% im Bereich des öffentlichen Netzes zu. Insgesamt ist somit eine kurzfristige Beschleunigung der durchschnittlichen Verbrauchsentwicklung in den letzten Jahren zu verzeichnen (Abbildung 2).

In den ersten drei Quartalen 2006 war der Verbrauchsanstieg deutlich höher als im Vorjahr: So wurden insgesamt 49,5 TWh im Inland verbraucht, was einem Zuwachs von 1,7 TWh oder 3,6% entspricht, während in derselben Periode des Jahres 2005 der Verbrauchszuwachs 0,9% betrug.

Für das gesamte Jahr 2006 wird eine Zunahme der Abgabe im öffentlichen Netz von 3,2% erwartet. In den ersten neun Monaten des Jahres 2006 wurden aus dem öffentlichen Netz insgesamt 42,6 TWh bezogen, um 1,8 TWh oder 4,5% mehr als im Vergleichszeitraum des Vorjahres.

→ **Entwicklung der Stromversorgung – Inlandsstromverbrauch und Veränderungsdaten seit 1971**

Abbildung 2



Inländische Kraftwerke erzeugten in den ersten drei Quartalen 2006 mit insgesamt 48,6 TWh um 0,9 TWh oder 1,8% weniger als in den ersten drei Quartalen 2005. Das Wasserdargebot lag in den ersten drei Quartalen 2006 mit einem Erzeugungskoeffizienten von 0,95 um 5% unter dem langjährigen Mittel und um 9% unter dem Vergleichszeitraum des Vorjahres. Allerdings waren starke saisonale Unterschiede zu verzeichnen, sodass die Laufkraftwerke mit 18,9 TWh um 2% weniger erzeugten als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Auch die Erzeugung der Speicherkraftwerke lag mit insgesamt 8,8 TWh um 4% unter dem Vorjahreswert. Die Wärmekraftwerke erzeugten mit 15,8 TWh um 6,3% weniger als im Vorjahr. Jene Erzeugung, die unterjährig nicht nach Kraftwerkstypen beziehungsweise Primärenergieträgern untergliedert werden kann, betrug 5,1 TWh und lag damit um 24% über dem Vorjahreswert.

Die physikalischen Stromimporte nahmen in den ersten drei Quartalen im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um 0,2 TWh oder 1,2% zu und die Exporte um 2,4 TWh oder 18,3% ab. Dementsprechend nahm der Importüberschuss um 2,6 TWh deutlich zu und betrug 3,4 TWh.

Ende September 2006 waren in Großspeichern 2,8 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 87,3% gegenüber 89% zum gleichen Stichtag des Vorjahres entspricht.

In Wärmekraftwerken waren zum gleichen Stichtag fossile Brennstoffe mit einem Energiegehalt von 6,1 TWh gegenüber 7,9 TWh im Vorjahr gelagert.

→ Marktstruktur und Konzentration

Die Linz AG und die Energie AG sind mit September 2006 aus der EnergieAllianz ausgetreten. Allerdings war aus den Medien bereits mehrmals zu entnehmen, dass die beiden Unternehmen

bereits Pläne für Kooperationen mit anderen Energieunternehmen (u.a. TIWAG) bekannt gegeben haben. Wie bei den meisten Zusammenschlüssen dürfte es sich auch dabei um eine Kooperation beziehungsweise Fusion im Vertriebsbereich handeln. Nicht angedacht ist eine Vollfusion, die auch die Netzbereiche der integrierten Unternehmen einschließen würde.

Im Mai 2006 haben die OMV und der Verbund angekündigt, die beiden Unternehmen fusionieren zu wollen, wobei in einem ersten Schritt die Übernahme der öffentlichen Anteile am Verbund durch die OMV und in einem zweiten Schritt die Vollfusion der beiden Unternehmen vorgesehen waren. Zielsetzung der beiden Unternehmen war es, ein vertikal und horizontal integriertes Unternehmen zu gründen. Auf Grund der fehlenden Zustimmung der TIWAG, EVN und Wienenergie als Aktionäre beziehungsweise der politischen Interventionen und Forderungen der Landeshauptleute, die gleichzeitig auch Eigentümervertreter der jeweiligen Landesgesellschaft sind, haben die OMV und der Verbund von einer Umsetzung der Übernahme abgesehen.

Sollte es jedoch zu einer Umsetzung des Vorhabens bei gleichzeitiger Umsetzung der Energie Austria, Beibehaltung der EconGas und weiterer Aufstockung der Anteile des Verbunds an der Kelag und der Steweag-Steg kommen, so sind jedenfalls negative Wettbewerbsauswirkungen zu erwarten.

Ausländische Anbieter sind weiterhin nur sehr eingeschränkt am österreichischen Endkundenmarkt tätig. Die direkte Beteiligung an österreichischen Energieunternehmen (z. B. EnBW bei der EVN, RWE bei der Kelag und EDF über die Estag bei der Steweag-Steg) scheint für ausländische Unternehmen nach wie vor im Vordergrund zu stehen. So hat die EnBW ihre Anteile an der EVN AG weiter erhöht und bereits Interesse an einer Aufstockung der Anteile gezeigt.

→ **Ökostrom**

Mengenentwicklung

Die Entwicklungen des Ökostromausbaus von 2003 bis inklusive 2006 sind durch einen intensiven Ausbau neuer Windkraft-, Biomasse-, Biogas- und Photovoltaikanlagen seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes 2002 geprägt.

Mit Stand 30. Juni 2006 sind 959,89 MW Windkraft, 234,75 MW Biomasse und 57,06 MW Biogas in Betrieb (Tabelle 1). Genehmigt sind per 31. März 2006 bereits 992,63 MW Windkraft (171 Windparks mit 641 Windrädern), 403,03 MW Biomasse fest (166 Anlagen) sowie 81,06 MW Biogas (325 Anlagen). Zusätzlich sind per 31. März 2006 insgesamt 2.421 Kleinwasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.149 MW (1.986 bestehende Anlagen mit 954 MW zuzüglich 214 neue Anlagen mit 129 MW zuzüglich 221 revitalisierte Anlagen mit 66 MW) als Kleinwasserkraftanlage (bis zu 10 MW Engpassleistung) anerkannt. Da ein Teil dieser Kleinwasserkraftan-

lagen allerdings durch freien Stromverkauf höhere Erlöse erzielen kann als durch die verordneten Einspeisetarife, ist ein beträchtlicher Teil der Kleinwasserkraftanlagen nicht mehr im Förderungsregime der Ökobilanzgruppen enthalten.

Tabelle 2 zeigt die Entwicklung der mit Einspeisetarifen unterstützten Ökostrommengen in Österreich in den Jahren 2003 bis 2007 (2003 bis 2005 sind Ist-Werte, 2006 und 2007 Prognosewerte).

In diesem Prognosewert für Kleinwasserkraft für das Jahr 2006 ist allerdings noch nicht berücksichtigt, dass ein erheblicher Teil der Kleinwasserkraft bereits 2005 und 2006 wegen des stark gestiegenen Strommarktpreises aus dem Förderungsregime ausgestiegen ist.

Tabelle 3 zeigt die unterstützten Ökostrommengen und Vergütungen im ersten Halbjahr 2006 (letzter verfügbare Ist-Werte auf Grund der Meldungen der Ökobilanzgruppenverantwortlichen) im Vergleich zum ersten Halbjahr 2005.

→ **Anerkannte Ökostromanlagen (genehmigt) und Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (in Betrieb)¹⁰ in MW**

Tabelle 1

Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2003	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2004	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2005	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 30.06.2006	Anerkannte Anlagen per 31.03.2006
Biogas	14,97	28,36	50,67	57,06	81,06
Biomasse fest	41,07	87,54	125,95	234,75	403,03
Biomasse flüssig	1,97	6,84	12,41	12,63	25,17
Deponie- und Klärgas	22,73	20,28	21,18	21,63	29,83
Geothermie	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Photovoltaik¹	14,18	15,07	15,36	16,52	30,30
Windkraft	395,59	594,56	816,90	958,89	992,63
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	491,43	753,57	1.043,39	1.302,40	1.562,94
Kleinwasserkraft bis 10 MW²	858,10	851,54	709,69	513,55	1.148,70

¹ Bei PV-Anlagen besteht gemäß § 10 Abs. 2 Ökostromgesetz eine Abnahmepflicht des Öko-BGV auch dann, wenn das 15 MW-Kontingent bereits erreicht wurde.
² Durch den hohen Marktpreis im Jahr 2005 haben viele Kleinwasserkraftwerke die Öko-Bilanzgruppe unterjährig verlassen, weshalb der angegebene stichtagsbezogene Wert nur bedingt aussagekräftig ist.

Quelle: E-Control, Öko-BGV – vorläufige Werte

¹⁰ Abweichungen von anderen statistischen Auswertungen sind auf Grund von Teilbetriebnahmen und unvollständigen Angaben (nur Vertragsverhältnisse mit Öko-BGV zum jeweiligen Stichtag berücksichtigt) möglich.

Bezogen auf eine Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher im Jahr 2007 in der Höhe von prognostizierten 54.373 GWh stellt die prognostizierte insgesamt unterstützte Ökostrommenge in der Höhe von

6.293 bis 7.793 GWh im Jahr 2007 einen prognostizierten Anteil von 11,6–14,3% dar, davon 2,8–5,5% (1.500–3.000 GWh) Kleinwasserkraft und 8,8% (4.793 GWh) „Sonstiger“ unterstützter Ökostrom.

→ Unterstützte Ökostrommengen in GWh 2002–2007 (2006 und 2007 Prognosewerte)

Tabelle 2

Energieträger	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Windkraft	203	366	924	1.328	1.680	2.100
Biomasse fest	95	99	313	553	1.365	2.000
Biogas	20	42	102	220	300	500
Biomasse flüssig	3	2	18	33	84	130
Photovoltaik	3	11	12	13	12	13
Anderer unterstützter Ökostrom	88	78	76	65	50	50 ¹
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	412	598	1.445	2.212	3.491	4.793
Kleinwasserkraft	4.243	3.386	3.995	3.561	4.411	1.500–3.000 ¹
Summe unterstützter Ökostrom	4.655	3.984	5.440	5.773	7.902	6.300–7.800

¹ Ein beträchtlicher Teil der Kleinwasserkraft (und Deponie- und Klärgas) wird aus dem Fördersystem aussteigen, weil auf dem freien Markt höhere Erlöse erzielbar sind.
Quelle: E-Control, Öko-BGV

→ Unterstützte Ökostrommengen und Vergütungen im ersten Halbjahr 2006 im Vergleich zum ersten Halbjahr 2005

Tabelle 3

Energieträger	I. Halbjahr 2006			I. Halbjahr 2005		
	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. Euro	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. Euro	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	1.081	57,2	5,29	1.909	91,0	4,77
Sonstige Ökostromanlagen	1.419	144,0	10,15	1.111	102,6	9,23
Windkraft	811	63,1	7,78	711	55,1	7,75
Biomasse fest inklusive Abfall mhbA	382	48,1	12,59	255	26,9	10,55
Biomasse gasförmig	173	23,8	13,78	90	11,9	13,22
Biomasse flüssig	19	2,6	13,93	15	2,1	14,00
Photovoltaik	7	4,3	65,88	7	4,3	61,43
Deponie- und Klärgas	25	1,9	7,46	32	2,2	6,88
Geothermie	2	0,1	8,31	1	0,1	10,00
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.500	201,2	8,05	3.020	193,6	6,41

Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August 2006 – vorläufige Werte

→ **Entwicklung der Unterstützungsvolumina 2003–2006 in Mio. Euro**
(2006 und 2007 Prognosewerte)

Tabelle 4

Bereich	2003	2004	2005 vorbeh. Kürzung wegen des gestiegenen Marktpreises	2006 Prognosewerte	2007 Prognosewerte
„Sonstiger“ Ökostrom	69	104	149	189	286
Kleinwasserkraft	65	67	57	24	< 24
Fossile Kraft-Wärme-Kopplung (vorbehaltlich Kürzung wegen gestiegenem Marktpreis)	76	78	68	38	55
Summe	210	249	274	251	365

Quelle: E-Control, Öko-BGV

Entwicklung des Unterstützungsbedarfs

Ein Anstieg der unterstützten „Sonstigen“ Ökostrommengen auf 10% der gesamten jährlichen Stromabgabe aller Netzbetreiber Österreichs an die an öffentliche Netze angeschlossenen Endverbraucher bis zum Jahr 2010 ist möglich, wenn die freigegebenen zusätzlichen Fördermittel effizient eingesetzt werden.

Tabelle 4 zeigt die Entwicklung der Unterstützungsvolumina für die drei gemäß Ökostromgesetz unterstützten Bereiche Kleinwasserkraft, „Sonstiger“ Ökostrom und fossile Kraft-Wärme-Kopplung. Die Jahre 2006 und 2007 wurden mit einer Marktpreisannahme in Höhe von 5,5 Cent/kWh gerechnet.

Energiebedarfsprognosen und erneuerbare Energien

Der gesamte energetische Endverbrauch wird gemäß Prognose des Wirtschaftsforschungsinstituts (WIFO, Juni 2005) von 1.080 PJ im Jahr 2004 auf 1.250 PJ (Effizienzscenario) bis 1.350 PJ (Baseline) im Jahr 2020 steigen.

Effizienzmaßnahmen können den gesamten jährlichen energetischen Endverbrauch bis 2020 also im Vergleich zum Steigerungs-Baseline-Szenario um rund 100 PJ (28 TWh) senken, trotzdem ist der energetische Endverbrauch auch mit dem Effizienzscenario im Jahr 2020 um 170 PJ (47 TWh) höher als im Jahr 2004.

Der Endverbrauch elektrischer Energie wird gemäß WIFO-Prognose von 215 PJ (60 TWh) im Jahr 2004 auf 290 PJ (81 TWh; Effizienzscenario) bis 320 PJ (89 TWh; Baseline) im Jahr 2020 steigen. Effizienzmaßnahmen können den jährlichen Endverbrauch elektrischer Energie bis 2020 also im Vergleich zum Steigerungs-Baseline-Szenario um rund 30 PJ (8 TWh) senken, trotzdem ist auch mit dem Effizienzscenario der elektrische Endverbrauch im Jahr 2020 um 75 PJ (21 TWh) höher als im Jahr 2004.

Die Potenziale der erneuerbaren Energieträger werden zum Teil, auch abhängig von der Interessenslage, sehr unterschiedlich dargestellt. Für eine realistische Einschätzung der zukünftigen Bedeutung erneuerbarer Energieträger genügt es nicht, technische und theoretische Maximal-

potenziale darzustellen, sondern es ist auch die ökonomische Machbarkeit und die Umweltverträglichkeit zu bewerten.

Aus verschiedenen Quellen abgeleitet, scheinen die Größenordnungen an zusätzlichen Potenzialen des Beitrages erneuerbarer Energieträger am Gesamtenergieaufkommen bis 2020 in etwa realistisch, die in Tabelle 5 aufgezeigt sind. Die in Tabelle 5 dargestellten Werte haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Sie geben aber Richtwerte für eine mögliche Entwicklung wieder.

Eine solche zusätzliche Nutzung erneuerbarer Energieträger bis 2020 im Ausmaß von etwa 68 PJ für das Gesamtenergieaufkommen Österreichs

→ **Richtwerte für zusätzlichen Einsatz erneuerbarer Energieträger** Tabelle 5

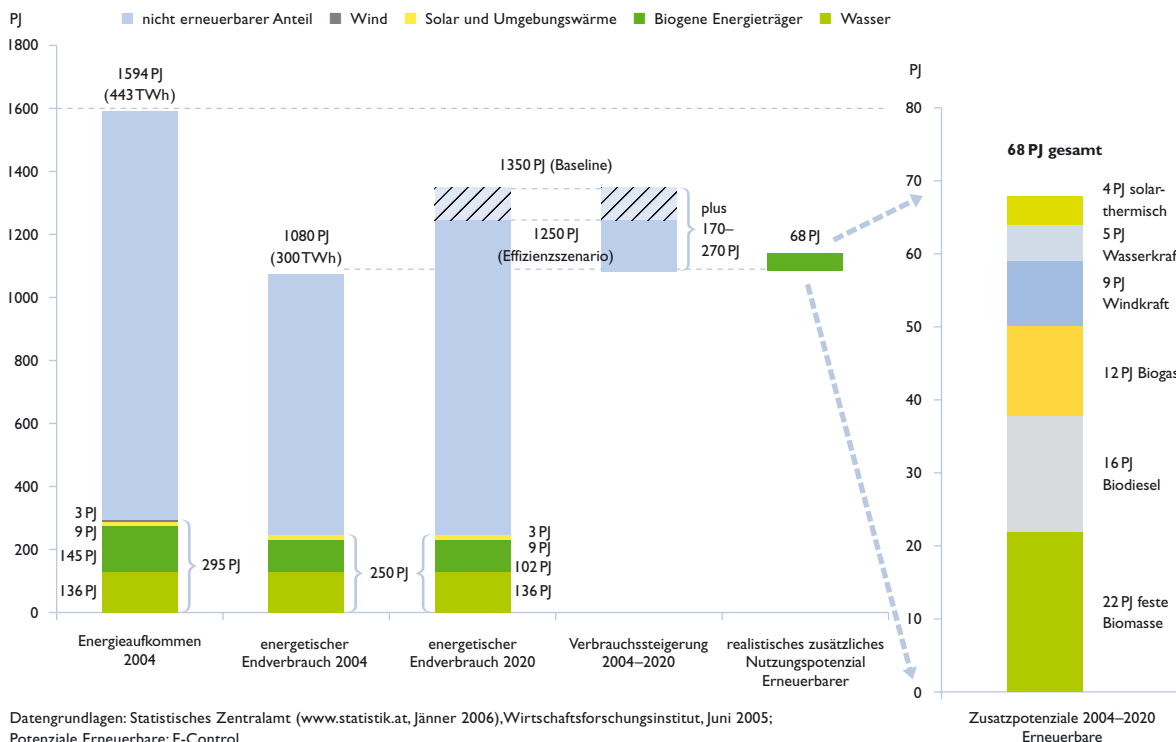
	in Petajoule
Feste Biomasse inkl. Pellets ¹	22
Treibstoffzumischung zu Biodiesel ²	16
Zusätzliche Wasserkraft ³	5
Zusätzliche Windkraft ⁴	9
Solare Wärmenutzung ⁵	4
Biogas ⁶	12
Summe	68

- 1 3 Mio. Festmeter Biomasse mal 2 MWh pro Festmeter mal 3,6 PJ pro TWh
- 2 5,75% Bio-Fuel Zumischung zu 280 PJ Diesel
- 3 300 MW neue Wasserkraft mal 5.000 h/Jahr mal 3,6 PJ/TWh
- 4 Nach 2004 500 weitere Windräder je 2,2 MW (Durchschnitt bis 2020) mal 2.200 Volllaststunden
- 5 200.000 Haushalte mal 5.000 kWh pro Jahr Solarnutzung mal 3,6 PJ pro TWh
- 6 1% von Erdgas (300 PJ) plus 1% von Stromverbrauch (300 PJ) dividiert durch Wirkungsgrad 0,33

Quelle: E-Control

→ **Gesamtenergieaufkommen und Potenziale (Richtwerte) erneuerbarer Energieträger**

Abbildung 3

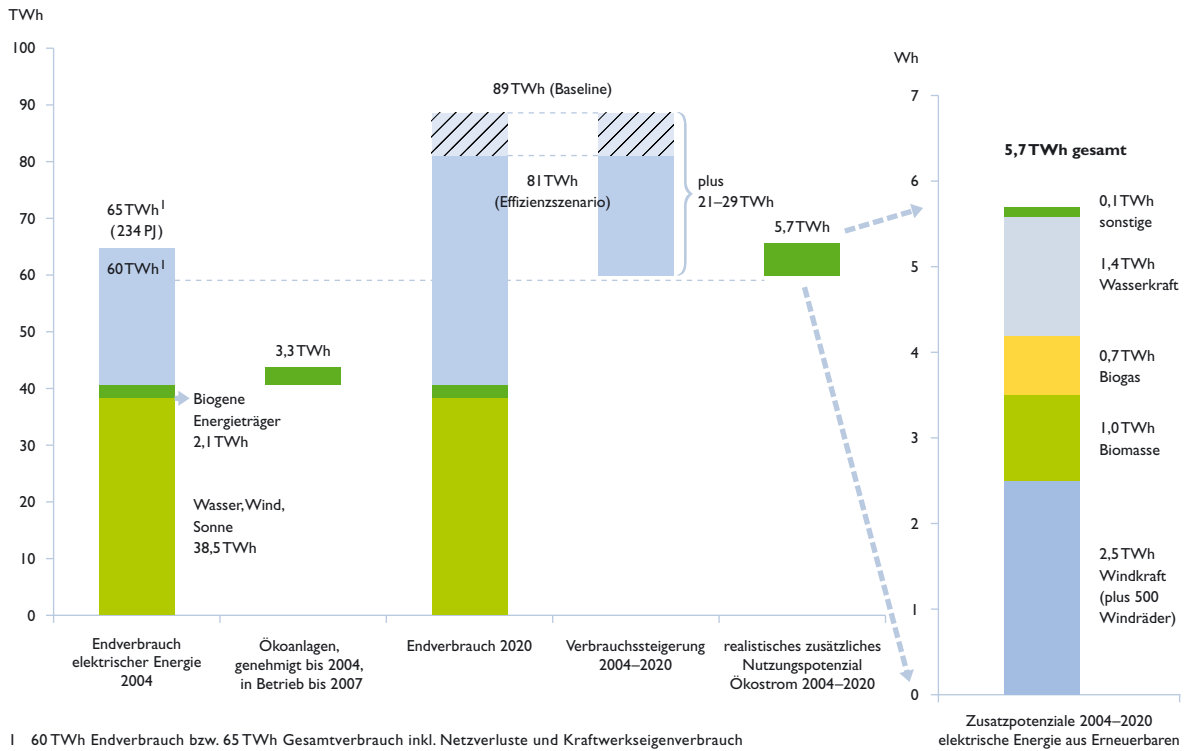


Datengrundlagen: Statistisches Zentralamt (www.statistik.at, Jänner 2006), Wirtschaftsforschungsinstitut, Juni 2005; Potenziale Erneuerbare: E-Control

Quelle: E-Control

→ Elektrischer Endverbrauch und Potenziale (Richtwerte) erneuerbarer Energie

Abbildung 4



I 60 TWh Endverbrauch bzw. 65 TWh Gesamtverbrauch inkl. Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch

Datengrundlagen: Statistisches Zentralamt (www.statistik.at, Jänner 2006), Wirtschaftsforschungsinstitut, Juni 2005; Endverbrauch sowie Richtwerte Erneuerbare: E-Control

Quelle: E-Control

deckt nur einen Teil der Steigerung des Gesamtenergiebedarfs von 1.080 PJ im Jahr 2004 auf zumindest 1.250 PJ (Effizienzzenario laut WIFO, Juni 2005) im Jahr 2020 ab.

Ähnlich ist die Bewertung der zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energieträger für die Stromversorgung. Aus den Daten der Abbildung 3 ergibt sich (mit Berücksichtigung der Umwandlungswirkungsgrade) eine zusätzliche Nutzung

erneuerbarer Energieträger für die Stromerzeugung in Höhe von etwa 19 PJ (5 TWh) bis 2020. Der Endverbrauch elektrischer Energie steigt dagegen von 215 PJ (60 TWh) im Jahr 2004 auf 290 PJ (81 TWh) (Effizienzzenario laut WIFO, Juni 2005). Auf der Grundlage vorliegender Prognosedaten und eines realistischen zusätzlichen Einsatzes werden die erneuerbaren Energieträger daher den Anstieg des Strombedarfs bis 2020 nur zum Teil kompensieren können (Abbildung 4).

→ Preisentwicklung am Großhandelsmarkt

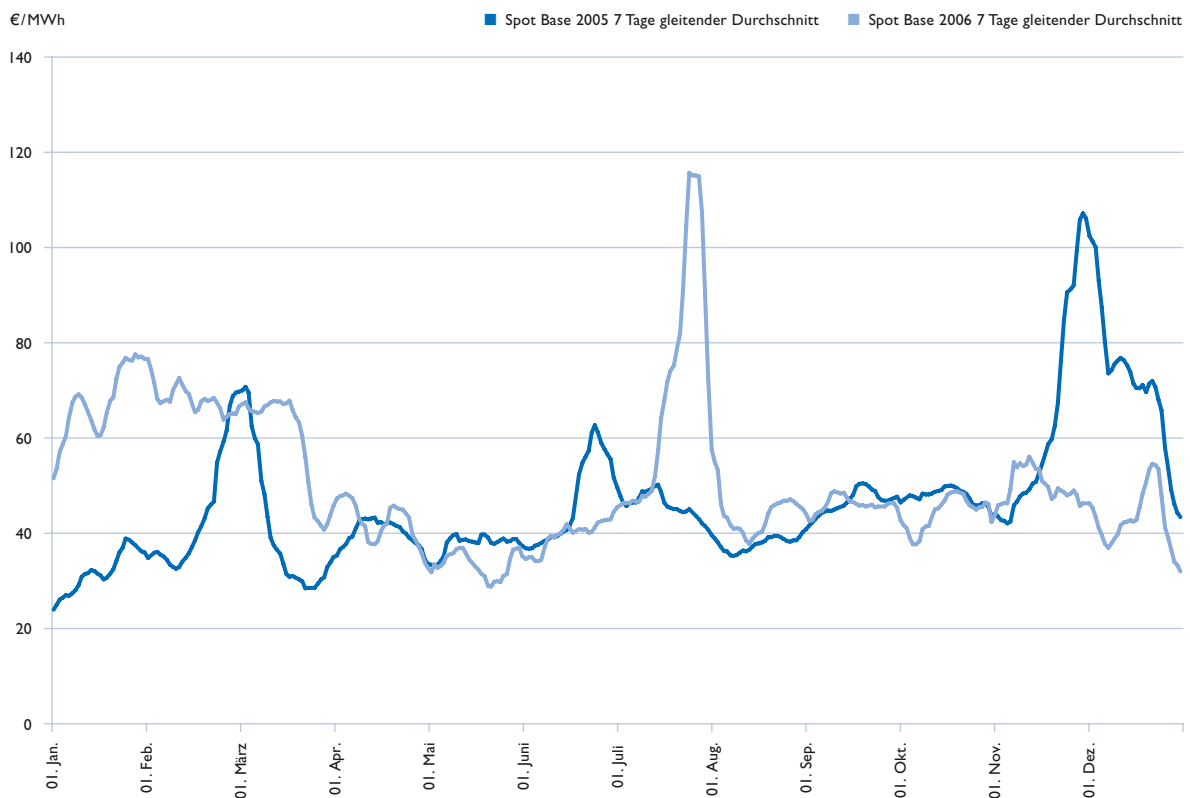
2006 verliefen die Spotpreise zunächst auf einem relativ hohen Niveau, sie sanken erst im Frühjahr mit der milderen Witterung und nicht zuletzt wegen der stark fallenden CO₂-Preise. Diese niedrige Preisphase wurde durch die Hitzewelle Ende Juli unterbrochen, die den Kühlbetrieb von thermischen Kraftwerken in Deutschland und

Frankreich störte und eine Erzeugungsknappheit verursachte. Die Spotpreise lagen 2006 im Durchschnitt bei knapp 51 €/MWh und sind somit mehr als 4 €/MWh höher als der Durchschnitt des Jahres 2005 (Abbildung 5).

Die Terminpreise für die nächstjährige Grundlastlieferung zeigten 2006 – ähnlich wie im Vorjahr – zunächst einen stetig steigenden Trend und erreichten Mitte April mit etwa 60 €/MWh

→ Spotpreisentwicklung an der EXAA (Base)

Abbildung 5



Quelle: EXAA

ihren Höhepunkt. Danach stürzten sie innerhalb weniger Tage ab und sanken bis unter 48 €/MWh. Dieser unerwartete Preisrückgang war die unmittelbare Folge des dramatischen Einbruchs der CO₂-Zertifikatspreise (Abbildung 6). Während die Zertifikatspreise in der zweiten Jahreshälfte weiter zurückgingen, erholten sich die Futurespreise allmählich. Diese scheinbare Entkoppelung der Stromfutures von den Zertifikatspreisen ist bemerkenswert, zumal die Terminpreise für Gas – auch ein wesentlicher Preisbeeinflussungsfaktor – ab Jahresmitte ebenfalls im Sinken begriffen sind.

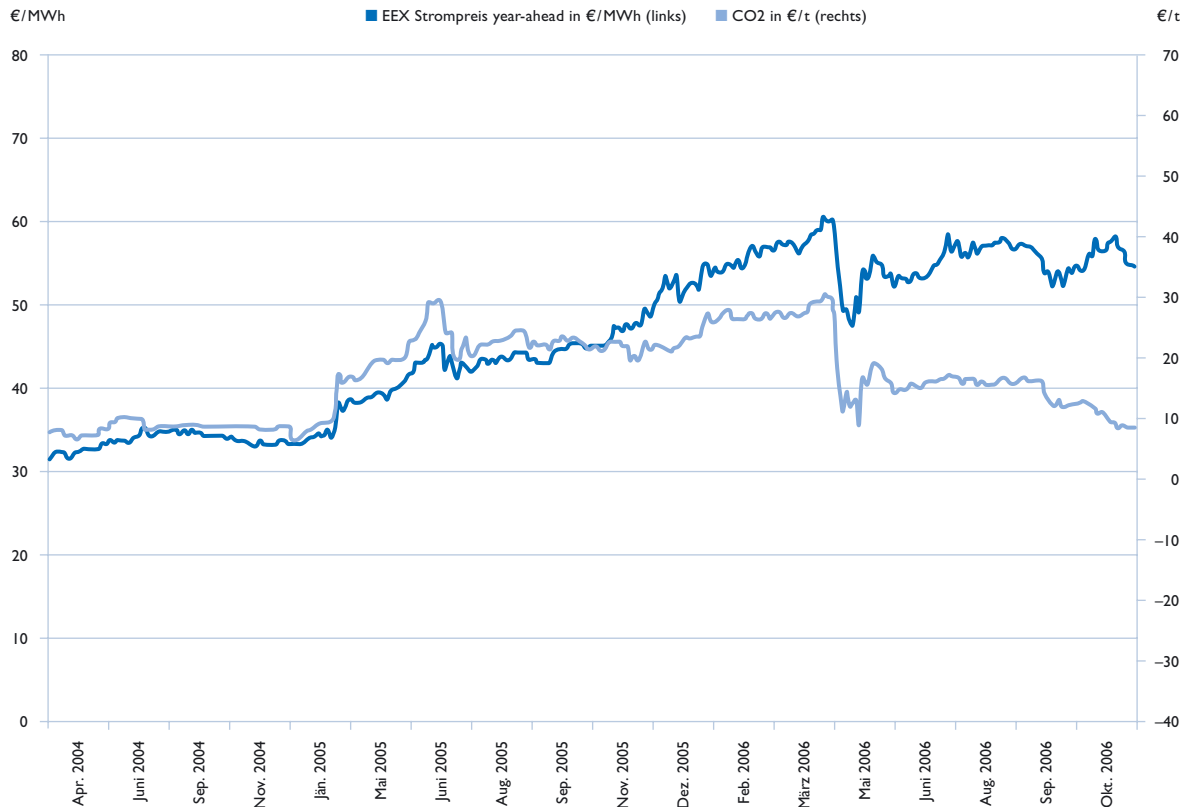
→ Preisentwicklung für Endkunden

Strompreisentwicklung – Industrie

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner bzw. Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Die Ergebnisse werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht. Die Ergebnisse der Befragung (Abbildung 7) zeigen seit dem Jahr 2003 eine steigende Entwicklung der Industriestrompreise, wobei die Preissprünge meist zum jeweiligen Jahreswechsel zu beobachten sind. Primärer Ein-

→ Entwicklung der Futurespreise (EEX year-ahead Phelix base) und der CO₂-Zertifikatspreise

Abbildung 6



Quelle: EEX, Spectron

flussfaktor für die Industriestrompreise ist die Entwicklung der Großhandelspreise, die zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließen. Der Strompreis bei Lieferverträgen über ein bis zwei Jahre ist meistens als Fixpreis vereinbart. Verträge mit einer längeren Vertragslaufzeit beinhalten teilweise ab dem zum Beispiel dritten Jahr eine Anpassungsklausel abhängig von der Entwicklung der Großhandelspreise.

Strompreisentwicklung – Haushalte

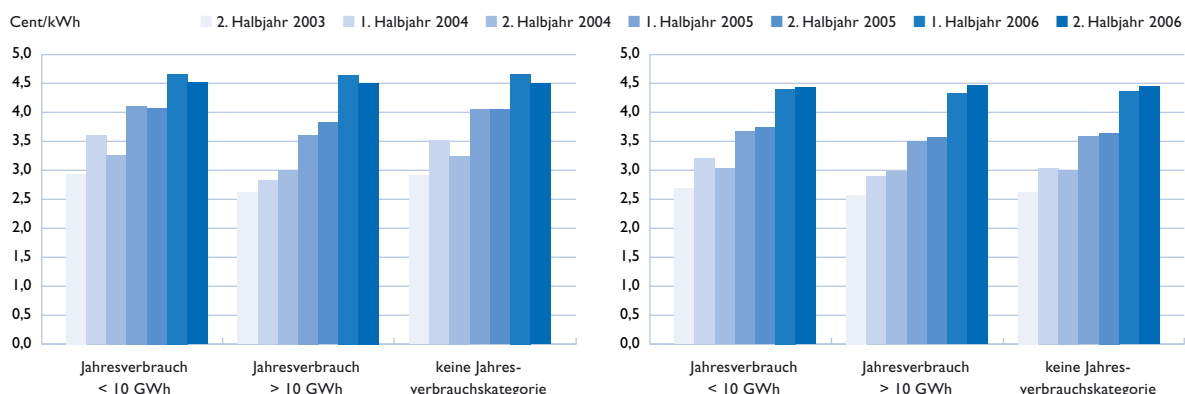
Trotz der Netztarifsenkungen im Jänner 2006 ist es 2006 zu einem weiteren Anstieg des Strom-VPI gekommen. Berücksichtigt werden dabei nicht nur der Energiepreis, sondern auch die Kosten für die Netznutzung sowie die Steuern und Abgaben, die von Endkunden zu zahlen sind. Zum Anstieg des Strom-VPI haben einerseits die Energiepreiserhöhungen der Lieferanten geführt sowie die Einführung von Abgaben (unter anderem Gebrauchsabgabe in Niederösterreich) und andererseits die Erhöhung der Ökostromförderbeiträge. Weggefallen sind hingegen mit 30. Juni 2006 die Stranded Costs.

Im Vergleich zum Strom-VPI (Abbildung 8) ist die Entwicklung der Gesamtpreise für Haushaltskunden (Abbildung 9) in den verschiedenen Netzbereichen beim günstigsten Anbieter über die letzten 18 Monate eher konstant verlaufen, wobei Preisänderungen zu Beginn des Jahres 2006 auf die Senkung der Netztarife sowie den Wegfall von Rabatten zurückzuführen sind. Die unterschiedlichen Gesamtpreisniveaus sind auf die unterschiedliche Höhe der Netztarife zurückzuführen, wobei die Differenz zwischen höchstem und niedrigstem Netznutzungstarif (Arbeitspreis, Netzebene 7, nicht gemessene Leistung) rund 25% beträgt.

Für Jänner 2007 hat ein Großteil der Lieferanten weitere Energiepreiserhöhungen angekündigt, wodurch es bei den Energiepreisen (ohne Netz sowie Steuern und Abgaben) der angestammten Lieferanten zu einer Erhöhung von bis zu 16% kommen wird. Preiserhöhungen auf Grund der sogenannten Mehraufwendungen gemäß § 19 Ökostromgesetz sind dabei nicht berücksichtigt. Diese führen abermals zu einer rund 10–12%igen Erhöhung der Energiepreise Anfang 2007.

→ Industriestrompreisentwicklung
 < 4.500 Volllaststunden (linke Abb.) und > 4.500 Volllaststunden (rechte Abb.)

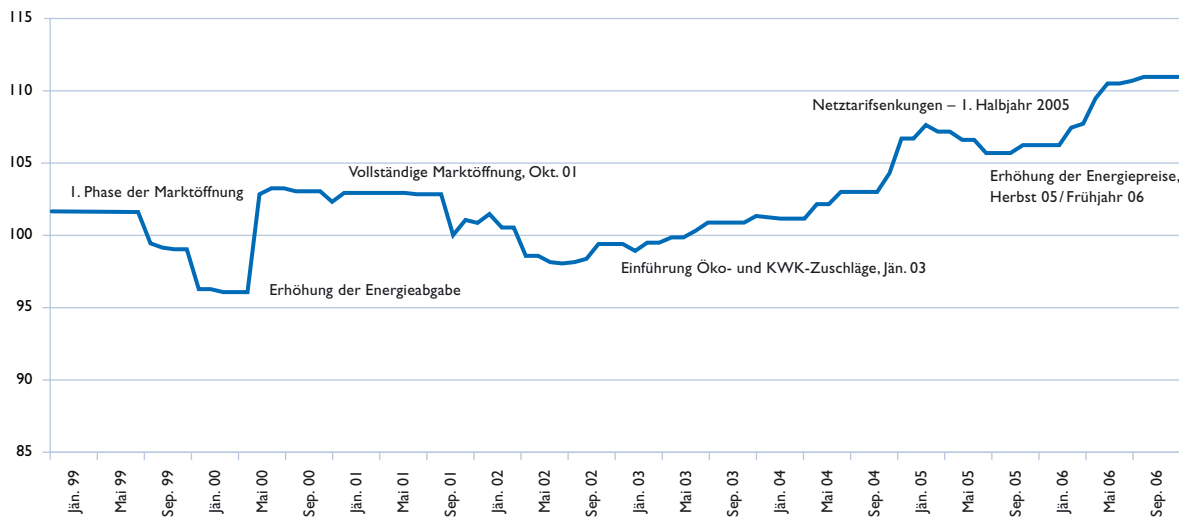
Abbildungen 7a, 7b



Quelle: E-Control

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

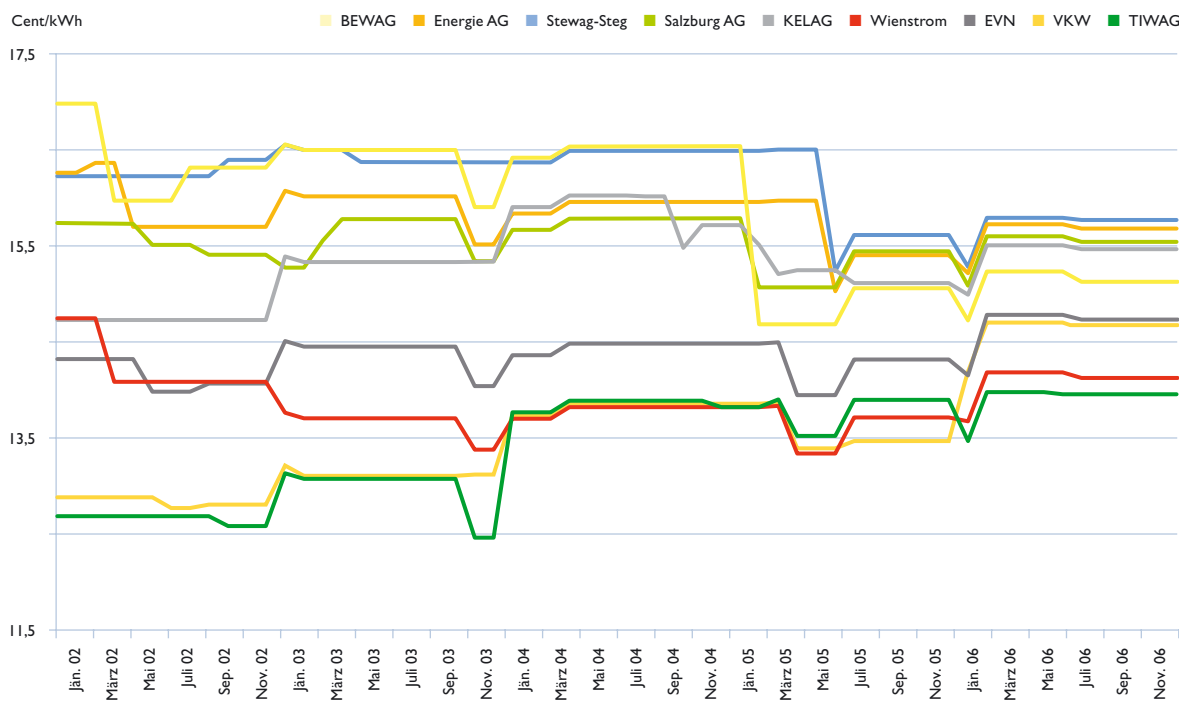
Abbildung 8



Quelle: Statistik Austria, E-Control

→ Haushaltsstrompreisvergleich nach Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern & Abgaben), günstigster Anbieter, 3.500 kWh/Jahr

Abbildung 9



Quelle: E-Control



→ **Regulierung der Netze:
Tarifizierung Strom**

Im Jahr 2006 erfolgte mit der SNT-VO 2006 Novelle 2007 (Inkrafttreten: 1. Jänner 2007) eine Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte nach dem in der SNT-VO 2006 verankerten Anreizregulierungssystem. Dieses berücksichtigt die generelle Branchenentwicklung, individuelle Unternehmensentwicklung, unternehmensindividuelle Mengenentwicklung und die nicht beeinflussbare Kostenentwicklung für die Unternehmen durch

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

Für den Netzbereich Oberösterreich wurden bei der Bestimmung der Ausgleichszahlungen eine Kostenprüfung und eine Benchmarking-Analyse der oberösterreichischen Netzbetreiber, welche nicht in der Benchmarking-Analyse der SNT-VO 2006 erfasst waren, vorgenommen. Die Höhe der Ausgleichszahlungen in Oberösterreich hängt somit für Netzbetreiber ab einer bestimmten Größe von individuellen Effizienzwerten und nicht mehr einem Durchschnittswert ab. Diese Vorgehensweise wurde von der Behörde im Zuge des Verfahrens zur SNT-VO 2006 zugesagt.

Die Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte in der SNT-VO 2006 Novelle 2007 war durch mehrere außerordentliche kostenerhöhende Faktoren beeinflusst:

- **Hochwasserschäden 2005:** Im Netzbereich Tirol und Vorarlberg wurden die Hochwasserschäden des Jahres 2005 abgegolten.
- **Gebrauchsabgabe:** Im Netzbereich Innsbruck und Klagenfurt wurden die bis dato weiterverrechneten Kosten für die Gebrauchsabgabe in Umsetzung eines VfGH-Erkenntnisses in die Kostenbasis für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte integriert, was eine

Erhöhung der Netznutzungsentgelte bedingt. Im Netzbereich Niederösterreich wurde die im Jahr 2006 in Niederösterreich eingeführte Gebrauchsabgabe in die Netznutzungstarife integriert. Gleiches erfolgte auch im Netzbereich Oberösterreich. Durch die Integration der Kosten für die Gebrauchsabgabe in die Netznutzungsentgelte entfällt selbstverständlich die separate Weiterverrechnung der Gebrauchsabgabe an die Endkunden.

- **Voitsberg III:** Im Netzbereich Steiermark wurde 2006 das Kraftwerk Voitsberg III endgültig vom Netz genommen. Dies bedeutet, dass der Netzbereich Steiermark in Zukunft mehr Energie aus dem vorgelagerten Netz beziehen muss. Dies wirkt sich in einer entsprechenden Erhöhung der vorgelagerten Netzkosten für den Netzbereich Steiermark aus.
- **Europäische Strompreisentwicklung:** Die steigenden europäischen Strompreise schließen sich auf die Beschaffungskosten für die Netzverlustenergie nieder.

Kostendämpfend wirkte auf Grund einer Kostenprüfung beim Regelzonenführer Verbund-APG die Tarifierungsanpassung in der Regelzone Ost. Die Reduktion der Netznutzungsentgelte führte zu sinkenden vorgelagerten Netzkosten der untergelagerten Netzbereiche. Gleichzeitig verursachten steigende europäische Strompreise höhere Netzverlustentgelte und Systemdienstleistungsentgelte in der Regelzone Ost.

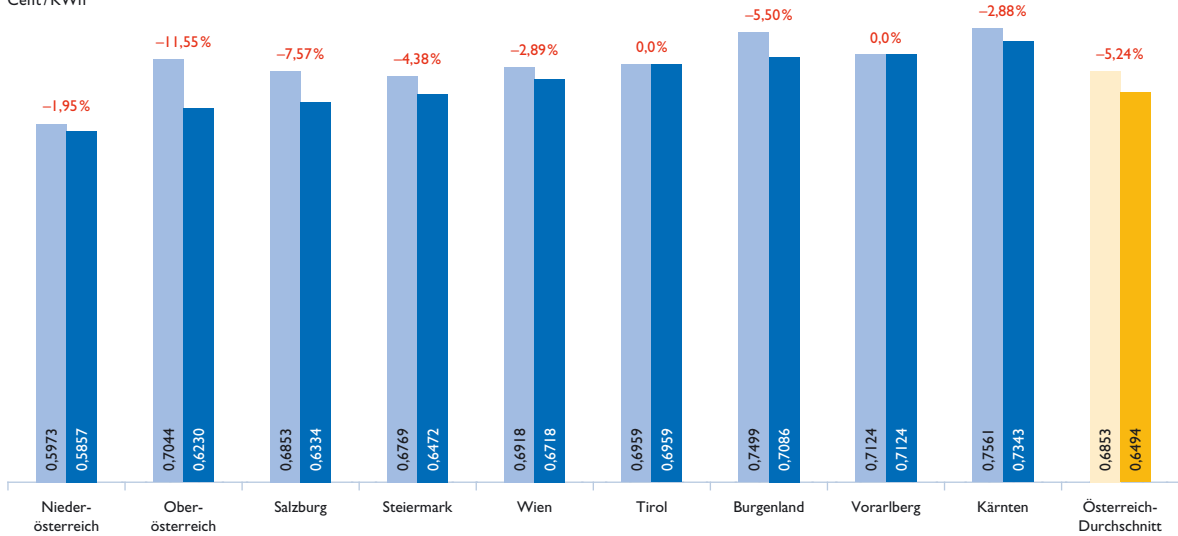
Die Abbildungen 10–16 dokumentieren die nominalen Netzentgeltanpassungen der SNT-VO 2006 Novelle 2007 zur SNT-VO 2006. Die Abbildungen 17–21 zeigen die nominalen Anpassungen der Netzverlustentgelte. Die Netzentgeltanpassung führte insgesamt zu einer Kostenentlastung der Endverbraucher von € 50 Mio., die jedoch durch die deutliche Erhöhung der Netzverlustentgelte kompensiert wurde. Das nominale Gesamtentgelt (Netznutzung + Netzverlust) für Gesamtösterreich blieb somit zwischen der SNT-VO 2006 Novelle 2007 und der SNT-VO 2006 stabil.

→ **Netznutzungsentgelt – Netzebene 3**

Abbildung 10

Benutzungsdauer (Jahresverbrauch/Jahresverrechnungsleistung)
BD = 6.100 h
Cent /KWh

■ SNT-VO Stand 01.01.2006
■ SNT-VO Stand 01.01.2007



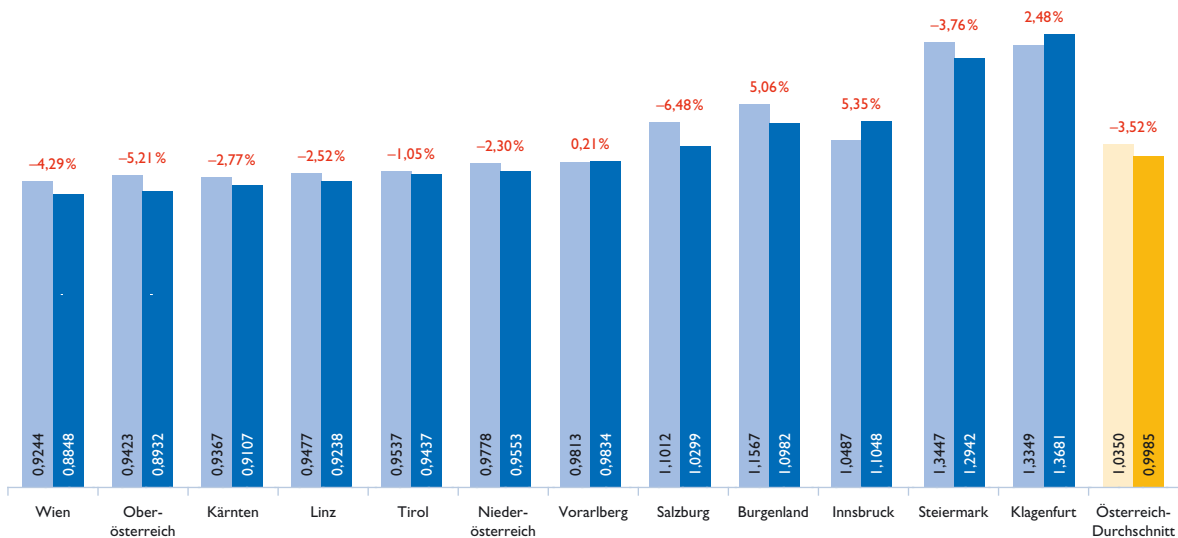
Quelle: E-Control

→ **Netznutzungsentgelt – Netzebene 4**

Abbildung 11

BD = 5.700 h
Cent /KWh

■ SNT-VO Stand 01.01.2006
■ SNT-VO Stand 01.01.2007

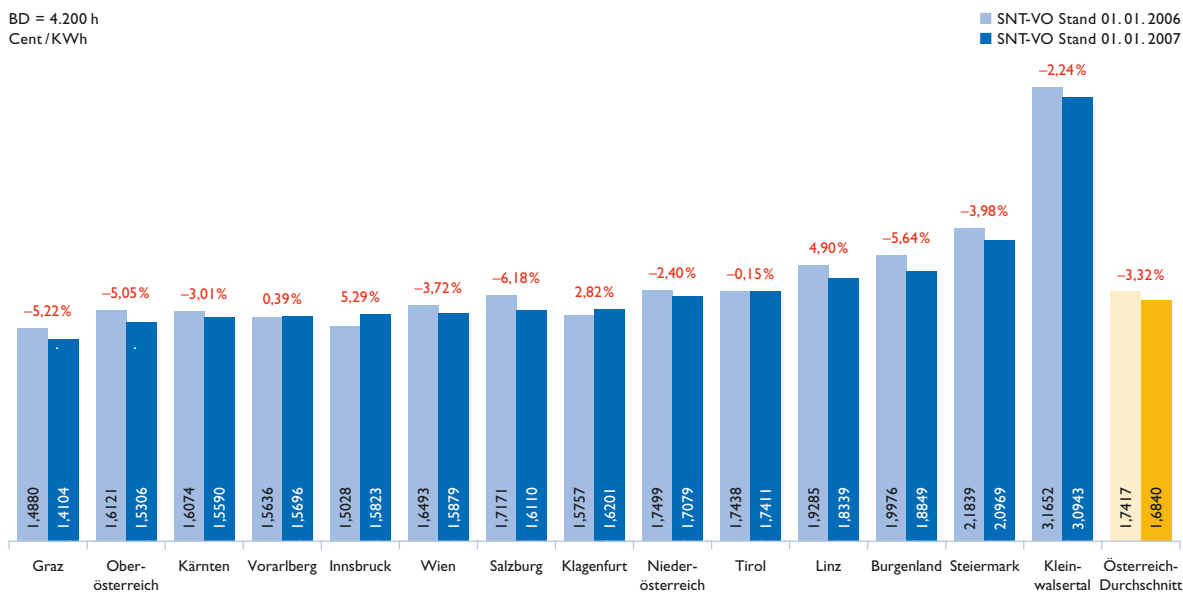


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungsentgelt – Netzebene 5**

Abbildung 12

BD = 4.200 h
Cent/KWh

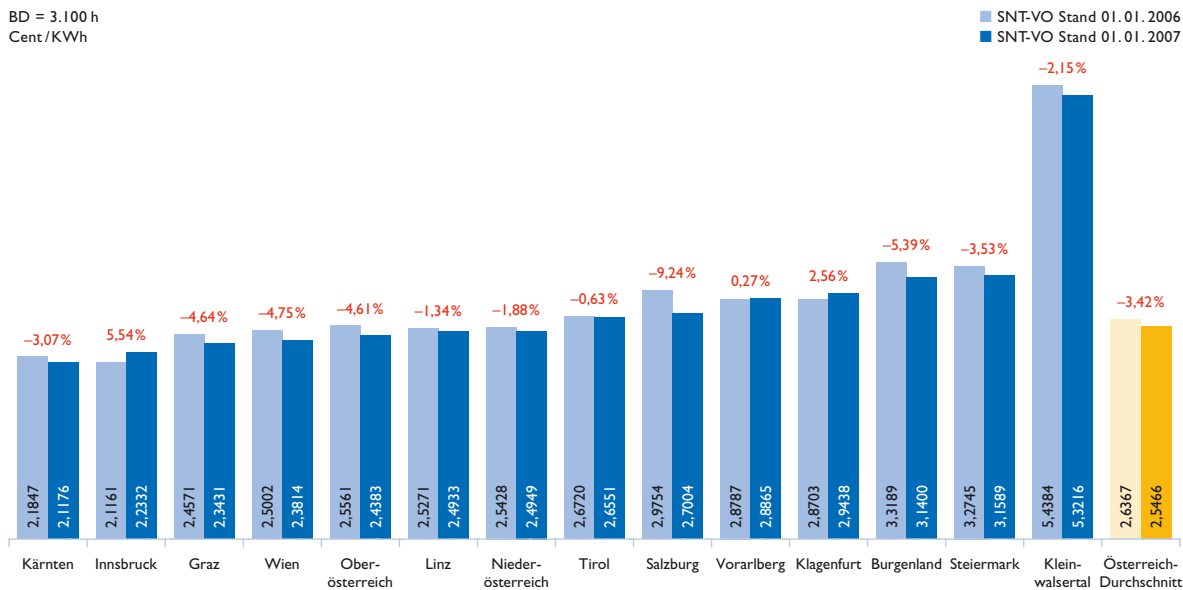


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungsentgelt – Netzebene 6**

Abbildung 13

BD = 3.100 h
Cent/KWh



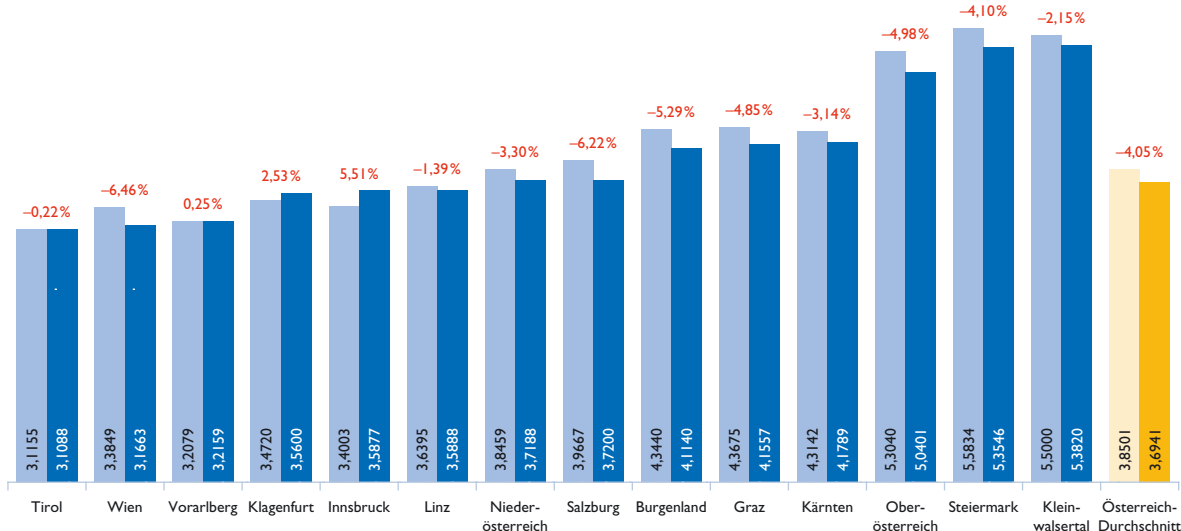
Quelle: E-Control

→ **Netznutzungsentgelt – Netzebene 7 – gemessen**

Abbildung 14

BD = 3.000 h
Cent/KWh

■ SNT-VO Stand 01.01.2006
■ SNT-VO Stand 01.01.2007



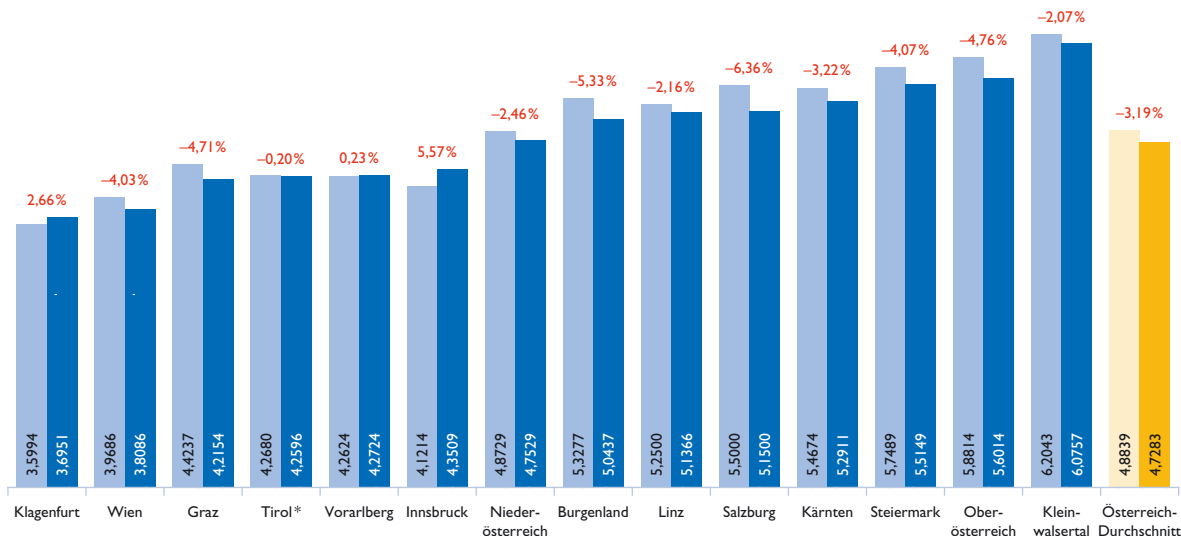
Quelle: E-Control

→ **Netznutzungsentgelt – Netzebene 7 – nicht gemessen**

Abbildung 15

Jahresstromverbrauch = 3.500 kWh
Cent/KWh

■ SNT-VO Stand 01.01.2006
■ SNT-VO Stand 01.01.2007



* 3/4 ET, 1/4 DT

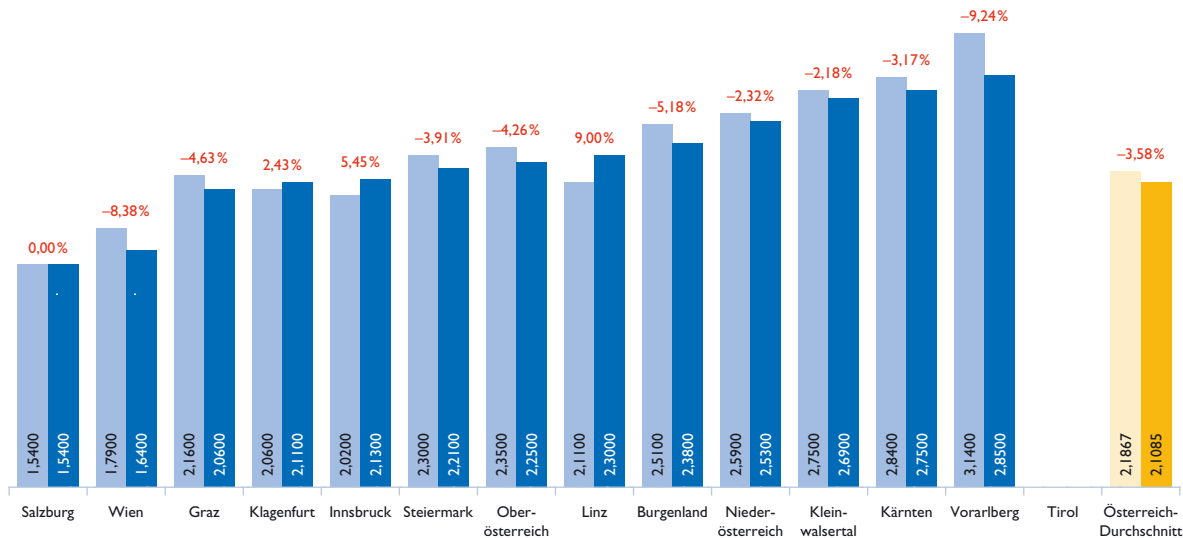
Quelle: E-Control

→ **Netznutzungsentgelt – Netzebene 7 – unterbrechbar**

Abbildung 16

nur Nachtstrom
Cent/KWh

■ SNT-VO Stand 01.01.2006
■ SNT-VO Stand 01.01.2007



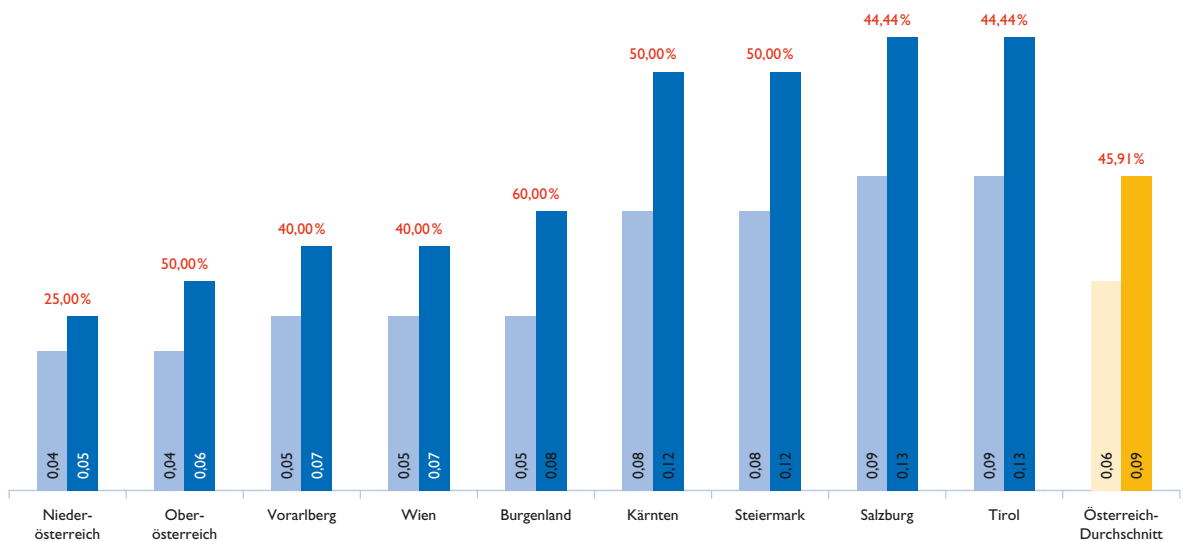
Quelle: E-Control

→ **Netzverlustentgelt – Netzebene 3**

Abbildung 17

Cent/KWh

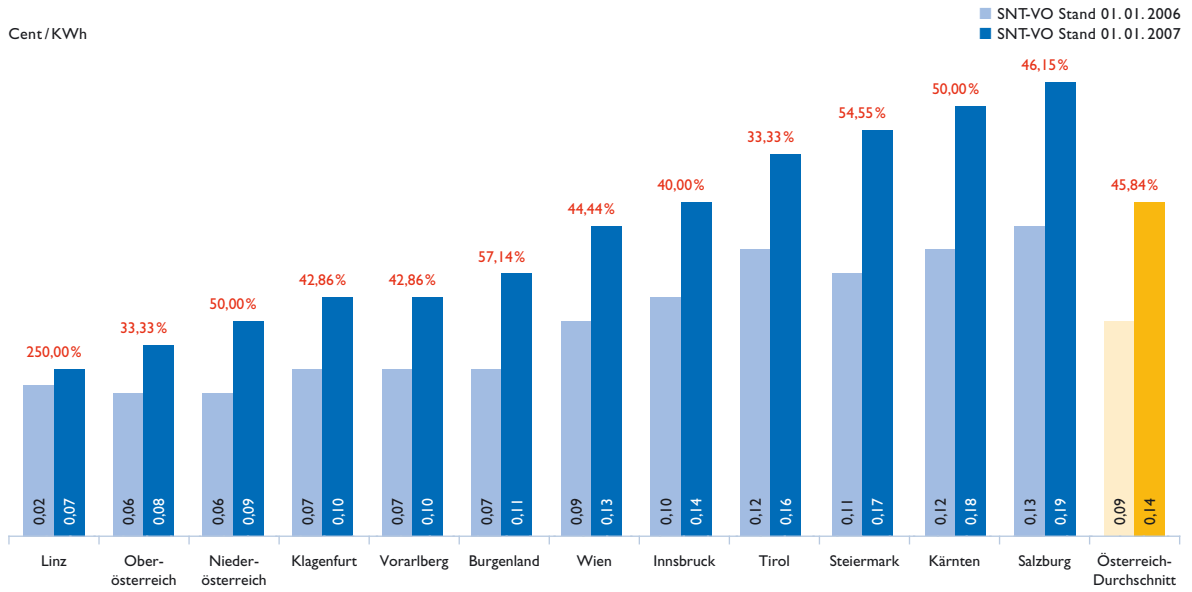
■ SNT-VO Stand 01.01.2006
■ SNT-VO Stand 01.01.2007



Quelle: E-Control

→ Netzverlustentgelt – Netzebene 4

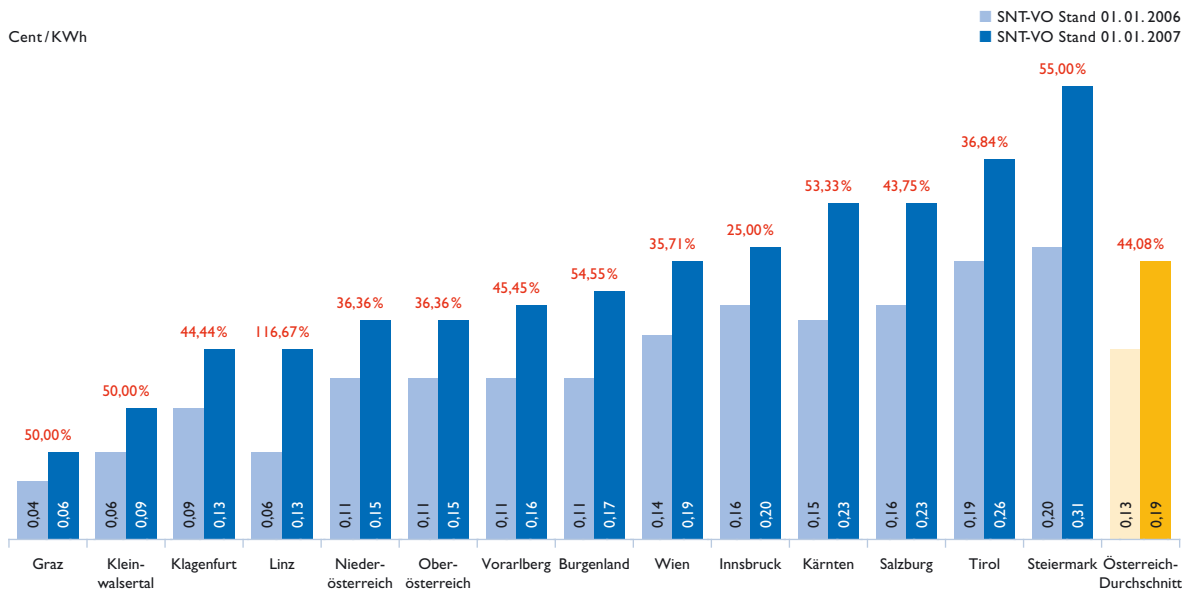
Abbildung 18



Quelle: E-Control

→ Netzverlustentgelt – Netzebene 5

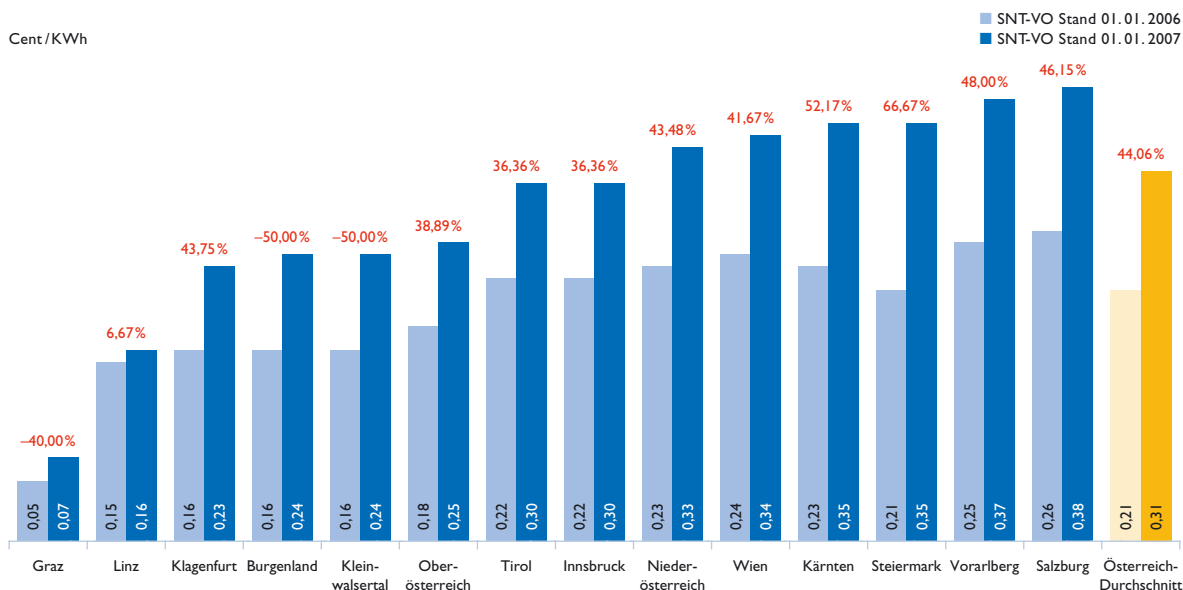
Abbildung 19



Quelle: E-Control

→ Netzverlustentgelt – Netzebene 6

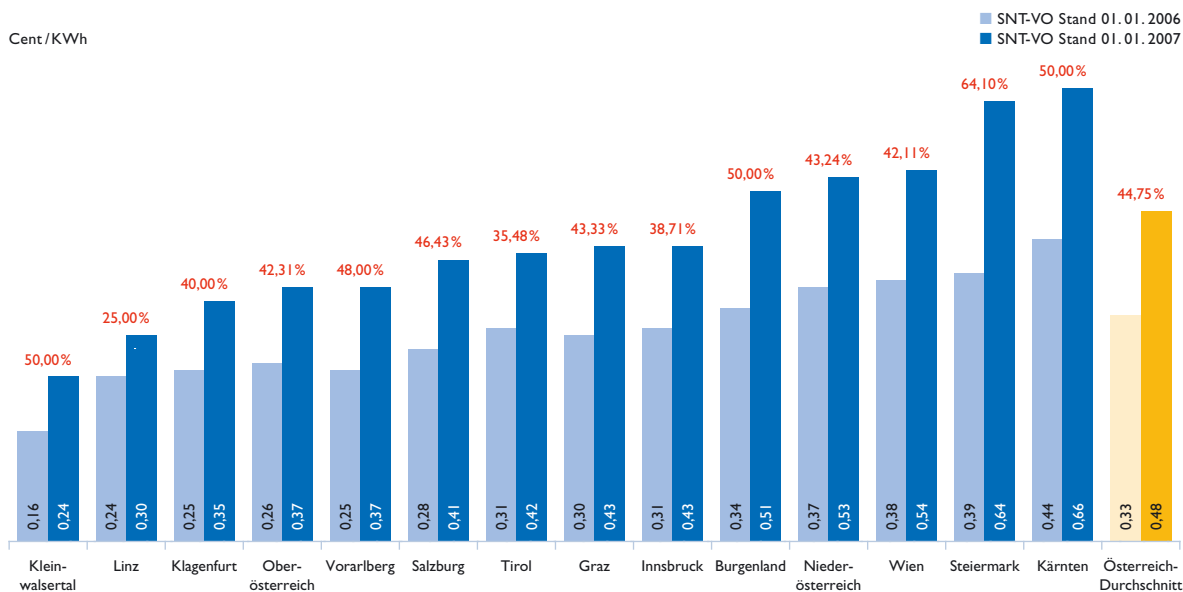
Abbildung 20



Quelle: E-Control

→ Netzverlustentgelt – Netzebene 7

Abbildung 21



Quelle: E-Control

→ Entwicklung der Netztarife seit 2001

Tabelle 6

Tarifanpassung pro Netzbereich	SNT-VO 30. Sep. 2001 – I. Jän. 2003		SNT-VO I. Jän. 2003 – I. Nov. 2003/ I. Jän. 2004		SNT-VO I. Feb. 2005 – I. Apr. 2005/ I. Juni 2005		SNT-VO I. Jän. 2006		SNT-VO I. Jän. 2007		Gesamt (Mengenbasis 05)	
	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %
Burgenland	-14,6	-15,6%	-3,9	-5,5%	-12,5	-18,9%	-2,4	-4,4%	-0,9	-1,6%	-31,6	-36,9%
Kärnten	0,0	0,0%	0,1	0,1%	-15,6	-12,8%	-1,4	-1,3%	1,4	1,2%	-16,1	-12,6%
Klagenfurt	0,5	2,5%	-1,4	-6,4%	-2,5	-11,5%	-0,4	-2,1%	0,9	4,7%	-2,9	-12,8%
Niederösterr.	-10,8	-4,1%	-14,2	-5,6%	-20,1	-8,1%	-5,6	-2,5%	1,9	0,8%	-50,9	-18,1%
Oberösterr.	-12,4	-5,3%	-9,6	-4,3%	-23,6	-10,7%	-3,9	-2,0%	-5,0	-2,5%	-58,3	-22,7%
Linz	-4,2	-5,1%	-2,7	-3,1%	-11,0	-12,6%	-2,4	-3,2%	-0,6	-0,8%	-22,0	-23,1%
Salzburg	-40,6	-20,0%	-8,4	-6,0%	-15,2	-10,9%	-5,9	-4,8%	-3,4	-2,9%	-58,9	-33,3%
Steiermark	-39,0	-15,1%	-9,9	-3,4%	-40,5	-14,2%	-10,0	-4,1%	1,6	0,7%	-111,2	-31,4%
Graz	-6,0	-12,9%	-3,4	-8,0%	-4,8	-12,2%	-1,6	-4,6%	-0,6	-1,9%	-17,5	-34,9%
Tirol	-3,6	-2,4%	-8,1	-5,4%	-11,7	-7,8%	-8,5	-6,2%	3,2	2,3%	-31,2	-18,0%
Innsbruck	-0,2	-0,6%	-1,3	-4,3%	-2,1	-7,3%	-1,0	-3,9%	2,1	7,3%	-2,1	-6,9%
Vorarlberg	-1,8	-2,2%	-0,6	-0,8%	-6,9	-9,0%	-1,0	-1,5%	2,1	2,8%	-8,8	-10,3%
Wien	-26,9	-7,7%	-16,1	-4,7%	-29,2	-8,9%	-5,0	-1,7%	-1,2	-0,4%	-84,6	-21,8%
Kleinwalsertal	0,0	0,0%	-0,0	-1,5%	-0,1	-4,9%	0,0	1,1%	-0,0	-0,7%	-0,1	-5,9%
Gesamt- österreich	-159,6	-8,0%	-79,2	-4,3%	-195,8	-10,8%	-49,1	-3,0%	1,6	0,1%	-496,5	-23,3%

Quelle: E-Control

Tabelle 6 fasst die Ergebnisse der bisherigen Tarifanpassungen (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt gemeinsam betrachtet) seit Beginn der Liberalisierung zusammen.

→ Grenzüberschreitende Lieferungen

Kompensationszahlungen für Transite

Seit dem Jahr 2002 gibt es innerhalb der europäischen Union einen gemeinsamen Mechanismus, mit dem geregelt wird, wie die gegenseitige Abgeltung der Kosten, die den nationalen Übertragungsnetzbetreibern auf Grund von Transitflüssen aus dem Ausland entstehen, erfolgt. Dieser Mechanismus wird als „Inter TSO¹¹ Compensation Mechanism“ bezeichnet. Die Methode, mit der die Höhe der Kompensationszahlungen

bestimmt wird, die an beziehungsweise von einzelne/n Übertragungsnetzbetreiber/n zu entrichten sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr nicht verändert. Die Details zum Mechanismus werden in jährlich neu abgeschlossenen bilateralen Verträgen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern geregelt.

Die Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (VO 1228/2003), die im Juni 2003 in Kraft getreten ist, sieht Leitlinien vor, in denen die Details des Ausgleichsmechanismus geregelt werden sollen. Die Leitlinien, die anstelle der bilateralen Verträge die rechtliche Grundlage für den Ausgleichsmechanismus bilden sollen, sind aber noch immer ausständig.

¹¹ Transmission System Operator

Änderungen der Kapazitätsvergaben an österreichischen Grenzen

Die bestehenden Kapazitätsvergabemethoden an den österreichischen Grenzen blieben 2006 weitgehend unverändert. Zu Tschechien und Ungarn werden bilateral koordinierte explizite Versteigerungen durchgeführt. Zu einer Langfristreservierung zwischen Tschechien und Österreich wurden Entscheidungen der beiden Regulierungsbehörden zur Aufhebung getroffen. Diesbezügliche Berufungsverfahren sind in beiden Ländern noch anhängig.

Da Slowenien bis Juli 2007 von der Verpflichtung marktbasierter Vergabeverfahren nicht erfasst ist, wird an dieser Grenze weiterhin lediglich die Hälfte der verfügbaren Kapazitäten durch den österreichischen Regelzonenführer vergeben. An dieser Grenze werden seit Frühjahr 2006 auch tägliche Versteigerungen durchgeführt. Ähnliches gilt für die italienische Grenze. Für 2006 konnte mit Italien auf Grund unterschiedlicher Ausgangssituationen im Marktsystem keine gemeinsame Vergabemethode festgelegt werden. Deshalb erfolgte eine Hälfteteilung der verfügbaren Kapazitäten. Die österreichische Kapazitäts-scheibe wurde vom Regelzonenführer für eine bestehende Langfristreservierung vergeben. Allfällig frei werdende Kapazitäten können seit Frühjahr 2006 in Tagesauktionen angeboten werden. Für 2007 konnte eine gemeinsame Vergabe der gesamtverfügbaren Kapazität vereinbart werden.

Seit Jänner 2006 wurde von Seiten der Schweiz ein Engpass zu Österreich deklariert. Von österreichischer Seite besteht an dieser Grenze keine Engpass-situation. Seither werden explizite Monats- und Tagesversteigerungen abgehalten. Für 2007 fand auch eine Jahresversteigerung statt.

→ Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)

Die fortlaufende Weiterentwicklung der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) wird von der E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern sichergestellt. Dazu können von den Netzbetreibern Empfehlungen zur Abänderung der Regeln, die sich aus dem laufenden Betriebsverlauf sowie aus Störungen aktuell ergeben, an die E-Control übermittelt werden.

Im Konkreten wurden im Jahr 2006 der Teil A sowie die Hauptabschnitte D2 und D4 überarbeitet, welche auf der Homepage der E-Control frei zur Verfügung stehen.

Die TOR wurden unter Beachtung von Normen und Standards, Netzregeln anderer europäischer Netzbetreiber (Nationale Grid-Codices) sowie abgestützt auf die Spielregeln und die Betriebsphilosophie der UCTE unter Berücksichtigung der nationalen österreichischen Besonderheiten ausgearbeitet. Sie stellen eine Anpassung der bisher in den österreichischen Netzen zur Erzielung einer angemessenen Versorgungssicherheit angewandten Betriebs- und Erhaltungsregeln an die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen dar, um diese Versorgungssicherheit auch weiterhin zu gewährleisten.

Eine weitere ausdrückliche Zielsetzung der TOR ist es, einen weitgehend störungsfreien Verbundbetrieb, also die Interoperabilität von Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen, sowie von Anlagen von Netzbenutzern weiterhin sicherzustellen.

Die TOR folgen dem Grundsatz der Eigenverantwortlichkeit der Netzbenutzer und sollen diese nicht diskriminieren. Dies wird dadurch gewährleistet, dass das Regelwerk ausschließlich auf objektive Kriterien einer sicheren Versorgung aller Kunden mit angemessener Qualität und ohne unzulässige Rückwirkungen ausgerichtet ist. Die bislang durch die gemeinsamen Anstrengungen aller am UCTE-Netz Beteiligten erreichte und gewährleistete Sicherheit und Zuverlässigkeit des gesamten europäischen Verbundnetzes – einschließlich der in Österreich im Verbund betriebenen Kraftwerke, Übertragungs- und Verteilernetze – bildet den Maßstab dieser Regelungen.

→ Bericht Unbundling

Rechtliche Grundlagen

Die Richtlinie 2003/54/EG enthält Vorgaben zum funktionalen, buchhalterischen und gesellschaftsrechtlichen Unbundling.

Funktionales Unbundling

Der Netzbetrieb muss hinsichtlich Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen eines vertikal integrierten Unternehmens sein. Die Richtlinie sieht Mindestkriterien für den Schutz der Handlungsunabhängigkeit der Leitungsorgane, für die tatsächliche Entscheidungsbefugnis des Netzbetreibers und für die Erstellung eines Gleichbehandlungsprogramms vor.

Buchhalterisches Unbundling

Elektrizitätsunternehmen haben zur Vermeidung von Diskriminierung, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für ihre Übertragungs- und Verteilungstätigkeiten in derselben Weise zu führen, wie sie dies tun müssten, wenn die betreffenden Tätigkeiten von separaten Unternehmen ausgeführt würden.

Gesellschaftsrechtliches („Legal“) Unbundling

Netzbetreiber, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, müssen hinsichtlich der „Rechtsform“ unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit dem Netzbetrieb zusammenhängen. Eine Verpflichtung, eine Trennung in Bezug auf das Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens an Vermögenswerten („assets“) des Netzes vorzunehmen, das heißt ein Asset-Unbundling, sieht die Richtlinie nicht vor. Der Netzbetreiber muss daher nicht notwendigerweise Eigentümer des Netzes sein.

In Umsetzung der Bestimmungen aus der Richtlinie sieht die österreichische Rechtslage für Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden ein gesellschaftsrechtliches Unbundling vor. Auf Grund der Grenze von 100.000 angeschlossenen Kunden sind in Österreich elf Verteilnetzbetreiber zum rechtlichen Unbundling verpflichtet. Zwei Unternehmen führen den Verteilnetzbetrieb in einem gemeinsamen Unternehmen mit dem Übertragungsnetz und sind als AG organisiert. Neun Unternehmen haben für den Verteilnetzbetrieb die Form einer GmbH gewählt, wobei wiederum vier davon als Kombinationsnetzbetreiber sowohl für das Strom- als auch das Gasnetz fungieren.

Hinsichtlich der Überwachung des Unbundling besteht eine Doppelgleisigkeit auf Behördenseite, da die Landesregierung und die E-Control zuständig sind. Letztere besitzt auch eine umfassende, das heißt nicht auf das buchhalterische Unbundling beschränkte Zuständigkeit zur Überwachung auf Grundlage des Energie-Regulierungsbehörden-gesetzes (E-RBG), BGBl. Nr. 121/2000.

Bericht der Energie-Control GmbH über die Umsetzung des Unbundling der österreichischen Elektrizitätsnetzbetreiber

Der Bericht des Wirtschaftsausschusses zur Regierungsvorlage 415 BlgNR XXII. GP betreffend die EIWOG-Novelle 2004 enthält in

Anlage I einen Entschließungsantrag des Nationalrates, wonach der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit ersucht wird, zur Beurteilung der Wirksamkeit der Richtlinienumsetzung per 31. Dezember 2005 bis spätestens 1. Juni 2006 dem Nationalrat einen von der E-Control erstellten Bericht zuzuleiten.

Zur Erstellung des oben genannten Berichtes hat die E-Control im März 2006 alle zur rechtlichen Entflechtung verpflichteten Betreiber von Verteilnetzen aufgefordert, Unterlagen zu den Themenbereichen Unabhängigkeit der Geschäftsführung und wirtschaftliche Eigenständigkeit der Netzgesellschaften vorzulegen.

Die E-Control hat die von den Unternehmen übermittelten Unterlagen analysiert und im „Bericht über den Stand der Umsetzung des Unbundling der österreichischen Elektrizitätsnetzbetreiber“ vom Mai 2006 zusammengefasst. Der Bericht steht auf der Homepage der E-Control zur Verfügung.

Die wesentlichen Ergebnisse des Berichtes waren:

a) Minimale Ressourcenausstattung der Netzgesellschaften / Einschränkung der wirtschaftlichen Unabhängigkeit der Entscheidungsfindung

Die in den Interpreting Notes der EU-Kommission geforderte „tatsächliche Entscheidungsbefugnis des Netzbetreibers“ wurde nur über den Umweg von komplizierten juristischen Konstruktionen in Form der Einschränkung der Weisungsgebundenheit der Geschäftsführer der GmbH erreicht. In Bezug auf betriebswirtschaftliche Entscheidungen über Investitionen und deren Finanzierung, die über den genehmigten Finanzplan hinausgehen, gibt es umfangreiche Beschränkungen. Die im österreichischen Recht vorgesehene AG, die die Unabhängigkeit der Netzgesellschaft weitgehend gewährleisten würde, haben nur jene Verteilnetzbetreiber gewählt, die den Verteilnetzbetrieb gemeinsam mit dem Übertragungsnetz, für das ex lege eine AG vorgesehen

ist, betreiben. Alle anderen Unternehmen haben eine GmbH gegründet, deren Rechtskonstruktion die wirtschaftliche Unabhängigkeit wesentlich einschränkt.

b) Unzureichende Personalausstattung der Netzunternehmen

Die Netzgesellschaften haben – mit einigen Ausnahmen – in ihren Unternehmen nur einige wenige bis 50 Mitarbeiter angestellt, währenddessen die in der Vergangenheit den Muttergesellschaften dem Netzbereich zugeordneten Mitarbeiter bis zu 1.000 pro Unternehmen betragen haben. In einigen Fällen sind sogar nur die Mitglieder der Geschäftsführung im Unternehmen angestellt. Die Arbeitsleistung aller anderen Mitarbeiter wird durch Personalüberlassungsverträge zugekauft. Die rechtliche und wirtschaftliche Verfügbarkeit über Mitarbeiterressourcen wird dadurch erheblich eingeschränkt.

c) Minimales Ausmaß der wirtschaftlichen Leistungserbringung in den Netzgesellschaften

Die Netzgesellschaften verfügen nicht nur über wenige eigene Mitarbeiter, auch die wichtigsten zum Betrieb des Netzes erforderlichen Vermögenswerte (Netze) verbleiben in der Regel in den Muttergesellschaften und werden mittels Pachtverträgen den Netzgesellschaften zur Nutzung überlassen. Die Personalressourcen für den Betrieb des Netzes und ein Großteil der Overhead-Dienstleistungen werden von Konzerngesellschaften mittels Dienstleistungsverträgen zugekauft.

d) Kein erkennbarer Wille zu einer eigenen Unternehmensidentität im Außenauftritt der Netzgesellschaften

Die Firmenbezeichnungen der Netzgesellschaften enthalten großteils den Firmennamen der Muttergesellschaften mit dem Zusatz „Netz“. Die Mitarbeiter der Netzgesellschaften und der Muttergesellschaften sitzen mit wenigen

Ausnahmen am gleichen Firmensitz unter derselben Firmenadresse. Telefonnummern und E-Mail-Adressen sind teilweise ident, der Internetauftritt unterscheidet sich kaum von demjenigen der Muttergesellschaft.

e) Ungleichbehandlung von Lieferanten

Die Recherchen im Rahmen der gemeinsam mit der Wettbewerbsbehörde durchgeführten Branchenuntersuchung haben gezeigt, dass es bei den Unternehmen eine Reihe von Verhaltensweisen und Praktiken gibt, die verhindern, dass der Endkunde „barrierefrei“ zu seinen Vorteilen aus der Liberalisierung kommt. Derartige Barrieren finden sich in Form der Ungleichbehandlung von Lieferanten (gleichzeitige Zusendung von Netzzugangsvertrag und Liefervertrag des „eigenen“ Lieferanten, Datenzugriff des „eigenen“ Lieferanten auf alle Kundendaten des Netzbetreibers etc.).

f) Intransparente Preisangebote, wenig Information zum Unbundling

Preisangebote werden nur in Form von Gesamtpreisen für Systemnutzungstarife, Energiepreis, Steuern und Abgaben erstellt, sodass der Kunde nicht oder kaum in der Lage ist, den reinen Energiepreis zu vergleichen. Der Versuch eines Preisvergleiches für einen Haushaltskunden auf Grund der Daten aus den Homepages zeigt, dass lediglich ein Unternehmen in Westösterreich den reinen Energiepreis in Cent/kWh angibt und damit einen raschen Preisvergleich für einen unkundigen Konsumenten ermöglicht.

Eine repräsentative Befragung zum Thema Informationsstand Unbundling hat gezeigt, dass nur knapp ein Drittel der Österreicher über die Existenz von unterschiedlichen Unternehmen für die Lieferung von Energie und das Erbringen der Netzdienstleistung informiert ist.

g) All-inclusive-Preise verhindern Weitergabe von Netztarifsenkungen

Die Praxis der Verrechnung von All-inclusive-Preisen hat gezeigt, dass die von der Behörde verordnete Senkung der Systemnutzungstarife in vielen Fällen für eine gleichzeitige Erhöhung der Energiepreise genutzt wird, in dem der All-inclusive-Preis für den Endkunden unverändert bleibt und die Energiekomponente erhöht wird.

→ Aufsicht Regelzonenführer

Die Aufsichtstätigkeit über die Regelzonenführer hatte die Themenschwerpunkte Kapazitätsvergaben bei grenzüberschreitenden Lieferungen und Kostenmonitoring für Engpassmanagement. Durch die veränderten gesetzlichen Rahmenbedingungen zu Kapazitätsvergaben (EiWOG § 19 und Congestion Management Guidelines) ergibt sich weiterer Anpassungsbedarf für die Kapazitätsvergaben an den österreichischen Grenzen. Dies betrifft Langfristreservierungen sowie die Koordinierung und Effizienz der Vergabemethoden. Konkret erfolgt die Vorbereitung und Umsetzung koordinierter Kapazitätsvergaben in den ERGEG Regional Initiatives.

Begleitend zur Netztarif-Festsetzung durch die E-Control Kommission wird für die Regelzone Verbund APG ein quartalsweises Monitoring des Engpassmanagements durchgeführt. Die Engpassbewirtschaftung durch den Regelzonenführer ist erforderlich, da die Nord-Süd-Verbindungen im Übertragungsnetz der RZ Ost nicht ausreichen, um unter normalen Marktbedingungen die benötigten Elektrizitätsmengen im Süden Österreichs mit sicheren Netzbetriebsbedingungen bereitzustellen. Im Zuge des Monitorings werden eingesetzte Maßnahmen (netz- und kraftwerksseitig) und daraus entstehende Kosten evaluiert.

→ **Entwicklung Ausgleichsenergiemarkt**

Bei den bestehenden Regelungen für den Ausgleichsenergiemarkt gab es im Jahr 2006 keine relevanten Änderungen. Die Gesamtkosten im Ausgleichsenergiemarkt verzeichneten eine Steigerung. Diese ist unter anderem Folge des insgesamt gestiegenen Energiepreinsniveaus (Abbildung 22).

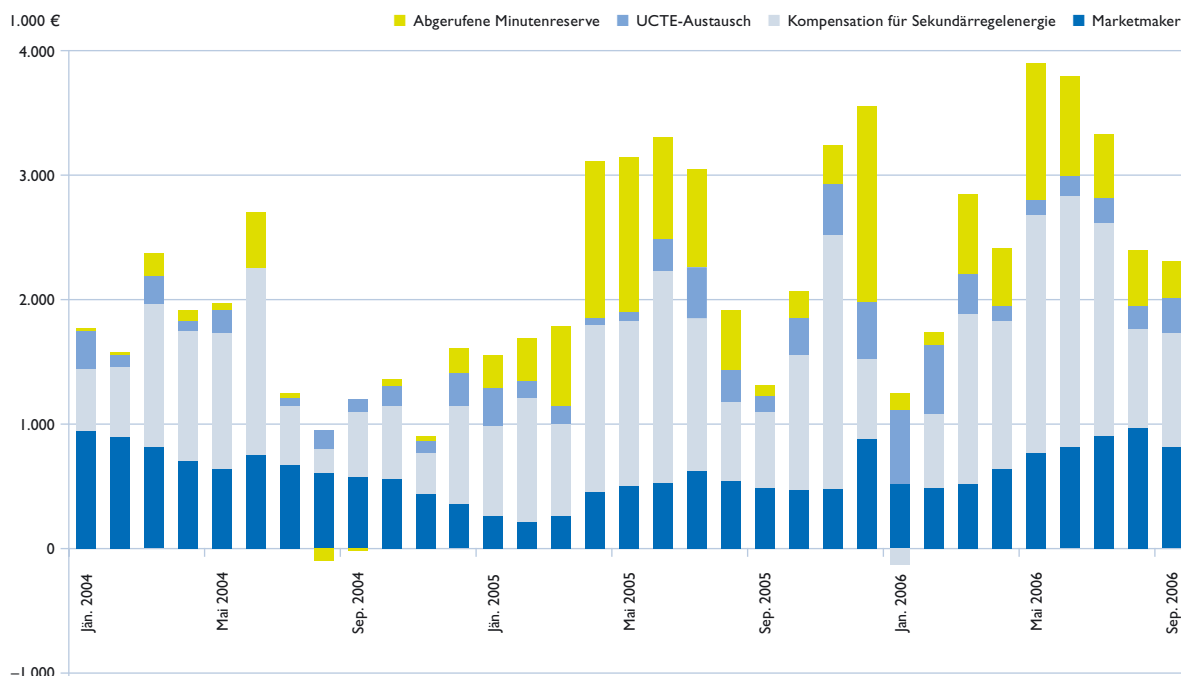
Das Mitte 2005 für die Regelzone APG eingeführte Ausgleichsenergiepreismodell wird von der E-Control gemeinsam mit den Marktteilnehmern kontinuierlich hinsichtlich seiner Auswirkungen beobachtet. Bisher zeigt sich, dass die gewünschten Preissignale im Wesentlichen erzielt werden. Eine Veränderung der Ausgleichsenergie-

mengen konnte durch das Preissystem und die damit verbundene Information über die Regelzonenabweichungen bislang nicht festgestellt werden. Weniger als 20% werden als genereller Kostenblock den Bilanzgruppen verrechnet.

Der Schwerpunkt lag im Jahr 2006 auf Diskussionen zur Erbringung der Sekundärregelung. Eine Studie zur Erarbeitung möglicher Alternativvarianten befindet sich derzeit in Ausarbeitung. Dabei werden die Kosten des momentanen Systems mit ausländischen Regelzonen verglichen, technische Auswirkungen von Änderungen in der Beteiligung von Kraftwerken geprüft und mögliche Wettbewerbsszenarien aufgezeigt. Ergebnisse sind für die ersten Monate 2007 zu erwarten.

→ **Monatliche Ausgleichsenergiekosten Strom**

Abbildung 22



Quelle: APCS

→ Statistische Arbeiten im Strombereich

Mit dem Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG) und dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) werden die Durchführung statistischer Erhebungen und sonstiger statistischer Arbeiten über Elektrizität der E-Control übertragen.

Der Umfang der statistischen Aufgaben wird in der Elektrizitätsstatistik-Verordnung 2001 des BMWA (BGBl. II Nr. 486/2001) definiert.

Ihren gesetzlichen Auftrag erfüllt die E-Control durch die Erhebung, Aufbereitung, Kontrolle, Auswertung, Analyse und Publikation der Daten und Ergebnisse.

Die Publikation erfolgt auf der Homepage der Regulierungsbehörde, wobei den Nutzern sowohl die Monatsergebnisse als auch die Jahresergebnisse so aktuell wie möglich zur Verfügung gestellt werden.

→ Versorgungssicherheit

Aufgaben aus der Energielenkung

Die im Juni 2006 erfolgte Novellierung des Energielenkungsgesetzes (EnLG) 1982, BGBl. Nr. 545/1982, zuletzt geändert mit BGBl. I Nr. 106/2006 (Artikel 4 des Energie-Versorgungssicherheitsgesetzes 2006), beinhaltet im Wesentlichen einerseits eine Neuordnung der Maßnahmen und Zuständigkeiten zur Sicherung der Erdgasversorgung sowie andererseits die Aufnahme des Monitorings der Versorgungssicherheit für die beiden leitungsgebundenen Energieträger Elektrizität und Erdgas. Damit zusammenhängend bringt diese Novelle auch eine Neuorientierung der Datenerhebung für Zwecke der Energielen-

kung: Die E-Control wird nunmehr ermächtigt, „zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung und zur Durchführung des Monitorings der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durch Verordnung die Meldung von historischen, aktuellen und vorausschauenden Daten in periodischen Abständen auch dann anzuordnen, wenn die Voraussetzungen des § 1 Abs. 1 EnLG nicht vorliegen“.

Erstmals wird damit festgelegt, dass sich die Datenerhebung für Zwecke der Energielenkung nicht nur, wie bisher, hauptsächlich auf historische Daten beschränkt, sondern dass auch aktuelle, das heißt Daten des täglichen Betriebs sowie Vorschau-Daten, erhoben werden können.

Erhebungen für Zwecke der Energielenkung wurden bereits mit der Energielenkungsdaten-Verordnung der E-Control aus 2002/03 geregelt. Allerdings deckt diese die auf Grund der Änderungen im EnLG 1982 neu hinzugekommenen Aspekte nicht oder nur teilweise ab. Darüber hinaus bestand für einige der definierten Erhebungsinhalte bereits seit längerem ein Anpassungsbedarf, sei es durch Präzisierung, Bereinigung oder durch legislative Umsetzung einer abweichenden Erhebungspraxis. Als dritter Aspekt, der zumindest eine teilweise Änderung der Ausrichtung der Erhebungsinhalte bedeutet, ist eine Neubewertung sämtlicher Bereiche des Krisenmanagements zu nennen. Aus diesen Gründen wurde mit 21. Dezember 2006 eine neue Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung erlassen.

Eine wesentliche Änderung der Energielenkungsdaten-Verordnung besteht darin, dass nunmehr datenseitig Informationen nur bis zu einer solchen Tiefe zu erheben sind, die in der betrieblichen Praxis berücksichtigt werden.

Ein weiterer Aspekt, der als Ergebnis der Diskussionen und Analysen Berücksichtigung findet, ist die Tatsache, dass im Falle einer Krise neben der Beherrschung sämtlicher technischer Abläufe auch alle Datenströme bereits im Voraus klar definiert und auf Umsetzbarkeit geprüft sein müssen. Dies ist auch deshalb unbedingt notwendig, da im Energielenkungsfall weder bezüglich der Einschätzung der Situation und der zu treffenden Maßnahmen noch bezüglich der ständigen Überprüfung der Auswirkungen und Möglichkeiten der geringste Freiraum etwa für eine Definition neuer Informationsflüsse oder neuer Abläufe besteht.

Ein im Rahmen der Datenerhebung für Zwecke der Energielenkung völlig neuer Bereich ist jener von Ansprechpersonen, die einerseits als Datum (Name, Telefonnummer) andererseits in ihrer Funktion als Datenverantwortlicher oder als in Fragen der Energielenkung Handlungsbefugter aufgenommen wurden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der auf Grund der Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006 zu erhebende Datenumfang jene Mindestinformationen darstellt, die einerseits der E-Control sowie den Regelzonenführern zum laufenden Monitoring zur Verfügung stehen müssen und die letztendlich für eine Entscheidung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit im Einvernehmen mit dem Hauptausschuss des Nationalrates über das Ergreifen von Lenkungsmaßnahmen maßgeblich sind. Andererseits stellt dieser Datenumfang jene Mindestinformationen dar, die der E-Control sowie den Regelzonenführern, aber auch allen anderen mit der Koordinierung und operativen Durchführung der Lenkungsmaßnahmen beauftragten Marktteilnehmern im Krisenfall jedenfalls zur Verfügung stehen müssen.

Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2005

Die Versorgungssicherheit beziehungsweise die Versorgungsqualität wird von der E-Control in Österreich kontinuierlich überwacht und bewertet. Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit beziehungsweise der Versorgungsqualität ist eine der Kernaufgaben der Regulierung. Zur Sicherung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die ein Teilgebiet der Versorgungssicherheit darstellt, führt die E-Control seit dem Jahre 2002 entsprechende Datenerhebungen durch.

Die Datenerhebung, die gemäß der sogenannten „Statistik-Verordnung“ erfolgte, wurde in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) durchgeführt.

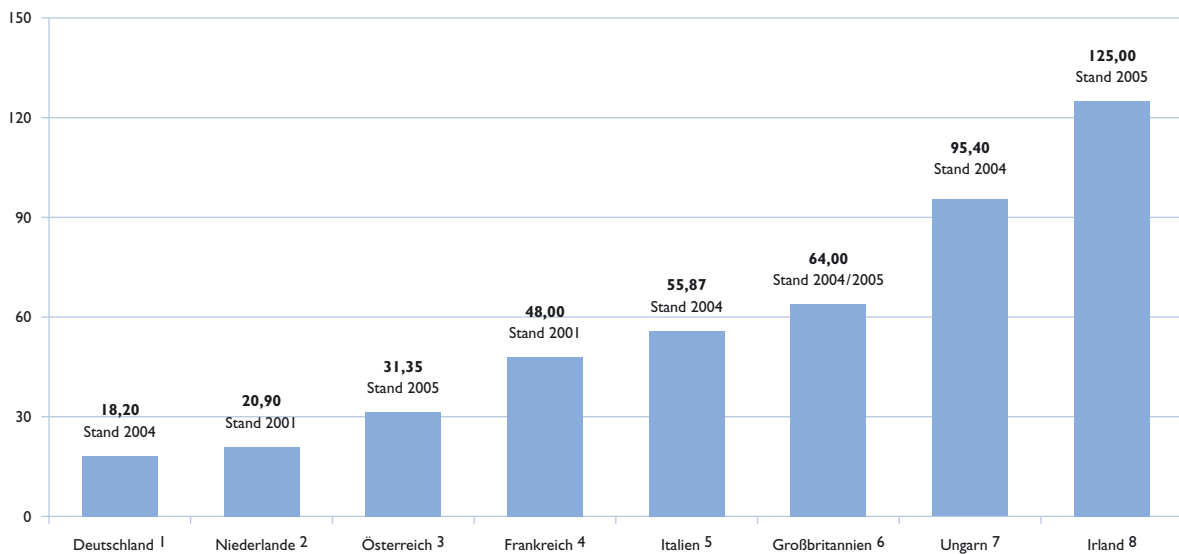
Der Erhebungsumfang für die Ausfalls- und Störungsstatistik erstreckte sich für 2005 wie schon in den Jahren 2004 und 2003 auf 100%, das heißt es wurden alle österreichischen Netzbetreiber erfasst.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung wird unter anderem durch den Zustand der Verteilernetze bestimmt. Wesentliche Einflussfaktoren sind damit das Alter der Verteilernetze sowie deren Wartung und Instandhaltung durch den Netzbetreiber. Die mittlere Nichtverfügbarkeit (durchschnittliche Dauer der geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen) pro versorgte (angeschlossene) Leistung für das Berichtsjahr 2005 liegt für Österreich bei 52,3 min/a. Dies entspricht annähernd den Werten der Jahre 2003 und 2004. Bezieht man diesen Wert der Nichtverfügbarkeit auf die Verfügbarkeit im Jahr, so ergibt sich eine Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich für das Jahr 2005, wie schon in den Jahren 2002, 2003 und 2004, von 99,99%.

→ **Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen in einzelnen europäischen Ländern**
 Versorgungsunterbrechungsursache „ungeplant“

Abbildung 23

Nichtverfügbarkeit in Minuten/Jahr



- 1 Stand 2004, stochastische Nichtverfügbarkeit;
- 2, 4 Stand 2001, unplanned minutes lost per customer per year, Medium Voltage;
- 3 Stand 2005, Nichtverfügbarkeit – bezogen auf Leistung;
- 5, 7 Stand 2004, unplanned minutes lost per customer excluding exceptional events;
- 6 Stand 1. April 2004 bis 31. März 2005, CML, Voltage level I–22kV, OFGEM, Electricity Distribution Quality of Service Report 2004/05
- 8 Stand 2004, SAIDI;

- Quelle: VDN, Verfügbarkeitsstatistik 2004
- Quelle: Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, Sept. 2003
- Quelle: E-Control, 2006
- Quelle: CEER, Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005

Quelle: CER, Decision Paper on Distribution Operator Revenues – 2005

Die mittlere Nichtverfügbarkeit, die sich auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen bezieht, also deren Ursache zum Beispiel in Störungen auf Grund von Schnee, Blitzschlag oder Ähnlichem lag, betrug im Berichtsjahr 2005 31,35 min/a (Abbildung 23). Jährliche Veränderungen der ungeplanten Nichtverfügbarkeit lassen sich teilweise über atmosphärische Einwirkungen, wie zum Beispiel Blitzhäufigkeiten, Schnee, Sturm usw., über die Wiederversorgungszeiten nach Versorgungsunterbrechungen, aber auch über zuverlässigkeitssteigernde Maßnahmen im Netz, wie zum Beispiel Instandhaltung und Investitionen, erklären.

Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2005 zeigt, dass sich

die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den bisherigen Jahren nur gering verändert hat. Anzumerken ist, dass die Stromversorgungsunterbrechungen auf Grund von Naturkatastrophen, zum Beispiel im Jahr 2005 durch Hochwasser, in den nationalen Werten nicht berücksichtigt sind.

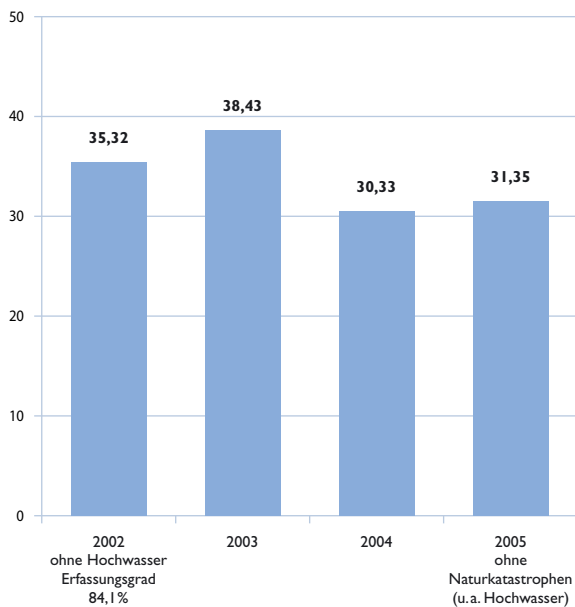
Abbildung 23 bestätigt, dass die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich im europäischen Vergleich einen sehr guten Platz einnimmt und Österreich zu den Ländern mit den geringsten Stromversorgungsunterbrechungen zählt.

Abbildung 24 zeigt den Verlauf der jährlichen „ungeplanten“ Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung für die Jahre 2002, 2003, 2004 und 2005.

→ **Jährliche „ungeplante“ Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in den Jahren 2002, 2003, 2004 und 2005**

Abbildung 24

Nichtverfügbarkeit in Minuten/Jahr



Quelle: E-Control

Für den Vergleich sei zu erwähnen, dass im Jahr 2002 das Hochwasser in den Berechnungen der Nichtverfügbarkeit nicht berücksichtigt wurde und der Erhebungsumfang bei 84,1 % der versorgten Kunden lag. Ebenso wurden die Naturkatastrophen im Jahr 2005 bei der Bewertung ausgenommen.

Machbarkeitsstudie für ein flächendeckendes Power-Quality (PQ)-Monitoring in Österreich

Eine im Auftrag der E-Control erstellte Studie der Technischen Universität Graz beschäftigt sich mit der Möglichkeit der flächendeckenden Erfassung der Power-Quality (PQ) beziehungsweise Spannungsqualität, welche die Merkmale der elektrischen Spannung an einem bestimmten

Punkt eines elektrischen Netzes beschreibt. Das Monitoring dient der (langfristigen) Beobachtung der Spannungsqualität.

Wie jedes andere Produkt muss auch das Produkt „Elektrizität“ gewisse Mindestanforderungen an die Qualität erfüllen. Für die Produktgüte, also die Qualität der gelieferten Spannung beziehungsweise elektrischer Energie, gibt es, je nach Betrachtungsweise, verschiedene und der Bedeutung nach unterschiedliche Bezeichnungen. Demnach beschreibt die Versorgungssicherheit und die Spannungsqualität die Versorgungsqualität eines Netzes.

Betrachtet man die Ursachen für mangelnde Netzspannungsqualität, müssen mehrere Bereiche berücksichtigt werden. Einerseits kommt es infolge von Netzurückwirkungen durch Kundenanlagen zu Spannungsverzerrungen und Flickererscheinungen. Der Einfluss der Störer auf die Spannungsqualität ist dabei in den einzelnen Netzknoten unterschiedlich und nimmt im Allgemeinen in Richtung der Netzeinspeisung – also in Richtung steigender Kurzschlussleistung – ab. Neben den Auswirkungen an der Störquelle ist also die Ausbreitung der Störung im Netz von großer Bedeutung.

Andererseits kommt es infolge von mangelnder Spannungsqualität in übergeordneten oder parallelen Netzen zu entsprechenden Netzurückwirkungen. Im weiteren Sinne spielt auch die Erzeugungszuverlässigkeit eine Rolle bei der Spannungsqualität.

Die Spannungsqualität bildet einen wesentlichen Bestandteil der Versorgungsqualität, welche zusätzlich über die Versorgungszuverlässigkeit, die operative Versorgungssicherheit und die kommerzielle Qualität beschrieben wird.

Treten in Kundenanlagen Probleme auf, die möglicherweise auf mangelnde Spannungsqualität zurückzuführen sind, muss diese durch eine Messung überprüft werden. Dauermessungen dienen

der langfristigen Beobachtung der Spannungsqualität und etwaiger Entwicklungstendenzen. Weiters können aus flächendeckenden Dauermessungen Kennwerte, welche die Spannungsqualität eines Netzes charakterisieren, gewonnen werden.

Ausgehend von der Aufgabe, die Spannungsqualität österreichweit zu überprüfen, werden im Rahmen der Machbarkeitsstudie die Messstellen in den Mittelspannungsnetzen bestimmt, die ein Optimum bezüglich Messaufwand (Gerätezahl) und Aussagekraft aufweisen. Bei diesen Messungen stellt sich nicht zuletzt aus ökonomischen Gründen die Frage nach der minimal nötigen Anzahl der Messstationen und deren Einbauort. Redundante Messergebnisse sind ebenso wie Informationsverluste nach Möglichkeit zu vermeiden. Die Studie steht auf der Homepage der E-Control zur Verfügung.

→ Stranded Costs

Mit der Entscheidung der Europäischen Kommission vom 25. Juli 2001, SG (2001) D/290567, wurden Betriebsbeihilfen für Stranded Costs gewährt. Die Kommission unterscheidet in ihrer Entscheidung zwei Fallgruppen, einerseits die Unterstützung für das Braunkohlekraftwerk Voitsberg 3, andererseits jene für heimische Wasserkraftwerke.

Das Gesamtvolumen anerkannter Stranded Costs für das Braunkohlekraftwerk Voitsberg 3 beträgt 132,61 Mio. Euro. Gemäß § 13 Energie-Regulierungsbehördengesetz ist die E-Control mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded-Costs-Beiträge beauftragt.

Zu unterscheiden ist zwischen dem Aufbringungsmodus der Stranded-Costs-Verordnung I (BGBl II Nr. 52/1999) für den Zeitraum vom 19. Februar 1999 bis 30. September 2001 und jenem der Stranded Costs-Verordnung II (BGBl II Nr. 354/2001 idF BGBl II Nr. 311/2005) für den Zeitraum vom 1. Oktober 2001 bis zum 30. Juni 2006.

Der Gesamtbetrag der bis 30. Juni 2006 einzubehaltenden Stranded Costs gemäß Verordnung II betrug 89,25 Mio. Euro.

In Summe wurden somit 130 Mio. Euro an die begünstigten Unternehmen ausbezahlt. Da es derzeit mehrere anhängige Verfahren bei ordentlichen Gerichten und den Gerichtshöfen des öffentlichen Rechts gibt, sieht sich die E-Control veranlasst, mit der Auszahlung des restlichen Betrages zuzuwarten. Etwaig darüber hinausgehende Restbeträge werden den Netzbetreibern zurückerstattet.

→ Streitschlichtungsverfahren ECK – Strom

Im Jahr 2006 wurden insgesamt 17 Streitschlichtungsanträge gem. § 21 Abs. 2 EIWOG an die E-Control Kommission gestellt. Inhaltlich lassen sich diese Verfahren in drei Gruppen aufteilen: Der Großteil der Anträge betraf Rückforderungsansprüche von „Stranded-Costs-Zahlungen“, weiters beschäftigte sich die E-Control Kommission mit Fragen der Netzebenen-zuordnung und schließlich waren auch Entscheidungen im Zusammenhang mit der Verrechnung der Gebrauchsabgabe zu treffen.

→ Aufsicht Ökostrom und Kraft-Wärme-Kopplung

Die E-Control hat jährlich gemäß § 25 Ökostromgesetz einen Bericht vorzulegen, in welchem analysiert wird, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden und welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind. Teil dieses Berichtes können auch Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen des Ökostromgesetzes sein. Dieser umfassende Ökostrombericht 2006 der E-Control ist auf der Homepage (www.e-control.at) abrufbar und kann auch als gedruckte Version bestellt werden (E-Mail an christina.grabner@e-control.at).

Im Rahmen der Ökostromgesetz-Novelle 2006 wurden einige der Empfehlungen des Ökostromberichts 2005 bereits umgesetzt, nämlich

- Förderung der Biomasse-Stromerzeugung bei neuen Anlagen nur dann, wenn auch die anfallende Wärme weitgehend genutzt wird,
- Unterstützung der Wasserkraft (bei neuen Anlagen von 10 MW bis 20 MW) dann, wenn es für ihren wirtschaftlichen Betrieb erforderlich ist und
- administrierbare Budgetbegrenzung für neue zusätzliche Ökostromanlagen.

Im Ökostrombericht 2006 werden unter anderem folgende Empfehlungen formuliert:

- Beobachtung der Auswirkungen der Ökostromgesetz-Novelle 2006 und Gesamtevaluierung nach etwa zwei bis drei Jahren,
- Maßnahmen zur Energieeffizienz, wie verbrauchsnahe Erfassung und Information der Konsumenten (Zähler mit automatischen Ablesemöglichkeiten),
- Forschungs- und Technologieschwerpunktsetzungen in Abstimmung mit europäischen Programmen, da die gegenwärtig verfügbaren Technologien eine CO₂-arme Energieversorgung noch nicht in ausreichendem Ausmaß ermöglichen.

Neben der Erstellung des umfassenden Ökostromberichts hat die E-Control folgende Tätigkeiten durchgeführt:

- Expertisen als Grundlage für die Ökostromgesetz-Novelle 2006,
- Erstellung einer Expertise gemeinsam mit der Energieagentur zur Vorbereitung der Ökostromverordnung 2006 mit der Festlegung von Einspeisetarifen für neue Ökostromanlagen,
- Erstellung von Gutachten für die Ökostromfinanzierung (Verrechnungspreise 2007),
- Erstellung von Gutachten für die Vergabe der begrenzten Einspeisevergütungsvolumina an neue Ökostromanlagenbetreiber (aliquote Aufwendungen für Ausgleichsenergie und für administrative Tätigkeiten),

- Erstellung von Gutachten für die Bewertung der Aufwendungen der Ökobilanzgruppenverantwortlichen,
- Erstellung eines Stromkennzeichnungsberichtes als Ergebnis der Aufsichtstätigkeit für die Stromkennzeichnung und
- Erstellung eines interaktiven Effizienz kalkulators – gemeinsam mit der Energieagentur –, der den Stromkonsumenten über die Internet-Homepage eine Bewertung ihres individuellen Stromverbrauchs ermöglicht und ihnen Tipps für Einsparungsmaßnahmen aufzeigt.

Fossile Kraft-Wärme-Kopplung

Die Abwicklung der Förderung von KWK-Anlagen gemäß Ökostromgesetz erfolgt seit 2003 jährlich nach folgendem Verfahren:

1. KWK-Anlagenbetreiber stellen bis zum 31. Dezember des Vorjahres einen Förderantrag an das BMWA.
2. Das BMWA beauftragt Sachverständige der E-Control mit der Prüfung der Fördervoraussetzungen der eingelangten Anträge gemäß §§ 12 und 13 Ökostromgesetz.
3. Auf Basis der Prüfungsgutachten erlässt das BMWA nach Anhörung der Antragsteller einen Bescheid über den vorläufigen KWK-Unterstützungstarif für ein Kalenderjahr.
4. Nach Ablauf des Kalenderjahres hat der Anlagenbetreiber von einem unabhängigen Sachverständigen beziehungsweise Wirtschaftsprüfer ein Gutachten über die Erfüllung/Nichterfüllung der Förderkriterien und den Nachweis eines Mehraufwandes basierend auf tatsächlichen Erzeugungsmengen beziehungsweise Kosten & Erlösen erstellen zu lassen.
5. Auf Grundlage dieses Gutachtens erlässt das BMWA einen Bescheid über den endgültigen KWK-Unterstützungstarif.

Der im Jahr 2003 gesetzlich maximal mögliche KWK-Unterstützungstarif von 1,5 Cent/kWh beziehungsweise 1,25 Cent/kWh wurde auf Grund der gestiegenen Strommarktpreise aliquot um 35 % auf 0,95 Cent/kWh bzw. 0,705 Cent/

→ Übersichtstabelle KWK-Förderung 2003–2006 (Stand 31. Mai 2006)

Tabelle 7

	2003	2004	2005	2006
Anzahl der KWK-Förderanträge (KWK-Anlagen)	48 (53)	39 (44)	36 (41)	37 (40)
KWK-Energie gemäß Abs. 3 in GWh	5.404	5.791	5.889	4.972
KWK-Energie gemäß Abs. 4 in GWh	764	733	811	1.206
KWK-Energie in Summe (Abs. 3 u. 4) in GWh¹	6.169	6.524	6.701	6.181³
Eingehobener KWK-Zuschlag in Cent/kWh	0,15	0,15	0,13	0,07
Eingehobene KWK-Fördermittel in Mio. Euro	75,7	77,8	67,5	8,6 ⁴
Bisher ausgezahlte Fördermittel in Mio. Euro	56,9	24,8	38,2	0
Überhang in Mio. Euro²	18,7	53,0	29,3	8,6

¹ Werte für 2005 und 2006 sind vorläufige Werte.

² Alle angegebenen Werte sind vorläufig, da entweder Rechtsverfahren anhängig sind oder endgültige Zahlen noch nicht vorliegen.

³ Entspricht den Angaben der vorliegenden Antragstellungen.

⁴ Bis Mai 2006 waren 8,6 Mio. Euro KWK-Fördermittel eingehoben, bis Jahresende werden es 37,5 Mio. Euro sein.

Quelle: E-Control

kWh gekürzt und damit von den eingehobenen 75,7 Mio. Euro nur 56,9 Mio. Euro an KWK-Förderung ausbezahlt.

Im Jahr 2004 wurde der KWK-Unterstützungstarif von 1,5 Cent/kWh bzw. 1,25 Cent/kWh auf Grund der weiter gestiegenen Strommarktpreise aliquot um 70% auf 0,448 Cent/kWh bzw. 0,198 Cent/kWh reduziert und von den eingehobenen 77,8 Mio. Euro wurden nur 24,8 Mio. Euro an KWK-Fördergelder ausbezahlt.

Im April 2006 wurde im Nationalrat die Novelle zum Ökostromgesetz beschlossen. Darin wurde im § 30c eine Übergangsbestimmung zu § 13 Abs. 3 und 4 eingeführt. Diese sieht vor, dass die abgeschlossenen Verfahren der Jahre 2003 und 2004, gemäß § 69 AVG über Antrag einer Partei wieder aufzunehmen sind und dabei der KWK-Unterstützungstarif von 1,25 bzw. 1,5 Cent/kWh ohne Bezug auf den Marktpreis zur Anwendung kommt. Das wird zur Folge haben, dass die verbliebenen Überhänge der Jahre 2003 (18,7 Mio. Euro) und 2004 (53 Mio. Euro) zur Gänze ausgeschüttet werden.

Gemäß §§ 12 und 13 Ökostromgesetz richtet sich ab dem Jahr 2005 die Höhe des KWK-

Unterstützungstarifs nach dem Nachweis eines Mehraufwandes des KWK-Anlagenbetriebs. Es erfolgte daher insbesondere eine Prüfung der für die Aufrechterhaltung des Betriebs erforderlichen Kosten beziehungsweise Erlöse der KWK-Anlage. Mangels eindeutiger Definition der für die KWK-Förderung anzuerkennenden Kosten und Erlöse der KWK-Anlagen im Ökostrom-Gesetz haben einige Antragsteller im Jahr 2005 Beschwerde gegen die vorläufigen Bescheide des BMWA über die KWK-Förderung beim Verwaltungsgerichtshof eingebracht. Diese Verfahren sind derzeit noch offen.

Im Jahr 2006 erfolgte erstmals eine Kürzung der im § 13 Abs. 10 ÖkostromG vorgesehenen maximalen KWK-Zuschlags von 0,13 Cent/kWh auf 0,07 Cent/kWh.

Trotz der geringer werdenden Anzahl der KWK-Förderanträge ist die Summe der KWK-Energie, für die um Förderung angesucht wurde, zwischen 2003 und 2006 angestiegen. Der geringeren Anzahl an Förderanträgen (nur einige kleinere KWK-Anlagen haben nach 2003 keine Förderanträge mehr eingebracht) stand eine generelle Zunahme der Stromproduktion in KWK-Anlagen auf Grund eines Strommarktpreisanstieges entgegen.

Auf Grund der im April 2006 im Nationalrat beschlossenen Novelle zum Ökostromgesetz ergeben sich noch folgende Änderungen:

1. Gem. § 12 Abs. 5 wird der KWK-Unterstützungstarif für bestehende und modernisierte KWK-Anlagen zusätzlich um einen Investitionszuschuss für neue KWK-Anlagen mit einer Gesamtfördersumme von 60 Mio. Euro (davon 30% für industrielle KWK-Anlagen) für die Jahre 2006 bis 2012 erweitert.
2. Gem. § 13 Abs. 12 ist für die Bestimmung der Stromerlöse gem. § 13 Abs. 1 eine einheitliche Berechnung basierend auf EEX Futures geregelt.
3. Gem. § 12 Abs. 3 iVm § 13 Abs. 5 ist die Dauer der Förderung für bestehende Anlagen mit 31. Dezember 2008 begrenzt, für modernisierte Anlagen mit 31. Dezember 2010 und für neue Anlagen mit 30. September 2012.
4. Gem. § 13 Abs. 2 wurde die Anwendung des Effizienzkriteriums von 0,6 ab dem Jahr 2005 eindeutig festgelegt.
5. Gem. § 13 Abs. 10 wurde die Finanzierung der KWK-Förderung mit der Zählpunktpauschale von höchstens 54,5 Mio. Euro für die Jahre 2007 und 2008 und von höchstens 28 Mio. Euro für die Jahre 2009 und 2010 begrenzt.
6. Gem. § 12 Abs. 4 iVm § 42b EIWOG idF BGBl I Nr. 106/2006 ist die Einführung von Herkunftsnachweisen für hoch effiziente KWK gemäß der EU-Richtlinie 2004/8/EG vorzusehen.

→ Energieeffizienzcalculator

Die Information des Kunden ist eine wesentliche Voraussetzung, um seine Energieeinsparungsoptionen auch umsetzen zu können. Die E-Control hat in Zusammenarbeit mit der Energieagentur Österreich einen Energieeffizienzcalculator, den Quick-Check und in weiterer Folge einen detaillierten Effizienzcheck (www.e-control.at), entwickelt (Abbildung 25).

Der Quick-Check ist ein internetbasiertes Instrument, welches dem Kunden folgende Informationen zur Verfügung stellt:

- **Einsparpotenziale:** Zusätzlich zu einem Vergleich mit dem Durchschnittsverbrauch werden die möglichen Einsparpotenziale in kWh pro Einsatzbereich (z.B. Kühlen) aufgezeigt. Das Einsparpotenzial wird außerdem mit den Energiepreisen des lokalen Anbieters bewertet, sodass neben der kWh-Einsparung auch die Euro-Einsparung pro Jahr berechnet wird.
- **Energiespartipps zu allen Verbrauchsbereichen:** Die Energiespartipps zeigen einfache Möglichkeiten, wie man durch effizientes Verhalten Energie sparen kann. Zusätzlich werden für den Fall einer Kaufentscheidung Kauftipps gegeben.

Sollte der Kunde vor einer Kaufentscheidung stehen, kann er über einen direkten Link zur Seite www.topprodukte.at, die von der Energieagentur erstellt und gewartet wird, die jeweils energieeffizientesten Produkte inklusive Beschreibung und Preis je Kategorie erfahren.

→ Energieeffizienzcalculator Quick-Check Abbildung 25



→ Missbrauchsverfahren Strom

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

Im Jahr 2006 wurden bei der E-Control insgesamt 21 Missbrauchsverfahren geführt. Die meisten anhängigen Verfahren werden auf Grund von Eingaben der Lieferanten der Kunden oder der Kunden selbst eingeleitet. Einige Missstände wurden der Behörde im Rahmen ihrer Streitschlichtungstätigkeit bekannt, sodass zusätzlich zum Streitschlichtungsverfahren auch ein Missbrauchsverfahren eingeleitet wurde. Die Inhalte der Verfahren betrafen beispielsweise die angebliche rückwirkende Verrechnung von Mehraufwendungen für Ökostrom, Kundenscheiben eines Netzbetreibers wegen offener Netzkosten (die in diesem Fall vom Energielieferanten bezahlt wurden), Verrechnung der Gebrauchsabgabe ausschließlich an gewechselte Kunden, Netzrechnungen ohne Angabe von Zählerständen und unvollständiger Angabe der Zählpunktsbezeichnung, nicht entsprechend der Systemnutzungstarife-Verordnung abgerechnete Anlagen, Verlangen einer Kautions gestützt auf Allgemeine Bedingungen aus dem Jahr 1969, nicht mitgeteilter reiner Energiepreis bei telefonischen Anfra-

gen, Kostentragung der Kabelverlegung, angebotene Internetdienste für unterschiedliche Kundengruppen, Vorgehensweise bei Energiepreiserhöhungen sowie die Ausweisung des Netznutzungsentgeltes.

In einem Verfahren mit einer größeren Anzahl von betroffenen Kundenanlagen wurde eine mündliche Verhandlung am Sitz der Behörde abgehalten, um direkt mit dem Unternehmen den Sachverhalt zu klären. Im Rahmen des Verfahrens wird geprüft, ob der Netzbetreiber entsprechend den gesetzlichen Bestimmungen und Marktregeln gehandelt hat und nicht diskriminierend vorgegangen ist. Wenn ein missbräuchliches Verhalten festgestellt wird, fordert die Behörde das Unternehmen im abgestuften Verfahren (Verhaltensanordnung, Bescheid) auf, dieses Verhalten umgehend abzustellen. Im Jahr 2006 musste in keinem Fall die Herstellung des gesetzmäßigen Zustandes mittels Bescheid vorgeschrieben werden. Teilweise stellte sich bei den Verfahren auch heraus, dass kein Missstand vorlag. Falls dem doch so war, konnte der Missstand noch während des Ermittlungsverfahrens abgestellt und der gesetzmäßige Zustand rasch wiederhergestellt werden.

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



→ Inter TSO Compensation (ITC) Mechanism

Der derzeitige EU-weite Mechanismus zur Kompensation von Kosten, die den nationalen Übertragungsnetzbetreibern auf Grund von Transitflüssen entstehen, basiert auf bilateralen Verträgen zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern. Bereits bei der Einführung des Systems im Jahr 2002 gab es ein gemeinsames Verständnis darüber, dass dieses System nur eine Übergangslösung sein kann. In der Stromhandelsverordnung aus dem Jahr 2003 (VO 1228/2003) wurde bereits die rechtliche Grundlage für die Erstellung von Leitlinien für einen langfristigen einheitlichen Mechanismus festgelegt.

ERGEG wurde im Jahr 2005 von der Kommission beauftragt, einen Vorschlag für Leitlinien zu erstellen, in denen die Methode zur Bestimmung der Kompensationszahlungen festgelegt ist. Es wurde eine Arbeitsgruppe eingerichtet, die sich in den vergangenen beiden Jahren intensiv mit der Analyse und Evaluierung verschiedener Modelle beschäftigt hat. Im April 2006 hat ERGEG einen öffentlichen Konsultationsprozess durchgeführt, bei dem alle interessierten Marktteilnehmer die Möglichkeit hatten, zu dem von ERGEG erstellten Vorschlag für Leitlinien Stellung zu nehmen. Trotz intensiver Arbeit und Bemühungen konnte ERGEG schlussendlich aber keine Empfehlung für die Erstellung von Leitlinien an die Europäische Kommission abgeben.

→ ERGEG Electricity Regional Initiative (ERI)

Im Florenz Forum 2004 wurde unter Vorsitz der EU-Kommission und unter Einbeziehung der Mitgliedstaaten, der Regulierungsbehörden und aller involvierten Interessenvertretungen festgestellt, dass zur endgültigen Erreichung eines gemeinsamen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes Zwischenschritte zur Bildung regionaler Märkte einer effizienten Weiterentwicklung

dienen. In der Folge wurde die erste Runde der regionalen „Mini-Foren“ zum Thema grenzüberschreitendes Engpassmanagement veranstaltet. ERGEG hat daraufhin eine öffentliche Konsultation zur Entwicklung regionaler Elektrizitätsmärkte und den dabei erforderlichen Schwerpunktsetzungen durchgeführt. Dabei wurden aus den Stellungnahmen auch eine Vielzahl von Vorschlägen in einer ERGEG-Position berücksichtigt.

Auf Basis dieser Arbeiten hat ERGEG im Februar 2007 die Electricity Regional Initiative (ERI) als europaweiten Prozess zur systematischen Entwicklung von regionalen Märkten etabliert. ERI ist ein praxis- und umsetzungsorientierter Weg zur Marktintegration und soll schrittweise Entwicklungen in Richtung eines gemeinsamen europäischen Marktes ermöglichen. Zu Beginn wurden für ERI sieben Marktregionen definiert (Abbildung 26).

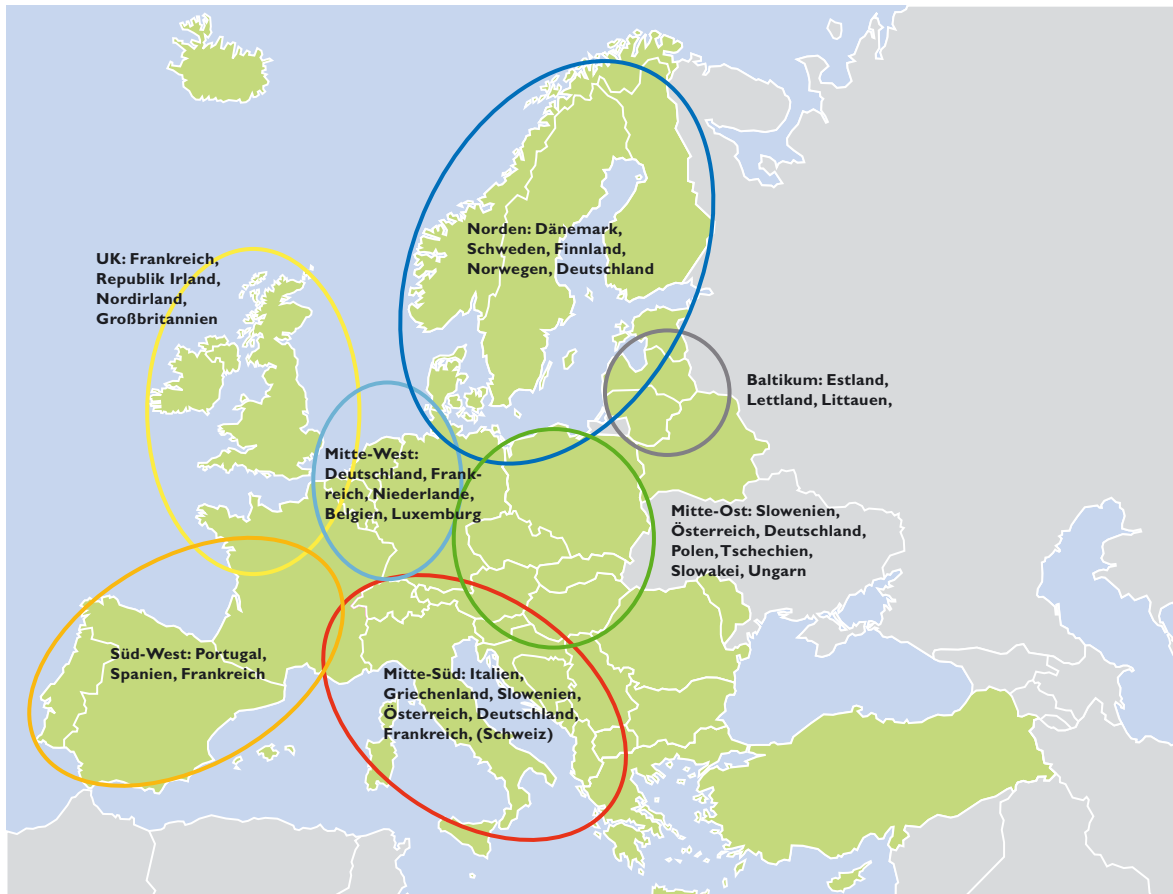
Österreich ist dabei in den Regionen Central Eastern Europe (CEE, umfasst die Staaten Polen, Deutschland, Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn, Slowenien und Österreich) und Central Southern Europe (CSE, umfasst Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien, Italien und Griechenland) vertreten. Für die Region CEE wurde die E-Control eingeladen, die Führungsfunktion unter den beteiligten Regulierungsbehörden zu übernehmen.

Innerhalb der Regionen sollen spezifische Hindernisse für die gemeinsame Marktentwicklung identifiziert werden. Für diese Barrieren sollen sehr konkrete, praktisch wirksame Verbesserungsmaßnahmen eingeleitet werden. Im Rahmen von ERI wird eine sehr weitreichende Beteiligung unterschiedlicher Unternehmen und Organisationen ermöglicht. Die EU-Mitgliedstaaten und die Europäische Kommission unterstützen und begleiten den Prozess. Übertragungsnetzbetreiber und Marktteilnehmer sind in Form von Arbeitsgruppen und sogenannten „Stakeholder Groups“ direkt involviert. Darüber hinaus wird

Definition der sieben Marktregionen für ERI

Abbildung 26

■ Mitte-West ■ Norden ■ UK & Irland ■ Südwest ■ Mitte Süd ■ Mitte-Ost ■ Baltikum



Quelle: ERGEG

das Informationsangebot über die Arbeit in der ERI über die ERGEG-Homepage allgemein zugänglich gemacht. Der Prozess erreicht damit ein hohes Maß an Transparenz.

In beiden Regionen, in denen Österreich vertreten ist, wurden ähnliche Prioritäten identifiziert. Für CEE sollen vorrangig die Themen grenzüberschreitendes Engpassmanagement, Markttransparenz, Markteintrittsbarrieren und Kompetenzen der Aufsichtsbehörden bearbeitet werden.

Im Bereich grenzüberschreitendes Engpassmanagement wurde im Rahmen von ERI von den beteiligten Regelzonenführern ein Projekt zur Steigerung der Effizienz im grenzüberschreitenden Handel etabliert. Damit soll eine vollständig koordinierte Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten in der Region erreicht werden. Hinsichtlich Markttransparenz wurden Vergleiche der derzeitigen Situation erstellt und erste Erweiterungen des Informationsangebotes in der Region bereitgestellt.

Für die Region CSE wird die Koordinierungsfunktion von der italienischen Regulierungsbehörde AEEG wahrgenommen. Als Schwerpunktthemen werden ebenfalls grenzüberschreitendes Engpassmanagement, Markttransparenz und Kompetenzen der Aufsichtsbehörden behandelt.

Die Electricity Regional Initiative wird auch im Jahr 2007 weitergeführt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf eine konkrete Umsetzung der ersten erarbeiteten Ergebnisse und auf eine übergeordnete Koordinierung zwischen den Regionen gelegt werden.

→ **Transparenz**

Markttransparenz ist ein entscheidendes Kriterium für die Etablierung eines funktionierenden Großhandelsmarktes. Der unterschiedlich ausgeprägte Zugang zu grundlegenden Informationen stellt eine Markteintrittsbarriere dar und erhöht die Risiken für jene Marktteilnehmer, die nicht über entsprechende Informationen verfügen. Diese Risiken schlagen sich schlussendlich in höheren Endkundenpreisen nieder. Vor diesem Hintergrund hat ERGEG unter Mitwirkung der E-Control im ersten Halbjahr 2006 *Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency* (GGP-IMT) erarbeitet. Diese wurden einem öffentlichen Konsultationsprozess unterzogen, weitere Meinungen von Marktteilnehmern wurden im Rahmen eines Public Hearings eingeholt. Unterschiedliche Ansichten bestanden insbesondere zum Detaillierungsgrad von Erzeugungsdaten. Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen konnte im Sommer 2006 die endgültige Version der GGP-IMT beschlossen werden.

Systematisch umfassen die Vorschläge Anforderungen hinsichtlich Datenveröffentlichungen zu den Themen Lastdaten, Übertragungsnetz und Zugang zu grenzüberschreitenden Kapazitäten, Erzeugung, Ausgleichsenergie und Großhandelsmärkte. Aus den *Congestion Management*

Guidelines ergeben sich bereits gewisse auf europäischer Ebene gesetzlich geregelte Veröffentlichungsverpflichtungen vorwiegend für Übertragungsnetzdaten. Da ERGEG in Hinblick auf die Bildung größerer Marktregionen (Regionen) möglichst einheitliche Veröffentlichungspraktiken für erforderlich hält, wurde an die Europäische Kommission der Vorschlag übermittelt, eine einheitliche gesetzliche Grundlage für Markttransparenz auf Basis der ERGEG GGP-IMT zu etablieren. Allgemein schlägt ERGEG vor, einen Ansatz zu wählen, der vorsieht, dass Daten, die bereits jetzt in einem Teilmarkt der Europäischen Union veröffentlicht werden, auch überall anders zugänglich gemacht werden sollten („Best practice“).

→ **Integration von Ausgleichsenergiemärkten**

Obwohl Ausgleichsenergiemärkte lediglich geringe Energiemengen umfassen, sind sie ein wesentlicher Bestandteil eines effizienten Elektrizitätsmarktes. Darüber hinaus liefern funktionsfähige Ausgleichsenergiemärkte einen entscheidenden Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Da derzeit diese Märkte sehr eng begrenzt und dadurch sehr konzentriert sind, hat ERGEG 2006 *Guidelines of Good Practice for Balancing Markets Integration* entwickelt. Diese wurden einem öffentlichen Konsultationsprozess unterzogen, die Meinungen der Marktteilnehmer wurden in einer revidierten Fassung berücksichtigt. Die Guidelines sollen ein erster Schritt zu einer stärkeren Integration von Ausgleichsenergiemärkten sein. Als wesentliche Grundsätze wurden die Punkte Versorgungssicherheit, Wettbewerb, Effizienz und Transparenz identifiziert. Momentan unberücksichtigt sind Intra-day-Märkte und automatisch aktivierte Reserveprodukte (z. B. Sekundärregelung). ERGEG wird zum Themenkomplex Ausgleichsenergie im Jahr 2007 weitere Vorschläge erarbeiten.

→ **Leitlinien für grenzüberschreitendes Engpassmanagement zu Verordnung (EC) 1228/2006**

Nach intensiver Vorarbeit hat ERGEG im Jahr 2005 einen Vorschlag für Leitlinien für grenzüberschreitendes Engpassmanagement (*Congestion Management Guidelines*) zu Verordnung (EC) 1228/2003 an die EU-Kommission übermittelt. Anfang 2006 hat die EU-Kommission ein Kommitologieverfahren mit den Mitgliedstaaten zur Beschlussfassung der Guidelines eingeleitet. Neben der Vertretung Österreichs durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit hat die E-Control unter anderem zur Beantwortung fachspezifischer Fragen am Kommitologieverfahren mitgewirkt.

Die Guidelines wurden im Frühjahr 2006 von den Mitgliedstaaten beschlossen und sind mit 1. Dezember 2006 verbindlich in Kraft getreten. Sie regeln zum Beispiel Bereiche wie Vergabeverfahren für grenzüberschreitende Kapazitäten, Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten und Koordinierung zwischen Übertragungsnetzbetreibern. Durch die Umsetzung der Guidelines sollten marktbasierete Vergabeverfahren (Auktionen) mit einem hohen regionalen Koordinierungsgrad ermöglicht werden. Dadurch steigen die Wettbewerbsintensität und die Effizienz in den Großhandelsmärkten.



Entwicklungen am
Gasmarkt 2006

ANNUERES
BERICHT



→ **Entwicklungen am österreichischen Gasmarkt**

Insgesamt wurden im Kalenderjahr 2005 rund 9,1 Mrd. Nm³ oder 100,4 TWh an Endkunden abgegeben, was einem Zuwachs von 5,7% gegenüber 2004 entspricht. Endkunden im Sinne der Gasstatistik sind alle Abnehmer, die Erdgas zur Deckung ihres Verbrauchs aus dem Netz beziehen. Somit gelten Haushaltskunden ebenso als Endkunden wie Unternehmen oder Kraftwerke. Um diese Einflüsse sowie um den Schalttag bereinigt, ergab sich im Kalenderjahr 2005 eine Stagnation des Gasverbrauchs.

2006 wurden in den ersten drei Quartalen 66,5 TWh bzw. 6,0 Mrd. Nm³ an Endkunden geliefert. Dies entspricht einer Verbrauchsabnahme von 1,8 TWh bzw. knapp 0,2 Mrd. Nm³ oder 2,7%. Überdurchschnittlich hohe Zuwachsraten

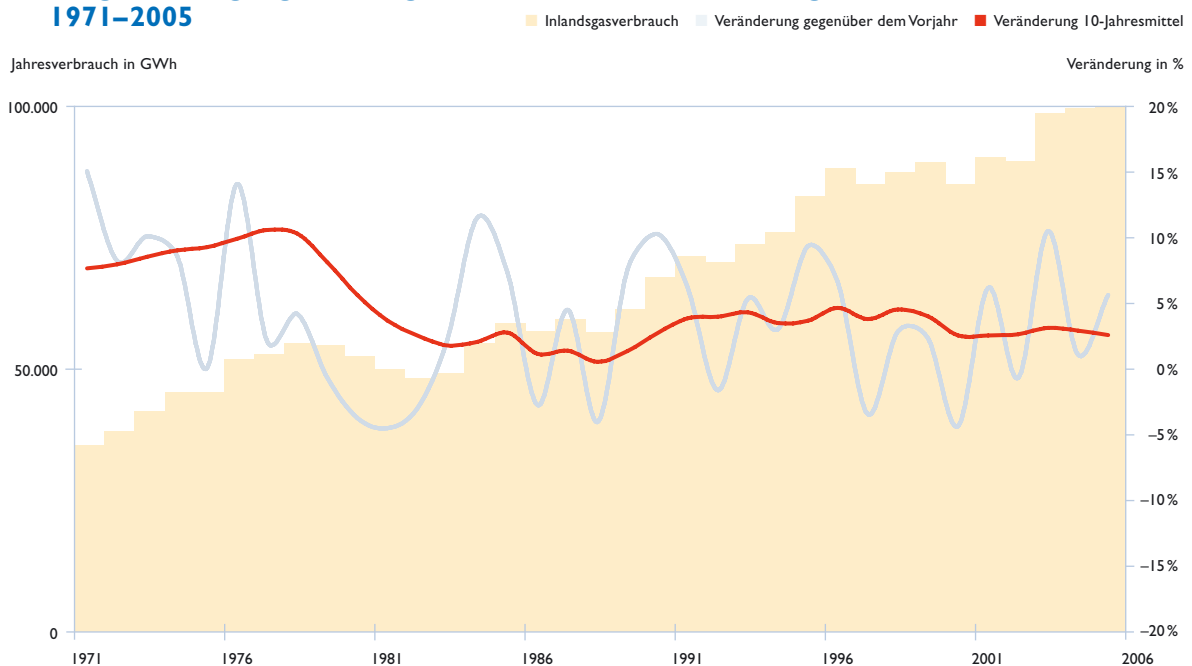
waren dabei nur im Jänner gegeben. In den Monaten Mai, Juni und September sind deutliche Verbrauchsrückgänge zu verzeichnen.

Bereinigt um den Gasbezug der Kraftwerke sowie um die temperaturbedingten Verbrauchsschwankungen war in den ersten neun Monaten im Kalenderjahr 2006 ein Verbrauchsrückgang zu verzeichnen.

Der um rund 1,8 TWh niedrigeren inländischen Erdgasabgabe stehen ein um 2 TWh geringeres Importsaldo sowie ein Anstieg des Inlandaufkommens um 0,6 TWh gegenüber. Auffallend dabei ist, dass einerseits die inländische Förderung um 1,5 TWh anstieg und sich die Netto-Einpresseung in die Speicher um 0,9 TWh gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres erhöhte. Andererseits stiegen die Importe um 0,9 TWh und die Exporte um 2,9 TWh an.

→ **Erdgasversorgung, Inlandgasverbrauch und Veränderungsdaten, 1971–2005**

Abbildung 27



Quelle: E-Control

Dementsprechend waren per Ende September 2006 in den Speichern 33,9 TWh oder 3,1 Mrd. Nm³ und damit um 6,5 TWh oder 0,6 Mrd. Nm³ mehr gelagert, was eine Erhöhung des Füllungsgrades auf 100% nach sich zog. Dieser Speicherstand ist der höchste seit der Umsetzung der Voll liberalisierung im Oktober 2002.

→ Preisentwicklung im Jahr 2006

Preisentwicklung Import

Der seit Oktober 2004 anhaltende Trend steigender Erdölpreise spiegelt sich im Importgaspreis wider (Abbildung 28). Die Prognose des Importgaspreises basiert auf mehreren Ölpreisindizes und wird monatlich aktualisiert.

Dabei lässt die rückläufige Entwicklung der International Petroleum Exchange (IPE)-Notierungen

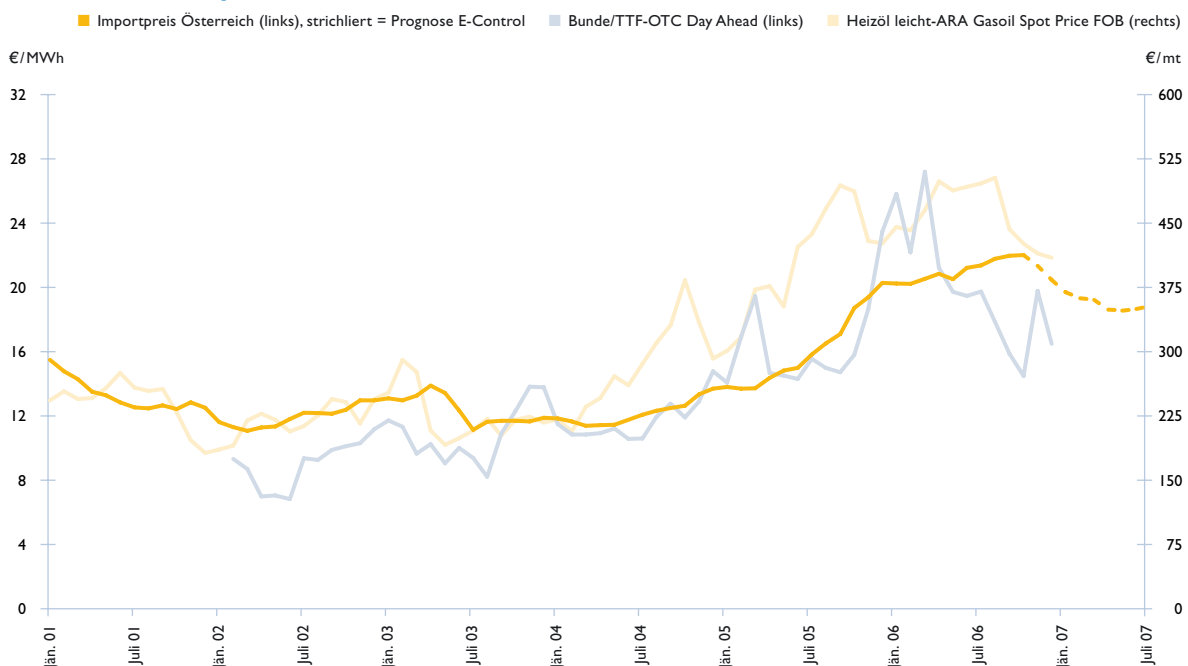
einen Rückgang der heimischen Importpreise erwarten, sodass die E-Control derzeit für Juli 2007 von etwa 18,99 €/MWh ausgeht. Die Title Transfer Facility (TTF) ist ein virtueller Punkt im niederländischen Transportsystem, an dem Spotmengen gehandelt werden. Auch bei den Spotpreisen am TTF ist ein fallender Trend erkennbar.

Preisentwicklung im Haushaltskundensegment

Vergleicht man die einzelnen Komponenten (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) der Gesamtaufwendungen eines durchschnittlichen Haushaltskunden in Niederösterreich (Local Player) vom Dezember 2006 mit Dezember 2005 (Abbildung 29), so wird deutlich erkennbar, dass es auf Grund der Energiepreiserhöhung per 1. Dezember 2006 zu einer Verschiebung gekommen ist und sich der Energieanteil auf über 50% erhöht hat. Die per 1. Jänner 2007 gültigen

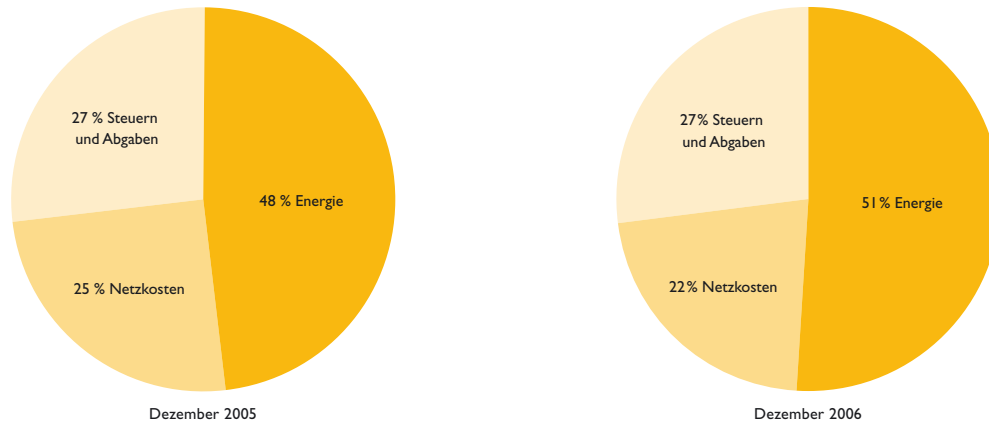
→ Großhandelspreise Gas versus Heizöl leicht

Abbildung 28



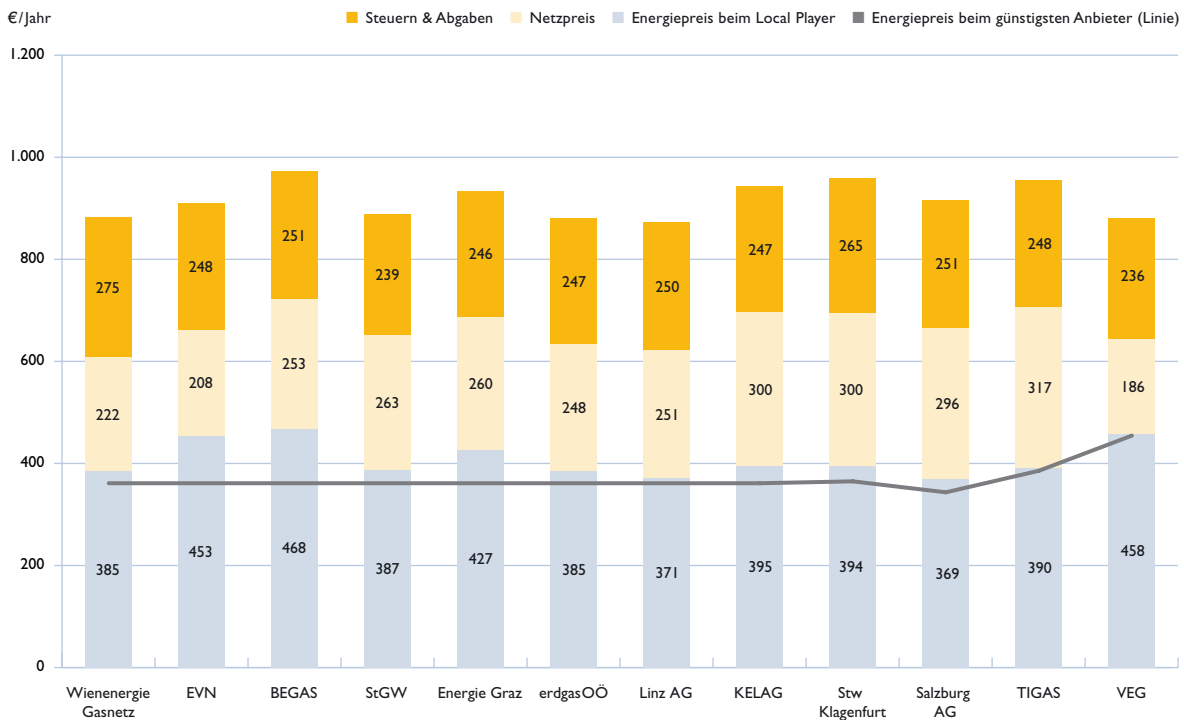
Quelle: Statistik Austria, Energate

→ **Gesamtaufwendungen eines durchschnittlichen Haushaltskunden in Niederösterreich (Local Player), Vergleich Dezember 2006 mit Dezember 2005** Abbildung 29



Quelle: E-Control

→ **Gesamtpreisvergleich Erdgas für einen durchschnittlichen Tarifkunden Jahresverbrauch von 15.000 kWh, nach Netzgebieten** Abbildung 30



Quelle: E-Control, Stand 12/2006

Netztarife werden diese Entwicklung noch verdeutlichen, da – zurückzuführen auf eine Netztarifsenkung – der Netzanteil geringer wird.

Insgesamt steigen jedoch trotz Netztarifsenkungen auf Grund der bereits durchgeführten Energiepreiserhöhungen einiger Lieferanten die Gesamtaufwendungen der Haushalte. Abbildung 30 zeigt den aktuellen Stand der Gesamtaufwendungen für Gas (Euro/Jahr) eines durchschnittlichen Haushaltskunden in verschiedenen Netzbereichen.

Preisentwicklung im Industriekundensegment

Die E-Control kommt durch die Industriepreiserhebung § 9 Abs. 1 Z3 E-RBG (Energierегulierungsbehördengesetz) nach, demzufolge Strom- und Erdgaspreisvergleiche für Endverbraucher zu erstellen und zu veröffentlichen sind. Der Vorteil für Industrieunternehmen liegt in der anonymisierten Auswertung mit Richtwerten für die eigene Abnahmestruktur. Darüber hinaus können die Kunden zusätzliche Inputs über Energieliefervertragsinhalte für zukünftige Verhandlungen verwenden.

Umgekehrt erhält die E-Control im Rahmen der Erfüllung der gesetzlichen Berichtspflicht unter anderem Überblick über Rechnungsinhalte und kann gegebenenfalls Missbrauchsverfahren einleiten. Im Zuge der Unterstützung von nationalen (BMWA, Statistik Austria) und internationalen

(Eurostat) statistischen Institutionen kann somit eine einheitliche Datenquelle verwendet werden. Um den Aufwand für die Industrieunternehmen zu minimieren, wird die zweimal jährlich durchgeführte Industriepreiserhebung Gas (Jänner und Juli) differenziert, wobei sich die Juli-Erhebung lediglich auf den Energiepreis bezieht, während die Jänner-Erhebung darüber hinausgehende Parameter wie zum Beispiel Angaben über Energielieferverträge beinhaltet. Die Industriepreiserhebung Juli 2006 wurde im Zeitraum August bis Oktober 2006 durchgeführt.

Für die gesamte Beobachtung wurden der Median sowie das erste und dritte Quartil ermittelt. Der Median, der Mittelwert nach einer Rangordnung, beträgt für die gesamte Stichprobe 2,39 Cent/kWh (Tabelle 8). Das erste und dritte Quartil geben an, dass 75% der Kunden mehr als 2,23 Cent/kWh und 25% der Kunden sogar mehr als 2,58 Cent/kWh zahlen. Die Verteilung der Quartilswerte zeigt, dass der Abstand vom Median nach oben hin größer ist als nach unten, was für Kunden bedeutet, dass es relativ schwer ist, einen Preis wesentlich unterhalb des Medianwertes (2,39 Cent/kWh) zu erhalten. Allerdings sind sehr oft teilweise erheblich höhere Preise zu bezahlen.

Der Vorjahresvergleich zeigt einen Anstieg der durchschnittlichen Energiepreise in Summe um rund 32,24%, der zum Teil auf die Erhöhung der Erdölpreise zurückzuführen ist.

→ Übersicht Industriepreiserhebungen Juli 2006 und Juli 2005

Tabelle 8

	Auswertung	Juli 2006 in Cent/kWh	Juli 2005 in Cent/kWh
Kategorie A Jahresverbrauch > 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	2,23	1,69
	Standardabweichung	0,26	0,24
	Anzahl Unternehmen	29	16
	durchschnittliche Vertragslaufzeit	–	35 Monate
Kategorie B Jahresverbrauch > 10.000.000 kWh < 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	2,36	1,86
	Standardabweichung	0,42	0,24
	Anzahl Unternehmen	56	54
	durchschnittliche Vertragslaufzeit	–	27 Monate
Kategorie C Jahresverbrauch < 10.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	2,54	1,84 ¹
	Standardabweichung	0,48	0,36
	Anzahl Unternehmen	71	46
	durchschnittliche Vertragslaufzeit	–	36 Monate
Gesamt	Arithmetisches Mittel	2,42	1,83
	Standardabweichung	0,44	0,30
	Median	2,39	1,83
	erstes Quartil	2,23	1,64
	drittes Quartil	2,58	2,00
	Anzahl Unternehmen	156	116
	durchschnittliche Vertragslaufzeit	–	32 Monate

¹ Die Reduktion des Durchschnittspreises im Juli 2005 gegenüber Jänner 2005 lässt sich damit erklären, dass im Jänner 2005 nur Stichproben auf Basis der Rechnungskopien nachgerechnet und bei Bedarf korrigiert wurden. Im Juli 2005 wurden zur Verbesserung der Datenqualität sämtliche Angaben nachgerechnet und bei Bedarf korrigiert.

Detailinformationen zu den einzelnen Industriepreiserhebungen sind auf www.e-control.at → Gas → Gaspreise → Endverbraucherpreise → Industriegaspreise zu finden.

Quelle: E-Control



→ Regulierung der Netze: Tarifizierung Gas

Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung- Novelle 2006 per 1. April 2006

Mit 1. April 2006 wurde von der E-Control Kommission eine Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung erlassen. Bisher waren lediglich Höchstpreise für Messleistungen, die durch Verteilerunternehmen verrechnet wurden, festgelegt. Mit dieser Novelle wurden nunmehr auch Höchstpreise für Messleistungen auf der Fernleitungsebene verordnet.

Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung- Novelle 2006 per 1. Jänner 2007

Im Jahr 2006 erfolgte durch die E-Control Kommission – mit 1. Jänner 2007 – eine Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (2. GSNT-VO Novelle 2006). Diese Novelle bedingt darüber hinaus eine Änderung der Gas-Regelzonenführer-Verordnung sowie der Fernleitungs-Verordnung.

Die Tarifänderung erfolgte auf Grund der Ergebnisse eines Kostenprüfungsverfahrens, in dem aktuelle Daten aus dem Geschäftsjahr 2005 verwertet wurden. Überdies wurden eingehende Bestimmungen über die Kriterien für die Tarifbestimmung in den Verordnungstext aufgenommen.

Als wesentliche Neuerung wurde im Rahmen des Kostenprüfungsverfahrens eine Vereinheitlichung der Abschreibungs- bzw. Nutzungsdauern für Rohrleitungen der Gasnetzbetreiber erwogen und umgesetzt. Hierdurch wird eine standardisierte Verteilung der Investitionskosten auf die Kunden im zeitlichen Ablauf und eine Reduktion von Tarifsprüngen auf Grund der Investitionszyklen erreicht. Auf Basis technischer Gutachten im

Zusammenhang mit wirtschaftlichen Argumenten sowie unter Berücksichtigung des Substitutionswettbewerbs durch andere Primärenergieträger wurde die Abschreibungsdauer, abhängig vom Rohrwerkstoff, vereinheitlicht.

Darüber hinaus gelten die Finanzierungskosten als wesentlicher Eckpfeiler bei der Ermittlung angemessener Netztarife. Finanzierungskosten stellen eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit für die Versorgungssicherheit betreffend Erdgasfern- und -verteilerleitungen dar. Nur durch eine entsprechende Verzinsung der Netzanlagen kann der Gasnetzbetreiber das Anlagevermögen, das zum Netzbetrieb notwendig ist, erhalten und erweitern. Gerade in diesem Punkt wurden Neuerungen und Modernisierungen durchgeführt, die zu adäquaten Finanzierungskosten führen.

Die Ermittlungsergebnisse brachten eine Senkung der Systemnutzungstarife im Schnitt von rund 4,5%, was zu Einsparungen von insgesamt 21 Millionen Euro führt. Neben der Kostenprüfung hat eine Steigerung der abgegebenen Mengen zu einer Senkung der Durchschnittskosten pro Einheit geführt.

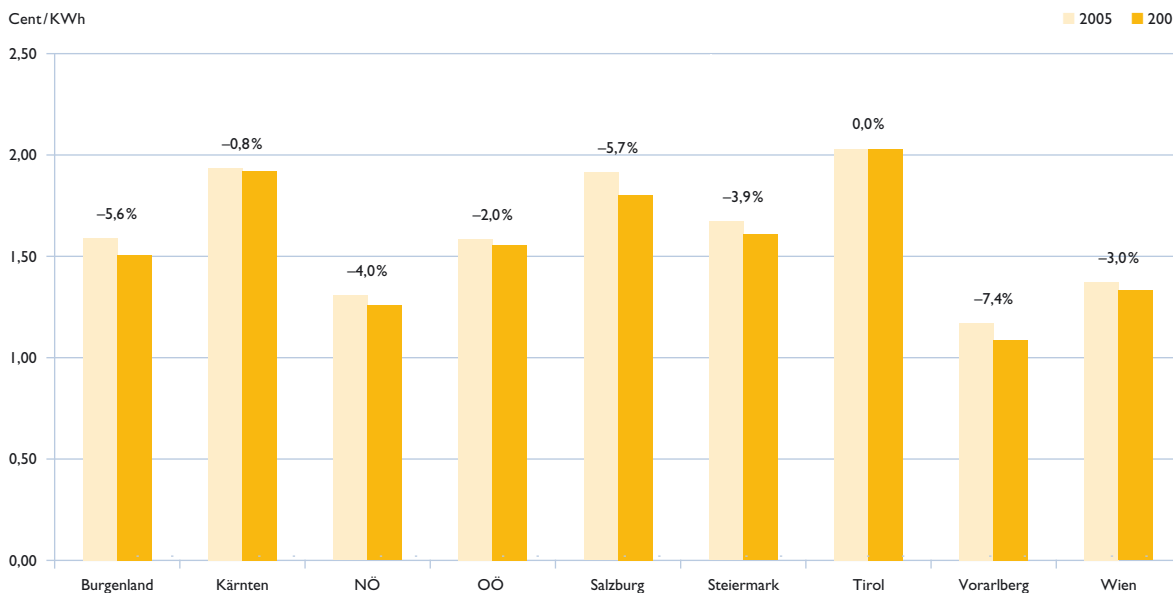
In Abbildung 31 und Abbildung 32 sind Beispiele angeführt, die die Ergebnisse pro Bundesland deutlich zeigen. Die Beispiele sind zwei Musterkunden:

- ein Haushalt mit einem Verbrauch von 15.000 kWh auf der Ebene 3 und
- ein Industriekunde mit einem Verbrauch von 90.000.000 kWh und 8.000 Benutzungsstunden auf der Ebene 2.

Im Einzelnen wurden von der E-Control Kommission die in Abbildung 31 und Abbildung 32 dargestellten durchschnittlichen Tarifsenkungen für die dargelegten Abnahmesituationen verordnet.

→ **Bsp. 1: Tarifänderung für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh auf der Ebene 3**

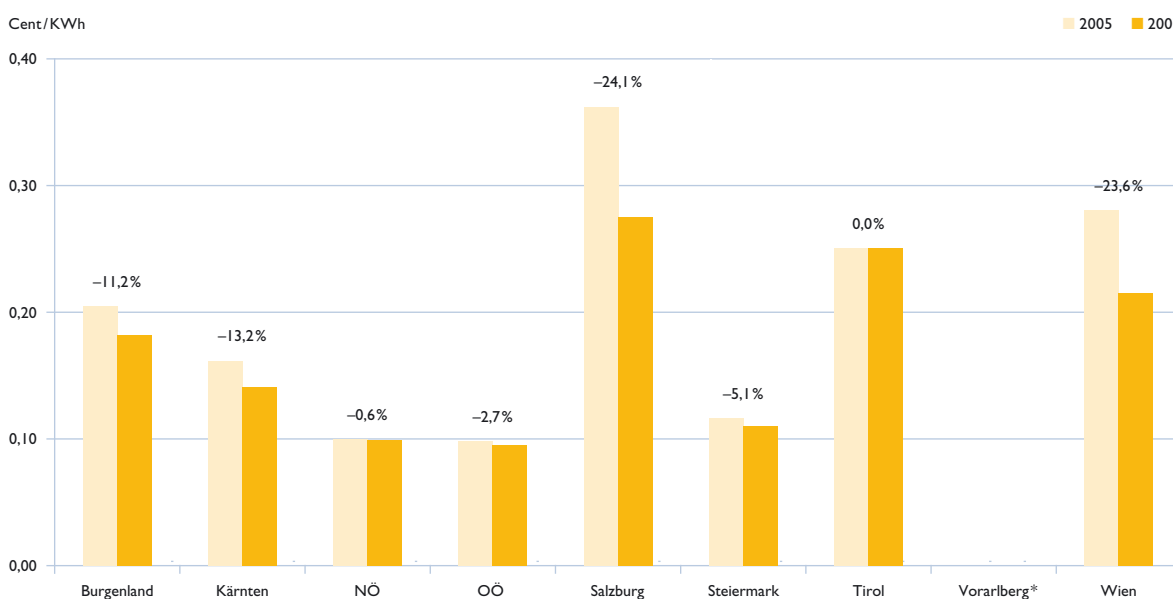
Abbildung 31



Quelle: E-Control; 2006 keine Tarifänderung

→ **Bsp. 2: Tarifänderung für einen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 90.000.000 kWh und einer jährlichen Benutzungsdauer von 8.000 h auf der Ebene 2**

Abbildung 32



* Anmerkung: In Vorarlberg gibt es keine Ebene-2-Kunden

Quelle: E-Control

→ Grenzüberschreitende Lieferungen (Transit)

Mit der zweiten Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EC wurde die bisher unterschiedliche rechtliche Betrachtung von nationalen Erdgasleitungen und Fernleitungen für grenzüberschreitende Transporte (Transitleitungen) aufgehoben. Gleichzeitig schreibt Richtlinie 2003/55/EC ein verpflichtend reguliertes System für den Zugang zu Transitleitungen vor. In näherer Ausführung der Bestimmungen der Richtlinie 2003/55/EC enthält die EU-Verordnung 1775/2005¹² Vorgaben betreffend den Zugang zu Erdgasfernleitungen.

Die Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG III)¹³ setzt die Vorgaben der Richtlinie 2003/55/EC und der Verordnung 1775/2005 in nationales Recht um. Der Zugang zu österreichischen Transitleitungen hat nunmehr zu den von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tariffberechnungsmethoden zu erfolgen. Die Transitunternehmen unterliegen dabei einem Kontrahierungszwang.

Auf den folgenden Transitleitungen wird Erdgas durch Österreich in nachgelagerte Märkte transportiert (Abbildung 33):

- Trans-Austria-Gasleitung (TAG) in Richtung Süden,
- West-Austria-Gasleitung (WAG) in Richtung Westen,
- March-Baumgarten-Gasleitung (MAB) in Richtung Nordost,
- Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) in Richtung Südost,
- Penta-West-Gasleitung (PW) in Richtung Westen und
- Süd-Ost-Leitung (SOL) in Richtung Süden.

Die OMV Gas GmbH ist an allen Transitleitungen beteiligt, zu jeweils 100% an Penta West (PW), MAB, HAG, SOL. An der Betreibergesellschaft der WAG, der BOG GmbH, hält OMV Gas GmbH neben GdF (44%) und E.ON Ruhrgas AG (5%) einen Anteil von 51%. An der TAG GmbH hat OMV Gas GmbH einen Anteil von 11% neben dem Mehrheitsgesellschafter ENI mit 89%. Über die Aufteilung der Transportrechte auf den Transitleitungen liegen keine Informationen vor.

Zur Erleichterung der Durchführung von Transits sieht das GWG III in Analogie zum Inlandsbereich einen „One-Stop-Shop“ vor. Dabei kommt der OMV Gas GmbH bei der Beantwortung von Netzzugangsanträgen eine Koordinationsfunktion zu, wenn Netzbenutzer mehrere Transitleitungen benutzen wollen. In Erfüllung dieser Koordinationsfunktion hat die OMV Gas GmbH Netzzugangsanträge innerhalb von 14 Tagen zu beantworten, dem Netzbenutzer für den begehrten Transportweg die freien Leitungskapazitäten darzustellen, die entsprechenden Netznutzungsentgelte zu berechnen und die erforderlichen Vertragsunterlagen zu übermitteln.

Zur effizienteren Nutzung von Transitleitungen hat sich der österreichische Gesetzgeber unter Berücksichtigung der Ausführungen in der EU-Verordnung 1775/2005 dazu entschlossen, jene Netzbenutzer, die ihre vertraglich vereinbarte Kapazität nicht nutzen, dazu zu verpflichten, diese auf einem Sekundärmarkt anderen interessierten Netzbenutzern anzubieten (sogenanntes „Use it or sell it“-Prinzip, kurz: UIOSI). Dies hat laut § 31e Abs. 7 GWG ausschließlich über die zentrale Handelsplattform, die von OMV Gas GmbH im Jänner 2007 eingerichtet wurde, im Internet zu geschehen. Das UIOSI-Prinzip ist eine

¹² Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, ABI L 289/1 (3.11.2005).

¹³ Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl I 106/2006

Vorstufe zum „Use it or lose it“-Prinzip (kurz: UIOLI). Kommt nämlich der Netzbenutzer seiner Verpflichtung nicht nach, so ist die nicht genutzte kommittierte Kapazität vom Fernleitungsunternehmen Dritten zugänglich zu machen.

Die oben angeführten Prinzipien und die Schaffung eines Sekundärmarktes für Kapazitäten in Form der zentralen Handelsplattform sollen die Liquidität des Kapazitätsmarktes verbessern. Diese Bestimmungen sind gerade vor dem Hintergrund der Vollendung des europäischen Erdgasbinnenmarktes ein wichtiges Thema und sollen helfen, vertraglich bedingte Netzengpässe zu vermeiden.

Gemäß GWG III hat Erdgastransit ab 1. Jänner 2007 ausschließlich zu den von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tarifberechnungsmethoden zu erfolgen. Die Transitentgelte, die anhand der genehmigten

Methoden zu berechnen sind, müssen dem Grundsatz der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung entsprechen. Das GWG III legt dazu näher fest, dass die Kostenbasis, auf die die Methoden anzuwenden sind, die Vollkosten für den Betrieb, das Brenngas, das Linepackmanagement, die Instandhaltung, den Ausbau, die Verwaltung und die Vermarktung der Kapazitäten umfassen. Die Kapitalrendite soll im internationalen Vergleich angemessen sein und auch das Risiko ist entsprechend zu berücksichtigen. Die Methoden müssen unter anderem so gestaltet sein, dass sie den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, Quersubventionen zwischen Netzbenutzern vermeiden und die Lebensfähigkeit der Netze durch Investitionen ermöglichen.

Über Aufforderung der E-Control Kommission sind die Tarifberechnungsmethoden abzuändern oder neu zu erstellen. Die Methoden sind dann

→ Transit- und Fernleitungen in Österreich und Übergabepunkte

Abbildung 33



zu genehmigen, wenn die aus den Methoden resultierenden Transitentgelte nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Transitentgelte für vergleichbare Leitungssysteme in der Europäischen Union liegen. Es ist daher von den Transitunternehmen gemeinsam mit den zu genehmigenden Methoden auch der E-Control Kommission ein Tarifbenchmarking vorzulegen. Die Transitunternehmen haben die Methoden auf ihrer Homepage zu veröffentlichen.

Die EU-Verordnung 1775/2005 legt bestimmte Veröffentlichungspflichten für Transitunternehmen fest. So müssen ab 1. Juli 2006 genaue Angaben zur Kapazitätssituation und detaillierte Informationen zu den angebotenen Dienstleistungen veröffentlicht werden.

Der Übergang vom vormals verhandelten Zugang zu Transitleitungen zum Regime des regulierten Zugangs kann als ein wichtiger Schritt zu einem transparenten und diskriminierungsfreien Markt angesehen werden. Wichtig ist jedoch in diesem Zusammenhang vor allem die Überwachung der Einhaltung der Veröffentlichungspflichten der EU-Verordnung 1775/2005.

Kapazitätsallokation auf der TAG

Auf der nach Italien führenden Gaspipeline TAG besteht bereits seit geraumer Zeit ein Mangel an Leitungskapazitäten, der durch eine steigende Nachfrage an Gaslieferungen nach Italien bewirkt wurde. Durch den Bau einer zusätzlichen Kompressorstation sollen ab dem Jahr 2008 zusätzliche Erdgasmengen im Ausmaß von 3,5 Mrd. m³/Jahr transportiert werden. Im Zuge der Ende 2005 stattgefundenen Vergabe von Leitungskapazitäten, die durch den Bau einer neuen Kompressorstation geschaffen wurden, hatte die TAG eine Pro-rata-Zuteilung vorgesehen. Auf Grund der Vielzahl der Anmeldungen, die die Zahl der in diesem Raum tätigen Erdgashändler bei Weitem überstieg (160-fache Überzeichnung der angebotenen Kapazitäten), kann ein strategisches

Verhalten der einzelnen Interessenten nicht ausgeschlossen werden. Da rund 150 erfolgreiche Kapazitätsbewerber jeweils nur rund 2.500 m³/h zugeteilt bekommen haben, ist davon auszugehen, dass ein reger Handel am Sekundärmarkt stattfindet. Für die geplante zweite Allokation von Kapazitäten wird erwartet, dass die Bedingungen für die Teilnahme am Allokationsverfahren seitens TAG GmbH dahingehend verbessert werden, dass eine Teilnahme zum alleinigen Zwecke des Handels am Sekundärmarkt nicht beanreizt wird.

Kapazitätsausbau auf der WAG – Marktstudie des Bedarfs

BOG – als exklusive Inhaberin der Transportrechte im WAG Pipeline System – hat 2006 angekündigt, die Kapazität des Pipeline-Systems bis 2011 in der Flussrichtung von Baumgarten nach Oberkappel auf ca. 1.420.000 m³/h (0°C; 1,01325 bar) zu erweitern. Im Rahmen einer Marktstudie hat BOG GmbH bis Ende 2006 den künftigen Kapazitätsbedarf untersucht und interessierte Transportkunden eingeladen, ihren Bedarf bekannt zugeben.

→ Bericht Unbundling

Rechtliche Grundlagen

§ 7 Abs. 3 Gaswirtschaftsgesetz – GWG, BGBl I Nr. 121/2000 idF BGBl I Nr. 148/2002 regelt das sogenannte organisatorische beziehungsweise funktionelle Unbundling. Teil des organisatorischen Unbundling ist die Erstellung eines Übereinstimmungsprogramms gemäß § 7 Abs. 3 lit. c GWG.

Nach dieser Bestimmung haben Netzbetreiber ein Übereinstimmungsprogramm zu erstellen, aus dem hervorgeht, welche Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens getroffen werden. In dem Programm muss dargelegt sein, welche besonderen Pflichten die Mitarbeiter im Hinblick auf das Ziel der Gleichbehandlung

haben. Die Leitung des integrierten Erdgasunternehmens, zu dem der Netzbetreiber gehört, hat einen Übereinstimmungsbeauftragten zu benennen, der für die Erstellung des Programms und die Überwachung seiner Einhaltung zuständig und ihr gegenüber zur Berichterstattung verpflichtet ist. Dieser Übereinstimmungsbeauftragte legt der E-Control jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vor, der veröffentlicht wird.

Jährlicher Gesamtbericht der Energie-Control GmbH über die Gleichbehandlungsprogramme der österreichischen Gasnetzbetreiber

Dies wurde in der Praxis bisher so gehandhabt, dass die E-Control einen Gesamtbericht über die Gleichbehandlungsprogramme aller Netzbetreiber erstellt und auf ihrer Homepage, zuletzt im August 2006, veröffentlicht hat. Den Netzbetreibern bleibt es unbenommen, ihr Übereinstimmungsprogramm im Internet zu veröffentlichen.

Wie bereits im vorhergehenden Berichtszeitraum, der das Rumpffjahr 2003 sowie das Geschäftsjahr 2004 umfasste, hat die E-Control auch diesmal am Ende des Geschäftsjahrs (Oktober 2005) die Netzbetreiber zur jährlichen Berichterstattung gegenüber der Behörde gemäß § 7 Abs. 3 GWG aufgefordert. Zur Evaluierung der Gleichbehandlungsprogramme wurde auch diesmal dem Aufforderungsschreiben der E-Control der bereits vom letzten Berichtszeitraum bekannte Fragebogen beigelegt, der sich in 22 Einzelfragen mit der Umsetzung des Gleichbehandlungsprogramms durch den Netzbetreiber befasst. Aus den von den Unternehmen übermittelten Unterlagen hat die E-Control den Gesamtbericht „Gleichbehandlungsprogramme österreichischer Gasnetzbetreiber“ erstellt und im August 2006 auf ihrer Homepage veröffentlicht.

Zusammenfassend lassen sich dem Bericht folgende Ergebnisse entnehmen:

a) Organisatorische Trennung von Netz- und Wettbewerbsbereich noch nicht durchgehend vollzogen

Im Zuge der Erstellung des Berichts hat sich gezeigt, dass die rechtliche Trennung des Netz- und Lieferbereichs integrierter Unternehmen, soweit sie gesetzlich vorgeschrieben ist, vollzogen wurde. In organisatorischer und personeller Hinsicht bestehen bei vielen Unternehmen jedoch nach wie vor umfangreiche Verschränkungen zwischen dem Monopol- und dem Wettbewerbsbereich. Diese Verflechtungen sind – wenn auch überwiegend nicht gesetzlich verboten – geeignet, den Wettbewerb zu beeinträchtigen beziehungsweise das Ziel der Gleichbehandlung zu gefährden.

b) Energie- und Netzvertrieb personell in einer Hand

Nach Überprüfung der im Rahmen des Gleichbehandlungsprogramms übermittelten Unterlagen und nach diversen Gesprächsterminen mit allen größeren Gasnetzbetreibern konnte festgestellt werden, dass die Organisation des Energievertriebes und des Netzvertriebes aus Sicht der Gleichbehandlung noch nicht zufriedenstellend gelöst ist.

Energie- und Netzvertrieb werden von den meisten Unternehmen zwar organisatorisch oder sogar gesellschaftsrechtlich getrennt, jedoch sorgen wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen in der überwiegenden Mehrzahl der Fälle dafür, dass beide Leistungen von ein und denselben Mitarbeitern erbracht werden, das heißt Personalunionen bestehen.

In den Gleichbehandlungsprogrammen wird zwar durchgehend betont, dass derjenige Mitarbeiter, der den Hausanschluss verkauft, den Kunden auf die Möglichkeit der freien Versorgerwahl hinzuweisen hat; es ist aber fraglich, ob derselbe Mitarbeiter, der gleichzeitig wirtschaftlich auch

für den Energievertrieb des eigenen Unternehmens oder Konzerns verantwortlich ist, nicht in erster Linie das Produkt des eigenen Unternehmens anbieten wird.

Diese – aus rein wirtschaftlicher Sicht vielleicht oftmals nachvollziehbaren – Konstellationen bergen daher ein erhebliches Risiko der Benachteiligung alternativer Gaslieferanten und der Behinderung des Wettbewerbs in sich.

c) Schutz wirtschaftlich sensibler Daten verbesserungswürdig

Die im Zuge der Erstellung des vorliegenden Berichts gemachten Erfahrungen zeigen, dass der Schutz wirtschaftlicher Daten bei vielen der betroffenen Unternehmen noch verbesserungswürdig ist: Hier hat sich gezeigt, dass die Unternehmen die Trennung zwischen Netz und Vertrieb zwar buchhalterisch – sei es durch getrennte Buchungskreise oder durch das 2-Vertragsmodell – sauber durchgeführt haben. Getrennte Serverlandschaften für Netz und Vertrieb gibt es jedoch bei kaum einem Unternehmen. Zum Thema Datenzugriff auf die vom Netzbetreiber eingegebenen Daten gibt es zwar wortreiche Beschreibungen der jeweiligen Beschränkungen, ein schriftliches Konzept, wer auf welche Daten zugreifen kann, konnte der E-Control aber von keinem einzigen Unternehmen vorgelegt werden. Darüber hinaus wurde immer wieder darauf verwiesen, dass wirtschaftlich sensible Daten vertraulich behandelt werden, es wurde aber nie definiert, welche Daten nun genau in welchen Ablaufprozessen als wirtschaftlich sensibel zu bezeichnen wären.

Insgesamt entsteht der Eindruck, dass sich die Unternehmen mit den diversen Aspekten der Gleichbehandlung wohl auseinandergesetzt haben; die EDV-technische Beschränkung des Datenzugriffs und deren schriftliche Dokumentation wird aber oftmals als wenig problematische Thematik betrachtet, derer man sich erst zuletzt annimmt.

d) Getrennte Ausweisung von Netz- und Energiepreis

Der Bericht zeigt auf, dass manche Unternehmen im Berichtszeitraum die von § 23 Abs. 6 GWG verlangte gesonderte Ausweisung der einzelnen Komponenten des Systemnutzungsentgelts auf den Rechnungen nicht vorgenommen haben. Die Umsetzung der über § 23 Abs. 6 GWG hinausgehenden und mit 1. Jänner 2007 in Kraft tretenden Verpflichtung zur gesonderten Ausweisung des Energiepreises in Cent/kWh gemäß § 40 a Abs. 1 GWG wird daher in Zukunft besonders genau zu prüfen sein.

e) Zukauf von Konzerndienstleistungen

Beim Zukauf von Dienstleistungen handelt es sich auf den ersten Blick um kein unmittelbar mit dem gesetzlichen Diskriminierungsverbot in Zusammenhang stehendes Thema. Die Ausgestaltung der Leistungsbeziehungen des Netzbetreibers zum integrierten Unternehmen lässt jedoch auch Rückschlüsse auf die Eigenständigkeit des Netzbetreibers zu.

Die zum Legal Unbundling verpflichteten Unternehmen haben großteils – in rechtlich zulässiger Weise – neue Gesellschaften mit beschränkter Haftung gegründet und den Gasnetzbetrieb in diese Unternehmen eingebracht. Die Personalausstattung dieser neuen Netzgesellschaften ist jedoch teilweise sehr gering, sodass vor allem die Overhead-Dienstleistungen, beziehungsweise in den Fällen, wo das Personal auch arbeitsrechtlich in den Muttergesellschaften verblieben ist, auch technische Dienstleistungen von der Muttergesellschaft zugekauft werden. Diese Verträge sind sowohl im Hinblick auf die genaue Definition der zu erbringenden Leistung als auch die Preisgestaltung für die Erbringung der Dienstleistungen sehr allgemein gehalten, großteils werden Pauschalbeträge verrechnet. Hier stellt sich die Frage, ob derartige Verträge auch mit einem dritten, nicht im Konzern verbundenen

Unternehmen in dieser pauschalierten Art und Weise abgeschlossen worden wären.

Infoveranstaltung zum Thema Gleichbehandlungsprogramme

Anlässlich der Gespräche zu den Gleichbehandlungsprogrammen fand bei der E-Control auf Anregung einiger Unternehmen im November 2006 eine ganztägige Info-Veranstaltung zum Thema „Gleichbehandlungsprogramme in der Praxis“ statt. Dabei haben die Gleichbehandlungsbeauftragten eines reinen Gasnetzbetreibers und eines Kombinationsnetzbetreibers für das Gas- und Stromnetz die praktischen Probleme bei der Implementierung der Gleichbehandlungsprogramme in den Unternehmen dargestellt. In der anschließenden Diskussion wurden vor allem die im Bericht der E-Control über die Gleichbehandlungsprogramme kritisch angemerkten Themenbereiche der Personalunionen bei Netz-

und Energievertrieb und des Schutzes wirtschaftlich sensibler Daten diskutiert. Mangels genauer gesetzlicher Bestimmungen über die Stichtage des Berichtswesens wurde mit den Unternehmen vereinbart, dass der nächste Bericht zu den Gleichbehandlungsprogrammen bis spätestens März 2007 an die E-Control zu übermitteln ist. Die Muster-Gleichbehandlungsprogramme für integrierte Unternehmen und für rechtlich entflochtene Unternehmen wurden überarbeitet und stehen in aktualisierter Fassung auf der Homepage der E-Control zur Verfügung.

→ **Überarbeitung Marktregeln**

Die Marktregeln sind die Summe aller Allgemeinen Bedingungen, die von der E-Control oder E-Control Kommission zu genehmigen sind, weiters die Sonstigen Marktregeln und Verordnungen zum Wechsel beziehungsweise Standardisierte Lastprofile (Abbildung 34).

→ **Übersicht Marktregeln Gas**

Abbildung 34



Quelle: E-Control

Die Marktregeln wurden, abgesehen von punktuellen Anpassungen, zuletzt im Jahr 2003 überarbeitet. Auf Grund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen mit der Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes und anderen notwendigen Anpassungen wurde im Mai 2006 ein Projekt zur Überarbeitung der Marktregeln gestartet, dessen Zeitplan in Abbildung 35 dargestellt ist.

Additiv zu den bisherigen Marktregeln sind Allgemeine Bedingungen für grenzüberschreitende Transporte und Allgemeine Bedingungen der Regelzonenführer hinzugekommen und es wurde erstmalig eine empfohlene Fassung abgestimmt.

Die Inhalte wurden auf insgesamt sechs Arbeitsgruppen aufgeteilt und in zwei Sitzungsrounden diskutiert. Vor jeder Sitzungsrunde wurden Entwürfe an die Arbeitsgruppenmitglieder versandt, die eine Basis für die Diskussion bildeten. Eingebunden in das Projekt waren die Marktteilnehmer insbesondere im Wege ihrer Interessenvertretungen und Verbände. Zusätzlich zu den beiden Sitzungsrounden wurden zu ausgewählten Inhalten Sondertermine zur Information bezie-

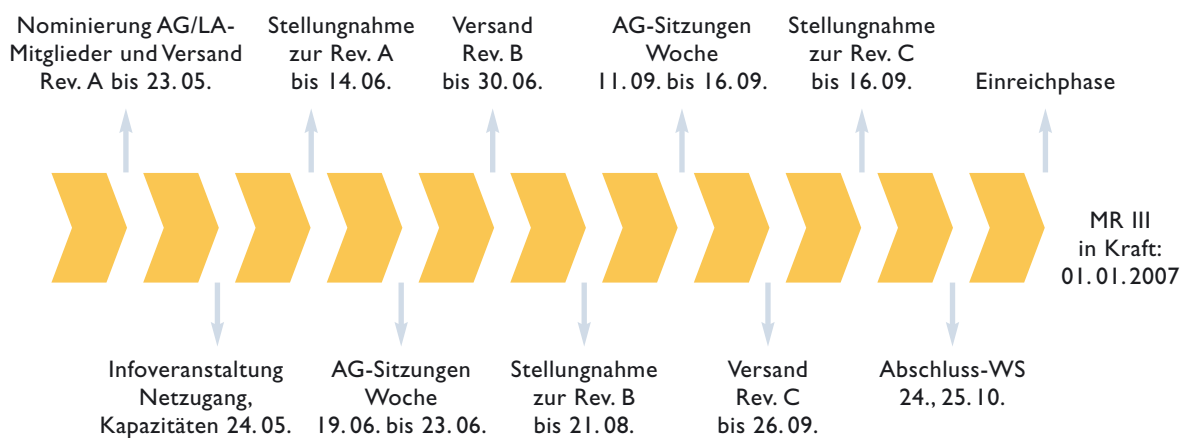
hungsweise Diskussion durchgeführt. Nach insgesamt etwa 20 Besprechungsterminen wurden in einem gemeinsamen Abschluss-Workshop die Marktregeldokumente verabschiedet. Abgesehen von einigen wenigen Punkten, bei denen einzelne Unternehmen sich eine interne Prüfung vorbehalten haben, wurde ein Konsens über die empfohlenen Musterfassungen erzielt. Die neuen Marktregeln treten per 1. Jänner 2007 in Kraft.

Neuordnung des Kapazitätsregimes

Neben Harmonisierungen, wie beispielsweise die Anpassung des Wechselprozesses an den 4-bis-6-Wochen-Prozess, der im Strombereich bereits realisiert wurde, hatte die inhaltliche Weiterentwicklung der Marktregeln Gas einen Schwerpunkt auf der Neuordnung des Kapazitätenregimes in der Regelzone. Basierend auf den neuen gesetzlichen Vorgaben wurden Transporte in der Regelzone unterteilt in Transporte zur unmittelbaren Endkundenversorgung und sogenannte „Sonstige Transporte“, wie unter anderem die Befüllung der Speicher aus Importen. In diesem

→ Zeitplan Marktregelprozess

Abbildung 35



Quelle: E-Control

Zusammenhang war das Fahrplanmanagement samt Prioritätenregeln an diese Klassifizierung anzupassen. Weiters bekamen die Versorger – unter Beibehaltung des „Rucksackprinzips für Endkunden“ – eine Möglichkeit, sich Einspeisekapazitäten an der Regelzonengrenze in flexibler Weise zuordnen zu lassen. Diese erhöhte Flexibilität bedingt jedoch eine Verpflichtung der Versorger, bei Notwendigkeit auch entsprechende Einspeisungen im Rahmen der zugeordneten Kapazitäten zur Endkundenversorgung vorzunehmen. Zur Sicherung der Endkundenversorgung ist auf Grund der durch physische Grenzen limitierten Steuerungsmöglichkeit der Netze – saisonal schwankend – eine Mindesteinspeisung sicherzustellen.

Kapazitätserweiterungen

Ein weiterer Schwerpunkt war die Entwicklung von Prozessen, die Anträge auf Kapazitätserweiterung von Endkunden und Versorgern ermöglichen. Mit den entwickelten Regeln ist in Zukunft für alle Beteiligten eine verbesserte Planbarkeit gegeben. Vor allem bei größeren Projekten mit oftmals mehreren Jahren Vorlaufzeit war im bestehenden Regime wechselseitig keine Möglichkeit der Verbindlichkeit von Zusagen gegeben. Mit den neuen Regelungen erhalten Kunden eine verbindliche Zusicherung, zu einem bestimmten Zeitpunkt den gewünschten Netzzugang zu erhalten. Die Netzbetreiber verpflichten sich, das Netz entsprechend auszubauen, damit die Transporterfordernisse der Kunden erfüllt werden können, und erhalten im Gegenzug vom Kunden eine Zusicherung der Nutzung. Die gegenseitigen Verpflichtungen werden im Rahmen von Kapazitätserweiterungsverträgen (Kunde-Netzbetreiber) und Kapazitätsausbauverträgen (Netzbetreiber-Netzbetreiber-Regelzonenführer) vereinbart. Voraussetzung für den Ausbau ist der Abschluss der genannten Verträge und die Genehmigung der entsprechenden Projekte in der Langfristigen Planung des Regelzonenführers AGGM.

Qualität der Netzdienstleistung

Völlig neu war die Einführung von Standards zur kommerziellen Qualität der Netzdienstleistung beim Verteilernetz. Trotz einer zu Beginn sehr kontroversen Diskussion konnte mit dem Abschluss der Marktregeln ein weitgehender Konsens gefunden werden, dass eine Reihe von Standards einzuhalten und Kenngrößen zu veröffentlichen sind. Insbesondere wurde von der Interessenvertretung der Verteilerunternehmen das Ergebnis als grundsätzlich gangbares Modell unterstützt, das vorsieht, dass die Einhaltung der Qualitätsstandards auch durch eine unabhängige Zertifizierungsstelle nachgewiesen werden kann.

Regulierter Netzzugang im Transit

Bei der Einführung des regulierten Netzzuganges für grenzüberschreitende Transporte wurde in den Allgemeinen Bedingungen insbesondere auch eine Koordinierungsfunktion der OMV Gas GmbH ausgestaltet. Werden mehrere Leitungssysteme genutzt, bietet die OMV Gas GmbH auf Basis einer gesetzlichen Verpflichtung interessierten Kunden Servicedienstleistungen an, die den Netzzugang in der Art eines One-Stop-Shops ermöglichen. Ein wichtiger Bestandteil sind weiters die Verpflichtungen bezüglich der Nutzung einer zentralen Handelsplattform, auf der Netznutzer ihre ungenutzten Transportkapazitäten anbieten müssen, und die Verpflichtung des Netzbetreibers, am Sekundärmarkt nicht angebotene freie Kapazitäten zugänglich zu machen. Im Rahmen der empfohlenen Fassung konnte keine Einigung bezüglich der Anwendung der jeweils genehmigten Allgemeinen Bedingungen erzielt werden.

Auf Grund der intensiven Vorabstimmung und Vorbereitung innerhalb der Interessenvertretungen und Verbände konnte die Diskussion der Themen in konstruktiver Weise mit höchstmöglicher Effizienz durchgeführt werden.

→ Aufsicht Regelzonenführer (Langfristplanung)

Langfristige Planung (LFP) 2006 für die Regelzone Ost für den Zeitraum GJ 2007–2011

Gemäß der seit 27. Juni 2006 geltenden Rechtslage hat die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM AG) nach §§ 12 b Abs. 1 Z 4 i. V. m. 12 e GWG die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine Langfristige Planung für die Regelzone Ost gemäß den Zielen des § 12 e Abs. 1 GWG zu erstellen. Diese Bestimmung sieht vor, dass es Ziel der Langfristigen Planung ist, das Erdgasfernleitungsnetz hinsichtlich

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

Dabei haben alle Marktteilnehmer, insbesondere Fernleitungsunternehmen, Verteilerunternehmen, Bilanzgruppenverantwortliche, Versorger, Produzenten, Speicherunternehmen und Inhaber der Transportrechte an der Erstellung der Langfristigen Planung durch Zur-Verfügung-Stellung von Daten auf Verlangen der AGGM AG mitzuwirken. Handelt es sich dabei um Erdgasleitungsanlagen, die nicht ausschließlich der Inlandsversorgung dienen, ist eine allfällige Erweiterung der für die Inlandsversorgung reservierten Transportkapazitäten in der Langfristigen Planung zu berücksichtigen.

Bei der Absatzprognose und Maßnahmenplanung wird gemäß den Zielen des § 12 e GWG von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen.

Die AGGM hat unter Berücksichtigung der im § 3 GWG festgelegten Ziele einen Bericht, in welchem die Langfristige Planung 2006 dokumentiert ist, erarbeitet und zur Genehmigung vorgelegt. Die Langfristige Planung wurde am 30. August 2006 von der E-Control Kommission genehmigt.

Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2005

Der Status der einzelnen Projekte aus der Langfristigen Planung 2005 ist:

- Projekt „Verbindung Bad Leonfelden – Linz“: Die Leitung Bad Leonfelden – Linz wurde im Oktober 2005 in Betrieb genommen.
- Projekt „Regelventil in der WAG“ zwischen Rainbach und Auersthal wurde umgesetzt.
- Projekt „Errichtung eines Verdichters auf der WAG in Rainbach“ wurde umgesetzt.
- Projekt „Ausbau der Übergabestation Pyhrn“ wurde umgesetzt.
- Projekt „Zukauf von befristeter TAG-Kapazität“: Durch die Teilnahme an der Versteigerung von kurzfristiger TAG-Kapazität in Weitendorf im Juni 2005 wurde für die Regelzone eine Zusatzkapazität von 20.000 Sm³/h für den Zeitraum 1. Oktober 2005 bis 30. September 2006 kommittiert. Bei der Versteigerung im Juni 2006 wurde für die Regelzone eine Zusatzkapazität von 30.000 Sm³/h in Weitendorf für den Zeitraum 1. Oktober 2006 bis 30. September 2007 kommittiert.
- Projekt „Südschiene“ – Realisierung der Variante B12 der Feasibility Study Südschiene. Die Umsetzung des Projektes hat sich in drei Punkte geteilt und konnte teilweise umgesetzt werden:
 1. Kapazitätsallokation auf der TAG
 2. Einreichplanung für die Leitungsprojekte
 3. Umsetzung der Leitungssegmente nach positiver Bauentscheidung der Gaskraftwerksprojekte.
- Projekt „Erhöhung der WAG-Kapazität zwischen Oberkappel und Rainbach“: Im Rahmen

des Wechselprozesses wurde die Kapazität in Oberkappel im Zeitraum von September 2005 bis Juni 2006 um 30.690 Nm³/h aufgestockt.

- Projekt „Ausbau der Messstation WAG Kirchberg“: Das Projekt wurde noch nicht umgesetzt. Die Umsetzung soll 2007 erfolgen.

Planungsgrundlagen für LFP 2006

Der erwartete Kapazitätsbedarf in der Regelzone wurde insbesondere auf Basis der von den Netzbetreibern, Versorgern, Bilanzgruppenverantwortlichen und Produzenten erhobenen Veränderungen in der Bezugsstruktur und der von den Speicherunternehmen vorgelegten Speicherausbauprogramme abgeleitet.

In der Absatzprognose wird – ausgehend vom Gasjahr 2006 – ein Verbrauchszuwachs bis zum Gasjahr 2010 von ca. 32% und bis zum Gasjahr 2030 von insgesamt ca. 56% angenommen. In dieser Prognose sind in Planung befindliche Kraftwerksprojekte in Mellach, Kärnten, Oberösterreich und der Steiermark berücksichtigt.

Das Bezugsmodell wurde für das Spitzenlastszenario sowie für ein Absatzszenario Sommer für die Gasjahre 2006 bis 2030 erstellt. Die relevanten Einspeisepunkte sind weiterhin Baumgarten und Oberkappel. Ab dem Gasjahr 2012 wird ein Einspeisebedarf über einen neuen Importpunkt in Finkenstein angenommen. Für das Sommerszenario wird eine zusätzliche Einspeisekapazität in Baumgarten und Oberkappel angenommen, um zusätzliche Einspeicherungen durchführen zu können. Das Bezugsmodell geht für beide Absatzszenarien von einer kontinuierlichen Steigerung der Einspeisungen in die Regelzone aus. Das erforderliche Ausmaß von „sonstigen Transporten“ iSd § 6 Z 46 a GWG, das heißt, Trans-

porten von Einspeisepunkten der Regelzone zu Speichieranlagen sowie Transporten von Produktions- oder Speichieranlagen zu Ausspeisepunkten der Regelzone, wurde zwar gleichzeitig mit der Erhebung der Bezugsstruktur des Regelzonenverbrauchs erhoben, jedoch in der Langfristigen Planung nicht berücksichtigt, da der genannte Bedarf zu unkonkret beziehungsweise unverbindlich war. Ab 1. Jänner 2007 werden sonstige Transporte, für die ein verbindlicher Antrag auf Kapazitätserweiterung gestellt wird, in den jeweils folgenden Langfristigen Planungen Berücksichtigung finden.

Analyseergebnisse

Die Langfristige Planung identifiziert in der Folge Kapazitätsengpassbereiche, wie sie in der vorhergehenden Langfristigen Planung 2005 bereits enthalten waren, wobei sich der angenommene Zeitpunkt des Eintritts des jeweiligen Engpasses für das Winterszenario um ein Jahr nach hinten verschoben hat:

- Für das Winterszenario ist im „Bereich TAG“ ab dem Gasjahr 2006 mit einem Kapazitätsengpass zu rechnen. Im „Bereich Süd“ und dem „Bereich Steiermark“ wird ab dem Gasjahr 2008 eine Engpasssituation prognostiziert.
- Im Sommerszenario wird ein bereits akuter Engpass für Speichertransporte nach Oberösterreich festgestellt, bedingt durch gleichzeitigen Kraftwerksbetrieb.

Die Analyse der Kapazitätssituation zeigt sowohl für das Spitzenlastszenario im Winter als auch für das Sommerszenario mit Einspeicherbetrieb, dass die bestehenden Transportkapazitäten jedenfalls nicht ausreichen, um den geplanten Mehrbedarf der Gaskunden abdecken zu können.

Notwendige Maßnahmen

Die zukünftigen Kapazitätsengpässe in der Regelzone Ost können nur unter der Voraussetzung der Umsetzung der in der Langfristplanung angeführten Projekte behoben werden. Wesentlich dabei sind die Ergebnisse der Feasibility Study 2007 (FS 07), die voraussichtlich im zweiten Quartal 2007 vorliegen werden:

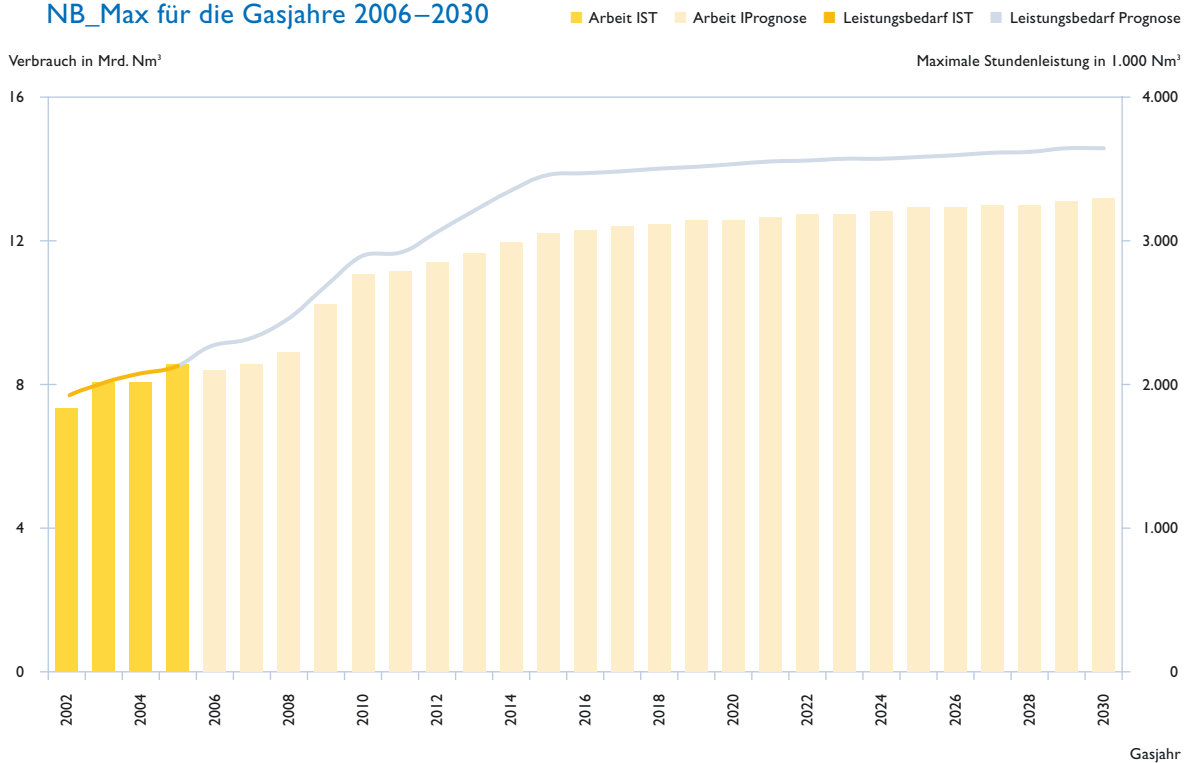
- Auf Grund der Ergebnisse der FS 07 soll festgestellt werden, welche der in der LFP 2006 angeführten fünf „Basisvarianten“ für potenzielle Leitungsneubauten und Ertüchtigungen in die LFP 2007 aufgenommen und realisiert werden soll.
- Parallel zur FS 07 sollen bis Mitte 2006 die Planungen und Bauvorbereitungen für Lei-

tungssegmente (Baumgarten – Weitendorf, St. Michael-Ebenthal) durchgeführt werden, die für die Inbetriebnahme von in der Planung berücksichtigten Kraftwerksprojekten erforderlich sind. Hinsichtlich des Leitungssegments Puchkirchen – Finkenstein (TGL) wird davon ausgegangen, dass die Durchführung der Planung und Bauvorbereitungen in Abhängigkeit der Ergebnisse der FS 07 erfolgen.

- Zur Sicherstellung der Versorgung in der Steiermark soll auch im Sommer 2007 eine Teilnahme an der Versteigerung kurzfristiger TAG-Kapazität erfolgen.
- Für die Versorgung der Regelzone sollen bis Herbst 2007 erforderliche Transportkapazitäten auf der West-Austria-Gasleitung (WAG) bereitgestellt werden.

→ Maximale Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost IST-Werte für die Gasjahre 2002–2005 und Prognose für das Absatzszenario NB_Max für die Gasjahre 2006–2030

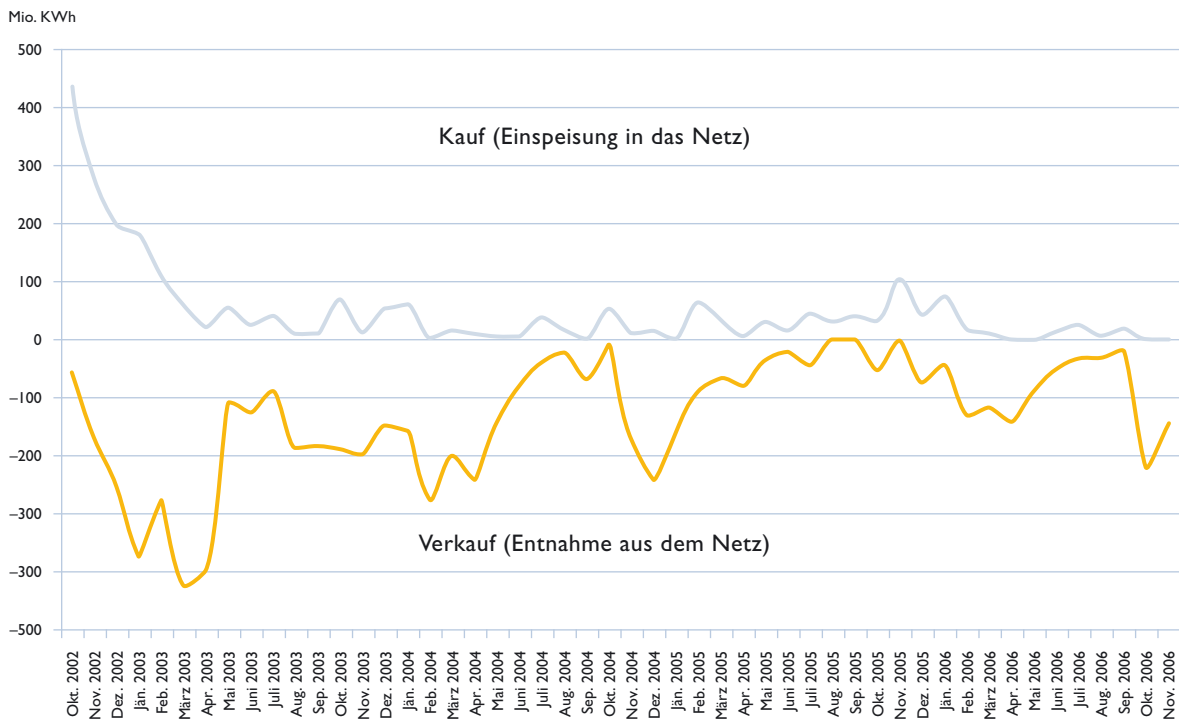
Abbildung 36



Quelle: AGGM/NK-K / 2006

→ Die vom Regelzonenführer monatlich benötigten Ausgleichsenergiemengen (Kauf und Verkauf) seit Oktober 2002

Abbildung 37



Quelle: E-Control

→ Ausgleichsenergiemarkt Gas

Der seit dem Beginn des Jahres 2004 zu beobachtende Trend, dass die durch den Regelzonenführer abgerufene Ausgleichsenergiemenge bei ca. 1–2% des gesamten Gasverbrauches pro Monat liegt, setzte sich auch im Jahr 2006 fort. Die vom Regelzonenführer benötigte Menge an Ausgleichsenergie betrug im Jahr 2006 1,25% des Gesamtverbrauches an Gas in der Regelzone Ost, im Jahr 2005 lag dieser Wert bei 1,3%.

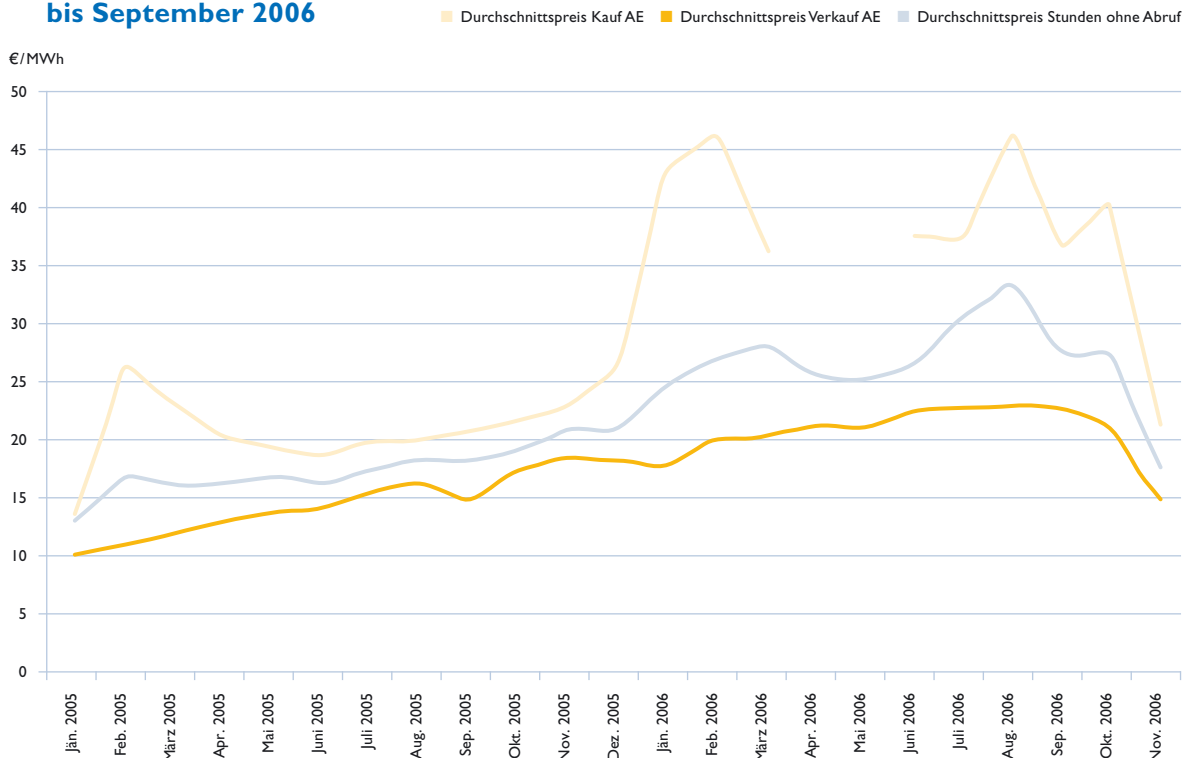
Es konnte auch im Jahr 2006 beobachtet werden, dass der Ausgleichsenergiemarkt verstärkt die Funktion eines Spotmarktes übernimmt, indem

einige Bilanzgruppen den Ausgleichsenergiemarkt zum Kauf und Verkauf von Gas durch Über- und Unterlieferungen benutzen. Die Menge an bilanzieller Ausgleichsenergie (Summe der Absolutbeträge der Über- und Unterlieferungen der einzelnen kommerziellen Bilanzgruppen) betrug 2006 4,3% des Gesamtverbrauches in der Regelzone Ost. Im Jahr 2005 betrug dieser Wert 4,5%.

Auf Grund der gestiegenen Gaspreise erhöhten die AE-Anbieter ihre Preise und als Folge stiegen im Jahr 2006 der Verkaufspreis für Ausgleichsenergie von 21,6 €/MWh im Jahr 2005 auf 40,2 €/MWh im Jahr 2006 und die Kaufpreise für Ausgleichsenergie stiegen von 14,4 €/MWh auf 21,0 €/MWh (Abbildung 38).

→ **Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt von Jänner 2005 bis September 2006**

Abbildung 38



Anmerkung: in den Monaten April und Mai 2006 musste der RZF keine AE für Einspeisungen in das Netz kaufen, daher existieren für diese Monate auch keine Kaufpreise.

Quelle: E-Control

Die Ausgleichsenergieangebote der derzeit sechs Ausgleichsenergie-Anbieter waren vollkommen ausreichend für die Steuerung der Regelzone Ost. An nur einem einzigen Tag (dieser war im Jänner 2006) musste der RZF 63% der angebotenen Ausgleichsenergie für Einspeisungen abrufen.

→ **EconGas-Zusammenschluss: Gas-Release-Programm 2006**

Mit der Genehmigung des Zusammenschlusses der Unternehmen der Energie-Allianz (Wiengas, OÖFG, Begas, EVN AG und Linz Gas Wärme) und der OMV zur EconGas wurden den Unternehmen verschiedene Verpflichtungen (Zusagen)

aufgelegt, die unter anderem auch die Verpflichtung zur Durchführung eines Gas-Release-Programms enthält. Diese Verpflichtung für EconGas/OMV Gas zur Durchführung eines Gas-Release-Programms ist in engem Zusammenhang mit der Entwicklung eines funktionierenden Gashubs in Baumgarten zu sehen.

Im Juli 2006 fand die 4. Versteigerung von Gas-mengen im Rahmen des Gas-Release-Programms der EconGas statt. Dabei wurde wie in den vorhergehenden Jahren eine Internet-Auktion vom CEGH durchgeführt, bei der das Recht auf einen Liefervertrag mit EconGas versteigert wurde. 250 Mio. m³ wurden zu 25 Lots (je 10 Mio. m³ Jahresmenge) zu einem Fixpreis angeboten.

Fünf Bieter aus Italien, den Niederlanden und Großbritannien haben den Zuschlag erhalten. Der Endpreis der Auktion ist nicht bekannt. Insgesamt haben 27 Bieter aus acht Ländern teilgenommen.

Zum ersten Mal seit Durchführung des Gas-Release-Programms erhielt kein österreichischer Gashändler den Zuschlag. Dies zeigt, dass allein über den Bezug von Gasmengen aus dem Gas-Release-Programm kein dauerhafter Markteintritt für neue Anbieter in Österreich möglich ist und die Liquidität dieser Versteigerung nicht ausreicht, um die Markteintrittsbarriere „Zugang zu Gas“ für neue Anbieter zu beseitigen.

Gemäß Zusagen endet die Versteigerungspflicht der Econgas, sobald in Baumgarten ein funktionierender Hub installiert wurde und über diesen in einem Jahr (Zeitraum 1. Juli bis 30. Juni) zumindest 350 Mio. m³ Erdgas physisch gehandelt wurden. Die Kriterien für das Funktionieren des Hubs sind in den Zusagen festgelegt und betreffen unter anderem die Anzahl der registrierten Händler (mind. 7), die Anzahl der Nominierungen am Hub (mind. 30) und das physische Handelsvolumen (mind. 350 Mio. m³).

Derzeit kann noch nicht endgültig beurteilt werden, ob ein funktionierender Hub im Sinne der EconGas-Zusagen vorliegt. Die Entwicklung der Handelstätigkeiten am CEGH weist deutliche Fortschritte auf. Die Veröffentlichungen von Seiten des Betreibers Central European Gas Hub haben die Transparenz verbessert und die Transaktionskosten der Gashändler gesenkt. Diese Maßnahmen sollten weitergeführt werden – vor allem in Abstimmung mit den Anforderungen inländischer und internationaler Gashändler, damit sich der Gashub zu einem regionalen Handelsplatz weiterentwickeln kann.

Die Liquidität aus dem Gas-Release-Programm scheint jedoch nach wie vor für die Entwicklung der Handelsaktivitäten notwendig zu sein. Bis auf Weiteres wird daher von der Notwendigkeit der Durchführung eines jährlichen Gas-Release-Programms durch EconGas auszugehen sein.

→ **Regulierung des Speichermarktes**

Speicherdienstleistungen werden in Österreich nur in der Regelzone Ost und von zwei Speicherbetreibern angeboten: OMV Gas GmbH (drei Speicher) und die RAG (ein Speicher). Dabei hält die OMV Gas GmbH rund 75% der verfügbaren Kapazitäten in der Regelzone Ost (Tabelle 9).

→ **Speicherkapazitäten in Österreich im Jahr 2005**

Tabelle 9

Speicher	Einpressleistung in m ³ /h	Anteil an Gesamtkapazität	Entnahmeleistung in m ³ /h	Anteil an Gesamtkapazität	Arbeitsgasvolumen in Mio. m ³	Anteil an Gesamtkapazität
OMV-Schönkirchen	650.000	55 %	740.000	56 %	1.570	56 %
OMV-Tallesbrunn	125.000	11 %	160.000	12 %	300	11 %
OMV-Thann	115.000	10 %	130.000	10 %	250	9 %
Summe OMV Speicher	890.000	75 %	1.030.000	78 %	2.120	75 %
RAG-Puchkirchen	290.000	25 %	290.000	22 %	700	25 %
Summe	1.180.000		1.320.000		2.820	

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

Grundlagen für die Regulierung des Speichermarktes sind das GWG idF BGBl I Nr. 106/2006, im Wesentlichen §§ 39, 39a–d und die EU-Richtlinie 2003/55/EG. Speicherunternehmen haben den Speicherzugangsberechtigten nach GWG in der geltenden Fassung den Speicherzugang zu nichtdiskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren (§ 39. [1]).

Die Speichernutzungsentgelte sind nicht reguliert. Das GWG in der geltenden Fassung sieht jedoch einen Vergleich der österreichischen Speicherpreise mit anderen Speicherentgelten in anderen EU-Mitgliedstaaten (§ 39a [2] GWG in der geltenden Fassung) vor: Wenn die Speicherpreise in Österreich mehr als 20% über dem Durchschnitt veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den anderen EU-Mitgliedstaaten liegen, kann die E-Control Kommission durch Verordnung in die Preisbildung am Speichermarkt eingreifen und bestimmen, welche Kosten (gemäß § 39 Abs. 1) den Preisansätzen der Speicherunternehmen zugrunde zu legen sind. Ein erster Speicherpreisvergleich, den die E-Control im November 2004 durchgeführt hatte, zeigte, dass die auf Basis der (im Internet) veröffentlichten Tarife berechneten Entgelte österreichischer Speicherbetreiber teilweise diesen Grenzwert erreicht hatten. Dies hat dazu geführt, dass ein Speicherbetreiber den veröffentlichten Tarif nach unten korrigiert hat.

Nach § 39b haben die Speicherunternehmen die Pflicht, abgeschlossene Speicherverträge unmittelbar nach Abschluss der E-Control vorzulegen. Diese Vorlagepflicht ermöglicht dem Regulator die Überprüfung des nicht diskriminierenden Zugangs zu Speichern. Die österreichischen Speicherunternehmen OMV Gas und RAG legten 2006 alle abgeschlossenen Speicherverträge vor, deren Anzahl im Vergleich zu 2005 deutlich angestiegen ist.

§§ 39c und d des GWG idF BGBl I Nr. 106/2006 enthalten zusätzliche Regulierungsaufgaben, die unter anderem Vorschriften für die inhaltliche Gestaltung und Veröffentlichung der Allgemeinen Bedingungen von Speicherunternehmen umfassen, sowie die Pflicht zur (regelmäßigen) Veröffentlichung der verfügbaren Ein- und Aus-speicherleistung sowie des verfügbaren Volumens im Internet. Ob die österreichischen Speicherunternehmen diese gesetzlichen Verpflichtungen einhalten, wird 2007 von Seiten der E-Control zu prüfen sein.

Ein Regulierungsziel ist die Erhöhung der Transparenz bei den Speicherzugangsbedingungen. Dies wird auch auf europäischer Ebene durch die Implementierung der „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO)¹⁴ unterstützt, die im März 2005 im Rahmen eines „Mini-Madrid-Forums“ in Brüssel angenommen wurden und am 1. April 2005 in Kraft getreten sind. Diese Richtlinien sind eine freiwillige Vereinbarung zwischen Speicherbetreibern und Regulierungsbehörden.¹⁵ Die Einhaltung und Umsetzung der Richtlinien empfiehlt jedoch der europäische Verband der Speicher- und Netzbetreiber „Gas Infrastructure Europe“ (GIE) seinen Mitgliedern. Diese Anforderungen sollten bis 1. April 2006 umgesetzt werden.

Die Umsetzung der Richtlinien wird von ERGEG in einem Monitoring-Prozess überprüft. 2006 wurde wieder ein Monitoring-Report erstellt¹⁶. Als Ergebnis dieser Auswertungen, die nach wie vor Mängel bei der Umsetzung der Richtlinien – auch bei österreichischen Speicherbetreibern – feststellen, sieht ERGEG die Notwendigkeit, rechtlich bindende Regelungen zu erlassen, die einen diskriminierungsfreien Zugang zu Speicherkapazitäten ermöglichen und hat dies der EU-Kommission empfohlen.

¹⁴ Veröffentlicht auf www.ergreg.org unter ERGEG Documents

¹⁵ Zentrale Punkte sind dabei Unbundling von Speicherbetrieb von anderen Unternehmensteilen, das Angebot von bestimmten Speicherdienstleistungen (Unbundled und Bundled Services), die Allokation der Speicherkapazitäten und Engpassmanagement, Transparenzanforderungen und Regelungen zum Sekundärmarkt.

¹⁶ Veröffentlicht auf www.ergreg.org

→ Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Gasbereich

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

Damit ist die österreichische Regulierungsbehörde für die Erstellung sowohl der Elektrizitäts- als auch der Gasstatistiken zuständig, sodass ihr über ihre Aufgaben als Regulierungsbehörde für die beiden leitungsgebundenen Energieträger Elektrizität und Gas hinaus auch die Darstellung dieser beiden voll liberalisierten Energiemärkte obliegt.

Die von der E-Control im Bereich der Gaswirtschaft durchzuführenden statistischen Aufgaben wurden von der Regulierungsbehörde in der Gasstatistik-Verordnung 2002 definiert.

Mit nunmehr zwei Jahren Erfahrung in der Gasstatistik wurden die Erhebungsinhalte im ersten Halbjahr 2005 durch eine Neuveröffentlichung der Gasstatistik-Verordnung den Anforderungen der Statistiknutzer sowie den Möglichkeiten der meldepflichtigen Erdgasunternehmen angepasst. Die Verlautbarung erfolgte im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 82 vom 28. April 2005.

Die wichtigsten Änderungen betreffen eine eindeutige Ausrichtung der Erhebungsmerkmale an die physikalischen Gegebenheiten, eine Anpassung der Meldepflichten an die bestehenden Marktregeln sowie eine genaue Definition von Stichprobenerhebungen zur Ermittlung von Endverbraucherpreisen.

→ Missbrauchsverfahren Gas

Im Jahr 2006 wurden im Gasbereich vier Missbrauchsverfahren eingeleitet. Die Verfahren betrafen meist die Rechnungslegung von Erdgasunternehmen, insbesondere die mangelhafte getrennte Ausweisung des Netznutzungsentgelts. Speicherunternehmen wurden aufgefordert, ihrer Verpflichtung, sämtliche Verträge über die Bereitstellung von Speicherleistungen vorzulegen, nachzukommen.

→ Versorgungssicherheit: Aufgaben im Gasbereich aus Energielenkung

Mit Beginn der vollständigen Marktöffnung im Erdgassektor per 1. Oktober 2002 sind historisch entstandene, privatrechtlich organisierte Vereinbarungen zur Bewältigung von Krisen („Notversorgungsplan“), die unter Mitwirkung der relevanten Unternehmen der Gaswirtschaft auf freiwilliger Basis abgeschlossen wurden, nicht mehr weitergeführt worden.

Im Zuge einer vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) beauftragten Studie, die 2003 durch die E-Control erstellt wurde, erfolgte eine detaillierte Analyse der Versorgungssicherheit im Erdgassektor. In den Handlungsempfehlungen wurde unter anderem vorgeschlagen, das Energielenkungsgesetz zu novellieren und entsprechende gasspezifische Regelungen zu integrieren.

Durch die Novellierung des Energielenkungsgesetzes im Jahr 2006 sind neue rechtliche Rahmenbedingungen in der Energielenkung für den Gasbereich geschaffen worden. Die E-Control ist für die Vorbereitung und Koordinierung der im Anlassfall vorzusehenden Maßnahmen in den Regelzonen zuständig und hat die Meldung von Daten zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen anzuordnen.

Im Unterschied zur Stromwirtschaft waren zuvor keine spezifischen Regelungen im Energielenkungsgesetz enthalten. Es gab daher, außer den generellen Bestimmungen für gasförmige Energieträger, keine Basis für besondere Lenkungsmaßnahmen im Krisenfall.

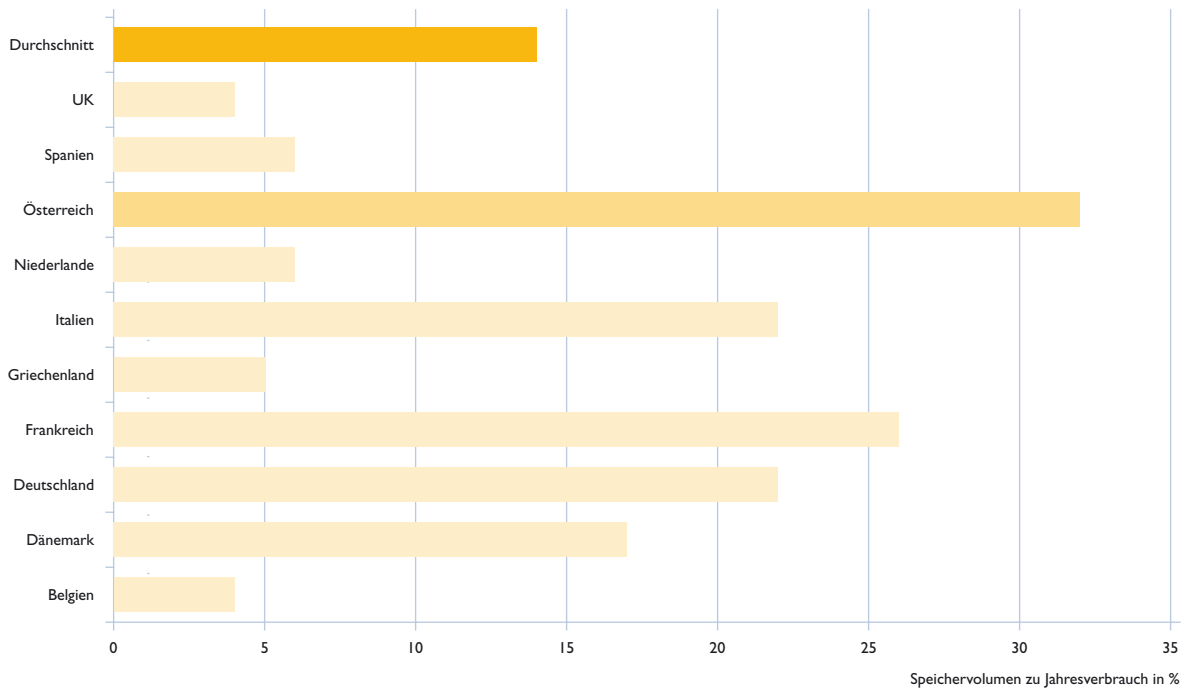
Die in Österreich bestehende Versorgungssicherheit bei Erdgas ist als sehr hoch zu bewerten. Trotz vorhandener teilweiser Importabhängigkeit bei Erdgas gab es in den vergangenen Jahrzehnten keine Versorgungskrisen mit Auswirkungen auf Endverbraucher in jeglicher Form. Österreich hat im europäischen Vergleich mit Speichern, die einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, eine herausragende Position (Abbildung 39).

Im Jänner 2006 ist die Versorgungssicherheit für Erdgas verstärkt in den Blickpunkt der Öffentlichkeit gerückt: Russland und die Ukraine hatten eine Auseinandersetzung die neu zu verhandelnden Gaspreise betreffend, auf Grund derer es an einigen Tagen zu geringeren Erdgaslieferungen in einigen europäischen Ländern gekommen ist. Zu betonen ist, dass zu keinem Zeitpunkt die Versorgung der österreichischen Kunden gefährdet war, der Vorfall jedoch zu einer Sensibilisierung des Themas geführt hat.

Neben den Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagements, die Aufgaben des täglichen Betriebs sind und vornehmlich durch die Regelzonenführer und die Bilanzgruppenkoordinatoren im Rahmen ihrer Verpflichtungen wahrgenommen

→ Anteil des Speichervolumens zum Jahresverbrauch in ausgewählten Ländern der EU

Abbildung 39



Quelle: E-Control

werden müssen, kann es zu Krisensituationen kommen, die keine saisonale Verknappung darstellen, bzw. die Situation durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden kann. Mit der Novellierung des Energielenkungsgesetzes wurde – angepasst an den liberalisierten Erdgasmarkt – für solche Fälle nun eine neue Rollenverteilung statuiert.

Das Energielenkungsgesetz 2006 verteilt die Aufgaben der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung wie folgt:

Bundesminister für Arbeit und Wirtschaft (BMWA)

- Erteilung von Anweisungen an Erdgasunternehmen, Regelzonenführer, Verrechnungsstellen und Produzenten hinsichtlich Produktion, Speicherung, Transport, Fernleitung, Verteilung, Speicherung und Handel von Erdgas,
- Verfügungen an Endverbraucher über die Zuteilung, Entnahme und Verwendung von Erdgas sowie den Ausschluss von der Entnahme von Erdgas,
- Regelungen über die Lieferung von Erdgas von und in EU-Mitgliedstaaten und Drittstaaten.

E-Control GmbH

- Vorbereitung und Koordinierung der im Anlassfall in den in Österreich liegenden Regelzonen vorzusehenden Maßnahmen,
- Anordnung der Meldung von Daten zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen.

Regelzonenführer

- Die operative Durchführung von Maßnahmen unter Einbindung der Erdgasunternehmen, Verrechnungsstellen und Produzenten.

Auf Basis dieser Aufgabenverteilung wurde in Zusammenarbeit mit Regelzonenführern ein Beziehungsgeflecht entwickelt, das die Bereiche der Informationsübermittlung, Alarmierung und Anordnungen abdeckt (Abbildung 40).

Die kontinuierliche Analyse der Versorgungssituation erfolgt durch die Regelzonenführer. Die dazu erforderlichen Daten stehen den Regelzonenführern teilweise bereits auf Grund der geltenden Marktregeln zur Verfügung. Weitere Daten werden im Rahmen der Gas-Energielenkungs-Daten-Verordnung (GasEnLDatVO) der E-Control erhoben und den Regelzonenführern zur Verfügung gestellt. Diese Verordnung trat am 1. Jänner 2007 in Kraft.

Mit diesen Daten werden den Regelzonenführern eine möglichst frühzeitige Erkennung von Engpässen in der Aufbringung und die Erstellung entsprechender Analysen der Versorgungssituation ermöglicht. In der Beurteilung der Wahrscheinlichkeit des Eintritts einer Engpasssituation durch die Regelzonenführer werden sogenannte Trigger (Auslöser) definiert, bei denen die Regelzonenführer und die E-Control sowie weitere definierte Marktteilnehmer über den Status informiert bzw. weitere Handlungen gesetzt werden. Je nach Intensität der Auslöser werden definierte Schritte ausgelöst. Dazu gehören zum Beispiel erhöhte Wachsamkeit, Aufforderung von Händlern, Produzenten und Speicherbetreibern, aktivierbare Mengen zur Verfügung zu stellen und ähnliche Aktivitäten.

Wird bei der Auswertung durch den Regelzonenführer ein Überschreiten einer Triggerschwelle erkannt, wird ein definierter Prozess (Stufenmodell) in Gang gesetzt:

- a) Kontaktaufnahme der Regelzonenführer mit der E-Control
 - Abstimmung der vorbereiteten Maßnahmen
 - Information definierter Marktteilnehmer
- b) Kontaktaufnahme durch Regelzonenführer/ E-Control mit BMWA
 - Darstellung der Situation
 - Empfehlung von operativen Maßnahmen
 - Inkraftsetzen der Krisenmechanismen (Energielenkungsbeirat, Hauptausschuss des NR, VO gem. EnLG)

- c) Krisenmanagement – Umsetzung durch die Regelzonenführer
- Operative Anweisungen an Marktteilnehmer
 - Überwachung der Umsetzung der Anweisungen
 - Überprüfung der Maßnahmen (Effizienz)
 - Überprüfung der Situation

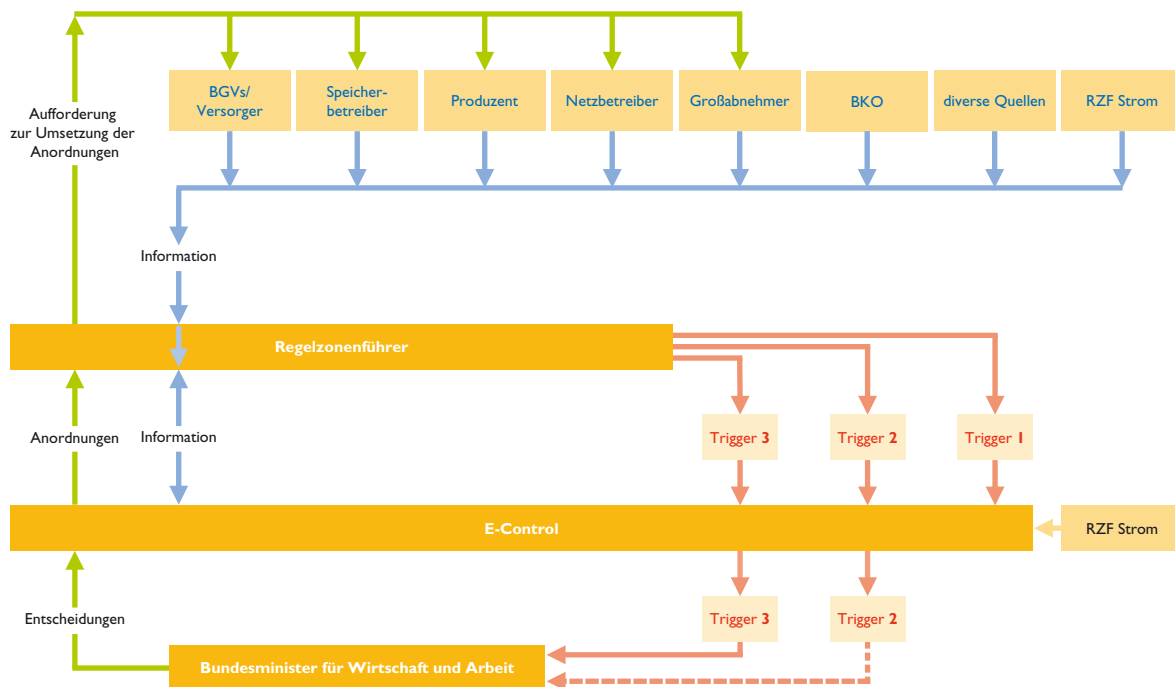
Ziel dieser Regelungen zur Krisenversorgung ist es, bei Auftreten von erheblichen Problemen in der Erdgasaufbringung – denen mit marktkonformen Maßnahmen nicht oder nicht ausreichend begegnet werden kann – Druckverhältnisse aufrecht zu erhalten, die eine weitestgehend ungestörte Versorgung gewährleisten. Zumindest für jene Kunden, die unmittelbar auf keinen anderen Brennstoff zur Deckung ihres Bedarfs ausweichen können und deren Versorgung volkswirtschaftlich und zur Sicherung der Daseinsvorsorge jedenfalls erforderlich ist, sollte eine ungestörte Versorgung gewährleistet werden. Man spricht hier auch von einem sogenannten schützenswerten Kundenkreis. Dazu zählen insbesondere Privathaushalte, wie in der „Versorgungssicherheitsrichtlinie“ (RL 2004/67/EG) entsprechend definiert.

Die Anordnungen durch die Regelzonenführer¹⁷ erfolgen im Rahmen der Befugnisse, die in der Gas-Energielenkungs-Verordnung definiert sind. Grob können die möglichen Anordnungen in zwei Bereiche eingeteilt werden:

- zusätzlich aktivierbare Aufbringung zur Verfügung stellen,
- Einschränkung des Verbrauchs von definierten Endverbraucher(gruppe)n.

→ **Beziehungsgeflecht in der Energielenkung Gas**

Abbildung 40



Quelle: E-Control

¹⁷ Für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg ist anzumerken, dass Speicher und inländische Produktion nicht unmittelbar verfügbar sind. Mögliche Maßnahmen beschränken sich hier daher auf die Verbrauchseinschränkung von Endverbrauchern.



→ **Mitarbeit in CEER und ERGEG**

Die internationale Mitarbeit im Gasbereich im Jahr 2006 war geprägt vom Arbeitsprogramm des Council of European Energy Regulators (CEER) und der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG). Aufgabe von CEER ist vor allem, die Arbeit für das von der Europäischen Kommission eingerichtete Beratungsgremium ERGEG vorzubereiten. Die erste Jahreshälfte stand daher ganz im Zeichen der Vorbereitung auf das von der Europäischen Kommission eingerichtete Madrid Forum, das von 18. bis 19. Mai 2006 stattfand.

→ **XI. Madrid Forum**

Der Madrid-Prozess wurde im Jahr 1999 von der Europäischen Kommission ins Leben gerufen. Teilnehmer an diesem Forum sind Vertreter der Europäischen Kommission, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie und diverse Interessenvertretungen. Ziel ist die Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes, vor allem jene Themen betreffend, die nicht in der 2. Erdgasbinnenmarkttrichtlinie geregelt sind. Im Mittelpunkt des XI. Madrid Forums stand die Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen 1775/2005/EG, zu deren einzelnen Artikeln nähere, erklärende Ausführungen (sogenannte „Explanatory Notes“) diskutiert wurden. Auf der Tagesordnung standen daher:

- Tarife für den Zugang zu europäischen Fernleitungsnetzen,
- Kapazitätsallokationsmechanismen und Engpassmanagement,
- Monitoring der Umsetzung der Leitlinien für Speicherbetreiber,
- Leitlinien für Ausgleichsenergie,
- Gas Regional Initiative.

Tarife für den Zugang zu europäischen Fernleitungsnetzen

Die Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen 1775/2005/EG sieht in ihrem Artikel 3 vor, dass die Tarife kostenbasiert und nicht diskriminierend sein müssen. Die Europäische Kommission hat einen Entwurf ihrer „Explanatory Note“ zum Artikel 3 der Verordnung vorgelegt, der genaue Ausführungen zur Ausgestaltung der Tarife enthält. ERGEG hat zu deren Erstellung einen maßgeblichen Beitrag geleistet.

Kapazitätsallokationsmechanismen und Engpassmanagement

Wie zu den Tarifen hat die Europäische Kommission auch zu Artikel 5 der Verordnung 1775/2005/EG (Kapazitätsallokationsmechanismen und Engpassmanagement) von ERGEG vorbereitete Explanatory Notes präsentiert, deren Ziel es ist, nicht diskriminierende und transparente Kapazitätsallokationsmechanismen sowie effektives Engpassmanagement zu gewährleisten.

Monitoring der Umsetzung der Leitlinien für Speicherbetreiber

Die Europäische Kommission hat ERGEG um Unterstützung beim Monitoring der Umsetzung der Leitlinien für Speicherbetreiber ersucht. Beim Madrid Forum präsentierte ERGEG einen Zwischenbericht, aus dem hervorging, dass die rechtlich nicht verbindlichen Leitlinien nur mangelhaft umgesetzt wurden. Defizite wurden vor allem bei der Transparenz von bereitzustellenden Informationen sowie der mangelnden Umsetzung von Sekundärmärkten für Speicherrechte identifiziert.

Leitlinien für Ausgleichsenergie

Vor dem Hintergrund fairer und nicht diskriminierender Regeln für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie hat ERGEG einen Konsultationsprozess durchgeführt, um genauere Ausführungen zum Artikel 7 der Verordnung 1775/2005/EG formulieren zu können. Eine Endversion der Leitlinien, die der Kommission als Grundlage für genauere Ausführungen dienen sollen, wird beim Madrid Forum Anfang 2007 präsentiert.

Leitlinien für „Open Seasons“

Im Zuge der Diskussion beim Madrid Forum wurde ERGEG mit der Erarbeitung von Leitlinien für „Open Seasons“ beauftragt. Dabei handelt es sich um ein Verfahren zur Erhebung des Marktbedarfs an zusätzlichen Transportkapazitäten auf Erdgasfernleitungen einschließlich anschließender Kapazitätsvergabe. Weiters beauftragte das Forum ERGEG mit der Erarbeitung von Leitlinien für Transparenz im Zusammenhang mit dem Zugang zu Fernleitungsnetzen.

Die E-Control hat in sämtlichen Arbeitsgruppen Beiträge geleistet und vor allem zu den Themen „Tarifizierung von grenzüberschreitenden Transporten“, „Open Seasons“ und „Transparenz“ federführend mitgewirkt. Gemeinsam mit dem CEER-Sekretariat in Brüssel organisierte die E-Control im November 2006 einen Workshop zum Thema „Finanzierung von Gasinfrastrukturprojekten“. Darüber hinaus ist Walter Boltz seit Anfang 2006 Vorsitzender der CEER/ERGEG-Gasarbeitsgruppe.

Gas Regional Initiative

In Analogie zur Electricity Regional Initiative hat ERGEG am 25. April 2006 den Startschuss zur

Gas Regional Initiative (GRI) gegeben. Ziel der GRI ist es, zunächst gut funktionierende regionale Gasmärkte zu schaffen und diese in weiterer Folge zum gemeinsamen europäischen Gas-Binnenmarkt zusammenzuschließen.

Zu diesem Zweck wurden drei regionale Marktprojekte (REM) definiert: Die Region Nord-Nordwest umfasst die Länder Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Großbritannien, Dänemark, Schweden und Nord Irland, die Region Süd, bestehend aus den Ländern, Frankreich, Spanien und Portugal und die Region Süd-Südost, in der die Länder Österreich, Italien, Griechenland, Slowenien, Slowakei, Tschechien und Polen zusammenarbeiten.

Unter der Leitung der jeweiligen nationalen Regulatoren arbeiten Vertreter der betreffenden Ministerien, Fernleitungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber, Speicherbetreiber, Hub-Betreiber, Shipper und Trader sowie Vertreter der Konsumentenverbände der Region zusammen, um Wettbewerbshindernisse zu beseitigen.

ERGEG übernimmt die Koordination der einzelnen Marktprojekte, um durch gemeinsames Vorgehen und parallele Entwicklung der Regionen das Entstehen des gemeinsamen EU-Binnenmarktes voranzutreiben. Im Rahmen des Madrid Forums berichtet ERGEG gegenüber den europäischen Marktteilnehmern und der Kommission über die Fortschritte der Initiative.

Die EU-Kommission, im Speziellen die Kommissare Andris Piebalgs (Energie) und Nellie Kroes (Wettbewerb), unterstützen die Initiative und beobachten ihren Fortschritt. Auch alle Marktteilnehmer haben die Initiative begrüßt und sind dazu eingeladen, aktiv an ihrem Erfolg mitzuarbeiten.

REM Süd-Südost

Gemeinsam mit der italienischen Regulierungsbehörde AEEG ist die E-Control für die organisatorische Leitung der Region Süd-Südost verantwortlich. Die SSE-Region hat bereits im Juni 2006 ihre Aufgaben in Angriff genommen und in Abstimmung mit den Marktteilnehmern in einem Konsultationsprozess die Ziele und einen Aktionsplan für die Region festgelegt.

Nach einer möglichst raschen Abstimmung der OBAs (der „Operational Balancing Accounts“) soll die Umsetzung der Bestimmungen der Verordnung 1775/2005/EG und der RL 55/2003/EG vorangetrieben werden. Anhand konkreter Fallstudien zu Gastransporten auf verschiedenen Routen durch die Region soll überprüft werden, inwieweit die Übertragungsnetzbetreiber ihren Verpflichtungen aus der Verordnung und der Richtlinie nachkommen und wo noch Verbesserungen notwendig sind, um gleichberechtigten

Zugang zu Gasleitungen und flüssigem Gashandel zu ermöglichen.

Gleichzeitig werden die Regulatoren der Region Studien zu einem regionalen Entry-Exit Tarifmodell, zu Hubs als regionalen Balancing Points und dem One-Stop-Shop-Prinzip durchführen. Die Resultate der Analyse der Transportrouten und die Erkenntnisse aus den Studien werden die Vorgehensweise innerhalb der Region im Verlauf des kommenden Jahres beeinflussen.

Ausblick

Der Schwerpunkt des CEER/ERGEG-Arbeitsprogramms für 2007 wird auf den Themen „Gas System Operation“ und „Gas Infrastructure Investment“ liegen. Der Fokus wird dabei speziell auf die Untersuchung der Rolle eines europäischen Netzes sowie der regulatorischen Behandlung neuer Infrastruktur gerichtet sein.



Strom und Gas –
Gemeinsame Agenden 2006

JAHRES
BERICHT



→ **Schlichtungsstelle –
vier Jahre im Überblick**

Die Schlichtungsstelle hat sich auch im vierten Jahr wieder als Anlaufstelle für Konsumenten bewährt. Neben der Durchführung von Streitschlichtungsverfahren gemäß § 10a Energie-Regulierungsbehördengesetz (insbesondere Streitigkeiten aus Strom- und Gasabrechnungen sowie Netzanschlussfragen) haben sich sehr viele Konsumenten im letzten Berichtszeitraum auch betreffend Rechnungsüberprüfungen und allgemeine Informationen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt an die Schlichtungsstelle gewandt.

Damit die Schlichtungsstelle tätig wird, reicht ein formloser, aber schriftlicher Streitschlichtungsantrag (per Post, Fax oder in elektronischer Form), der kurz das bisher Geschehene beschreibt und in der Beilage alle relevanten Unterlagen enthält. Eine Beschwerde über Vorfälle, die sich länger als vier Jahre vor dem Zeitpunkt der Anrufung der Schlichtungsstelle zugetragen haben, oder über Entgelte, die vor diesem Zeitpunkt fällig wurden, ist unzulässig. Dasselbe gilt für Streitigkeiten betreffend Forderungen, die gerichtlich oder verwaltungsbehördlich anhängig sind, über die bereits rechtskräftig entschieden wurde, oder die bereits Gegenstand eines Streitschlichtungsverfahrens waren.

Seit Bestehen der Schlichtungsstelle wurden insgesamt 666 Verfahren geführt, wovon 160 auf den Berichtszeitraum 1. Jänner bis 31. Dezember 2006 entfallen sind.

Damit kam es zu einer gewissen Reduktion von Verfahren gegenüber dem Vorjahr. Der Rückgang an durchgeführten Verfahren gegenüber dem letzten Berichtszeitraum lässt sich aus Sicht der Schlichtungsstelle hauptsächlich darauf zurückführen, dass auf Grund der bisher erworbenen

Erfahrungen ein Teil der Anfragen unmittelbar bzw. ein weiterer Teil der Anfragen nach kurzer Rücksprache mit dem betroffenen Unternehmen geklärt werden konnten. Teilweise handelte es sich aber auch um ähnliche Anfragen zu bereits durchgeführten Verfahren. In solchen Fällen wurde meist per E-Mail beziehungsweise telefonisch noch bei dem jeweiligen Unternehmen um Auskunft zu dem konkreten Fall ersucht und anschließend dem Kunden das Ergebnis mitgeteilt. Obwohl somit nicht bei jeder gleich gelagerten Anfrage ein formelles Verfahren eingeleitet wurde, hatte das keine Auswirkungen auf das Ergebnis. Das heißt, falls es sich um einen Fehler eines Unternehmens gehandelt hat, wurde dem Kunden die gleiche Lösungsmöglichkeit wie im Rahmen eines formellen Streitschlichtungsverfahrens angeboten.

Die Themen der Schlichtungsverfahren und die Gründe der Beschwerden sind im Vergleich zu den Jahren davor im Wesentlichen gleich geblieben. Die meisten Beschwerden betrafen unerklärliche Verbrauchssteigerungen und nicht nachvollziehbare Energierechnungen. Leicht gestiegen sind hingegen die Anzahl der Beschwerden über Anschlusskosten bei Neubau beziehungsweise Erweiterung einer Anlage, Beschwerden im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel und Beschwerden über Tarifänderungen. Auffällig war auch, dass im Vergleich zu den Jahren davor die Anfragen wegen offener Forderungen stark zugenommen haben. Das heißt, immer mehr Kunden ersuchen mit Unterstützung der Schlichtungsstelle um Gewährung von längerfristigen Ratenvereinbarungen.

Nähere Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle sind im Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle 2006 zu finden, der gerne auf Anfrage übermittelt wird.

→ Informationstätigkeit

Vortragstätigkeit und Publikationen von E-Control Mitarbeitern

Auch im Jahr 2006 hat sich die E-Control intensiv um die Information von Endverbrauchern und Marktteilnehmern bemüht, um diese über die aktuellen Entwicklungen und Geschehnisse am liberalisierten Energiemarkt auf dem Laufenden zu halten. In diesem Zusammenhang wurden von den E-Control-Mitarbeitern rund 100 Vorträge bei nationalen und internationalen Konferenzen und Tagungen zum Thema Energiemarkt-liberalisierung gehalten.

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

Medienarbeit der E-Control 2006

Auch im abgelaufenen Jahr 2006 kam der Öffentlichkeitsarbeit der E-Control, die während des gesamten Jahres breiten Raum einnahm, große Bedeutung zu. So wurden von der E-Control eine Reihe von Pressekonferenzen und Energie-Round-Tables veranstaltet, regelmäßig Pressesaussendungen verfasst sowie laufend Journalisten-Hintergrundgespräche geführt. Im gesamten Jahr 2006 wurde im Zuge der Strom- und Gas-Branchenuntersuchungen der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control ein verstärktes Informationsinteresse durch vermehrte Anfragen der Energiekonsumenten verzeichnet. Die E-Control hat darauf mit intensiven PR-Aktivitäten reagiert, um das erhöhte Informationsbedürfnis der Konsumenten zu befriedigen.

Tarifkalkulator

Der Tarifkalkulator der E-Control ist für einen Großteil der Haushalts- und Gewerbekunden nach wie vor die einzige Möglichkeit, individuelle Preisvergleiche für den Strom- und Gasbereich schnell und übersichtlich durchzuführen. Notwendig für den Erhalt eines Ergebnisses ist lediglich die Eingabe der Postleitzahl und des Jahresverbrauchs. Anschließend erhält der User eine Übersichtsdarstellung potenzieller Lieferanten mit den jeweiligen Gesamtpreisen beziehungsweise in der Detailansicht aufgeschlüsselt nach Energie- und Netzkosten sowie Steuern und Abgaben. Zusätzlich findet der User im Tarifkalkulator unter anderem die Stromkennzeichnung, Informationsunterlagen der Lieferanten (als pdf-Dokument) sowie die Kontaktdaten der Lieferanten und Netzbetreiber.

Im Jahr 2006 kam es abermals zu einem Anstieg der Abfragen. Insgesamt wurden 2006 rund 750.000 Abfragen (Strom und Gas) durchgeführt, wobei an Spitzentagen bis zu 15.000 Berechnungen erstellt werden. Ein Großteil der Abfragen fällt davon auf den Strombereich (rd. 78%). Davon werden rund 90% der Berechnungen für Haushaltstarife, rund 8% für Gewerbetarife und rund 2% für Landwirtschaftstarife durchgeführt. Im Gasbereich lag der Anteil der Berechnungen für Haushaltskudentarife bei rund 93%, für Gewerbekudentarife bei knapp 7%.

Neben den direkten Abfragen bietet der Tarifkalkulator auch eine automatische Benachrichtigung durch die WatchDog-Funktion. Über diese Funktion werden die User von 7. bis 10. eines jeden Monats über Änderungen der durch den

User festgelegten Tarife informiert. Derzeit sind mehr als 7.000 WatchDog-User registriert.

Die E-Control ist selbstverständlich daran interessiert, den Tarifkalkulator laufend zu verbessern sowie um Funktionalitäten zu erweitern. So wurde die Übersichtsdarstellung um drei Buttons ergänzt, über die der User direkt wählen kann, ob ein Rabatt und wenn ja, welche Art von Rabatt berücksichtigt werden soll.

Wie bereits zu Liberalisierungsbeginn hat die E-Control in Kooperation mit Ö3 auch im Jahr 2006 über den Tarifkalkulator den Strom- und Gashaushaltskunden wieder die Möglichkeit angeboten, per SMS-Abfrage den günstigsten Strom- oder Gasanbieter zu ermitteln. Um ein Ergebnis zu erhalten, waren drei Schritte notwendig:

1. Der Haushaltskunde sendet ein SMS mit dem Schlüsselwort „Strom“ beziehungsweise „Gas“ an 0900 600 600.
2. Im zweiten Schritt erfolgte die Eingabe der Postleitzahl
3. und schließlich die Übermittlung des Jahresverbrauchs in Kilowattstunden (kWh).

Das Antwort-SMS informierte über den günstigsten Anbieter im jeweiligen Wohnort unter Angabe der Kosten auf Basis der derzeit gültigen Preise.

Auch 2007 wird es in Kooperation mit Ö3 eine SMS-Aktion geben.

Hotline

Zur allgemeinen Konsumenteninformation hat die E-Control eine Hotline mit der Telefonnummer 0810 10 25 54 eingerichtet. Im Schnitt wandten sich 2006 monatlich zwischen 400 und 500 Konsumenten an die Hotline. Die Fragen, die die Mitarbeiter der E-Control an der Hotline beantworten, betreffen in erster Linie allgemeine Informationen zum liberalisierten Markt wie Lieferantenwechsel, Preisvergleiche, die Möglichkeiten des Bezugs von Energie aus erneuerbaren Energieträgern und Auskünfte über einzelne Anbieter. Im Jahr 2006 sind die Anrufe an der Energie-Hotline der E-Control neuerlich um 26 Prozent auf rund 5.000 angestiegen. Vor allem dann, wenn die Unternehmen ankündigen, ihre Energiepreise erhöhen zu wollen, steigt das Informationsbedürfnis der Konsumenten stark an.



→ Jänner

1. Jän. 2006 Die Energie Steiermark (Estag) und die Steweg-Steg heben den Gesamtpreis um 5% an, die Kelag um 3,9%. Die Salzburg AG erhöht die Gaspreise um 15%, die Begas um ca. 5% und die Vorarlberger Erdgas (VEG) um 7%. Die Netztarife werden bei Strom für alle österreichischen Netzbetreiber um durchschnittlich 3% gesenkt.

1. Jän. 2006 Russland hat Erdgaslieferungen an die Ukraine eingestellt. Im Zuge dessen kam es zu einem Rückgang der Lieferungen an Österreich um 18%. Die Ausfälle konnten durch Entnahmen aus den österreichischen Erdgasspeichern gedeckt werden.

3. Jän. 2006 Die österreichischen Haushalte liegen beim Stromverbrauch mit 4.770 kWh pro Jahr über dem EU-Mittel. Der Durchschnitt der EU-25 liegt bei 4.040 kWh.

4. Jän. 2006 Die Kärntner Elektrizitäts AG (Kelag) wird bis 2008 insgesamt € 270 Mio., unter anderem in Kraftwerke und Netzprojekte investieren.

4. Jän. 2006 Die Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) plant die Errichtung eines Erdgasspeichers in Haidach, Salzburg, mit einer Kapazität (Arbeitsgasvolumen) von 2,4 Mrd. m³.

9. Jän. 2006 Die Stadtwerke Klagenfurt AG hat die Ausgliederung der Geschäftsfelder Fernwärme, Gas und Strom in die Gesellschaft „Energie Klagenfurt“ beschlossen.

10. Jän. 2006 Die EVN errichtet sechs neue Biomasse-Kraftwerke in Niederösterreich mit einem Investitionsvolumen von € 65 Mio.

10. Jän. 2006 EU-Energiekommissar Andris Piebalgs will die 25 EU-Staaten zum Aufbau von Gasvorräten verpflichten. Jedes Land sollte mindestens zwei Monate Lieferausfall überbrücken können.

12. Jän. 2006 Amir Ghoreishi wurde als Vertreter der deutschen Energie Baden-Württemberg (EnBW) in den Aufsichtsrat der EVN gewählt.

14. Jän. 2006 Die Gruppe Illwerke-VKW investiert 2006 rund € 161 Mio. in neue Kraftwerke – hier vor allem in den Bau des Kraftwerks Kops II.

19. Jän. 2006 Chemieindustrie und Energiewirtschaft kritisieren die bereits beschlossene EU-Wasserrahmenrichtlinie, die bis 2015 Europas Gewässer in guten Zustand versetzen soll. Dies führt einerseits zu hohen Umbaumaßnahmen und andererseits teilweise zu einer Verringerung der Kraftwerksleistung.

19. Jän. 2006 Bei der Suche nach Alternativen zu Erdöl und Erdgas als Energiequellen hat EU-Kommissionspräsident José Manuel Barroso den Ausbau der Atomkraft angeregt.

20. Jän. 2006 Laut IG Windkraft wurden 2005 in Österreich 117 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 218 MW errichtet.

21. Jän. 2006 Der Verbund beteiligt sich mit insgesamt € 100 Mio. zu 25% am französischen Strom- und Gasunternehmen Poweo.

23. Jän. 2006 Der Anteil von Ökostrom am in Niederösterreich verbrauchten Strom stieg von 7% im Jahr 2004 auf 10,3%.

24. Jän. 2006 Die oekostrom AG erhöht das Grundkapital von derzeit € 5,4 auf € 6,9 Mio. mit der Ausgabe von 14.494 Aktien.

25. Jän. 2006 Walter Boltz, Geschäftsführer der Regulierungsbehörde E-Control, wurde vom Wirtschaftsministerium für weitere fünf Jahre bis 2011 bestellt.

26. Jän. 2006 Die niedrigen Temperaturen sorgen für Rekordwerte beim Gasverbrauch. Laut der Austrian Gas Grid Management (AGGM) erreichte der Tagesverbrauch mit 41,7 Mio. m³ einen Rekordwert.

27. Jän. 2006 Strom verteuerte sich gegenüber dem Vorjahr 2004 um 3,1%, Gas um 6,1%. Im Durchschnitt kostete Energie um 9,3% mehr als 2004.

28. Jän. 2006 Rund 47% der EU-Bürger wünschen sich eine stärkere Koordination der Energiepolitik in Brüssel. Das zeigt das Euro-Barometer des europäischen Statistikamtes.

→ Februar

- 1. Feb. 2006** EVN hat ein verbindliches Angebot für 67,5% am rumänischen Stromunternehmen Electrica Muntenia Sud (EMS) abgegeben.
- 2. Feb. 2006** Die österreichische Energiewirtschaft wird bis 2015 rund € 11,2 Mrd. investieren. Davon entfallen € 5,7 Mrd. auf neue Kraftwerke und € 5,5 Mrd. auf den Ausbau und die Erneuerung der Netze.
- 2. Feb. 2006** Die Österreicher haben im vergangenen Jahr 69,3 TWh Strom verbraucht. Die Stromerzeugung stieg von 64,7 auf 66,5 TWh.
- 3. Feb. 2006** Der Verbund will auch heimische Gemeinden unter 100.000 kWh mit elektrischer Energie beliefern, weshalb mit dem Gemeindebund ein Rahmenvertrag beschlossen wurde.
- 9. Feb. 2006** EU-Energiekommissar Andris Piebalgs will den Wettbewerb im europäischen Strom- und Gasmarkt stärken. Er schlägt dazu die Gründung einer europäischen Netzagentur vor.
- 11. Feb. 2006** Die Tiroler Wasserkraftwerke AG (TiwaG) hat um € 118 Mio. weitere 25% an den Innsbrucker Kommunalbetrieben (IKB) übernommen. Damit hält die TiwaG an der IKB 50% minus einer Aktie.
- 13. Feb. 2006** Im Rahmen des G8-Treffen in Moskau kündigte der russische Finanzminister an, dass der staatliche Energiekonzern Gazprom in Zukunft auch anderen Unternehmen den Zugang zu Export-Gaspipelines gewähren wird.
- 14. Feb. 2006** Christoph Leitl, Präsident der Wirtschaftskammer, fordert die Abschaffung jener Verfassungsbestimmung (Verstaatlichungsgesetz), in der die öffentlichen Mehrheiten an den Landesenergieversorgern und dem Verbund festgeschrieben ist.
- 17. Feb. 2006** Die EU-Kommission vermutet Preisabsprachen unter europäischen Energiekonzernen und hat Kartellprüfungen angekündigt. Eine Untersuchung zur Wettbewerbssituation unter mehr als 3.000 Strom- und Gasversorgern läuft bereits seit Sommer 2005.

- 24. Feb. 2006** E-Control und Energieagentur haben einen Energie-Effizienzcalculator entwickelt, der im Internet genutzt werden kann. Dieser zeigt Potenziale zum Stromsparen im Haushalt auf.
- 24. Feb. 2006** Herbert Schröfelbauer wurde vom Aufsichtsrat der Verbund-Austrian Hydro Power AG (AHP) bis 2011 als Vorstandsvorsitzender bestätigt.
- 24. Feb. 2006** Der Verbund fasste den Bauabschluss für das Pumpspeicherkraftwerk Limberg II in Kaprun. In Betrieb soll Limberg II im Jahr 2012 gehen.
- 25. Feb. 2006** 11,6% des Stromverbrauchs in Oberösterreich werden durch Ökoenergie gedeckt. Bis Ende des Jahres sollen es 13% sein.
- 28. Feb. 2006** Laut Außenhandelsbilanz ist der Import von Gas um 46% auf € 1,74 Mrd. gestiegen. Stromimporte und -exporte sind mit etwa € 3 Mrd. ausgeglichen.
- 28. Feb. 2006** Die Energie AG will in den nächsten zehn Jahren € 600 Mio. in den Ausbau des Kraftwerksparks des Unternehmens stecken. Die Leistung der Kraftwerke soll von derzeit 700 auf 1.700 MW mehr als verdoppelt werden.

→ März

- 1. März 2006** Die Wien Energie erhöht den Energiepreis bei Strom um 0,6 Cent/kWh. Das entspricht einer Erhöhung des Gesamtpreises von 5,1%. Der Gaspreis wird um 17,2% bzw. auf 0,71 Cent/kWh angehoben. Auch die Salzburg AG erhöht den Energiepreis um 12% bzw. 5,2% beim Gesamtpreis. Die TiwaG erhöht den Energiepreis um 7,5%.
- 9. März 2006** Der Vorstand der Verbund-Austrian Power Grid AG (APG), Heinz Kaupa, wurde für weitere fünf Jahre wiederbestellt.
- 15. März 2006** Das Kuratorium für Elektrotechnik und die Elektrikerinnungen in Ostösterreich fordern einen verbindlichen und gesetzlich verankerten Stromcheck für alle Privathaushalte. In Gewerbebetrieben ist dieser gesetzlich alle drei Jahre vorgeschrieben.

16. März 2006 Österreichische Haushaltskunden verzichten laut Jahresbericht der E-Control auf € 200 Mio. an Einsparungen pro Jahr bei Strom und Gas. Nur 45.000 Österreicher wechselten 2005 den Stromanbieter, 10.000 Kunden bei Gas.

17. März 2006 Die EVN hat von der mazedonischen Regierung den Zuschlag für die Übernahme von 90% am staatlichen Stromverteiler ESM Distribucija erhalten.

18. März 2006 In Deutschland wird mit 1. August die energieintensive Industrie von der Energie- und Stromsteuer befreit. Laut Industriellenvereinigung sollte Österreich dem deutschen Beispiel folgen.

29. März 2006 Erste Sondierungsgespräche zwischen den Chefs der Landes-Energieversorger zur geplanten Kooperation der Tiwag und der Energie AG wurden geführt.

→ April

1. April 2006 Die Vorarlberger Kraftwerke AG (VKW) hebt die Gesamtstrompreise für Haushalte und Geschäftskunden um 5% bzw. 0,6 Cent/kWh an.

3. April 2006 Im Winterhalbjahr 2005/06 waren die Nord-Süd-Hochspannungsleitungen der Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) täglich überlastet.

7. April 2006 Laut einer Umfrage der Sozialwissenschaftlichen Studiengesellschaft halten 69% der Österreicher den Bau neuer Kraftwerke für nötig.

7. April 2006 Das größte Biomassekraftwerk Österreichs wurde in Timelkam eröffnet.

12. April 2006 EVN-Chef Burkhard Hofer nannte als Starttermin für die Österreichische Stromlösung Ende September/Anfang Oktober.

15. April 2006 EVN errichtet bei St. Pölten einen weiteren Windpark mit 13 Windrädern. Produzieren soll der Windpark bei 2.000 Volllaststunden ca. 47,6 GWh jährlich.

30. April 2006 Energie AG Oberösterreich (EAG) und Linz AG steigen per 30. September 2006 aus der EnergieAllianz aus.

→ Mai

1. Mai 2006 Die Energie AG erhöht den Gesamtpreis für Strom bei Haushalten um rund 5%.

5. Mai 2006 Ungarn droht bei Überbelastungen, die Stromleitung nach Österreich abzuschalten, um damit den Zusammenbruch des eigenen Stromleitungsnetzes zu verhindern.

6. Mai 2006 Seit der Liberalisierung des Strommarktes im Oktober 2001 haben rund 5% der Haushalts- und 10–12% der Gewerbekunden ihren Anbieter gewechselt.

8. Mai 2006 Der Öl- und Gaskonzern OMV und der Verbund, größter Stromproduzent Österreichs, sollen zusammengeschlossen werden. Die Art und Weise der Fusion ist offen.

9. Mai 2006 Der burgenländische Landeshauptmann Hans Niessl kündigt an, dass das Burgenland bis 2013 energieautark sein wird.

11. Mai 2006 Das Dampfkraftwerk in Voitsberg wird geschlossen.

17. Mai 2006 Die EVN plant, rund € 180 Mio. in insgesamt fünf neue Energie- und Infrastrukturprojekte im niederösterreichischen Zentralraum zu investieren.

18. Mai 2006 Die EU-Kommission führt Hausdurchsuchungen bei Gasunternehmen in mehreren europäischen Ländern wegen des Verdachts von Preisabsprachen durch.

24. Mai 2006 Die geplante Fusion von OMV und Verbund ist am politischen Widerstand der Landeshauptleute und der Forderung nach einer Mehrheit von 51% an der OMV/Verbund AG gescheitert.

24. Mai 2006 Der Ökostrom-Zuschlag zur Förderung von Ökostromanlagen wird ab dem Jahr 2007 in Form einer Jahrespauschale von € 15 verrechnet. Bisher zahlten Haushalte und Betriebe einen Zuschlag je verbrauchter Kilowattstunde.

27. Mai 2006 Die oekostrom AG errichtet in Westungarn einen Windpark mit 28 Anlagen mit je 2 MW Leistung.

30. Mai 2006 Mit Beschluss der Bundesregierung vom 20. April wurden die bisherigen Mitglieder der Energie-Control Kommission für weitere fünf Jahre bestellt.

→ Juni

1. Juni 2006 Die Bewag erhöht den Strompreis um 6%.

1. Juni 2006 Die Gruppe der europäischen Regulatoren für den Strom- und Gasmarkt der südlichen und östlichen Länder der Europäischen Union (ERGEG) hat die neue „Regionale Initiative für Süd- und Südosteuropa“ gestartet. Die zentrale Zielsetzung ist, die Haupthindernisse für den Wettbewerb aufzuzeigen und abzubauen.

3. Juni 2006 Die Tigas baut ihr Gasleitungsnetz aus. Erschlossen werden Gemeinden im Zillertal und im Raum Kufstein. Verlängert wird die Gasleitung von Imst nach Landeck. Weiters soll bis zum Jahr 2009 eine Leitungsverbindung nach Italien über den Brenner entstehen.

14. Juni 2006 Die EU-Kommission legt ihr „Grünbuch“ vor, in dem sie eine neue Energiestrategie für Europa konzipiert. Sie soll auf drei Hauptzielen ruhen: Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit.

17. Juni 2006 Die EVN erhält den Zuschlag für das mazedonische Wärmekraftwerk Negotino.

22. Juni 2006 Im Geschäftsjahr 2006 plant die Vorarlberger Kraftwerke AG (VKW), rund € 27,5 Mio. in den Netzbereich zu investieren.

24. Juni 2006 Der Kelag-Aufsichtsrat hat den Bau des Pumpspeicherkraftwerks Feldsee in der Gemeinde Flattach genehmigt. Baubeginn ist für August 2006 vorgesehen.

27. Juni 2006 Die Energieminister von Österreich, Ungarn, Rumänien, Bulgarien und der Türkei unterzeichnen in Wien eine Grundsatzerklärung zur Realisierung der Nabucco-Pipeline.

28. Juni 2006 Zu allen vier Wasserkraftwerksprojekten in Tirol sollen Planungen und Unterlagen für die Umweltverträglichkeitsprüfung erstellt werden. Dabei handelt es sich um den Ausbau im Kaunertal, Sellrain-Silz sowie um Neubauten im Malfontal und bei Matri.

→ Juli

1. Juli 2006 Linz AG erhöht den Strompreis um 5%.

5. Juli 2006 In Kaprun fand der Spatenstich für das unterirdisch geführte Pumpspeicherkraftwerk Limberg II der Verbund-Austrian Hydro Power AG statt. Der Vollbetrieb ist bis 2012 geplant.

6. Juli 2006 Die IG Windkraft fordert eine Novelle des per 1. Juli neu in Kraft getretenen Ökostromgesetzes und keine Senkung der Einspeisetarife.

8. Juli 2006 Die EU-Kommission hat die österreichische Ökostrom-Förderung genehmigt. Die Genehmigung gilt rückwirkend für das Ökostromgesetz 2002 und das beschlossene neue Gesetz per 1. Juli 2006.

15. Juli 2006 Österreichs Wirtschaft hat sich mit Umweltminister Josef Pröll über die Zuteilungen für die nächste Emissionshandelsperiode 2008 bis 2012 geeinigt. Zertifikate für 24,5 Mio. t gehen pro Jahr an die Industrie, 8,3 Mio. t an die Energiewirtschaft.

15. Juli 2006 Strom hat sich laut Eurostat in der EU 2005 verteuert. Die Strompreise stiegen zwischen Jänner 2004 und Jänner 2005 in der EU-25 für einen Haushalt mit 3.500 kWh pro Jahr um 4,6% und in der EU-15 um 9%. Für Österreich meldet Eurostat einen Rückgang um 5,2%.

25. Juli 2006 Durch die Hitzewelle steigen die Preise an den Strombörsen. An der österreichischen Strombörse EXAA wurde eine MWh Strom an Spitzenzeiten (Peak) bereits mit € 174 gehandelt.

25. Juli 2006 Der Verbund beliefert bereits 40.000 Verbraucher. Bis Jahresende 2006 sollen es laut Verbund-Chef Hans Haider 50.000 bis 60.000 sein.

26. Juli 2006 EnBW hat seinen Anteil an der EVN von 29,7 auf 31,2% erhöht. Die Aktien wurden von der Raiffeisenlandesbank Oberösterreich gekauft.

→ August

1. Aug. 2006 Die Kelag Netz GmbH hat die E-Netz Kropfitsch GmbH mit vier Netzgebieten im Süden Klagenfurts und im Rosental übernommen.

16. Aug. 2006 EVN und Wien Energie haben gegen den Verbund eine Klage wegen Irreführung der Konsumenten beim Handelsgericht Wien eingebracht. Beantragt wird, dem Verbund Preisvergleiche zu untersagen, die sich nicht auf die Gesamtkosten beziehen.

21. Aug. 2006 Die Energie AG plant bis 2015 den Ausbau ihrer Eigenproduktion bei Strom auf 75%, den Bau weiterer Kraftwerke und Ausbau des Stromnetzes um jährlich € 50 Mio.

30. Aug. 2006 Die Strom- und Gaspreise werden bis zum Jahresende um rund 10% steigen, der Energiepreis bis zu 20%, erwartet Walter Boltz von der E-Control. Zu Jahresbeginn 2007 erwartet Boltz eine preisdämpfende Wirkung von der Senkung der Netztarife bei Strom und Gas.

31. Aug. 2006 Der Verbund darf nicht mehr dafür werben, dass man Stromkunden einen bis zu 30% günstigeren Energiepreis bei Strom anbieten kann. Das Handelsgericht Wien hat eine einstweilige Verfügung gegen „werbliche Irreführung“ der Konsumenten erlassen.

→ September

1. Sept. 2006 Der österreichweite Stromanbieter „Unsere Wasserkraft“ erhöht die Energiepreise für Strom um 11%.

1. Sept. 2006 Die Erdgas OÖ, die Linz AG, die Kelag und das E-Werk Wels erhöhen ihre Gaspreise. Die Linz AG erhöht den Gesamtgaspreis um rund 6–9%, die Kelag um 8%, die Erdgas OÖ und das E-Werk Wels um 9%.

6. Sept. 2006 Die Energie AG (EAG) strebt ein „Mitte-West-Bündnis“ an. Verhandlungen mit der Tiwag und der Salzburg AG werden geführt.

6. Sept. 2006 Die Oberösterreichische Ferngas verkauft ihre 39%-Beteiligung an der südböhmischen Gasgesellschaft JCP an die E.ON Czech Gruppe.

8. Sept. 2006 In Wien wurde ein Trinkwasser-Kraftwerk bei der zweiten Hochquellwasserleitung eröffnet. Das Projekt soll jährlich 3 GWh Strom liefern.

13. Sept. 2006 Das Justizverfahren im „Estag-Skandal“ wird nach drei Jahren eingestellt, weil die Staatsanwaltschaft keine strafrechtlich relevanten Handlungen gefunden hat.

15. Sept. 2006 Die EnergieAllianz hat neuerlich eine Klage gegen den Verbund eingebracht. Die adaptierte Verbund-Werbekampagne „Günstiger Strom gehört verboten“ ist der Grund der Klage.

19. Sept. 2006 Die Regierung will mit Unterstützung von Verbund, OMV und ÖIAG eine Stiftung für erneuerbare Energien einrichten. Diese soll für die nächsten fünf Jahre mit € 500 Mio. dotiert werden.

21. Sept. 2006 Die Verhandlungen über einen möglichen Einstieg der Tiwag bei der Energie AG Oberösterreich mit 25% plus einer Aktie sollen bis Jahresende abgeschlossen sein.

29. Sept. 2006 Die EconGas, die Gas- und Warenhandels GmbH (GWH) und Centrex haben mit Gazexport, einer 100%-Tochter der russischen Gazprom, Gaslieferverträge unterzeichnet, welche die Gasimporte nach Österreich bis 2027 fixieren.

30. Sept. 2006 Energie AG Oberösterreich (EAG) und Linz AG steigen wie angekündigt aus der EnergieAllianz aus. Das Land Oberösterreich kauft die Anteile der Wien Energie und EVN an der EAG von jeweils 9,375% zurück.

→ Oktober

1. Okt. 2006 Ab 1. Jänner 2007 gelten in Österreich neue Einspeisetarife für Ökostrom.

1. Okt. 2006 Die Energie AG wird ab sofort als Holding mit elf Steuerungseinheiten und zwölf eigenverantwortlichen Einzelgesellschaften am Markt agieren.

5. Okt. 2006 Österreichische Unternehmen haben sich in Bosnien um die Errichtung von vier Wasserkraftwerken beworben.

5. Okt. 2006 Die Windenergie deckt bereits 10% des Strombedarfs in Niederösterreich.

9. Okt. 2006 Einer Umfrage von IMAS zufolge sprechen sich 89% der befragten Österreicher für einen Ausbau der Windenergie aus. 97% lehnen Atomkraftwerke ab, 93% stimmen einer Nutzung von Solarenergie zu.

9. Okt. 2006 Die Verbund-Austrian Power Grid AG ließ drei Phasenschiebertransformatoren installieren. Mit dieser Maßnahme soll trotz der fehlenden 380-kV-Leitung die Stromversorgung in die Steiermark und nach Südösterreich gesichert werden.

10. Okt. 2006 Die EVN hat für vier bulgarische Wärmeerzeugungsanlagen in Plovdiv und Asenovgrad geboten und wurde als Bestbieter ausgewählt.

13. Okt. 2006 Die Kelag hat in den Hohen Tauern in Flattach den Spatenstich für das Speicherkraftwerk Feldsee durchgeführt.

13. Okt. 2006 Die Energie AG und die Linz AG gründen eine Strom-Vertriebsallianz. Die neue Firma wird rückwirkend mit 1. Oktober 2006 in vier Geschäftsbereichen (Haushalts-, Groß-, Ketten- und Out-of-Area-Kunden) tätig sein.

19. Okt. 2006 Die Tiwag wird zunächst nur eines von vier vorgesehenen Wasserkraftwerken bauen. Es betrifft den Ausbau des Pumpspeicherkraftwerks Sellrain-Silz.

20. Okt. 2006 Das größte Wald-Biomasse-Kraftwerk Europas wird in Wien-Simmering eröffnet. Das Kraftwerk hat eine Leistung von 66 MW.

24. Okt. 2006 EnBW erhöht den Anteil bei der EVN von knapp 30% auf über 35% auf. Dabei wurden der Raiffeisenlandesbank Oberösterreich 6% abgekauft.

25. Okt. 2006 Der Verbund-Aufsichtsrat hat den Vertrag von Hans Haider nicht verlängert. Haider wird im Mai 2007 aus dem Verbund ausscheiden. Neues Vorstandsmitglied wird ab 1. Jänner 2007 Ulrike Baumgartner-Gabitzer.

→ November

2. Nov. 2006 Der Verbund warnt vor einem Strom-Blackout im Winter. Die Belastung der Nord-Süd-Stromleitungen steige in den Wintermonaten wieder dramatisch an.

3. Nov. 2006 Die neue mazedonische Regierung hat den Verkauf des Wärmekraftwerkes TEC Negotino an die EVN annulliert.

8. Nov. 2006 Die Wärmebetriebe GmbH, eine Tochter der Kelag, will in den nächsten zehn Jahren € 400 Mio. in Bioenergie investieren.

10. Nov. 2006 Die EVN hat sich für eine Wiederaufnahme der Gespräche über Kooperationen zwischen EnergieAllianz und Verbund ausgesprochen.

14. Nov. 2006 Die Trans Austria Gasleitung (TAG) baut eine dritte Leitung (LOOP II) von Niederösterreich bis zur österreichisch-italienischen Grenze. Die Transportkapazität der TAG erhöht sich damit ab Jänner 2007 von derzeit 37 auf 41 Mrd. m³.

15. Nov. 2006 Der Energiefonds mit € 500 Mio. zur Stärkung erneuerbarer Energien wurde im Ministerrat abgesegnet.

15. Nov. 2006 Die BEGAS erhöht den Energiepreis um rund 9%.

19. Nov. 2006 Die Papier- und Zellstoffindustrie kritisiert die im Ökostromgesetz festgeschriebene Förderung von Biomasse. Die Förderung hat zur Holzverknappung und Holzverteuerung um 40% geführt.

20. Nov. 2006 Das Wifo fordert im „Weißbuch“ mehr Wettbewerb im österreichischen Energiesektor. Mehr Wettbewerb würde ein zusätzliches Wirtschaftswachstum von 0,5% bringen.

24. Nov. 2006 Laut E-Control wird der Ökostrom-Boom 2007 anhalten. Das Fördervolumen beläuft sich für 2006 auf € 189 Mio., 2007 dürften es € 286 Mio. werden.

25. Nov. 2006 Laut einer Studie der TU Wien kann ein Standardhaushalt mehr als 30% an Strom sparen. Stromfresser seien vor allem Alt- und Zweitgeräte, Beleuchtung und der Stand-by-Betrieb bei Elektrogeräten. Die EU fordert bis 2020 im Energiebereich Einsparungen von 20%.

30. Nov. 2006 Verbund-Chef Hans Haider kündigt eine Expansion nach Osteuropa an. In Russland wolle man in die Wasserkraft einsteigen. In Griechenland ist man dabei, ein Unternehmen mit einem 150 MW-Kraftwerk zu kaufen und dieses auf 600 MW auszubauen.

→ Dezember

1. Dez. 2006 Die Preise für Strom und Gas werden bei der EVN in Niederösterreich erhöht. Strom kostet um 5% mehr, der Gaspreis steigt um 9,4%.

1. Dez. 2006 Der Endbericht der Branchenuntersuchung Strom und Gas in Österreich wurde vorgestellt. Inhalt ist unter anderem ein Maßnahmenpaket zur Belebung des Wettbewerbs. Laut Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, das am 1. Jänner 2007 in Kraft tritt, müssen die reinen Energiepreise je kWh ausgewiesen werden.

2. Dez. 2006 Der Verbund beginnt gemeinsam mit der französischen Poweo mit dem Kraftwerksbau in Nordfrankreich. Das Kraftwerk wird ab 2009 Strom erzeugen.

5. Dez. 2006 Der Verwaltungsgerichtshof hat eine Entscheidung im Rechtsstreit um die Rückvergütung von Energieabgaben an Großabnehmer

(1996 bis 2001) bekannt gegeben. Nur Produktionsbetriebe können die Rückvergütung geltend machen, Dienstleistungsunternehmen nicht.

12. Dez. 2006 Der Verbund steigt in den türkischen Strommarkt ein und hat mit der Sabanci-Holding einen Kooperationsvertrag unterschrieben. Bis 2015 soll ein Marktanteil von mindestens 10% bzw. eine Stromproduktion von 30 TWh erreicht werden.

13. Dez. 2006 Die EU-Kommission droht Österreich und 15 anderen EU-Ländern mit Klagen vor dem Europäischen Gerichtshof, weil sie die Öffnung der Energiemärkte nicht vollständig umgesetzt haben.

15. Dez. 2006 Die heimischen Stromkunden könnten sich durch einen Wechsel zum jeweils günstigsten Lieferanten € 400 Mio. im Jahr ersparen. € 200 Mio. davon entfallen auf Gewerbebetriebe. Wirtschaftskammer-Präsident Christoph Leitl warf den Stromversorgern „Raubrittertum“ vor.

16. Dez. 2006 Bei der Regulierungsbehörde E-Control erhöhen sich die Anfragen an der Hotline um 26%.

21. Dez. 2006 Die Gasnetztarife werden ab 1. Jänner 2007 um durchschnittlich 4,5% in allen Bundesländern gesenkt. Nur in Tirol kommt es zu keiner Netztarifsenkung.

27. Dez. 2006 Die Verbundgesellschaft schreibt den vierten Vorstandsposten aus. Als Favorit gilt Christian Kern, der jetzige Vorstand der Verbund-Austrian Power Trading AG.



Jahresabschluss der
Energie-Control GmbH 2006

JAHR
BERICHT



Jahresabschluss der Energie-Control GmbH

→ Bilanz zum 31. Dezember 2006

→ Bilanz zum 31. Dezember 2006

	Stand am 31. Dezember 2006	Stand am 31. Dezember 2005
	€	€
A. Anlagevermögen		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	416.609,40	230.091,79
II. Sachanlagen	337.134,05	417.391,36
III. Finanzanlagen	21.719,75	21.719,75
	775.463,20	669.202,90
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte:		
I. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	21.586,71	28.512,22
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
I. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	76.286,98	21.439,71
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände: (davon aus Steuern: TS 114 €, Vorjahr: TS 63 €)	151.321,25	115.102,40
III. Wertpapiere und Anteile: sonstige Wertpapiere und Anteile	1.536.164,85	2.001.394,24
IV. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	4.423.218,04	3.742.503,28
	6.208.577,83	5.908.951,85
C. Rechnungsabgrenzungsposten	144.236,97	159.325,40
D. Sondervermögen:		
I. Kraft-Wärme-Kopplung gem. § 13 ÖkostromG	120.964.782,48	136.841.679,22
II. Stranded Costs gem. § 69 EIWOG	9.000.510,03	3.455.322,82
III. Ausgleichszahlungen gem. § 25 EIWOG	289.359,77	18.520,79
III. Ausgleichszahlungen gem. § 23c GWG	7.390,22	0,00
	130.262.042,50	140.315.522,83
Summe Aktiva	137.390.320,50	147.053.002,98

→ Bilanz zum 31. Dezember 2006

	Stand am 31. Dezember 2006	Stand am 31. Dezember 2005
	€	€
A. Eigenkapital:		
I. Stammkapital	3.700.000,00	3.700.000,00
II. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: € 20.931,44)	24.931,44	20.931,44
	3.724.931,44	3.720.931,44
B. Unversteuerte Rücklagen		
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen	81.440,25	103.080,41
C. Investitionszuschüsse		
Investitionszuschüsse 2004	2.252,83	6.758,50
D. Rückstellungen:		
I. Rückstellungen für Abfertigungen	219.711,00	194.945,00
2. Sonstige Rückstellungen	970.270,00	689.022,00
	1.189.981,00	883.967,00
E. Verbindlichkeiten:		
I. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	848.032,78	298.668,02
2. Sonstige Verbindlichkeiten		
(davon aus Steuern: TS 8 €, Vorjahr: TS 8 €)		
(davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 85 €, Vorjahr: TS 88 €)	1.281.639,70	1.724.074,79
	2.129.672,48	2.022.742,81
F. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	130.262.042,50	140.315.522,81
Summe Passiva	137.390.320,50	147.053.002,98
Haftungsverhältnisse	97.000,00	96.546,83



→ Gewinn-und-Verlust-Rechnung für das Geschäftsjahr 2006

	Stand am 31.12.2006	Stand am 31.12.2005
	€	€
1. Umsatzerlöse:		
a) Erlöse Strommarktliberalisierung	7.976.032,56	7.915.360,61
b) Erlöse Gasmarktliberalisierung	2.448.031,19	2.727.558,78
c) abz. Erlösschmälerungen Budgetvortrag	-1.168.024,08	-1.625.611,52
	9.256.039,67	9.017.307,87
2. Sonstige betriebliche Erträge		
a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen	1.250,83	6.342,86
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	26.854,00	61.742,00
c) übrige	259.310,22	178.131,15
	287.415,05	246.216,01
3. Personalaufwand		
a) Gehälter	-4.192.978,90	-4.020.390,13
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	-70.673,56	-76.299,33
c) Aufwendungen für Altersversorgung	-24.284,06	0,00
d) Aufwendungen für gesetzl. vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	-947.381,99	-953.550,30
e) Sonstige Sozialaufwendungen	-24.004,90	-19.218,04
	-5.259.323,41	-5.069.457,80
4. Abschreibungen: Auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-459.302,08	-468.865,10
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen		
a) Steuern, soweit sie nicht unter Ziffer 14 fallen	-1.730,45	-2.486,57
b) übrige	-4.027.354,43	-3.862.951,87
	-4.029.084,88	-3.865.438,44
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	-204.255,65	-140.237,46
7. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens (davon betreffend Sonder- und Treuhandvermögen TS 542 €)	586.070,20	94.007,18
8. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend Sonder- und Treuhandvermögen TS 3.162 €)	3.293.721,41	2.858.760,01
9. Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibung zu Finanzanlagen und Wertpapieren des Umlaufvermögens	1.644,96	0,00
10. Aufwendungen aus Finanzanlagen		
An Begünstigte weitergeleitete Kapitalerträge	-541.895,88	-91.931,08
11. Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
a) Zinsaufwand	-4,96	-154,45
b) An Begünstigte weitergeleitete Zinserträge	-3.155.675,90	-2.715.209,23
	-3.155.680,86	-2.715.363,68
12. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 11	183.859,83	145.472,43
13. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-20.395,82	5.234,97
14. Steuern vom Einkommen	-1.750,00	-1.750,00
15. Jahresüberschuss	-22.145,82	3.484,97
16. Auflösung unverteuerter Rücklagen	66.879,63	78.903,34
17. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-40.733,81	-78.388,31
18. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
19. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	20.931,44	16.931,44
20. Bilanzgewinn	24.931,44	20.931,44



→ **Anwendung der handelsrechtlichen Vorschriften**

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

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

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

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

→ **Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden**

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

Auf Grund der geltenden Sondergesetze wurde zum Zwecke einer transparenteren Darstellung der wirtschaftlichen Verhältnisse die Position Sondervermögen sowohl in der Bilanz als auch in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen.

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

Alle erkennbaren Risiken und drohende Verluste, die im Geschäftsjahr 2006 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

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

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

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

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

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

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 des tatsächlichen Pensionseintrittsalters gemäß Pensionsreform 2003 ermittelt.

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

→ Erläuterungen zur Bilanz

Anlagevermögen

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

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt TS 429 € für das Geschäftsjahr 2007. Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten 5 Jahre betragen TS 1.956 €.

Im Finanzanlagevermögen wurde eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von TS 0,5 € unterlassen (Buchwert TS 21,7 € und Marktwert TS 21,2 €), da die Wertminderung auf Grund ausschüttungsbedingter Kursschwankungen nicht von Dauer ist.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

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

In den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen sind Beträge in Höhe von TS 4 € 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 26 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Sondervermögen

Im Bilanzposten Sondervermögen sind liquide Mittel in Höhe von € 130.262.042,50 ausgewiesen, die auf Grund der nachfolgend zitierten Gesetzesgrundlagen eingehoben und weitergeleitet werden. Die erwirtschafteten Zinserträge werden auf die auszahlbaren Mittel in Anrechnung gebracht und an die Begünstigten weitergeleitet.

Kraft-Wärme-Kopplung:

Durch das ÖkostromG sind die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mittels Zuschlag zum Strompreis durch eine Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit bundesweit einheitlich geregelt. Gemäß §§ 13 Abs. 1, 7, 10 und 11 ÖkostromG ist die Energie-Control GmbH mit der Einhebung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Zuschlages vom Netzbetreiber und der Auszahlung der Unterstützungstarife an die Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen beauftragt. Die Unterstützungsbeiträge zur Förderung der KWK-Anlagen werden daher seit 1. Jänner 2003 von der Energie-Control GmbH eingehoben und an die begünstigten Anlagenbetreiber ausbezahlt.

Stranded Costs:

Auf gesetzlicher Grundlage des § 69 EIWOG hat der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit eine Verordnung über die Aufbringung und Gewährung von Beihilfen zur Abdeckung von Erlösminderungen, die infolge der Marktöffnung entstanden sind und im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb des Kraftwerkes Voitsberg 3 stehen, erlassen. Zu unterscheiden ist dabei zwischen dem Aufbringungsmodus der Stranded Costs VO I (BGBl II Nr 52/1999) für den Zeitraum vom 19. Februar 1999 bis 30. September 2001 und jenem der Stranded Costs VO II (BGBl II Nr. 354/2001 idF BGBl II Nr. 311/2005) für den Zeitraum vom 1. Oktober 2001 bis zum 30. Juni 2006. Gemäß § 13 E-RBG ist die Energie-Control GmbH mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded-Costs-Beiträge beauftragt. Die Netzbetreiber haben die vom BMWA per Verordnung festgesetzten Beiträge einzuheben und an die Energie-Control GmbH abzuführen.

Ausgleichszahlungen Strom & Gas:

Bei Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber sind für die Ermittlung der Tarifpreise die Kosten je Netzebene zusammenzufassen, wobei die Erlöse aus der Nutzung dieser Netze innerhalb der Netzbereiche und Netzebenen von den jeweiligen Netzbetreibern nach Kostenanteilen aufzuteilen sind (§25 Abs. 7 EIWOG sowie §23c Abs. 1 GWG). Die Aufteilung hat erforderlichenfalls durch Ausgleichszahlungen zu erfolgen.

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

Unversteuerte Rücklagen

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

Sonstige Rückstellungen

In den sonstigen Rückstellungen sind im Wesentlichen Rückstellungen für noch nicht abgerechnete Leistungen, Urlaubsrückstände und Prämien enthalten.

Verbindlichkeiten

Die Restlaufzeiten aller Verbindlichkeiten betragen weniger als 1 Jahr. Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 94,6 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Verpflichtungen aus Sondervermögen

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

Haftungsverhältnisse

Die unter der Bilanz ausgewiesenen Haftungsverhältnisse betreffen ausschließlich Bankgarantien für das Mietobjekt Rudolfplatz 13A.

→ Erläuterungen zur Gewinn und Verlustrechnung

Umsatzerlöse

	2006 €	2005 €
Erlöse Strommarkt-liberalisierung	7.976.032,56	7.915.360,61
Erlöse Gasmarkt-liberalisierung	2.448.031,19	2.727.558,78
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-1.168.024,08	-1.625.611,52
	9.256.039,67	9.017.307,87

Sonstige betriebliche Erträge

	2006 €	2005 €
a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen	1.250,83	6.342,86
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	26.854,00	61.742,00
c) Übrige	259.310,22	178.131,15
	287.415,05	246.216,01

Personalaufwand

	2006 €	2005 €
a) Gehälter	4.192.978,90	4.020.390,13
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	70.673,56	76.299,33
c) Aufwendungen für Altersversorgung	24.284,06	0,00
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	947.381,99	953.550,30
e) Sonstige Sozialaufwendungen	24.004,90	19.218,04
	5.259.323,41	5.069.457,80

Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter-vorsorgekassen

	2006 €	2005 €
Veränderung Abfertigungsrückstellung	-24.766,00	-36.535,00
Freiwillige Abfertigung	-4.938,85	0,00
Mitarbeiter-vorsorgekasse	-40.968,71	-39.764,33
	-70.673,56	-76.299,33

Mitarbeiter

	zum 31.12.2006	durchschnittlich
Geschäftsführer	1,0	1,0
Angestellte	65,0	66,5
	66,0	67,5

	zum 31.12.2005	durchschnittlich
Geschäftsführer	1,0	1,0
Angestellte	64,5	65,0
	65,5	66,0

Sonstige betriebliche Aufwendungen

	2006 €	2005 €
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und vom Ertrag fallen	1.730,45	2.486,57
b) Übrige	4.027.354,43	3.862.950,56
	4.029.084,88	3.865.437,13

Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens

	2006 €	2005 €
Erträge aus eigenen Wertpapieren (ECG)	44.174,32	2.076,10
Erträge aus Wertpapieren KWK	541.895,88	91.931,08
	586.070,20	94.007,18

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

	2006 €	2005 €
Zinserträge ECG	131.930,27	138.688,65
Zinserträge KWK	2.924.383,80	2.111.569,81
Zinserträge SC	212.543,62	166.148,78
Zinserträge AGZ-Steiermark	5.345,27	13.190,23
Zinserträge AGZ-Oberösterreich	19.518,45	0,00
Zinserträge Termingeld Verbund	0,00	429.161,37
	3.293.721,41	2.858.758,84

In den sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträgen sind Zinserträge enthalten, welche in Zusammenhang mit dem in der Bilanz gesondert ausgewiesenen Sondervermögen (Kraft-Wärme-Kopplung, Stranded Costs und Ausgleichszahlungen) stehen.

Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibung zu Finanzanlagen und Wertpapieren des Umlaufvermögens

	2006 €	2005 €
Erträge aus dem Verkauf ESPA Cash Euro	1.644,96	0,00
	1.644,96	0,00

Zinsen und ähnliche Aufwendungen

	2006 €	2005 €
Bank- und Darlehenszinsen ECG	-4,96	-154,45
	-4,96	-154,45
An Begünstigte weitergeleitete Zinserträge:		
Zinsaufwand KWK-Konto	-2.922.109,42	-2.109.218,81
Zinsaufwand SC-Konto	-209.535,11	-163.638,96
Zinsaufwand AGZ-Konto Steiermark	-4.925,15	-13.190,23
Zinsaufwand AGZ-Oberösterreich	-19.106,22	0,00
Zinsaufwand Termingeld Verbund/VKW	0,00	-429.161,37
	-3.155.675,90	-2.715.209,37
	-3.155.680,86	-2.715.363,82

Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens

	2006 €	2005 €
An Begünstigte weitergeleitete Kapitalerträge		
Wertpapiererträge KWK	-541.895,88	-91.931,08
	-541.895,88	-91.931,08

Die angeführten Wertpapiererträge stehen in Zusammenhang mit dem in der Bilanz gesondert ausgewiesenen Sondervermögen.

→ Ergänzende Angaben

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2006 betragen insgesamt € 4.500.

Organe der Gesellschaft

Zum Geschäftsführer wurde bestellt:
DI Walter Boltz

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Jahr 2006 folgende Personen tätig:

Eigentümerversreter:

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

DI Mag. Alfred Maier
(Stellvertreter des Vorsitzenden, seit 8.09.2006)

DI Gottfried Helmut Steiner
(Stellvertreter des Vorsitzenden,
Funktion zurückgelegt am 30.09.2006)

Dr. Georg Obermeier

Vertreter des Betriebsrates:

DI Günter Pauritsch
Dr. Johannes Mrazek



117

Wien, am 25.01.2007

Walter Boltz

DI Walter Boltz
(Geschäftsführer)



→ **Anlagespiegel zum 31. Dezember 2006**

	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 1. Jänner 2006	Zugänge	Umbuchungen
	€	€	€
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:			
1. Strombezugsrecht	11.066,67	941,88	0,00
2. EDV-Software	664.195,45	386.256,85	0,00
	675.262,12	387.198,73	0,00
II. Sachanlagen:			
1. Einbauten in fremde Gebäude	231.922,81	20.207,42	0,00
2. Geschäftsausstattung	447.608,84	35.258,29	0,00
3. EDV-Hardware	569.713,50	87.660,86	0,00
4. Personenkraftwagen	16.333,25	0,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	427.082,96	40.733,81	0,00
	1.692.661,36	183.860,38	0,00
III. Finanzanlagen:			
1. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	21.912,39	0,00	0,00
	21.912,39	0,00	0,00
	2.389.835,87	571.059,11	0,00

→ **Entwicklung der un versteuerten Rücklagen**

	Stand am 1. Jänner 2006	Zuführung
	€	€
I. Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen		
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2003	11.600,69	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2004	32.688,48	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2005	58.791,23	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2006	0,00	40.733,81
	103.080,40	40.733,81

→ **Investitionszuschüsse**

	Stand am 1. Jänner 2006	Auflösung durch Zeitablauf	Anlage 3 zum Anhang Stand am 31. Dezember 2006
	€	€	€
I. Bewertungsreserve			
Investitionszuschüsse 2004	6.758,50	4.505,67	2.252,83
	6.758,50	4.505,67	2.253,83

Abgänge	kumulierte Abschreibungen	Buchwert		Anlage I zum Anhang
		31. Dezember 2006	31. Dezember 2005	Abschreibungen des Geschäftsjahres
€	€	€	€	€
0,00	10.054,17	1.954,38	3.320,02	2.307,52
20.331,36	615.465,92	414.655,02	226.771,77	196.790,26
20.331,36	625.520,09	416.609,40	230.091,79	199.097,78
0,00	193.722,35	58.407,88	69.926,83	31.726,37
0,00	409.473,16	73.393,97	112.266,42	74.130,74
48.159,35	489.406,38	119.808,63	123.951,08	91.803,31
0,00	12.249,93	4.083,32	8.166,63	4.083,31
22.538,32	363.838,20	81.440,25	103.080,40	58.460,57
70.697,67	1.468.690,02	337.134,05	417.391,36	260.204,30
0,00	192,64	21.719,75	21.719,75	0,00
0,00	192,64	21.719,75	21.719,75	0,00
91.029,03	2.094.402,75	775.463,20	669.202,90	459.302,08

Anlage 2 zum Anhang		
Auflösung durch Zeitablauf	Auflösung durch Ausscheidung	Stand am 31. Dezember 2006
€	€	€
11.600,69	0,00	0,00
17.079,35	3.913,39	11.695,74
19.597,08	0,00	39.194,15
10.183,45	0,00	30.550,36
58.460,57	3.913,39	81.440,25



→ Einleitung

Die Energie-Control GmbH ist als österreichische Regulierungsbehörde für den Elektrizitäts- und Gasmarkt als privatwirtschaftlich strukturiertes Unternehmen organisiert, um flexibel und wirtschaftlich agieren zu können. Hauptaufgabe der Energie-Control GmbH ist die Umsetzung der Liberalisierung des heimischen Strom- und Gasmarktes in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Die gesetzlichen Grundlagen für die Aufgaben der Energie-Control GmbH sind im Wesentlichen das Energie-Regulierungsbehördengesetz (BGBl I Nr. 121/2000 idF BGBl I Nr. 106/2006), das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz BGBl I Nr. 143/1998 idF BGBl I Nr. 106/2006), das Gaswirtschaftsgesetz (BGBl I Nr. 121/2000 idF BGBl I Nr. 106/2006) sowie das Energielenkungsgesetz (BGBl Nr. 545/1982 idF BGBl I Nr. 106/2006).

Auf Grund ihres gesetzlichen Auftrages kommt der Energie-Control GmbH die Funktion einer Behörde zu (sogenannte „Beleihung“), die Bescheide und Verordnungen erlassen kann. Die Energie-Control GmbH nimmt somit eine Sonderstellung ein und unterscheidet sich damit wesentlich von sonstigen privatrechtlich eingerichteten Gesellschaften.

Die Liberalisierung hat in den letzten Jahren zahlreiche positive Veränderungen in der österreichischen Energiewirtschaft bewirkt, wie zum Beispiel Reduktion der Netzkosten, verbesserte Markt- und Preistransparenz, problemloser Lieferantenwechsel, Konsumentenservice (Information, Streitschlichtung, Missbrauchsaufsicht etc.) und vieles mehr. Insbesondere durch die vollständige Öffnung des Elektrizitäts- und Gasmarktes und den damit verbundenen Kos-

tendruck haben die Energieunternehmen mit Kostensenkungsprogrammen reagiert, die über Netztarifsenkungen an die Endkunden weitergegeben werden konnten.

→ Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

Geschäftstätigkeit und Rahmenbedingungen

Das Jahr 2006 war zunächst von eingehenden Beratungen und Verhandlungen über die Änderung der gesetzlichen Vorgaben, insbesondere das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, das Gaswirtschaftsgesetz und das Energielenkungsgesetz geprägt. Im Juni 2006 wurde das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz beschlossen und kundgemacht.

Der Gesetzgeber überträgt dabei der Energie-Control GmbH und der Energie-Control Kommission zahlreiche neue Aufgaben in den Bereichen Versorgungssicherheit (etwa Verordnungsermächtigungen zum Engpassmanagement), Energielenkung (vorbereitende Maßnahmen für die Krisenfall, Monitoring der Versorgungssicherheit) und Endkundenschutz (Anzeige der Allgemeinen Lieferbedingungen durch Strom- und Gashändler, Kontrolle neuer Kennzeichnungsregelungen). Hinzu kommt eine Novelle zum Ökostromgesetz, die die Regulierungsbehörden ebenfalls mit neuen Aufgaben betraut (Erlassung einer Verrechnungspreisverordnung, Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle).

Mit Wirkung 1. Jänner 2007 wurden sämtliche Tarife der Strom- und Gasnetzbetreiber neu festgesetzt. Im Strombereich erfolgt dies nun bereits auf Basis eines Anreizregulierungssystems, das eine transparente und planbare Tarifentwick-

lung garantiert. Im Gasbereich erfolgten weitere Kostenprüfungen; intensive Gespräche mit der Branche über die Umsetzung eines Anreizregulierungssystems auch bei den Gasnetzbetreibern sind im Gange. Hinzu kommen die umfangreichen Wettbewerbsaufgaben, wie etwa die Missbrauchsaufsicht oder die Genehmigung von Allgemeinen Netzbedingungen.

Auf internationaler Ebene hat sich die Energie-Control GmbH auch im Jahr 2006 sehr stark eingebracht. Insbesondere die Abstimmung mit den übrigen europäischen Regulatoren und die Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission wurde intensiviert.

In der auf europäischer Ebene eingerichteten Gasarbeitsgruppe im Rahmen der Regulatorenvereinigung CEER sowie im Rahmen der institutionalisierten Regulatorengruppe ERGEG (Beratungsorgan der Europäischen Kommission) nimmt die Energie-Control GmbH mit ihrem Geschäftsführer den Vorsitz ein.

Gemeinsam mit der Bundeswettbewerbsbehörde erfolgten eingehende Verhandlungen mit der Branche über wettbewerbsbelebende Maßnahmen, die mittlerweile teilweise ihre Umsetzung gefunden haben.

Neben den allgemeinen Informationsaktivitäten und Betreuung durch die Streitschlichtungsstelle bietet die Energie-Control GmbH nach wie vor allen Konsumenten einen unentgeltlichen Service in Form eines Strom- und Gasarifikalkulators auf ihrer Homepage an und veranstaltet Konsumentenberatungstage in den Bundesländern. Auch die Gas- und Strommarktstatistiken werden nach wie vor erstellt.

Neben den klassischen regulatorischen Agenden kommen der Energie-Control GmbH zahlreiche Abwicklungsaufgaben, etwa die Verwaltung von Fördermitteln (Kraft-Wärme-Kopplung, Stranded Costs, Ausgleichszahlungen) zu. Zum Stichtag 31. Dezember 2006 wird von der Energie-Control GmbH Sondervermögen in der Höhe von € 130.262.042,50 gehalten.

Finanzielle Kennzahlen der Energie-Control GmbH

Als finanzielle Leistungsindikatoren der Energie-Control GmbH, welche die Vermögens-, Finanz-, und Ertragslage der Energie-Control GmbH möglichst getreu darstellen, wurden folgende Kennzahlen identifiziert: siehe Tabellen Seite 122/123.

Die Eigenkapitalquote der Energie-Control GmbH beträgt, ohne Berücksichtigung der Bilanzsummenverlängerung durch das Sondervermögen, ca. 53%. Auch die Liquiditätssituation ist mit einer Working Capital Ratio von rund 205% (zweifache Überdeckung der kurzfristigen Passiva durch kurzfristige Aktiva) und keinen Bankverbindlichkeiten, ähnlich wie im Jahr 2005, sehr zufriedenstellend.

Die erwirtschafteten Zins- und Kapitalerträge weisen eine ähnliche Entwicklung wie im vorangegangenen Jahr auf bzw. konnten durch steigende Zinssätze leicht gegenüber dem Vorjahr gesteigert werden.

Die von der Energie-Control GmbH erwirtschafteten sonstigen Erträge (rd. TEUR 287) setzten sich im Wesentlichen aus Vortragshonoraren, Zuschüssen, Seminarbeiträgen, Forschungs- und Bildungsprämien, weiterverrechneten Kosten und Erträgen aus der Auflösung von Rückstellungen zusammen.

Kapitalflussrechnung ohne Berücksichtigung der Veränderungen im Sondervermögen		
	laufendes Jahr	Vorjahr
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-20.396	5.235
+ Abschreibung	459.302	468.865
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	4.246	6.343
+/- Veränderung langfristiger Rückstellungen	24.766	36.535
-/+ Veränderung der Vorräte	6.926	0
-/+ Veränderung Forderungen, Lieferungen und Leistungen	-54.847	-12.053
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	-36.219	179.139
-/+ Veränderung ARA	15.088	137.946
+/- Veränderung kurzfristiger Rückstellungen	281.248	17.187
+/- Veränderung Verbindlichkeiten, Lieferungen und Leistungen	549.365	-325.422
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	-442.435	-1.350.376
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	787.044	-836.601
+ Steuern vom Einkommen und Ertrag	-1.750	-1.750
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	785.294	838.351
+/- Erträge/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-4.246	-6.343
+ Buchwert abgegangener Anlagen	5.497	15.142
- Investitionen in das Anlagevermögen	-571.059	-491.907
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-569.808	-483.108
+/- Veränderung Bank- und Finanzierungsverbindlichkeiten	0	0
+/- Zuschüsse/Entnahmen Eigenkapital	0	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	0	0
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes		
+/- Veränderung Kassa/Bank	680.715	-3.322.853
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	-465.229	2.001.394
Abnahme liquider Mittel	215.485	-1.321.459
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	5.743.898	7.065.357
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	5.959.383	5.743.898

Kapitalstrukturanalyse		
	laufendes Jahr	Vorjahr
I. Eigenmittelquote		
Eigenkapital	3.724.931,44	3.720.931,44
+ unversteuerte Rücklagen	81.440,25	103.080,40
Gesamtkapital (ohne Sondervermögen)	7.128.278,00	6.737.480,15
– von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0,00	0,00
= Eigenmittelquote	53,40%	56,76%
2. Fiktive Schuldtilgungsdauer		
Rückstellungen	1.189.981,00	883.967,00
+ Verbindlichkeiten (ohne Sondervermögen)	2.129.672,48	2.022.742,81
– WP des Umlaufvermögens	–1.536.164,85	–2.001.394,24
– Kassastand, Checks, Guthaben bei Kreditinstituten	–4.423.218,04	–3.742.503,28
Zwischensumme	–2.639.729,41	–2.837.187,71
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	–20.395,82	5.234,97
– Steuern	–1.750,00	–1.750,00
+ Abschreibungen im AV	459.302,08	468.865,10
– Zuschreibungen im AV	0,00	0,00
–/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von EV	4.245,90	1.197,46
+/- Erhöhung/Verringerung langfristiger RSt.	24.766,00	36.535,00
Mittelüberschuss aus den EGT	466.168,16	510.082,53
= Fiktive Schuldtilgungsdauer	0 Jahr(e)	0 Jahr(e)
Liquiditätsanalyse		
	laufendes Jahr	Vorjahr
I. Working Capital Ratio¹		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	6.352.814,80	6.068.277,25
kurzfristige Passiva	3.099.942,48	2.711.764,81
= Working Capital Ratio	204,93%	223,78%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad¹		
Effektiv Verschuldung	–2.867.337,64	–2.973.729,82
Cashflow aus dem Ergebnis	785.293,65	–838.351,00
= Dynamischer Verschuldungsgrad	0 Jahr(e)	0 Jahr(e)

¹ ohne Berücksichtigung des Sondervermögens

Vorgänge von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres

Aus heutiger Sicht haben sich keine Vorgänge von besonderer Bedeutung nach Abschluss des Geschäftsjahres ereignet.

→ Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Es sind keine wesentlichen Änderungen in der Geschäftspolitik der Energie-Control GmbH geplant, die die Entwicklung des Unternehmens nachhaltig beeinträchtigen könnten.

Im Zusammenhang mit einer (nicht wahrscheinlichen) Krisenbewirtschaftung gemäß den Vorgaben des Energielenkungsgesetzes hätte die Energie-Control GmbH eine koordinierende Funktion wahrzunehmen, wodurch es kurzfristig zu einer nicht unerheblichen Ausweitung der Tätigkeit der Energie-Control GmbH kommen könnte.

→ **Risikoberichterstattung**

Allgemeine Beschreibung der wesentlichen Risiken und Ungewissheiten, denen das Unternehmen ausgesetzt ist

Die Energie-Control GmbH ist auf Grund ihrer oben dargestellten Sonderfunktion keinem Marktrisiko ausgesetzt. Sie steht als Behörde nicht im Wettbewerb, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben aus. Derzeit sind keine maßgeblichen Gesetzesänderungen, die die Aufgaben der Energie-Control GmbH bestimmen, absehbar.

Risiken, die sich aus der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen ergeben, sind als sehr gering einzustufen.

Es besteht kein Währungsrisiko, da annähernd sämtliche Geschäftsvorfälle in der lokalen Währung (Euro) abgewickelt werden.

Veranlagungsstrategie und Risikobericht

Das Ausfallsrisiko betreffend Guthaben bei Kreditinstituten ist als gering anzusehen, da als Vertragspartner der Energie-Control GmbH nur Banken mit einwandfreier Bonität ausgewählt werden. Die liquiden Bestände (vorwiegend Sondervermögen) werden großteils täglich fällig zu speziell verhandelten Geldmarktsätzen und in kurzfristigen Geld- oder Kapitalmarktprodukten risikoavers veranlagt. Der Veranlagungshorizont der derzeit gehaltenen Geldmarktprodukte beträgt zwischen 0 und 3 Monaten.

Oberstes Ziel der Veranlagungsstrategie ist, Bonitäts- und Zinsrisiken möglichst gering zu

halten. Damit wird eine sichere Verwahrung der Gelder der Energie-Control GmbH bei minimaler Fristenbindung gewährleistet und trotzdem die Erwirtschaftung attraktiver Zinserträge ermöglicht. Zu diesem Zweck hat die Energie-Control GmbH ein professionelles (Liquiditäts-) Risikomanagement installiert, um Ausfalls- und Zinsänderungsrisiken möglichst gering zu halten.

Liquiditätsengpässe auf Grund von Kapitalbindungen sind durch den kurzen Veranlagungshorizont nicht zu befürchten. Auf Grund der großen Veranlagungsvolumina werden von Seiten der Kapitalanlagegesellschaften nur sehr geringe „Management Fees“ verrechnet. Geldverkehrsspesen fallen bei An- und Verkäufen nicht an – gekauft und verkauft werden die Geldmarktfonds nur zum Mittelwert.

Risikomanagement im Bereich der IT

Da Probleme der IT-Infrastruktur der Energie-Control GmbH auch weit reichende Auswirkungen auf das gesamte Unternehmen haben können, nimmt das IT-Risikomanagement eine zentrale Stellung bei der Energie-Control GmbH ein. Aus diesem Grund wurde im Abschlussjahr das IT-System einer Prüfung durch ein externes Beratungsunternehmen unterzogen. Zusätzlich führte der Abschluss von Service-Level-Agreements im Zusammenhang mit der laufenden Betreuung der IT-Infrastruktur zwischen der Energie-Control GmbH und externen Servicepartnern und der Definition von Qualitätsklassen der Störungsbehebung zu einer wesentlichen Steigerung der Ausfallsicherheit und zu einer deutlichen Reduktion der Reaktionszeit im Falle einer Störung der Systeme.

Wien, am 25.01.2007

DI Walter Boltz
(Geschäftsführer)



„Wir haben den Jahresabschluss der Energie-Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung, Wien, für das Geschäftsjahr vom 1. Jänner 2006 bis 31. Dezember 2006 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft. Die Buchführung, die Aufstellung und der Inhalt dieses Jahresabschlusses sowie des Lageberichtes in Übereinstimmung mit den österreichischen handelsrechtlichen Vorschriften liegen in der Verantwortung des gesetzlichen Vertreters der Gesellschaft. Unsere Verantwortung besteht in der Abgabe eines Prüfungsurteils zu diesem Jahresabschluss auf der Grundlage unserer Prüfung und einer Aussage, ob der Lagebericht in Einklang mit dem Jahresabschluss steht.

Wir haben unsere Prüfung unter Beachtung der in Österreich geltenden gesetzlichen Vorschriften und Grundsätze ordnungsgemäßer Abschlussprüfung 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 Fehldarstellungen ist und eine Aussage getroffen werden kann, ob der Lagebericht mit dem Jahresabschluss in Einklang steht. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld des Unternehmens sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Nachweise für Beträge und sonstige Angaben in der Buchführung und im Jahresabschluss überwiegend auf Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst ferner die Beurteilung der angewandten Rechnungslegungsgrundsätze und der von den gesetzlichen Vertretern 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.

Unsere Prüfung hat zu keinen Einwendungen geführt. Auf Grund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss nach unserer Beurteilung den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung. Der Lagebericht steht in Einklang mit dem Jahresabschluss.“

Wien, am 25. Jänner 2007

 ERNST & YOUNG

WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT MBH


MAG. ERICH LEHNER
Wirtschaftsprüfer


MAG. ELFRIEDE BAUMANN
Wirtschaftsprüferin

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 Bestätigungsvermerk zitiert noch auf unsere Prüfung verwiesen werden.



Anhang

→ Verordnungen und Bescheide

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

STROM

Verordnungen der Energie-Control GmbH

Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006

Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung und zur Durchführung des Monitorings der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28. 12. 2006

Verordnungen der Energie-Control Kommission

Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 Novelle 2007 (SNT-VO 2006 Novelle 2007)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006), geändert wird (Zl. K SNT 100/06), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28. 12. 2006

Bescheide der Energie-Control GmbH

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren	2
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenverantwortlichen	2
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Ökostrom-Abwicklungsstelle	1
Zulassung Bilanzgruppenverantwortliche	11
Ausgleichszahlungen	2
Stranded Costs	3

Bescheide der Energie-Control Kommission

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen für den Zugang zum Verteiler- bzw. Übertragungsnetz	1
Streitschlichtungsverfahren	9
Netzzugangsverweigerungsverfahren	3
Berufungen	10

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

GAS

Verordnungen der Energie-Control GmbH

Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006

Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung und zur Durchführung des Monitorings der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28.12.2006

Lastprofilverordnung 2006

Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend Zuordnung, Erstellung und Anpassung von standardisierten Lastprofilen (G SLP 12/06), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 20.12.2006

Wechselerordnung 2007

Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend Wechsel des Versorgers und der Bilanzgruppe, kundgemacht auf der Homepage der E-Control am 19.12.2006 (verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 20.12.2006)

Verordnungen der Energie-Control Kommission

1. Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung-Novelle 2006 (1. GSNT-VO-Novelle 2006)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2004) geändert wird (Zl. K SNT G 036/06a), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28.3.2006

2. Gas-Systemnutzungstarifverordnung-Novelle 2006 (2. GSNT-VO-Novelle 2006)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2004) geändert wird (Zl. K SNT G 001-043/06), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28.12.2006

Gas-RZF-VO-Novelle 2006

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer geändert wird (Zl. K SNT G 003/06, 134/06, 136/06), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28.12.2006

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Anlagen 2 und 3 zum GWG geändert werden (Zl. K FLA G 01/06), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28.12.2006

Bescheide der Energie-Control GmbH

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren	2
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenverantwortlichen	1
Zulassung Bilanzgruppenverantwortliche	1
Ausgleichszahlungen	2

Bescheide der Energie-Control Kommission

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Verteilnetzbetreiber	7
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen BGV des Regelzonenführers	1
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen Netz des Regelzonenführers	1
Genehmigung Langfristplanung Regelzonenführer	1
Berufungen	2



Abbildung 1:	Ökostrom-Förderungssystem nach der Gesetzesnovelle 2006 – schematische Darstellung	18	Abbildung 29:	Gesamtaufwendungen eines durchschnittlichen Haushaltskunden in Niederösterreich (Local Player), Vergleich Dezember 2006 mit Dezember 2005	70
Abbildung 2:	Entwicklung der Stromversorgung – Inlandsstromverbrauch und Veränderungsdaten seit 1971	30	Abbildung 30:	Gesamtpreisvergleich Erdgas für einen durchschnittlichen Tarifkunden Jahresverbrauch von 15.000 kWh, nach Netzgebieten	70
Abbildung 3:	Gesamtenergieaufkommen und Potenziale (Richtwerte) erneuerbarer Energieträger	35	Abbildung 31:	Bsp. 1: Tarifänderung für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh auf der Ebene 3	74
Abbildung 4:	Elektrischer Endverbrauch und Potenziale (Richtwerte) erneuerbarer Energie	36	Abbildung 32:	Bsp. 2: Tarifänderung für einen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 90.000.000 kWh und einer jährlichen Nutzungsdauer von 8.000 h auf der Ebene 2	74
Abbildung 5:	Spotpreisentwicklung an der EXAA (Base)	37	Abbildung 33:	Transit- und Fernleitungen in Österreich und Übergabepunkte	76
Abbildung 6:	Entwicklung der Futurespreise (EEX year-ahead Phelix base) und der CO ₂ -Zertifikatspreise	38	Abbildung 34:	Übersicht Marktregeln Gas	80
Abbildung 7:	Industriestrompreisentwicklung < 4.500 Volllaststunden (linke Abb.) und > 4.500 Volllaststunden (rechte Abb.)	39	Abbildung 35:	Zeitplan Marktregelprozess	81
Abbildung 8:	Entwicklung des Strom-VPI (Index Oktober 2001 = 100)	40	Abbildung 36:	Maximale Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost	85
Abbildung 9:	Haushaltsstrompreisvergleich nach Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern & Abgaben), günstigster Anbieter, 3.500 kWh/Jahr	40	Abbildung 37:	Die vom Regelzonenführer monatlich benötigten Ausgleichsenergiemengen (Kauf und Verkauf) seit Oktober 2002	86
Abbildung 10:	Netznutzungsentgelt – Netzebene 3	42	Abbildung 38:	Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt von Jänner 2005 bis September 2006	87
Abbildung 11:	Netznutzungsentgelt – Netzebene 4	42	Abbildung 39:	Anteil des Speichervolumens zum Jahresverbrauch in ausgewählten Ländern der EU	91
Abbildung 12:	Netznutzungsentgelt – Netzebene 5	43	Abbildung 40:	Beziehungsgeflecht in der Energielenkung Gas	93
Abbildung 13:	Netznutzungsentgelt – Netzebene 6	43	Tabelle 1:	Anerkannte Ökostromanlagen (genehmigt) und Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (in Betrieb) in MW	32
Abbildung 14:	Netznutzungsentgelt – Netzebene 7 – gemessen	44	Tabelle 2:	Unterstützte Ökostrommengen in GWh 2002–2007 (2006 und 2007 Prognosewerte)	33
Abbildung 15:	Netznutzungsentgelt – Netzebene 7 – nicht gemessen	44	Tabelle 3:	Unterstützte Ökostrommengen und Vergütungen im ersten Halbjahr 2006 im Vergleich zum ersten Halbjahr 2005	33
Abbildung 16:	Netznutzungsentgelt – Netzebene 7 – unterbrechbar	45	Tabelle 4:	Entwicklung der Unterstützungsvolumina 2003–2006 in Mio. Euro (2006 und 2007 Prognosewerte)	34
Abbildung 17:	Netzverlustentgelt – Netzebene 3	45	Tabelle 5:	Richtwerte für zusätzlichen Einsatz erneuerbarer Energieträger	35
Abbildung 18:	Netzverlustentgelt – Netzebene 4	46	Tabelle 6:	Entwicklung der Netztarife seit 2001	48
Abbildung 19:	Netzverlustentgelt – Netzebene 5	46	Tabelle 7:	Übersichtstabelle KWK-Förderung 2003–2006 (Stand 31. Mai 2006)	60
Abbildung 20:	Netzverlustentgelt – Netzebene 6	47	Tabelle 8:	Übersicht Industriepreiserhebungen Juli 2006 und Juli 2005	72
Abbildung 21:	Netzverlustentgelt – Netzebene 7	47	Tabelle 9:	Speicherkapazitäten in Österreich im Jahr 2005	88
Abbildung 22:	Monatliche Ausgleichsenergiekosten Strom	53			
Abbildung 23:	Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen in einzelnen europäischen Ländern	56			
Abbildung 24:	Jährliche „ungeplante“ Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in den Jahren 2002, 2003, 2004 und 2005	57			
Abbildung 25:	Energieeffizienzcalculator Quick-Check	61			
Abbildung 26:	Definition der sieben Marktregionen für ERI	64			
Abbildung 27:	Erdgasversorgung, Inlandsgasverbrauch und Veränderungsdaten, 1971–2005	68			
Abbildung 28:	Großhandelspreise Gas versus Heizöl leicht	69			