



Jahres
bericht 2005

→ 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

Das vergangene Jahr ist nicht nur für die österreichische, sondern auch für die europäische Energiewirtschaft sehr spannend gewesen. So sind im Jahr 2005 sowohl die österreichischen als auch die europäischen Strom- und Gasmärkte von der Europäischen Kommission einer eingehenden Analyse unterzogen worden. Diese Sector Inquiry, eine europaweite Branchenuntersuchung, wurde im Sommer 2005 gestartet. Erste Zwischenergebnisse dazu wurden gleichzeitig mit dem fünften Benchmarking-Bericht im Herbst 2005 veröffentlicht. Die Europäische Kommission hat zwar festgestellt, dass auf EU-Ebene die rechtlichen Voraussetzungen für einen funktionierenden Binnenmarkt bei Strom und Gas geschaffen worden sind, dass aber die Integration der nationalen Märkte noch unzureichend und kein ausreichender grenzüberschreitender Wettbewerb vorhanden ist. Es gibt also noch viel zu tun auf den europäischen Energiemärkten, damit alle Konsumenten umfassend von den liberalisierten Strom- und Gasmärkten profitieren können. Österreich wird im Rahmen seiner EU-Präsidentschaft die Europäische Kommission bei ihren Bemühungen zur Schaffung eines tatsächlichen Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes daher nach Kräften unterstützen.

Das Jahr 2006 wird nicht minder spannend werden. Neben der Optimierung der Liberalisierungsvorteile rückt auch die sichere Versorgung mit Energie wieder in den Vordergrund, wie die Ereignisse am Gassektor Anfang des Jahres 2006 sehr deutlich vor Augen geführt haben. Österreich hat deshalb die Frage der Energie-Versorgungssicherheit zu einem zentralen Anliegen im Rahmen der EU-Präsidentschaft gemacht.

In Österreich ist die Energie-Control GmbH für die Überwachung der liberalisierten Strom- und Gasmärkte zuständig. Neben ihrer Regulierungsfunktion nimmt die Energie-Control GmbH aber vor allem auch eine Servicefunktion wahr, indem sie den Konsumenten bei all ihren Fragen zum freien Energiemarkt zur Verfügung steht.

Für ihren intensiven Einsatz auch im vergangenen Jahr 2005 möchte ich an dieser Stelle dem Geschäftsführer der Energie-Control GmbH, Dipl.-Ing. Walter Boltz, und allen seinen Mitarbeitern recht herzlich danken, wobei ich hoffe, dass sie auch 2006 mit unvermindertem Elan für die Interessen der Energiekonsumenten eintreten werden.

Dr. Martin Bartenstein



DI Walter Boltz
Geschäftsführer der
Energie-Control GmbH

2005 war ein für die gesamte Energiebranche intensives Jahr und hat im Sinne der Energiekonsumenten auch einige sehr erfreuliche Ergebnisse gebracht. So ist es nach mehrmonatigen umfangreichen Verhandlungen mit den Netzbetreibern gelungen, die Weichen für ein langfristiges Regulierungssystem zur Bestimmung der Systemnutzungstarife Strom zu erstellen – das so genannte Anreizregulierungssystem.

Dieses international bereits mehrfach bewährte System löst seit 1. Jänner 2006 die üblichen jährlichen Tarifprüfungsverfahren ab und garantiert eine gerechte Tarifentwicklung. Zudem werden mit diesem System die Netztarife in Österreich weiter an ein internationales Niveau herangeführt und gleichzeitig die Netzbetreiber für Produktivitätsfortschritte belohnt. Profitieren werden alle Stromkunden – die Netztarife werden weiter sinken.

Ohne die Kooperationsbereitschaft der Branche wäre es nicht möglich gewesen, dieses System in Österreich einzuführen, wofür ich mich an dieser Stelle bedanken möchte.

Es gibt aber auch weiterhin viel zu tun. So hat die Europäische Kommission 2005 eine europaweite Untersuchung der Elektrizitäts- und Gasmärkte gestartet, deren Endbericht für Ende 2006 erwartet wird. Die ersten Zwischenergebnisse haben gezeigt, dass es europaweit leider

immer noch viele Mängel bei der Umsetzung der EU-Richtlinien gibt. Diese Umsetzung ist aber unerlässlich, damit den Konsumenten in ganz Europa die Vorteile der Energiemarktliberalisierung zugute kommen. In Österreich ist die Liberalisierung der Energiemärkte zwar gut gelungen, doch gibt es auch bei uns Mängel, die behoben werden müssen. So wurde beispielsweise bei der im Jahr 2005 von der Bundeswettbewerbsbehörde in Kooperation mit der E-Control durchgeführten Untersuchung des Elektrizitätsmarktes in Österreich festgestellt, dass die Marktmacht der Incumbents, also der etablierten Stromunternehmen, nach wie vor einen funktionierenden Wettbewerb verhindert.

Die Analyse der Europäischen Union konzentriert sich natürlich nicht auf die Probleme einzelner Länder, sondern stellt eine gesamteuropäische Sichtweise in den Mittelpunkt. Durch die Untersuchung werden vorhandene Probleme aber mit Sicherheit thematisiert werden und nicht nur die E-Control, sondern die ganze österreichische Energiebranche im Jahr 2006 intensiv beschäftigen. Das neue Jahr wird also weiterhin spannende Herausforderungen bringen!

Auf diesem Wege möchte ich mich bei allen Partnern der E-Control für ihr Engagement im abgelaufenen Jahr 2005 bedanken und freue mich auf eine weiterhin gute Zusammenarbeit im Jahr 2006!

DI Walter Boltz



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

Die seit 23. Februar 2001 bestehende E-Control (seit September 2002: „Energie-Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung“) hat jetzt ihren fünften Jahresbericht vorgelegt.

Er kann sich sehen lassen. Vor allem macht er (u.a.) auch deutlich, dass ein aktiver, erfolgreicher sektorspezifischer Regulator (hier für den liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Österreich) – ganz ähnlich übrigens wie auch eine allgemeine Wettbewerbsbehörde – nicht immer und überall „everybody’s darling“ sein kann und sein darf. Schließlich ist täglich eine konsequente Erfüllung der spezifischen (gemeinschaftsrechtlich, gesetzlich und gesellschaftsvertraglich vorgegebenen), nicht immer gerade angenehmen Aufgaben geboten – wenn auch selbstverständlich immer mit entsprechendem Augenmaß; das gehört sozusagen zur „job description“.

Der vorliegende Jahresbericht zeigt, dass es im Berichtsjahr nicht bloß um Überwachungs- und Aufsichtsmaßnahmen, um gesetzlich auftragene Berichte und Empfehlungen etc. geht, sondern in steigendem Maße auch um Aktivitäten auf europäischer Ebene. Der Erdgasmarkt und der Elektrizitätsmarkt stehen bekanntlich auf europäischer Ebene seit einiger Zeit ganz besonders im Blickpunkt der EU-Kommission: Das Ziel

eines einheitlichen EU-weiten Binnenmarktes muss erst – gemeinsam – erarbeitet werden.

Auf nationaler österreichischer Ebene laufen die Bemühungen nicht bloß im Rahmen förmlicher Branchenuntersuchungen der Bundeswettbewerbsbehörde (gemeinsam mit der E-Control), sondern auch auf der Ebene vielfältiger Regulierungsverfahren und sonstiger Regulierungsmaßnahmen der E-Control. Hervorzuheben sind auch die Bemühungen um möglichst einvernehmliche, konsensual zustandgekommene Regelungen (z.B. in Richtung Wettbewerbsbelebung).

Insgesamt ist die E-Control bestrebt, zwischen den vielfältigen – und naturgemäß sehr unterschiedlichen – Interessen aller Marktteilnehmer einen regulatorischen Weg zu gehen, der auf eine möglichst breite Akzeptanz stoßen kann.

Als Vorsitzender des Aufsichtsrates der E-Control möchte ich feststellen, dass die Geschäftsführung und ihr Team auch im abgelaufenen Berichtsjahr wieder umsichtig und hervorragend gearbeitet haben. Die Zusammenarbeit mit dem Aufsichtsrat, der laufend interessiert und engagiert „nachfragt“, war ebenso hervorragend wie die Zusammenarbeit z.B. mit der Bundeswettbewerbsbehörde. Dafür möchte ich sowohl als Leiter der Bundeswettbewerbsbehörde als auch als Aufsichtsratsvorsitzender der E-Control – auch im Namen des gesamten Aufsichtsrates – der Geschäftsführung und ihrem Team meinen besonderen Dank aussprechen.

o. Univ. Prof. DDr. Walter Barfuß



Vorwort 5

EINLEITUNG

Einleitung – Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2005 11

Entwicklungen auf europäischer Ebene	12
Nationale Branchenuntersuchungen Strom- und Gasmarkt	17
Anreizregulierung	26

STROM

Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt 2005 37

Entwicklungen auf dem österreichischen Elektrizitätsmarkt	38
Ökostrom	40
Großhandelsmarkt – Preise	43
Strompreisvergleiche	45

Aktivitäten der Regulierungsbehörden – Strom 47

Regulierung der Netze: Tarifierung Strom	47
Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen	52
Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen im Strombereich	53
Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Strombereich	54
Arbeiten gemäß Energielenkungsgesetz 1982	55
Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2004	55
Studien und Gutachten	57
Langfristprognose	66
Stranded Costs	67

GAS

Entwicklungen am Gasmarkt 2005 69

Entwicklungen auf dem österreichischen Gasmarkt	70
Preisentwicklung Import	71
Erdgaspreisvergleiche	72

Aktivitäten der Regulierungsbehörden – Gas 76

Regulierung der Netze: Tarifierung Gas	76
Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen	78
Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen im Gasbereich	82
Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Gasbereich	90
Studien im Gasbereich	90

GEMEINSAME AGENDEN STROM UND GAS

Konsumentenaktivitäten 96

Schlichtungsstelle – 3 Jahre Bilanz	96
Missbrauchsaufsicht	96
Informationstätigkeit	97

Internationale Kooperation der Regulierungsbehörden 99

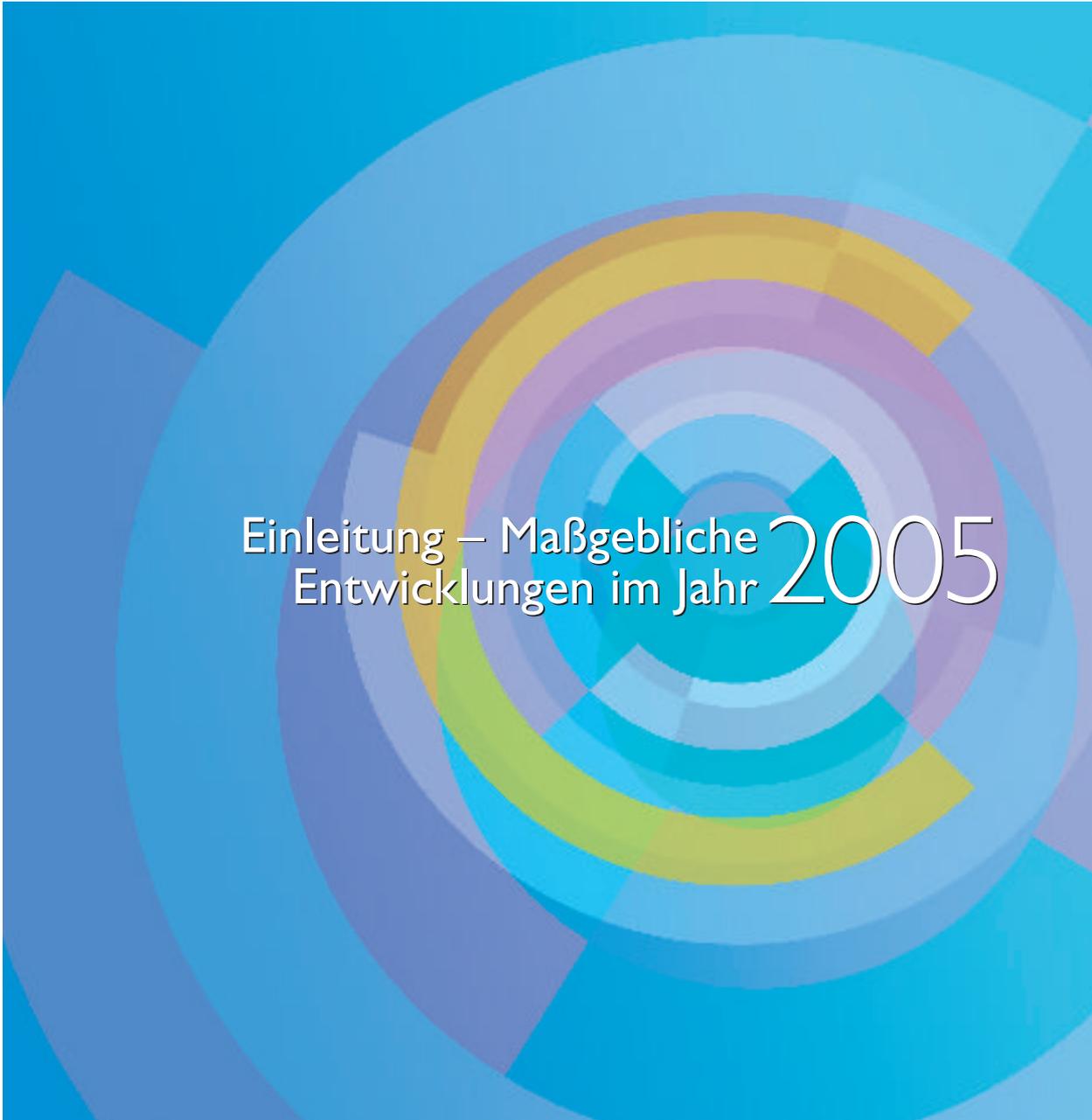
Mitarbeit in CEER und ERGEG	99
Regulatorenpromozion – „Florenz“ (Strom) und „Madrid“ (Gas)	101

Marktchronik Strom und Gas 102

Jahresabschluss der Energie-Control GmbH 2005 109

Anhang 125

Verordnungen und Bescheide	125
Abbildungsverzeichnis	127



Einleitung – Maßgebliche
Entwicklungen im Jahr 2005



→ Entwicklungen auf europäischer Ebene

Regulierung auf europäischer Ebene

Das Jahr 2005 war von der Evaluierung der europäischen Strom- und Gasmärkte geprägt. Die bereits 2004 einsetzenden Energiepreiserhöhungen haben sich auch 2005 weiter fortgesetzt. Gleichzeitig wurde der voraussichtlich letzte Rechtsakt aus dem zweiten Liberalisierungspaket – die Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (2005/1775/EG) – beschlossen und veröffentlicht. Die Tatsache, dass auf EU-Ebene einerseits rechtlich die Voraussetzungen für einen funktionierenden Binnenmarkt bei Strom und Gas geschaffen wurden und andererseits eine hohe Unzufriedenheit der Kunden mit der aktuellen Funktionsweise des Binnenmarktes festzustellen ist, hat dazu geführt, dass die Kommission in zwei Untersuchungen in relativ scharfen Worten auf vorhandene Unzulänglichkeiten hingewiesen hat.

Als roter Faden zieht sich durch diese Studien die Erkenntnis, dass die Marktöffnung bisher kein „Selbstläufer“ ist. Die vorhandenen Strukturen stark konzentrierter Märkte und unzureichender Trennung der Infrastruktur (Transport, Verteilung sowie im Gasbereich Speicherung) von den im Wettbewerb stehenden Wirtschaftsbereichen führen dazu, dass Marktdynamik im Allgemeinen kaum durch die Aktivitäten der Marktteilnehmer geschaffen wird, sondern durch Regulierung und Wettbewerbsaufsicht unterstützt, wenn nicht sogar bestimmt werden muss. Dem entspricht auch, dass die Rolle der Regulierungsbehörden weiterhin als besonders wichtig hervorgehoben wird.

Dass die Entwicklung auf nationaler Ebene bisher nur selten zu einer Reduktion der Marktkonzentration geführt hat, sondern Fusionen diese sogar verstärkt haben, haben die EU-Kommission und die Europäischen Regulatoren

dazu veranlasst, den „Regionalen Ansatz“ zu forcieren. Kern dieses Ansatzes ist, die Marktkonzentration dadurch zu verringern, dass die weitgehend nationalen Märkte zusammengeführt werden. Dadurch sollten die großen Unternehmen ihren bestimmenden Einfluss auf die Preisbildung weitgehend verlieren. In einem Konsultationsprozess hat deshalb ERGEG¹ so genannte „road maps“ für den Elektrizitäts- und den Gasmarkt vorgestellt, in denen Kernelemente integrierter Märkte diskutiert werden. Operativ wird vorgeschlagen, dass in Fallstudien Konzepte ausgearbeitet werden, wie regionale Märkte implementiert werden können. Dabei wurde auf die wesentliche Rolle der Mitgliedstaaten hingewiesen, die – um erfolgreich zu sein – den Prozess politisch unterstützen müssen. Sollten die regionalen Märkte nicht realisiert werden können, so führt an verstärkten nationalen Maßnahmen kein Weg vorbei, um ein angemessenes Wettbewerbsniveau zumindest auf dem Großhandelsmarkt zu erreichen.

„Benchmarking Report“ und „Sector Inquiry“ der EU-Kommission

Die Europäischen Regulatoren bekamen aufgrund der EU-Richtlinien eine Vielzahl von Melde- und Berichtsverpflichtungen auferlegt. Um diesen Meldeprozess zu vereinfachen, wurde mit der Europäischen Kommission vereinbart, dass alle Berichte jährlich zu einem Stichtag abgegeben werden, unabhängig davon, ob dies von der Richtlinie gefordert wird. Der aufgrund der Meldungen der Regulatoren und eigener Erhebungen der EU-Kommission vorgelegte „Fortschrittsbericht“, der gleichzeitig auch der fünfte „Benchmarking-Bericht“ ist, umfasst daher alle von der Binnenmarkt-Richtlinie betroffenen Sachgebiete.

Im Sommer 2005 wurde weiters eine europaweite Branchenuntersuchung der Strom- und Gasmärkte gestartet. Gleichzeitig mit dem Benchmarking wurden erste Zwischenergebnisse dieser Marktuntersuchung präsentiert.

¹ European Energy Regulators Group for Electricity and Gas; ERGEG ist eine Beratungsgruppe, die die EU-Kommission unterstützt. Mitglieder der ERGEG sind die Regulierungsbehörden der EU-Mitgliedstaaten. Weitere Informationen unter www.ergeg.org

Die Kommission wird bis Ende 2006 einen Endbericht zur Umsetzung der Richtlinien in den Mitgliedstaaten vorlegen. Es ist zu erwarten, dass daher gegen jene, die den Anforderungen der Richtlinie nicht bis Herbst 2006 nachgekommen sind, ein Vertragsverletzungsverfahren eingeleitet wird. Darüber hinaus sollen in diesem Bericht auch weitere Maßnahmen diskutiert werden, die notwendig sein könnten, um den Liberalisierungsprozess zu unterstützen. Für Ende 2006 wurde auch ein Endbericht der EU-Branchenuntersuchung angekündigt, in dem vor allem die Detailanalysen der Großhandelsmärkte vorgelegt werden sollen.

Ergebnisse

Allgemeines

Eindeutig wird die unzureichende Umsetzung der Richtlinien durch die Mitgliedstaaten kritisiert. Obwohl viele der Bestimmungen des Beschleunigungspakets bereits Mitte 2004 umzusetzen waren, sind doch nur wenige Mitgliedstaaten dieser Zeitvorgabe nachgekommen. Insbesondere wird hervorgehoben, dass die „Unbundling“-Vorgaben oft nicht oder nicht ausreichend umgesetzt worden sind. Weiters wird auf die unzureichende Kompetenz der Regulierungsbehörden zur Marktaufsicht verwiesen. Nur wenige Mitgliedstaaten hätten ernst gemeinte Umsetzungsversuche unternommen. Vor allem die funktionale Trennung der Netzgesellschaft wurde in nur wenigen Ländern richtlinienkonform umgesetzt. Dies hat Konsequenzen hinsichtlich der Gleichbehandlung der Marktteilnehmer. Weiterhin dürften verbundene Unternehmen einen besseren Zugang zu marktrelevanten Informationen erhalten als alternative Anbieter. Während für die Funktionsweise des Großhandelsmarktes die Unabhängigkeit der Transportnetzbetreiber wesentlich ist, hängt der Erfolg am Einzelhandelsmarkt vom Verhalten der Verteilnetzbetreiber ab.

Netzengpässe und/oder unterschiedliche Marktregeln verhindern einen Preisausgleich zwischen den Märkten. Insbesondere hinsichtlich der Netzengpässe ist keine Verbesserung zu sehen. Das in Barcelona beschlossene Ziel, dass alle Mitgliedstaaten Verbindungskapazitäten von mindestens 10 % des nationalen Bedarfs bereitstellen sollten, wurde bisher nicht erreicht. Übertragungsnetzbetreiber scheinen noch nicht ausreichend unabhängig zu sein, da die möglichen Wettbewerbseffekte auf die verbundenen Unternehmen Investitionen offenbar weiterhin verhindern.

Der Einzelhandelswettbewerb scheint bei Großkunden einigermaßen intensiv zu sein. Bei Kleinkunden hingegen sind kaum Lieferantenwechsel zu verzeichnen, was auf einen Mangel an Wettbewerb (smöglichkeit) hinweist. Zudem verzerren teilweise nicht marktkonforme, regulierte Preise den Wettbewerb, indem sie einerseits jeglichen Markteintritt verhindern und andererseits auch fälschlicherweise den Eindruck erwecken, dass regulierte Energiepreise für Konsumenten vorteilhafter sind als jene, die sich auf einem funktionierenden Wettbewerbsmarkt bilden können.

Erdgasmarkt

Ein Charakteristikum der bisher unzureichenden Funktionsweise der Energiemärkte sind die weiterhin voneinander getrennten nationalen Märkte. Das Ziel eines einheitlichen EU-weiten Binnenmarktes wurde daher nicht erreicht. Dies zeigt auch, dass fast alle großen Gasunternehmen einen Außenhandelsanteil von unter 10 % haben, obwohl Gasmengen bis zu ihrem Bestimmungsort üblicherweise mehrere Grenzen überschreiten müssen. Allerdings trennen auch langfristige Transportverträge die nationalen Märkte voneinander, sodass selbst wenn Gasmengen in einem Land eingekauft, diese nur sehr schwer in ein anderes Land transportiert

werden können. Die theoretische Möglichkeit, über Swapgeschäfte physischen Transport zu umgehen, wird, wenn überhaupt, ebenfalls nur zwischen etablierten Gasunternehmen wahrgenommen. Grenzüberschreitender Transport wird weiters erschwert, indem Transportnetzbetreiber einerseits aufgrund mangelnden Unbundlings Primärkapazitäten teilweise nicht diskriminierungsfrei vergeben. Andererseits verhindert mangelnde Transparenz hinsichtlich der vorhandenen Kapazitäten, dass physisch an sich vorhandene Transportmöglichkeiten auch wahrgenommen werden können.

Auf den nationalen Märkten liegen die Import- und Produktionskapazitäten in nur wenigen Händen, sodass auf dieser Wertschöpfungsstufe weitgehend Marktdominanz besteht. Ein Markteintritt ist zudem insbesondere für kleine Unternehmen wie auch für einzelne (auch große) Endverbraucher kaum möglich, da sie für eigene Importverträge zu geringe Abnahmemengen vorweisen.

Diese grundsätzliche importseitige Dominanz wird durch Langfristverträge oftmals auf weitere Wertschöpfungsstufen ausgedehnt, wodurch auch dort ein Markteintritt erschwert wird. Außerhalb dieser durch langfristige Verträge geprägten Lieferbeziehungen gibt es kaum liquide Handelsplätze. Die Flexibilität der Importverträge erlaubt es den Importeuren, statt Überschussmengen auf dem europäischen Markt anzubieten, diese nicht von den Exporteuren abzunehmen. Die vereinbarte Flexibilität wird derzeit sogar zu nur etwa 40 % ausgenutzt. Die Notwendigkeit kurzfristigen Spothandels ist damit kaum gegeben. Eine der Voraussetzungen liquiden Handels, nämlich dass es Marktteilnehmer mit Überschussmengen und andererseits solche mit entsprechendem Bedarf gibt, ist damit nicht gegeben. Bedenklich ist, dass die Existenz liquider Handelsplätze weder im Interesse der großen Importunternehmen noch in jenem der Exporteure liegt, da dadurch das etablierte System anlegbarer Preise bedroht wird.

Lediglich in Belgien und Großbritannien haben sich ausgehend von der hohen britischen Gasproduktion und der LNG Erdgasmengen einigermaßen liquide Handelsplätze entwickelt, in denen auch Verträge mit relativ kurzer Laufzeit in größerem Ausmaß gehandelt werden. Trotzdem sind die großen europäischen Unternehmen auch auf den Marktplätzen dominierend.

Um auf den Einzelhandelsmärkten aktiv sein zu können, ist weiters die Möglichkeit erhöhter Flexibilität notwendig. Neue Marktteilnehmer erhalten jedoch kaum Zugang zum Speichermarkt, insbesondere zu kurzfristiger Flexibilität. Dies ist speziell dort besonders nachteilig, wo relativ hohe Ausgleichsenergiepreise zu bezahlen sind. Die Struktur der Langfristverträge, die auch noch an den Einzelhandel weitergereicht werden, führt dazu, dass die meisten Einzelhändler denselben Vorlieferanten haben, was einen intensiven Wettbewerb weiter behindert. Dies führt sogar dazu, dass selbst auf nationaler Ebene kein intensiver Wettbewerb entsteht, sodass es vorwiegend subnationale Einzelhandelsmärkte gibt. Zumeist wird erst dann ein benachbarter Markt bearbeitet, wenn Absatzmengen im angestammten Markt verloren gehen.

Ein Aspekt, der seit längerem kritisiert wird, ist die weitgehende Bindung der Erdgaspreise an die Ölpreisentwicklung. Lediglich unter 15 % der importierten Erdgasmengen in Europa sind nicht an die Ölpreisentwicklung gebunden. Interessant ist, dass die Indexierung weitgehend an die Einzelhändler weitergereicht wird, sodass das Preisrisiko unabgesichert bis zu den Endverbrauchern gelangen kann.

Elektrizitätsmarkt

Auch für den Elektrizitätsmarkt stellt die Kommission fest, dass es weiterhin voneinander getrennte nationale Märkte gibt. Das Ziel eines einheitlichen EU-weiten Binnenmarktes ist daher auch hier bisher nicht erreicht worden.

Einer der wesentlichen Gründe für die Fragmentierung der Märkte besteht in deren unzureichenden physischen Verbindungen. Es lässt sich leicht zeigen, dass die wesentlichen Preisunterschiede auf dem Großhandelsmarkt entlang der Netzengpässe vorhanden sind. Die EU-Kommission macht vor allem auch unzureichendes Unbundling für diese mangelnden Kapazitäten verantwortlich. Eine ineffiziente Vergabe dieser knappen Kapazitäten trägt aber weiter dazu bei, dass Märkte separiert bleiben. Langfristige Kapazitätsvergaben ermöglichen etwa keine kurzfristige Anpassung der Handelsströme an Preisunterschiede.

Aber auch bei ausreichenden Verbindungskapazitäten können unterschiedliche Marktkonzepte oder aber auch nur Detailunterschiede einen effizienten Handel verhindern. Je näher zur physischen Lieferung, desto weniger ist es möglich, grenzüberschreitend die notwendige Energie zu beschaffen. All diese Faktoren haben dazu geführt, dass der grenzüberschreitende Handel innerhalb von zehn Jahren (1995–2005) lediglich von 7 % auf 10,7 % gestiegen ist. Obwohl weit weniger konzentriert, sind auch auf den wichtigsten nationalen Strommärkten große Produktionsunternehmen mit mindestens 30 % Marktanteil tätig.

Im Strombereich sind Überschussmengen grundsätzlich vorhanden, doch die vorherrschende vertikale Integration der Produzenten und Versorger bedingt eine wesentliche Reduktion der Liquidität auf den Handelsmärkten. Dies kann durchaus einen Teufelskreis von dadurch steigendem Risiko und damit der Notwendigkeit weiterer vertikaler Integration auslösen. Das Marktrisiko wird aber auch durch mangelnde Transparenz erhöht. Vor allem große Produzenten haben bessere Informationen hinsichtlich der voraussichtlichen Marktgegebenheiten als kleinere, sie können daher Preisentwicklungen besser voraussagen. Dies erhöht das Risiko des Stromeinkaufs und stellt ebenfalls einen Anreiz für Versorger dar, selbst Produktionskapazitäten aufzubauen oder durch langfristige Verträge preislich abzusichern.

Ähnlich dem Gasmarkt ist auch der Stromeinzelhandel nicht einmal durchgängig national. Insbesondere bei kleinen und mittleren Kunden zeugen sehr niedrige Wechselquoten bei hohen Preisunterschieden von der Marktdominanz der lokalen Anbieter.

Zusammenfassung

Die ersten Ergebnisse der Sector Inquiry und des Benchmarking Report zeigen auf, wo die Handlungsschwerpunkte für eine Forcierung des Wettbewerbs im Strom- und Gasmarkt zu setzen sind. Sie bestätigen zudem das Bild, das auch durch die Branchenuntersuchungen des österreichischen Strom- und Gasmarktes deutlich wurde: Unzureichendes Unbundling und hohe Marktkonzentration behindern eine Entwicklung des Wettbewerbs. Einige Probleme, die in den österreichischen Branchenuntersuchungen thematisiert wurden, hat man auch auf europäischer Ebene aufgegriffen und sie werden auch noch länger Gegenstand der Diskussion bleiben. Konkrete Maßnahmen werden im Laufe des Jahres 2006 vorgeschlagen werden. Damit diese europäischen Maßnahmen nachhaltigen Erfolg haben, ist es wesentlich, dass auf nationaler Ebene Wettbewerbshemmnisse beseitigt werden. Diese Wettbewerbshemmnisse zu identifizieren, ist Gegenstand der Branchenuntersuchungen des österreichischen Strom- und Gasmarktes.

Südosteuropa

Der Südosteuropa-Prozess wurde im Jahr 2002 mit der Unterzeichnung des Memorandum of Understanding zur Schaffung eines Regionalen Strommarktes in Südosteuropa (Regional Electricity Market in South East Europe, REMSEE) und dessen Integrierung in den Europäischen Energiebinnenmarkt durch das Athens Memorandum vom 15. November 2002 initiiert und mit der Unterzeichnung eines Völkerrechtsvertrages zwischen der Europäischen Gemeinschaft und neun² Partnerländern der Region (Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Montenegro, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Albanien, Rumänien, Bulgarien

² Mit dem EU-Kandidaten Türkei wird derzeit über einen späteren Beitritt zum ECT verhandelt.

und die Übergangsverwaltung der Vereinten Nationen für das Kosovo) besiegelt.

Mit der Unterzeichnung des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft (Energy Community Treaty, ECT) am 25. Oktober 2005 schufen die Europäische Union und neun südosteuropäische Partner den Rechtsrahmen für einen integrierten Energiemarkt. Im Zentrum des Prozesses steht das Bestreben, Europas Wirtschaft voranzutreiben und nachhaltig zu gestalten. Der grenzüberschreitende Energiehandel zwischen den Ländern der Region sollte ebenso möglich gemacht werden wie jener zwischen der Region und der EU, was das ultimative Ziel ist.

Um die nachfolgenden Ziele zu erreichen, ist ein starkes Engagement der Länder in Richtung Marktreflexionen notwendig: Verbesserung der Energieeffizienz, Reduzierung der Energieintensität im Vergleich zu internationalen Standards, Stärkung der nationalen institutionellen Kapazitäten und eine Anpassung der nationalen Gesetze an die EU-Normen und Praktiken. In den vergangenen Jahren wurden schon einige große Schritte in Richtung Erreichung dieser Ziele gesetzt. Die Partnerschaftsverträge mit der EU zur Friedenssicherung am Balkan schufen dabei die Grundlage zur Annäherung der Region an die Europäische Union.

Mittelfristiges Ziel der Initiative ist es, einen regionalen Strommarkt aufzubauen und diesen danach in den EU-Binnenmarkt zu integrieren. Langfristiges Ziel ist es, die Märkte aller Länder an das westeuropäische Netz anzuschließen, so die Energie- und vor allem Stromaustausche zu optimieren und die Verbraucherländer an die Ressourcenländer anzunähern. Die E-Control wirkt im Rahmen der CEER-Arbeitsgruppe seit Beginn des Prozesses entscheidend mit und ist bemüht, ein funktionsfähiges Marktdesign mitzugestalten, das sich den Best-Practice-Regeln der EU 25 bestmöglich angleicht. Die aktive Mitarbeit im „Regulatory Board“ (RB) ist für 2006 vorgesehen. Um diese Bemühungen effektiv

fortzusetzen, wird Österreich mit seinen Partnern, den vier EU-Mitgliedstaaten Italien, Ungarn, Slowenien und Griechenland, bemüht sein, Konsens bei Maßnahmen, die von diesen Ländern umzusetzen sind (so genannte Titel III-Entscheidungen), zu finden und somit der Sonderstellung Österreichs Rechnung zu tragen.

Bis zum Inkrafttreten des ECT, der nach Ratifizierung von sechs Ländern erfolgt, wird das Ende 2005 im Aufbau begriffene Sekretariat in Wien für die effiziente Gesamtkoordination des Prozesses³ interimistisch tätig und ab 2007 von einer Nachfolgeorganisation abgelöst werden.

Südosteuropa-Sekretariat (Energy Community Secretariat, ECS)

Der oben erwähnte Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft sieht die Schaffung eines Koordinationssekretariats mit Sitz in Wien vor. Bis Inkrafttreten des Vertrages zur Schaffung einer Energiegemeinschaft (ECT) wurde ein solches auf interimistischer Basis im 2. Quartal 2005 als „not-for-profit-organisation“ eingesetzt. Bis Ende 2005 liefen die Auswahlverfahren für die Einstellung der insgesamt neun Sekretariatsmitarbeiter, denen ein von der Europäischen Kommission ausgewählter Direktor vorsteht.

Aufgaben des Sekretariat werden sein:

- die administrative Unterstützung der Institutionen, wie des Ministerial Council, der Permanent High Level Group, des Regulatory Board und der Fora für Strom und Gas,
- die Überprüfung der vollständigen Umsetzung der Verpflichtungen der Vertragsparteien aus dem Vertrag und die Erstellung von jährlichen Fortschrittsberichten,
- die Überprüfung und Assistenz bei der Koordination der Europäischen Kommission hinsichtlich der Aktivitäten der Geldgeber in den Ländern der Vertragsparteien und
- andere Aufgaben, die dem Sekretariat im Rahmen des Vertrages zukommen.

³ siehe www.energy-community.org

→ Nationale Branchenuntersuchungen Strom- und Gasmarkt

Branchenuntersuchung österreichischer Strommarkt

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

Vor diesem Hintergrund hat der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit im September 2004 angeregt, die Bundeswettbewerbsbehörde möge in intensiver Kooperation mit der E-Control eine allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 des Wettbewerbsgesetzes („Branchenuntersuchung“) vornehmen. Bundeswettbewerbsbehörde und E-Control sind dieser Anregung gefolgt und haben in enger Zusammenarbeit, auch unter Einbindung des Bundeskartellanwalts, eine derartige Branchenuntersuchung eingeleitet.

Verlauf der Untersuchung

Im Rahmen der allgemeinen Untersuchung des Elektrizitätsmarktes unterstützte die E-Control die Bundeswettbewerbsbehörde bei ihren umfangreichen Ermittlungen. Zu Beginn der Untersuchung wurden Auskunftsverlangen für unterschiedliche Akteure am Elektrizitätsmarkt erarbeitet und an knapp 800 Marktteilnehmer versandt.

Kundenseitig wurden sowohl Industrie- als auch Gewerbekunden zu ihren Erfahrungen im Rahmen von (erfolgten bzw. versuchten) Lieferantenwechseln sowie zur Strompreisentwicklung befragt. Die Gewerbekunden wurden zusätzlich um Angaben zu den von Elektrizitätsunternehmen verwendeten Vertragsbedingungen (insbesondere zu Bindungsfristen sowie zur Verwendung so genannter „All-Inclusive“-Verträge) gebeten. Das Verhalten der Kunden war von intensivem Interesse an der Durchführung der

Untersuchung gekennzeichnet und spiegelte sich in den zum Teil umfangreichen und detaillierten Angaben wider. Die Elektrizitätsunternehmen wurden getrennt nach ihrer Funktion entlang der Wertschöpfungskette befragt. Von Energielieferanten, Netzbetreibern und Stromhändlern (bzw. integrierten Elektrizitätsunternehmen in ihrer Eigenschaft als Stromhändler) wurden Auskünfte unterschiedlichen Inhaltes eingeholt. Insgesamt wurden 94 Auskunftsverlangen an gut 40 zum Großteil integrierte Elektrizitätsunternehmen gesendet.

An (potenzielle) inländische und ausländische Endkundenlieferanten ohne eigene Netze wurden Fragen allgemeiner Natur gestellt. In erster Linie wurden diese zu ihrer Tätigkeit am österreichischen Markt sowie zu den Hindernissen beim Eintritt am österreichischen Endkundenmarkt befragt. Aufgrund des Umfangs und hohen Detaillierungsgrades der an die Elektrizitätsunternehmen versandten Fragebögen wurden von der Bundeswettbewerbsbehörde in zahlreichen Fällen Fristerstreckungen bewilligt. Trotz dieser Fristverlängerungen gestaltete sich die Datenlage lückenhaft. Mehrmalige Nachforderungen bei ausgewählten, für den österreichischen Markt repräsentativen, Unternehmen führten zu keinem vollständigen Datensatz, jedoch standen für den Zweck der Marktabgrenzung und der Feststellung der Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung die notwendigen Angaben zur Verfügung.

Untersuchungsergebnisse und Schlussfolgerungen

In der ersten Phase der allgemeinen Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft wurden die Angaben der befragten Kunden ausgewertet. Die Ergebnisse bestätigten einen Preisanstieg bei allen Kundengruppen sowie die praktisch durchgängige Bezugnahme der Lieferanten auf Börsennotierungen. Zudem lieferten die Angaben der Kunden erste Hinweise für eine Abgrenzung der Endkundenmärkte, die nach wie vor lediglich national und möglicherweise (in Bezug auf Endkundengruppen mit

geringerem Verbrauch) sogar nur regional ist. Die Ergebnisse wurden im Rahmen eines Zwischenberichts Anfang Dezember 2004 publiziert.

Die zweite Phase der Branchenuntersuchung konzentrierte sich auf die Marktabgrenzung der Endkundenmärkte auf Basis der von österreichischen Elektrizitätsunternehmen gemachten Angaben und auf die Feststellung der Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung⁴. Stark vereinfacht ausgedrückt werden Märkte derart abgegrenzt, dass ein in diesem Markt hypothetisch allein auftretendes Unternehmen bei einer dauerhaften Preiserhöhung mit einem höheren Profit rechnen kann: Die Preiserhöhung bringt mehr an Deckungsbeiträgen, als sie an allfälligen Kundenverlusten kostet. Die Analyse stützte sich dabei auf eine qualitative und zwei quantitative Methoden:

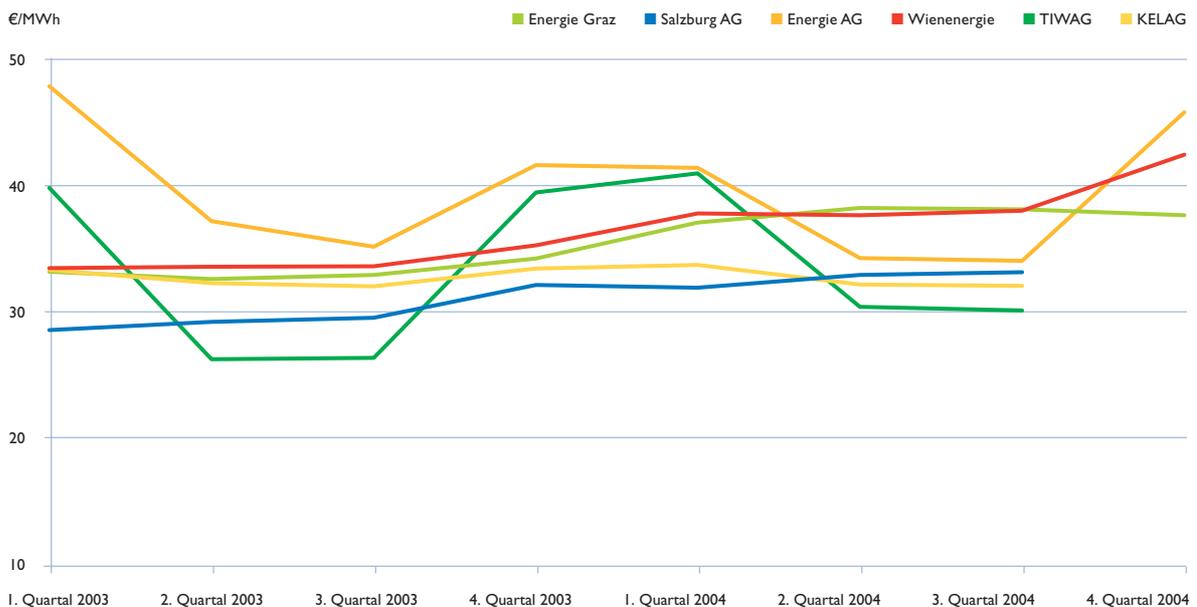
In einem ersten Schritt wurde das Wechselverhalten der Kunden bei Preiserhöhungen der

ansässigen Energielieferanten (Local Player) und die Auswirkung auf die Rohmargen – als Näherungswert für die Profite – des jeweiligen Unternehmens untersucht. Es hat sich gezeigt, dass die Energiepreiserhöhungen der Local Player für Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden (Kunden der Netzebene 7), die zu einer Preisdifferenz gegenüber dem günstigsten Anbieter von bis zu 30 % führten, im Beobachtungszeitraum für die Local Player durchaus profitabel gewesen sein dürften. Zu deutlich weniger ausgeprägten, jedoch ähnlichen Ergebnissen führte die Untersuchung des Verhaltens der Gewerbekunden (Kunden der Netzebene 6), die ebenfalls auf die Möglichkeit erheblicher Einsparungsmöglichkeiten (unter anderem durch den Beitritt zu Strompools) sehr zurückhaltend reagierten.

Um tatsächlich Aussagen darüber treffen zu können, ob Preiserhöhungen der Local Player zu höheren Profiten für diese geführt haben,

→ Preise für Kleinunternehmer (NE 6) in verschiedenen Netzgebieten

Abbildung 1



Quelle: E-Control

⁴ Der 1. und 2. Zwischenbericht wurde auf der Homepage der Bundeswettbewerbsbehörde (www.bwb.gv.at) publiziert.

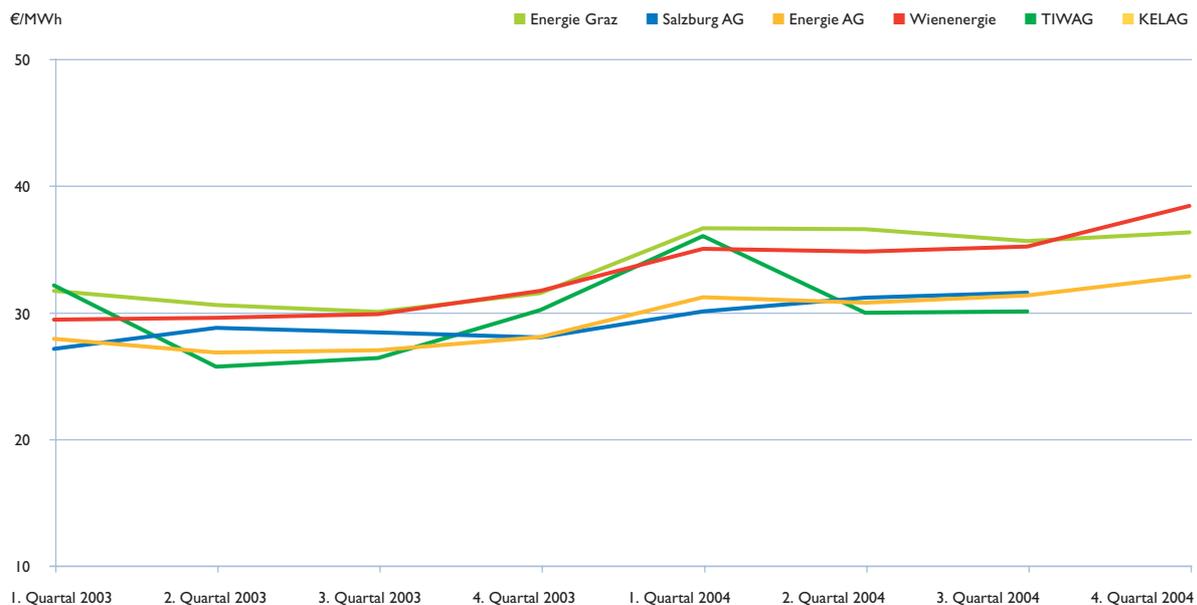
war auch die Kostenseite der Energielieferanten zu berücksichtigen. Hier hat sich einerseits herausgestellt, dass es Lieferanten möglich war, höhere Einstandskosten frühzeitig an ihre Endkunden weiterzugeben, ohne diese zu verlieren. Andererseits hatten einige Lieferanten (aufgrund hoher hausinterner Verrechnungspreise) Einstandskosten, die sogar zu negativen Margen führten. Die Einstandskosten dienten in diesen Fällen lediglich der Gewinnverschiebung innerhalb integrierter Unternehmen. Vor allem aus diesem Grund war es letztlich nicht möglich, eindeutige Aussagen darüber zu machen, ob die Preiserhöhung für die ausgewählten Lieferanten profitabel war. Insgesamt dürften die Local Player innerhalb ihres Netzgebietes für Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden und möglicherweise auch für Gewerbekunden der Netzebene 6 ihre Preise praktisch dennoch wie Monopolisten setzen. Denn die schwache und teilweise sogar rückläufige Wechselaktivität dieser Kunden trotz teilweise erheblicher Preis-

unterschiede zwischen Local Player und alternativen Anbietern führte nur zu marginalen Einnahmehinbußen, die durch die Mehreinnahmen durch die Preiserhöhung mehr als ausgeglichen wurden. Die Belieferung von Endkunden auf den Netzebenen 6 und 7 umfasst rund 60 % des gesamten Absatzes von elektrischer Energie an Endkunden in Österreich. Die nicht homogene Wettbewerbssituation für dieses Massenkundensegment spiegelt sich auch in den unterschiedlichen Preisniveaus in den Netzgebieten der Local Player wider (siehe Abbildung 1).

Die Situation der Industrie- und Großindustriekunden zeigt ein deutlich anderes Bild. Zwar konnten auch hier nur geringe Wechselzahlen festgestellt werden, doch begründete sich dies darin, dass der Local Player oftmals im Rahmen von Ausschreibungsverfahren (letztlich) das günstigste Angebot stellte. In diesem Kundensegment dürften die Local Player in der Preissetzung bereits auf die Angebote der Wettbe-

→ Preise für Industriekunden (NE 5) in verschiedenen Netzgebieten

Abbildung 2



Quelle: E-Control

werber reagieren und durch Nachbesserungen der eigenen Angebote Kunden (letztlich) halten können. Andere Wettbewerbsbedingungen bei Großkunden sowie das geänderte Verhalten der Local Player in der Preissetzung zeigen sich auch in der österreichweit im Vergleich zum Kleinkundensegment relativ geringen Streuung der Energiepreise von Großkunden (siehe Abbildung 2).

Die Analyseergebnisse des Wechselverhaltens der Kunden bei Preiserhöhungen wurden in einem zweiten Schritt durch eine Untersuchung der Handelsströme überprüft. Hier wird berücksichtigt, dass in Entscheidungen zu überregionalen Lieferungen bereits Informationen über Preise, Güter, Angebots- und Nachfrageverhalten in den jeweiligen Regionen miteinbezogen wurden. Damit liefert die Entwicklung der Handelsströme nützliche zusätzliche Hinweise auf die wirtschaftliche Bedeutung der Nachfrage- und Angebotsfaktoren sowie darauf, inwieweit diese – in Hinblick auf Markteintritt – wirksame Hemmnisse sind. Es hat sich gezeigt, dass sich sowohl die aggregierten Energielieferungen der alternativen Lieferanten in einem bestimmten Netzgebiet als auch die Lieferungen der Local Player außerhalb ihrer Netzgebiete unterhalb jener der in der Praxis anerkannten Grenze befanden, die für eine Ausdehnung des geografisch relevanten Marktes über das Netzgebiet hinaus notwendig wäre.

In einem dritten Schritt wurde neben den quantitativen Untersuchungen auch eine qualitative Untersuchung der Markteintrittsbarrieren zur Überprüfung der Marktabgrenzung herangezogen. Die Analyse hat gezeigt, dass im Massenkundengeschäft deutlich mehr Hemmnisse für einen Markteintritt bestehen als im (individuellen) Großkundengeschäft. Sowohl die Wechselkosten, die ein alternativer Lieferant zur Kundengewinnung übernehmen müsste, als auch der Vertriebsaufwand der Energielieferanten sind bei Kleinkunden per verkaufter Kilowattstunde deutlich höher als bei Großkunden.

Zudem schmälern die Benachteiligungen durch unzureichendes Unbundling – besonders in Verbindung mit niedrigen Energiepreisen der Incumbents – die Aussichten auf positive Deckungsbeiträge für alternative Energielieferanten. Im Hinblick auf die wichtige Rolle des Unbundling für das Entstehen eines effektiven Wettbewerbes ist die mangelnde Umsetzung des vom Bundesgesetzgeber vorgegebenen Unbundlings durch die Länder auch aus wettbewerbspolitischer Sicht zu bedauern.

Sowohl qualitative als auch quantitative Untersuchungsmethoden liefern daher eine Reihe von deutlichen Hinweisen, dass für an der Netzebene 7 angeschlossene Kunden – das sind Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden – und in geringerer Ausprägung auch für Kunden der Netzebene 6 (Gewerbe) das Netzgebiet die geografisch relevante Grenze ist. Die daraufhin durchgeführten Marktanteilsberechnungen legten nahe, dass am Kleinkundenmarkt praktisch alle bereits vor der Liberalisierung ansässigen großen Energielieferanten mit einem eigenen Netzgebiet eine marktbeherrschende Stellung innehaben. Am Großkundenmarkt gibt es – beurteilt rein auf Basis der Marktanteile – ein österreichisches Unternehmen, das eine marktbeherrschende Stellung innehat.

Die bisherigen Ergebnisse der Branchenuntersuchung – besonders die nach wie vor engen Marktgrenzen am Klein- und Großkundenmarkt – zeigen, dass entgegen den damaligen Erwartungen die Verringerung der Anzahl von Wettbewerbern durch die Gründung der EnergieAllianz keineswegs nur temporär war. Es kam zu keinem verstärkten Auftreten neuer Anbieter, sondern inzwischen sogar zu einem Rückzug von Anbietern aus dem österreichischen Markt. 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“ ging die Europäische Kommission von einer raschen Realisierung des EU-Binnenmarktes aus. Aus heutiger Sicht lassen die aktuellen Wettbewerbsentwicklungen am europäischen Elektrizitätsmarkt aber Zweifel an der wettbewerbspolitischen Sinnhaftigkeit der „Österreichischen Stromlösung“ als berechtigt erscheinen.

Weitere Vorgangsweise

Im Rahmen der Branchenuntersuchung wurde analysiert, in welchem Ausmaß Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung besondere Verpflichtungen zur Sicherstellung des Wettbewerbs haben. Sowohl die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie als auch das im Zuge der Umsetzung erlassene EIWOG verpflichten die österreichischen Elektrizitätsunternehmen zur Mitwirkung an der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbssystems. Weiters lässt die ständige Rechtsprechung des EuGH zu den gemeinschaftsrechtlichen Wettbewerbsregeln darauf schließen, dass für Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung besondere Verhaltenspflichten hinzutreten – anders formuliert: bestimmte Verhalten als missbräuchlich zu qualifizieren sind. Im Konkreten handelt es sich im Elektrizitätssektor um besondere Verpflichtungen hinsichtlich der Gestaltung der Verträge, wobei in Österreich im Einzelnen das Verwenden

- intransparenter All-Inclusive-Preise,
- unangemessener Bindungsfristen,
- bestimmter Rabattsysteme (Treuerabatte),
- von Bündelungs- und Koppelungsgeschäften (Multi-Utility-Angebote)

kritisch zu betrachten ist. Die Einhaltung dieser besonderen Verpflichtungen wird einzelfallbezogen geprüft.

Allgemein sollten Unternehmen zur Unterstützung eines wirksamen Wettbewerbs zudem eine transparente Gestaltung von Angeboten und jeglicher Form von Kundeninformation einhalten.

Gleichzeitig wird derzeit im Zusammenwirken der Behörden mit den Unternehmen des Elektrizitätssektors versucht, Maßnahmen zur Belebung des Wettbewerbs zu erarbeiten, zu deren Einhaltung sich die Elektrizitätsunternehmen künftig verpflichten sollen. Diese Maßnahmen sollten zumindest vor allem die Gewährleistung einer tatsächlich diskriminierungsfreien Behandlung aller Lieferanten durch den Netzbetreiber umfassen sowie eine Verkürzung des Lieferantenwechselprozesses, verbesserte Information und mehr Transparenz für Kunden, einen Verhaltenskodex der Marktteilnehmer sowie Maßnahmen zur Reduktion der Auswirkung der regelzonenbedingten Segmentierung des österreichischen Marktes. Die Wettbewerbsentwicklung am österreichischen Elektrizitätsmarkt sowie die Einhaltung vereinbarter Regeln sollen künftig durch ein laufendes Monitoring-Verfahren überwacht werden.

Branchenuntersuchung österreichischer Gasmarkt

Rechtliche Grundlage und Ablauf der Untersuchung

Im Zuge der öffentlichen Diskussion über die Wettbewerbssituation am heimischen Erdgasmarkt hat sich die Bundeswettbewerbsbehörde im November 2004 entschlossen, zu der bereits laufenden allgemeinen Untersuchung des Elektrizitätssektors in intensiver Kooperation mit der Regulierungsbehörde E-Control, auch unter Einbindung des Bundeskartellanwalts, eine allgemeine Untersuchung der österreichischen Erdgaswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 des Wettbewerbsgesetzes vorzunehmen.

Die Bundeswettbewerbsbehörde hat im Rahmen ihrer Untersuchung Ende Dezember 2004 und Anfang Januar 2005 eine schriftliche Befragung durchgeführt, ca. 520 Fragebögen wurden unter Mitarbeit der E-Control versandt. Erhebungszeitraum waren die Jahre 2003 und 2004.

Kundenseitig wurden insgesamt knapp 450 Industrie- und Gewerbekunden zu ihren

Vertragsbedingungen (Bindungsfristen, Verwendung von All-Inclusive-Preisen, Preisniveau, Preisanpassungsklauseln) und ihren Erfahrungen im Rahmen eines (erfolgten bzw. versuchten) Lieferantenwechsels sowie zur Gaspreisentwicklung schriftlich befragt. Schwierigkeiten bereitete den Endkunden vor allem die Angabe eines reinen Energiepreises, dessen Berechnung bei All-Inclusive-Preisen anscheinend nicht möglich ist. Auch bei der Untersuchung des Gasmarktes zeigten die Endkunden großes Interesse an der Durchführung der Untersuchung und unterstützten die Arbeit der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control durch umfangreiche und detaillierte Angaben.

Die Befragung der Gasunternehmen wurde nach den Handelsstufen entlang der Wertschöpfungskette unterteilt.⁵ Produzenten und Speicherbetreiber waren von der Befragung ausgeschlossen. Netzbetreiber wurden ausschließlich nach den Wechselquoten befragt. Die Gashändler⁶ und -lieferanten⁷ wurden um die Weitergabe von Daten zu ihrer Bezugsseite (Bezugsmengen und -preise, Anbieter, Angebotseinholung, Bezugskonditionen) und ihrer Absatzseite (Absatzmengen in sachlicher und räumlicher Hinsicht sowie dabei verwendeter Vertragsbedingungen, Preisgestaltung, Angebotsverhalten) ersucht. Dabei wurden neben den etablierten Gasunternehmen auch die bei der E-Control gemeldeten Gashändler mit Firmensitz in Österreich befragt.

Aufgrund des Umfangs und des hohen Detaillierungsgrades der an die Gasunternehmen versandten Fragebögen wurde von der Bundeswettbewerbsbehörde in zahlreichen Fällen Fristerstreckung gewährt. Die eingelangten Daten wurden eingehend geprüft und ausgewertet. Im September 2005 wurde der erste Zwischenbericht der Branchenuntersuchung veröffentlicht. Der Endbericht wird im I. Halbjahr 2006 fertiggestellt werden.

Untersuchungsergebnisse und Schlussfolgerungen
Untersuchungsschwerpunkt des ersten Zwischenberichts war die Feststellung der sachlichen und räumlichen Marktgrenzen im österreichischen Gasmarkt als Voraussetzung für die Analyse der Wettbewerbsintensität. Die angewandte Methodik der Marktabgrenzung stützt sich im Wesentlichen auf die „Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrecht der Gemeinschaft“⁸. Die EU-Kommission weist ausdrücklich darauf hin, dass die Ergebnisse der Marktabgrenzung wesentlich von der untersuchten Wettbewerbsfrage abhängen. In der Untersuchung des österreichischen Gasmarktes wurde das Marktverhalten der Anbieter und Nachfrager seit der Marktöffnung 2002 rückblickend betrachtet. Durch die Analyse der Markteintrittsbarrieren auf den verschiedenen Märkten konnten aber auch Aussagen über die zu erwartende Marktentwicklung und die Marktabgrenzung getroffen werden.

Anhand der erhobenen Daten konnte eine Lieferkette festgestellt werden. Entlang der Lieferkette wurden anhand des Bedarfmarktkonzeptes verschiedene Märkte definiert:

- Gasgroßhandel, der auf internationaler Ebene stattfindet,
- Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler und Zwischenhändler),
- Belieferung lokaler Weiterverteiler,
- Belieferung von Großkunden (ab 500.000 m³ Jahresverbrauch),
- Belieferung von Kleinkunden (bis 500.000 m³ Jahresverbrauch).

Zudem wurden zwei weitere Märkte abgegrenzt, deren Zugang für die Belieferung von Endkunden wesentlich ist:

- Speichermarkt und
- Ausgleichsenergiemarkt.

⁵ Dabei haben einige Gasunternehmen mehrere Fragebögen erhalten, wenn sie auf mehreren Handelsstufen und als Netzbetreiber tätig sind.

⁶ Erdgashändler sind nach GWG II eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas kauft oder verkauft, ohne innerhalb oder außerhalb eines Netzes, in dem sie eingerichtet ist, eine Fernleitungs- oder Verteilerfunktion wahrzunehmen. (GWG II, § 6 Begriffsbestimmungen, Punkt 10)

⁷ Erdgaslieferanten sind nach GWG II eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas an Wiederverkäufer oder Endverbraucher liefert. (GWG II, § 6 Begriffsbestimmungen, Punkt 12)

⁸ Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, veröffentlicht in ABI 372 am 12.09.1997, S. 5

Anhand der vorliegenden Befragungsergebnisse wurden Rückschlüsse auf Nachfragemerkmale und Käuferverhalten (z.B. Bezug von Unternehmen aus dem Ausland, Ausschreibungen, Präferenzen für bestimmte Unternehmen) in den jeweiligen definierten Märkten gezogen. Diese Ergebnisse wurden durch die Analyse der Handelsströme ergänzt. Die Analyse der Handelsströme wurde durch die Untersuchung der Margenentwicklung abgesichert, um festzustellen, ob die Anbieter Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind.

Nach der Marktabgrenzung wurden die Unternehmen festgestellt, die in diesen Märkten Marktmacht haben. Der Begriff „Marktbeherrschende Unternehmen“ ist im Kartellgesetz 1988 – KartG 1988 (Bundesgesetz vom 19. Oktober 1988, BGBl 1988/600 über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen) definiert. Wenn ein Unternehmer als Anbieter oder Nachfrager am gesamten inländischen Markt oder einem anderen örtlich relevanten Markt einen Anteil von z.B. mindestens 30 % hat, dann trifft ihn die Beweislast nachzuweisen, dass er nicht marktbeherrschend ist.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die OMV Gas GmbH und ihr Tochterunternehmen EconGas GmbH in fast allen Märkten, in denen sie Produkte anbieten, eine marktbeherrschende Stellung einnehmen. Im Kleinkundensegment haben die etablierten Gasversorger (Local Player) ebenfalls eine marktbeherrschende Stellung: die jeweiligen Netze (ehemalige Versorgungsgebiete) der Local Player können noch nicht als verbundener regelzonenweiter Markt angesehen werden. Dagegen ist im Großkundensegment Wettbewerbsdruck von Anbietern außerhalb der ehemaligen Versorgungsgebiete erkennbar: Dieser Markt ist regelzonenweit zu sehen.

Als wesentliche Probleme für die Wettbewerbsentwicklung wurden folgende Punkte festgestellt, die in einem abschließenden Bericht vertieft untersucht werden sollen:

- Langfristige Verträge als Markteintrittsbarriere,
- Zugang zu Gasbeschaffungsmärkten,
- Zugang zu Transportkapazitäten,
- Wettbewerbsbehinderung durch etablierte Gasversorger.

Langfristige Verträge als Markteintrittsbarriere
Bei der langfristigen Belieferung der Landesferngasgesellschaften (LFG) hat OMV Gas GmbH in der RZ Ost eine marktbeherrschende Stellung. Diese führt in Verbindung mit den üblichen langen Laufzeiten von bis zu 20 Jahren und den Abnahmeverpflichtungen (Take-or-Pay) zu einer Zementierung der Marktstruktur und Abschottung gegenüber neuen Marktteilnehmern.

Die Problematik der langfristigen Lieferverträge, die großteils aus der Zeit vor der Liberalisierung herrühren, ist nicht auf Österreich beschränkt, sondern in ganz Europa anzutreffen. Sie bildet daher auch einen Schwerpunkt der zwischenzeitlich angelaufenen umfassenden Untersuchung der Energiemärkte durch die Europäische Kommission. Das deutsche Bundeskartellamt hat langfristige Verträge zwischen den Stadtwerken und den Ferngasgesellschaften bereits als wettbewerbshemmend und marktabschottend beurteilt und ein Verfahren gegen 15 Ferngasunternehmen eröffnet, um die Vertragsstrukturen aufzubrechen. Dieser Vorstoß scheint zumindest teilweise erfolgreich zu sein, da es offenbar eine gewisse Bereitschaft der Gasindustrie gibt, die Langfristverträge in Deutschland teilweise einzuschränken. Da langfristige Verträge auch in Österreich eine wesentliche Markteintrittsbarriere darstellen, wird eine wettbewerbsrechtliche Beurteilung im Rahmen des Endberichtes vorzunehmen sein.

Zugang zu Gasbeschaffungsmärkten

Neben der langfristigen Belieferung von Gas-händlern findet auch – in deutlich geringerem Umfang – kurzfristiger Gashandel statt, etwa im Sommer. Der Markt für kurzfristigen Gashandel ist zur Zeit nicht organisiert. Der Zugang zu diesem Markt ist jedoch wesentlich für die Bezugskostenoptimierung – das zeigt auch die Bedeutung der kurzfristigen Märkte in anderen europäischen Zwischenhandelsmärkten. Bisher ist es nicht allen Marktteilnehmern möglich, die Möglichkeiten dieses Marktes in größerem Umfang zu nutzen, obwohl eine entsprechende Nachfrage besteht.

Aus den europäischen Erfahrungen ist ersichtlich, dass die Schaffung von einheitlichen, standardisierten Regelungen für den kurzfristigen Handel die Transaktionskosten auf diesem Markt reduziert. Ein so genannter (Gashandels)Hub sollte die Rahmenbedingungen für den kurzfristigen Gashandel bieten. Die im Rahmen des EconGas-Zusammenschlussverfahrens eingegangene Verpflichtung zur Durchführung eines Gas-Release-Programms (Versteigerung von Gasmengen) ist in engem Zusammenhang mit der Entwicklung eines funktionierenden Gas-hubs in Baumgarten zu sehen. Über die Central European Gas Hub GmbH (CEGH), eine 100 %-Tochter der OMV Gas GmbH, wird bisher nur das Gas-Release-Programm der EconGas GmbH abgewickelt. Dies zeigt, dass die Entwicklung eines liquiden Hubs in Baumgarten nur äußerst zögerlich voranschreitet. Die Hindernisse für die Entwicklung sind zu beseitigen und der Aufbau eines funktionierenden Gashubs ist zügig voranzutreiben. Weitere Maßnahmen zur Unterstützung der Entwicklung eines liquiden kurzfristigen Handelsmarktes sind daher in einem Endbericht zu untersuchen.

Zugang zu Transportkapazitäten

Voraussetzung für alternative Anbieter, Gas in Österreich anzubieten, ist der Zugang zu Transportkapazitäten in den grenzüberschreitenden Leitungen. Derzeit erfolgt der Netzzugang auf Basis verhandelter Verträge und wird nicht reguliert. Daher sind auch keine Informationen darüber verfügbar, wie die langfristigen Transportrechte auf den Transitleitungen verteilt sind, d.h. wer Zugang zu welchen Zwischenhandelsmärkten (Deutschland, Italien etc.) hat. Transportrechte auf den Transitleitungen zu erhalten, gestaltet sich für einen neuen Anbieter schwierig. Derzeit sind auf allen grenzüberschreitenden Leitungen keine fixen Kapazitäten für Neukunden verfügbar. Hervorzuheben sind hier nochmals die bestehenden langfristigen Kapazitätsreservierungen, oftmals zugunsten verbundener Unternehmen der Leitungsbetreiber, denen mitunter keine entsprechenden physikalischen Flüsse gegenüberstehen. Weder das Angebot von Netzkapazitäten auf unterbrechbarer Basis noch ein nicht transparenter Sekundärhandel mit Transportrechten stellen eine hinreichende Voraussetzung dar, einem neuen Anbieter den Markteintritt zu ermöglichen. Von der EU-Kommission wird in der so genannten Beschleunigungsrichtlinie konsequenterweise auch ein regulierter Netzzugang für alle Gasnetze gefordert.

Die Regelzonen Tirol und Vorarlberg sind derzeit nur über das Netz der E.On Ruhrgas und Bayerngas/Gasversorgung Süddeutschland von Deutschland aus erreichbar und verfügen über keine Erdgasproduktionsstätten oder Erdgasspeicher. Deshalb sind diese geografisch abgeschotteten Märkte getrennt von der Regelzone Ost (das sind alle übrigen Bundesländer) zu betrachten. Vorschläge zur Verbesserung der Wettbewerbssituation in diesen Bundesländern werden im Endbericht erfolgen.

Wettbewerbsbehinderung durch etablierte Gasversorger

In den ersten beiden Jahren der Gasmarktliberalisierung haben lediglich 1,7 % der Gaskunden ihren Versorger gewechselt. Haushaltskunden wiesen dabei eine Wechselquote von 1,6 % auf (2002/2003 0,7 %, 2003/2004 0,9 %). Durch einen Versorgerwechsel hätte sich der durchschnittliche Haushaltskunde mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh aber rund 10 % einsparen können. Laut einer Umfrage der OGM (Österreichische Gesellschaft für Marketing) im Juni 2004 hatte knapp ein Fünftel der befragten Haushalte angegeben, bei einer Einsparung in der Größenordnung von 10 % wechseln zu wollen. Diese Diskrepanz zwischen (behaupteter) Wechselbereitschaft (25 %) und tatsächlichem Wechsel (0,7 % bzw. 0,9 %) lässt vermuten, dass es nach wie vor beträchtliche Hemmnisse für den Wechsel geben muss. Die Überwachung der effektiven Umsetzung der Unbundling-Vorschriften zeigt, dass eine vollständige Trennung zwischen Netz und Handel in der österreichischen Gaswirtschaft weitgehend nur auf dem Papier erfolgt ist. Das unzureichende Unbundling weist darauf hin, dass nach wie vor der Anreiz besteht, Margen aus Absatzmärkten mit höherer Preiselastizität (Gashandel) in Absatzmärkte mit geringerer Preiselastizität (Monopolbereiche wie Transport oder Verteilung) zu verschieben und somit neue Anbieter abzuwehren. Für Verstöße gegen die Unbundling-Vorschriften bestehen derzeit allerdings keine effektiven Sanktionsmittel; eine Verbesserung der gesetzlichen Grundlage wäre hier wünschenswert.

Durch Treuerabatte und Bonussysteme werden „künstliche“ Wechselkosten geschaffen, die den

Wechsel zu einem neuen Lieferanten mit zusätzlichen Kosten verteuern. Die fehlende getrennte Ausweisung von Energie und Netz ist ein Informationsdefizit, von dem der etablierte Gasversorger profitiert, da die Wahrscheinlichkeit, dass solche schlecht informierten Kunden wechseln, sehr gering ist. Bei der Auswertung der Fragebögen zur Branchenuntersuchung konnte festgestellt werden, dass es einer beträchtlichen Anzahl von Kunden nicht möglich war, ihren reinen Energiepreis anzugeben. Zum Teil waren die Kunden (auch Gewerbe- und Industriekunden) auch der Meinung, dass der von ihnen angegebene Gesamtpreis der Energiepreis sei.

Im Zuge der Industriepreiserhebung Gas I/2005 konnte die E-Control ebenfalls anhand der Rechnungskopien feststellen, dass nicht alle Erdgasunternehmen die Netz- und Energiekomponenten gem. § 23 Abs. 6 GWG (Gaswirtschaftsgesetz) in den Lieferverträgen getrennt ausweisen. Aus konkreten Anfragen einzelner Industriekunden ist weiters ersichtlich, dass diese Unternehmen trotz vielfach durchaus vorhandener Sachkenntnisse oft erhebliche Schwierigkeiten haben, aus vorliegenden Rechnungen die wettbewerbsrelevanten Energiepreise zu ermitteln.

In Anlehnung an die Branchenuntersuchung des Elektrizitätsmarktes und in Hinblick auf die geplanten Wettbewerbsbelebungsmaßnahmen im Endkundenmarkt sollen ebenfalls Maßnahmen für den Gasmarkt entwickelt werden, zu deren Einhaltung sich die Gasunternehmen künftig verpflichten sollen. Die Einhaltung der vereinbarten Regeln soll künftig durch ein laufendes Monitoring-Verfahren überwacht werden. Auch dies wird Thema des Endberichts sein.

→ Anreizregulierung⁹

Bestärkt durch höchstrichterliche Entscheidungen, aber auch durch den von den regulierten Unternehmen verstärkt geäußerten Wunsch nach erhöhter Planungssicherheit, wurde 2005 ein zweiter Anlauf zur Umstellung von einem kosten- auf ein anreizbasiertes Regulierungssystem unternommen und erfolgreich abgeschlossen. Das neue Anreizregulierungssystem ersetzt die jährlich stattfindenden Tarifprüfungsverfahren durch eine vierjährige Regulierungsperiode, während der die Tarifentwicklung einem ex ante festgelegten Automatismus folgt.

Chronologie „Anreizregulierung“

Durch das Projekt „Neue Netztarife“ (April 2002 – Oktober 2003) wurde ein erster Versuch zur Umstellung von einem kosten- auf ein anreizbasiertes Regulierungssystem unternommen, der jedoch nicht in der Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) 2003 umgesetzt wurde.

Im Tarifprüfungsverfahren zur Novelle 2005 der SNT-VO 2003 wurde durch einen Regulierungsmodellvorschlag des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) die Diskussion zum Thema „Anreizregulierung“ wieder eröffnet. Obwohl die Energie-Control Kommission (E-Control Kommission) letztlich die maßgeblichen Regelungen zur Einführung eines Anreizregulierungssystems aufgrund des Fortschritts des laufenden Verfahrens nicht beschloss, wurde seitens der Behörde weiterhin Diskussionsbereitschaft signalisiert und durch den von der E-Control ausgearbeiteten Fragebogen „Zukunft der Regulierung“ konkretisiert. Der Fragebogen wurde auf Wunsch der Netzbetreiber vom VEÖ akkordiert am 14.03.2005 beantwortet. In der Folge formulierte die E-Control Kommission in der „Punktation zur Errichtung eines Regulierungssystems für die Systemnutzungstarife Strom“ vom 13.04.2005 die Grundsätze für ein mehrjähriges Regulie-

rungsmodell und beauftragte die E-Control mit der Präzisierung der Grundsätze, der Bearbeitung von Spezialthemen und der Aufnahme von Gesprächen mit dem VEÖ. Diese Gespräche mündeten in einem konkreten Regulierungsmodellvorschlag für die Einführung eines Anreizregulierungssystems, der am 12.07.2005 vom VEÖ mit großer Mehrheit bestätigt wurde. Mitte September wurde die SNT-VO 2006 samt Erläuterungen, welche eine genaue Beschreibung des neuen Anreizregulierungssystems enthält, zur Stellungnahme ausgesandt. Die SNT-VO 2006 trat mit 01.01.2006 in Kraft.

Regulierungsziele und Ziel der Regulierung

Ein langfristig stabiles Regulierungssystem für ein natürliches Monopol muss mehrere – manchmal einander widerstreitende – Regulierungsziele verfolgen:

- Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums,
- Schutz der Konsumenten,
- Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen,
- Versorgungsqualität,
- ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen,
- Minimierung der direkten Regulierungskosten,
- Transparenz des Systems,
- Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen (Kunden, Arbeitnehmer, Eigentümer etc.).

Ziel der Regulierung ist es, unter Einbeziehung aller Beteiligten (Unternehmen, Eigentümer, Konsumentenvertreter etc.) eine Balance zwischen den Regulierungszielen in der Form herzustellen, dass während der gesamten Regulierungsperiode der Grundsatz der politischen Akzeptanz und Stabilität gewahrt bleibt.

⁹ Eine detaillierte Darstellung der Anreizregulierung findet sich in den Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-VO 2006 (www.e-control.at).

Startkosten für die Anreizregulierung

Durch ein anreizbasiertes Regulierungssystem werden die Kosten während der Regulierungsperiode von den Erlösen entkoppelt. Bevor jedoch ein ex ante festgelegter Pfad für die Erlösentwicklung bestimmt wird, muss in einem vorgelagerten Schritt ein Startwert definiert werden, für den die Bedingung „Kosten gleich Erlöse“ gilt.

Die E-Control hatte eine Präferenz dafür, das Regulierungssystem auf möglichst aktuellen Werte zu basieren. Dies hätte bedeutet, die letztverfügbaren Kostenwerte des Geschäftsjahres 2004 heranzuziehen. Die E-Control und der VEÖ waren jedoch der Meinung, dass damit die Einhaltung des Beginns des Regulierungssystems mit 01.01.2006 nur schwer möglich sei, da eine österreichweite vollständige Prüfung der Kosten des Geschäftsjahres 2004 nur schwer mit dem Beginnzeitpunkt vereinbar gewesen wäre.

Als Basis für die Startkosten verwendet die E-Control deshalb die letztverfügbaren geprüften Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003, Novelle 2005, ergänzt um einige Korrekturen. Bei der Berechnung des Finanzierungskostensatzes wurde ein möglicher Anstieg des risikolosen Zinssatzes durch einen 3-Jahres-Durchschnittswert antizipiert. Weiters wurde eine Kostenaktualisierung für den Zeitraum Bilanzstichtag des Referenzjahres bis 31.12.2005 vorgenommen, um zwei gegenläufige Effekte in diesem Zeitraum abzubilden: (i) exogene nicht beeinflussbare Kostenerhöhungen und (ii) Produktivitätsverbesserungen. Erstere wurden durch die Änderung eines Netzbetreiberpreisindex erfasst und letztere durch einen Produktivitätsabschlag in der Höhe von 4 % für 2005 und 3,5 % für den restlichen Zeitraum.

Inhaltliche Ausgestaltung der Anreizregulierung

Das neue Anreizregulierungssystem 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.

Die Dauer der ersten Regulierungsperiode wird mit vier Jahren festgelegt.

Frontier Shift

Durch den Frontier Shift wird abgebildet, dass selbst ein effizientes Unternehmen noch in der Lage ist, Produktivitätsverbesserungen vorzunehmen.

Internationale Studien weisen für den Frontier Shift eine Bandbreite von -1,3 % und +3,9 % aus. In der Revenue-Cap-Formel in Norwegen (2002–2006) findet sich für den Frontier Shift ein Wert von 1,5 %. In den Niederlanden wurde dieser Wert in der ersten Regulierungsperiode (2001–2003) mit 2 % und in der zweiten Regulierungsperiode (2004–2006) mit 1,5 % festgelegt. In Finnland wurde für die Jahre 1999–2002 ein durchschnittlicher Frontier Shift von 2,2 % ermittelt und als „general efficiency goal“ festgelegt. In England/Wales kommt bei der aktuellen Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber (2005–1010) für die operativen Kosten ein Frontier Shift von 1,5 % zur Anwendung.

Schon im Zuge des Projekts „Neue Netztarife“ wurde über die angemessene Höhe des Frontier Shift diskutiert. Während einige Diskussionsbeiträge auf die negative Auswirkung eines zu hohen Frontier Shift verwiesen, betonten

andere, dass die Effizienzeigenschaft der Anreizregulierung – Erreichung von produktiver Effizienz – unabhängig von der Bestimmung des Produktivitätsabschlages ist und ein zu geringer Abschlag sogar zu suboptimalen Anstrengungen der Unternehmen führen könnte.

Die E-Control setzt den Frontier Shift für die erste Regulierungsperiode (2006–2009) auf 1,5 %. Zu den 1,5 % müssen aber noch 0,45 % hinzugezählt werden. Der Wert von 0,45 % dient dazu, den Entfall des Renditenkorridors zu kompensieren. Dadurch soll die politische Stabilität des Regulierungssystems gesichert werden, indem sich die Unternehmen ex ante verpflichten, einen größeren Anteil an Kosteneinsparungen mit den Endverbrauchern zu teilen. Der um den Renditenkorridor bereinigte Frontier Shift liegt somit bei 1,95 % (= 1,5 % + 0,45 %). Für ein effizientes Unternehmen bedeutet dies, dass die Kosten pro Jahr um 1,95 % reduziert werden müssen.

Effizienzbedingte Abschläge

In der Regulierungsdiskussion zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung ist die Vorschreibung eines für alle Unternehmen gleichen Produktivitätsabschlages unbestritten. Nicht unbestritten ist jedoch, ob unternehmensindividuelle effizienzbedingte Abschläge zur Anwendung gelangen sollen.

Die Argumente gegen effizienzbedingte Abschläge lassen sich zusammenfassen:

1. Es kann nicht genau festgestellt werden, ob ein Unternehmen tatsächlich ineffizient ist.
2. Warum sollte es einem ineffizienten Unternehmen plötzlich „leichter“ fallen, seine Kosten zu reduzieren?
3. Warum sollte ein ineffizientes Unternehmen nicht von den „leichten“ Kostensenkungsmaßnahmen profitieren dürfen?

Gegen die obigen Argumente lässt sich jedoch einwenden:

→ Ad 1: Die Diskriminierungskraft von Effizienzanalysen kann durch die Einbeziehung ingenieurwissenschaftlicher Ansätze und der parallelen Anwendung von unterschiedlichen Benchmarking-Methoden erhöht werden.

→ Ad 2: Wenn durch individuelle Vorgaben Wettbewerbsmärkte imitiert werden sollen, ist dieser Einwand unerheblich, da sich für ein ineffizientes Unternehmen die Frage, ob es die Zielvorgaben des Marktes erfüllen kann, nicht stellt. Will es im Markt bleiben, muss es die Kosten mehr reduzieren als seine Konkurrenten.

→ Ad 3: Durch die Regulierung muss sichergestellt werden, dass die regulierten Unternehmen für gleiche Anstrengungen gleiche Belohnungen erhalten. Dies ist bei gleichen Zielvorgaben für effiziente und ineffiziente Unternehmen nicht gewährleistet, da letzteren die Übererfüllung der Zielvorgabe potenziell leichter fällt, da sie von einem höheren Kostenniveau ausgehen.

Die E-Control hat sich für die Verwendung von unternehmensindividuellen effizienzbedingten Abschlägen entschieden. Solche Abschläge kommen beispielsweise auch bei der Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber in England/Wales, Norwegen und den Niederlanden zur Anwendung.

Die E-Control war sich bewusst, dass bei der Bestimmung der individuellen Zielvorgaben eine Balance zwischen der Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit und dem Schutz der Endverbraucher gefunden werden muss, da die Vorschreibung zu rascher Kostensenkungen im Extremfall den Konkurs eines Unternehmens bewirken kann, wenn die Kosten kurzfristig nur beschränkt reduziert werden können. Dies ist wegen der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Unternehmen ein schwer akzeptables Szenario.

Gleichzeitig muss jedoch sichergestellt werden, dass der Endverbraucher nicht über einen zu langen Zeitraum zu hohe Tarife bezahlen muss.

Die E-Control sieht für die Erreichung der Effizienzgrenze durch ein ineffizientes Unternehmen einen Zeitraum von acht Jahren vor. Zur Vermeidung von wirtschaftlich nicht verkraftbaren Abschlägen wird der maximale effizienzbedingte Abschlag jedoch mit 3,5 % begrenzt. Hierzu wird die Untergrenze für die Effizienzwerte mit 74,76 % festgelegt. Dies bedeutet, dass ein Unternehmen mit einem Effizienzwert unter 74,76 % so behandelt wird, als hätte es einen Wert von 74,76 %.

Kostenanpassungsfaktor

Der Kostenanpassungsfaktor hat zwei Aufgaben. Durch ihn soll einerseits der Frontier Shift, der für alle Unternehmen gilt, und andererseits der Aufholprozess eines ineffizienten Unternehmens hin zur Effizienzgrenze abgebildet werden. Formal werden im Kostenanpassungsfaktor der (i) Frontier Shift (1,95 %) und (ii) der effizienzbedingte Abschlag (max. 3,5 %) zusammengeführt, wodurch sich eine Bandbreite für den Kostenanpassungsfaktor von 1,95 % bis 5,45 % ergibt.

Für die Bestimmung der effizienzbedingten Abschläge finden sich in der internationalen Regulierungspraxis zwei unterschiedliche Varianten:

→ Variante 1:

Einteilung der Unternehmen nach ihren Effizienzwerten in Effizienzklassen mit jeweils unterschiedlichen Produktivitätsabschlägen.

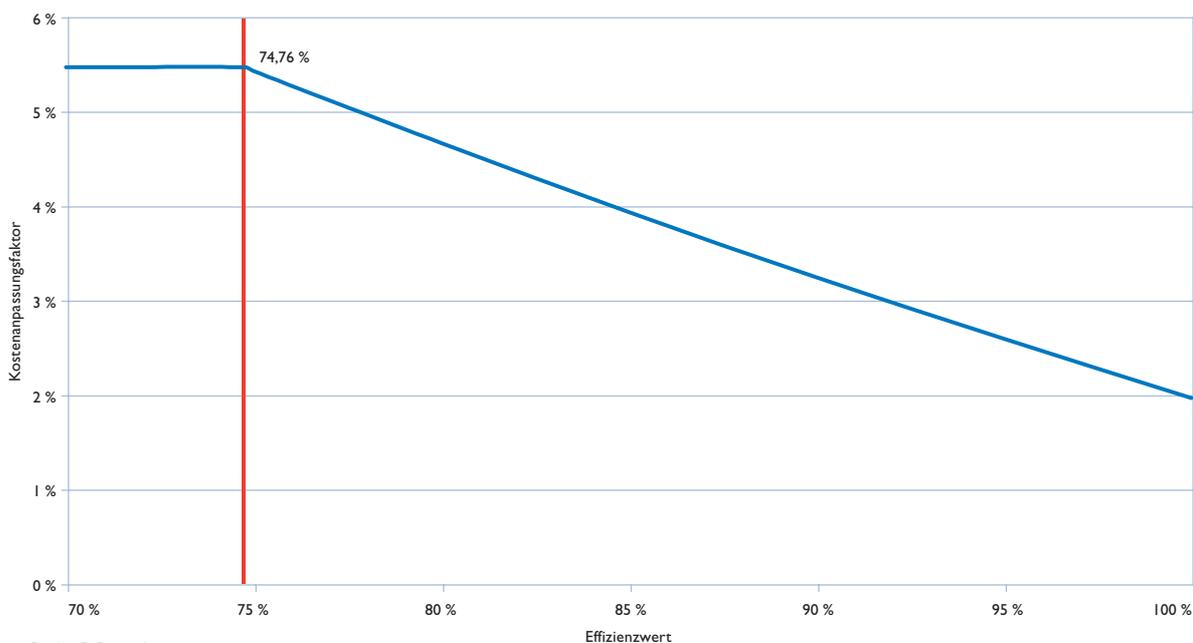
→ Variante 2:

Keine Einteilung in Effizienzklassen, sondern direkte Überführung der Effizienzwerte in die Regulierungsformel.

Ersteres findet sich bei der Regulierung der Wasserwirtschaft in England/Wales und der Stromverteilnetzbetreiber in Neuseeland. Eine direkte Umsetzung erfolgt in den Niederlanden und Norwegen. Der Vorteil der Einteilung in Effizienzklassen besteht darin, die effizienzbedingten Abschläge nicht von einem konkreten Wert abhängig zu machen, wodurch mögliche Ungenauigkeiten der Benchmarkinganalyse abgeschwächt werden können. Dies gilt aber nur innerhalb einer Effizienzklasse. Liegt ein Unternehmen an der Grenze zwischen zwei Effizienzklassen, kann eine Erhöhung oder Verringerung der Effizienzwerte von wenigen Prozentpunkten zu einer sprunghaften Verringerung oder Erhöhung der individuellen Produktivitätsabschläge führen. Dies ist der wesentliche Nachteil von Effizienzklassen. Schon im Zuge der Diskussion zum Projekt „Neue Netztarife“ gab es Kritik einiger Unternehmen an der Einteilung in Effizienzklassen. Auch der VEÖ äußerte eine Präferenz für eine direkte Umsetzung der Effizienzwerte in Produktivitätsabschläge.

Die E-Control entschied sich deshalb für Variante 2. Der mögliche Nachteil dieser Variante wird durch zwei unterschiedliche Benchmarking-Methoden bei der Berechnung des Effizienzwertes und durch den Zeitraum von acht Jahren zur Erreichung der Effizienzgrenze abgefedert. Der lineare Zusammenhang zwischen dem Effizienzwert und dem Kostenanpassungsfaktor wird in Abbildung 3 dargestellt. Hieraus ist auch die Begrenzung des Kostenanpassungsfaktors mit max. 5,45 % ersichtlich.

→ Linearer Zusammenhang zwischen Kostenanpassungsfaktor & Effizienzwert Abbildung 3



Mengenfaktor

Die Kostenstruktur von Stromverteilnetzbetreibern zeichnet sich durch eine Fixkostendegression aus. Bei nicht voll ausgelasteten Kapazitäten sinken die Durchschnittskosten mit einem Anstieg der Mengen an durchgeleiteter Energie, da bis zur Kapazitätsgrenze die Grenzkosten einer zusätzlichen Einheit verteilter Energie unter den Durchschnittskosten liegen. Erst bei Erreichen der Kapazitätsgrenze ist eine zusätzliche Investition in Kapazitäten notwendig, wobei in diesem Fall erneut eine Reserve für zukünftiges Mengenwachstum vorgesehen ist. Grundsätzlich steigen die Kosten jedoch nur unterproportional mit dem Mengenwachstum.

Erfahrungen in Österreich aus vergangenen Tarifprüfungsverfahren haben gezeigt, dass es erhebliche unternehmensindividuelle Unterschiede beim Mengenwachstum gibt, weshalb sich die E-Control für eine Berücksichtigung von Mengenzuwächsen im Regulierungssystem

entschied. Gleichzeitig wurden bei der Ausgestaltung des Mengenfaktors Diskussionsbeiträge von Unternehmen aus früheren Tarifprüfungsverfahren eingearbeitet.

Durch den Mengenfaktor wird die Auswirkung von Mengensteigerungen auf die Kosten abgebildet. Besonders ist darauf Rücksicht zu nehmen, dass Mengensteigerungen auf unterschiedlichen Netzebenen zu unterschiedlichen Kostensteigerungen führen, da bei Mengenzunahmen auf den unteren Netzebenen auch die Dimensionierung der vorgelagerten Netzebenen angepasst werden muss. Dies erfolgt durch eine Gewichtung der Mengensteigerungen pro Netzebene, wobei als Gewichtungsfaktoren die Erlöse pro Netzebene herangezogen werden, welche in den Folgejahren jährlich aktualisiert werden. Die erlösgewichteten Mengensteigerungen werden mit einem Faktor von 0,5 multipliziert und kostenerhöhend in Anschlag gebracht.

→ Berechnung des Kostenanpassungsfaktors

In der Folge soll die Berechnung des Kostenanpassungsfaktors (KA) für ein Unternehmen mit einem Effizienzwert (ES_{2005}) von 80 % formal dargestellt werden.

Erster Schritt: Ermittlung der Kosten zum Ende der zweiten Regulierungsperiode

Hat ein Unternehmen einen Effizienzwert (ES_{2005}) von 80 %, so ergibt sich daraus ein Kostensenkungspotenzial von 20 %, das über zwei Regulierungsperioden realisiert werden muss. Die Kosten (K) des Unternehmens müssen somit am Ende der zweiten Regulierungsperiode um 20 % niedriger sein als zu Beginn. Dies kann dargestellt werden durch: (1)

$$K_{2013} = K_{2005} \cdot ES_{2005} = K_{2005} \cdot 80 \%$$

Zweiter Schritt: Berücksichtigung des Frontier Shift

Bei der Ermittlung der Kosten für das Ende der zweiten Regulierungsperiode ist zu beachten, dass sich gleichzeitig die Effizienzgrenze aufgrund des Frontier Shift der effizienten Unternehmen verschiebt. Gleichung (1) gibt wieder nur die Kosten an, die sich bei einer gleich bleibenden Effizienzgrenze ergeben würden. Verschiebt sich die Effizienzgrenze, so muss das ineffiziente Unternehmen zusätzlich zu den Kostensenkungen von 20 % in den zwei Regulierungsperioden noch den Frontier Shift mitmachen, soll es nach zwei Perioden die Effizienzgrenze erreichen. Gleichung (1) muss folglich um den Frontier Shift (FS) in Höhe von 1,95 % ergänzt werden: (2)

$$K_{2013} = K_{2005} \cdot (1-FS)^8 \cdot ES_{2005} = K_{2005} \cdot (1-1,95\%)^8 \cdot 80 \%$$

Dritter Schritt: Ermittlung des jährlichen Kostenanpassungsfaktors

Aus Gleichung (2) wird die Höhe der Kosten am Ende der zweiten Regulierungsperiode, K_{2013} , ermittelt. Daraus kann der jährliche Kostenanpassungsfaktor errechnet werden, welcher sich ergibt aus: (3)

$$K_{2013} = K_{2005} \cdot (1-KA)^8$$

$$(4) \quad KA = 1 - \sqrt[8]{\frac{K_{2013}}{K_{2005}}} = 1 - \sqrt[8]{\frac{K_{2005} \cdot (1-1,95\%)^8 \cdot 80\%}{K_{2005}}} = 1 - (1-1,95\%)^8 \cdot \sqrt[8]{80\%}$$

Für ein zu 80 % effizientes Unternehmen ergibt sich bei einem Frontier Shift von 1,95 % somit ein jährlicher KA von 4,65 %.

→ Mengenfaktor: Formale Darstellung

Der Mengenfaktor, der mit 01.01.2006 zur Anwendung gelangt, lässt sich formal darstellen durch:

$$(1 + 0,5 \cdot \Delta M_{2006}) = (1 + 0,5 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n P_{2005,i} \cdot Q_{2004,i}}{\sum_{i=1}^n P_{2005,i} \cdot Q_{2003,i}} - 1)$$

$P_{2005,i}$ = Systemnutzungstarife 2005 für die Tarifkomponenten $i = 1, \dots, n$

$Q_{2005,i}$ = Mengen 2005 für die Tarifkomponenten $i = 1, \dots, n$

Netzbetreiberpreisindex

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist eine Anpassung der Kosten durch einen Inflationsindex während der Regulierungsperiode notwendig, wodurch exogene, d.h. vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Kostenerhöhungen abgebildet werden.

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden durch die Veränderung eines Netzbetreiberpreisindex abgebildet. Dieser Netzbetreiberpreisindex setzt sich zusammen aus:

- Tariflohnindex (Generalindex), TLI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung für Personalkosten (Gewichtung: 40 %).
- Baupreisindex (gesamt), BPI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Baupreisindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung der Kapital- und Materialkosten (Gewichtung: 30 %).
- Verbraucherpreisindex, VPI, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die Entwicklung der sonstigen Kosten (Gewichtung: 30 %).

Die angeführten Gewichtungen der Teilindizes orientieren sich an der durchschnittlichen, aktuellen Kostenstruktur österreichischer Netzbetreiber.

→ Netznutzungstarife: Formale Darstellung

Die Überführung der Regulierungsparameter lässt sich formal darstellen. Für die Netznutzungstarife per 01.01.2006 gilt:

$$K_{2005} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + k \cdot \Delta NPI_{2006})] \cdot (1 + k \cdot \Delta M_{2006}) + \sqrt[n]{NK_{2006}} = \sum_{i=1}^n P_{2006,i} \cdot Q_{2004,i} + ME_{2006} + BKZ_{2004}$$

k = Kosten-Mengen-Faktor

KA = Kostenanpassungsfaktor

K₂₀₀₅ = Kosten per 31.12.2005

P_{2006,i} = Systemnutzungstarife 2006 für die Tarifkomponenten i = 1, ..., n (NE3-LP, ..., NE7-WNT)

Q_{2004,i} = Mengen für die Tarifkomponenten i = 1, ..., n (NE3-LP (MW), ..., NE7-WNT (MWh))

ME₂₀₀₆ = Messerlöse mit aktuellen Messentgelten

ΔNPI₂₀₀₆ = Veränderung des Netzbetreiberpreisindex

ΔM₂₀₀₆ = gewichtete Mengenänderung 2004–2003

√NK₂₀₀₆ = vorgelagerte Netzkosten 2004 (vermindert um die Tarifsenkung des vorgelagerten Netzes nach 2004) exklusive Netzverlustkosten

Überführung der Regulierungsparameter in Netznutzungstarife

Die ermittelten Kostenanpassungen für die Unternehmen müssen für jeden Inkrafttretens-Stichtag der Regulierungsperiode (01.01.2006/2007/2008/2009) in Tarife überführt werden („Tarifizierung“).

Unter Tarifizierung versteht man die Zusammenführung des Kosten- und Mengengerüsts zur Ermittlung der daraus resultierenden Tarife, also die Ansätze pro Tarifeinheit. Den genehmigten Kosten, die mit den oben genannten Regulierungsparametern (Kostenanpassungsfaktor, Mengenfaktor und Änderung des Netzbetreiberpreisindex) zu versehen sind, ist ein Mengengerüst gegenüberzustellen. Die E-Control verfolgt entsprechend ihrer regulatorischen Erfahrung das Prinzip der „Letztverfügbarkeit von Istwerten“. Dieser Ansatz weicht von alternativen Prinzipien („Prognosewerten“) ab.

Die Tarifizierung ist insofern ein komplexer Vorgang, als das Zusammenwirken mehrerer Tarifizierungskomponenten zu berücksichtigen ist. Für die erste Tarifizierung per 01.01.2006 werden die folgenden Informationen auf Basis des Geschäftsjahres 2004 herangezogen:

- Vorgelagerte Netzkosten, also Kosten, die bei den Landesgesellschaften im Regelfall von der Verbund-APG bzw. bei den Stadt-

werken von den Landesgesellschaften in Rechnung gestellt werden, bewertet zu Tarifen, die ab 01.01.2006 verordnet sind.

- Ausgleichszahlungen in Netzbereichen werden entsprechend berücksichtigt.
- Abgegebene Mengen, verrechnete Leistungen, Anzahl der Kunden pro Netzebene und Tarifeinheit.
- Verrechnete Zählerrichtungen samt aktueller Messentgelte.
- Auflösungsbeträge vereinnahmter Baukostenzuschüsse (BKZ, Netzbereitstellungsentgelt, Netzzutrittsentgelt).

Benchmarkinganalyse

Bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife können die Kosten eines vergleichbaren, rational geführten Unternehmens herangezogen werden. Im vorliegenden Anreizregulierungssystem wird dies im Rahmen des Kostenanpassungsfaktors, der von der unternehmensindividuellen Effizienz abhängt, umgesetzt. Zur Ermittlung der Effizienz der Unternehmen hat die E-Control eine Benchmarkinganalyse durchgeführt, die an Frontier Economics/Consentec (2003), „Benchmarking des Stromnetzbetriebs in Österreich“ aufbaut. Der VEÖ hat Plaut Economics als Gutachter der Benchmarkinganalyse der E-Control während der Verhandlungen zum Anreizregulierungssystem beschäftigt.

Ziel der Benchmarkinganalyse ist es, zu prüfen, ob die tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs einer rationellen Betriebsführung entsprechen. Auf diese Weise kann ermittelt werden, in welchem Verhältnis die Kosten des konkreten Unternehmens zu den Kosten eines oder mehrerer vergleichbarer, rationell geführter Unternehmen stehen. Dabei sind die Besonderheiten der einzelnen Unternehmen zu erfassen und nach den Aspekten der Auswirkungen auf die Kosten zu berücksichtigen.

Die Durchführung einer Benchmarkinganalyse lässt sich in mehrere Schritte gliedern:

- Festlegung des Benchmarkingverfahrens,
- Festlegung der Kostendaten,
- Festlegung der Leistungs- und Strukturdaten,
- Durchführung der Analyse,
- Akzeptanz durch die Unternehmen.

Besonders die Akzeptanz der Unternehmen muss in jeder Phase der Benchmarkinganalyse sicherge-

stellt sein. Im Projekt „Neue Netztarife“ hat sich die mangelnde Akzeptanz der Unternehmen als ein wesentlicher Stolperstein erwiesen.

Auswahl Benchmarkingverfahren

Allgemein werden mit Benchmarkingverfahren mathematische Modelle bezeichnet, die Output- und Inputmengen einzelner Unternehmen in Beziehung setzen und mit den resultierenden Produktivitätskennzahlen die Effizienz einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen einschätzen. Allen Verfahren ist gemein, dass sie die Effizienz aller Unternehmen in Bezug auf Best-Practice-Unternehmen angeben. Dabei ist die Effizienz von Best-Practice-Unternehmen in der Regel auf 100 % normiert. Weniger effiziente Unternehmen erhalten einen Effizienzwert von weniger als 100 %.

Bei der Auswahl der Benchmarkingverfahren hat die E-Control besonders darauf Wert gelegt, dass diese unterschiedliche methodische Eigenschaften aufweisen, damit sich die Vor- und

→ Klassifizierung von Benchmarkingverfahren

Im Wesentlichen können Benchmarkingverfahren nach der Art des Verfahrens zur Errechnung des Effizienzmaßstabs zwischen ökonometrischen Ansätzen (parametrisch) und Ansätzen linearer Optimierung (nicht-parametrisch) unterschieden werden. Beide Ansätze können darüber hinaus danach differenziert werden, ob sie zufällige Schwankungen in den Daten – und somit der entsprechenden Effizienzeinschätzung – berücksichtigen (stochastische Verfahren) oder nicht (deterministische Verfahren). Abbildung 4 fasst die bedeutendsten analytischen Verfahren zusammen.

→ Benchmarking-Verfahren

Abbildung 4

Schätzmethode	Non-Parametrisch	Data Envelopment Analysis (DEA) CRS: Charnes, Cooper, Rhodes (1978), VRS: Banker, Charnes & Cooper (1984), Fare, Grosskopf & Lovell (1994); <i>non-convex FDH</i> : Desprins, Simar & Tulkens (1984)	Stochastic bzw. chance constrained Data Envelopment Analysis (SDEA) CRS/VRS: Land, Lovell & Thore (1993), Weyman-Jones (2001)
	Parametrisch	Corrected/Modified Ordinary Least Squares CRS & VRS regression (COLS, MOLS & goal programming) Greene (1997), Lovell (1993), Aigner & Chu (1968)	Stochastic Frontier Analysis (SFA) CRS/VRS: Aigner, Lovell & Schmidt (1977), Battese & Coelli (1992), Coelli, Rao and Battese (1998)
		Deterministisch	Stochastisch

Quelle: Frontier Economics

Messung der Effizienz relativ zur Frontier

Nachteile verschiedener Benchmarkingverfahren kompensieren:

- Data Envelopment Analysis (DEA): nicht-parametrisches/deterministisches Verfahren (Constant>Returns-to-Scale)
- Modified Ordinary Least Squares: parametrisches/stochastisches Verfahren

Im Unterschied zu der Diskussion im Rahmen des Projekts „Neue Netztarife“ wird auf eine Einteilung in eine Haupt- und eine Kontrollmethode verzichtet. Vielmehr werden die Effizienzwerte durch eine Gewichtung der zwei Benchmarkingverfahren (DEA und MOLS) ermittelt.

Variablenauswahl: Kosten

Als Kostengrößen, die als Input-Variable herangezogen werden, können entweder nur die Betriebskosten oder die Gesamtkosten (Betriebs- und Kapitalkosten) gemeinsam verwendet werden. Die Verwendung von Gesamtkosten hat den Vorteil, dass die Benchmarking-Ergebnisse nicht durch die Wahl der Kapitalintensität im Produktionsprozess verzerrt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass keine falschen Anreize für eine suboptimale Kapitalintensität gesetzt werden, da eine Substitution von Betriebs- durch Kapitalkosten keine Änderung der Effizienzwerte bedingt – außer, wenn hierdurch tatsächlich Gesamtkosten eingespart werden können. Die E-Control verwendet in der Benchmarking-Analyse deshalb die Gesamtkosten.

Variablenauswahl:

Leistungs- und Strukturparameter

Erfahrungen aus internationalen Benchmarking-Analysen zeigen, dass die Auswahl der Leistungs- und Strukturvariablen, die als (unabhängige) Output-Variablen in die Benchmarking-Analyse eingehen, eine schwierige Aufgabe darstellt. Grundlage für die Auswahl von Leistungs- und Strukturvariablen ist in der akademischen Literatur und der internationalen Regulierungspraxis zumeist eine Liste von Größen, bei denen ein Zusammenhang mit den Netzkosten

vermutet wird. Dies erscheint intuitiv plausibel, z.B. verteilte Energie, Anzahl der Kunden, Versorgungsgebiet, Netzlänge, Höchstlast, Anzahl der Transformatoren.

Die E-Control hat in einem vorgelagerten Schritt unter Anwendung einer ingenieurwissenschaftlichen Modellnetzanalyse (MNA) diese intuitiv plausiblen Kostenzusammenhänge, die der Auswahl von Output-Variablen in internationalen Benchmarking-Studien zugrunde liegen, einer Objektivierung unterzogen. Die MNA dient hierbei als Hilfsmittel, um auf ingenieurwissenschaftlicher Basis zu analysieren, welche Merkmale der Versorgungsaufgabe auf welche Bestandteile des für die Versorgung benötigten Netzanlagenumfangs signifikanten Einfluss haben und welcher funktionale Zusammenhang zwischen Einflussgrößen und Anlagenumfang jeweils besteht. Diese Ergebnisse werden einerseits für eine genauere Definition von plausiblen Variablen und andererseits für eine genauere Spezifikation der Heterogenität der Unternehmensumgebung genutzt.

Im Rahmen der MNA wurden mehrere tausend Modellnetze zur Identifikation von signifikanten Wirkungszusammenhängen entworfen. Aus dieser Analyse hat sich gezeigt:

- Es gibt keine einzelne Einflussgröße, die den gesamten Anlagenumfang zufrieden stellend erklärt. Der erforderliche Umfang an Netzanlagen wird vielmehr in jeder Netzebene durch verschiedene Einflussgrößen determiniert.
- Die Dimensionierung der Umspannebenen wird wesentlich von der summarischen Lastdichte (Höchstlast pro Fläche) aller jeweils unterlagerten Netzebenen bestimmt. Der Zusammenhang zwischen diesen Größen ist linear.
- Es gibt einen Zusammenhang zwischen der Leitungsdichte (Leitung/km²) und der Anschlussdichte (Netzanschlüsse/km²) der jeweiligen Netzebene, wobei sich der funktionale Zusammenhang als quadratwurzelförmig und somit stark nicht-linear darstellt.

Als Kostentreiber ergeben sich aus der MNA die Last- und Anschlussdichte je Netzebene, wobei aufgrund des nicht-linearen funktionalen Zusammenhangs zwischen der Anschluss- und Leitungsdichte eine Flächengewichtung vorgenommen werden musste. Aus der MNA werden somit als Kostentreiber die

- Mittelspannungshöchstlast,
- Niederspannungshöchstlast und
- transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichten für die Hoch-, Mittel- und Niederspannung

ermittelt.

In der Folge wurde mittels Regressionsanalyse die Signifikanz der aus der MNA ermittelten Output-Variablen und weiterer Output-Variablen, die in der internationalen und nationalen Diskussion als mögliche Kostentreiber genannt werden (z.B. Verkabelung), geprüft. Diese Analyse wies die Mittelspannungshöchstlast, Niederspannungshöchstlast und die transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichten als statistisch signifikant aus. Die anderen getesteten Output-Variablen erwiesen sich als statistisch insignifikant. Von Plaut Economics wurden noch weitere potenzielle Kostentreiber

(z.B. Durchschnittsverbrauch, Anzahl der NSP-Transformatoren) analysiert, wobei jedoch zwischen diesen potenziellen Kostentreibern und den Effizienzwerten kein systematischer Zusammenhang gefunden werden konnte.

Die E-Control verwendet als Output-Variablen bzw. Leistungs- und Strukturparameter in der DEA und der MOLS die Niederspannungshöchstlast, die Mittelspannungshöchstlast und die transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichten für die Hoch-, Mittel- und Niederspannung.

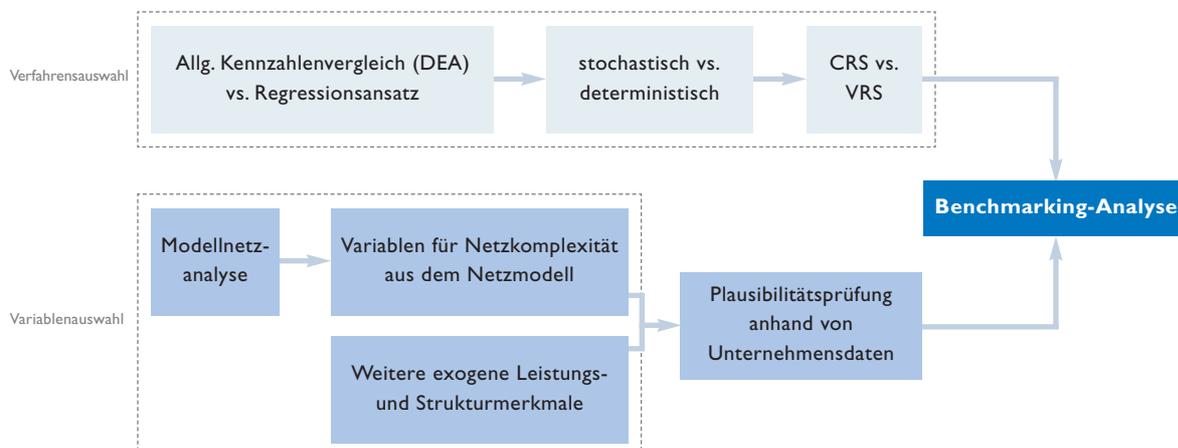
Der Zusammenhang zwischen der MNA und der Benchmarking-Analyse kann anhand von Abbildung 5 noch einmal verdeutlicht werden. Hieraus ist deutlich ersichtlich, dass die MNA als vorgelagerter Schritt zur Variablenauswahl verwendet wird und die Kosten der Unternehmen keineswegs mit den Kosten eines optimalen „grüne Wiesen“ Modellnetzes verglichen werden.

Durchführung der Analyse

Die E-Control hat im Juni 2005 erste Benchmarking-Ergebnisse an die Unternehmen ausgesandt. Gleichzeitig wurden an Plaut Economics als Gutachter für den VEÖ die bei der Benchmarking-Analyse verwendeten Daten übermittelt,

→ Zusammenhang zwischen Modellnetz- und Benchmarking-Analyse

Abbildung 5



Quelle: Frontier Economics/Consentec

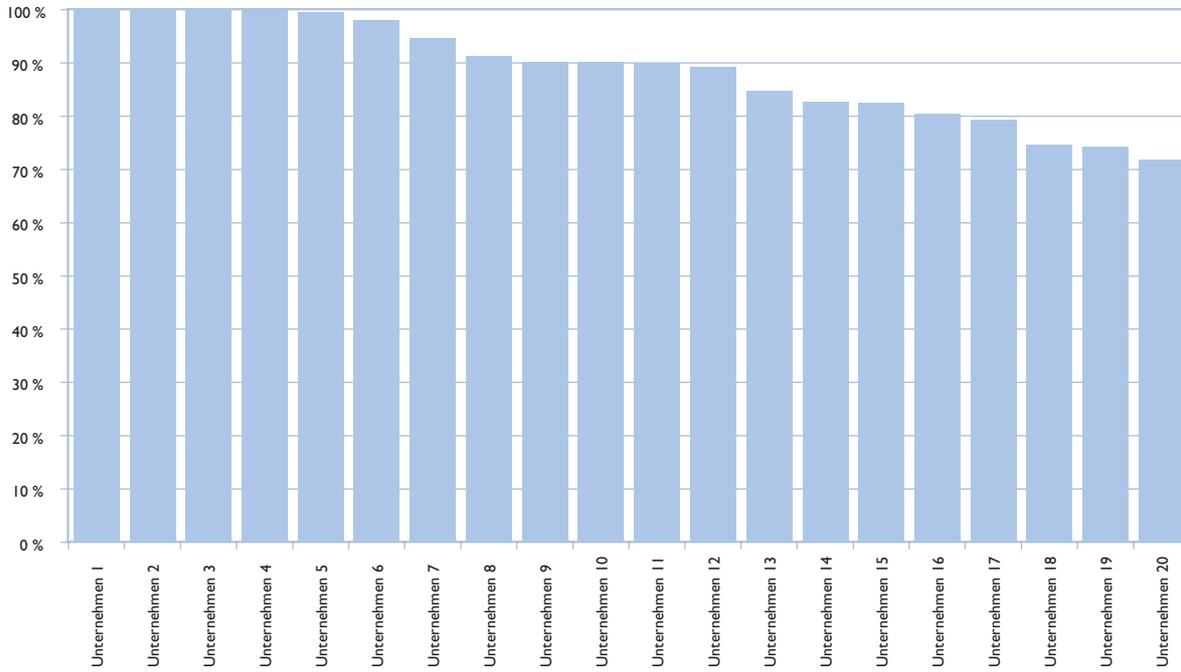
damit Plaut Economics eine Überprüfung und Würdigung der Ergebnisse für den VEÖ vornehmen konnte. Plaut Economics haben in ihrem Abschlussbericht die Benchmarking-Analyse der E-Control unter dem Vorbehalt von kleinen Änderungen (z.B. Entfernung eines Datenausreißers) grundsätzlich bestätigt. Die E-Control analysierte die Änderungsvorschläge und nahm sie größtenteils in die Benchmarking-Analyse auf.

Im September wurden im Bericht „Ermittlungsverfahren betreffend Änderung der Systemnutzungstarife“ neue Benchmarking-Ergebnisse an die Unternehmen ausgesandt. Im Rahmen des Stellungnahmeprozesses wurden Einwände der Unternehmen zu den Benchmarking-Ergebnissen

eingetragen, von der E-Control analysiert und teilweise übernommen. Daraus ergaben sich noch marginale Änderungen der Benchmarking-Ergebnisse im Vergleich zu den im September ausgesandten Werten. Die Gewichtung der endgültigen DEA- und MOLS-Ergebnisse ergibt eine durchschnittliche Effizienz der an der Benchmarking-Analyse beteiligten Unternehmen von 88,67 %. Im Vergleich dazu lag die durchschnittliche Effizienz der im Juni 2005 ausgesandten Werte bei 83,33 %. Der Unterschied beruht auf der Würdigung der Argumente von Plaut Economics sowie der Unternehmen durch die E-Control. In Abbildung 6 sind die Effizienzwerte (ES_{2005}), die zur Berechnung des Kostenanpassungsfaktors verwendet werden, grafisch dargestellt.

→ Effizienzwerte 2005 in %

Abbildung 6



Quelle: E-Control



Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt 2005



→ **Entwicklungen auf dem österreichischen Elektrizitätsmarkt**

Im Kalenderjahr 2004 wurden von Endverbrauchern insgesamt 59,4 TWh an elektrischer Energie verbraucht. Dies entspricht einem Mehrverbrauch von 1,7 TWh oder 3,0 % gegenüber dem Vergleichsjahr 2003. Dabei bezogen die Endverbraucher aus dem öffentlichen Netz 51,8 TWh, was einem Zuwachs von 1,4 TWh oder 2,8 % entspricht. Dementsprechend nahm im Kalenderjahr 2004 der aus Eigenerzeugung abgedeckte Stromverbrauch der Großabnehmer wieder stärker zu als der Bezug aus dem öffentlichen Netz.

Der Inlandsstromverbrauch – er entspricht dem Verbrauch der Endabnehmer zuzüglich der bei der Bereitstellung der elektrischen Energie anfallenden Netzverluste sowie des für die Produktion (Umwandlung) notwendigen Eigenbedarfs und der daraus resultierenden Verluste –

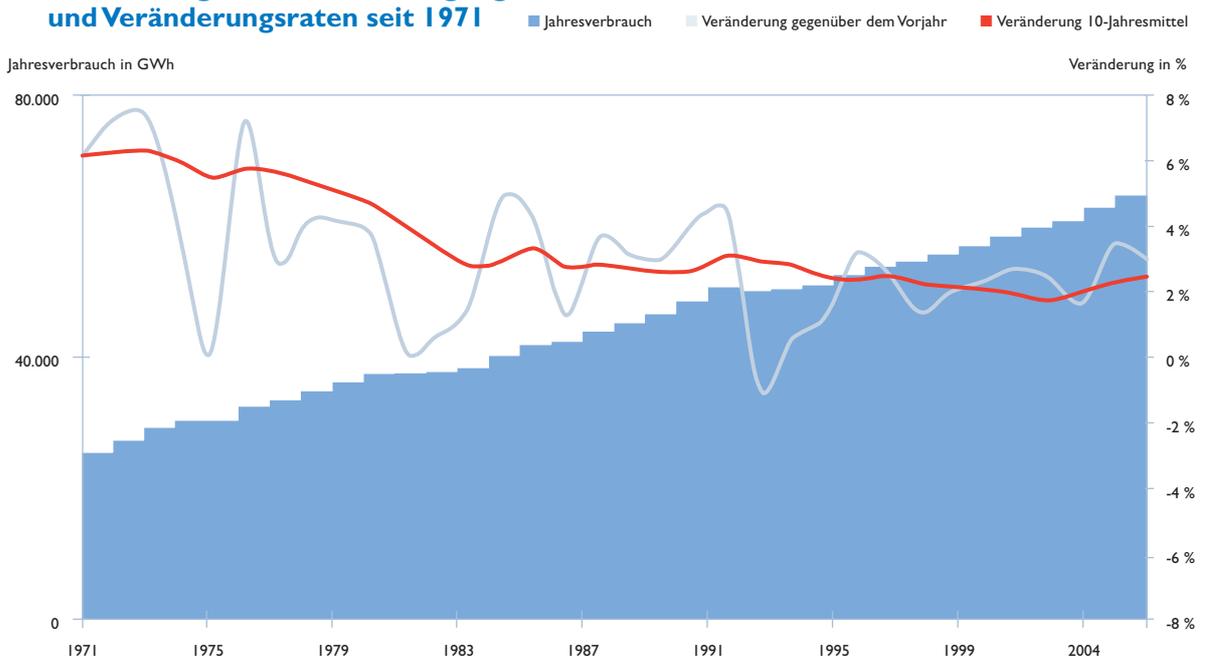
nahm im 10-jährigen Mittel um 2,4 % im Bereich der gesamten Elektrizitätsversorgung und um 2,7 % im Bereich des öffentlichen Netzes zu. Insgesamt ist somit eine Beschleunigung der durchschnittlichen Verbrauchsentwicklung in den letzten Jahren zu verzeichnen (Abbildung 7).

In den ersten drei Quartalen 2005 war der Verbrauchsanstieg deutlich geringer als im Vorjahr: So wurden insgesamt 47,7 TWh im Inland verbraucht, was einem Zuwachs von 0,4 TWh oder 0,9 % entspricht, während in derselben Periode des Jahres 2004 der Verbrauchszuwachs 2,8 % betrug. Aus dem öffentlichen Netz wurden in den ersten neun Monaten des Jahres 2005 insgesamt 40,8 TWh bezogen, um 3 TWh oder 0,7 % mehr als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Auch hier ist eine deutliche Verlangsamung der Entwicklung festzustellen.

Inländische Kraftwerke erzeugten mit insgesamt 49,4 TWh um 1,0 TWh oder 2,0 % mehr als in

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

Abbildung 7



Quelle: E-Control

den ersten drei Quartalen 2004. Das Wasserdargebot lag in den ersten drei Quartalen 2005 mit einem Erzeugungskoeffizienten von 1,01 im langjährigen Mittel und war gleich hoch wie im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Allerdings waren starke saisonale Unterschiede zu verzeichnen, sodass die Laufkraftwerke mit 19,3 TWh um 0,4 % weniger erzeugten als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Auch die Erzeugung der Speicherkraftwerke lag mit insgesamt 9,2 TWh um 0,4 % unter dem Vorjahreswert. Dementsprechend erzeugten die Wärmekraftwerke mit 16,9 TWh um 4,8 % mehr als im Vorjahr. Jene Erzeugung, die unterjährig nicht nach Kraftwerkstypen bzw. Primärenergieträgern untergliedert werden kann, betrug 4,0 TWh. Die physikalischen Stromimporte nahmen um 2,7 TWh oder 23,5 % und die Exporte um 3,0 TWh oder 28,7 % zu. Dementsprechend ging der Importüberschuss um 0,3 TWh auf 0,8 TWh zurück.

Ende September 2005 waren in Großspeichern 3,0 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 92 % gegenüber 90 % zum gleichen Stichtag des Vorjahres entspricht. In Wärmekraftwerken waren zum gleichen Stichtag fossile Brennstoffe mit einem Energiegehalt von 7,5 TWh gegenüber 7,2 TWh im Vorjahr gelagert.

Marktstruktur und Konzentration (Anbieter und Eigentumsverhältnisse)

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

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

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

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

Abgesehen von Beteiligungen an österreichischen Unternehmen sind die Aktivitäten ausländischer Unternehmen in Österreich zurückgegangen. So hat EnBW Austria mit Jahresende 2004 den österreichischen Markt verlassen und die Großkunden an Steweag-Steg abgegeben. Inwieweit der Wettbewerb, der bislang primär innerösterreichisch stattfand und durch die Verwirklichung der Energie Austria sowie dem Marktaustritt der EnBW potenziell geschwächt wird, durch das Auftreten der Istrabenz neuen Schwung erhält, bleibt abzuwarten.

→ Ökostrom

Im Jahr 2003 wurde das Unterstützungssystem für Sonstigen Ökostrom (Biomasse, Wind, Photovoltaik und Geothermie) und Kleinwasserkraft durch das Inkrafttreten des Ökostromgesetzes (BGBl I Nr. 149/2002) bundesweit vereinheitlicht. Es wurden für die genannten Primärenergieträger einheitliche Einspeisetarife per Verordnung festgelegt (EinspeisetarifVO, BGBl II Nr. 508/2002), um die im Gesetz vorgegebenen Ziele für das Jahr 2008 (4 % Sonstiger Ökostrom, 9 % Kleinwasserkraft) zu erreichen (Abbildung 8). Diese Verordnung enthält für (sonstige) Ökostromanlagen bestimmte zeitliche Restriktionen, deren Einhaltung für den Erhalt des Einspeisetarifes Voraussetzung sind. Im August 2005 wurde durch die Verordnung BGBl II Nr. 254/2005 die zweite Restriktion, die Inbetriebnahmefrist, für Biomasseanlagen von Mitte 2006 auf Ende 2007 verlängert.

Die Abnahme und Vergütung des Ökostroms wechselte durch die Vorgaben des Ökostromgesetzes vom Netzbetreiber zum Regelzonenführer (Verbund APG, TIRAG und VKW) in seiner Funktion als Ökobilanzgruppenverantwortlicher. Finanziert wird das Fördersystem durch einen bundesweit einheitlichen Zuschlag für Endverbraucher zu den Systemnutzungstarifen sowie durch den von den Stromhändlern zu bezahlenden Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh (Tabelle 1).

Die neuen gesetzlichen Grundlagen haben einen enormen Boom im Bereich Ökostrom ausgelöst. So hat sich die installierte Leistung der unterstützten Biomasse- und Windkraftanlagen im Vergleich 2004 zu 2003 verdoppelt (Tabelle 2).

Basierend auf den vorliegenden Anerkennungsbescheiden, welche für jede Ökostromanlage vom Landeshauptmann auszustellen sind, wird auch in den kommenden Jahren ein wesentlicher Zuwachs im Ökostrombereich erwartet.

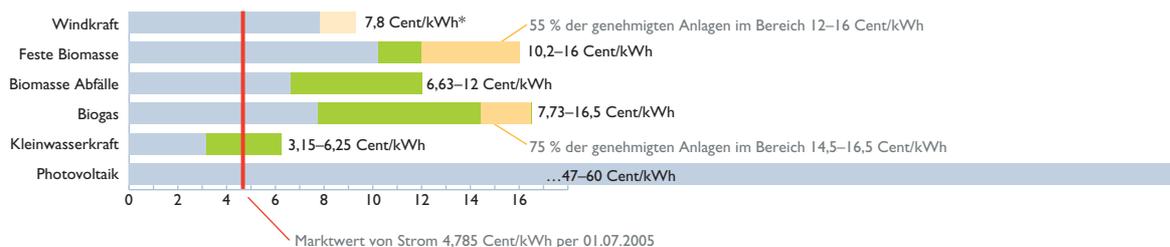
Basierend auf den derzeit vorliegenden Daten zeichnet sich bereits ab, dass die Zielvorgaben des Ökostromgesetzes im Bereich Sonstiger Ökostrom übererfüllt werden (Abbildung 9). Bereits im Jahr 2005 wurde der Zielwert von 4 % fast erreicht. Im Zieljahr 2008 werden voraussichtlich Werte zwischen 7 % und 7,5 % erreicht werden.

Die Übererfüllung der gesetzlichen Vorgaben führt auch zu einem erhöhten Finanzierungsbedarf. So wurden im Jahr 2005 rund 150 Mio. Euro an Fördermitteln benötigt, um die rund 4 % Sonstigen Ökostrom zu finanzieren. Auf Basis der derzeit gültigen gesetzlichen Regelungen wird dieser Betrag im Jahr 2007 rund 270 Mio. Euro betragen und sich erst im Jahr 2021 auf Null reduzieren (Abbildung 10).

Wie bereits im Jahr 2004 waren die vorliegenden Daten zur Ökostromentwicklung und die damit verbundenen finanziellen Belastungen Anlass für eine Diskussion über eine Ökostromgesetznovelle. Mit November 2005 wurde im Wirtschaftsausschuss des Nationalrates ein Änderungsantrag zur Regierungsvorlage einer Ökostromgesetznovelle beschlossen. Dieser Änderungsantrag wird zum aktuellen Zeitpunkt mit der Europäischen Kommission abgestimmt und muss danach noch im National- und Bundesrat beschlossen werden.

→ Einspeisetarife gemäß EinspeisetarifVO

Abbildung 8



Quelle: E-Control

* zuzüglich 1–1,5 Cent/kWh für Ausgleichsenergie

→ Entwicklung der Kostenbelastung für Sonstigen Ökostrom und Kleinwasserkraft

Tabelle I

Sonstiger Ökostrom	in Cent/kWh				
	2003	01.01.04 – 31.03.04	01.04.04 – 31.12.04	2005	2006
Durchschnittlicher Förderbeitrag	0,120	0,120	0,183	0,242	0,416
Netzebene 1–3 (78 %)	0,094	0,094	0,143	0,189	0,325
Netzebene 4–5 (92 %)	0,110	0,110	0,168	0,222	0,382
Netzebene 6 (96 %)	0,115	0,115	0,175	0,231	0,398
Netzebene 7 (111 %)	0,134	0,134	0,204	0,270	0,464
Unterstützungsanteil im Verrechnungspreis der Stromhändler (4,5 Cent/kWh Ökostrom)	0,050	0,050	0,050	0,060	0,060
Kostenbelastung (Summe durchschnittlicher Förderbeitrag plus Unterstützungsanteil Verrechnungspreis)	0,170	0,170	0,230	0,300	0,480
Kleinwasserkraft					
Förderbeitrag Alle Netzebenen	0,005	0,005	0,035	0,002	0,000
Unterstützungsanteil im Verrechnungspreis der Stromhändler (4,5 Cent/kWh Ökostrom)	0,120	0,120	0,070	0,080	0,080
Kostenbelastung (Summe Förderbeitrag plus Unterstützungsanteil Verrechnungspreis)	0,130	0,130	0,110	0,080	0,080

Quelle: E-Control

→ Vergleich anerkannte Ökostromanlagen und Anlagen im Vertragsverhältnis mit dem Ökobilanzgruppenverantwortlichen

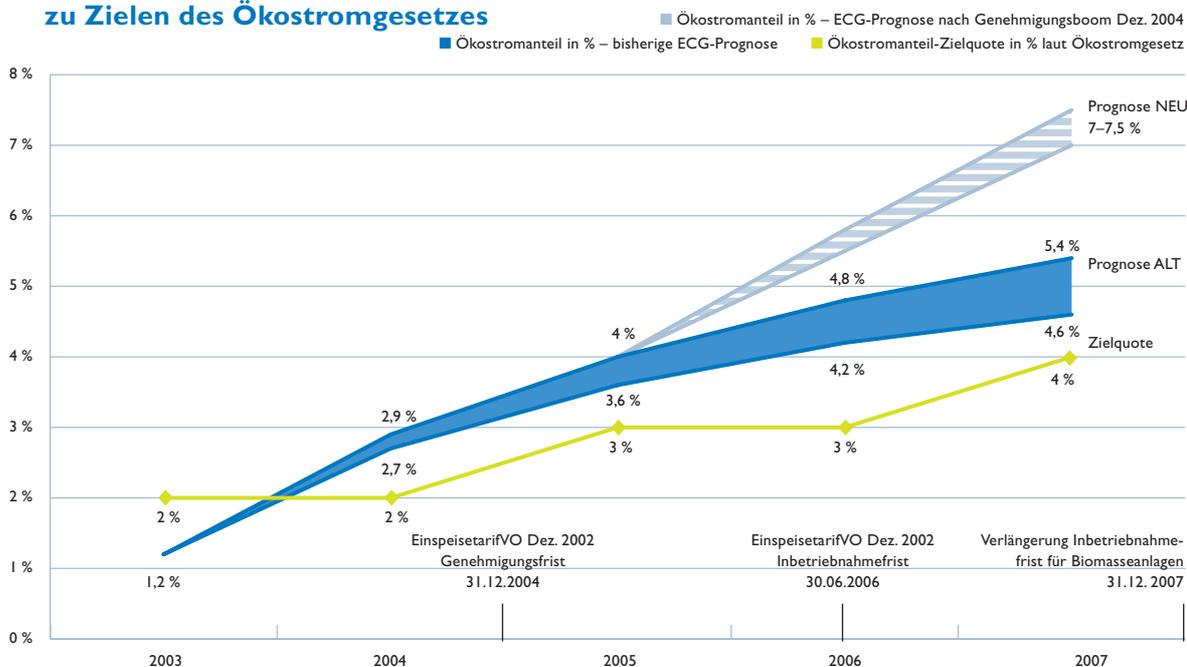
Tabelle 2

Entwicklung Engpassleistung [in MW] von Ökostromanlagen jener Anlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV zum angegebenen Stichtag [vorläufige Werte, Stand Jänner 2006]			
Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2003	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2004	Anerkannte Anlagen per 31.12.2005
Biogas	14,97	28,36	80,78
Biomasse fest	41,07	87,54	396,94
Biomasse flüssig	1,97	6,84	24,07
Deponie- und Klärgas	22,73	20,28	29,50
Geothermie	0,92	0,92	0,92
Photovoltaik*	14,18	15,07	29,66
Windkraft	395,59	594,56	961,83
Kleinwasserkraft bis 10 MW	858,10	851,54	1.147,05

* bei PV-Anlagen besteht gemäß § 10 Abs. 2 Ökostromgesetz eine Abnahmepflicht des Öko-BGV auch dann, wenn das 15 MW-Kontingent bereits erreicht wurde
Quelle: E-Control

→ Anteile an unterstütztem Sonstigen Ökostrom im Vergleich zu Zielen des Ökostromgesetzes

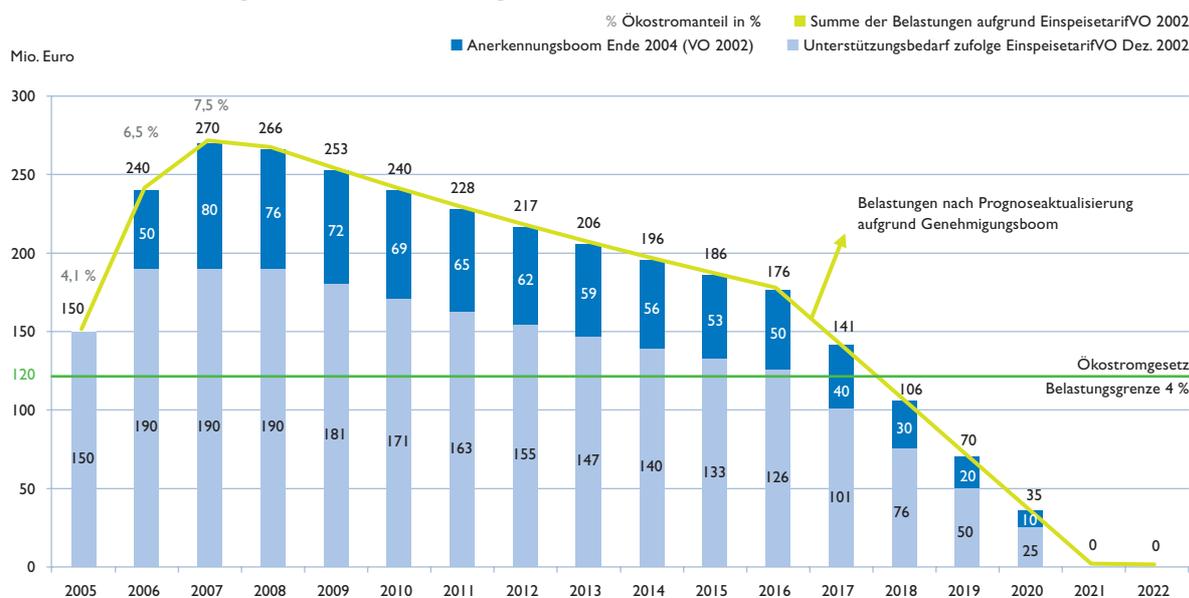
Abbildung 9



Quelle: E-Control

→ Unterstützungsbedarf für Sonstigen Ökostrom 2005–2021

Abbildung 10



Quelle: E-Control

→ Großhandelsmarkt – Preise

Während die Spotpreise an der EEX (Leipziger Strombörse) im Jahr 2004 nur leicht über den Preisen im Jahr 2003 lagen, ist der Spotpreis im Jahr 2005 deutlich angestiegen und lag größtenteils über den Preisen der Vorjahre (Abbildung 11). Zurückzuführen sind die steigenden Großhandelspreise auf zwei wesentliche Faktoren:

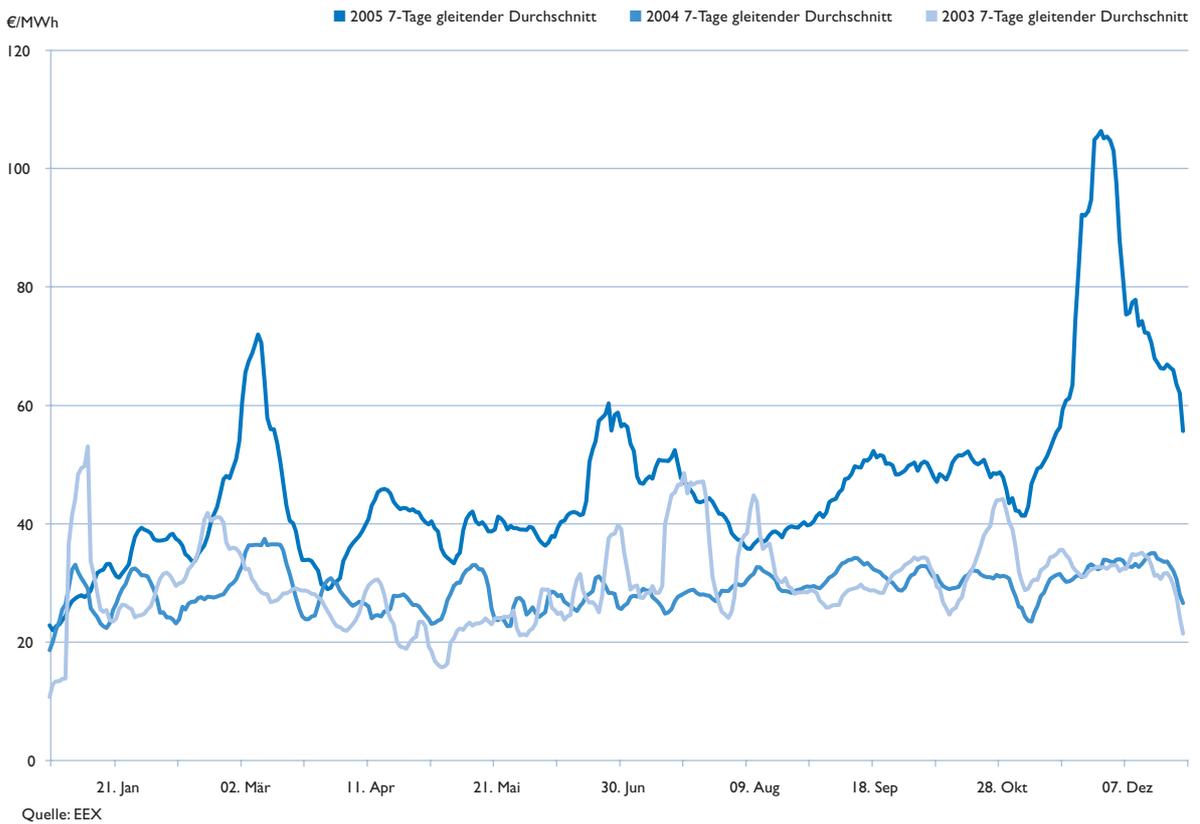
- einerseits auf die gestiegenen Preise der Primärenergieträger (Kohle, Erdöl, Erdgas) und
- andererseits auf die Einführung des CO₂-Zertifikate-Systems.

Aufgrund der hohen Marktintegration der Großhandelsmärkte in Deutschland und Österreich bewegen sich die Großhandelspreise auf gleichem Niveau. So ist auch ein Ansteigen der Spotpreise an der Börse in Graz (EXAA) im Jahr 2005 zu beobachten.

Der Einfluss des CO₂-Zertifikatesystems und der Anstieg der Preise für Primärenergieträger beeinflusst auch die Entwicklung der Futurespreise (Abbildung 12). So liegt der Preis für ein Jahresband für 2006 (im Jahr 2005) deutlich über dem Futurespreis für 2005 (im Jahr 2004). Die Preisentwicklung für den Kontrakt „Base 2005“ im Jahresverlauf ist im Vergleich zu den Kontrakten „Base 2004“ und „Base „2006“ auf sehr ähnlichem Niveau.

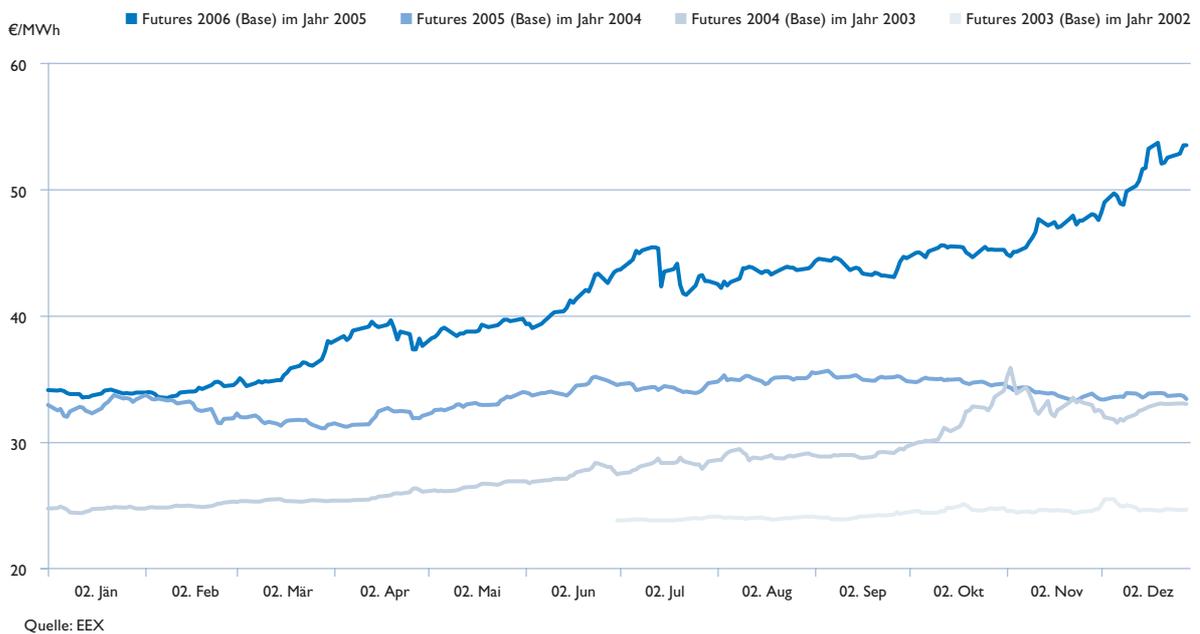
→ Spotpreisentwicklung (Base) an der EEX

Abb. 11



→ Entwicklung der Futurespreise an der EEX (Futures EEX Base year ahead)

Abb. 12



→ Strompreisvergleiche

Strompreisentwicklung – Industrie

Die gestiegenen Großhandelspreise wirken sich auch auf die Entwicklung der Preise für Industriekunden aus. Wie in den Abbildungen 13 und 14 zu sehen ist, sind die Preise seit 2003 deutlich gestiegen. Entscheidend für den Energiepreis ist der Zeitpunkt der Anbotslegung, da Industriekunden im Vorhinein für einen bestimmten Zeitraum einen Liefervertrag abschließen. Wie in den Abbildungen zu sehen ist, liegen die Preise bei einem hohen Auslastungsgrad (> 4.500 Volllaststunden) unter jenen bei niedrigerem Auslastungsgrad (< 4.500 Volllaststunden). Dies ist darauf begründbar, dass bei geringerem Auslastungsgrad der Verbrauch meist stärker auf den Zeitraum von 8–20 Uhr bzw. die Mittagsstunden konzentriert ist, während denen der Strompreis höher ist als für eine gleichmäßige Lieferung über den gesamten Tag.

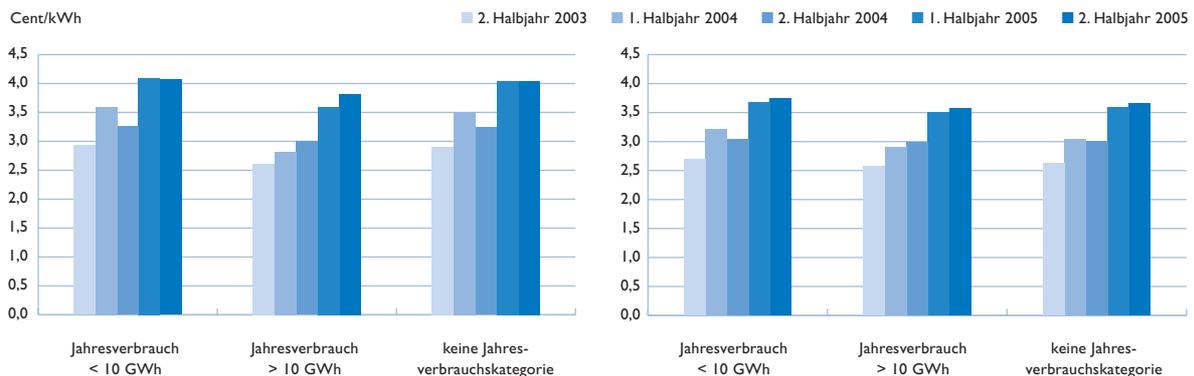
Strompreisentwicklung – Haushalte

Nach den Energiepreiserhöhungen – vorwiegend durch die lokalen Anbieter – im Herbst 2004, kam es im I. Halbjahr 2005 durch die von der E-Control Kommission verordneten Netztarifsenkungen zu einer Verringerung des Gesamtpreises. Einige angestammte Lieferanten haben diese Netztarifsenkung zum Anlass genommen, die Energietarife abermals zu erhöhen – teilweise im gleichen Ausmaß, wie die Netztarife gesenkt wurden. Abbildung 15 zeigt diese Entwicklung deutlich.

Abbildung 16 zeigt die Preisentwicklung in verschiedenen Netzgebieten beim jeweils günstigsten Anbieter. Durch die Netztarifsenkungen kam es zu einer deutlichen Reduktion des Gesamtpreises. Obwohl der günstigste Anbieter in allen Netzbereichen meist der gleiche war, differieren aufgrund der unterschiedlich hohen Netztarife die Gesamtpreise zwischen den Netzтарifen deutlich.

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

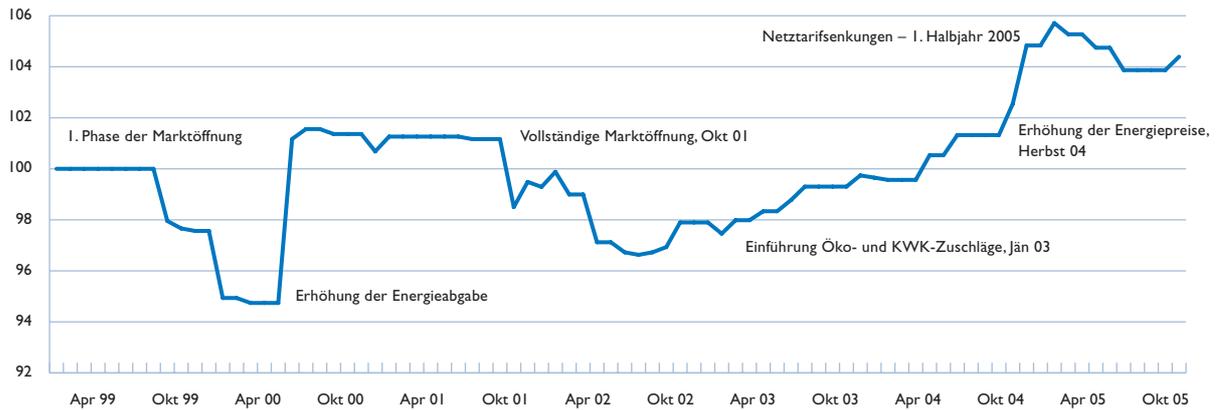
Abbildungen 13,14



Quelle: E-Control

→ Entwicklung des Strom-VPI 1999–2005 (Index 1999 = 100)

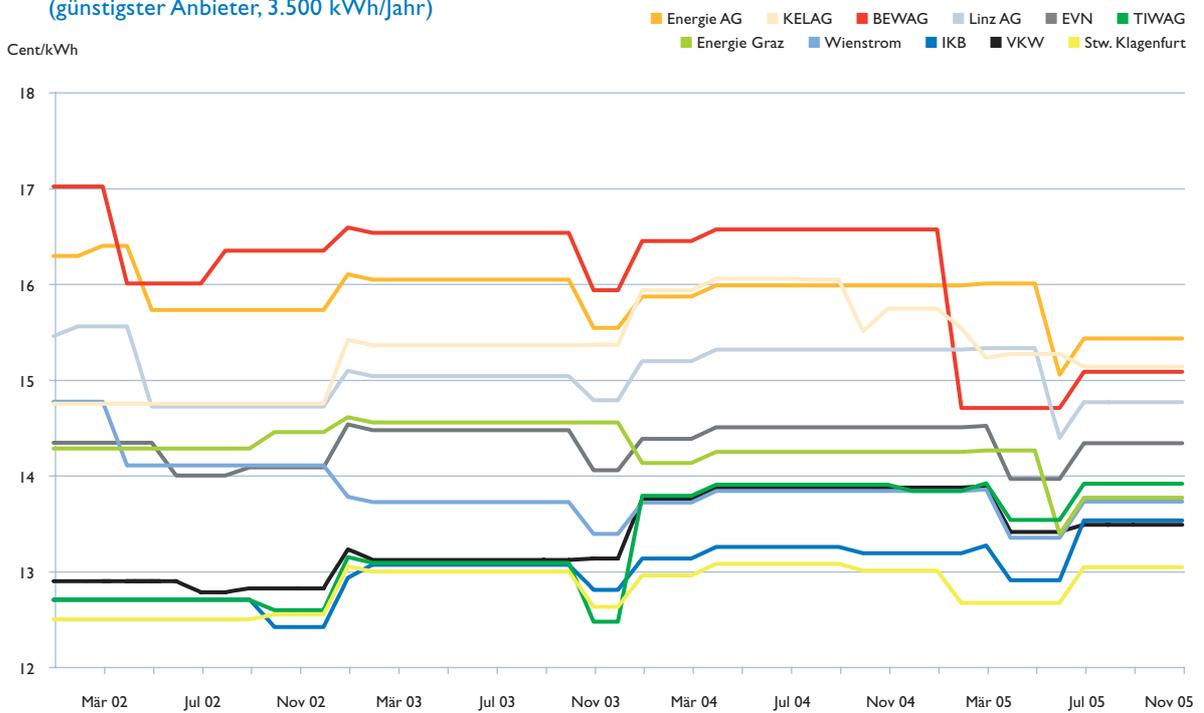
Abbildung 15



Quelle: Statistik Austria, E-Control

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

Abbildung 16



Quelle: E-Control



→ **Regulierung der Netze:
Tarifizierung Strom**

Das Jahr 2005 zeichnete sich durch große Fortschritte bei der Regulierung der Systemnutzungstarife Strom aus, welche sich auch durch weitere, erhebliche Entlastungen der Netzkunden aufgrund sinkender Systemnutzungstarife bemerkbar machten.

Mit insgesamt drei Novellen zur SNT-VO 2003 im Jahr 2005 wurden die Systemnutzungsentgelte (Netznutzungs- und Netzverlustentgelte) österreichweit um durchschnittlich 10,8 % gesenkt. Die Gründe für die Tarifsenkungen bei den Stromverteilnetzbetreibern lassen sich zusammenfassen mit:

- Weitergabe von Senkungen bei den Übertragungsnetzbetreibern,
- Abbildung der vorgenommenen Kostensenkungen der Netzbetreiber,
- kritische Prüfung von Kostenpositionen,
- Prüfung der Kostenschlüsselung zwischen Netz- und sonstigen Bereichen sowie
- Kostenaktualisierung durch Produktivitätsabschlag.

Das Inkrafttreten der Novellen 2005 zur SNT-VO 2003 erfolgte in drei Schritten:

- Erster Schritt (01.02.2005): Verbund-APG, Burgenland, Kärnten, Salzburg, Klagenfurt
- Zweiter Schritt (01.04.2005): Wien, Niederösterreich, Tirol, Innsbruck, Vorarlberg
- Dritter Schritt (01.06.2005): Steiermark, Oberösterreich, Linz, Graz, Kleinwalsertal

Gleichzeitig wurde 2005 ein Regulierungsregimewechsel von einem kosten- auf ein anreizbasiertes Regulierungssystem erfolgreich abgeschlossen, das in die SNT-VO 2006 mündete (vgl. Kapitel Anreizregulierung). Die SNT-VO 2006 trat mit 01.01.2006 in Kraft und führt zu einer weiteren österreichweiten durchschnittlichen Senkung der Netznutzungsentgelte um weitere rund 5,3 %, wobei aufgrund steigender Energiepreise ein Teil dieser Senkung durch steigende Netzverlustpreise kompensiert wird. Insgesamt wird die Senkung mit durchschnittlich rund 3 % per 1.1.2006 wirksam. Im Jahr 2005 führte die Regulierungstätigkeit der E-Control zu einer Senkung der Systemnutzungstarife Strom (Netznutzungs- und Netzverlustentgelte) von rund 13,5 %.

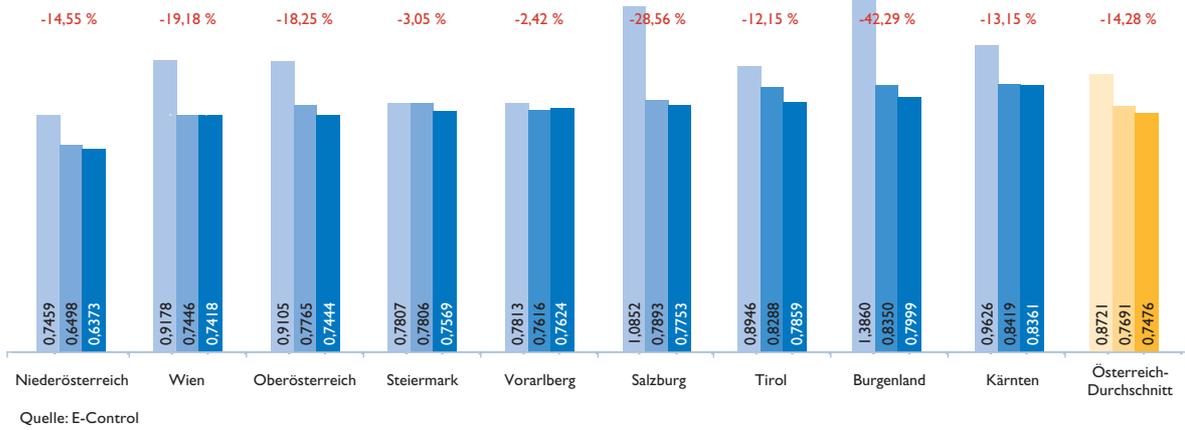
Die Abbildungen 17 bis 23 sowie die Tabelle 3 dokumentieren die Tarifierungsschritte der Novellen 2005 zur SNT-VO 2003 und der SNT-VO 2006 im Vergleich zum Beginn der Regulierungstätigkeit der E-Control. In diesem Zeitraum wurden die Netznutzungsentgelte um mehr als 23 % reduziert. In Zahlen ausgedrückt bedeutet dies, dass durch die Tarifierungsschritte der E-Control die Endverbraucher auf Mengengrundlage 2003 um etwa 480 Mio. Euro pro Jahr weniger an Netznutzungsentgelten zahlen, wodurch Auswirkungen von Abgaben- und Energiepreiserhöhungen kompensiert wurden.

→ Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 3

Abbildung 17

Benutzungsstunden (Jahresverbrauch/Jahresverrechnungsleistung)
BD = 6.100 h
Cent/kWh

■ SNT-VO Stand: 30.09.2001
■ SNT-VO Stand: 01.06.2005
■ SNT-VO Stand: 01.01.2006

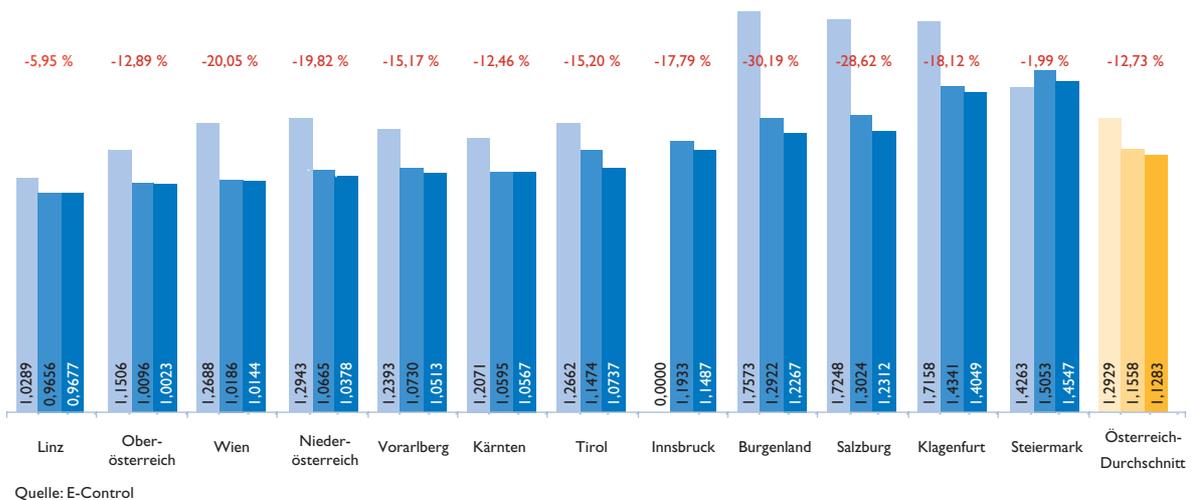


→ Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 4

Abbildung 18

Benutzungsstunden (Jahresverbrauch/Jahresverrechnungsleistung)
BD = 5.700 h
Cent/kWh

■ SNT-VO Stand: 30.09.2001
■ SNT-VO Stand: 01.06.2005
■ SNT-VO Stand: 01.01.2006

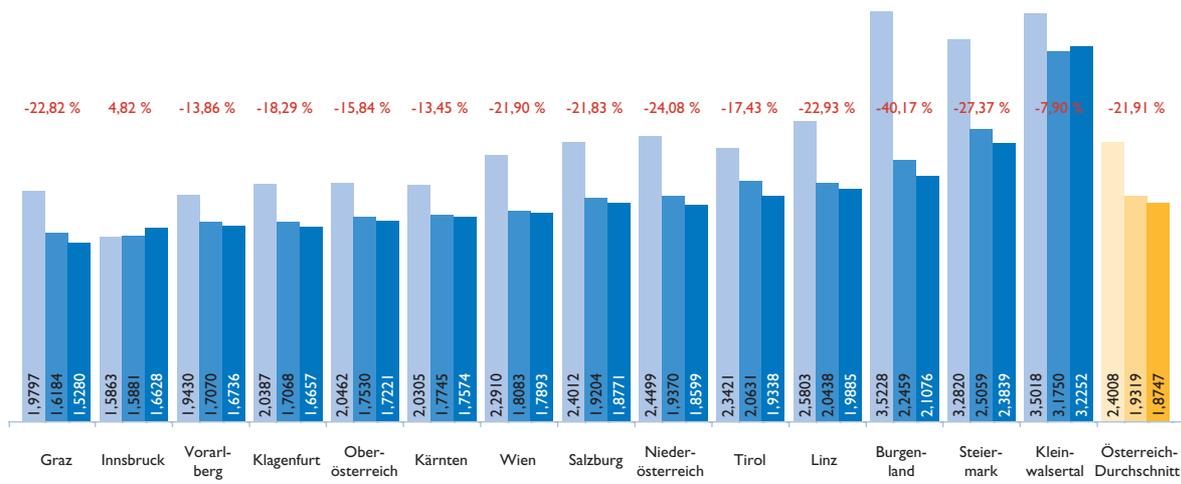


→ Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 5

Abbildung 19

Benutzungsstunden (Jahresverbrauch/Jahresverrechnungsleistung)
BD = 4.200 h
Cent/kWh

■ SNT-VO Stand: 30.09.2001
■ SNT-VO Stand: 01.06.2005
■ SNT-VO Stand: 01.01.2006



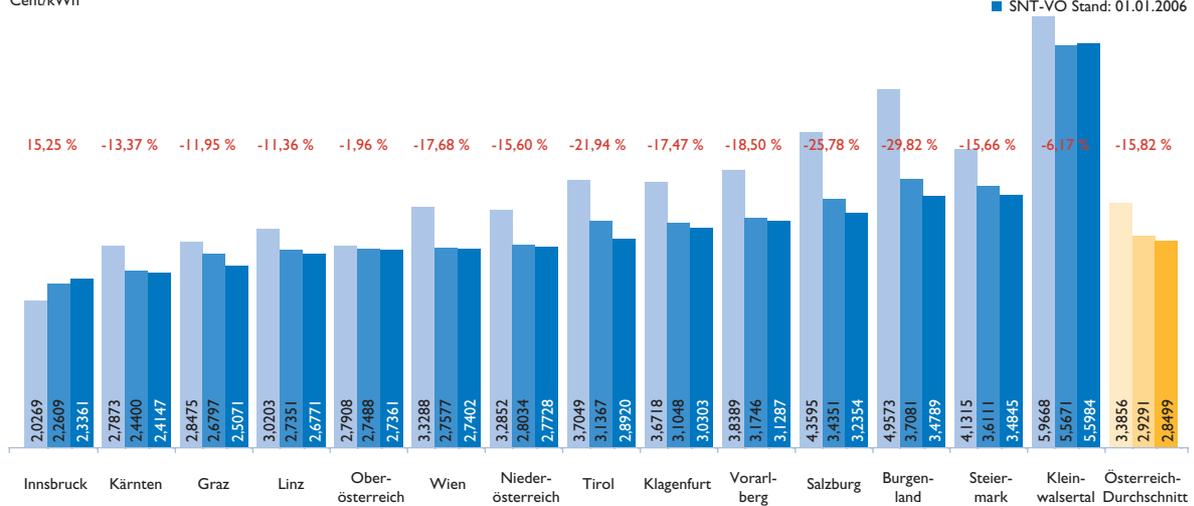
Quelle: E-Control

→ Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 6

Abbildung 20

Benutzungsstunden (Jahresverbrauch/Jahresverrechnungsleistung)
BD = 3.100 h
Cent/kWh

■ SNT-VO Stand: 30.09.2001
■ SNT-VO Stand: 01.06.2005
■ SNT-VO Stand: 01.01.2006



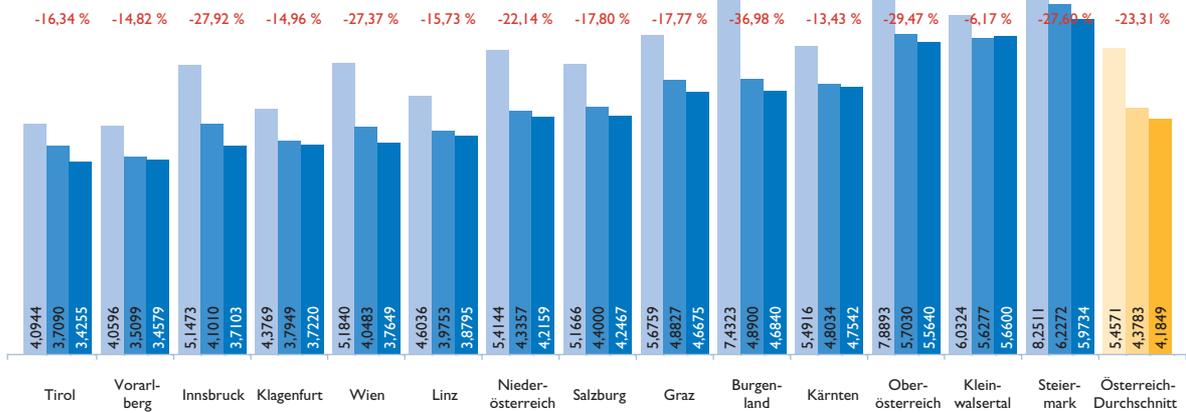
Quelle: E-Control

→ Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 7, gemessen

Abbildung 21

Benutzungsstunden (Jahresverbrauch/Jahresverrechnungsleistung)
BD = 5.700 h
Cent/kWh

■ SNT-VO Stand: 30.09.2001
■ SNT-VO Stand: 01.06.2005
■ SNT-VO Stand: 01.01.2006



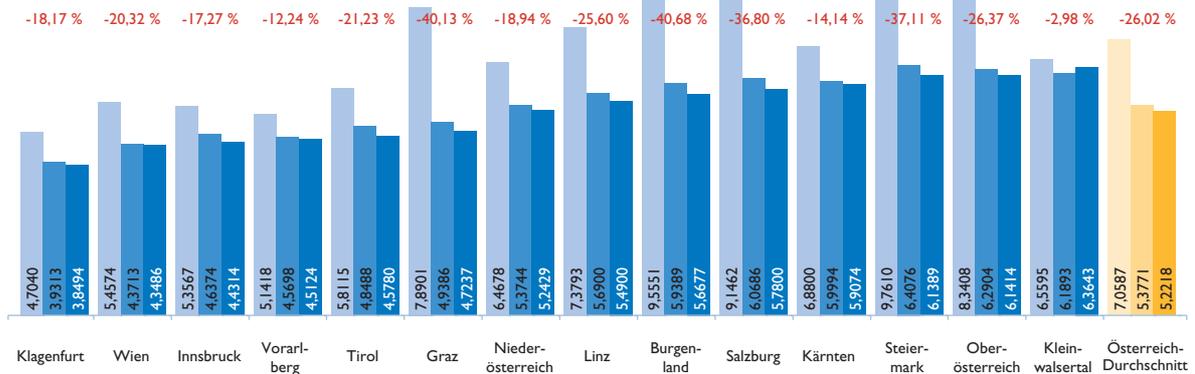
Quelle: E-Control

→ Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 7, nicht gemessen

Abbildung 22

Benutzungsstunden (Jahresverbrauch/Jahresverrechnungsleistung)
BD = 3.500 h
Cent/kWh

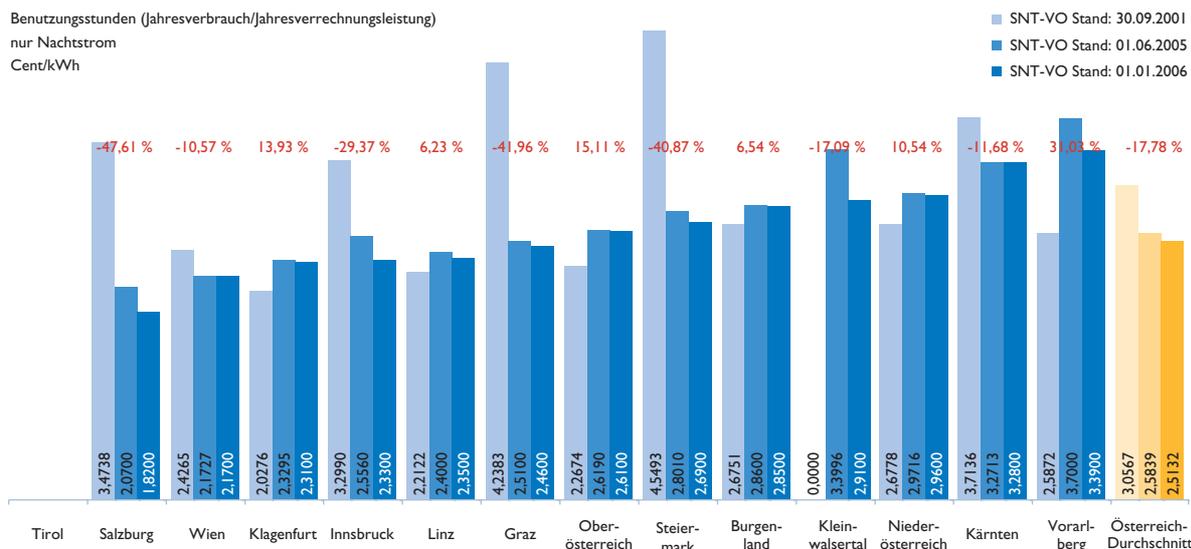
■ SNT-VO Stand: 30.09.2001
■ SNT-VO Stand: 01.06.2005
■ SNT-VO Stand: 01.01.2006



Quelle: E-Control

→ Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 7, unterbrechbar

Abbildung 23



Quelle: E-Control

→ Tarifierpassungen pro Netzbereich

Tabelle 3

Tarifierpassung pro Netzbereich	SNT-VO 30.09.2001–01.01.2003		SNT-VO 01.01.2003–01.11.2003 / 01.01.2004		SNT-VO 01.01.2004–01.06.2005		SNT-VO 01.06.2005–01.01.2006		Gesamt (Mengenbasis 2003)	
	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %
Burgenland	-14,59	-15,6 %	-3,89	-5,5 %	-12,52	-18,9 %	-2,36	-4,4 %	-28,7	-35,8 %
Kärnten	0,00	0,0 %	0,14	0,1 %	-15,60	-12,8 %	-1,36	-1,3 %	-16,8	-13,8 %
Klagenfurt	0,51	2,5 %	-1,38	-6,4 %	-2,46	-11,5 %	-0,40	-2,1 %	-3,8	-17,1 %
Niederösterreich	-10,77	-4,1 %	-14,21	-5,6 %	-20,13	-8,1 %	-5,61	-2,5 %	-51,6	-18,8 %
Oberösterreich	-12,41	-5,3 %	-9,35	-4,3 %	-23,63	-10,7 %	-3,89	-2,0 %	-49,6	-20,4 %
Linz	-4,24	-5,1 %	-2,70	-3,1 %	-11,01	-12,6 %	-2,41	-3,2 %	-22,3	-23,2 %
Salzburg	-40,61	-20,0 %	-8,42	-6,0 %	-15,15	-10,9 %	-5,91	-4,8 %	-53,7	-31,3 %
Steiermark	-38,99	-15,1 %	-9,90	-3,4 %	-40,45	-14,2 %	-10,00	-4,1 %	-108,5	-31,7 %
Graz	-6,03	-12,9 %	-3,36	-8,0 %	-4,79	-12,2 %	-1,58	-4,6 %	-16,8	-33,8 %
Tirol	-3,58	-2,4 %	-8,07	-5,4 %	-11,72	-7,8 %	-8,52	-6,2 %	-32,6	-20,1 %
Innsbruck	-0,18	-0,6 %	-1,28	-4,3 %	-2,13	-7,3 %	-1,03	-3,9 %	-4,5	-14,9 %
Vorarlberg	-1,78	-2,2 %	-0,63	-0,8 %	-6,89	-9,0 %	-1,04	-1,5 %	-10,2	-13,0 %
Wien	-26,88	-7,7 %	-16,13	-4,7 %	-29,20	-8,9 %	-5,01	-1,7 %	-79,1	-21,3 %
Kleinwalsertal	0,00	0,0 %	-0,03	-1,5 %	-0,10	-4,9 %	0,02	1,1 %	-0,1	-5,2 %
Gesamt Österreich	-159,60	-8,0 %	-79,20	-4,3 %	-195,80	-10,8 %	-49,10	-3,0 %	-478,4	-23,4 %

Quelle: E-Control

→ Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen

Grenzüberschreitende Lieferungen

Im Jahr 2002 wurde der Grundstein für ein länderübergreifendes gemeinsames System zur Kompensation von Transitkosten im Übertragungsnetz gelegt. Ziel war und ist es, die Vielzahl an bestehenden Regelungen für Import-, Export- oder Transitgebühren innerhalb der europäischen Union durch ein einheitliches System zu ersetzen. Das System basiert derzeit auf temporären, bilateralen Verträgen zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern und hat sich in seinen Grundzügen seit seiner Einführung nicht verändert. Die wesentlichen Komponenten sind dabei die Ermittlung des Anteils an Transiten im Übertragungsnetz sowie der Höhe der damit verbundenen Kosten und die Aufteilung dieser Kosten unter den Mitgliedern. Es wurden aber jährlich Anpassungen vorgenommen und die Zahl der teilnehmenden Länder ist stetig angestiegen. Die für den Markt bedeutendste Änderung war sicherlich die Abschaffung der Exportgebühren für Stromhändler im Jahr 2004. Mit Ausnahme von Großbritannien, Irland und den baltischen Staaten sind nunmehr alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union und zudem auch Norwegen und die Schweiz in das System integriert.

In der im Juni 2004 in Kraft getretenen Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (VO 1228/2003) wurde die gesetzliche Grundlage für ein langfristiges System innerhalb der EU Mitgliedstaaten geschaffen. Die Leitlinien mit Details zur Implementierung eines endgültigen Systems, welche die Europäische Kommission auf Basis der Vorgaben in der Verordnung zu erlassen hat, sind derzeit aber noch ausständig.

Entwicklungen hat es im Jahr 2005 auch bezüglich der Vergabe von knappen grenzüberschreitenden Kapazitäten an Marktteilnehmer gegeben. Auf Initiative der Europäischen Kommission fanden Anfang des Jahres für sieben europäische Regionen sog. „Mini Fora“ statt. Dabei wurden zwischen Europäischer Kommission, Regulierungsbehörden und Regelzonenführern als Schwerpunktthema die täglichen Kapazitätsvergaben in diesen Regionen erörtert. Die zunehmende Harmonisierung in diesen Regionen soll einen Zwischenschritt zu einem gemeinsamen europäischen Markt darstellen. Österreich war dabei in den „Mini-Foren“ der Regionen „Central Eastern Europe“ (bestehend aus Deutschland, Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn, Slowenien, Österreich) und „Central Southern Europe“ (bestehend aus Griechenland, Frankreich, Deutschland, Schweiz als Beobachter, Österreich und Slowenien) vertreten. Für „Central Eastern Europe“ fand das Mini-Forum in Wien statt.

Ziel war es, die Koordination zwischen den beteiligten Ländern in den jeweiligen Regionen zu erhöhen. Die Abstimmungsgespräche dazu wurden im Laufe des Jahres teilweise intensiv weiter geführt. Für die italienische Grenze wurde gemeinsam mit der französischen Regulierungsbehörde eine öffentliche Konsultation (Public Consultation) unter Marktteilnehmern durchgeführt. Die Ergebnisse daraus sollen im weiteren Vorgehen Berücksichtigung finden. Kurzfristig ergaben sich für die österreichischen Grenzen noch keine konkreten Auswirkungen. Die grenzüberschreitenden Kapazitäten zu Tschechien, Ungarn, Slowenien und – im Falle freier Kapazitäten – Italien werden in expliziten Auktionen vergeben. Weitere Koordinations-schritte sollen im Jahr 2006 folgen. Dabei ist davon auszugehen, dass auch an österreichischen Grenzen verbesserte Vergabeverfahren zur Unterstützung des grenzüberschreitenden Energiehandels zur Anwendung kommen werden.

→ Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen im Strombereich

Überwachung Unbundling

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

Der für die Erstellung und Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms gegenüber der Landesregierung ernannte Gleichbehandlungsverantwortliche hat der Landesregierung und der E-Control jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vorzulegen und diesen zu veröffentlichen. Da die Länder erst ab Jahresmitte 2005 begannen, ihre Ausführungsgesetze in Kraft zu setzen und noch keine Erfahrungswerte der betroffenen Unternehmen vorliegen, dürfte die Überwachungskompetenz der Regulierungsbehörde erst im Jahr 2006 schlagend werden. In diesem Zusammenhang ist auf den am 15.11.2005 präsentierten Bericht der Europäischen Kommission über die Funktionsweise des Binnenmarkts für Strom und Gas zu verweisen, in dem die verzögerte Umsetzung durch die Mitgliedstaaten als eine der Hauptursachen für fehlenden Wettbewerbsdruck genannt wird.

Aufsicht Regelzonenführer

Die Umsetzung der Anforderungen aus Verordnung 1228/2003 über grenzüberschreitenden Stromhandel bildete auch 2005 einen Schwerpunkt in der Aufsichtsfunktion über Regelzonenführer. Im Rahmen der Mini-Foren und der daraus resultierenden Nachfolgaufgaben wird eine vermehrte grenzüberschreitende Koordination bezüglich Kapazitätsermittlung, Kapazitätsvergabe und operativer Rahmenbedingungen angestrebt.

Im Themenbereich Markttransparenz wurde durch die Internet-Veröffentlichung der Regelzonenleistungsabweichung durch APG und TIRAG eine Verbesserung erzielt. Die Erhöhung der Transparenz wird auch in Umsetzung der Verordnung 1228/2003 und der damit zusammenhängenden, geplanten Engpassmanagement-Leitlinien eine wichtige Aufgabe für das kommende Jahr bleiben.

Durch den nach wie vor bestehenden inner-österreichischen Nord-Süd-Engpass sind zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit und zur Sicherstellung der Versorgung Südösterreichs durch den Regelzonenführer Verbund APG massive markteinschränkende Engpassmaßnahmen erforderlich. Diese verursachen auch beträchtliche Kosten, im Jahr 2005 voraussichtlich etwa 18 Mio. Euro. Im Auftrag der E-Control-Kommission führt die E-Control ein kontinuierliches Monitoring der gesetzten Maßnahmen und der daraus entstandenen Kosten durch.

Ausgleichsenergiemarkt

Im vergangenen Jahr wurden wesentliche Neuerungen im Ausgleichsenergiesystem umgesetzt. Mit Juli 2005 erfolgte für die Regelzone Ost die Implementierung der bereits 2004 gemeinsam mit Marktteilnehmern akkordierten Weiterentwicklung der Clearingpreisformel. Dadurch werden Arbitragemöglichkeiten zwischen Märkten vermieden und verbesserte Preissignale an Marktteilnehmer gesandt. Ziel der Änderung war auch, 20 % der Gesamtkosten auf die Endverbrauchsmengen zu sozialisieren. Das Preismodell wurde nach der Einführung von der Arbeitsgruppe Ausgleichsenergie einem kontinuierlichen Monitoring unterzogen. Dabei konnte festgestellt werden, dass nach einer Anlaufphase die Erwartungen an das neue System bisher weitgehend erfüllt werden.

Zusätzlich zur geänderten Preisermittlung wird von den Regelzonenführern Verbund APG und TIRAG eine kurzfristige Information über die Leistungsbilanz in den Regelzonen via Internet öffentlich verfügbar gemacht. Damit wurde ein wichtiger Schritt zu erhöhter Markttransparenz gesetzt.

Die Kosten des gesamten Ausgleichsenergiesystems sind gegenüber dem vorangegangenen Jahr (bezogen auf die ersten drei Quartale) um etwa 30 % gestiegen. Dies ist einerseits eine Folge der generell gestiegenen Großhandelspreise und andererseits in den teilweise gestiegenen Ausgleichsenergiemengen begründet. Für die kommenden Monate sind als Diskussionspunkte die Ausgestaltung des Sekundärregelregimes und eine zunehmende Marktintegration mit benachbarten Regelzonen weiterzuführen.

→ Statistische Arbeiten der Regulierungsbehörde im Strombereich

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

Der Umfang der statistischen Aufgaben wird in der Elektrizitätsstatistik-Verordnung 2001 des BMWA (BGBl. II Nr. 486/2001) definiert. Grundsätzlich leitet sich die Ermächtigung zur statistischen Erhebung im Rahmen der Energiebilanz aus dem Bundesstatistikgesetz 2000 ab, in dessen § 5 Abs. 1 die Zulässigkeit der statistischen Erhebungen im Energiebereich verankert ist und dessen § 8 den Bundesministern für definierte Bereiche, so u.a. auch für jenen der Energiestatistik, entsprechende Kompetenzen einräumt.

Die statistischen Erhebungen der E-Control sind somit einerseits über das Bundesstatistikgesetz 2000 Teil der österreichischen Energiebilanz und sollen andererseits aufgrund ihrer Verankerung im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz bzw. im Gaswirtschaftsgesetz Information für die vollliberalisierten Elektrizitäts- und Gasmärkte bieten. 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. So ist es 2005 erstmals gelungen, sowohl die Jahresbilanzen als auch die Bestandsdaten zum 31. Dezember 2004 innerhalb des ersten Halbjahres 2005 zu publizieren.

→ Arbeiten gemäß Energielenkungsgesetz 1982

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

Seitens der E-Control wurden 2005 zwei für die Vorbereitung und Einschätzung von Lenkungsmaßnahmen wichtige Bereiche besonders betrachtet. Es sind dies einerseits die Temperaturabhängigkeit des Stromverbrauchs sowie andererseits die Verfügbarkeit der Speicher- und Wärmekraftwerke.

Die Abhängigkeit des Verbrauchs von saisonalen Außeneinflüssen, insbesondere von der Temperatur, ist nicht nur für Überlegungen im Rahmen der Krisenbewältigung von Bedeutung. Sie ist vielmehr auch für Marktteilnehmer interessant, weshalb die Ergebnisse der Untersuchung auch auf den Gasbereich ausgedehnt und als Workingpaper allgemein zur Verfügung gestellt wurden. Die Ergebnisse aus der (Nicht-)Verfügbarkeitsanalyse sollen noch mit den für die Durchführung von Maßnahmen betrauten Stellen, Vertretern der Branche sowie mit Fachleuten aus der Wissenschaft diskutiert werden. Eine Publikation der Ergebnisse ist eventuell im Anschluss an diese Diskussion vorgesehen.

→ Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2004

Durch die seit dem Jahr 2002 von der E-Control durchgeführten Erhebungen der Ausfalls- und Störungsstatistik kann festgehalten werden, dass die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich als sehr gut bewertet werden kann. Die Datenerhebung, die gemäß der so genannten „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 2004, wie schon im Jahr 2003, auf 100 %, d.h. es wurden alle österreichischen Netzbetreiber erfasst.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung wird u.a. durch den Zustand der Verteilernetze bestimmt. Wesentliche Einflussfaktoren sind damit das Alter der Verteilernetze sowie deren Wartung und Instandhaltung durch die Netzbetreiber. Die mittlere Nichtverfügbarkeit (durchschnittliche Dauer der geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen) pro versorgter (angeschlossener) Leistung für das Berichtsjahr 2004 liegt für Österreich bei 51,02 min/a. Dies entspricht annähernd der Dauer der Stromunterbrechungen pro Kunde im Jahr 2004. Bezieht man diesen Wert der Nichtverfügbarkeit auf die Verfügbarkeit im Jahr (Jahresstundenanzahl), so ergibt sich eine Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich für das Jahr 2004, wie schon in den Jahren 2002 und 2003, von 99,99 %.

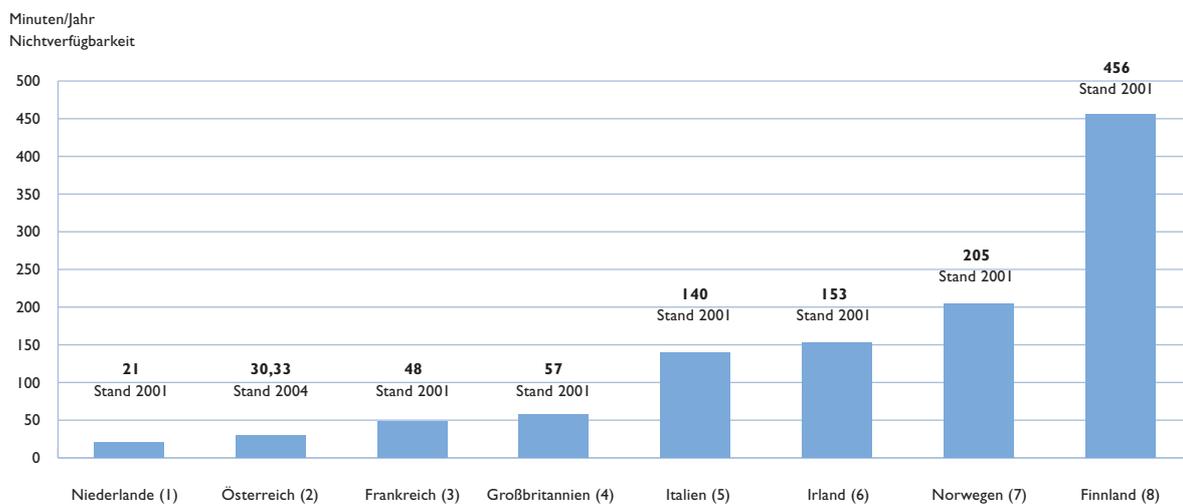
Die mittlere Nichtverfügbarkeit, die sich auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen bezieht, also deren Ursache z.B. in Störungen aufgrund von Schnee, Blitzschlag oder Ähnlichem lag, betrug im Berichtsjahr 2004 30,33 min/a (Abbildung 24). Jährliche Veränderungen der ungeplanten Nichtverfügbarkeit lassen sich teilweise über atmosphärische Einwirkungen, wie z.B. Blitzhäufigkeit, Schnee, Sturm usw., über die Wiederversorgungszeiten nach Versorgungsunterbrechungen aber auch über zuverlässigkeitssteigernde Maßnahmen im Netz, wie z.B.

Instandhaltung und Investitionen, erklären. Denn Instandhaltungen und Investitionen in Netze können sich unmittelbar positiv auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken.

Die ausgewerteten Zahlen und Abbildung 24 bestätigen einmal mehr die Ergebnisse der Ausfalls- und Störungsstatistik, wonach die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich im europäischen Vergleich einen sehr guten Platz einnimmt. Österreich zählt zu den Ländern mit den geringsten Stromversorgungsunterbrechungen.

→ Jährliche „ungeplante“ Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in europäischen Ländern

Abbildung 24

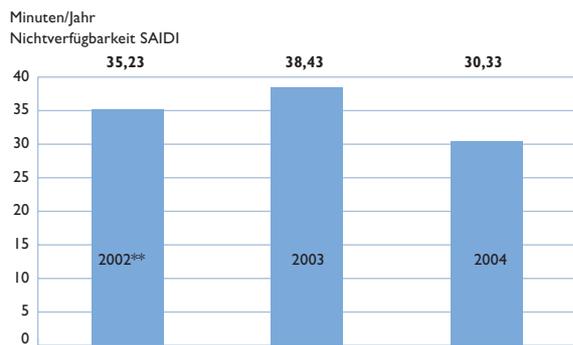


(2) Stand 2004, SAIDI „ungeplante“ Versorgungsunterbrechungen – bezogen auf Leistung, Mittelspannung
Quelle: E-Control

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

Abbildung 25 zeigt den Verlauf der jährlichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung für die Jahre 2002, 2003 und 2004. Für den Vergleich ist 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.

→ **Jährliche „ungeplante“ Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung*** Abb. 25
in den Jahren 2002–2004



* aufgrund von „ungeplanten“ Versorgungsunterbrechungen im Mittelspannungsnetz (> 1 kV bis 36 kV; SAIDI – Bezug: Leistung)
** ohne Hochwasser, Erhebungsumfang 84,1 %

Quelle: E-Control

→ **Studien und Gutachten**

Ökostrombericht

Die E-Control hat jährlich gemäß § 25 Ökostromgesetz einen Bericht vorzulegen, in dem 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. Die Ziele des Ökostromgesetzes sind:

- Erreichung des 78,1 %-Zieles gemäß Richtlinie 2001/77/EG,
- mindestens 4 % Sonstiger Ökostrom im Jahr 2008,
- 9 % Kleinwasserkraft im Jahr 2008,
- effizienter Fördermitteleinsatz unter Einhaltung der vorgegebenen Kostenbelastungsgrenze von 0,22 Cent/kWh im Bereich Sonstiger Ökostrom (kann ab 2005 per Verordnung angehoben werden) bzw. 0,16 Cent/kWh im Bereich Kleinwasserkraft, jeweils bezogen auf kWh Stromabgabe aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher,
- technologische Schwerpunktsetzung in Richtung Entwicklung zur Marktreife sowie
- Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen.

Im Jahr 2005 wurden rund 3,5 TWh Ökostrom aus Kleinwasserkraftwerken und rund 2,2 TWh Sonstiger Ökostrom in das öffentliche Netz eingespeist und vergütet (Tabelle 4). Das Einspeisetarifvolumen betrug insgesamt rund 369 Mio. Euro, davon allein 207 Mio. Euro für Sonstigen Ökostrom. Diese Zahlen repräsentieren einen Zuwachs von in Summe 300 GWh, das sind 6 %, gegenüber den Werten von 2004. Auch das Einspeisetarifvolumen ist um 67 Mio. Euro, das sind 22 %, gestiegen.

Das Ziel im Bereich Sonstiger Ökostrom wird mit einem erwarteten Anteil von 7–7,5 % im Jahr 2008 übererfüllt. Für das Erfüllen des 9 % Kleinwasserkraft-Zieles sind aus heutiger Sicht zusätzlich zu den derzeit bekannten Projekten rund 400 GWh notwendig. Zur besseren Erreichung der Gesetzesziele „Kosteneffizienz“ und „Heranführung an die Marktreife“ hat die E-Control im Rahmen des Berichtes gemäß § 25 Ökostromgesetz u.a. folgende Empfehlungen abgegeben:

- Optimale Nutzung der noch vorhandenen Wasserkraftpotenziale,
- Fortsetzung der Förderung von Kleinwasserkraft, insbesondere in Zusammenhang mit Investitionen zur Stromertragssteigerung,
- Investitionsunterstützung für mittlere Wasserkraft, sofern für Wirtschaftlichkeit erforderlich,
- Forcierung von Energieeffizienzmaßnahmen im Nachfragesegment,
- keine breite Förderung von netzgekoppelter Stromerzeugung mit Erzeugungskosten über 10 Cent/kWh,
- Windkraftausbau nur an (im internationalen Vergleich) optimalen Windstandorten,
- Ökostromvermarktung durch Ökostrom-Anlagenbetreiber statt Zwangszuweisungssystem,
- Biomasse – Priorität für stoffliche Nutzung und Wärmenutzung,
- Förderhöhe nur im wirtschaftlich unbedingt erforderlichen Ausmaß,
- administrierbare Budgetbegrenzung.

→ Ökostrom – Einspeisemengen und Vergütungen, Vergleich 2004/2005

Tabelle 4

	2004		2005	
	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. €	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. €
Kleinwasserkraft	3.995	174,48	3.554	161,96
Sonstige Ökoanlagen	1.444	127,98	2.200	207,56
Windkraft	924	71,42	1.316	102,00
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	313	28,67	554	58,83
Biomasse gasförmig	102	12,80	219	29,09
Biomasse flüssig	18	2,30	33	4,67
Photovoltaik	12	7,54	13	8,35
Deponie- und Klärgas	74	5,06	64	4,44
Geothermie	2	0,18	2	0,18
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökoanlagen	5.439	302,46	5.754	369,53

Quelle: Öko-BGV, E-Control, Stand Jänner 2006, vorläufige Werte

Kraft-Wärme-Kopplung

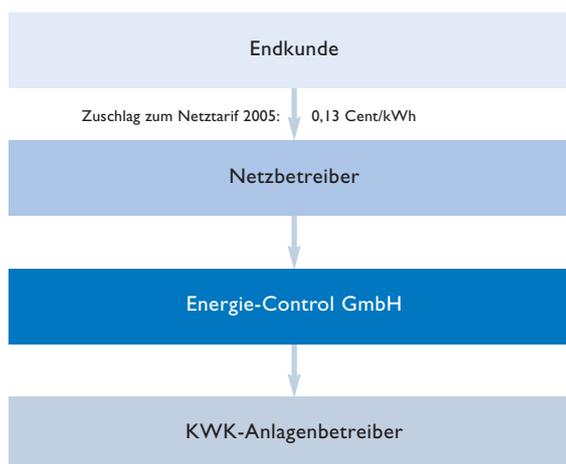
Wie bereits in den vorangegangenen zwei Jahren wurden auch 2005 Sachverständige der E-Control vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) zur Erstellung von Gutachten im Zusammenhang mit der Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) gemäß §§ 12 und 13 Ökostromgesetz herangezogen. Insgesamt wurden im Jahr 2005 im Auftrag des BMWA 40 Gutachten erstellt.

Ein Großteil der Gutachten befasste sich mit den Prüfungen der Förderanträge der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Der Schwerpunkt dieser Gutachten lag im Jahr 2005 auf der Prüfung der von KWK-Anlagenbetreibern vorgelegten, gemäß § 13 Abs. I Ökostromgesetz zur Aufrechterhaltung des Betriebs notwendigen Kosten und Erlöse.

Die organisatorische und finanzielle Abwicklung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Fördersystems war eine weitere wesentliche Aufgabe der E-Control (Abbildung 26). Auf Basis der endgültigen Bescheide des BMWA betreffend der Kraft-Wärme-Kopplungs-Förderung für das Jahr 2003 und 2004 wurden den KWK-Anlagenbetreibern die noch offenen Förderbeträge ausgezahlt bzw. zu viel ausbezahlte Beträge zurückgefordert.

→ Unterstützungsmodell Kraft-Wärme-Kopplung

Abbildung 26



Quelle: E-Control

Gemäß KWK-Zuschlagsverordnung 2005 des BMWA wurden monatlich von den Netzbetreibern die Fördermitteln eingehoben, die auf Basis der vorliegenden, vorläufigen Bescheide des BMWA für 2005 an die KWK-Anlagenbetreiber ausbezahlt wurden.

Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweise

Die Bestimmungen der §§ 45 und 45a EIWOG verpflichten die Stromhändler, die in Österreich Endverbraucher beliefern, zum Ausweis einer Stromkennzeichnung. Die Stromkennzeichnung gibt die Anteile der Primärenergieträger an der gelieferten Energie in einem bestimmten Zeitraum (Kalender- oder Wirtschaftsjahr) an.

Die E-Control ist gem. § 45 Abs. 2 EIWOG die Aufsichtsbehörde über die Stromkennzeichnung und hat im Mai 2005 eine weit reichende Überprüfung der Angaben der Stromlieferanten eingeleitet. Die allgemeine Evaluierung der Umsetzung (hinsichtlich Korrektheit der Daten und Nachweise, optische Darstellung etc.) sowie einer individuellen Analyse der neun Landesversorgungsunternehmen und jener Anbieter, die ausschließlich erneuerbare Energie anbieten, sind im Stromkennzeichnungsbericht 2005 zusammengefasst.

Neben der Bewertung einzelner Lieferanten wurde auf Basis der vorliegenden Daten auch eine „österreichische Stromkennzeichnung“ berechnet. Diese „österreichische Stromkennzeichnung“ ist ein Näherungswert für 2004. Ein korrekter Wert für 2004 kann nicht errechnet

werden, da die Stromlieferanten die Wahl zwischen Kalender- und Wirtschaftsjahr haben und somit zu keinem Zeitpunkt des Jahres die gesamte gelieferte Energie abgedeckt ist. Tabelle 5 setzt nationale Stromkennzeichnung in Vergleich zu diversen Produktionsstatistiken.

Der Vergleich der österreichischen Stromkennzeichnung mit der individuellen Stromkennzeichnung der neun Landesversorgungsunternehmen und der größeren Stadtwerke wird in Tabelle 6 ausgewiesen.

Als Informationsträger für die Stromkennzeichnung dient zumeist ein Herkunftsnachweis gem. § 8 Ökostromgesetz, der auf Verlangen des Ökostromanlagenbetreibers vom Netzbetreiber ausgestellt werden muss. Herkunftsnachweise sind Informationsträger, die Auskunft über die Produktionsattribute (Primärenergieträger, Engpassleistung, produzierte Energie) der Kraftwerke und der von ihnen produzierten Energie geben. In Österreich werden seit 2003 Herkunftsnachweise ausgestellt. Teilweise erfolgt die Ausstellung noch auf Papier, aber die wesentlichen Mengen werden bereits in einer zentralen elektronischen Herkunftsnachweisdatenbank abgewickelt.

→ Die österreichische Stromkennzeichnung 2004 im Vergleich mit Produktionsstatistiken

Tabelle 5

	Angaben in %			
	UCTE-Produktion International 2004 ¹	UCTE-Produktion Österreich 2004	Energiestatistik Gesamte Elektrizitätsversorgung 2004	Österreichische Stromkennzeichnung 2004
Erneuerbare Energieträger			65,58	58,79
Wasserkraft			60,96	56,37
Sonstige Erneuerbare Energieträger (Wind, Biomasse, Photovoltaik, Geothermie, Lauge ect.)	13,00	60,82	4,63 ²	2,42
Fossile Energieträger	54,40	39,18	34,42	26,17
Nukleare Energieträger	32,60	-	-	-
Sonstige Energieträger	-	-	-	0,49
Strom unbekannter Herkunft	-	-	-	14,55
Summe	100,00	100,00	100,00	100,00

¹ Großteil Europas

² Inklusive Lauge und Klärschlamm zur Eigenversorgung

Quelle: E-Control

61

→ Überblick über die Stromkennzeichnung 2004 der Landesversorgungsunternehmen und der größeren Stadtwerke

Tabelle 6

Stromlieferant	Erneuerbare Energieträger	Fossile Energieträger	Bekannte Nuklearenergie	Sonstiges	UCTE-Mix ¹	Summe
Österreichische Stromkennzeichnung 2004	58,79 %	26,17 %	0,00 %	0,49 %	14,55 %	100,00 %
BEWAG Energie Vertrieb GmbH & Co KG*	100,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	100,00 %
Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG*	67,73 %	23,80 %	0,00 %	0,17 %	8,30 %	100,00 %
Energie Graz GmbH & Co KG	40,49 %	29,76 %	0,00 %	0,00 %	29,76 %	100,00 %
EVN Energievertrieb GmbH & Co KG*	46,53 %	50,97 %	0,00 %	2,50 %	0,00 %	100,00 %
Innsbrucker Kommunalbetriebe AG	61,65 %	4,87 %	0,00 %	0,00 %	33,48 %	100,00 %
KELAG Kärntner Elektrizitäts-AG	61,68 %	0,55 %	0,00 %	0,35 %	37,42 %	100,00 %
Linz Strom Vertrieb Nfg GmbH & Co KG*	42,67 %	51,43 %	0,00 %	0,00 %	5,90 %	100,00 %
Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation	79,94 %	11,01 %	0,00 %	0,00 %	9,05 %	100,00 %
STEWEAG-STEG GmbH	47,29 %	25,58 %	0,00 %	0,00 %	27,13 %	100,00 %
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	66,72 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	33,28 %	100,00 %
Vorarlberger Kraftwerke AG	63,70 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	36,30 %	100,00 %
Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG*	41,44 %	58,56 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	100,00 %

* vom Kalenderjahr abweichende Labeling-Perioden

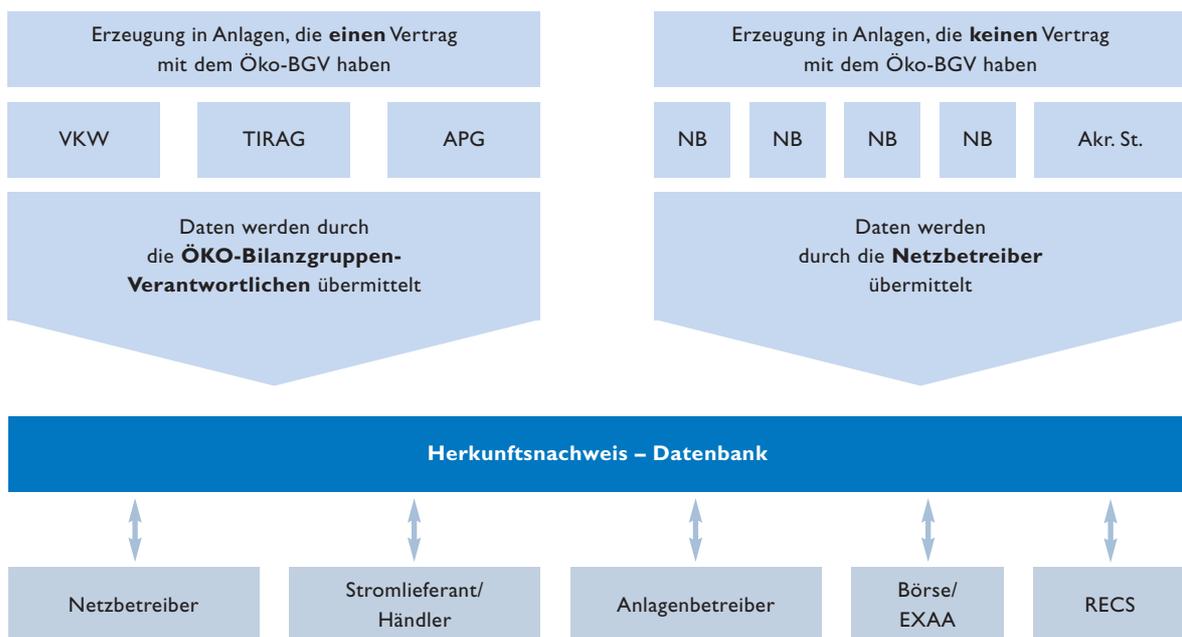
¹ davon 13 % Erneuerbare Energie, 54,40 % fossile Brennstoffe und 32,60 % Nuklearenergie als internationaler UCTE-Durchschnitt im Jahr 2004

Quelle: E-Control

Diese Datenbank wird von der E-Control betreut und kann von den Netzbetreibern freiwillig genutzt werden. Neben der freiwilligen Nutzung durch Netzbetreiber wird über diese Datenbank auch der gesamte geförderte Ökostrom (Sonstiger Ökostrom und Kleinwasserkraft) abgewickelt. Die Systematik der Datenbank wird in Abbildung 27 dargestellt.

Neben den erneuerbaren Energieträgern können in der Datenbank auch Anlagen, die fossile Brennstoffe einsetzen (und die damit keinen Anspruch auf einen Herkunftsnachweis haben), administriert werden. Somit kann die gesamte Informationskette von der Produktion über den Handel bis hin zur Verwendung für die Stromkennzeichnung in der Datenbank abgewickelt werden. Dadurch wurde ein sehr vertrauenswürdiges und transparentes System geschaffen, das zur hohen Qualität der Stromkennzeichnung in Österreich beiträgt.

→ **Ausstellung von Herkunftsnachweisen in der Herkunftsnachweisdatenbank** Abb. 27



Quelle: E-Control

Dezentrale Stromerzeugung in Österreich

Für das Verständnis von Vor- und Nachteilen dezentraler Erzeugungsanlagen ist eine zweckentsprechende Begriffsbestimmung entscheidend. Demnach umfasst dezentrale Erzeugung jene Anlagen, die an öffentliche Mittel- und Niederspannungs-Verteilernetze angeschlossen und verbrauchsnah sind sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen. Die E-Control erstellte im Jahr 2005 eine Studie zur dezentralen Stromerzeugung in Österreich. Wichtige Fragen stellten sich in diesem Zusammenhang in Bezug auf die Netzkosten und die Versorgungssicherheit. Die österreichische Stromerzeugungsstruktur ist aufgrund ihrer klimatischen und topologischen Bedingungen durch Wasserkraft geprägt.

Daneben erfolgt die Stromerzeugung im Wesentlichen in thermischen Kraftwerken (Gas, Kohle aber auch Biomasse und Biogas) und in Windenergieanlagen, deren Anteil an der Stromproduktion zum Zeitpunkt der

Erstellung der Studie bei rund 2 bis 3 % lag. Die Änderung von technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen wirkt sich auch auf die Erzeugungsstrukturen aus, und so erfolgt die Einspeisung von elektrischer Energie zunehmend auf allen Netzebenen – diese wird, wie in Abbildung 28 dargestellt, vereinfacht als dezentrale Erzeugung bezeichnet.

Die Vorteile dezentraler Erzeugung liegen u.a. in:

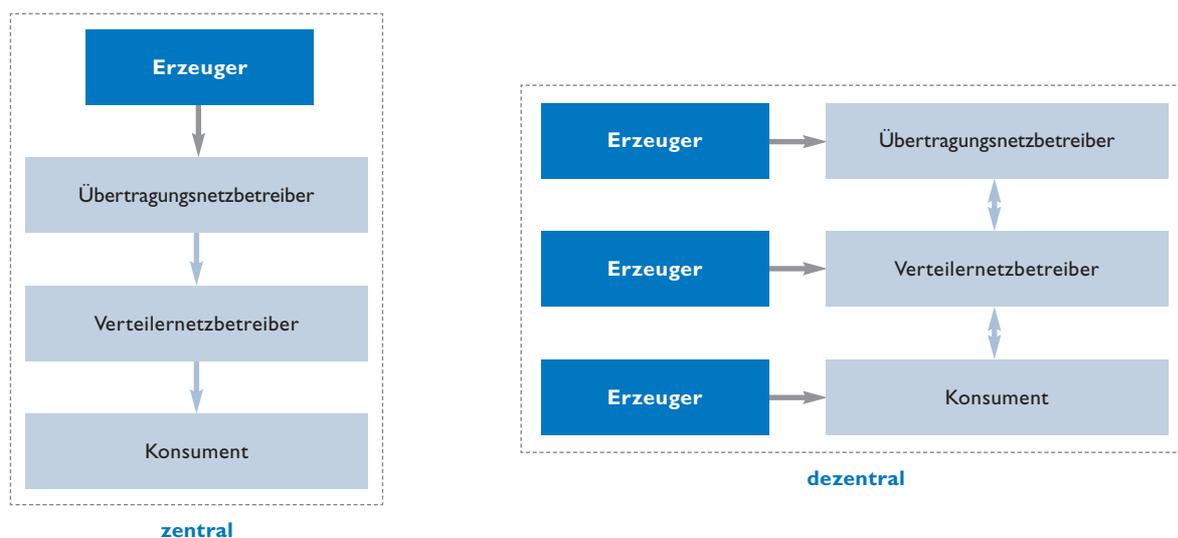
- den kleineren Anlagengrößen und der damit verbundenen einfacheren Errichtung,
- der (lokalen) Verfügbarkeit von Primärenergieträgern,
- den kürzeren Genehmigungs- und Bauzeiten
- und der lokalen Lastdeckung.

Nachteile dezentraler Erzeugung liegen u.a. in:

- oft geringerer Wirkungsgrad von Kleinanlagen,
- höheren spezifischen Investitions- und Wartungskosten.

→ Zentrale versus dezentrale Erzeugung

Abbildung 28



Quelle: E-Control

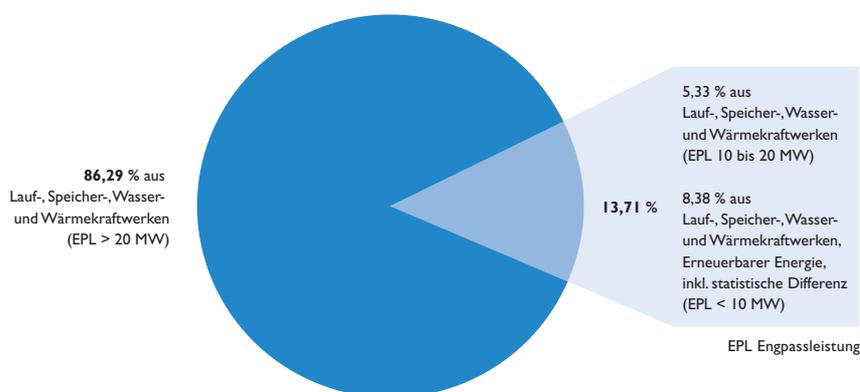
Die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen stieg in den letzten Jahren kontinuierlich an. Dieser Trend wird auch in den nächsten Jahren aufgrund der bestehenden Rahmenbedingungen (Förderung von Ökostromanlagen, Technologieentwicklung) anhalten. Im Jahr 2003 betrug der Anteil der österreichischen Stromproduktion aus dezentralen Erzeugungsanlagen rund 14 % (Abbildung 29).

Bezüglich der Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung auf die Netzkosten wurden im Rahmen der Studie drei Szenarien verglichen:

1. Wie wären die Netzerfordernisse und die Netzverluste in Österreich mit einer Erzeugungsstruktur ohne dezentrale Erzeugungsanlagen?
2. Wie sind sie mit dem gegenwärtigen Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen?
3. Was wäre die Auswirkung, wenn ein weiterer Ausbau in Richtung 7 % geforderter Ökostrom aus Windkraft, Biomasse und Biogas bis zum Jahr 2010 erfolgen würde?

→ Prozentueller Anteil der Jahresstromerzeugung in Österreich im Jahr 2003 nach den Kraftwerksengpassleistungsklassen

Abbildung 29



Quelle: E-Control

Es wurde untersucht, ob durch den Ausbau dezentraler Stromerzeugung Änderungen bei den Netzkosten auftreten würden. Das Ergebnis der Berechnungen zeigt, dass, auch wenn der Zubau dezentraler Erzeugungseinheiten in vielen Fällen zu einer Veränderung der Strombezugsmengen von überlagerten Netzen führt, dies in Summe nur einen sehr geringen Einfluss auf die gesamten Netzkosten hat. Aufgrund dezentraler Erzeugung kann es zwar zu einer zeitweisen Reduktion der Netzverluste und somit zu einer tatsächlichen (lokalen) Kostenreduktion kommen. Diese geringeren Kosten werden zumindest teilweise in den Zeitperioden kompensiert, in denen der Strom aus lokaler Erzeugung nicht lokal verwendet werden kann, also abtransportiert werden muss.

Die Anforderungen an leistungsfähige Stromnetze, insbesondere hinsichtlich Sicherheit und Verfügbarkeit, ändern sich auch durch eine steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen nicht. Die Netze werden daher trotz stark steigender Anzahl dezentraler Anlagen auch in Zukunft im bisherigen Umfang benötigt bzw. müssen bei Strombedarfssteigerungen auch entsprechend ausgebaut werden. Dies gilt sowohl für Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze als auch für Höchstspannungsnetze. Dass durch dezentrale Stromerzeugung die Netze entlastet oder gar ein Ausbau des 380-kV-Netzes entbehrlich würde, wird in dieser Studie klar widerlegt.

Da dezentrale Erzeugungsanlagen schlechter planbar und nicht zentral beeinflussbar sind, wird die Notwendigkeit von 380-kV-Leitungen für den Ausbau zumindest gleich bleiben, wenn nicht sogar wichtiger werden.

Weiters wurde die Beeinflussung der dezentralen Erzeugungsanlagen auf den Betrieb der Netze untersucht. Durch den kontinuierlichen Anstieg von dezentralen Erzeugungsanlagen sind für den Betrieb der Netze u.a. die Bereitstellung von Erzeugungsreserven, das Blindleistungsmanagement, Netzverluste und die Spannungsänderungen zu berücksichtigen, deren detaillierte Ergebnisse, auch für die Netzanschlussbewertung, in der Studie dargestellt wurden.

Die dezentralen Erzeugungsanlagen werden einen wesentlichen Anteil an der zukünftigen österreichischen, aber auch an der europäischen Elektrizitätsversorgung haben. Dabei lässt sich festhalten, dass der Zubau dezentraler Erzeugung nur einen sehr geringen Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten hat. Die oftmals antizipierten Vorteile (Einsparungen im Bereich der Netzkosten, Rückbau von Netzen, autarke Versorgungsgebiete) lassen sich unter Wahrung des hohen Niveaus an Versorgungssicherheit nur bedingt darstellen.

Diese Studie der E-Control und begleitende Studien finden sich unter www.e-control.at.

→ **Langfristprognose**

Die letzten Jahre waren von einem sehr hohen Verbrauchszuwachs geprägt. Der gesamte Inlandsstromverbrauch ohne Pumpspeicherung wuchs im Jahr 2003 um 3,4 % und im Jahr 2004 um 3 % und beträgt nun 64.776 GWh. Im Jahr 2005 wurden vom Wirtschaftsforschungsinstitut weitere Energieverbrauchsszenarien bis 2020 vorgelegt¹⁰. Dabei wurde offensichtlich der oben erwähnten Verbrauchssteigerung bzw. auch den neu von Statistik Österreich vorgelegten Energiebilanzen Rechnung getragen.

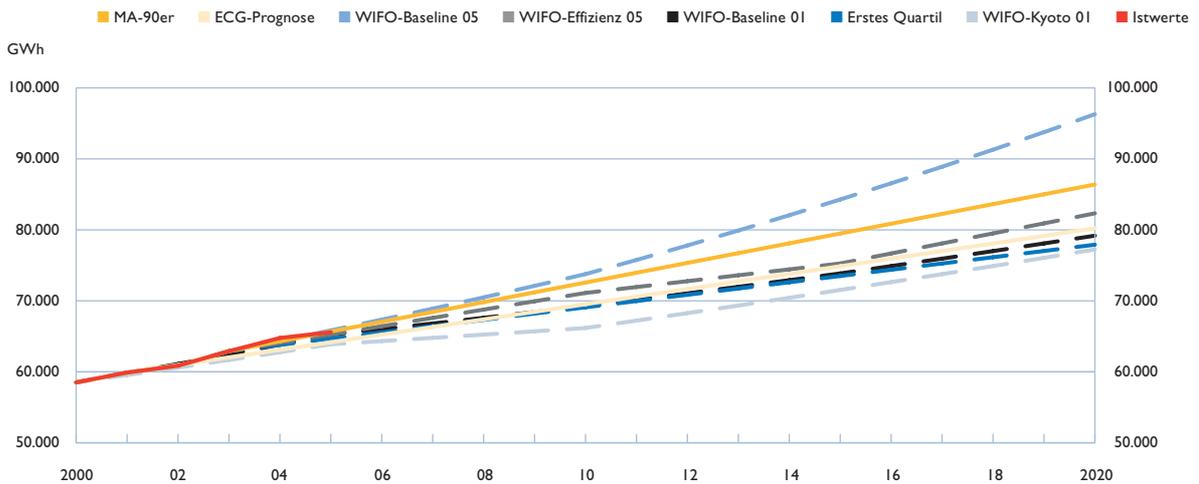
Die neu berechneten Szenarien liegen nun um den Mittelwert der absoluten Verbrauchssteigerung der Jahre 1990 bis 2003 (MA-90er: 1.380 GWh pro Jahr)¹¹. Auffällig ist dabei ein großer Anstieg von jährlich 2,7 % in den Jahren 2010 bis 2020 im Baseline-Szenario. Würde das Wachstum der Jahre 2003 bis 2010 von 2,3 % fort dauern, so ergäbe sich im Jahr 2020 ein um etwa 4.000 GWh niedrigerer Verbrauch.

Die vom WIFO im Auftrag der E-Control erstellte Prognose bis 2011 (E-Control-Prognose: 1.070 GWh pro Jahr) aus dem Jahr 2003 nähert sich bei einer Fortschreibung dem neu erstellten Effizienz-Szenario. Nach Ansicht der E-Control sprechen aber doch einige Tatsachen dafür, dass es sich um ein absolut konstantes Wachstum handelt. Abgesehen von den Jahren ab 2000 pendeln die Wachstumsraten seit 1976 ohne erkennbaren Trend zwischen knapp 1.000 GWh und 1.170 GWh. In den letzten Jahren ist allerdings das Wachstum auf über 1.200 GWh jährlich angestiegen. Ob diese Höhe einen Bruch in der Zeitreihe darstellt oder ob es lediglich eine kurzfristige Häufung von hohen Zuwächsen ist, scheint noch nicht abschließend feststellbar.

Eine Hochrechnung des Szenarios „MA-90er“ auf Leistungswerte in Österreich zeigt, dass die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten etwa bis 2015 die Lastspitze abdecken sollten.

→ **Szenarien der Verbrauchsentwicklung**

Abbildung 30



Quelle: E-Control

¹⁰ Kratena K., Wüger M. (2005), Energieszenarien für Österreich bis 2020, Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung.

¹¹ Die Änderungen 1992 und 1993 wurden als Ausreißer nicht in die Berechnung mit einbezogen.

→ Stranded Costs

Mit der Entscheidung der Europäischen Kommission vom 25.07.2001, SG (2001) D/290567, wurden Betriebsbeihilfen für Stranded Costs gewährt. Die Kommission unterscheidet in ihrer Entscheidung zwei Fallgruppen, einerseits die Unterstützung für das Braunkohlekraftwerk Voitsberg 3, andererseits für heimische Wasserkraftwerke. Auf die Wasserkraft braucht im Folgenden nicht eingegangen zu werden, weil eine innerstaatliche Umsetzung bis dato nicht erfolgt ist.

Das Gesamtvolumen anerkannter Stranded Costs für das Braunkohlekraftwerk Voitsberg 3 beträgt 132,61 Mio. Euro und wird für den Zeitraum 19.02.1999 bis 30.06.2006 eingehoben. 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 19.02.1999 bis 30.09.2001 und jenem der Stranded Costs-Verordnung II (BGBl II Nr. 354/2001 idF BGBl II Nr. 311/2005) für den Zeitraum vom 01.10.2001 bis zum 30.06.2006.

Zeitraum 19.02.1999 bis zum 30.09.2001:
Mit seinem Erkenntnis V 3/04 vom 11.06.2004 hat der Verfassungsgerichtshof § 10 Abs. I Stranded Costs-Verordnung II des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit aufgehoben. Es handelt sich dabei um jene Bestimmung, die die Einhebung von Beiträgen für den Zeitraum vom 19.02.1999 bis zum 30.09.2001 regelte. Mit Erkenntnissen vom 06.10.2004 hat der Verfassungsgerichtshof in weiterer Folge die auf diese Regelung gestützten Bescheide zur Vorschreibung der Stranded Costs-Beiträge aufgehoben. Durch den in Folge neu erlassenen § 10 Abs. I Stranded Costs-Verordnung II in der Fassung BGBl II Nr. 311/2005 erfolgte die Klarstellung,

dass im Zeitraum vom 19. Februar 1999 bis zum 30. September 2001 nur jene Unternehmen die Verpflichtung hatten, Stranded Costs-Beiträge abzuführen, die im damaligen Zeitraum als zugelassene Kunden galten oder solche versorgten. In den Erläuterungen zur Verordnung wird klar gestellt, dass die E-Control die von nicht zugelassenen Kunden eingehobenen Beiträge an diese zurückzuzahlen hat. Nach eingehender Prüfung wurde ein Betrag in Höhe von rund 2,78 Mio. Euro bereits an jene Netzbetreiber zurückgezahlt, die bis zum 30. September 2001 nicht als zugelassene Kunden galten. Bei den zurückzuzahlenden Beträgen wurde berücksichtigt, ob das jeweilige Unternehmen im relevanten Zeitraum zugelassene Kunden versorgte. Es wurden somit, nach Berücksichtigung des im Jahr 2005 zurückgezählten Betrages, rund 46,31 Mio. Euro an Stranded Costs-Beiträgen für den Zeitraum vom 19. Februar 1999 bis zum 30. September 2001 eingehoben und an die begünstigten Unternehmen ausbezahlt.

Zeitraum ab dem 01.10.2001:

Die Basis für die Vorschreibung der Beträge ab dem 01.10.2001 ist die Stranded Costs-Verordnung II des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit. Anträgen auf Aufhebung der Regelungen betreffend den Aufbringungsmodus ab dem 01.10.2001 wurden vom Verfassungsgerichtshof keine Folge gegeben.

Seit 01.01.2003 werden die Beträge nicht mehr von den Netzbetreibern selbst berechnet, sondern von der E-Control auf Basis der Abgabemengen des Vorjahres eingehoben. Dieses System wurde auch im Jahr 2005 beibehalten. Die Auszahlung an die begünstigten Unternehmen erfolgt nach Maßgabe der einbezahlten Mittel, jeweils am 15. des dem Quartalsende zweitfolgenden Monats.

Bis dato sind von der E-Control folgende Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung II eingehoben und an die begünstigten Unternehmen ausbezahlt worden:

→ **Eingehobene und ausgezahlte Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung II** Tabelle 7

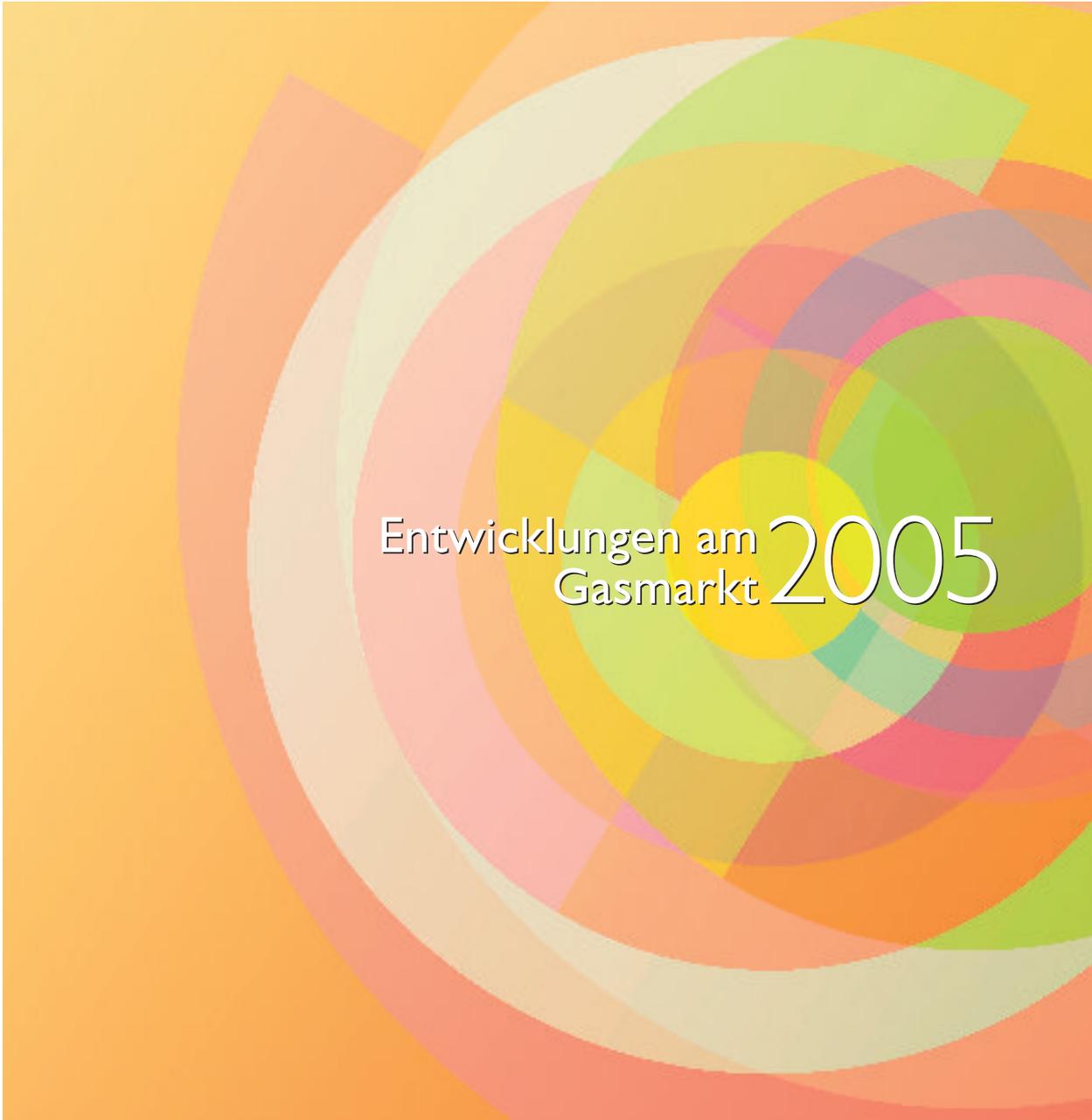
Einhebung im Jahr 2002	€ 23,60 Mio.
Einhebung im Jahr 2003	€ 19,43 Mio.
Einhebung im Jahr 2004	€ 19,97 Mio.
Einhebung im Jahr 2005	€ 15,03 Mio.
SUMME Einhebungen	€ 78,03 Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2002	€ 15,53 Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2003	€ 15,52 Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2004	€ 21,73 Mio.
Auszahlung an die begünstigten Unternehmen im Jahr 2005	€ 19,46 Mio.
SUMME Auszahlungen	€ 72,24 Mio.

Quelle: E-Control

Der Gesamtbetrag der bis Ende 2005 einzubehalenden Stranded Costs gemäß Verordnung II betrug 83,41 Mio. Euro. Auf die offenen Einzahlungen (5,40 Mio. Euro) entfallen rund 5,00 Mio. Euro auf die Anfang 2006 fällige Teilzahlung für das 4. Quartal 2005.

In Summe wurden somit, unter Berücksichtigung des an die Netzbetreiber zurückbezahlten Betrages in Höhe von rund 2,78 Mio. Euro, 124,31 Mio. Euro seit 19. Februar 1999 von den

zur Zahlung verpflichteten Unternehmen eingehoben und davon bereits 121,33 Mio. Euro an die begünstigten Unternehmen ausbezahlt. Der noch ausstehende Betrag in Höhe von rund 8,30 Mio. Euro zur Erreichung des Gesamtvolumens anerkannter Stranded Costs-Beiträge (132,61 Mio. Euro) wird voraussichtlich Mitte 2006 von den Netzbetreibern eingehoben und den begünstigten Unternehmen weitergeleitet werden können.



Entwicklungen am Gasmarkt 2005



→ Entwicklungen auf dem österreichischen Gasmarkt

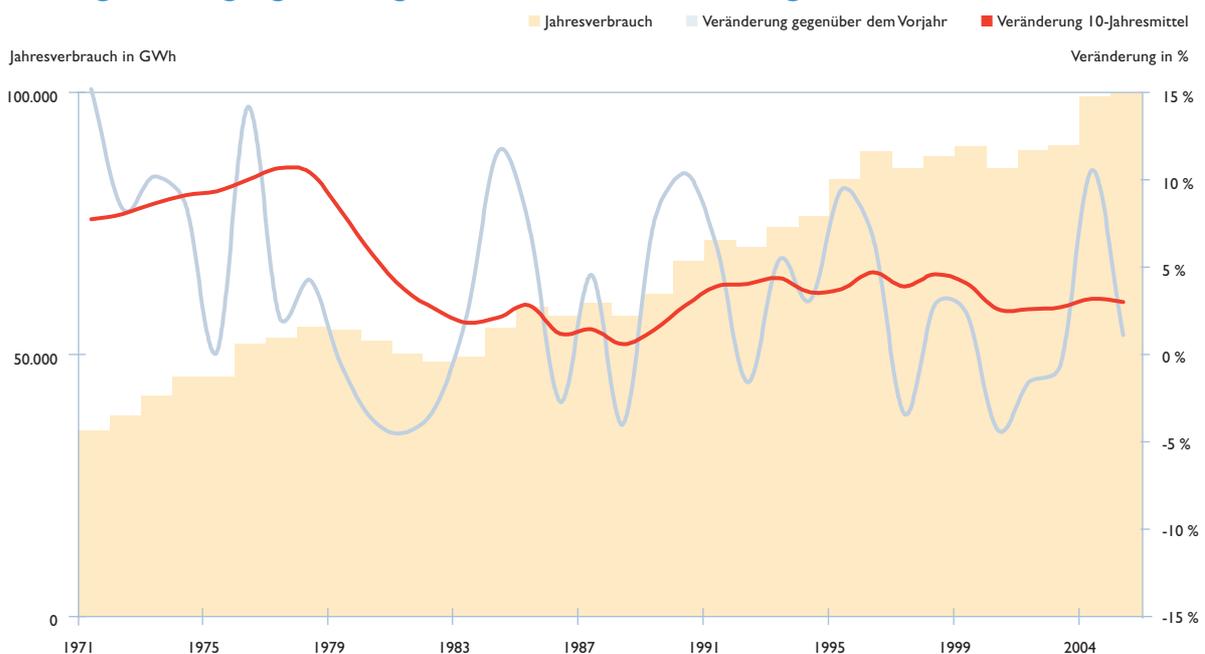
Insgesamt wurden im Kalenderjahr 2004 rd. 8,6 Mrd. Nm³ oder 95,0 TWh an Endkunden abgegeben, was einem Zuwachs von 0,4 % gegenüber 2003 entspricht. Endkunden im Sinne der Gasstatistik sind alle Abnehmer, die Erdgas zur Deckung ihres Verbrauchs aus dem Netz beziehen. Somit gelten Haushaltskunden ebenso als Endkunden wie Unternehmen oder Kraftwerke. Auffallend ist, dass sich nach einem vergleichsweise sehr hohen Zuwachs der Erdgasabgabe im Jahr 2003 die Verbrauchsentwicklung verlangsamt hat. Dies dürfte vor allem auf den Einsatz der gasbefeuerten Kraftwerke zurückzuführen sein, deren Gasbezug im Jahr 2004 etwas zurückging, 2003 aber um mehr als 20 % über dem Vorjahreswert lag. Als zweiter wichtiger Einflussfaktor kann der Heizbedarf der Kleinabnehmer gelten, der in diesen beiden Jahren sehr unterschiedlich war (Abbildung 31).

Um diese Einflüsse sowie um den Schalttag bereinigt ergab sich im Kalenderjahr 2004 ein Verbrauchszuwachs von 2,8 % und ein solcher von 0,7 % für 2003.

2005 wurden in den ersten drei Quartalen 68,3 TWh bzw. 6,2 Mrd. Nm³ an Endkunden geliefert. Dies entspricht einer Verbrauchssteigerung um 4,0 TWh bzw. knapp 0,4 Mrd. Nm³ oder 6,2 %. Überdurchschnittlich hohe Zuwachsraten waren dabei im Februar, Juni und Juli gegeben. Durchschnittliche bzw. nahezu durchschnittliche Veränderungsraten wurden im März bzw. im August und September verzeichnet, während im Jänner, im April sowie im Mai Verbrauchsrückgänge auftraten. Bereinigt um den Schalttag 2004, den Gasbezug der Kraftwerke sowie um die temperaturbedingten Verbrauchsschwankungen war allerdings in den ersten neun Monaten im Kalenderjahr 2005 ein Verbrauchsanstieg von lediglich 1,2 % zu verzeichnen.

→ Erdgasversorgung, Inlandsgasverbrauch und Veränderungsdaten, 1971–2005

Abbildung 31



Quelle: E-Control

Der um rd. 4 TWh höheren inländischen Erdgasabgabe stehen ein um 13,4 TWh höheres Importsaldo sowie ein Rückgang des Inlandaufkommens um 9,4 TWh gegenüber. Auffallend dabei ist, dass einerseits die inländische Förderung um 2,7 TWh zurück ging und andererseits die Importe um 6,2 TWh anstiegen. Gleichzeitig gingen die Exporte um 7,3 TWh zurück und die Einpressung in die Speicher wurde um 7,4 TWh gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres erhöht.

Dementsprechend waren per Ende September um 7,5 TWh oder 0,7 Mrd. Nm³ mehr in den Speichern gelagert, was einer Erhöhung des Füllungsgrades um nahezu 1/4 auf 88 % nach sich zog. Dieser Speicherstand ist der höchste seit der Umsetzung der Vollliberalisierung im Oktober 2002.

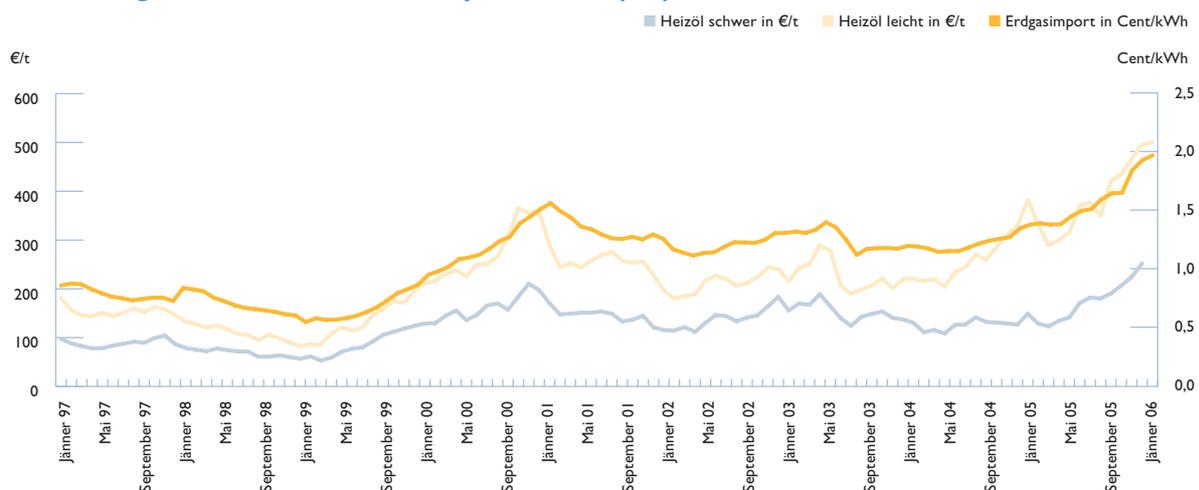
→ Preisentwicklung Import

Um die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas langfristig sicherzustellen, wurden die langfristigen Take-or-Pay-Importverträge mit zweigeteilten Preisformeln versehen:

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

→ Entwicklung des österreichischen Erdgasimportpreises (Cent/kWh) im Vergleich zu Preisen von Ölprodukten (€/t) seit 1997

Abbildung 32



Quelle: Statistik Austria (Gas), Platt's Oilgram (Öl)

Aufgrund der von Statistik Austria veröffentlichten Daten zum Erdgasimport sowie des Preisverlaufs auf den internationalen Ölmärkten entwickelte die E-Control ein Modell, mit dem sowohl der Preisverlauf in der Vergangenheit verfolgt werden kann als auch ein Ausblick in die nähere Zukunft der Gasimportpreise ermöglicht wird. Die entsprechende Grafik ist auf der Homepage der E-Control abrufbar und wird regelmäßig aktualisiert.

Ein Vergleich des österreichischen Erdgasgrenzpreises mit internationalen Heizöl-Notierungen zeigt die verzögerte Reaktion der Erdgaspreise auf Preisänderungen bei Konkurrenzenergieprodukten (in Abbildung 32 Heizöle).

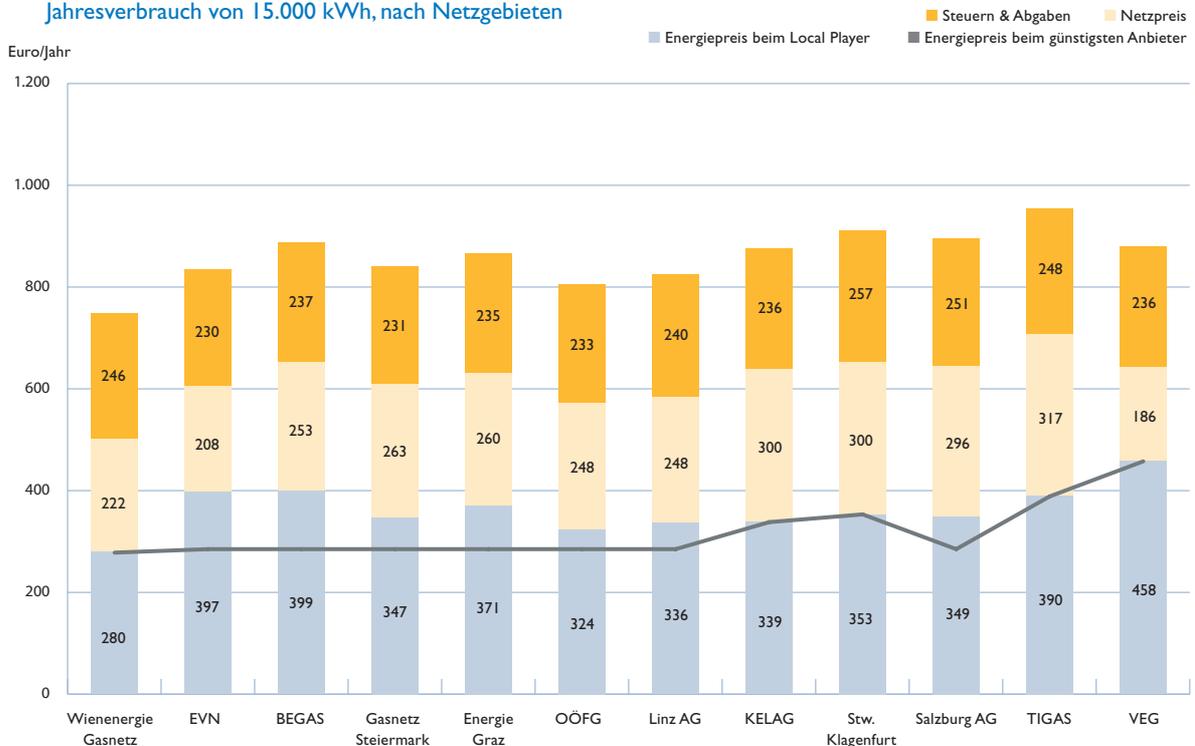
→ Erdgaspreisvergleiche

Der kontinuierliche Anstieg der Energiepreise von Jänner bis September 2005 bewirkt, dass der durchschnittliche Erdgasgrenzpreis 2005 um beinahe 40 % über jenem von 2004 liegen dürfte. Die Erdgasversorger haben darauf im Herbst/Winter 2005 mit neuerlichen Erhöhungen ihrer Energiepreise in der Größenordnung von 20–30 % (jeweils im Vergleich zu den Preisen im Herbst 2004) reagiert. In Einzelfällen betrug die Steigerungsrate sogar 40 %.

Abbildung 33 zeigt den aktuellen Stand der Gesamtaufwendungen für Gas (Euro/Jahr) eines durchschnittlichen Haushaltskunden in verschiedenen Netzbereichen.

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

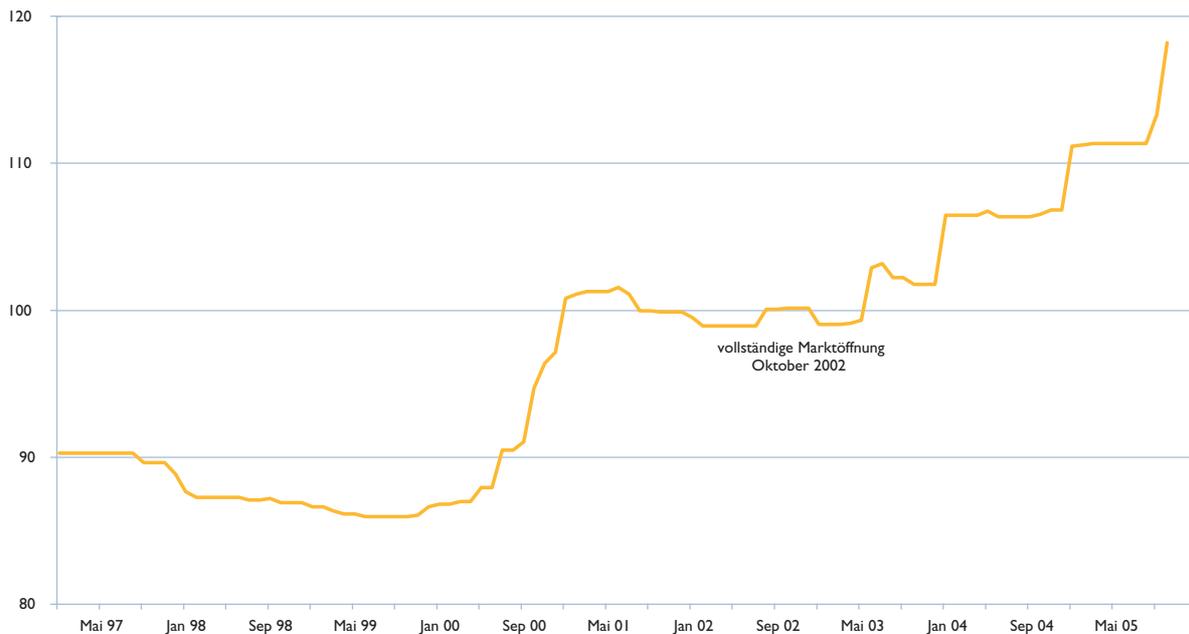
Abbildung 33



Quelle: E-Control, Stand 01/2006

→ Gesamtpreientwicklung Gas-VPI, Index Okt. 2002 = 100

Abbildung 34



Quelle: Statistik Austria

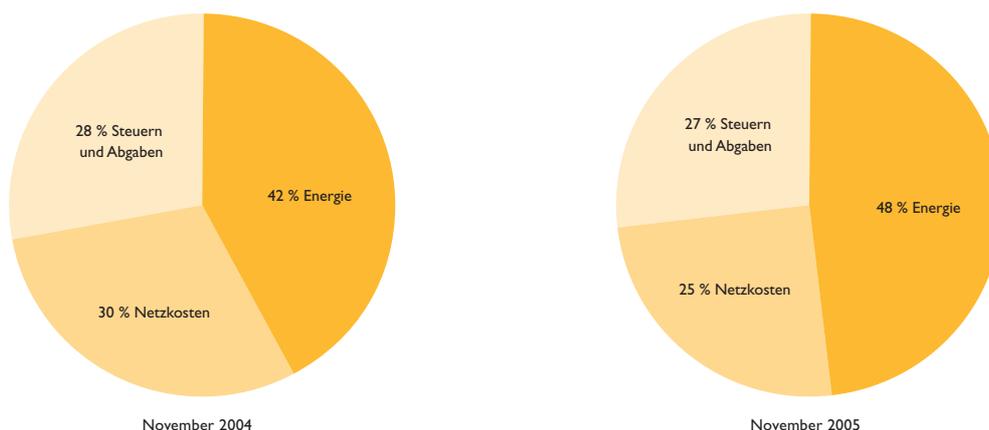
Die aktuelle Entwicklung der Gaspreise im Winter 2005/2006 dürfte eine Stabilisierung auf hohem Niveau mit sich bringen. Eine deutliche Abschwächung der internationalen Ölnotierungen im Oktober und November 2005 war offenbar nur von kurzer Dauer. Die Wochen seit Anfang Dezember 2005 sind wieder von leicht steigenden Ölnotierungen gekennzeichnet (Abbildung 34).

Trotz der neuerlichen Senkungen der Gasnetztarife durch die E-Control Kommission vom November 2005 werden die Gesamtaufwen-

dungen der Haushalte für Erdgas im Jahre 2005 verglichen mit 2004 deutlich steigen. Die Verschiebung zwischen Energie- und Netzanteil wird deutlich, wenn man die prozentuelle Aufteilung der Erdgaskosten eines Durchschnittshaushaltes 2004 und 2005 vergleicht (Abbildung 35). Für die Darstellung wird von einem durchschnittlichen Haushaltskunden in Niederösterreich ausgegangen (Verbrauch 15.000 kWh/Jahr, Anteil der Aufwendungen für Energie und Netz im November 2005 verglichen mit November 2004).

→ **Zusammensetzung des Erdgaspreises für einen Durchschnittshaushalt (15.000 kWh/a) November 2004 und November 2005**
 Beispiel Niederösterreich, Landesgesellschaft

Abbildung 35



Quelle: E-Control

Erdgaspreisentwicklung – Industrie

Die Industriepreiserhebung für das Referenzmonat Jänner 2005 wurde im Zeitraum März bis Mai 2005 durchgeführt. Mit einer Rücklaufquote von 32,2 % (absolut 231, davon 140 auswertbar) bei 718 an österreichische Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch größer 1.107.000 kWh ausgesendeten Fragebögen liegen aussagekräftige Werte der Energiepreisentwicklung vor. Der Vorjahresvergleich zeigt einen Anstieg der durchschnittlichen Energiepreise in Summe um rund 13,1 %.

Je nach Verbrauchsgröße wurden drei Kategorien gebildet. Kategorie A weist im Jänner 2005 einen arithmetischen Mittelwert von

1,44 Cent/kWh auf, die Streuung oder durchschnittliche Abweichung vom Mittelwert liegt bei 0,25 Cent/kWh. Für die beiden Kategorien B und C mit weniger Verbrauch ist ersichtlich, dass die durchschnittlichen Energiepreise, aber auch die Streuungen in absoluten Zahlen (Cent/kWh) steigen. 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 1,68 Cent/kWh. 75 % der Kunden zahlen mehr als 1,57 Cent/kWh und 25 % der Kunden sogar mehr als 1,90 Cent/kWh. Die Verteilung der Quartilswerte zeigt deutlich, 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 (1,68 Cent/kWh) zu erhalten. Allerdings sind sehr oft teilweise erheblich höhere Preise zu bezahlen. Einen wesentlichen Bestandteil bei der Vertragsgestaltung im Zusammenhang mit dem Energiepreis stellt auch die durchschnittliche Vertragslaufzeit dar, da aufgrund des liberalisierten Energiemarktes der Kunde durch kurze Laufzeiten seine Position stärken kann.

Die nächste Erhebung erfolgte für das Referenzmonat Juli 2005, wobei der Umfang der Befragung um Punkte wie z. B. Anteil der Bandleistung an der Gesamtleistung, Anzahl der betroffenen Standorte usw. ausgeweitet wurde.

→ Ergebnisse der ersten Industriegaspreiserhebung, 2004 und 2005

Tabelle 8

	Auswertung	2005 in Cent/kWh	2004 in Cent/kWh
Kategorie A: Jahresverbrauch > 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	1,44	1,33
	Standardabweichung	0,25	0,16
	Anzahl der Unternehmen,	13	16
	durchschnittliche Vertragslaufzeit	38 Monate	-
Kategorie B: Jahresverbrauch > 10.000.000 kWh < 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	1,67	1,53
	Standardabweichung	0,30	0,45
	Anzahl der Unternehmen,	51	31
	durchschnittliche Vertragslaufzeit	33 Monate	-
Kategorie C: Jahresverbrauch < 10.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	1,93	1,74
	Standardabweichung	0,39	0,31
	Anzahl der Unternehmen,	76	17
	durchschnittliche Vertragslaufzeit	47 Monate	-
Gesamt	Arithmetisches Mittel	1,79	1,58
	Standardabweichung	0,38	0,42
	Median	1,68	1,58
	Erstes Quartil	1,57	1,33
	Drittes Quartil	1,90	1,77
	Anzahl der Unternehmen, durchschnittliche Vertragslaufzeit	140 40 Monate	69*

Quelle: E-Control

* 5 Unternehmen konnten in keine Verbrauchskategorie eingestuft werden.



→ Regulierung der Netze: Tarifizierung Gas

Novelle – GSNT-VO I I/2005

Mit 1. November 2005 wurde von der E-Control Kommission eine Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO Novelle 2005) erlassen. Diese Novelle zog eine Änderung der Regelzonenführer-Verordnung mit sich.

Die Tarifänderung erfolgte auf Grund der Ergebnisse eines Kostenprüfungsverfahrens, in dem aktuelle Daten aus dem Geschäftsjahr 2003 verwertet wurden. Überdies wurden eingehende Bestimmungen über die Kriterien für die Tarifbestimmung in den Verordnungstext aufgenommen.

Mit der Novelle 2005 wurden die im Ermittlungsverfahren festgestellten Kosten sowohl um die branchenübliche Produktivitätsentwicklung als auch um die Veränderung der Netzbetreiberpreisindices angepasst. Zusätzlich wurden mengenabhängige Änderungen berücksichtigt. Die historische Betrachtung der Produktivitätsentwicklung für Gasunternehmen und verwandte Branchen zeigt, dass sich die Totalfaktorproduktivität besonders nach einem Systembruch – Liberalisierung und/oder Privatisierung eines Wirtschaftssektors – über eine längere Periode teils erheblich erhöhen kann. Auch die Arbeitsproduktivität ist in den letzten Jahren markant gestiegen, wobei Österreich jedoch hinter dem EU-15-Schnitt liegt. Für Österreich kann deshalb von einer ähnlichen, respektive verbesserten Entwicklung nach 2002 ausgegangen werden. Dies speziell vor dem Hintergrund der vollständigen Liberalisierung des Gasmarktes im Jahre 2002, durch die der Kostendruck auf die gesamte Gaswirtschaft erhöht wurde. Durch die Umsetzung dieser Kostenanpassung werden über den Inkrafttretenszeitpunkt hinaus keine Festlegungen über eine längerfristige Produktivitätsentwicklung getroffen. Für den Zeitraum

vom Bilanzstichtag des Prüfungsjahres bis zum Inkrafttreten der GSNT-VO-Novelle 2005 wurden die erzielbaren Produktivitätssteigerungen mit 2,5 % als sachgerechte Zielvorgabe für die Entwicklung der Gasnetzbetreiber festgelegt.

Weiters wurden in der Novelle auch kostenerhöhende Faktoren sowie mengenabhängige Änderungen berücksichtigt. Die von den Unternehmen nicht beeinflussbaren Kostenerhöhungen für den Zeitraum vom Bilanzstichtag des Prüfungsjahres bis zum Inkrafttreten der GSNT-VO-Novelle 2005 wurden durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex (NPI) abgebildet. Dieser setzt sich zusammen aus dem Tariflohnindex, Baupreisindex und Verbraucherpreisindex. Aufgrund der durchschnittlichen Mengenerhöhung wurde eine Zielvorgabe für die Entwicklung des gesamten Kostenblocks, der in den Tarifen enthalten ist, zugrunde gelegt.

Die Ermittlungsergebnisse brachten eine spürbare Senkung der Systemnutzungstarife im Schnitt von rund 10 Prozent, was zu Einsparungen von insgesamt 47 Millionen Euro führt. Neben der Kostenprüfung hat eine Steigerung der abgegebenen Mengen zu einer Senkung der Durchschnittskosten pro Einheit geführt. Weitere Ursachen der Tarifsenkungen sind niedrige Finanzierungskosten, die gesunkene Körperschaftsteuerbelastung sowie die erstmalige Umsetzung von Zielvorgaben, die von der E-Control Kommission bereits im Zuge der Ermittlungen für die Systemnutzungstarife Strom zur Anwendung gebracht wurden.

Die erstmals am 1. Oktober 2002 geschaffene Struktur der Netztarife Gas durch einheitliche Zonen und Staffeln hat sich innerhalb ihrer dreijährigen Anwendung im Grunde bewährt. Die E-Control Kommission hat allerdings etliche Vorschläge seitens der Marktteilnehmer zur Adaptierung, Vereinheitlichung und Erweiterung des Tarifgefüges aufgegriffen, die gesondert erläutert werden.

In den Abbildungen 36 und 37 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,
- ein Industriekunde mit einem Verbrauch von 90.000.000 kWh und einer Leistung von 8.000 kW auf der Ebene 2.

Unverändert blieben die Höchstpreise für das Zählerwesen, welche in den Abbildungen 36 und 37 nicht enthalten sind.

Im Einzelnen wurden von der E-Control Kommission folgende durchschnittliche Tarifsenkungen verordnet:

- Burgenland: -11,0 %
- Kärnten: -10,7 %

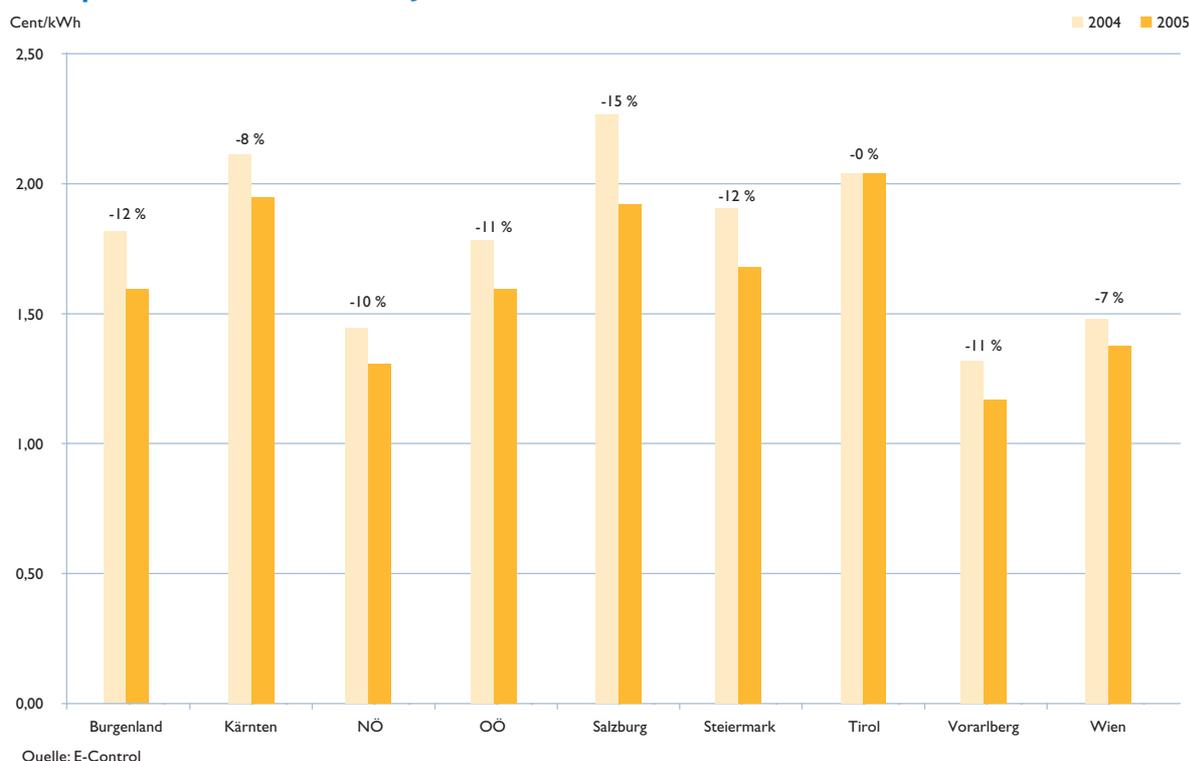
- Niederösterreich: -9,6 %
- Oberösterreich: -13,2 %
- Salzburg: -9,9 %
- Steiermark: -11,6 %
- Tirol: keine Veränderung
- Vorarlberg: -14,0 %
(Senkung ab 01.10.2005)
- Wien: -6,9 %

Zudem wird mit der GSNT-VO-Novelle 2005 erstmals ein Tarif in allen Netzbereichen für Anlagen, die zum Betanken erdgasbetriebener Fahrzeuge dienen, bestimmt. Mit diesem besonderen Tarif soll die Entwicklung in diesem dynamischen Segment entsprechend berücksichtigt werden.

Derzeit laufen wieder Tarifprüfungsverfahren bei allen Netzbetreibern in Österreich mit dem Ziel, im Laufe des Jahres 2006 eine Novelle der GSNT-VO zu erlassen.

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

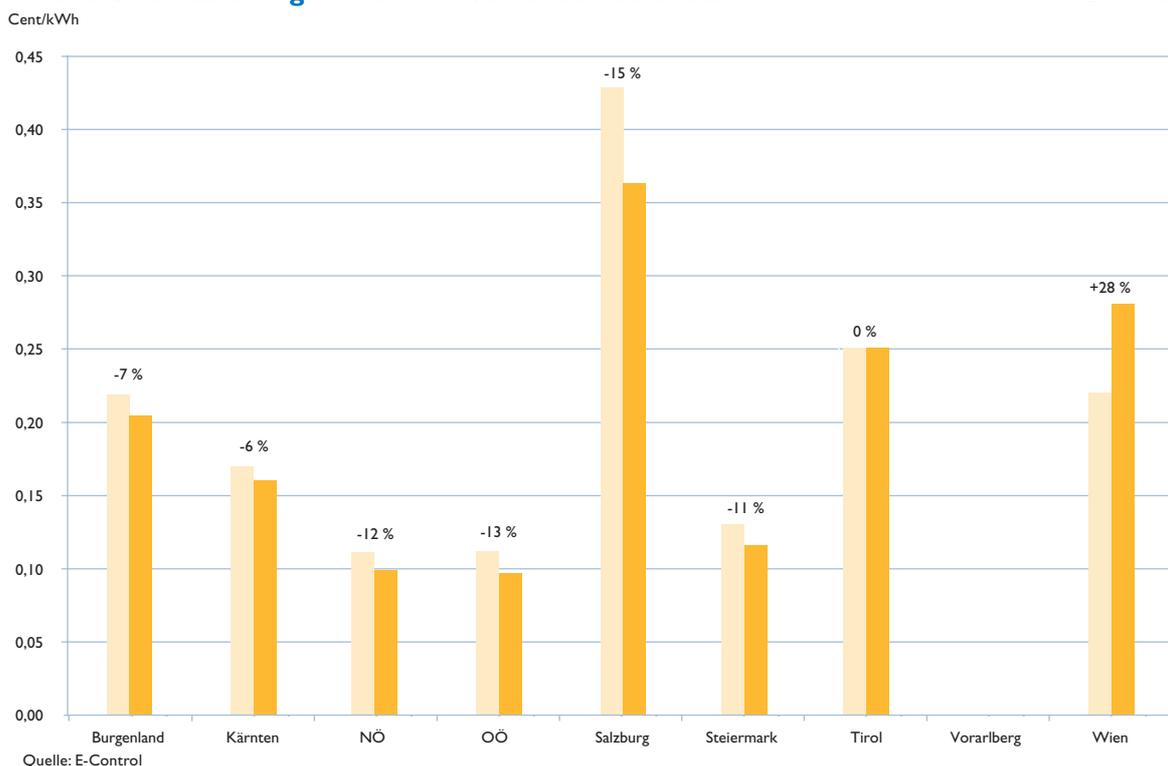
Abb. 36



→ **Bsp. 2: Industriekunde mit einem Jahresverbrauch von 90.000.000 kWh und einer Leistung von 8.000 kW auf der Ebene 2**

Abbildung 37

■ 2004 ■ 2005



→ **Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen**

Grenzüberschreitende Lieferungen (Transit)

Mehr als 70 % der österreichischen Importkapazitäten werden für den Transit gehalten. Mit einem Verhältnis der transitierten Menge zum lokalen Verbrauch von etwa 4:1 ist Österreich damit ein klassisches Transitland für Gaslieferungen nach Italien, Deutschland, Frankreich und in andere nachgelagerte Verbrauchsmärkte. Auf den folgenden Transitleitungen wird Erdgas durch Österreich in nachgelagerte Märkte transportiert:

- 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.

Zugang zu Transitleitungen wird in Österreich auf verhandelter Basis gewährt und ist nicht vom Kompetenzbereich der E-Control umfasst. Der Kompetenzbereich der Regulierungsbehörde zur Regulierung des Netzzuganges und der Netztarife umfasst Verteiler- und Fernleitungen, sofern diese für den nationalen Transport benutzt werden; für grenzüberschreitenden Transport und Transit gilt ein verhandelter Netzzugang (sog. „pipe-in-pipe“-System auf Transitleitungen). Für den Zugang zu Transportkapazitäten besteht in Österreich aufgrund der geltenden Gesetzeslage demnach ein „duales System“.

→ Transitleitungen in Österreich

Abbildung 38

■ Transitleitungen

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



Quelle: E-Control

Kapazitätsallokation, Engpassmanagement und Veröffentlichungsumfang für die österreichischen Transitleitungen werden von den Transitunternehmen festgelegt. Die Kapazitäten im Transitbereich auf den Leitungssystemen TAG und WAG sind zu 100 % vertraglich ausgebucht. Eine Betrachtung der veröffentlichten historischen Werte der WAG lässt darauf schließen, dass die Kapazitäten von Osten (Baumgarten) nach Westen (Oberkappel) stark in Anspruch genommen, jedoch nicht zur Gänze tatsächlich genutzt werden. Bei den veröffentlichten Werten handelt es sich zudem um Fahrplanwerte, die keine Switches und Gegenflüsse berücksichtigen. Die physikalischen Flüsse werden von der BOG GmbH nicht veröffentlicht.

Die TAG-Pipeline war in der Vergangenheit und ist für die Folgeperioden zu nahezu 100 % ausgebucht, historische Nutzungsgrade werden jedoch nicht ausgewiesen. Es liegt auch hier die Vermutung nahe, dass es sich auf dieser Leitung um „vertragliche“ und keine physikalischen Engpässe handelt. Physikalische Flüsse werden von Seiten der Transitunternehmen nicht veröffentlicht.

Aussagen über die Bedingungen des Zugangs zu Transitleitungen basieren auf Monitoring-Ergebnissen der Regulierungsbehörde. Als Beurteilungsmaßstab wird dabei der Grad der Umsetzung der so genannten „Guidelines for Good TPA-Practice“ (GGP2)¹² herangezogen. Tabelle 9 zeigt die Umsetzung der wesentlichen Kriterien der GGP2 durch die österreichischen Transitsysteme im Überblick.

¹² Die GGP2 beinhalten Verhaltensregeln für europäische Fernleitungsnetzbetreiber u.a. betreffend den Zugang zu Netzen, Veröffentlichungspflichten, Kapazitätsallokation und Tarifierung. Die GGP wurden als freiwillige Richtlinien zwischen der Europäischen Kommission, Vertretern der europäischen Fernleitungsunternehmen, Netznutzern und Energieregulatoren im Rahmen des sog. Madrid-Forums beschlossen; eine revidierte Fassung wurde im September 2003 veröffentlicht.

→ Umsetzung der GGP2 durch die österreichischen Transitunternehmen

Tabelle 9

Anforderungen		BOG ¹	TAG ²	OMV ³
Systeminformation	Systemnutzungsregeln und -prozedere			
	Gas-Qualität, Druckverhältnisse			
	Netzkarte inkl. Ein- und Ausspeisepunkte			
	Disruption-Management			
	Tarife und deren Herleitung			Nur Penta West – HAG, MAB: Anwendung der 3 minus shipper Regel
Services	nicht-unterbrechbare Netznutzung	AGBs, Standardvertrag		
	unterbrechbare Netznutzung			
	Zusätzliche Services z.B. additional balancing, ex post/ex ante pooling/trading imbalances	residual balancing (+/-2 %)		residual balancing (+/-2 %) wheeling, matching, monitoring, Dokumentation (Service Level Agreement)
Kapazitätsveröffentlichung	Aktuell verfügbare Kapazitäten	Tägliche Werte (Grafik) ⁴	Monatliche Werte (keine Grafik) ⁵	Nur PW, SOL – Tägliche Werte (Grafik)⁴
	Zukünftig verfügbare Kapazität (+18 Monate)			Nur PW, SOL – HAG, MAB: Anwendung der 3 minus shipper Regel
	Historisch genutzte Kapazität (-3 Jahre)			Nur PW, SOL – HAG, MAB: Anwendung der 3 minus shipper Regel
	Berechnungsschema	Veröffentlichung von Teilparametern ⁶		Veröffentlichung von Teilparametern ⁶
	Tarifkalkulator			
	Regeln der Kapazitätsallokation	AGBs/Zuteilung		AGBs
Enpassmanagement	Sekundärmarkt			
	UIOLI ⁷	Unterbrechbares UIOLI		
	Info kostenlos (soweit verfügbar)			
	Info zugänglich	Homepage		

Quelle: E-Control

■ Felder kennzeichnen vollinhaltliche Umsetzung der GGP2

■ Felder kennzeichnen teilweise Umsetzung der GGP2

■ Felder kennzeichnen nicht erfolgte Umsetzung der GGP2

¹ Leitungssystem WAG; Transitunternehmen Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft mbH

² Leitungssystem TAG; Transitunternehmen Trans-Austria Gasleitungsgesellschaft mbH

³ Leitungssysteme SOL, HAG, MAB, Penta West

⁴ Kategorien: verkauft/genutzt/design; frei; design= technisch; nur firm

⁵ Kategorien: technical/nominal/available; firm/interruptible

⁶ Pmin/Pmax veröffentlicht; Hinweis auf hydraulische Einzelkalkulation

⁷ Sog. „Use it or lose it“-Prinzip (UIOLI)

Gemessen am Umsetzungsgrad der GGP2 ist für die österreichischen Transitunternehmen eine weitgehend positive Beurteilung in Hinblick auf die diskriminierungsfreie Gestaltung des Netzzuganges und der Netznutzung festzustellen. Lücken bestehen freilich insbesondere im Bereich der effizienten Nutzung bestehender Kapazitäten in Form von UIOLI-Bestimmungen und Sekundärmarktangeboten sowie teilweise in Hinblick auf Transparenzerfordernisse der Kapazitätsveröffentlichungen. Aus derzeitiger Sicht nicht ausreichend gewährleistet scheint zudem die erforderliche Kooperation zwischen den Transitunternehmen. Auf Grund des derzeit fehlenden regulatorischen Zugriffs auf den Transitbereich ist eine abschließende Analyse nicht möglich.

Ein effektiver Gas-zu-Gas-Wettbewerb kann nur entstehen, wenn Mitbewerbern und alternativen Anbietern ausreichend Transportkapazitäten angeboten werden, um eine Kundenversorgung überhaupt zu ermöglichen. Die Beseitigung von Netzengpässen ist daher eine wesentliche Aufgabe der Fernleitungsunternehmen. Als Instrumente des Engpassmanagements dienen dabei:

→ Effiziente Nutzung verfügbarer Kapazitäten:

Werden vertraglich vergebene Kapazitäten realiter nicht genutzt, gleichzeitig aber Dritten im Engpassfall nicht zugänglich gemacht, so führt dieses Horten von Kapazitäten zu einer Marktabschottung. Neben dem Entzug vertraglich reservierter, aber nicht genutzter (gehorteter) Kapazitäten¹³ ist die Unterstützung des Handels ungenutzter Kapazitäten am Sekundärmarkt ein wichtiges Instrument des Engpassmanagements. Wie der Primärmarkt hängt jedoch auch die Effizienz des Sekundärmarkthandels maßgeblich von der Markttransparenz ab. Die Praxis zeigt¹⁴ eine Tendenz zur Verlagerung von Wettbewerbsbehinderungen – z.B. Kapazitätshortung – vom Primär- auf den Sekundärmarkt. Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, muss der

Zugang zu Sekundärmarktkapazitäten daher denselben Prinzipien der Transparenz der angebotenen Kapazitäten und Nicht-Diskriminierung der Kapazitätsvergabe folgen wie die Vergabe von Primärmarktkapazitäten. Eine selektive oder mangelhafte Information schafft nämlich Wettbewerbsnachteile für die von der Informationsweitergabe ausgeschlossenen Mitbewerber. Den Transitunternehmen kommt dabei eine zentrale Rolle bei der Unterstützung eines transparenten und effizienten Sekundärmarktes zu. Der Transparenzerfordernis wird durch die Einrichtung einer Handelsplattform durch das Transitunternehmen bestmöglich Rechnung getragen, auf der alle verfügbaren Sekundärmarktkapazitäten allgemein zugänglich angeboten werden.

Tabelle 9 zeigt, dass ein Entzug vertraglich reservierter, aber nicht genutzter Kapazitäten für die österreichischen Transitleitungen ausschließlich auf unterbrechbarer Basis erfolgt. Hinsichtlich des Angebotes vorübergehend ungenutzter Kapazitäten auf unterbrechbarer Basis ist allerdings zu bedenken, inwiefern ein entsprechendes Angebot der Marktnachfrage entspricht: insbesondere für neue Marktteilnehmer kann das Angebot unterbrechbarer Kapazitäten ein noch nicht ausreichendes Instrument zur Reduktion von Markteintrittsbarrieren darstellen, da die Versorgung von Endkunden (insbesondere Haushaltskunden) im Regelfall auf nicht-unterbrechbarer Basis erfolgt. Das Angebot unterbrechbarer Kapazitäten spricht in der Regel bereits am Markt etablierte Unternehmen mit Portfoliomöglichkeiten an¹⁵.

→ Infrastrukturausbau:

für den Fall, dass einem steigenden Kapazitätsbedarf durch Mechanismen der effizienten Kapazitätsnutzung nicht ausreichend begegnet werden kann. Der bedarfsgerechte Ausbau von Leitungssystemen stellt eine wesentliche Aufgabe von Fernleitungsunternehmen iSd zweiten Erdgasbinnenmarktrichtlinie dar¹⁶.

¹³ Sog. „Use it or lose it“-Prinzip (UIOLI)

¹⁴ Ähnlich s. EC (GD für Wettbewerb) , Energy Sector Inquiry – Issues Paper (Version 15.11.2005), Abschnitt (45), http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/issues_paper15112005.pdf.

¹⁵ Ähnlich s. EC (GD für Wettbewerb) , Energy Sector Inquiry – Issues Paper (Version 15.11.2005), Abschnitt (44), http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/issues_paper15112005.pdf.

¹⁶ Richtlinie 2003/55/EC des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, AB L 176 vom 15.07.2003, S. 57.

Relevanz ergibt sich aus dieser Aufgabe der Transit- und Fernleitungsunternehmen für den österreichischen Gasmarkt insbesondere durch den prognostizierten Gasverbrauchsanstieg und den damit verbundenen Mehrbedarf an Transportkapazität in den kommenden Jahren. Vornehmlich bedingt durch den geplanten Bau von gasbefeuerten Kraftwerken gilt dies insbesondere für die über das TAG-System versorgten Regionen Österreichs (Niederösterreich, Steiermark, Kärnten). In Hinblick auf die für den Transport von Gasmengen zur österreichischen Inlandsversorgung genutzten Kapazitäten besteht jedoch bereits jetzt eine Engpasssituation, die sich infolge des erwähnten Mehrverbrauches der kommenden Jahre massiv zu verschärfen droht: Gemäß der Langfristplanung des Regelzonenführers für die Regelzone Ost, Austrian Gas Grid Management (AGGM), zur Analyse des Gasbedarfs der Jahre 2006–2010¹⁷ besteht zur Deckung des erwarteten österreichischen Gasverbrauches ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf im TAG-System von 0,5 Mio. m³/h bis 2010.

Eine teilweise Verbesserung ist durch die im Jänner geplante Vergabe neu zu schaffender Kapazitäten auf dem TAG-System zu erwarten. Das Interesse für diese Kapazitäten wird aber voraussichtlich das Angebot mehrfach übersteigen, deutliche anteilige Kürzungen der angefragten Zusatzkapazitäten sind daher zu erwarten.

Sollte der Kapazitätsbedarf über das Allokationsverfahren der TAG nicht gedeckt werden können und ein bedarfsgerechter Ausbau der TAG nicht erfolgen, ist die Errichtung von Alternativrouten erforderlich, um die Versorgungssicherheit am österreichischen Strom- und Gasmarkt sicherstellen zu können.

→ Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen im Gasbereich

Überwachung Unbundling

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

Die E-Control hatte im Oktober 2003 die Netzbetreiber zur Erstellung eines Gleichbehandlungsprogramms und zur Benennung eines Gleichbehandlungsverantwortlichen sowie zur Berichterstattung gegenüber der Behörde aufgefordert. Zur Evaluierung der Gleichbehandlungsprogramme wurde den Netzbetreibern ein Fragebogen der E-Control übermittelt. Die Rückmeldungen der Unternehmen langten im Verlauf des Frühjahrs 2004 bei der Behörde ein¹⁸. Die E-Control hat im Oktober 2005 die Netzbetreiber zur Vorlage des jährlichen Berichts gemäß § 7 GWG aufgefordert. Dieser Bericht soll einen Überblick über die konkreten getroffenen Maßnahmen geben sowie allfällige Diskriminierungsfälle dokumentieren. Eine erste Auswertung der eingelangten Unterlagen ergab jedoch, dass im Wesentlichen lediglich allgemeine Aussagen getroffen werden bzw. auf das Gleichbehandlungsprogramm im ersten Berichtsjahr verwiesen wird. Den Intentionen des Gesetzgebers wird dadurch – mit Ausnahme einiger weniger Unternehmen – von der Mehrheit der betroffenen Netzbetreiber nicht Rechnung getragen. Es bleibt abzuwarten, ob sich diese Entwicklung verstärken wird.

Aufsicht Regelzonenführer:

Langfristige Planung (LFP) 2005 für die Regelzone Ost für den Zeitraum 2006–2010 Die Austrian Gas Grid Management AG, kurz AGGM, hat als Regelzonenführer der Regelzone Ost gemäß Gaswirtschaftsgesetz die Aufgabe, jährlich eine Langfristige Planung für die Ver-

¹⁷ www.aggm.at.

¹⁸ Im Übrigen wird auf den Jahresbericht 2004 verwiesen.

sorgungs- und Transportkapazitäten zu erstellen und darauf aufbauend derzeitige und zukünftige Kapazitätsengpässe im Fernleitungsnetz aufzuzeigen. Die Langfristige Planung ist der E-Control Kommission zur Genehmigung vorzulegen.

Die AGGM hat unter Berücksichtigung der im § 3 GWG festgelegten Ziele einen Bericht, in dem die Langfristige Planung 2005 dokumentiert ist, erarbeitet und zur Genehmigung vorgelegt. Die Langfristige Planung wurde am 14.09.2005 im Wesentlichen von der E-Control Kommission genehmigt.

Daten- und Prognosegrundlagen

Die Langfristige Planung 2005 basiert auf Daten, die die AGGM laufend aus der Steuerung des Fernleitungsnetzes bezieht sowie auf Informationen, die seitens der Fernleitungs- und Verteilerunternehmen sowie der Versorger an den RZF geliefert werden. Gegenüber der Langfristigen Planung 2004 wurde die Datenbasis insofern erweitert, als im Zusammenhang mit dem gleichzeitig durchgeführten Projekt Feasibility Study Südschiene (FSS) eine Vorschau auf die Verbrauchs- und Versorgungssituation über den Planungshorizont bis 2030 erfolgte. Eine Verifizierung dieser Vorausschautdaten war der AGGM aus Kapazitätsgründen allerdings nur für den Planungsbereich der FSS möglich.

Die im Absatzmodell abgebildeten Verbrauchsprognosen ergeben in Summe eine Zunahme des Gasabsatzes im Zeitraum 2004–2010 um 34 % (5 % p.a.). Die vorgesehenen Verstromungsprojekte sind darin enthalten. Die Kapazitätsbedarfssteigerungen betragen, bedingt durch strukturelle Änderungen im Verbraucherverhalten (mehr bandförmige Abnehmer), im selben Zeitraum 23,6 % (3,6 % p.a.). Die Vergleichbarkeit mit der WIFO Prognose wird aus sachlichen Gründen relativiert. Dies deswegen, weil dem WIFO konkrete Verstromungsprojekte nicht bekannt waren und somit nicht berücksichtigt werden konnten. Darüber hinaus stellt

das WIFO auf einen kontinuierlichen Entwicklungspfad ab, während in der Realität mit einer Projektumsetzung Kapazitätssprünge entstehen. Den Simulationsrechnungen wurde das mit den Verteilerunternehmen abgestimmte Absatzmodell zugrunde gelegt.

Analyseergebnisse

Auf Basis der Kapazitätsauslastungsberechnung konnten künftig auftretende Netzauslastungen berechnet und eventuell künftig auftretende Kapazitätsengpässe lokalisiert werden. Es zeigt sich, dass für das Spitzenlastszenario im Winter die Transportkapazitäten nicht ausreichen, um die geplanten Kundenprojekte, insbesondere in Kärnten, der Steiermark und im Burgenland, umzusetzen.

Weiters wurden in der LFP 2005 erstmals die saisonalen Einspeichertransporte, soweit auf Grund der Informationslage möglich, erfasst und eine grobe Beurteilung der Situation vorgenommen. Die vorgelegte Langfristplanung zeigt die Konkurrenz zwischen dem Transportbedarf zur Versorgung von Kraftwerken und dem Transportbedarf zur Einspeicherung in der Relation Baumgarten – Puchkirchen auf. Zudem wird der diesbezügliche nachhaltige Kapazitätsbedarf zur Sicherung der Vollversorgung österreichischer Kunden in der vorliegenden Langfristplanung beschrieben. Im Rahmen der FSS wurden zwecks nachhaltiger Sicherstellung der Vollversorgung bestehender und anschlusswerbender Kunden Varianten zur nachhaltigen Beseitigung der Kapazitätsengpässe im „Bereich Niederösterreich-Süd“, „Bereich Steiermark“ und „Bereich TAG“ entwickelt und eine Entscheidung für eine umsetzbare Variante ausgearbeitet.

Notwendige Maßnahmen

Zur Beseitigung der angespannten Situation in der Steiermark ist eine Kapazitätserhöhung über die Pyhrn-Leitung durchzuführen. Zusätzlich ist Kapazität auf der TAG zu erwerben. Ebenso ist für die Deckung des prognostizierten Bedarfes

in Niederösterreich, Burgenland und Kärnten zusätzliche Kapazität auf der TAG zu erwerben. Da gemäß Prognose die Einspeisemenge in die Regelzone in Oberkappel in den nächsten Jahren zunehmen wird, ist auch die Kapazität auf der WAG zu erhöhen.

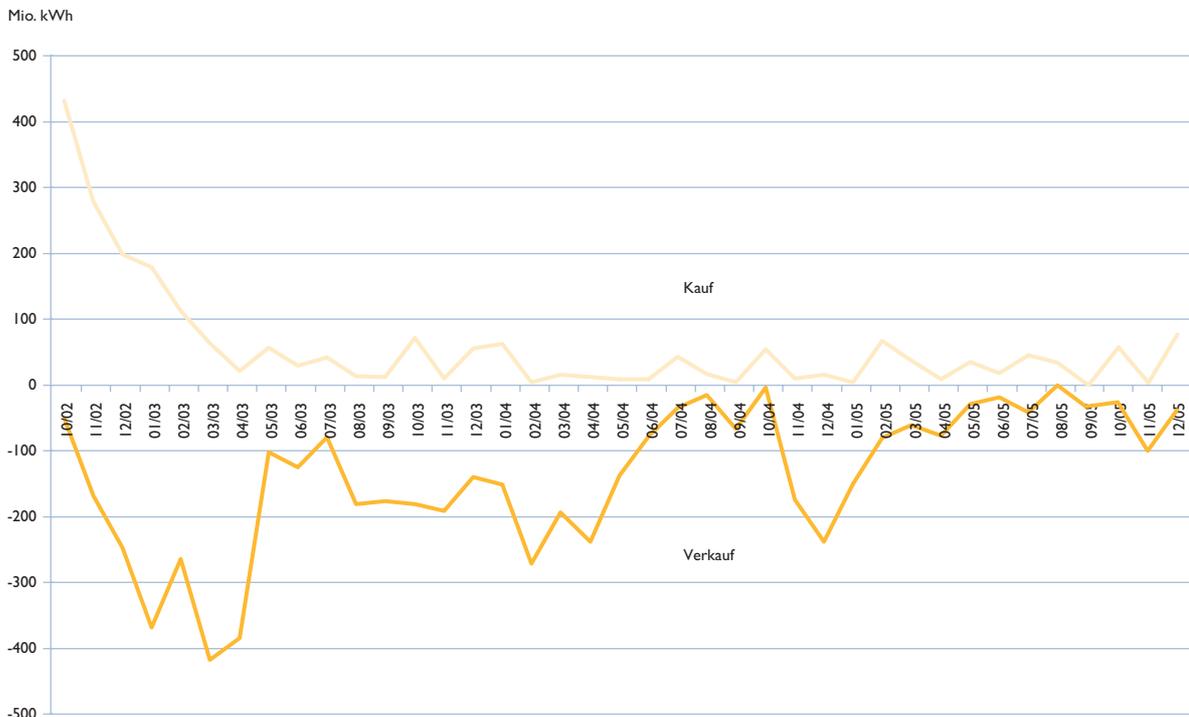
Zur Entspannung der Situation betreffend Einspeichertransporte im Sommer ist kurzfristig der Ausbau der Messstation Kirchberg vorzunehmen.

Zusätzlich zu obig angeführten Projekten ist im Planungsgebiet der FSS das in Form einer Reihung der umsetzbaren Varianten vorliegende Ergebnis umzusetzen. Die wirtschaftlich und strategisch beste Variante besteht im Zukauf der benötigten Kapazität auf der TAG plus der Verlegung einer zusätzlichen Leitung von Eggendorf über den Semmering bis nach Bruck an der Mur.

Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost
 Im ersten Jahr nach der Einführung (Gasjahr 2002/2003) haben sich die Kosten der Bilanzgruppen Netzverluste und Eigenverbrauch der Netzbetreiber, die sich in diesem Zeitraum auf ca. 3 Mio. Euro kumuliert hatten, als wesentliches Problem herausgestellt. Um diese Kosten zu reduzieren wurde bei der Überarbeitung der Marktregeln ein Maßnahmenpaket beschlossen, das eine Änderung der Preisformel für Stunden ohne Abruf von Ausgleichsenergie und Maßnahmen für eine verbesserte Linepacknutzung enthielt. Seitdem haben die Bilanzgruppen Netzverluste und Eigenverbrauch in den meisten Monaten Erlöse verbuchen können, insgesamt seit Oktober 2003 ca. 2,4 Mio. Euro. Wird sich dieser Trend fortsetzen, werden diese Bilanzgruppen im Gasjahr 2005/2006 erstmals Nettoerlöse verbuchen können.

→ **Entwicklung der Kauf- und Verkaufsmengen physischer Ausgleichsenergie 10/2002 bis 12/2005**

Abbildung 39



Quelle: E-Control

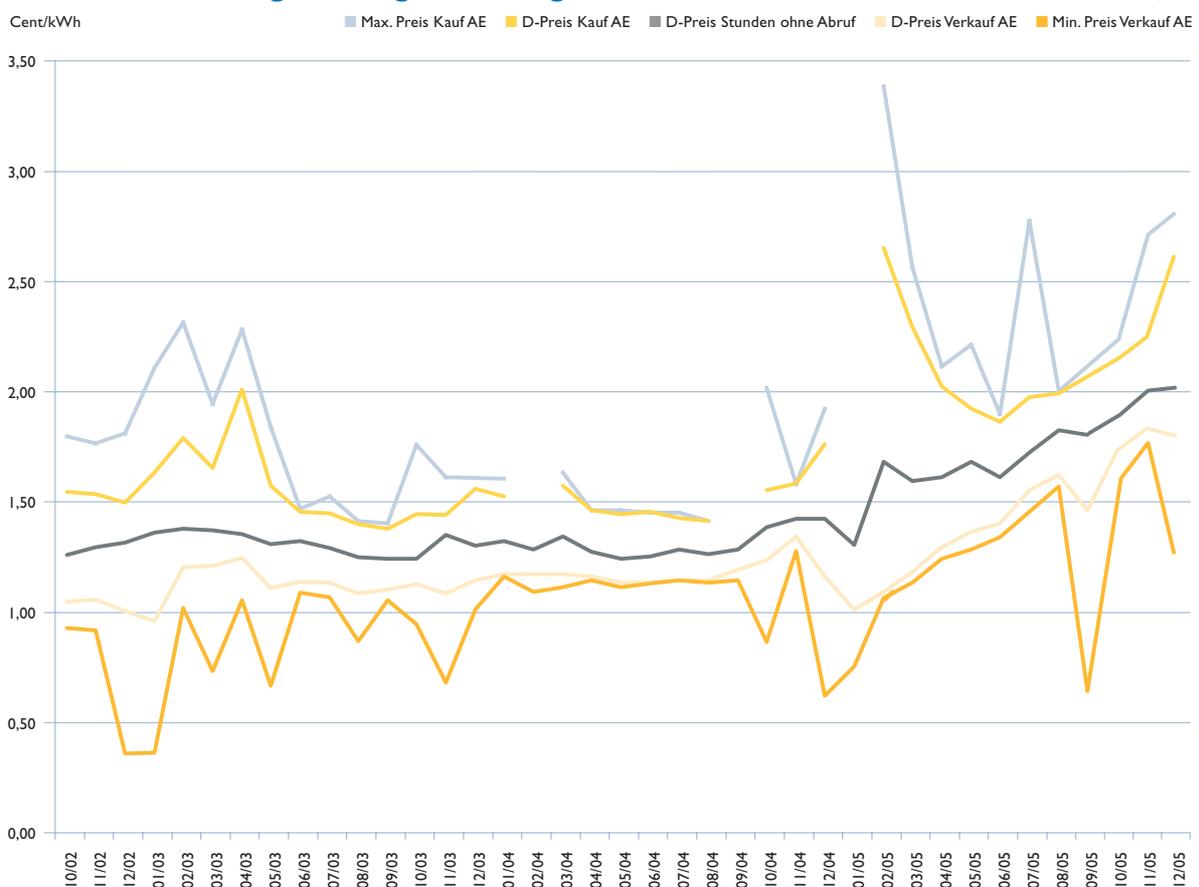
Der Trend seit dem Beginn der Liberalisierung im Oktober 2002, dass durch den Regelzonenführer weniger Ausgleichsenergie physikalisch abgerufen werden muss, setzte sich auch im Gasjahr 2004/2005 fort (Abbildung 39). So sank der Anteil der vom Regelzonenführer benötigten Menge an Ausgleichsenergie am Gesamtgasverbrauch der Regelzone Ost seit Einführung des Ausgleichsenergiemarktes kontinuierlich und liegt bei Werten um 1 %.

Darüber hinaus konnte beobachtet werden, dass dem Ausgleichsenergiemarkt verstärkt die Funktion eines Spotmarktes zukommt, indem einige Bilanzgruppen den Ausgleichsenergie-

markt zum Kauf und Verkauf von Gas durch Über- und Unterlieferungen benutzen. Der Anteil bilanzieller Ausgleichsenergie (Über- und Unterlieferungen der kommerziellen Bilanzgruppen) lag im Gasjahr 2004/2005 bei knapp 5 % des Gesamtverbrauches in der Regelzone Ost. Aufgrund der gestiegenen Gaspreise und der sehr kalten Wintermonate im Jahr 2005 ist ein steigender Trend der Ausgleichsenergiepreise zu beobachten (Abbildung 40). Zudem sind im Vergleich zum vorherigen Gasjahr deutliche Preisspitzen festzustellen. Im Zuge der Liberalisierung wurden Speicherverträge (Leistungsdaten) neu ausgerichtet. Dies könnte ein Grund für die Preisausschläge vor allem in den Wintermonaten sein.

→ Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt von 10/2002 bis 12/2005

Abbildung 40



In einigen Monaten fand kein Kauf von Ausgleichsenergie statt, daher sind für diese Zeitpunkte keine Preise verfügbar.

Econgas-Zusammenschluss: Gas-Release-Programm 2005

Mit der Genehmigung des Zusammenschlusses der Unternehmen der EnergieAllianz (Wiengas, OÖFG, Begas, EVN AG und Linz Gas Wärme) und der OMV zur Econgas wurden den Unternehmen verschiedene Verpflichtungen (Zusagen) auferlegt, die unter anderem auch die Verpflichtung zur Durchführung eines Gas Release Programms enthält. Am 13.07.2005 fand die dritte Gasauktion im Rahmen dieses Gas-Release-Programms statt. Da eine Landesferngasgesellschaft Vertragsmengen zurückgegeben hatte, wurden 270 Mio m³ (ca. 3 % des Marktvolumens in Österreich) über den Central European Gas Hub Baumgarten, einer Tochtergesellschaft der OMV, versteigert. 28 Bieter hatten sich zur Versteigerung angemeldet, 10 Bieter aus Österreich, Italien, der Schweiz und Deutschland waren erfolgreich. Zwei österreichische Unternehmen konnten Gas ersteigern. Es ist jedoch davon auszugehen, dass weniger als 10 % der versteigerten Mengen auf dem österreichischen Markt abgesetzt wurden.

Im Jahr 2004 sind die Ergebnisse der Auktion 2003 zwischen Econgas GmbH, Central European Gas Hub GmbH und der Bundeswettbewerbsbehörde/E-Control ausführlich erörtert und einige Adaptionen vorgenommen worden,

die vor allem eine Erhöhung der Transparenz und eine Senkung der Teilnahmekosten als Ziele hatten. So wurden vor allem die zu hinterlegenden Sicherheiten deutlich gesenkt und mehr Informationen zu Infrastrukturleistungen (Transport- und Speicherzugang, Hubdienstleistungen) zur Verfügung gestellt. Diese Maßnahmen haben eine Verbesserung der Zugangsbedingungen (Reduzierung der Teilnahmekosten) zum Gas Release Programm bewirkt.

Der deutliche Anstieg der Importpreise im Gasjahr 2004/2005 hatte zur Folge, dass sich der Auktionspreis, der nach Presseberichten bei 13,21 Euro/ MWh lag¹⁹ und ein Fixpreis für ein Jahr war, als günstig herausstellte. Die Anzahl der angemeldeten Bieter von ca. 30 in den letzten beiden Jahren deutet auf ein zunehmendes Interesse der Marktteilnehmer am Handelsplatz Baumgarten hin.

Trotzdem sind die zusätzlichen Mengen, die in den österreichischen Gasmarkt fließen, gering. Bisher konnte nur ein neuer Gashändler über das Gas-Release-Programm in den österreichischen Gasmarkt einsteigen. Aus Sicht der E-Control hat das Gas Release Programm damit das Ziel „erhöhte Liquidität zur Förderung des Wettbewerbs im Erdgasgeschäft“, das in den Zusagen festgeschrieben worden ist, nicht erreicht.

¹⁹ Energate am 13.07.2004; www.energate.de

Speichermarkt

Grundlagen für die Regulierung des Speichermarktes sind das GWG, im Wesentlichen §§ 39, 39a und 39b, das Zusammenschlussverfahren Econgas und die damit verbundenen Zusagen sowie die Beschleunigungsrichtlinie der EU. § 39b GWG sieht dabei unter anderem die Vorlage der Speicherverträge bei der E-Control vor.

Ein wesentlicher Punkt im GWG ist der Vergleich der Speicherpreise in Österreich mit Speichorentgelten in anderen EU-Mitgliedstaaten (§ 39a (2) GWG). Wenn die Speicherpreise in Österreich mehr als 20 % über dem Durchschnitt für vergleichbare Leistungen in den anderen EU-Mitgliedstaaten liegen, kann die E-Control Kommission über einen Bescheid in die Preisbildung am Speichermarkt eingreifen. 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 haben. Dies hat dazu geführt, dass ein Speicherbetreiber den veröffentlichten Tarif nach unten korrigiert hat.

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)²⁰ unterstützt, die im März 2005 im Rahmen eines „Mini-Madrid-Forums“ in Brüssel angenommen worden und am 1. April 2005 in Kraft getreten sind. Diese Richtlinien sind eine freiwillige Vereinbarung zwischen Speicherbetreibern und Regulierungsbehörden. Die

Einhaltung und Umsetzung der Richtlinien empfiehlt jedoch der europäische Verband der Speicher- und Netzbetreiber Gas Infrastructure Europe (GIE) seinen Mitgliedern.

Zentrale Punkte sind dabei das Unbundling des Speicherbetriebs von anderen Unternehmensteilen, das Angebot von bestimmten Speicherdienstleistungen (Unbundled und Bundled Services), die Allokation der Speicherkapazitäten und Engpassmanagement, Transparenzanforderungen und Regelungen zum Sekundärmarkt. Diese Anforderungen sollten teilweise bis 1. April 2005, alle jedoch bis 1. April 2006 umgesetzt werden.

Die Umsetzung der Richtlinien wird von der ERGEG in einem Monitoring-Prozess überprüft. Falls Mängel bei der Umsetzung der Leitlinien öffentlich werden, wäre eine europäische Verordnung für den Speicherzugang als Konsequenz möglich.

Im Dezember 2005 wurde ein erster Bericht über die Umsetzung der Guidelines von der ERGEG vorgelegt.²⁰ Die österreichischen Speicherbetreiber haben die Guidelines bisher nur in einem geringen Ausmaß umgesetzt, z.B. in Bezug auf Regelungen zum Sekundärmarkt und Erfüllung der Transparenzanforderungen ist Verbesserungsbedarf gegeben. Bei den Transparenzanforderungen erfüllt vor allem ein österreichischer Speicherbetreiber die Leitlinien nur in unzureichendem Maße. Bisher wurde der Bedarf für einen Sekundärmarkt von den österreichischen Speicherbetreibern nicht gesehen, da es keine Kapazitätsengpässe gegeben hat. Es ist aber davon auszugehen, dass sich diese Situation bereits im Jahr 2006 verändert.

²⁰ Veröffentlicht auf www.ergeg.org unter ERGEG Documents

→ Umsetzung der „Guidelines for Good TPA Practice for Storage Systems Operators (GGPSSO)“ der österreichischen Speicherbetreiber

	Anforderungen	RAG	OGG
Kenndaten	Technisch verfügbare Kapazität	0.7 Mrd m ³	1.8 Mrd m ³
	Aktuell Kapazität verfügbar?	Engpass	Ja
	Rechtlicher Status	vertikal integriert (keine rechtliche Entflechtung Speicher-Produktion-Handel)	Kombinationsbetreiber (SSO, TSO) (Teil eines vertikal integrierten Unternehmens)
Gleichbehandlung	Dokument betreffend Gleichbehandlung verbundener und nicht verbundener Unternehmen	SSO gesetzlich verpflichtet, alle abgeschlossenen Speicherverträge an NR zu übermitteln ¹	SSO gesetzlich verpflichtet, alle abgeschlossenen Speicherverträge an NR zu übermitteln ¹
Vertraulichkeit	Getrennte Aufbewahrung von Speicher(kunden-)bezogenen Daten		
	Code of Conduct und/oder Übereinstimmungsprogramm		nicht explizit speicherbezogen
	Firewall – monitort durch Regulierungsbehörde		Übereinstimmungsprogramm: Monitoring durch Regulator nicht explizit speicherbezogen
	Getrennter Unternehmenssitz (SSO-Handel)		
Angebotene Speicherdienstleistungen	Vom TPA ausgenommene Gasmengen (Art 2.9 RL 2003)	keine offiziellen Informationen	keine offiziellen Informationen
	Bundled Services bestehend aus Einpress- und Entnahmeleistung sowie Arbeitsgasvolumen mit definierter Relation von Leistung und Volumen		
	Pooling der Nominierungen		
	Einbeziehung der Marktteilnehmer und Berücksichtigung von Markterfordernissen	Einbindung einiger Kunden	Einbindung aller bestehenden & potenziellen Kunden (bilateral)
	Verfügbarkeit der Ein- & Ausspeichermöglichkeit	Technische Einschränkung	
	Unbundled Services zur Ergänzung von Bundled Services für freie Speicherkapazitäten am Beginn des Jahres ²	Ab 01.04.2005	Ab 01.04.2005
	Kurzfristige Speicherdienstleistungen (> 1 Tag bis <1 Jahr) ²		
	Fixe & unterbrechbare Speicherdienstleistungen ²		

Stand Jänner 2006

Quelle: E-Control aus: ERGEG, Monitoring Report zur Umsetzung der GGPSSO (Endversion)

Tabelle 10

■ umgesetzte Forderungen der GGPSO ■ nicht umgesetzte Forderungen der GGPSO ■ teilweise umgesetzte Forderungen der GGPSO

	Anforderungen	RAG	OGG
Effiziente Systemnutzung	Kapazitätsallokationsmechanismen	First come first served	First come first served
	Engpassmanagement		Kein langfristiger Engpass
	Anti-hoarding-Mechanismen		Kein langfristiger Engpass
Veröffentlichung	Technische Speicherkapazität		Ab 01.11.2005
	Freie Speicherkapazität	³	Ab 01.11.2005
	Kontrahierte Speicherkapazität	³	Ab 01.11.2005
	Veröffentlichung der Methode zur Berechnung freier Speicherkapazitäten	³	
	Bevorzugung des Fernleitungsnetzbetreibers auf Basis veröffentlichter Regeln	³	
	Speicherausnutzungsgrad	³	Ab 01.11.2005
	Tarife und und AGBs für alle angebotenen Dienstleistungen		
	Angebotene Dienstleistungen, Standard AGBs, Rechte und Pflichten der Kunden		
	Bulletin Board		Freie Kapazitäten am Primärmarkt
Sekundärmarkt	Erlaubnis des Handels von Speicherdienstleistungen		
	Erlaubnis von Title Transfer von Speicherdienstleistungen ⁴		
	Anzeige gehandelter Speicherdienstleistungen ⁴		Geplant (abhängig von Marktnachfrage)
	Aggregationsmöglichkeit für erworbene Sekundärkapazitäten ⁴		Geplant (abhängig von Marktnachfrage)

OGG: OMV Gas GmbH

RAG: Rohöl Aufsuchungs AG

RL: 2. Erdgasbinnenmarkttrichlinie (2003/55/EC)

SSO: Storage System Operator, Speicherbetreiber

¹ NR Möglichkeit zur Überprüfung der Nicht-Diskriminierung² Umsetzungsfrist: 01.04.2006³ Keine Veröffentlichung mit der Begründung der Vermeidung von Marktmissbrauch und dem erforderlichen Schutz von Geschäftsinteressen der Kunden; jedoch mehr als 3 Kunden (keine Anwendung der 3 minus rule)⁴ Umsetzungsfrist: 01.04.2006 bzw 01.12.2006 im Falle von substantiellen IT Problemen

→ 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 den physikalischen Gegebenheiten, eine Anpassung der Meldepflichten an die bestehenden Marktregeln sowie eine genaue Definition von Stichprobenerhebungen zur Ermittlung von Endverbraucherpreisen.

→ Studien im Gasbereich

Neuordnung Systemnutzung auf der Fernleitungsebene

Ausgangslage

Mit der Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes, der Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes und der damit verbundenen Einführung eines neuen Netzzugangsmodells wurden erste Schritte in Richtung eines effektiven Wettbewerbs gesetzt. Voraussetzungen dafür sind wiederum ausreichend vorhandene Kapazitäten und deren effiziente Nutzung einerseits und ein dementsprechend korrespondierendes Tarifmodell andererseits. Diesbezüglich wurde seitens der E-Control im derzeitigen Marktmodell (Kapazitäts- und Tarifmodell) – trotz weitreichender Akzeptanz durch die Marktteilnehmer – Verbesserungspotenzial festgestellt. Abgesehen von der Feststellung des Ausbaubedarfs durch die AGGM aufgrund der Langfristplanung besteht Handlungsbedarf nach Maßnahmen zur Optimierung der Netznutzung und der Zuordnung von Einspeisekapazitäten bei Veränderungen des Portfolios.

Gutachten

Im März 2005 wurde daher die Arbeitsgemeinschaft Bogner-Christoph mit der Durchführung der Studie „Evaluierung des Tarifmodells gemäß den derzeit geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und der Kapazitätsvergabe in Hinblick auf eine effiziente und kostensparende Nutzung der Kapazitäten in der Fernleitungsebene sowie Ableitung von regulatorischen Handlungsempfehlungen“ beauftragt.

Fact Finding und Workshops

Da das Ergebnis der Studie Auswirkungen auf alle Marktteilnehmer (Netzbetreiber, Händler, Bilanzgruppenverantwortliche, Regelzonenführer, Endkunden) hat, erfolgte deren Einbindung gleich von Beginn an. Durch gezielte Gespräche mit Vertretern aller Gruppen (Fact Finding) erhielten die Gutachter Prof. Bogner und Dr. Christoph ein erstes Stimmungsbild zum aktuellen Marktmodell mit all seinen Stärken und Schwächen.

In stufenweise abgehaltenen Workshops wurden die Ergebnisse aus dem Fact Finding sowie die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen präsentiert. Folgende Problemstellungen konnten identifiziert werden:

- Ausschöpfung der technischen Maximalkapazität durch Anpassung der Kapazitätszuordnung,
- Verbesserung der Planungssicherheit für Verteilnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Regelzonenführer (AGGM),
- kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen für Fernleitungsnetzbetreiber.

Als Alternative zum derzeitigen Briefmarkenmodell wurde das Entry-Modell vorgestellt, bei dem 30 % der Fernleitungskosten nach der verbrauchten Arbeit der jeweiligen Netzbereiche auf die Ebenen 2 und 3 gewälzt werden, während sich die restlichen 70 % der Fernleitungskosten in einem leistungsabhängigen Entry-Tarif wiederfinden.

Zusätzlich wurde der Branche von AGGM ein Entry-Exit-Modell präsentiert, in dem die Kosten der Ebene 1 zu 100 % über Entry- und Exit-Tarife verrechnet werden würden. In weiterer Folge erhielten sämtliche Marktteilnehmer wie auch Interessenvertretungen (AK/ÖGB, WKÖ, Fachverband) die Möglichkeit, zu folgenden Schwerpunktthemen Stellung zu nehmen:

- Verbesserung der Planungs- und Investitionssicherheit auf der Fernleitungsebene,
- optimale Kapazitätsnutzung, -zuordnung und -absicherung,
- funktionierender Gasmarkt und Wettbewerb und
- Investitionssicherheit auf der Verteilernetzebene.

Ergebnis

Aufgrund der generellen Zufriedenheit mit dem derzeitigen System und der resultierenden Kostenverschiebung des vorgeschlagenen Entry-Modells wurde dieses vom Großteil der Marktteilnehmer abgelehnt. Modellrechnungen haben gezeigt, dass es durch das Weglassen des Ausgleichsfaktors zu erheblichen Verschiebungen der Fernleitungskosten auf die Netzbereiche kommen würde. So würde z.B. der kundenstärkste Netzbereich Wien erheblich mehrbelastet werden.

Darüber hinaus war die Beibehaltung des in § 17 (1) GWG geregelten „Rucksack-Prinzips“ als gesetzliche Rahmenbedingung festgelegt worden.

Im aktuellen System ist die Verbesserung der Planungsgrundlage, d.h. die Datenqualität für die Kapazitätsallokation auf der Fernleitungsebene, unumgänglich. AGGM zieht als zur Verfügung stehende Daten für die Kapazitätsbeurteilung in den Fernleitungen derzeit die Entnahme aus dem Verteilnetz heran. Daher ist der Datenfluss unter Einbindung der BGV für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz eine wesentliche Voraussetzung, um das derzeitige Kapazitätsmodell zu verbessern.

Um diesen Anforderungen bestmöglich Rechnung zu tragen, wird gemeinsam mit AGGM an einem Maßnahmenkatalog gearbeitet. Die aus der Studie resultierenden Vorschläge werden dann mit allen betroffenen Marktteilnehmern im Rahmen der Überarbeitung der Marktregeln im Frühjahr 2006 diskutiert.

Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze

Die Thematik „Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze“ wurde im Jahr 2005 verstärkt öffentlich diskutiert. Die genannten Prognosen zur Substitutionsmöglichkeit von Erdgas durch Biogas liegen in einer Bandbreite von 10 bis 30 % des aktuellen Erdgasabsatzes. Um die Daten und Fakten samt möglicher Auswirkungen auf das österreichische Gasmarktmodell zu evaluieren, wurden von der E-Control zwei Untersuchungen vergeben. Das Institut für Energetik und Umwelt in Leipzig wurde mit einer detaillierten Potenzialanalyse im Rahmen eines Gutachtens betraut und am Institut für Thermodynamik und Energiewandlung der Technischen Universität Wien wurden technisch-wirtschaftliche Fragestellungen zur Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze im Rahmen einer Diplomarbeit beleuchtet.

Das Institut für Energetik und Umwelt in Leipzig hat für Österreich erstmalig einerseits die anbotsseitige Verfügbarkeit von Biomasse für Biogasproduktion untersucht und andererseits durchleuchtet, wie viel Biogas tatsächlich ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Die Ergebnisse wurden dabei regionalisiert nach Bundesländern dargestellt. An der Technischen Universität Wien wurde am Institut für Thermodynamik und Energiewandlung eine Diplomarbeit verfasst, die sich mit den Themen Biogaseinspeisung in Erdgasnetze – Reife der Technologie, Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz kritisch auseinandersetzt.

Potenzialanalyse

In einer detaillierten Analyse der Verfügbarkeit von Biomasse wurden konkurrierende Nutzung und mangelnde Verfügbarkeit von Erzeugungs- und Aufbereitungstechnologien berücksichtigt und nach Bundesländern aufgegliedert. Das Ergebnis spiegelt deutlich die strukturellen Unterschiede in den verschiedenen Bundesländern wider. Bezogen auf den gesamten Erdgasabsatz kommt die Studie zu dem Schluss, dass mit Biogas theoretisch maximal 1,7 % des Inlandgasverbrauchs gedeckt werden könnten. Dieses Potenzial berücksichtigt jedoch noch nicht, ob diese Gasmengen auch vom Erdgasnetz aufgenommen werden können.

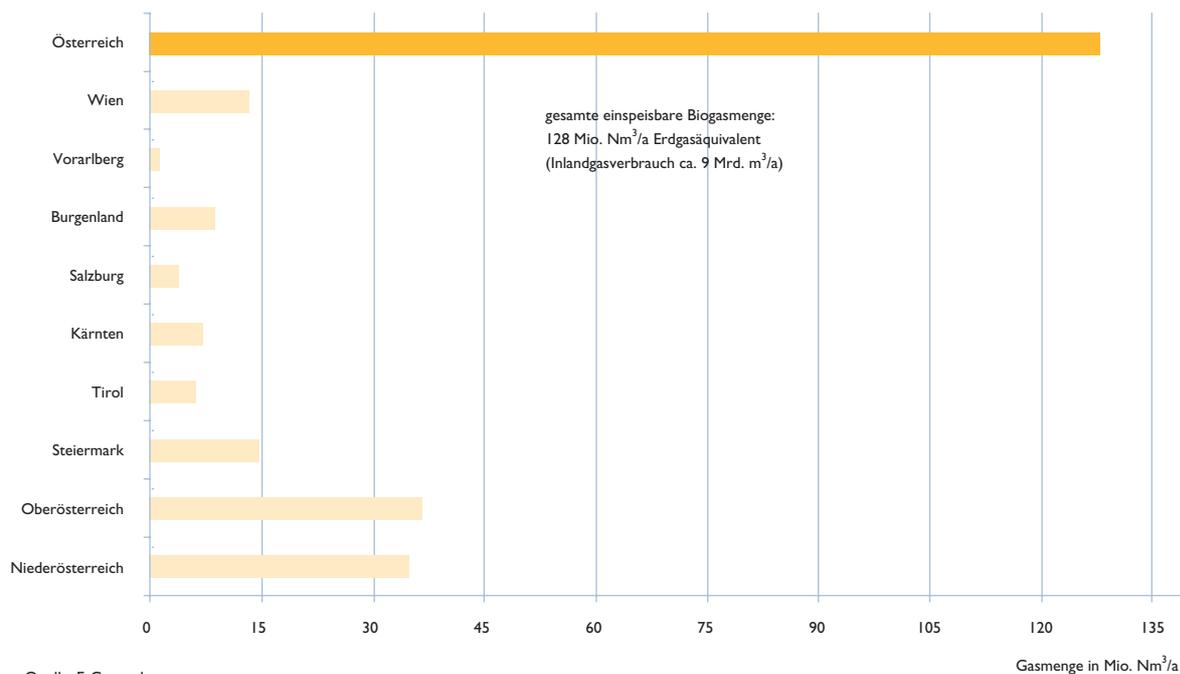
Im nächsten Schritt wurden die Struktur der Erdgasnetze und deren Aufnahmefähigkeit untersucht. Die starke jahreszeitlich schwankende Netzauslastung ist ein Spezifikum des Gasmarktes. Die sehr niedrige Gasabgabe im Sommer limitiert die Möglichkeit der Biogaseinspeisung stark. Im Rahmen einer umfangreichen Erhebung

bei den Gasnetzbetreibern wurde die maximal theoretische Aufnahmefähigkeit der Erdgasnetze ermittelt und der geografischen Verfügbarkeit von Biomasse gegenübergestellt. Unter Berücksichtigung der zuvor dargestellten Angebotsseite kann das Erdgasnetz im theoretischen Bestfall rund 1,4 % des Inlandgasverbrauchs (2004: 9 Mrd. m³) als Biogas aufnehmen. Dies entspricht den dargestellten 128 Mio. m³ pro Jahr (Abbildung 41).

Das tatsächliche Potenzial wird wesentlich geringer sein, da das theoretische Potenzial eine optimale Verteilung der Biogasanlagen voraussetzt und keine anlagenrechtlichen Genehmigungsprobleme etc. vorhanden sein dürfen. Eine tatsächliche Anschlussmöglichkeit an das Erdgasnetz muss jedenfalls anhand der individuellen Situation bei jeder geplanten Anlage einer Einzelprüfung unterzogen werden.

→ Theoretisches Biogaspotenzial in Österreich nach Bundesländern

Abbildung 41



Technisch-wirtschaftliche Analyse

Für die biochemische Biogaserzeugung („Ver-gärung“) gibt es aufgrund der vorhandenen Anlagen mit angeschlossener Verstromung Erfahrungswerte, die der Erzeugungstechnologie eine technische Reife attestieren. Hinsichtlich der Technologie zur Gasaufbereitung für eine Einspeisung in Erdgasnetze liegen allerdings noch kaum Praxiserfahrungen vor. Es sind einige wenige Anlagen bekannt, bei denen aufbereitetes Biogas im Rahmen von geförderten Forschungsprojekten in ein Erdgasnetz eingespeist wird. In Österreich wird seit kurzem in einem Forschungsprojekt die Machbarkeit mittels einer Versuchsanlage untersucht. Es gibt verfahrenstechnisch ausgereifte Prozesse zur Gasreinigung, diese sind allerdings mit einem massiven Kostenaufwand verbunden. Bereits die Kosten der Gasaufbereitung liegen etwa bei den doppelten Gesteungskosten für Erdgas von 1,5 Cent/kWh.

Für die thermochemische Biogaserzeugung („Holzvergasung“) ist weder eine erprobte Erzeugungstechnologie noch eine adäquate Aufbereitungstechnologie verfügbar, die eine Einspeisung in ein Erdgasnetz ermöglicht. Diese Technologien befinden sich noch in einer Phase der Forschung und Entwicklung. Für die nächsten 10 bis 15 Jahre ist davon auszugehen, dass keine kommerzielle Einsatzfähigkeit gegeben ist.

Ein wesentlicher Kernpunkt war auch die erforderliche Qualität, die Biogas zur Einspeisung in das Erdgasnetz erreichen muss. Neben technischen Schwierigkeiten in der Erdgasanwendung bei hohen Kohlendioxid-Gehalten, sind Kapazitätsengpässe und abrechnungstechnische Probleme Argumente für eine zwingende Aufbereitung auf Erdgasqualität.

Die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung hat ergeben, dass die Gesteungskosten etwa das 5–6fache von herkömmlichem Erdgas betragen. Das sind etwa 70 Cent bis 1 €/m³ Biogas in Erdgasqualität bei bereits optimierten Anlagengrößen.

Versorgungssicherheit

Ein Argument für den Einsatz erneuerbarer Energieträger ist die Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern. Erdgas wird derzeit zu etwa ³/₄ aus Russland, Norwegen und Deutschland importiert, der Rest stammt aus eigener Produktion.

Das Ergebnis der Potenzialanalyse zeigt deutlich, dass bei einem maximalen theoretischen Potenzial von rund 1,4 % des gesamten Erdgasabsatzes keine wesentliche Verbesserung der Versorgungssicherheit möglich ist. Abgesehen davon fällt diese Menge unabhängig vom Bedarf weitgehend bandförmig an und geht nicht auf die starke saisonale Struktur des Gasabsatzes ein.



Gemeinsame Agenden
Strom und Gas 2005



→ Schlichtungsstelle – 3 Jahre Bilanz

Wenn Konsumenten ihre Rechnungen auch nach Rückfrage bei ihrem Unternehmen nicht nachvollziehen können, oder mit einer vertraglich vereinbarten Qualität einer Leistung nicht einverstanden sind, können sie sich binnen drei Jahren nach Auftreten des Beschwerdegrundes an die Schlichtungsstelle der E-Control wenden. Gemäß § 10 a Energie-Regulierungsbehördengesetz können neben den Konsumenten aber auch die übrigen Marktteilnehmer (z.B. Lieferanten und Netzbetreiber) Streit- oder Beschwerdefälle, insbesondere betreffend Schlichtung von Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern, von Streitigkeiten aus der Abrechnung von Elektrizitäts- und Erdgaslieferungen sowie von Systemnutzungsentgelten, der E-Control vorlegen.

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. Vorfälle oder Rechnungen, die drei Jahre oder länger zurückliegen bzw. vor über drei Jahren ausgestellt wurden, können nicht behandelt werden, auch keine Streitfälle, die gerichtsanhängig sind oder bereits einmal Gegenstand eines Schlichtungsverfahrens waren.

Von den insgesamt 500 Verfahren, die seit ihrem Bestehen bei der Schlichtungsstelle abgewickelt wurden, wurden 220 Verfahren im Zeitraum 1. Oktober 2004 bis 30. September 2005 geführt. Von diesen Verfahren konnten 95,3 Prozent positiv abgeschlossen werden. Das bedeutet, dass für die Konsumenten eine zufriedenstellende Lösung erzielt, die Aufklärung eines Missverständnisses erreicht oder die Gesprächsbasis wiederhergestellt werden konnte.

Die Themen der Schlichtungsverfahren und die Gründe der Beschwerde sind im Vergleich zum Vorjahr im Wesentlichen gleich geblieben. Auch im heurigen Jahr betrafen die meisten Beschwerden unerklärliche Verbrauchssteigerungen und nicht nachvollziehbare Energierechnungen. Gesunken ist hingegen die Anzahl an Beschwerden über Anschlusskosten bei Neubau bzw. Erweiterung einer Anlage.

Neben formellen Verfahren und durchschnittlich wöchentlich 20 telefonischen Anfragen wurden von den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Schlichtungsstelle insgesamt auch mehr als 100 Briefe und 450 E-Mails, die unter schlichtungsstelle@e-control.at eingelangt sind, beantwortet. Die Themen der Anfragen reichen von allgemeinen Anfragen zu rechtlichen Grundlagen (Gesetze, Verordnungen, Marktregeln) bis zu Fragen über Preise, Netztarife und den Energieverbrauch von Haushaltsgeräten.

Nähere Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle finden sich im Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle 2005, der auf www.e-control.at abrufbar ist.

→ Missbrauchsaufsicht

Im Rahmen ihrer Überwachungs- und Aufsichtsfunktion hat die E-Control dafür Sorge zu tragen, dass es zu keinen Ungleichbehandlungen von Marktteilnehmern durch Monopolisten (Netzbetreiber) kommt. Stellt die E-Control einen Missstand fest, so hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um den gesetzmäßigen Zustand wiederherzustellen. Im Jahr 2005 wurden bei der E-Control knapp 20 Missbrauchsverfahren geführt. Die meisten anhängigen Verfahren werden aufgrund von Eingaben der Lieferanten der Kunden oder der Kun-

den selbst eingeleitet. Einige Missstände wurden der Behörde im Rahmen ihrer Streitschlichtungstätigkeit bekannt, sodass zusätzlich zum Streitschlichtungsverfahren auch ein Missbrauchsverfahren eingeleitet wurde. Die Verfahren hatten unterschiedlichen Inhalt, beispielsweise Zuordnung zu bestimmten Netzebenen, Verrechnung von Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten, Anschlusspunkt und Netzzutrittsentgelt bei Erhöhung der Leistung, Verrechnung von Transformatormietten, Anschlusspunkt und Kosten des vorgelagerten Netzes bei Einspeisern, Abschluss von Rahmenvereinbarungen über Rechnungslegung und Vorsteuerabzug zwischen Netzbetreibern und Lieferanten, Lieferantenwechsel und kalkulatorische Mehrkosten für Ökostrom.

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

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 künftig gesetzeskonform vorgehen.

→ Informationstätigkeit

Vortragstätigkeit und Publikationen von Energie-Control-Mitarbeitern

Auch im Jahr 2005 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 mehr als 120 Vorträge bei nationalen und internationalen Konferenzen und Tagungen zum Thema Energiemarktliberalisierung gehalten. Darüber hinaus wurden von Mitarbeitern der E-Control für einschlägige Fachzeitschriften verschiedene Artikel und Fachbeiträge verfasst.

Medienarbeit der Energie-Control 2005

Auch im abgelaufenen Jahr 2005 kam der Öffentlichkeitsarbeit der E-Control große Bedeutung zu. Sie hat während des gesamten Jahres breiten Raum eingenommen. So wurden von der E-Control eine Reihe von Pressekonferenzen und Energie-Round-Tables veranstaltet, regelmäßig Presseaussendungen verfasst sowie laufend Journalisten-Hintergrundgespräche geführt. Im gesamten Jahr 2005 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

Aufgrund von Preiserhöhungen der Strom- und Gaslieferanten seit Ende 2004 ist die Anzahl der durchgeführten Berechnungen im Tarifkalkulator der E-Control im Vergleich zu den Vorjahren deutlich gestiegen. An Spitzentagen werden rd. 15.000 Tarifkalkulator-Abfragen erstellt, wovon ein Großteil der Abfragen für Strom (rd. 70 %) durchgeführt wird und rd. 30 % für Gas. Im Strombereich wurden rund 90 % der Berechnungen für Haushaltstarife, rd. 8 % für Gewerbetarife und rund 2 % für Landwirtschaftstarife durchgeführt. Im Gasbereich lag der Anteil der Berechnungen für Haushaltskundentarife bei rd. 91 %, für Gewerbekundentarife bei 9 %. Abfragen für Landwirtschaftstarife wurden nur in geringer Zahl erstellt, wobei die Landwirtschaftstarife meist jenen der Haushaltskunden gleichen. Insgesamt wurden 2005 mehr als 700.000 Berechnungen durchgeführt (im Vergleich zum Jahr 2004 rd. 200.000 Berechnungen). Auch die Zahl der registrierten Watch-Dog-User ist deutlich gestiegen. Von rd. 1.700 Personen, die regelmäßig durch die „Watch-Dog“-Funktion automatisch über Preisänderungen informiert werden, sind mittlerweile knapp 4.700 Personen registriert.

Die gestiegenen (technischen) Anforderungen an den Tarifkalkulator haben einen Relaunch erfordert. Gemeinsam mit der Fa. Ontec wurden über die Sommermonate bis in den Herbst die technischen Voraussetzungen dafür geschaffen, dass der Tarifkalkulator Ende 2005 online verfügbar ist. Dadurch wurde die Stabilität des Systems wie auch die Anzahl der gleichzeitigen Abfragen erhöht. Mit dem neuen System wird es auch im ersten Halbjahr 2006 zu einigen funktionalen Erweiterungen des Tarifkalkulators kommen.

Darüber hinaus wurde der Tarifkalkulator im Jahr 2005 um eine Großkundenlieferantenliste erweitert, da Großkunden regelmäßig bei der E-Control angefragt haben, welche Energieunternehmen als potenzielle Lieferanten von elektrischer Energie bzw. Erdgas in Frage kommen. Für Großkunden sind die Tarife im Tarifkalkulator sowohl aufgrund der hohen Abnahmemenge als auch aufgrund des individuell unterschiedlichen Verbrauchsverhaltens nicht relevant. Mit der Großkundenlieferantenliste haben Kunden mit großen Abnahmemengen die Möglichkeit, potenzielle Lieferanten in Erfahrung zu bringen und diese zur Erstellung eines Angebotes zu kontaktieren.

Hotline

Zur allgemeinen Konsumenteninformation hat die E-Control eine Hotline mit der Telefonnummer 0810 10 25 54 (zum Ortstarif) eingerichtet. Im Schnitt wenden sich monatlich 325 Konsumenten an die Hotline. Die Fragen, die die Mitarbeiter 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. Nach der Ankündigung der Energiepreiserhöhungen im Herbst 2004 und nach Einstieg des Verbunds in den Endkundenmarkt im Juli 2005 stiegen die Anfragen sprunghaft an und erreichten Spitzenwerte mit über 100 Anrufen am Tag.

Weiters konnte aufgrund der verstärkten Präsenz der E-Control in den Medien bei der Konsumenten-Hotline ein Anstieg der Anrufe im Vergleich zum Vorjahr von über 170 % verzeichnet werden.



→ **Mitarbeit in CEER und ERGEG**

Der Council of European Energy Regulators (CEER) ist die Vereinigung, über die die Europäischen Regulatoren für Elektrizität und Gas zusammenkommen, um miteinander Belange gemeinsamen Interesses und Prioritäten zu besprechen. CEER bereitet dabei die Arbeit für das von der Europäischen Kommission eingerichtete Beratungsgremium ERGEG vor.

Hauptziel der Regulatoren ist das Vorantreiben eines funktionsfähigen europäischen Strom- und Gasmarktes durch erfolgreiche Liberalisierung und die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes.

Das Arbeitsprogramm der Regulatoren umfasst die Entwicklung von hochrangigen Strategien sowie den detaillierten technischen Rat hinsichtlich Regulierung und Regelungen sowie Monitoring und Berichterstattung hinsichtlich Einhaltung und Wirksamkeit von relevanten Regeln und Leitlinien. Mit diesen soll der Wettbewerb in Energiemärkten gefördert werden. Folgende fünf Schwerpunktthemen lassen sich zusammenfassen:

- Grenzüberschreitender Stromhandel und Versorgungssicherheit,
- Monitoring regulatorischer Entwicklungen und Marktentwicklungen,
- Transparenz von Information,
- Regionale Märkte und Süd-Ost Europa-Prozess,
- „Best-Practice“-Regulierung.

Grenzüberschreitender Stromhandel und Versorgungssicherheit

Das Ziel der Regulatoren ist es, den regulatorischen Rahmen für die maximale Ausnutzung verfügbarer Verbindungskapazität sowie die Investition in neue Kapazitäten, wo diese benötigt werden, sicherzustellen. 2005 hat CEER Untersuchungen in die effiziente Förderung von grenzüberschreitender Infrastruktur und die Interaktion von Börsen angestellt. ERGEG führt diese Arbeit 2006 weiter, und auch CEER wird sich der Thematik des relevanten Marktdesigns für regionale Märkte widmen.

Monitoring regulatorischer Entwicklungen und Marktentwicklungen

Die Elektrizitäts- und Gas-Richtlinien (2003/54/EG und 2003/55/EG) sehen ab 2005 vermehrte Berichterstattungspflicht sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene vor. Die Europäische Kommission überwacht die Umsetzung der Richtlinien im Rahmen ihres jährlichen Benchmarking-Reports. Die Kommission hat die Regulatoren um Unterstützung beim Monitoring und bei der Berichterstattung hinsichtlich Umsetzungsgrad der rechtlichen und regulatorischen Regelungen (inkl. rechtsverbindlicher Leitlinien oder Empfehlungen von ERGEG) angehalten. Die Umsetzung von EU-Recht und freiwilligen Übereinkommen wird von CEER und ERGEG ständig in Form von Monitoring-Berichten überwacht.

Transparenz von Information

Der Zugang zu Marktinformationen ist für einen funktionsfähigen Wettbewerbsmarkt unerlässlich. Nach einer Auflistung relevanter Informationen und dem Aufzeigen eines Zusammenhangs von Informationsverfügbarkeit und Energiepreisgestaltung wird sich CEER 2006 dem Thema Transparenz von Information, und wo diese nicht veröffentlicht werden kann/darf, sowie dem Management von Informationen widmen.

Regionale Märkte und Südosteuropa

CEER widmet sich seit 2005 dem Thema „regionale Märkte“. Im Elektrizitätsbereich beschäftigte sich CEER 2005 mit Marktdesign in Verbindung mit der Interaktion zwischen grenzüberschreitendem Engpassmanagement und dem Design verbundener nationaler Märkte. Diese Arbeit wird auf die Resonanz zum ERGEG Konsultationspapier „Creation of Regional Electricity Markets“ aufbauen. Gasseitig wird sich die Arbeit ähnlich gestalten, wobei das Gaskonsultationspapier „Developing a Roadmap towards a Single Competitive European Gas Market“ als Grundlage dient.

Im Südosteuropa-Prozess ist für 2006 vorgesehen, das Marktdesign weiterhin auszugestalten und das Institutionen-Monitoring weiterzuvorführen. Die Harmonisierung des regulatorischen Rahmens und der Regulatorienkompetenzen wird neben der Entwicklung einer detaillierten Strategie für Gasmärkte im Fokus stehen.

Best Practice-Regulation

CEER wird den Informationsaustausch sowie Benchmarking- und Monitoring-Aktivitäten im Jahr 2006 konsolidieren.

2005 wurde der nunmehr 3. Benchmarking-Bericht über die Stromversorgungsqualität erstellt. 2006 wird diese Aktivität auch die Qualität von Gasdienstleistungen erfassen. Andere Aktivitäten umfassten den Austausch von Informationen zur „Best-Practice“-Regulierung und zum anreizorientierten Netzbetreiber-Benchmarking. Die Koordinierung internationaler Kooperationen wird 2006 im Rahmen einer webbasierten Plattform (IERN) umgesetzt werden, die es u.a. erlauben wird, mit sämtlichen Regulatoren weltweit online in einen Diskussionsprozess (neben dem alle zwei Jahre stattfindenden „Energy World Forum“) zu treten.

Die E-Control hat in sämtlichen Arbeitsgruppen Beiträge geleistet und vor allem in der Arbeitsgruppe „Energie-Binnenmarkt“ federführend hinsichtlich weiterer Schritte zur Schaffung regionaler Märkte mitgewirkt.

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

XII. Florenz-Forum

Das nunmehr 12. Florenz-Forum, eine Plattform des Stromsektors (Europäische Kommission, Mitgliedstaaten, Regulatoren, Industrie und diverse Interessenvertretungen) fand am 1. und 2. September 2005 statt. Dabei stand die Diskussion um die Schaffung eines funktionsfähigen Europäischen Energiebinnenmarktes im Zentrum. Ausreichende Verbindungsleitungen, integrierte und verlässliche Übertragungssysteme und miteinander vereinbare Marktregeln für Großhandelsmärkte wurden dabei genauso als Voraussetzung für einen funktionierenden gesamteuropäischen Markt hervorgehoben wie das Bestehen von angemessenen Informationen für alle Marktteilnehmer neben Netzzugang.

ERGEG wird beim 13. Florenz-Forum Guidelines über Transparenz und Information auf Basis der CEER-Arbeiten, die 2005 gemacht wurden, vorstellen. Die Vereinigungen der europäischen Netzbetreiber und Elektrizitätsmarktteilnehmer, ETSO und EURELECTRIC, werden den Umfang relevanter Informationserfordernisse für Netzbetreiber und Marktteilnehmer erheben, die sowohl für den Handel mit Strom als auch für Investitionstätigkeit in den Großhandelsmarkt notwendig sind. 2005 startete ein Diskussionsprozess über Engpassmanagement in kleineren Gruppen, den so genannten „Mini-Fora“. Sieben Mini Fora, welche die geplanten „Regionen“ reflektieren, werden 2006 weiterhin in Richtung marktbasierter Kapazitätsvergabeverfahren arbeiten sowie ein verbessertes koordiniertes Engpassmanagement vor allem in der Region Zentral-, Ost-, Süd- und West-Europa schaffen.

X. Madrid-Forum

Der so genannte Madrid-Prozess wurde im Jahr 1999 von der Europäischen Kommission zur Diskussion jener Themen im Zusammenhang mit der Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes eingerichtet, die nicht in der Erdgasbinnenmarktlinie geregelt werden. Das Forum tritt zweimal jährlich unter Teilnahme von Vertretern der Regulierungsbehörden, Mitgliedstaaten der Europäischen Union, der Europäischen Kommission, Fernleitungsnetzbetreibern, Gashändlern, Gasverbrauchern sowie Repräsentanten der Gasbörsen in Madrid zusammen. Seit 2002 sind auch die Energiebehörden und Regulatoren der Beitrittsländer und Regulatoren der Beitrittsländer vertreten. Zur Intensivierung des Dialoges mit Russland als Hauptimportquelle der europäischen Erdgasversorgung werden gleichzeitig auch Vertreter des russischen Gasexporteurs Gazprom zur Teilnahme eingeladen.

Das X. Madrid-Forum fand vom 15. bis 16. September 2005 statt. Neben ersten Berichten der Europäischen Kommission über die Ergebnisse ihres Benchmarking Reports und der Gasmarktuntersuchung waren die Bereiche Speicherzugang, Ausgleichsenergie und Interoperabilität Hauptthemen des Forums. Betreffend des Speicherzugangs präsentierte ERGEG einen Zwischenbericht über die Umsetzung der beim IX. Madrid-Forum im Dezember 2004 beschlossenen Leitlinien für den Zugang zu Erdgasspeichern (GGP – Storage); ein Endbericht wird im Rahmen des XII. Madrid-Forums präsentiert.

Eine von CEER erstellte und beim X. Madrid-Forum veröffentlichte sog. „road map“ für die Entwicklung des europäischen Gasbinnenmarktes analysiert die Problemfelder des Großhandelsmarktes und gibt Handlungsempfehlungen ab. Das Dokument steht derzeit zur Konsultation durch die europäischen Marktteilnehmer.



→ Jänner

03.01.2005 Die KELAG hat die Bereiche Erzeugung und Vertrieb und das Verteilnetz getrennt und die KELAG Netz GmbH gegründet. Die Neustrukturierung wurde durch eine Richtlinie der EU notwendig.

04.01.2005 In Oberösterreich wurden bis Jahresende 2004 insgesamt 781 neue Ökoenergieanlagen genehmigt.

07.01.2005 Österreichs Windkraftbetreiber haben im Vorjahr rd. 200 Mio. Euro in neue Windanlagen (insgesamt 170 MW Leistung) investiert.

08.01.2005 Der Verfassungsgerichtshof (VfGH) hat einen Antrag der Burgenländischen Landesregierung auf Aufhebung der Systemnutzungstarife-Verordnung aus dem Jahr 2003 abgewiesen.

14.01.2005 Gleichzeitig mit der Senkung der Netztarife werden einige Energieversorger die Energiepreise um denselben Betrag anheben, um den die Netzkosten sinken.

14.01.2005 Die EU kritisiert die Energiepolitik und speziell die hohen Gasnetztarife in Österreich. Der stärkere Wettbewerb infolge der Liberalisierung dürfte auf die österreichischen Gasunternehmen nur einen geringen Eindruck gemacht haben.

15.01.2005 Die EVN hat den Kauf von 67 % der beiden bulgarischen Stromverteilunternehmen Plovdiv und Stara Zagora um zusammen 271 Mio. Euro abgeschlossen.

21.01.2005 Trotz der mittlerweile eingetretenen Entspannung der Ölpreisentwicklung sieht ÖÖ Ferngas keinen Spielraum für eine Reduktion des Erdgaspreises.

28.01.2005 Österreich verzeichnet weltweit die größten Zuwächse an neuen Ökostrom-Anlagen. Bis 2007 wird Österreich bereits 7 % des Stroms aus Ökoanlagen beziehen, während im Gesetz nur 4 % festgelegt sind.

28.01.2005 Die TIWAG verzeichnet einen historischen Höchstwert beim Stromverbrauch. So erreichte die Stundenabgabe 898 MWh, die Tagesabgabe lag bei 18,2 GWh.

→ Februar

01.02.2005 In Salzburg, Kärnten und Burgenland sowie bei der Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) im Höchstspannungsnetz werden die Stromnetztarife um 9–20 % gesenkt.

01.02.2005 Die Energiekosten für das Jahr 2004 haben sich laut Energieverwertungsagentur im Vergleich zu 2003 durchschnittlich um 6,4 % erhöht. Strom verteuerte sich um 2,7 % und Gas um 5,5 %.

07.02.2005 Vattenfall wird 35,3 % am größten dänischen Stromversorger Elsam übernehmen.

09.02.2005 Laut Umfrage des Marktforschungsinstituts Focus erwägen nur 3 % der Österreicher, den Stromlieferanten zu wechseln. Die höchste Wechselbereitschaft gibt es in Wien, die geringste in Oberösterreich.

10.02.2005 Der Präsident der Wirtschaftskammer Christoph Leitl kritisierte neuerlich die zu hohen Netzgebühren für Strom in Österreich.

11.02.2005 Die Verbund-Tochter Austrian Power Grid AG (APG) hat eine negative Stellungnahme zur Teilverkabelung der 380 kV-Leitung abgegeben. Diese würde Mehrkosten von 386 Mio. Euro bedeuten.

16.02.2005 Erstmals wechselten in Stockholm CO₂-Emissionsrechte mit einem Gesamtvolumen von 45.000 Tonnen über die skandinavische Strombörse Nordpool den Besitzer.

18.02.2005 OMV und Gazprom haben vereinbart, in ihren Gaslieferverträgen die Beschränkungen für den Absatz in bestimmten Gebieten zu streichen und das Vorkaufsrecht für die OMV von für Österreich bestimmtem Gas von Gazprom aus den Vertragsbestimmungen herauszunehmen.

19.02.2005 Zur Finanzierung von Großprojekten gibt die Energie AG eine Anleihe in Höhe von 300 Mio. Euro aus.

22.02.2005 Die italienische Erdgasgesellschaft ENI will sich von der Tochter Snam Rete Gas trennen, an der ENI einen 50-Prozent-Anteil hält. Durch diese Initiative wird ENI den eigenen Anteil am italienischen Gasnetz auf maximal 15 Prozent reduzieren.

23.02.2005 Die Verbund-Austrian Hydro Power AG (AHP) baut bis 2011 in Kaprun ein neues Pumpspeicherkraftwerk.
24.02.2005 Das deutsche Bundeskartellamt plant die Beschränkung langfristiger Gaslieferungsverträge. Nach Ansicht der Behörde sind die Verträge ein Hauptgrund dafür, dass sich die Anbietervielfalt und der Preiswettbewerb bisher kaum entwickelt haben.
25.02.2005 Der Handel mit CO₂-Zertifikaten wird nicht zum 1. März 2005 starten können. Auch Länder wie Frankreich, Großbritannien oder Deutschland haben eine Verzögerung angekündigt.

→ März

03.03.2005 „Der Wettbewerb am Strommarkt funktioniert nicht“, lautet die Zwischenbilanz zur Branchenuntersuchung des österreichischen Strommarktes. Dieses Versagen des Marktes ist vorwiegend auf Marktbeherrschung, Remonopolisierung, Verflechtung der Stromanbieter und fehlendes Unbundling zurückzuführen.
03.03.2005 Der italienische Öl- und Gaskonzern Eni plant den Ausbau der Pipeline, die über Österreich Gas aus Russland nach Italien leitet. 300 Mio. Euro will das Unternehmen in das Projekt investieren.
04.03.2005 Die Kärntner Wirtschaftskammer und der Strompool Best Connect bringen eine Klage gegen die EnergieAllianz beim Kartellgericht ein.
08.03.2005 Burkhard Hofer ist Nachfolger von Rudolf Gruber bei der EVN.
11.03.2005 Die Bundesländer sind mit dem Fahrplan zur Liberalisierung des Strommarktes im Verzug. Notwendige Gesetzesänderungen wie das Unbundling sind noch nicht vollzogen.
16.03.2005 Durch den Kauf der rumänischen Petrom um 1,5 Mrd. Euro konnte die OMV ihren Marktanteil in der Donauregion von 14 auf 18 % steigern.

17.03.2005 Die Kommission hat zehn EU-Staaten zur Umsetzung der Liberalisierung der Energiemärkte aufgefordert. Sie setzte den Ländern eine zweimonatige Frist.
21.03.2005 Der Tiroler Gasversorger TIGAS hat sich mit 6 % an der Bayerngas beteiligt.
28.03.2005 Die Behörden haben die 380 kV-Leitung als umweltverträglich eingestuft und bei der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) positive Bescheide erlassen.
29.03.2005 Die Erdgas OÖ hat den Spatenstich für die bundesweit erste Biogasanlage gesetzt, die gereinigtes und veredeltes Biogas in das bestehende Erdgasnetz einspeisen wird.

→ April

01.04.2005 Die Netztarife für Strom werden in Wien, Niederösterreich, Tirol und Vorarlberg um 8–10 % gesenkt.
01.04.2005 Die Vorarlberger Kraftwerke AG (VKW) erhöht die Strompreise für Haushalte und Geschäftskunden um durchschnittlich 1,5 %.
01.04.2005 Die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig bietet ihren Handelsteilnehmern Stromlieferungen aus und nach Österreich an.
02.04.2005 Die EVN hat ihren Anteil an der Rohöl-Aufsuchungs-AG (RAG) von 30 auf 37,5 % erhöht. Der Landesversorger hält jetzt mit 50,5 % der Anteile die Mehrheit an der RAG-Beteiligungs-AG, die 75 % der RAG-Anteile hält.
12.04.2005 In Wien entsteht Österreichs größtes Biomasse-Kraftwerk in Simmering. Die geplante Leistung liegt bei rund 62 MW.

→ Mai

09.05.2005 Der Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten wird für die nächsten Jahre in Österreich auf rund 3.000 MW geschätzt.
10.05.2005 EVN, Wienstrom, Linzstrom und BEWAG haben sich zu 10,08 % an der Verrechnungsstelle APCS Power Clearing and Settlement AG in Wien beteiligt.

18.05.2005 Von den rund 800.000 österreichischen Haushalten haben sich seit Beginn der Liberalisierung 21.000 oder 2,6 % einen billigeren Gaslieferanten gesucht.

18.05.2005 Die OMV hat mit der russischen Gazprom einen Transportvertrag über jährlich 4,4 Mrd. m³ russisches Erdgas nach Westeuropa abgeschlossen, der bis zum Jahr 2027 läuft.

→ Juni

01.06.2005 Die Stromnetztarife werden in Oberösterreich und der Steiermark um 10–15 % gesenkt.

13.06.2005 Die EU-Kommission hat ihre jahrelangen Ermittlungen gegen den russischen Gazprom-Konzern wegen des Verdachts wettbewerbswidriger Lieferverträge eingestellt.

14.06.2005 Die Europäische Kommission startet mit einer europaweiten Untersuchung der Elektrizitäts- und Gasmärkte. Zudem verhindern Markteintrittsbarrieren das Auftreten neuer Anbieter.

18.06.2005 Die italienische Erdgasgesellschaft Eni und die OMV wollen die Kapazität der Trans Austria Gasleitung (TAG) weiter ausbauen. Dadurch können ab 2008 rund 3,2 Mrd. m³ mehr Gas im Jahr durch die Leitungen gepumpt werden.

27.06.2005 Der neue Präsident des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) heißt Leo Windtner. Der Energie AG Boss folgt Michael Pistauer nach. TIWAG-Chef Bruno Wallnöfer wurde zum Vizepräsidenten gewählt.

30.06.2005 An der heimischen Energiebörse EXAA wurde der Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten gestartet.

→ Juli

01.07.2005 Die Verbundgesellschaft steigt ins Endkundengeschäft ein und bietet erstmals privaten Haushalten und Gewerbebetrieben Strom österreichweit an.

05.07.2005 Die Versorgungssicherheit in Österreich bei elektrischem Strom lag 2004 bei 99,99 %, die Nichtverfügbarkeit aufgrund von Stromausfällen bei 30,33 Minuten.

06.07.2005 Die EU-Kommission hat Estland, Irland, Griechenland, Spanien und Luxemburg wegen der bisher nicht erfolgten Öffnung der nationalen Energiemärkte vor dem Europäischen Gerichtshof (EuGH) verklagt.

13.07.2005 Econgas führt aufgrund der Zusagen im Rahmen des Zusammenschlusses zum dritten Mal eine Online-Versteigerung von mind. 270 Mio. m³ Erdgas durch. Zehn Unternehmen aus vier Ländern waren erfolgreiche Bieter, darunter zwei Unternehmen aus Österreich.

13.07.2005 TIWAG kauft sich beim Strom- und Gasdiskonter MyElectric ein. Die Salzburg AG, bisher Alleineigentümer der MyElectric, gibt die Hälfte der Anteile an die Tiroler ab.

14.07.2005 Die E-Control und der Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) einigen sich auf ein „Anreizregulierungssystem“ für die Festlegung der Stromnetztarife.

16.07.2005 Die geplante Netztarifsenkung wird Verteuerungen nicht kompensieren. Die oberösterreichischen Gasversorger planen Preiserhöhungen von rund 10 % ab September 2005.

21.07.2005 Die TIGAS hat 60 % von Energas-Südgas an die SEL AG verkauft und ihren Anteil an der SELGAS auf 40 % aufgestockt.

27.07.2005 Die oberösterreichische Energie AG gründet mit 1. Oktober 2005 eine eigene Netzgesellschaft.

→ August

12.08.2005 Die Verlängerung der Frist für die Förderung von Ökostrom-Anlagen ist nun fixiert worden. Mit einer neuen Verordnungsnovelle des BMWA wird der Stichtag für die Inbetriebnahme von bis Ende 2004 genehmigten Ökostromanlagen von 30. Juni 2006 auf den 31. Dezember 2007 erstreckt.

17.08.2005 Die Tiroler Landesregierung hat sich zur Durchführung einer Machbarkeitsstudie für vier Kraftwerke entschieden.

18.08.2005 In Deutschland hat das Bundeskartellamt ein Prüfverfahren gegen große deutsche Stromkonzerne aufgenommen.

26.08.2005 Verbund-Chef Haider gibt bekannt, dass der Rückkauf der Vertriebsfirma APC (Großkundengeschäft) bei der Kartellbehörde angemeldet wurde.

27.08.2005 Die EVN ist nun 100 %iger Besitzer des ehemaligen Kraftwerkes Zwentendorf.

31.08.2005 Das Wasserkraftwerk Wien Nussdorf wird offiziell eröffnet (24,6 Mio. Euro). Es ist ein Gemeinschaftsprojekt von Wienstrom, EVN und Verbund.

→ September

02.09.2005 IV-Präsident Sorger spricht sich für eine komplette Privatisierung der Landesenergieversorger aus.

06.09.2005 Die Regierung der Niederlande legt einen Gesetzesentwurf zur Teilprivatisierung des Strommarktes vor.

08.09.2005 Die EU-Kommission kritisiert die Fusionswelle in der Energiebranche und wird die weitere Entwicklung sehr kritisch beobachten.

12.09.2005 Nach Angaben der internationalen Atomenergiebehörde sind auf der ganzen Welt derzeit 44 Atomkraftwerke in Betrieb und 22 in Bau.

14.09.2005 Die 380 kV-Salzburg Leitung liegt öffentlich zur Stellungnahme auf.

15.09.2005 Die Energie AG will bis 2015 rund 600 Mill. Euro in neue Kraftwerke investieren.

19.09.2005 Die Kärntner brauchen immer mehr Strom. Pro Jahr steigt der Bedarf im Bundesland um 2,7 %.

19.09.2005 Immer mehr Gaskunden gehen in Deutschland gegen die Preiserhöhungen der Energieversorger vor; mittlerweile rd. 500.000 Kunden. In keinem Fall ist bisher ein Verbraucher zur Zahlung des vollen Gaspreises verurteilt worden.

26.09.2005 Die deutsche Bundesnetzagentur fordert eine Senkung der Netztarife. Bei den Netzentgelten sei die Transparenz mangelhaft, was die Preisvergleiche erschwert. Der bislang durch die Marktteilnehmer geregelte Netzzugang wird nun durch die staatliche Aufsicht gewährleistet.

27.09.2005 Die OMV bündelt ihre Gasaktivitäten in einer neuen Holding, der OMV Gas International. Sie umfasst: die OMV Gas GmbH, die für Transport, Speicher und Handel zuständig ist, den 20 %-Anteil der OMV an der Nabucco International, den Anteil an der Großkundengesellschaft Econgas sowie die Gasdivision der rumänischen Petrom.

28.09.2005 Auch im österreichischen Gasmarkt sind Wettbewerbsdefizite erkennbar. Dies ergab die Branchenuntersuchung, die die Bundeswettbewerbsbehörde in Zusammenarbeit mit der E-Control durchgeführt hat. Maßnahmen zur Wettbewerbsintensivierung sollen im weiteren Verlauf der Untersuchung erarbeitet werden.

28.09.2005 Das Kartellamt genehmigt den 50 %igen Einstieg der TIWAG bei MyElectric.

30.09.2005 Die Schweiz strebt mit der EU ein bilaterales Abkommen im Elektrizitätswesen an, in dem der „Stromtransit“, der gegenseitige Marktzugang und die Zertifizierung von Ökostrom geregelt werden.

→ Oktober

01.10.2005 Erdgas wird bei einigen Gasversorgern teurer. Der Gesamtpreis erhöht sich bei der Begas um 6,5 %. TIGAS-Kunden zahlen um 10 % mehr. Die niederösterreichische EVN erhöht die reinen Gaspreise um 25 %.

08.10.2005 Das deutsche Kartellamt überprüft die langfristigen Verträge zwischen den Gasgesellschaften und den Stadtwerken. Denn Bindungen auf 25 Jahre seien für den Wettbewerb hinderlich, so der Präsident des Kartellamts Ulf Böge.

13.10.2005 EnBW hat ihren Anteil an der EVN von 13,2 % auf knapp 30 % erhöht.

29.10.2005 Die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz führt zu einer Dauerbelastung der Steuerzahler. Das geht aus zwei Studien, die im Auftrag der E-Control durchgeführt wurden, hervor. Die Finanzierung ist unklar, die Technik nicht ausgereift. Für die nächsten 10 bis 15 Jahre sei keine kommerzielle Einsatzfähigkeit möglich.

→ November

01.11.2005 Die Gas-Netztarife werden um rund 10 % gesenkt. Am stärksten reduzieren müssen ihre Netztarife die Energieversorger in Vorarlberg (minus 14 %) und Oberösterreich (minus 13,2 %), gering ist die Senkung in Wien (minus 6,9 %). Unverändert bleiben die Tarife in Tirol.

01.11.2005 Der Energiekonzern ESTAG erhöht die Gaspreise um 5 %. Bei der KELAG kommt es zu einer Erhöhung des Gesamtpreises um 10 %. Die Stadtwerke Klagenfurt senken den Gesamtpreis um 4 %.

03.11.2005 Nach Anhebung der Gaspreise mit 1. Oktober 2005 kündigt die Begas eine weitere Erhöhung ab 1. Jänner 2006 um 9 % an.

04.11.2005 Die Salzburg AG und die TIWAG gründen per 1. Jänner 2006 jeweils eigene Netzgesellschaften.

05.11.2005 Das Kartellgericht hat grünes Licht für den Rückkauf der APC von der slowenischen Istrabenz durch den Verbund gegeben.

07.11.2005 Der deutsche Marktführer E.ON legt die Kalkulation der Gaspreise für Privatkunden offen. E.ON will mit diesem Schritt Transparenz schaffen und somit Zweifel an der Angemessenheit der Gaspreise ausräumen.

08.11.2005 Die weltweite Energienachfrage wird laut Internationaler Energieagentur bis 2030 um mehr als 50 % steigen.

11.11.2005 Italiens Regierungschef Silvio Berlusconi fordert den Bau neuer Atomkraftwerke in Europa.

12.11.2005 Die Energiepreise für Strom für Industriekunden sind im Vergleich zum Vorjahr um 25 % gestiegen.

12.11.2005 Die BEWAG hat die Bewag Netz GesmbH gegründet. Diese ist für die Errichtung und die Wartung des Leitungssystems zuständig.

14.11.2005 Die Grünen haben einen Leitantrag zu einer Energiewende einstimmig angenommen. Ziel ist es, den gesamten Energieverbrauch in Österreich bis zum Jahr 2020 um 20 % zu senken.

15.11.2005 Die Vorarlberger Kraftwerke AG (VKW) haben angekündigt, die Differenzierung zwischen Sommer- und Winterstrompreisen bei Haushalts- und Geschäftskunden mit 1. Jänner 2006 abzuschaffen.

16.11.2005 Die EU-Kommission hat einen Wettbewerbsbericht über die Fortschritte der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und erste Ergebnisse der Sektorenuntersuchung präsentiert. In den Berichten werden Wettbewerbshemmnisse wie Marktkonzentration, Mangel an Marktintegration, mangelnde Transparenz, vertikale Integration, mangelndes Unbundling und Preisgründe kritisiert. Endgültige Ergebnisse der Sektorenuntersuchung soll es im 2. Halbjahr 2006 geben.

19.11.2005 Im Süden Österreichs gibt es Probleme mit der Gasversorgung. Neue Großkunden können nicht ans Netz angeschlossen werden.

21.11.2005 Ein neuer Anlauf zur Umsetzung der Österreichischen Stromlösung wird unternommen. Der Verbund soll zusätzlich mit 24 % am Haushaltskundengeschäft der Vertriebsunternehmen beteiligt werden.

21.11.2005 Die Electricité de France (EdF) notiert erstmals an der Börse. Rund 7 Mrd. Euro soll die Teilprivatisierung dem französischen Staat einbringen.

21.11.2005 Die Preise an der Leipziger Strombörse haben Rekordniveau. Kontingente für das Jahr 2006 wurden bis zu 47,50 €/MWh gehandelt, Monatskontingente für Dezember 2005 und Jänner 2006 kosten bis zu 57 Euro.

23.11.2005 Das Kernkraftwerk Paks in Ungarn bleibt noch 20 Jahre in Betrieb. Das hat das ungarische Parlament beschlossen.

24.11.2005 Die Verbund-Netztochter APG warnt vor einer kritischen Situation wegen fehlender Leitungen und der extremen Ungleichverteilung zwischen Stromerzeugung und -verbrauch in Österreich.

24.11.2005 Laut den gesetzlichen Bestimmungen des Unbundling wird der Netzbetrieb der Steweg-Steg und der ESTAG ab 1. Jänner 2006 in eine eigene Gesellschaft, die Stromnetz Steiermark GmbH, ausgegliedert.

24.11.2005 Die Strompreise im Großhandel verteuerten sich an der Grazer Strombörse EXAA auf 130 €/MWh. Spitzenlaststrom verteuerte sich sogar auf 186 €/MWh.

26.11.2005 Regierung und SPÖ haben sich im Wirtschaftsausschuss des Nationalrats auf ein neues Fördermodell für Ökostrom geeinigt.

26.11.2005 Ein neuer Rekordstromverbrauch wurde in Kärnten verzeichnet. Alle KELAG-Kunden benötigten insgesamt 712 MW.

26.11.2005 Gazprom, Europas wichtigster Gaslieferant, will die Preise für die Ukraine von derzeit 50 Dollar je tausend m³ Gas auf 150 Dollar anheben.

28.11.2005 Das neue Ökostromgesetz soll Investitionen von bis zu 3,5 Mrd. Euro auslösen und 5.000 neue Jobs schaffen.

→ Dezember

01.12.2005 Bis zu 234 Mio. Euro könnten der österreichischen E-Wirtschaft die notwendigen Anpassungen der EU-Wasserrahmenrichtlinie kosten. 2008 soll ein erster Bundesentwurf vorliegen, bis 2015 soll „ein guter ökologischer Zustand aller Gewässer“ erreicht sein.

02.12.2005 Wirtschaftsminister Martin Bartenstein will verhindern, dass die Stromkonzerne Kosten für CO₂-Zertifikate beim Strompreis aufschlagen. Allein für Österreich wurde der jährliche „Windfall Profit“ von der E-Control mit 120 Mio. Euro beziffert.

02.12.2005 Die Bundesnetzagentur in Deutschland hat erstmals 50 bis 65 % billigere Netztarife für besonders stromintensive Unternehmen genehmigt.

03.12.2005 Der Verbund hat seit 1. Juli 2005 bereits 12.000 Kunden gewonnen. Bis 2010 will der Verbund einen Marktanteil von 10 % und damit 5 TWh Strom verkaufen.

04.12.2005 Die KELAG erhöht ab 1. Jänner 2006 den Strompreis für Haushalt und Gewerbe um 3,9 %.

06.12.2005 Die Linz AG hat das größte städtische Biomassekraftwerk Österreichs in Linz eröffnet.

07.12.2005 Die Verbundgesellschaft übernimmt 49 % des Energiegeschäfts der Klagenfurter Stadtwerke. Die Bereiche Strom, Gas und Fernwärme werden ausgegliedert und dafür die „Energie Klagenfurt GmbH“ gegründet.

08.12.2005 Die Stromversorger in Deutschland werden ihren Kunden in Zukunft die Herkunft und Zusammensetzung der gelieferten Energie mitteilen (Energimix). Damit setzen sie eine Vorgabe des Energiewirtschaftsgesetzes um.

10.12.2005 Das von den Klagenfurter Stadtwerken geplante neue Gaskraftwerk könnte an den fehlenden Kapazitäten der nach Kärnten führenden Gasleitungen scheitern. Mögliche Lösungen: stärkere Kompressoren, die das Gas durch die Leitungen pumpen oder neue Leitungen.

13.12.2005 Die Salzburg AG wird den Strompreis mit 1. März 2006 um bis zu 5 % und den Gaspreis um 15 % erhöhen.

13.12.2005 Laut Streitschlichtungsbericht der E-Control wurden im Berichtsjahr 2005 insgesamt 220 Verfahren durchgeführt. Um 170 % zugenommen haben die Anrufe bei der Energie-Hotline, Berechnungen mit dem Tarifkalkulator sind auf mehr als 700.000 Abfragen angestiegen.

14.12.2005 Die EU soll in den kommenden neun Jahren ihren Energiekonsum um 9 % senken – also jährlich um 1 %. Ein entsprechender Richtlinienentwurf wurde vom Europaparlament verabschiedet.

14.12.2005 Die VKW verzeichnete den höchsten je gemessenen Tagesenergieverbrauch von 9,8 GWh und eine Rekordleistungsspitze von 472 MW.

15.12.2005 Mit 1. Jänner 2006 werden die Netztarife mit Inkrafttreten der neuen Systemnutzungstarife-Verordnung in Österreich um durchschnittlich 3 % gesenkt.

17.12.2005 Die TIWAG stockt ihren Anteil an der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (IKB) auf 49,99 % (50 % minus einer Aktie) auf.

17.12.2005 EnBW stockt seinen Anteil an den Stadtwerken Düsseldorf um weitere 25 % auf knapp 55 % auf.

20.12.2005 Der Aufsichtsrat der Verbundgesellschaft hat den Einstieg bei der Energie Klagenfurt der Stadtwerke Klagenfurt genehmigt.

23.12.2005 Der russische Präsident Putin hat den uneingeschränkten Handel mit den Aktien des staatlichen Gasmonopolisten Gazprom genehmigt und damit das Unternehmen für ausländische Anleger geöffnet.

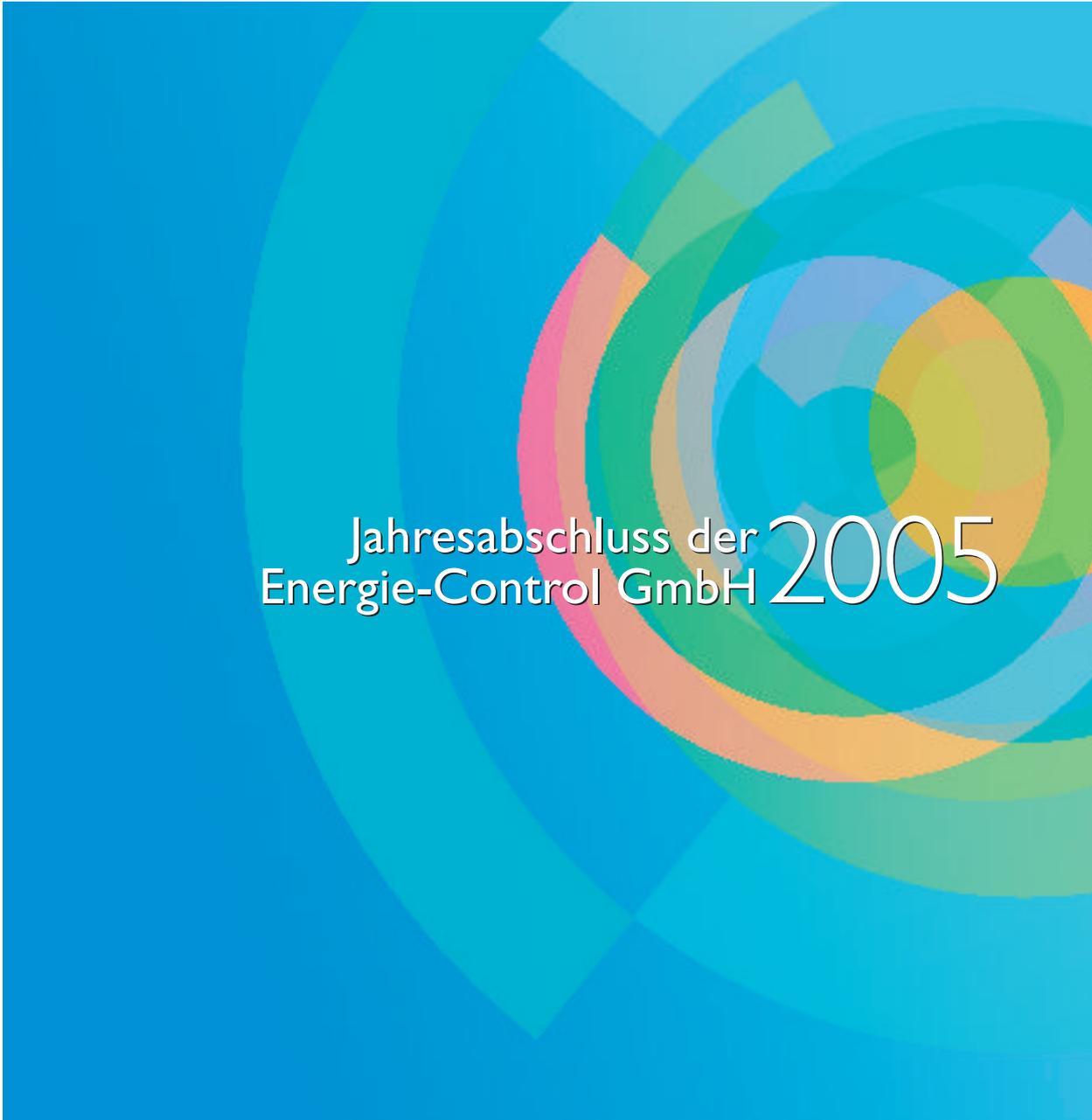
23.12.2005 Die EVN will im Westen Bulgariens in das Gasgeschäft einsteigen. Die EVN hat sich um eine Lizenz für Gasnetz und -vertrieb für die Region Zapad beworben.

24.12.2005 Im Jahr 2005 sind weltweit Windenergieanlagen mit 10.000 MW Leistung aufgebaut worden, schätzt der Bundesverband Windenergie aus Deutschland. Insgesamt sind damit 58.000 MW Kapazität installiert.

27.12.2005 In Deutschland lehnt die SPD Forderungen nach einer Verlängerung der Laufzeiten von Atomkraftwerken von derzeit 32 auf 40 Jahre ab. Die Vereinbarung sieht vor, dass das letzte Atomkraftwerk 2021 vom Netz geht.

28.12.2005 In Deutschland müssen Haushalte mit Jahresbeginn 2006 9–10 % mehr für Gas bezahlen. Strom wird im Schnitt um 4–5 % teurer.

29.12.2005 Wirtschaftsminister Martin Bartenstein hat ein Gesetzespaket – eine Novelle von sechs bestehenden Gesetzen – zur Energieversorgungssicherheit zur Begutachtung ausgesandt.



Jahresabschluss der
Energie-Control GmbH 2005



Jahresabschluss der Energie-Control GmbH

→ Bilanz zum 31. Dezember 2005

→ Bilanz zum 31. Dezember 2005

	Stand am 31. Dezember 2005	Stand am 31. Dezember 2004
	€	€
A. Anlagevermögen		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	230.091,79	177.356,18
II. Sachlagen	417.391,36	471.390,99
III. Finanzlagen	21.719,75	12.555,67
	669.202,90	661.302,84
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte:		
I. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	28.512,22	28.512,22
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
I. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	21.439,71	9.386,72
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände: (davon aus Steuern: TS 63 €, Vorjahr: TS 264 €)	115.102,40	294.241,73
III. Wertpapiere und Anteile: sonstige Wertpapiere und Anteile	2.001.394,24	0,00
IV. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	3.742.503,28	7.065.356,73
V. Treuhandvermögen	0,00	31.833.884,19
	5.908.951,85	39.231.381,59
C. Rechnungsabgrenzungsposten	159.325,40	297.271,54
D. Sondervermögen:		
I. Kraft-Wärmekopplung gem. § 13 ÖkostromG	136.841.679,22	70.460.399,23
II. Stranded Costs gem. § 69 EIWOG	3.455.322,82	329.491,78
III. Ausgleichszahlungen gem. § 25 EIWOG	18.520,79	481.830,62
	140.315.522,83	71.271.721,63
Summe Aktiva	147.053.002,98	111.461.677,60

→ Bilanz zum 31. Dezember 2005

	Stand am 31. Dezember 2005	Stand am 31. Dezember 2004
	€	€
A. Eigenkapital:		
I. Stammkapital	3.700.000,00	3.700.000,00
II. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: € 16.931,44)	20.931,44	16.931,44
	3.720.931,44	3.716.931,44
B. Unversteuerte Rücklagen		
a) Bewertungsreserve aufgrund von Sonderabschreibungen	103.080,41	98.539,26
b) Investitionszuwachsprämie	0,00	550,50
	103.080,41	99.089,76
C. Investitionszuschüsse	6.758,50	11.264,17
D. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	194.945,00	158.410,00
2. Steuerrückstellungen	0,00	0,00
3. Sonstige Rückstellungen	689.022,00	671.835,00
	883.967,00	830.245,00
E. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	298.668,02	624.090,51
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon aus Steuern: TS 8 € Vorjahr: TS 7 €)		
(davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 88 € Vorjahr: TS 79 €)	1.724.074,79	3.074.450,90
3. Treuhandverbindlichkeiten	0,00	31.833.884,19
	2.022.742,81	35.532.425,60
F. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	140.315.522,83	71.271.721,63
Summe Passiva	147.053.002,98	111.461.677,60
Haftungsverhältnisse	96.546,83	96.546,83



→ Gewinn-und-Verlust-Rechnung für das Geschäftsjahr 2005

	Stand am 31.12.2005	Stand am 31.12.2004
	€	€
1. Umsatzerlöse:		
a) Erlöse Strommarktliberalisierung	7.915.360,61	8.267.768,84
b) Erlöse Gasmarktliberalisierung	2.727.558,78	2.795.497,58
c) abz. Erlösschmälerungen Budgetvortrag	-1.625.611,52	-2.810.384,23
	9.017.307,87	8.252.882,19
2. Sonstige betriebliche Erträge		
a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen	6.342,86	9.911,21
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	61.742,00	46.738,00
c) übrige	178.131,15	83.905,80
	246.216,01	140.555,01
3. Personalaufwand		
a) Gehälter	-4.020.390,13	-3.655.727,98
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	-76.299,33	-45.260,71
c) Aufwendungen für Altersversorgung	0,00	-14.067,12
d) Aufwendungen für gesetzl. vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben u. Pflichtbeiträge	-953.550,30	-875.946,61
e) Sonstige Sozialaufwendungen	-19.218,04	-27.993,82
	-5.069.457,80	-4.618.996,24
4. Abschreibungen: Auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-468.865,10	-501.048,12
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen		
a) Steuern, soweit sie nicht unter Ziffer 13 fallen	-2.486,57	-11.513,38
b) übrige	-3.862.950,56	-3.414.811,36
	-3.865.437,13	-3.426.324,74
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	-140.236,15	-152.931,90
7. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens (davon betreffend Sonder- und Treuhandvermögen TS 92 €)	94.007,18	0,00
8. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend Sonder- und Treuhandvermögen TS 2.720 €)	2.858.758,84	1.221.362,07
9. Aufwendungen aus Finanzanlagen		
An Begünstigte weitergeleitete Kapitalerträge	-91.931,08	0,00
10. Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
a) Zinsaufwand	-154,45	0,00
b) An Begünstigte weitergeleitete Zinserträge	-2.715.209,37	-1.091.816,95
	-2.715.363,82	-1.091.816,95
11. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 10	145.471,12	129.545,12
12. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.234,97	-23.386,78
13. Steuern vom Einkommen	-1.750,00	-2.646,97
14. Jahresüberschuss	3.484,97	-26.033,75
15. Auflösung unverteuerter Rücklagen	78.903,34	95.410,71
16. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-78.388,31	-65.376,96
17. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
18. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	16.931,44	12.931,44
19. Bilanzgewinn	20.931,44	16.931,44



→ **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.

Aufgrund der geltenden Sondergesetze wurde zum Zwecke einer transparenteren Darstellung der wirtschaftlichen Verhältnisse die Position Sondervermögen sowohl in der Bilanz als auch Gewinn- und Verlustrechnung (Zinsähnliche Erträge und Aufwendungen) 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 2005 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

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

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

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

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

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

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

Bei der Bemessung der Rückstellungen wurden entsprechend den gesetzlichen Erfordernissen alle erkennbaren Risiken und 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 Anlagepiegel angeführt (vergleiche Anlage I zum Anhang).

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt TS 69 € für das Geschäftsjahr 2006. Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten 5 Jahre betragen TS 321 €.

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 8,6 € 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 31,5 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Sondervermögen

Im Bilanzposten Sondervermögen sind liquide Mittel in Höhe von 140.315.522,83 € ausgewiesen, die aufgrund 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 01.01.2003 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 19.02.1999 bis 30.09.2001 und jenem der Stranded Costs VO II (BGBl II Nr. 354/2001 idF BGBl II Nr. 311/2005) für den Zeitraum vom 01.10.2001 bis zum 30.06.2006. Gemäß § 13 E-RBG ist die Energie-Control GmbH mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded Costs-Beiträge beauftragt. Die Netzbetreiber haben die vom BMWa per Verordnung festgesetzten Beiträge

einzuheben und an die Energie-Control GmbH abzuführen.

Ausgleichszahlungen:

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

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

Unversteuerte Rücklagen

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

Verbindlichkeiten

Die Restlaufzeiten aller Verbindlichkeiten betragen weniger als 1 Jahr.

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 96,5 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Verpflichtungen aus Sondervermögen

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

Haftungsverhältnisse

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

→ Erläuterungen zur Gewinn- und-Verlust-Rechnung

Umsatzerlöse

	2005 €	2004 €
Erlöse Strommarkt-liberalisierung	7.915.360,61	8.267.768,84
Erlöse Gasmarkt-liberalisierung	2.727.558,78	2.795.497,58
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-1.625.611,52	-2.810.384,23
	9.017.307,87	8.252.882,19

Sonstige betriebliche Erträge

	2005 €	2004 €
a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen	6.342,86	9.911,21
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	61.742,00	46.738,00
c) Übrige	178.131,15	83.905,80
	246.216,01	140.555,01

Personalaufwand

	2005 €	2004 €
a) Gehälter	4.020.390,13	3.655.727,98
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	76.299,33	45.260,71
c) Aufwendungen für Altersversorgung	0,00	14.067,12
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	953.550,30	875.946,61
e) Sonstige Sozialaufwendungen	19.218,04	27.993,82
	5.069.457,80	4.618.996,24

Mitarbeiter

	zum 31.12.2005	durchschnittlich
Geschäftsführer	1	1
Angestellte	64,5	65
	65,5	66
	zum 31.12.2004	durchschnittlich
Geschäftsführer	1	1
Angestellte	64	62
	65	63

Sonstige betriebliche Aufwendungen

	2005 €	2004 €
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und vom Ertrag fallen	2.486,57	11.513,38
b) Übrige	3.862.950,56	3.414.811,36
	3.865.437,13	3.426.324,74

Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens

	31.12.2005 €	31.12.2004 €
Erträge aus eigenen Wertpapieren (ECG)	2.076,10	467,84
Erträge aus Wertpapieren KWK	91.931,08	0,00
	94.007,18	467,84

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

	31.12.2005 €	31.12.2004 €
Zinserträge	138.688,65	124.061,64
Zinserträge KWK	2.111.569,81	911.160,67
Zinserträge SC	166.148,78	135.016,18
Zinserträge AGZ-Steiermark	13.190,23	5.330,55
Zinserträge Termingeld Verbund	429.161,37	45.325,19
	2.858.758,84	1.221.362,07

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

Zinsen und ähnliche Aufwendungen

	31.12.2005 €	31.12.2004 €
Bank- und Darlehenszinsen	-154,45	0,00
	-154,45	0,00
An Begünstigte weitergeleitete Zinserträge:		
Zinsaufwand	-2.109.218,81	-908.976,03
KWK-Konto		
Zinsaufwand SC-Konto	-163.638,96	-132.185,18
Zinsaufwand AGZ-Konto	-13.190,23	-5.330,55
Zinsaufwand Termingeld Verbund/VKW	-429.161,37	-45.325,19
	-2.715.209,37	-1.091.816,95
	-2.715.363,82	-1.091.816,95

Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens

	31.12.2005 €	31.12.2004 €
An Begünstigte weitergeleitete Kapitalerträge		
Wertpapiererträge KWK	-91.931,08	0,00
	-91.931,08	0,00

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

Steuern vom Einkommen und Ertrag

Der in der Bilanz nicht gesondert ausgewiesene aktivierbare Betrag für aktive latente Steuern gemäß § 198 Abs. 10 HGB beträgt zum 31.12.2005 TS 8,5 €. Der Steueraufwand des Geschäftsjahres ist durch die Veränderung der latenten Steuern nicht belastet.

→ Ergänzende Angaben

Organe der Gesellschaft

Zum Geschäftsführer wurde bestellt:
DI Walter Boltz

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren
im Jahr 2005 folgende Personen tätig:

Eigentümerversreter:

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

Mag. Dr. Bruno Zluwa
(Stellvertreter des Vorsitzenden,
Funktion gelöscht am 16.12.2005)

DI Gottfried Helmut Steiner
(Stellvertreter des Vorsitzenden,
Funktion eingetragen am 16.12.2005)

Dr. Georg Obermeier

Vertreter des Betriebsrates:

DI Günter Pauritsch

Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 27. 01. 2006



DI Walter Boltz
(Geschäftsführer)





→ Anlagespiegel zum 31. Dezember 2005

	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 1. Jänner 2005	Zugänge	Umbuchungen
	€	€	€
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:			
1. Strombezugsrecht	11.066,67	0,00	0,00
2. EDV-Software	462.638,83	201.015,62	13.825,00
3. Anlagen im Bau	13.825,00	4.900,00	-13.825,00
	487.530,50	205.915,62	0,00
II. Sachanlagen:			
1. Einbauten in fremde Gebäude	211.990,64	47.858,20	0,00
2. Geschäftsausstattung	416.985,20	30.623,64	0,00
3. EDV-Hardware	537.536,51	119.957,25	0,00
4. Personenkraftwagen	16.333,25	0,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	355.662,85	78.388,31	0,00
	1.538.508,45	276.827,40	0,00
III. Finanzanlagen:			
1. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	12.748,31	9.164,08	0,00
	12.748,31	9.164,08	0,00
	2.038.787,26	491.907,10	0,00

→ Entwicklung der un versteuerten Rücklagen

	Stand am 1. Jänner 2005	Zuführung
	€	€
I. Bewertungsreserve aufgrund von Sonderabschreibungen		
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2002	22.936,27	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2003	26.570,27	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2004	49.032,72	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) 2005	0,00	78.388,31
	98.539,26	78.388,31
II. Zuschüsse		
Investitionszuwachsprämie 2002	550,50	0,00
	550,50	0,00
	99.089,76	78.388,31

→ Investitionszuschüsse

	Stand am 1. Jänner 2005	Zuführung
	€	€
I. Bewertungsreserve		
Investitionszuschüsse 2004	11.264,17	0,00
	11.264,17	0,00

Anlage I zum Anhang

Abgänge	kumulierte Abschreibungen	Buchwert 31. Dezember 2005	Buchwert 31. Dezember 2004	Abschreibungen des Geschäftsjahres
€	€	€	€	€
0,00	7.746,65	3.320,02	5.533,35	2.213,33
18.184,00	437.423,68	221.871,77	157.997,83	147.650,02
0,00	0,00	4.900,00	13.825,00	0,00
18.184,00	445.170,33	230.091,79	177.356,18	149.863,35
27.926,03	161.995,98	69.926,83	88.694,38	59.644,25
0,00	335.342,42	112.266,42	170.749,32	89.106,54
87.780,26	445.762,42	123.951,08	101.158,09	93.010,46
0,00	8.166,62	8.166,63	12.249,94	4.083,31
6.968,20	324.002,56	103.080,40	98.539,26	73.157,19
122.674,49	1.275.270,00	417.391,36	471.390,99	319.001,75
0,00	192,64	21.719,75	12.555,67	0,00
0,00	192,64	21.719,75	12.555,67	0,00
140.858,49	1.720.632,97	669.202,90	661.302,84	468.865,10

119

Anlage 2 zum Anhang

Auflösung durch Zeit- ablauf bzw. bestimmungs- gemäße Verwendung	Auflösung durch Ausscheidung	Stand am 31. Dezember 2005
€	€	€
22.936,27	0,00	0,00
14.279,60	689,98	11.600,69
16.344,24	0,00	32.688,48
19.597,08	0,00	58.791,23
73.157,19	689,98	103.080,41
550,50	0,00	0,00
550,50	0,00	0,00
73.707,69	689,98	103.080,41

Anlage 3 zum Anhang

Auflösung durch Zeit- ablauf bzw. bestimmungs- gemäße Verwendung	Auflösung durch Ausscheidung	Stand am 31. Dezember 2005
€	€	€
4.505,67	0,00	6.758,50
4.505,67	0,00	6.758,50



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 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 Kostendruck haben die Energieunternehmen mit Kostensenkungsprogrammen reagiert, die über Netztarifenkungen an die Endkunden weitergegeben werden konnten.

2005 war ein für die gesamte Energiebranche intensives Jahr und hat im Sinne der Energiekonsumenten auch einige sehr erfreuliche Ergebnisse gebracht. So ist es nach mehrmonatigen intensiven Verhandlungen mit den Netzbetreibern gelungen, die Weichen für ein langfristiges Regulierungssystem zur Bestimmung der Systemnutzungstarife Strom zu erstellen – das so genannte Anreizregulierungssystem. Dieses international bereits mehrfach bewährte System löst seit 1. Jänner 2006 die üblichen jährlichen Tarifprüfungsverfahren ab und garantiert eine gerechte und planbare Tarifentwicklung. Zudem werden mit diesem System die Netztarife in Österreich

weiter an ein internationales Niveau herangeführt und gleichzeitig die Netzbetreiber für Produktivitätsfortschritte belohnt. Profitieren werden alle Stromkunden – die Netztarife werden weiter sinken.

Auch international hat sich im Jahr 2005 einiges getan. Die EU-Kommission hat zwei wichtige Berichte zum Thema Wettbewerb bei Strom und Gas bereits vorgelegt bzw. begonnen. Der Benchmarking-Bericht fasst die Meldungen der Regulatoren aller Mitgliedstaaten zusammen. Die Branchenuntersuchung basiert auf Meldungen der Unternehmen. Insgesamt wird ein Bild gezeichnet, in dem die rechtliche Umsetzung in vielen Staaten weit hinter den gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben zurückbleibt. 2006 sollen deshalb einerseits die Fortschritte in diesem Bereich verstärkt geprüft und andererseits weitere Maßnahmen zur Wettbewerbsbelebung ergriffen werden.

Die Energie-Control GmbH nimmt auch über die normale Regulierungstätigkeit hinausgehende Aufgaben von erheblichem Umfang wahr. Dazu zählen neben der Erstellung von Gas- und Strommarktstatistiken (vormals Bundes- und Landeslastverteiler) insbesondere die Vollziehung der Bestimmungen über Stranded Costs, Überwachung der Ökostromziele, Einhebung und Weiterleitung der Zuschläge zur Förderung von Kraft-Wärmekopplungsanlagen, und die Wahrnehmung von Aufgaben im Rahmen der Energielenkung. Aufgrund der Abwicklung der Zuschläge werden in einem eigenen Bilanzposten Sondervermögen liquide Mittel in Höhe von 140.315.522,83 € ausgewiesen, die aufgrund gesetzlicher Bestimmungen eingehoben und an die Begünstigten weitergeleitet werden.

Die erwirtschafteten Zinserträge werden auf die auszahlbaren Mittel angerechnet und in weiterer Folge ebenfalls an die Begünstigten weitergeleitet. Diese Gelder werden auf eigenen Konten separiert verwaltet und im Jahresabschluss gesondert ausgewiesen.

Neben den allgemeinen Informationsaktivitäten und der Betreuung durch die Streitschlichtungsstelle bietet die Energie-Control GmbH allen Konsumenten ein unentgeltliches Service in Form eines Strom- und Gastarifkalkulators auf ihrer Homepage an und veranstaltet Konsumentenberatungstage in den Bundesländern.

Auf europäischer Ebene sind auch im Jahr 2006 verstärkt Aktivitäten zu erwarten, die eine Mitarbeit im Sinne der Wahrung österreichischer Interessen erforderlich machen. So hat die Europäische Kommission 2005 eine europaweite Untersuchung der Elektrizitäts- und Gasmärkte gestartet, deren Endbericht für Ende 2006 erwartet wird. Die ersten Zwischenergebnisse haben gezeigt, dass es europaweit leider immer noch viele Mängel bei der Umsetzung der EU-Richtlinien gibt. Diese Umsetzung ist aber unerlässlich, damit den Konsumenten in ganz Europa die Vorteile der Energiemarktliberalisierung zugute kommen. Österreich hat die Liberalisierung der Energiemärkte zwar gut umgesetzt, doch gibt es auch bei uns wesentliche Mängel, die behoben werden müssen. So hat beispielsweise die im Jahr 2005 von der Bundeswettbewerbsbehörde in Kooperation mit der E-Control durchgeführte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes in Österreich festgestellt, dass die Marktmacht der Incumbents, also der etablierten Stromunternehmen, nach wie vor einen funktionierenden Wettbewerb behindert. Die Analyse der Europäischen Union konzentriert sich natürlich nicht auf die Probleme

einzelner Länder, sondern stellt eine gesamt-europäische Sichtweise in den Mittelpunkt. Durch die Untersuchung werden vorhandene Probleme aber mit Sicherheit thematisiert werden und nicht nur die E-Control, sondern die ganze österreichische Energiebranche im Jahr 2006 intensiv beschäftigen. Neben diesen stark auf das Funktionieren des Energiemarktes gerichtete Aktivitäten werden auch die Themen Gasnetztarife und Versorgungssicherheit (Quality-Regulation) wichtige Impulse für den liberalisierten Energiemarkt bringen. Das neue Jahr wird also weiterhin spannende Herausforderungen bringen!

Die Energie-Control GmbH ist, wie bereits erwähnt, aufgrund gesetzlicher Bestimmungen mit der Einhebung und Auszahlung großvolumiger Geldbeträge verpflichtet. Aufgrund des gestiegenen Volumens der abzuwickelnden Geldtransaktionen wird dieser Verantwortung auch veranlagungs- und risikotechnisch Rechnung getragen. Die liquiden Bestände werden größtenteils täglich fällig zu speziell verhandelten Geldmarktsätzen und zum Teil in kurzfristige Geld- oder Kapitalmarktprodukte veranlagt. Oberstes Ziel der Veranlagungsstrategie ist es, Bonitäts- und Zinsrisiken möglichst gering zu halten. Damit wird eine sichere Verwahrung der Gelder bei minimaler Fristenbindung gewährleistet und trotzdem die Erwirtschaftung attraktiver Zinserträge ermöglicht. Diese Zinserträge werden letztendlich den Begünstigten weitergeleitet, verringern damit die einzuhebenden Zuschläge und kommen daher auch dem Konsumenten zugute. Zu diesem Zweck hat die Energie-Control GmbH ein vom Wirtschaftsprüfer geprüft, angemessenes internes Kontrollsystem und professionelles Risikomanagement installiert, um Ausfalls- und Zinsänderungsrisiken möglichst gering zu halten.

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:

A. Kapitalstrukturanalyse	
I. Eigenmittelquote	
Eigenkapital	3.720.931,44
+ Unversteuerte Rücklagen	103.080,40
Gesamtkapital (ohne Treuhand- & Sondervermögen)	6.737.480,15
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0
= Eigenmittelquote	56,76 %
2. Fiktive Schuldtilgungsdauer	
Rückstellungen	883.967,00
+ Verbindlichkeiten (ohne Treuhand- & Sondervermögen)	2.022.742,81
- WP des Umlaufvermögens	-2.001.394,24
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-3.742.503,28
Zwischensumme	-2.837.187,71
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.234,97
- Steuern	-1.750,00
+ Abschreibungen im AV	468.865,10
- Zuschreibungen im AV	0,00
+/- Gewinne/Verluste aus dem Abgang von AV	-1.197,46
+/- Erhöhung/Verringerung langfr. RSt	36.535,00
Mittelüberschuss aus dem EGT	507.687,61
= Fiktive Schuldtilgungsdauer	0 Jahr(e)
B. Liquiditätsanalyse	
I. Working Capital Ratio	
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	5.908.951,85
kurzfristige Passiva	2.022.742,81
= Working Capital Ratio	292,13 %
2. Dynamischer Verschuldungsgrad	
Verbindlichkeiten	2.022.742,81
Cash Flow aus dem Ergebnis	502.542,21
= Dynamischer Verschuldungsgrad	4 Jahr(e)
oder	
Verbindlichkeiten und Rückstellungen	2.906.709,81
Cash Flow aus dem Ergebnis	502.542,21
= Dynamischer Verschuldungsgrad	6 Jahr(e)

Kapitalflussrechnung ohne Berücksichtigung der Veränderungen im Sonder- und Treuhandvermögen

Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.235
+ Abschreibung	468.865
- Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen	-6.343
+/- Veränderung langfristige Rückstellungen	36.535
-/+ Veränderung der Vorräte	0
-/+ Veränderung Forderungen Lieferungen und Leistungen	-12.053
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	179.139
-/+ Veränderung ARA	137.946
+/- Veränderung kurzfristige Rückstellungen	17.187
+/- Veränderung Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	-325.422
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	-1.350.376
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-849.287
- Steuern von Einkommen und Ertrag	-1.750
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	-851.037
+ Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen	6.343
+ Buchwert abgegangener Anlagen	15.142
- Investitionen in das Anlagevermögen	-491.907
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-470.422
+/- Veränderung Bank- und Finanzierungsverbindlichkeiten	0
+/- Zuschüsse/Entnahmen Eigenkapital	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	0
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes	
+/- Veränderung Kassa/Bank	-3.322.853
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	2.001.394
Abnahme liquider Mittel	-1.321.459
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	7.065.357
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	5.743.898

Wien, am 27.01.2006



DI Walter Boltz
(Geschäftsführer)



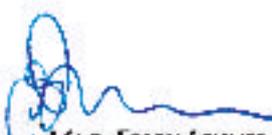
„Wir haben den Jahresabschluss der Energie-Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung, Wien, für das Geschäftsjahr vom 1. Jänner 2005 bis 31. Dezember 2005 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft. Die Buchführung, die 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 27. Jänner 2006


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 Kommission

Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Zl. K SNT 100/05), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 10. Dezember 2005

Bescheide der Energie-Control GmbH

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren	1
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenverantwortlichen	1
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Ökobilanzgruppenverantwortlichen	2
Zulassung Bilanzgruppenverantwortliche	5
Sonstige	4

Bescheide der Energie-Control Kommission

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen für den Zugang zum Verteiler- bzw. Übertragungsnetz	2
Streitschlichtungsverfahren	9
Sonstige	4

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

GAS

Verordnungen der Energie-Control GmbH

Gasstatistik-Verordnung 2005

Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend die Anordnung statistischer Erhebungen über gasförmige Energieträger jeder Art, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28. April 2005

Verordnungen der Energie-Control Kommission

Gas-Systemnutzungstarifverordnung-Novelle 2005 (GSNT-VO-Novelle 2005)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2004) geändert wird (Zl. K SNT G 001-043/04), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 29. Oktober 2005

RZF-VO-Novelle 2005

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 003/04, 134/04, 136/04), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 29. Oktober 2005

Verordnung der Energie-Control Kommission

Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend die Anpassung der Anlage 3 zum GWG (Zl. K FLA G 01/05), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 29. Oktober 2005

Bescheide der Energie-Control GmbH

Zulassung Bilanzgruppenverantwortliche	1
Sonstige	2

Bescheide der Energie-Control Kommission

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Verteilnetzbetreiber	21
Genehmigung Langfristplanung Regelzonenführer	1
Genehmigung Netzbetrieb	1
Sonstige	4



	Seite		Seite		
Abbildung 1:	Preise für Kleinunternehmer (NE 6) in verschiedenen Netzgebieten	18	Abbildung 29:	Prozentueller Anteil der Jahresstromerzeugung in Österreich im Jahr 2003 nach den Kraftwerksengpassleistungsklassen	64
Abbildung 2:	Preise für Industriekunden (NE 5) in verschiedenen Netzgebieten	19	Abbildung 30:	Szenarien der Verbrauchsentwicklung	66
Abbildung 3:	Linearer Zusammenhang zwischen Kostenanpassungsfaktor & Effizienzwert	30	Abbildung 31:	Erdgasversorgung, Inlandsgasverbrauch und Veränderungsdaten, 1971–2005	70
Abbildung 4:	Benchmarking-Verfahren	33	Abbildung 32:	Entwicklung des österreichischen Erdgasimportpreises (Cent/kWh) im Vergleich zu Preisen von Ölprodukten (€/t) seit 1997	71
Abbildung 5:	Zusammenhang zwischen Modellnetz- und Benchmarking-Analyse	35	Abbildung 33:	Gesamtpreisvergleich Erdgas für einen durchschnittlichen Tarifkunden Jahresverbrauch von 15.000 kWh, nach Netzgebieten	72
Abbildung 6:	Effizienzwerte 2005 in %	36	Abbildung 34:	Gesamtpreisentwicklung Gas-VPI, Index Okt. 2002 = 100	73
Abbildung 7:	Entwicklung der Stromversorgung – Inlandsstromverbrauch und Veränderungsdaten seit 1971	38	Abbildung 35:	Zusammensetzung des Erdgaspreises für einen Durchschnittshaushalt (15.000 kWh/a) November 2004 und November 2005, Bsp. Niederösterreich, Landesgesellschaft	74
Abbildung 8:	Einspeisetarife gemäß EinspeisetarifVO	41	Abbildung 36:	Bsp. 1: Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh auf der Ebene 3	77
Abbildung 9:	Anteile an unterstütztem Sonstigen Ökostrom im Vergleich zu Zielen des Ökostromgesetzes	42	Abbildung 37:	Bsp. 2: Industriekunde mit einem Jahresverbrauch von 90.000.000 kWh und einer Leistung von 8.000 kW auf der Ebene 2	78
Abbildung 10:	Unterstützungsbedarf für Sonstigen Ökostrom 2005–2021	43	Abbildung 38:	Transitleitungen in Österreich	79
Abbildung 11:	Spotpreisentwicklung (Base) an der EEX	44	Abbildung 39:	Entwicklung der Kauf- und Verkaufsmengen physikalischer Ausgleichsenergie 10/2002 bis 12/2005	84
Abbildung 12:	Entwicklung der Futurespreise an der EEX (Futures EEX Base year ahead)	44	Abbildung 40:	Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt von 10/2002 bis 12/2005	85
Abbildung 13:	Industriestrompreisentwicklung – < 4.500 Volllaststunden	45	Abbildung 41:	Theoretisches Biogaspotenzial in Österreich nach Bundesländern	93
Abbildung 14:	Industriestrompreisentwicklung – > 4.500 Volllaststunden	45	Tabelle 1:	Entwicklung der Kostenbelastung für Sonstigen Ökostrom und Kleinwasserkraft	41
Abbildung 15:	Entwicklung des Strom-VPI 1999–2005 (Index 1999 = 100)	46	Tabelle 2:	Vergleich anerkannte Ökostromanlagen und Anlagen im Vertragsverhältnis mit dem Ökobilanzgruppenverantwortlichen	42
Abbildung 16:	Haushaltsstrompreisvergleich nach Netzgebiet inkl. Steuern & Abgaben (günstigster Anbieter, 3.500 kWh/Jahr)	46	Tabelle 3:	Tarifanpassungen pro Netzbereich	51
Abbildung 17:	Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 3	48	Tabelle 4:	Ökostrom – Einspeisemengen und Vergütungen, Vergleich 2004/2005	58
Abbildung 18:	Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 4	48	Tabelle 5:	Die österreichische Stromkennzeichnung 2004 im Vergleich mit Produktionsstatistiken	61
Abbildung 19:	Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 5	49	Tabelle 6:	Überblick über die Stromkennzeichnung 2004 der Landesversorgungsunternehmen und der größeren Stadtwerke	61
Abbildung 20:	Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 6	49	Tabelle 7:	Eingehobene und ausgezahlte Beiträge nach Stranded Costs-Verordnung II	68
Abbildung 21:	Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 7, gemessen	50	Tabelle 8:	Ergebnisse der ersten Industriegaspreis-erhebung, 2004 und 2005	75
Abbildung 22:	Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 7, nicht gemessen	50	Tabelle 9:	Umsetzung der GGP2 durch die österreichischen Transitunternehmen	80
Abbildung 23:	Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Netzebene 7, unterbrechbar	51	Tabelle 10:	Umsetzung der „Guidelines for Good TPA Practice for Storage Systems Operators (GGPSSO)“ der österreichischen Speicherbetreiber	88, 89
Abbildung 24:	Jährliche „ungeplante“ Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in europäischen Ländern	56			
Abbildung 25:	Jährliche „ungeplante“ Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in den Jahren 2002–2004	57			
Abbildung 26:	Unterstützungsmodell Kraft-Wärme-Kopplung	59			
Abbildung 27:	Ausstellung von Herkunftsnachweisen in der Herkunftsnachweisdatenbank	62			
Abbildung 28:	Zentrale versus dezentrale Erzeugung	63			

