



E-CONTROL

**Report to the European Commission according Directives
2003/54/EC and 2003/55/EC**

[Redaktionsschluss: 18.Juli 2005]
Version FINAL

INDEX

1. VORWORT	3
2. MABGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2004 / ZUSAMMENFASSUNG	5
3. REGULIERUNG UND ERFOLGE AUS DEM STROMMARKT	8
3.1. REGULIERUNGSBEZOGENE FRAGEN [ARTIKEL 23(1) MIT AUSNAHME VON “H”]	8
3.1.1 Allgemeines.....	8
3.1.2 Management und Zuweisung von grenzüberschreitenden Kapazitäten und Engpassmanagementmechanismen.....	8
3.1.3 Übertragung und Verteilung.....	8
Fokus - Der österreichische Ausgleichsenergiemarkt und die Regelzonen.....	8
3.1.4 Effektives Unbundling	8
3.2. WETTBEWERBSRECHTLICHE FRAGEN [ARTIKEL 23(8) UND 23(1) (H)]	8
3.2.1 Beschreibung des Großhandelsmarktes.....	8
3.2.2 Beschreibung des Endkundenmarktes.....	8
Fokus - Struktur und Entwicklung der Endkundenpreise	8
3.2.3. Maßnahmen zur Vermeidung von marktbeherrschender Stellung.....	8
Fokus – Branchenuntersuchung.....	8
4 REGULIERUNG UND ERFOLGE AUF DEM ERDGASMARKT	8
4.1. REGULIERUNGSBEZOGENE FRAGEN [ARTIKEL 25(1)]	8
4.1.1 Allgemeines.....	8
4.1.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen.....	8
Fokus – Grenzüberschreitender Transport	8
4.1.3. Fernleitung und Verteilung.....	8
4.1.4. Zugang zur Speicherung, zur Netzpufferung und anderen Hilfsdiensten	8
Fokus – Preisvergleich der Speicherdienstleistungen in Österreich	8
4.1.5. Effektives Unbundling	8
Fokus – Cross Border Unbundling	8
4.2. WETTBEWERBSRECHTLICHE FRAGEN [ARTIKEL 25 ABSATZ 1 BUCHSTABE H]	8
4.2.1 Beschreibung des Großhandelsmarktes.....	8
4.2.2 Beschreibung des Endkundenmarktes.....	8
5. VERSORGUNGSSICHERHEIT	8
5.1. STROM [ARTIKEL 4].....	8
5.2. ERDGAS [ARTIKEL 5].....	8
6. GEMEINWIRTSCHAFTLICHE VERPFLICHTUNGEN UND SCHUTZ DER KUNDEN - LABELLING [ARTIKEL 3(9) STROM UND 3(6) GAS]	8
Fokus – Labelling.....	8

1. Vorwort

Das Jahr 2004 brachte eine umfassende Änderung der Vorgaben der Europäischen Gemeinschaft für den Elektrizitäts- und Erdgassektor. Mit 1. Juli 2004 sind zwei neue Richtlinien in Kraft getreten, die natürlich auch in Österreich in nationales Recht umzusetzen waren. Österreich ist diesem Umstand mit der Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) vom Juni 2004 nachgekommen.

Ein wesentlicher Bestandteil der neuen EG-Richtlinien ist die Verpflichtung zur gesellschaftsrechtlichen, organisatorischen und buchhalterischen Trennung der Netze von anderen Tätigkeiten integrierter Unternehmen. Ziel des Unbundling sind insbesondere die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, die Beseitigung von Diskriminierungspotenzialen sowie die Vermeidung von Quersubventionen der Unternehmen, die im Wettbewerb stehen, durch den regulierten Netzbereich. 2004 war dies ein häufig diskutiertes Thema, das nicht nur die gesamte Energiebranche beschäftigt hat, sondern auch die Regulierungsbehörde im Jahr 2005 weiterhin intensiv beschäftigen wird.

In Österreich werden die Netztarife durch Verordnung der Energie-Control Kommission festgelegt. Diese Verordnung bzw. ihre gesetzlichen Grundlagen waren 2004 Gegenstand mehrerer Entscheidungen des Verfassungsgerichtshofes, der letztendlich die Vorgehensweise der Energie-Control Kommission, die Netztarife per Verordnung zu bestimmen, bestätigte – ein für die Regulierungsbehörde sehr erfreuliches Ergebnis.

Im Herbst 2004 haben angekündigte bzw. zum Teil bereits erfolgte Erhöhungen des Strompreises sowohl im Massen- als auch im Großkundenbereich zu einer breiten öffentlichen Diskussion über die Wettbewerbssituation am österreichischen Elektrizitätsmarkt geführt. Vor diesem Hintergrund hat der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit im September 2004 angeregt, die Bundeswettbewerbsbehörde möge in Kooperation mit der Energie-Control GmbH und unter Einbeziehung des Bundeskartellanwalts eine allgemeine Untersuchung der österreichischen

Elektrizitätswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz vornehmen. Mittlerweile haben die betroffenen Behörden zwei Zwischenberichte veröffentlicht und die Untersuchung auf den österreichischen Gasmarkt ausgedehnt, was mit äußerst arbeitsintensiven Tätigkeiten der Behörden verbunden und zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts noch andauernd war.

Darüber hinaus standen 2004 umfassende, detaillierte Netztarifprüfungen, das Thema Versorgungssicherheit, eine Verstärkung der Konsumenteninformationen sowie der Bereich der erneuerbaren Energien im Mittelpunkt der Tätigkeiten der Energie-Control und all diesen Aktivitäten wird sich die E-Control auch 2005 weiterhin nachhaltig widmen.

Der vorliegende Bericht gibt einerseits einen Überblick über die wichtigsten Neuerungen am Strom- und Gasmarkt gegenüber dem Vorjahr wider. Andererseits konzentriert er sich auf folgende Schwerpunkte: a) Strom: Ausgleichsenergiemarkt, Entwicklung von Strompreisen, Labelling; b) Gas: Grenzüberschreitender Transport, Grenzüberschreitendes Unbundling, Europäischer Speicherpreisvergleich, sowie c) branchenübergreifend: Wettbewerbsuntersuchung des Elektrizitäts- und Gassektors.

DI Walter Boltz
Geschäftsführer Energie-Control GmbH

2. Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2004 / Zusammenfassung

Zusammensetzung der Regulierungsbehörden

In Österreich gibt es **zwei** Regulierungsbehörden für Strom und Gas.

Die **E-Control GmbH**, ist als privatwirtschaftliches Unternehmen organisiert. Ihre Anteile sind zu 100% dem Bund vorbehalten. Die Aufsicht über die Tätigkeit und die Verwaltung der Anteilsrechte des Bundes an der Energie-Control GmbH obliegt dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit. Geschäftsführer der E-Control GmbH mit einem Mitarbeiterstab von rund 60 Personen ist DI Walter Boltz.

Die **E-Control Kommission** ist eine Kollegialbehörde mit richterlichem Einschlag im Sinne des Art. 20 Abs. 2 Bundesverfassung. Ihre Mitglieder sind in der Ausübung ihres Amtes an keinerlei Weisungen gebunden. Die Kommission besteht aus drei Mitgliedern, von denen einer im Richteramt stehen muss, die anderen beiden relevante technische bzw. rechtliche und wirtschaftliche Expertise aufweisen müssen. Das richterliche Mitglied führt dabei den Vorsitz.

Aufgaben und Zusammenspiel der E-Control GmbH und E-Control Kommission

Zu den Kernaufgaben der **E-Control GmbH** gehören:

- Wettbewerbsaufsicht;
- Überwachung der Entflechtung (Unbundling);
- Ausarbeitung von Marktregeln;
- Streitschlichtung zwischen Kunden und Marktteilnehmern;
- Statistische Datenerhebung;
- Vorbereitung von Kommissions-Entscheidungen.

Die Hauptaufgaben der **E-Control Kommission** sind:

- Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber für Inanspruchnahme der Übertragungs- und Verteilernetze im Elektrizitätsbereich bzw. Fernleitungs- und Verteilernetze im Erdgasbereich;
- die Bestimmung der Systemnutzungstarife und sonstiger Tarife für den Elektrizitäts- und Erdgasbereich;
- Untersagung der Anwendung von Bedingungen, die auf Endverbraucher Anwendung finden und die gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen;
- Schlichtung von Streitigkeiten zwischen Marktteilnehmern im Elektrizitätsbereich;
- Schlichtung von Streitigkeiten bezüglich der Abrechnung von Ausgleichsenergie;
- Berufungsbehörde gegen Entscheidungen der Energie-Control GmbH.

Rechtsakte

In Umsetzung ihrer Regulierungsaufgaben sind E-Control GmbH und E-Control Kommission für die Ausgabe von

- Regulierungsentscheidungen;
- Verordnungen und
- Genehmigungsbescheiden

ermächtigt.

Entscheidungen und Verordnungen sind unmittelbar wirksam. Beschwerden an den Verwaltungs- und Verfassungsgerichtshof sind zulässig und können mit aufschiebender Wirkung versehen werden.

Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden

E-Control GmbH ist weitgehend unabhängig. Weisungen des Ministers müssen begründet, in schriftlicher Form gehalten und veröffentlicht werden. Seit Bestehen der E-Control GmbH hat es keine Weisungen gegeben. E-Control GmbH hat jährlich dem Parlament zu berichten und unterliegt der Aufsicht durch den Bundesrechnungshof und der Volksanwaltschaft.

Die E-Control Kommission ist weisungsfrei und genießt damit vollständige Unabhängigkeit.

Neuer rechtlicher Rahmen

Das Jahr 2003 brachte weit reichende Veränderungen im Gemeinschaftsrecht für Elektrizität und Gas mit den beiden Richtlinien 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, welche die Richtlinien Strom (96/92/EG) und Gas (98/30/EG) aufhoben.

Der neue rechtliche Rahmen wurde durch die Verordnung (EG) No 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, welche mit 1. Juli in Kraft trat, mit diesem Datum in allen Mitgliedstaaten unmittelbar anwendbar.

Österreich hat die Bestimmungen der neuen Elektrizitätsrichtlinie hinsichtlich verpflichtendes Unbundling durch die Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (ElWOG), mit BGBl I Nr. 63/2004 umgesetzt; die Novelle trat mit 22. Juni 2004 in Kraft. Unbundling war auch eines der Schlüsselthemen in der österreichischen Gasbranche im Jahre 2004, zumal die relevanten Unbundling-Bestimmungen mit 1. Oktober 2003 (das so genannte „Gasjahr“ beginnt jeweils mit 1. Oktober) / 1. Jänner 2004 in Kraft traten. Im Herbst 2004 hat E-Control GmbH einen Gleichbehandlungsbericht (Compliance Report) über das rechtliche, organisatorische und buchhalterische Unbundling im Gasbereich gemeinsam mit Beispielen für ein Gleichbehandlungsprogramm für beide, integrierte und entflochtene Unternehmen, auf der Homepage publiziert.

Netztarife

Ein Spruch des Österreichischen Verfassungsgerichtshofes über die Systemnutzungsverordnung 2003 brachte für die Netzbetreiber und E-Control Kommission Klarheit: Im Jahr 2004 war die "Systemnutzungsverordnung 2003", welche die Tarife für den Netzzugang bestimmt, Gegenstand einiger Verfahren vor dem Verfassungsgerichtshof. Der Gerichtshof hat die Praxis der E-Control Kommission hinsichtlich der Tariffestsetzung per Verordnung bestätigt.

Mitte 2005 wurde nach mehrjährigen Diskussionen eine Vereinbarung zwischen Regulierungsbehörde und Branche getroffen, ab 1.1.2006 ein mehrjähriges anreizorientiertes Regulierungssystem für die **Netztarife Strom** basierend auf einer „Benchmarking-Analyse“ einzuführen.

Unterbindung von Marktmachtmissbrauch

Die Marktmonitoring- und Marktüberwachungsaufgaben der E-Control GmbH umfassen auch die Unterbindung von diskriminierendem Verhalten von Marktteilnehmern durch Monopolisten (Netzbetreiber). Sofern E-Control missbräuchliches Verhalten feststellt, muss die Behörde ohne Verzögerung alle notwendigen Schritte in Richtung Gleichbehandlung einleiten.

2004 wurden Verfahren in rund 30 Fällen von Marktmissbrauch geführt. Die meisten wurden von Lieferanten von Kunden oder von Kunden selbst initiiert. Diese Fälle betrafen recht unterschiedliche Sachverhalte, darunter Zuordnung zu Netzebenen, Netzbereitstellung und Zutrittsentgelte, Netznutzungsentgelte (gemessen oder nicht gemessen), die Anwendbarkeit von Marktregeln und die unerlaubte Verrechnung von Verwaltungsgebühren.

Allgemeine Untersuchung des österreichischen Elektrizitäts- und Gassektors gemäß § 2 Wettbewerbsgesetz

Die im Herbst 2004 von einigen Lieferanten angekündigten und teilweise umgesetzten Strompreiserhöhungen für Massenkunden und Großkunden, sowie die Möglichkeit von weiteren Preissteigerungen, haben auch in Österreich zu einer Debatte über den Wettbewerb am österreichischen Strommarkt geführt.

Im September hat der Minister für Wirtschaft und Arbeit bei der Bundeswettbewerbsbehörde eine allgemeine Untersuchung des Elektrizitätssektors in Zusammenarbeit mit der E-Control GmbH gemäß § 2 Wettbewerbsgesetz angeregt. Die Bundeswettbewerbsbehörde und die E-Control GmbH haben diesen Vorschlag aufgenommen und eine gemeinsame Untersuchung eingeleitet, welche auch den Bundeskartellanwalt mit einbezieht. Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses haben die betroffenen Behörden zwei Zwischenberichte im Bereich Strom veröffentlicht, in denen die räumlich und sachlich relevanten Märkte abgegrenzt und eine Anzahl von Unternehmen als marktbeherrschend in den Endkundenmärkten qualifiziert werden. Im zweiten Zwischenbericht wird festgestellt, dass marktbeherrschende Unternehmen besonderen Verpflichtungen, etwa hinsichtlich der Transparenz, Nicht-Diskriminierung und wettbewerbsfreundlichem Verhalten, unterliegen. Hauptergebnis der Untersuchung war die Tatsache, dass sich die engen Marktgrenzen aufgrund vielfältiger Hemmnisse beim Markteintritt ergeben,

und dass die zugrunde liegende Ursache der bestehenden Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt oftmals eng mit der unzureichenden Entflechtung der Netzbetreiber zusammenhängt. Benachteiligungen der alternativen Energieanbieter können damit direkt vom etablierten Unternehmen beeinflusst werden. Eine ähnliche Untersuchung ist hinsichtlich des Gassektors im Gange.

Zur Förderung des Wettbewerbs und zur Vervollständigung der Antrags- und Aufsichtsrechte der Energie-Control GmbH sollte dieser - analog zu bestehenden Antragsrechten nach dem Kartellgesetz - das Recht eingeräumt werden, Anträge auf Unterlassung wettbewerbsbeschränkender Verhaltensweisen nach dem Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb 1984 (UWG) stellen zu können. Derartige Überlegungen werden bei entsprechenden Gesetzesvorhaben zu berücksichtigen sein.

Zusammenfassung

Bereits seit 1.10.2001 ist der österreichische Strommarkt, ein Jahr darauf, der Erdgasmarkt zu 100% geöffnet worden. Damit haben sämtliche Stromkunden die Möglichkeit, über einen regulierten Netzzugang mit festen verordneten Netztarifen ihren Lieferanten frei zu wählen. Probleme beim Lieferantenwechsel treten nur in wenigen Einzelfällen auf. Alle Kundengruppen haben durch die Reduktion der Netztarife und der Energiepreise zu Beginn der Liberalisierung profitiert. Alle wesentlichen neuen Anbieter sind allerdings verbundene Unternehmen der ehemaligen Monopolisten. Unabhängige neue Lieferanten konnten sich bisher am österreichischen Markt nicht nachhaltig etablieren. Durch mehrere Fusionen wurde vielmehr die Marktposition vieler etablierter Lieferanten so weit verstärkt, dass es im Jahr 2004 zu erheblichen Preiserhöhungen kam. In der Folge wurden von der Wettbewerbsbehörde in Zusammenarbeit mit der E-Control GmbH eine Untersuchung der Wettbewerbssituation begonnen.

In der österreichischen Rechtslage wurden insgesamt die Vorgaben der Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG **bereits lange vor deren Inkrafttreten vorweggenommen**. In einer Gesetzesnovelle zum EIWOG im Jahr 2004 wurden nur noch die zusätzlichen Bestimmungen hinsichtlich gesellschaftsrechtlichem und organisatorischem **Unbundling** im Elektrizitätssektor im Bundesgrundsatzgesetz umgesetzt. Allein die Durchführungsgesetze der Länder wurden zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieses Berichtes nach wie vor nicht kundgemacht. Da sich das Bundesgrundsatzgesetz nur an die Landesgesetzgeber richtet, besteht für die Elektrizitätsunternehmen zur Zeit noch keine rechtliche Verpflichtung zur Umsetzung der Unbundling-Bestimmungen. Einige Unternehmen haben diese Verpflichtungen allerdings auf freiwilliger Basis erfüllt. Zur Verbesserung des Wettbewerbsumfeldes ist allerdings eine rasche und vollständige Umsetzung erforderlich.

Im Gasbereich wurden die Unbundling Bestimmungen der Richtlinie 2003/55/EG bereits mit Oktober 2002 und damit **vor Inkrafttreten der Richtlinie umgesetzt**. Eine rechtliche Entflechtung erfolgte für fünf überregionale Fernleitungsunternehmen und einen Verteilnetzbetreiber. Alle anderen Netzbetreiber sind nur zur organisatorischen Entflechtung verpflichtet. Für alle Fern- und Verteilernetzbetreiber besteht zudem die Verpflichtung zum buchhalterischen Unbundling. Eine Analyse der Unbundling Praxis der österreichischen Gasunternehmen anhand der Übereinstimmungsprogramme gemäß Art 9.2 (d) und Art. 13.2°(d) Richtlinie 2003/55/EG zeigt allerdings erheblichen Verbesserungsbedarf insbesondere im Bereich der organisatorischen Entflechtung. Für den Bereich der in Österreich zur Zeit noch nicht regulierten Transitleitungen ist zudem weiterhin eine starke grenzüberschreitende Verflechtung von Vertrieb und Netz zu beobachten, die wohl auch nur schwer mit den Unbundling-Vorgaben der EG-Richtlinie zu vereinbaren ist.

Bedenken bestehen dabei vor allem in jenen Fällen, in denen Versorgungsunternehmen mit dominanter nationaler Marktstellung über maßgebliche Beteiligungen in den ihrem Heimmarkt vorgelagerten Transitleitungen verfügen (z.B. ENI, GdF, Ruhrgas). Für diese Fälle ist wohl zu recht ein Interessenskonflikt zwischen dem Marktabschottungsinteresse des am nachgelagerten

Versorgungsmarkt dominanten Unternehmens mit der Verpflichtung zur diskriminierungsfreien Gewährung von Netzzugang in beteiligten vorgelagerten Transitleitungen zu vermuten.

In Österreich treten seit der Liberalisierung sowohl im Elektrizitäts- als im Erdgassektor alternative Anbieter auf. Durch den Zusammenschluss der Vertriebsgesellschaften im Rahmen der Energieallianz im Strom- und (teilweise) Gasbereich hat die Konzentration am Klein- als auch am Großkundenmarkt allerdings weiter zugenommen. Ebenso wurde durch den Zusammenschluss von fünf Gasversorgungsunternehmen (inklusive Energieallianz-Gesellschafter) mit dem Gashandel des OMV-Konzerns die Konzentration im Gasgroßkundenmarkt deutlich erhöht. Die vertikale Integration und damit die Marktdominanz der Energieallianz im Strombereich würde sich durch die Umsetzung (welche bis Juli 2005 noch nicht stattgefunden hat) des von der Europäischen Kommission im Juni 2003 genehmigten Zusammenschlusses Verbund/Energieallianz weiter verstärken.

Für den Strombereich waren im Jahr 2004 vier von Netzbetreibern unabhängige Stromlieferanten mit einer Niederlassung in Österreich oder von Heimatfilialen aus am Markt tätig. Die Bedeutung des Wiedereintritts des Verbund in den Stromendkundenmarkt mit Anfang Juli 2005 war zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Berichts noch nicht abschätzbar. Im Gassektor ist neben den etablierten Gaslieferanten ein neuer Anbieter hinzugetreten.

In Österreich wurde ein **standardisierter administrativer Ablauf im Rahmen der Marktregeln für den Lieferantenwechsel** festgelegt, wobei für den Kunden versucht wurde, den administrativen Aufwand so gering wie möglich zu halten. Entscheidet sich ein Kunde den Lieferanten zu wechseln, so sind mit dem einfachen Wechselvorgang für den Endabnehmer selbst **keinerlei Gebühren** verbunden. Die Stromgroßabnehmer mit Leistungsmessung erweisen sich als flexibelste Verbrauchergruppe mit einer kumulierten Wechselrate von 25% seit dem Jahr 2001. Bei separater Betrachtung der geschätzten, kumulierten Wechselraten von Stromgroßabnehmern über 5 GWh und unter 5 GWh Jahresverbrauch zeigen sich für das Jahr 2004 keine Unterschiede. Die sonstigen Kleinabnehmern (Kleingewerbe und Landwirtschaft) verzeichneten seit der Liberalisierung eine kumulierte Wechselrate von 6,4%, die Haushaltswechselquote betrug 2,8%.

Als Gründe für die verhältnismäßig geringen Wechselraten im Kleinkundensegment stellten sich intransparente Preisausweise auf Stromrechnungen (all-inclusive-Preise), unangemessene Bindungsfristen oder Bindungsfristen in Verbindung mit veränderbaren Preisen (Preisgleitklauseln), bestimmte Rabattsysteme (Treuerabatte) und Bündelungs- und Koppelungsgeschäfte (Multi-Utility Rabatt) heraus. Die Wettbewerbssituation im Strommarkt ist auch Inhalt einer seit Herbst 2004 laufenden Branchenuntersuchung der österreichischen Wettbewerbsbehörde und E-Control.

Mit der vollständigen Marktöffnung für Strom im Jahr 2001 kam es für Endkunden, insbesondere den Großkunden, zu deutlichen Preissenkungen, die zu einer Kostenentlastung der Stromkunden in der Höhe von ca. 1 Mrd. Euro pro Jahr (ca. 20% der Gesamtstromkosten) geführt haben. Dies ist einerseits auf eine Reduktion der Energiepreise, andererseits auch auf Netztarifsenkungen zurückzuführen.

Durch die Einführung einer österreichweit einheitlichen Förderung von Ökostrom-, Kleinwasserkraft- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die Erhöhung der Energieabgabe sowie mehrmalige Energiepreiserhöhungen von Seiten der Lieferanten, ist jedoch eine kontinuierliche Erhöhung des Gesamtstrompreises seit Jänner 2003 – dies trotz mehrfacher Netztarifsenkungen – zu beobachten, sodass die Gesamtpreise heute für Industriekunden wieder vielfach das Niveau von 1999 erreichen. Für Haushaltskunden befindet sich der Gesamtstrompreis nominell bereits über, real jedoch nach wie vor unter dem Vorliberalisierungsniveau. Gewerbekunden beziehen nach wie vor günstiger Strom als vor der Marktöffnung.

Die gleichzeitige Energiepreiserhöhung durch den Lieferanten bei behördlich verordneten Netztarifsenkungen (zum Teil sogar in der gleichen Höhe) lässt vermuten, dass eine Quersubventionierung zwischen dem im Wettbewerb stehenden Bereich und dem regulierten Netzbereich weiterhin vorhanden ist, und sich der Unbundling-Gedanke, d.h. die autonome Entscheidungsfindung beim Netz und Energie, noch nicht wirklich durchgesetzt hat.

Betrachtet man den österreichischen **Stromgroßhandelsmarkt** national, so ergibt sich eine relativ hohe Konzentration im Erzeugungsbereich. Es haben nur 5 Unternehmen einen Anteil von mehr als 5% an der Gesamterzeugungskapazität, die größten 3 Unternehmen kontrollieren 54% der Erzeugungskapazität. Darüber hinaus ist zu beachten, dass bereits etwa ein Viertel der erzeugten Energie nicht vollkommen dem Wettbewerb ausgesetzt ist, sondern – zumindest teilweise – Erlöse über Fördermechanismen (z.B. Erneuerbare, KWK) erzielt. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass Österreich derzeit zu Deutschland und zur Schweiz keine Netzengpässe aufweist. Dies hat zur Folge, dass die österreichischen Regelzonen insbesondere mit Deutschland im Wesentlichen einen **gemeinsamen Großhandelsmarkt** bilden und somit die Preisbildung im Großhandelsmarkt nicht in Österreich, sondern am Markt gemeinsam mit Deutschland erfolgt.

Die Mehrheit der Stromgeschäfte wird bilateral (OTC) abgewickelt. Verbesserungen hinsichtlich Transparenz wären durch das Verfügbarmachen von Daten über sowohl Preise, Volumen als auch Kraftwerkseinsatz möglich, um damit allen Marktteilnehmern den gleichen Informationsstand zu bieten.

Das österreichische Ausgleichsenergiesystem ist auf Basis eines Bilanzgruppensystems aufgebaut. Derzeit wird an der **Zusammenführung des deutschen und österreichischen Ausgleichsenergiesystems** gearbeitet, wodurch auch ausländische Erzeuger die Möglichkeit hätten am österreichischen Markt anzubieten.

An den österreichischen Regelzonengrenzen bestehen im Strombereich Engpässe von Österreich zu Tschechien, Ungarn, Slowenien und Italien. An den meisten engpassbehafteten Grenzen erfolgt die Allokation mittels expliziter Auktionen. Weiterentwicklungen zur Erhöhung des Koordinierungsgrades und – darüber hinaus – zur Erhöhung der Effizienz durch die Anwendung von impliziten Auktionen werden angestrebt. Potential zur Erhöhung der für den Markt verfügbaren Kapazitäten

besteht durch verbesserte Koordinierung bei der Kapazitätsermittlung sowie durch Reduktionen bzw. Wegfall der bestehenden Altverträge.

Die österreichinterne Netzsituation im Strombereich – durch einen massiven technischen Engpass im Höchstspannungsnetz in Nord-Süd-Richtung gekennzeichnet – macht arbeits- und kostenintensive Engpassmanagementmaßnahmen notwendig, um die Betriebssicherheit zu erhalten. Da die (n-1)-Sicherheit regelmäßig verletzt wird, ist auch derzeit eine Ausnahme vom UCTE Operation Handbook/Multilateral Agreement für VERBUND APG (bis 2007) vorgesehen. Der Bau des fehlenden 380-kV-Leitungsabschnittes von Südburgenland nach Kainachtal ("Steiermarkleitung") wird vom Regelzonenführer nach langjährigen Verzögerungen wegen Problemen bei der behördlichen Genehmigung der Leitung nunmehr mit großem Einsatz aktiv betrieben.

Österreich verfügt mit einer durchschnittlichen Dauer der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen von 30,33 Minuten pro Jahr über eine **ausgezeichnete Versorgungszuverlässigkeit der Stromversorgung**.

Auch im **Gas** sind große Unterschiede in der Wechselbereitschaft einzelner Kundengruppen feststellbar: Während im Haushaltskundensegment seit Beginn der Liberalisierung insgesamt 1,6% gewechselt haben, beläuft sich die kumulierte Wechselrate (3 Jahre) bei sonstigen Kleinabnehmern auf 3,4% und bei Großkunden auf 4,2%. Mit dieser Entwicklung zeigt sich für Gas ein ähnliches Wechselverhalten wie im Strombereich nach jeweils drei Jahren Liberalisierung. Die Ursachen für die verhältnismäßig geringen Wechselraten im Kleinkundensegment dürften die gleichen wie im Strombereich sein.

In den Endkundenmärkten der österreichischen Gaswirtschaft sind ebenso wie in den Stromendkundenmärkten der Mangel an alternativen Anbietern und die Intransparenz in der Angebotsstellung (all-inclusive-Preise, unterschiedliche Preisgleitklauseln) wechselhemmende Faktoren, die insbesondere auch durch das unzureichende Unbundling zwischen Vertrieb und Netzbereich begünstigt werden.

Die Preisentwicklung in den Gasendkundenmärkten ist im Wesentlichen durch die Importpreisentwicklung (und damit die Ölpreisentwicklung) beeinflusst, da die Bezugskosten einen Großteil der Endverbraucherpreise ausmachen. Anders als im Strommarkt konnte eine deutliche Preissenkung nach der Liberalisierung nicht festgestellt werden, da die Erdgasimportpreise von Oktober 2002 bis April 2003 deutlich angestiegen sind. Diese Preiserhöhung konnte auch von Netztarifsenkungen nicht aufgefangen werden. Nachdem die Erdgasimportpreise von April 2003 bis Juni 2003 gefallen sind, ist seitdem ein kontinuierlicher, seit Oktober 2004 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen, der sich trotz Netztarifsenkungen in Summe preissteigernd auf die Endkundenmärkte auswirkte.

Gasgroßhandel findet auf zwei Stufen statt: auf dem Großhandelsmarkt, auf dem OMV Gas GmbH als einziges österreichisches Unternehmen langfristige Lieferverträge mit ausländischen Produzenten (Gazprom, norwegische Produzenten)

abgeschlossen hat und auf den (lang- und kurzfristigen) Zwischenhandelsmärkten, auf denen große Weiterverteiler Großhandelsprodukte beziehen.

Anders als etwa in Großbritannien, Belgien/Niederlande oder Norddeutschland gibt es keine Handelsplattform für den kurzfristigen Gashandel für den Raum Österreich und den Knotenpunkt Baumgarten. Gleichzeitig wird jedoch der Gas-Ausgleichsenergiemarkt für Gashandel verwendet und nicht nur zur Abdeckung von Prognosefehlern der Marktteilnehmer durch den Regelzonenführer.

Der Umfang der Verwendung des Ausgleichsenergiemarktes als „Spotmarkt“ lag in 2004 etwa zwischen 2% und 3% des Gesamtverbrauches der Regelzone Ost. Dazu kommt die jährliche Versteigerung von 250 Mio.m³ Erdgas durch das Gas Release Programm der EconGas, das jedoch überwiegend im Ausland abgesetzt wird. Diese Beobachtungen zeigen, dass sowohl Nachfrage als auch Angebot für einen kurzfristigen Handelsplatz in Österreich vorhanden sind, und rasch die hierfür notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen und Markthemmnisse eliminiert werden müssen.

Für den Groß- und Zwischenhandel am Gasmarkt bestehen Markteintrittsbarrieren dabei vor allem im Bereich verfügbarer Transportkapazitäten auf Transitrouten, die in Österreich, ähnlich wie in anderen EU Ländern, durch Langfristverträge blockiert sind, obwohl durchaus noch beträchtliche technische Kapazitäten zur Verfügung stünden.

Der österreichische Gas-Speichermarkt weist einen hohen Konzentrationsgrad auf: die Speicherkapazitäten sind regional auf die zwei Speicherbetreiber OMV und RAG in Ostösterreich konzentriert. Der Zugang zu den österreichischen Speichereinrichtungen ist nicht reguliert, sondern erfolgt auf verhandelter Basis. Bei der Erfüllung der Guidelines for Good Practice zeigen die österreichischen Speicherbetreiber ein unterschiedliches Verhalten: während die OMV als größerer der beiden österreichischen Speicherbetreiber die Hauptforderungen zum Zeitpunkt des Inkrafttretens bereits weitgehend erfüllt hat, gibt es bei der RAG noch wesentliche Mängel bei der Umsetzung der Guidelines for Good Practice.

Ein wesentlicher Teil der österreichischen Gastransporte wird transitiert: das Verhältnis der transitierten Menge zum lokalen Verbrauch beläuft sich auf etwa 4:1. Für den Bereich der derzeit nicht regulierten grenzüberschreitenden Gastransporte ist die diskriminierungsfreie Gestaltung des Netzzuganges und der Netznutzung wesentliches Ziel. Lücken bestehen freilich insbesondere im Bereich der effizienten Nutzung bestehender Kapazitäten in Form von Use It Or Lose It - Bestimmungen und Sekundärmarktangeboten sowie teilweise in Hinblick auf Transparenzansprüche der Kapazitätsveröffentlichungen. Die erforderliche Kooperation zwischen den Transitunternehmen erscheint derzeit nicht ausreichend gewährleistet.

Im Gasbereich sind aufgrund des prognostizierten Bedarfszuwachses umfassende Ausbaumaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig.

Potentielle Engpässe bestehen dabei insbesondere für den Transport von Erdgas in die südlichen Regionen Österreichs und nach Italien. Die geplanten Kapazitätserweiterungen für das Leitungssystem TAG kann dabei eine wesentliche Engpassentlastung darstellen. Infrastrukturinvestitionen sind zudem für das Transitsystem WAG, das internationale Pipelineprojekt „Nabucco“, sowie die Realisierung eines neuen Speicherprojektes (Speicher Haidach) geplant. Prognosen im Bereich der Produktionskapazitäten liegen nicht vor. Weiterhin ungelöst ist zudem die bislang fehlende Leitungsverbindung zwischen Ost- und Westösterreich: die Versorgung der Regelzone Tirol erfolgt derzeit ausschließlich über Gasimporte aus Deutschland, einen Gas-zu-Gas-Wettbewerb gibt es in der Folge in Tirol und Vorarlberg bislang nicht, insbesondere auch weil die Durchleitung durch das deutsche Gasnetz nach Tirol durch unabhängige Gaslieferanten trotz minimaler angefragter Mengen bisher an der fehlenden Kapazität bzw. an überhöhten Netztarifen scheiterte.

Abschließend kann gesagt werden, dass der Wettbewerb im Gas- und Strommarkt nicht nur durch eine verbesserte Umsetzung der Unbundling-Vorschriften intensiviert werden kann, sondern, dass darüber hinaus auch die Ausweitung des Marktes über die österreichischen Grenzen hinweg (regionaler Markt) erreicht werden kann.

3. Regulierung und Erfolge aus dem Strommarkt

3.1. Regulierungsbezogene Fragen [Artikel 23(1) mit Ausnahme von "h"]

3.1.1 Allgemeines

Der österreichische Strommarkt unterliegt seit 1.10.2001 gänzlich dem Wettbewerb.

3.1.2 Management und Zuweisung von grenzüberschreitenden Kapazitäten und Engpassmanagementmechanismen

An den österreichischen Regelzongrenzen bestehen Engpässe zu Tschechien, Ungarn, Slowenien und Italien. Im Jahr 2004 waren durch Inkrafttreten der Verordnung (EG) No 1228/2003 an mehreren Grenzen Änderungen in den Vergabeverfahren zu verzeichnen. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die derzeit angewandten Methoden:

Abbildung 1: Engpassmanagementmethoden in Österreich und in Nachbarländern

von	nach	Engpass Besteht	Kapazität in [MW] (Baseload 2005)	Davon durch „Altverträge“ bereits vergeben (2005)	Vergabemethode (bezogen auf österr. Scheibe) für 2005
Österreich	Deutschland	nein			
Deutschland	Österreich	nein			
Österreich	Schweiz	nein			
Schweiz	Österreich	nein			
Tschechien	Österreich	ja	450	400	gemeinsame explizite Auktion
Österreich	Tschechien	teilweise	600		gemeinsame explizite Auktion
Ungarn	Österreich	ja	100		gemeinsame explizite Auktion
Österreich	Ungarn	ja	100		gemeinsame explizite Auktion
Österreich	Slowenien	ja	450	78	Slow. pro rata / Ö explizite Auktion
Slowenien	Österreich	nein	450		Slow. pro rata / Ö explizite Auktion
Österreich	Italien	ja	220	110	Ö explizite Auktion für freie Kapazität
Italien	Österreich	nein	220		

Quelle: E-Control

Die freie Kapazität zwischen Tschechien und Österreich wird mittels jährlicher, monatlicher und täglicher gemeinsamer expliziter Auktion vergeben. Für die Kapazität zwischen Ungarn und Österreich sowie Slowenien und Österreich (nur auf österreichischer Seite 50%, da Slowenien bis Juli 2007 ausgenommen ist und somit eine marktkonforme Kapazitätsvergabe nur für die österreichischen 50% verpflichtend ist) gibt es derzeit jährliche und monatliche explizite Auktionen. Auf der Grenzübergabestelle zwischen Österreich und Italien, konnte nur für die (freie) Kapazität auf österreichischer Seite (50%) eine explizite Versteigerung für 2005 definiert werden, da es bisher nicht möglich war für die gesamte Kapazität eine verordnungskonforme Kapazitätsvergabe zu vereinbaren.

Die Abwicklung der durchgeführten Versteigerungen erfolgt nach transparenten nicht diskriminierenden Regeln. Es ist davon auszugehen, dass sich durch methodische Weiterentwicklungen (gemeinsames Verfahren auch mit Slowenien und Italien, implizite Auktionen) Effizienzgewinne ergeben werden. Ähnliches gilt für die verfügbare Transparenz, die Haupterfordernisse werden seitens der Regelzonenführer erfüllt, Verbesserungen sind noch anzustreben. Als Folgeergebnisse der Mini Foren für Central Eastern Europe and Central Southern Europe sollen diese Möglichkeiten mittelfristig sukzessive ausgeschöpft werden.

Aus obiger Übersicht geht hervor, dass obwohl wesentliche Verbesserungen durch marktkonforme Methoden und teilweise Reduktionen der Langfristverträge (auf der Grenzübergabestelle zwischen Österreich und Slowenien von 200 MW für 2004 auf 78 MW für 2005) erreicht werden konnten, die Situation an einigen Grenzübergabestellen weiterer Analysen und Verbesserungen bedarf (z.B. Langfristvertrag an der Grenzübergabestelle zwischen Österreich und Tschechien und koordinierte und gemeinsame Kapazitätsvergabe nach Italien). Da nur durch die gemeinsame und koordinierte Gewährung von Transportrechten und durch weitere Beseitigungen von Langfristverträgen die Marktverzerrungen entfernt werden können, sind diese Anstrengungen unbedingt im Rahmen des EG-Rechtsrahmens (insbesondere Verordnung (EG) No. 1228/2003) vorzusehen und die Thematik in einen gesamteuropäischen Kontext zu stellen.

Nationale Engpässe

Die Österreich-interne Netzsituation ist durch einen massiven technischen Engpass im Höchstspannungsnetz in Nord-Süd-Richtung gekennzeichnet. Der Regelzonenführer VERBUND APG muss im operativen Betrieb massive und kostenintensive Engpassmanagementmaßnahmen vorsehen um die Betriebssicherheit zu erhalten. Im Wesentlichen werden dafür netztechnische und immer mehr Redispatch-Maßnahmen eingesetzt. Trotzdem wird die (n-1)-Sicherheit regelmäßig verletzt, da die verfügbaren technischen Mittel nicht mehr ausreichen um die Einhaltung durchgehend zu sichern. Im UCTE Operation Handbook/Multilateral Agreement wurde VERBUND APG dafür eine Ausnahme bis 2007 genehmigt. Für das Jahr 2005 ist davon auszugehen, dass die Kosten für Engpassmanagement über 7% der Gesamtnetzkosten der Regelzone APG erreichen. Die Möglichkeiten eines marktbasiereten Engpassmanagementsystems (für Kraftwerksredispatch) werden geprüft. Es ist jedoch fraglich, ob für einen funktionsfähigen Markt eine ausreichende Anzahl von Anbietern (jeweils in Regionen) verfügbar ist; dies umso mehr, da dieser Netzengpass nicht vom Markt, sondern durch technische Faktoren verursacht wird –

nach Vollendung des österreichischen 380-kV-Ringes wird auch dieser Netzengpass beseitigt sein.

Projekte hinsichtlich der Behebung der internen Engpasssituation finden sich unter Kapitel 5.1.

3.1.3 Übertragung und Verteilung

In Österreich gibt es 136 Netzbetreiber davon drei Übertragungsnetzbetreiber und 133 Verteilernetzbetreiber. Die drei Übertragungsnetzbetreiber sind gleichzeitig auch Regelzonenführer.

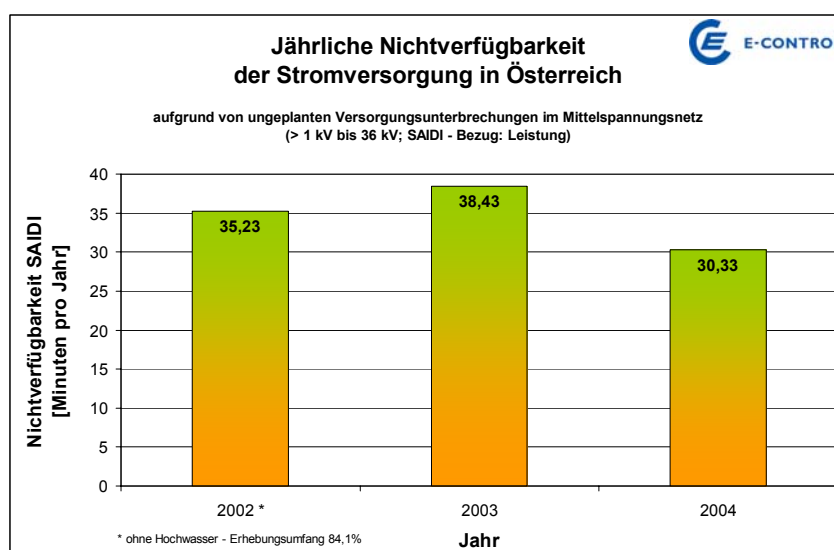
Die Energie-Control GmbH führt seit dem Jahre 2002 gemäß der Statistikverordnung umfangreiche Bewertungen der Versorgungszuverlässigkeit in Österreich durch. Der Erhebungsumfang für die so genannte Ausfalls- und Störungsstatistik erstreckt sich seit dem Jahr 2003 auf 100% der österreichischen Netzbetreiber.

Die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit der österreichischen Stromnetze bezieht sich auf die Mittelspannungsnetze (Betriebsspannung von mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV). Die Erhebung erstreckt sich auf Versorgungsunterbrechungen, welche geplant oder ungeplant verursacht wurden. Geplante Versorgungsunterbrechungen liegen vor, wenn die Kunden im Voraus darüber benachrichtigt wurden (z.B. für Instandhaltungsarbeiten im Verteilernetz). Ungeplante Versorgungsunterbrechungen finden ihre Ursache beispielsweise in Störungen durch Blitzschlag, Sturm, etc.

Die Ergebnisse dieser Bewertungen bestätigen, dass die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich im europäischen Vergleich einen sehr guten Platz einnimmt. **Österreich zählt zu den Ländern mit den geringsten Stromversorgungsunterbrechungen.**

Die Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit für die Jahre 2002-2004 wird in nachfolgender Abbildung dargestellt.

Abbildung 2: Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung



Quelle: E-Control

Zurzeit wird bei der Festlegung der Netztarife die Versorgungsqualität nicht explizit als Faktor herangezogen, da dafür eine entsprechende gesetzliche Grundlage fehlt.

In Österreich werden die Tarife nach einer Kosten-plus Regulierung festgelegt, wobei die Kostenprüfungen bis dato in Abständen von ungefähr 1 ½ Jahren stattfinden. Im Gegensatz zu anderen europäischen Regulierungsansätzen, in denen Erlöse begrenzt werden, werden in Österreich Tarife in Form von Fixpreisen je Tarifkomponente und je lokalem Netzbereich behördlich festgelegt. Der Netzbetreiber ist gegenüber allen Kunden zur Einhaltung dieser Fixpreise verpflichtet.

Zu Beginn der Kostenprüfungen werden von den Unternehmen Informationen über technische und wirtschaftliche Daten in standardisierter Weise mittels eines Erhebungsbogens abgefragt. Anschließend werden die Daten zunächst nach ihrer Plausibilität geprüft und im Rahmen von Prüfungen vor Ort inhaltlich beurteilt.

Kürzlich wurde eine Vereinbarung zwischen Regulierungsbehörde und Branche getroffen, ab 1.1 2006 ein mehrjähriges anreizorientiertes Regulierungssystem (4 Jahre), basierend auf einer „Benchmarking-Analyse“ einzuführen (DEA und MOLS sind zur Festsetzung von unternehmensindividuellen Produktivitätsabschlägen geplant).

Bei der Festlegung der Tarifstruktur wird das Ziel einer österreichweiten Vereinheitlichung unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Unternehmen verfolgt.

Bei der Festlegung der Netztarife sind keine weiteren staatlichen Behörden involviert.

Die Netztarife werden durch eine Verordnung der Energie-Control Kommission als Fixpreise festgelegt und im Amtsblatt der Wiener Zeitung veröffentlicht. Die Unternehmen sind verpflichtet ihrerseits die Netztarife zu veröffentlichen, was zumeist auf der Homepage oder in Kundenzeitschriften erfolgt.

Das Netzbereitstellungsentgelt, das notwendige Investitionen in vorgelagerten Netzebenen teilweise abdeckt, wird durch eine Verordnung der Energie-Control Kommission festgelegt und im Amtsblatt der Wiener Zeitung veröffentlicht. Die Unternehmen sind ihrerseits zur Veröffentlichung verpflichtet, was zumeist auf der Homepage oder in Kundenzeitschriften erfolgt. Das Netzzutrittsentgelt wird nicht durch die Energie-Control Kommission exakt festgelegt, jedoch schreibt die Energie-Control Kommission vor, dass dieses marktüblichen Preisen zu entsprechen hat.

In Österreich gibt es neben den 3 Übertragungsnetzbetreibern, 133 voneinander unabhängige Verteilnetzbetreiber. Letztere sind in 16 Netzbereichen mit unterschiedlichen Netztarifen zusammengefasst. Die in den Netzbereichen verordneten Netztarife müssen aus der Summe der Kosten aller in den Netzbereichen tätigen Netzbetreiber errechnet werden. Unterschiedliche Kostenstrukturen führen zu Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern. Die

Höhe der Ausgleichszahlungen richtet sich nach der Differenz zwischen den Erlösen und den anerkannten Kosten des jeweiligen Netzbereiches.

Die Allgemeinen Bedingungen werden von den Unternehmen nach Genehmigung durch die E-Control Kommission veröffentlicht.

Die **Tarifprüfung** erfolgt durch die E-Control GmbH im Auftrag der Energie-Control Kommission mittels Erhebungsbögen und Prüfungen vor Ort. Bei der **Kostenermittlung** sind folgende Grundsätze zu beachten:

- Die Kosten werden als Durchschnittskosten auf Vollkostenbasis und – ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten – unter Einbeziehung von Finanzierungskosten errechnet.
- Bei der Ermittlung der Kosten werden nur dem Grund und der Höhe nach angemessene Kosten berücksichtigt, die für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Elektrizitätsnetzes erforderlich sind.
- Für die Ermittlung der Kosten eines Tarifierungszeitraumes ist die im Jahresabschluss enthaltene Bilanz und Ergebnisrechnung maßgebend. Die im Jahresabschluss enthaltenen Aufwendungen und Erträge des Tarifierungszeitraumes werden auf ihre Nachhaltigkeit geprüft und in begründeten Ausnahmefällen normalisiert. Durch die Normalisierung wird sichergestellt, dass einmalige Aufwendungen und Erträge durch Werte, die einem langfristigen Durchschnitt entsprechen, ersetzt werden.
- Bei der Ermittlung der Kostenbasis für das Systemnutzungsentgelt wird von den ursprünglichen Anschaffungskosten ausgegangen, weshalb höhere Wertansätze aufgrund von Veräußerungen und Umgründungen (z.B. Firmenwerte) zu eliminieren sind. Damit wird erreicht, dass Kosten nur einmal geltend gemacht werden können.
- Die Finanzierungskosten werden gemäß eines WACC-Ansatzes (weighted average cost of capital) berechnet, d.h. es wird die Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital Anwendung findet, durchgeführt. Nach aktuellen Annahmen liegt der Ansatz bei rund 6% vor Steuern.

Regulierung von Netzbetreibern

Für die Abnahmefälle gemäß Eurostat, Dc, Ib und Ig, ergibt sich das nachfolgende Bild. Die Netztarife verstehen sich ohne Steuern und Abgaben.

Abbildung 3: Netztarife

Regulation of network companies charges as at June 2005

	Number of regulated companies	Approx. network access charge (EUR/MWh)			Interruptions (minutes lost per consumer and year)
		Ig	Ib	Dc	
Transmission ¹	3	n.a.	n.a.	n.a.	
Distribution	133	10.40 ³	51.18	52.72	30,33 ²

¹ included in distribution charges

² medium voltage; unplanned SAIDI, 2004

³ Please note: This table provides a figure for Ig as of June 2005, as opposed to table 3.2.2a from Annex, which provides a figures for access charge (Ib) as of Jan 2005.

Quelle: E-Control

Fokus - Der österreichische Ausgleichsenergiemarkt und die Regelzonen

Technische Grundlagen

Da die österreichischen Regelzonenführer Mitglieder des UCTE-Verbundes sind, finden technisch die Regelmechanismen der UCTE (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung) Anwendung. Das österreichische Netz ist in drei Regelzonen unterteilt. Die Regelzonen TIRAG und VKW-UNG sind Teil des deutschen Regelblockes, die Regelzone VERBUND APG bildet gleichzeitig einen eigenen Regelblock im UCTE Gebiet.

Aufbringungs- und Angebotsmechanismen

Für Primärregelung gibt es eine Verpflichtung für Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung > 5 MW sich an der Regelung zu beteiligen. Da einerseits technisch die meisten Kraftwerke derzeit nicht in der Lage sind, dieser Verpflichtung nach zu kommen und andererseits die juristische Grundlage dafür in Zweifel gezogen wird, ist die **Funktionsfähigkeit der Primärregelung in Österreich im Moment stark eingeschränkt.**

Dem Regelzonenführer VERBUND APG wurde dazu eine Ausnahme zum UCTE Operation Handbook/Multilateral Agreement bis 2007 genehmigt.

Die Erbringung der Sekundärregelung ist in bilateralen Verträgen zwischen Erzeugungsunternehmen und den TSO geregelt. Diese Verträge stammen noch aus den Jahren 1999 und regeln teilweise auch die Erbringung weiterer Systemdienstleistungen (z.B. Schwarzstartfähigkeit, Abdeckung von Netzverlusten). Im Rahmen dieser Verträge erhalten die Erzeuger Leistungspreise für die Vorhaltung der Erzeugungsanlagen.

Um auch in die Sekundärregelung Marktmechanismen einzubringen wird die hierzu notwendige Energie im Nachhinein ausgeschrieben. Gemäß den Marktregeln wird

die dabei gelieferte bzw. zurück genommene Energie ex post wöchentlich von den Clearingstellen APCS und A&B richtungsrichtig nach Bezug und Lieferung summiert und in der Folge in Form eines Naturalaustausches an die Erzeuger zurück geliefert. Die dafür notwendigen Energiemengen (Rücknahme- und Lieferrichtung) werden öffentlich als gängige Standardprodukte ausgeschrieben und abgewickelt. Im Zuge der Ausschreibung dieser Rücklieferprodukte wird eine Umwertung vorgenommen. Die für die Sekundärregelung gelieferte Energiemenge wird in Form von Spitzenlastprodukten an die Erzeuger zurück geliefert. Für die von den Erzeugern übernommene Sekundärregelenergie müssen diese die Hälfte der Energiemenge in Form von Grundlastprodukten zurück liefern.

Für die Aufbringung der Tertiärregelung existieren zwei unterschiedliche Ausschreibungsmechanismen. In einem Day-ahead Markt können alle zugelassenen Erzeuger Blockangebote für Tertiärregelung stellen. Die „Market Closing Time“ dafür ist 16.00 Uhr. Sie werden im Falle eines Abrufs nach dem gebotenen Arbeitspreis bezahlt. Um das technisch notwendige Maß an Tertiärregelung sicher zu stellen, gibt es zusätzlich den sog. „Market Maker“. Dieser wird wöchentlich ausgeschrieben und Anbieter können ebenfalls Blockangebote für Minutenreserve für die kommende Woche legen. Die in der Ausschreibung erfolgreichen Anbieter erhalten einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Leistung und im Fall des Abrufes den gebotenen Arbeitspreis. Für die Regelzonen TIRAG und VKW-UNG gibt es keinen „Market Maker“.

Erzeuger aus anderen Regelzonen können derzeit keine Angebote für Tertiärregelung legen. Zwischen den vier deutschen und drei österreichischen Regelzonenführern werden seit geraumer Zeit Gespräche mit dem Ziel geführt, allen Erzeugern in diesen sieben Regelzonen zu ermöglichen, ebenso Minutenreserveangebote in allen sieben Regelzonen zu legen.

Verrechnungssystematik für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung

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

Die Clearingpreise – ein reiner Arbeitspreis je kWh – und die Abweichungen werden von den Verrechnungsstellen für 15-Minuten-Intervalle ermittelt. Die Clearingpreise können – in der Regel abhängig von der Abweichungsrichtung der Gesamtregelzone – ein positives oder negatives Vorzeichen haben. Deshalb werden beispielsweise Bilanzgruppen, die energetisch eine Überdeckung aufweisen, bei gleichzeitig überdeckter Regelzone, dennoch finanziell belastet.

Im Jahr 2004 war eine Tendenz zu unterdeckter Regelzonenbilanz feststellbar, weshalb die Preise zu ca. 2/3 im positiven Bereich waren. Der durchschnittliche

positive Preis beträgt 44 €/MWh (vgl. durchschnittlicher Spotmarktpreis 2004 base ca. 29 €/MWh), der Maximalpreis war 140 €/MWh. Der Durchschnitt aller negativen Preise ergibt -19 €/MWh. Die Abrechnung erfolgt monatlich jeweils zirka in der Mitte des Folgemonates. Die Clearingpreise werden wöchentlich jeweils donnerstags für die Vorwoche veröffentlicht.

Fahrplannominierungen innerhalb der Regelzone VERBUND APG sind sowohl Intra-day als auch teilweise nachträglich möglich, d.h. obwohl keine Änderung der physischen Ein- und Ausspeisungen mehr möglich ist, erlaubt das System eine Veränderung der Kontierung. Über Regelzonengrenzen sind Intra-day Geschäfte nur an der Grenze zu Deutschland nach Regeln der betroffenen Regelzonenführer (bestimmte Zeitpunkte für Änderung, Leistungsgrenzwerte etc.) möglich. Für Kraftwerke gibt es kein verbindliches „Gate Closure“. Es müssen zwar Fahrpläne abgegeben werden, diese haben jedoch indikativen Charakter und sind nicht bindend.

Zusammenfassung und Ausblick

Das österreichische Ausgleichsenergiesystem wird durch die Existenz von drei Regelzonen (zwei davon sind dem deutschen Regelblock zugeordnet) fragmentiert. Eine zunehmende Integration – auch die Möglichkeit für ausländische (deutsche) Erzeuger am österreichischen Markt anzubieten – ist anzustreben und wird als Ziel bei der bereits genannten Anstrengung, den Anbietern aus 4 deutschen und 3 österreichischen Regelzonen Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt zu ermöglichen, gesehen.

Die Erfahrung zeigt, dass Bilanzgruppen ohne eigene Erzeugung (neue Marktteilnehmer) im Verhältnis nicht signifikant stärker mit Ausgleichsenergiekosten – bezogen auf ihre Energieabgabe an Endkunden – belastet wurden, als jene Bilanzgruppen die über flexiblen Erzeugungskapazitäten oder über größere Absatzmengen verfügten; d.h. die historischen Preise lassen keine Ungleichbehandlung zwischen etablierten und neuen Energielieferanten erkennen.

Zu unterscheiden ist in diesem Zusammenhang jedoch zwischen den tatsächlich auftretenden Ausgleichsenergiekosten und dem potentiellen Ausgleichsenergieisiko. Die Markteintrittsbarriere besteht nicht in den zurzeit tatsächlich anfallenden Ausgleichsenergiekosten, sondern in dem für manche Bilanzgruppen schwer kalkulierbaren potentiellen Risiko höherer Kostenbelastungen.

Zu berücksichtigen sind auch die Möglichkeiten das Gleichgewicht zwischen Aufbringung und Verbrauch durch eigene Kraftwerke innerhalb der Bilanzgruppe selbst auszubalancieren. Voraussetzung dafür ist jedoch auch eine zeitnahe Information über den momentanen Verbrauch in der Bilanzgruppe. Derartige Optimierungsmaßnahmen können Bilanzgruppen, welche keine Erzeugungsanlagen in der eigenen Bilanzgruppe haben (das sind in der Regel alternative Energieanbieter), nicht verfolgen. Es ist unklar, in welchem Ausmaß zeitnahe Information über den Verbrauch der Bilanzgruppe den Bilanzgruppenverantwortlichen bei integrierten Unternehmen zur Verfügung steht.

Um einen Informationsvorsprung des „Local Players“ jedenfalls ausschließen zu können, ist konsequentes Unbundling unabdingbar.

3.1.4. Effektives Unbundling

Gesetzliche Entflechtungsvorschriften

Gemäß Richtlinie 2003/54/EG müssen integrierte Stromunternehmen Netzaktivitäten von anderen Aktivitäten hinsichtlich rechtlicher, organisatorischer und buchhalterischer Form trennen.

Die Bestimmungen der Richtlinie hinsichtlich rechtlichem und organisatorischem Unbundling wurden mit BGBl. I Nr. 63/2004 in Bundesrecht umgesetzt; buchhalterisches Unbundling wurde bereits früher umgesetzt.

Da es sich um eine Rahmenbestimmung handelt (Verbindlichkeit besteht nur für die Länder), die durch kein Sekundärrecht umgesetzt wurde, bestehen für die Unternehmen auch keine verbindlichen Regeln. Da die Richtlinie 2003/54/EG weiters keine Bestimmungen zum eigentümerrechtlichen Unbundling vorsieht, erwachsen damit keine derartigen rechtlichen Verpflichtungen für Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber.

Mehrheitlicher Staatsbesitz

Aufgrund der Österreichischen Verfassung, welche Bestimmungen zum Eigentumsrecht an österreichischen Energieunternehmen enthält (siehe BGBl. I Nr. 143/1998), wird die Höhe der öffentlichen Anteile am VERBUND und den Energieunternehmen der Länder mit mindestens 51% bestimmt. Alle drei Übertragungsnetzbetreiber (VERBUND Austrian Power Grid AG - APG, Tiroler Regelzone AG - TIRAG, VKW-Übertragungsnetz AG –VKW UNG) sind Töchter von in mehrheitlich staatlichem Besitz gehaltenen Muttergesellschaften. Dieselben Bestimmungen gelten für die Verteilnetzbetreiber die Teil von Landesgesellschaften sind. Die restlichen Verteilnetzbetreiber gehören mehrheitlich Stadtwerken oder kleinen privaten Unternehmen.

Trennung von Netz, Vertrieb und Produktion

Lediglich TIRAG ist als einziger Übertragungsnetzbetreiber örtlich separat von den Erzeugungs- und Vertriebstöchtern der TIWAG angesiedelt.

Die Verteilnetzbetreibergesellschaften der "EnergieAllianz" (ein Zusammenschluss aus den Versorgungsunternehmen der fünf östlichen Landesgesellschaften im Strom- und Gasbereich) sind örtlich von den jeweiligen Vertriebstochterunternehmungen, nicht aber vom jeweiligen Erzeugungstochterunternehmen getrennt. Die Mehrheit der übrigen Unternehmen sind integriert – eine Ausnahme bildet hier die KELAG, die Landesgesellschaft von Kärnten, welche zu Beginn von 2005 eine separate Netzgesellschaft gegründet hat, jedoch den selben Ort wie das integrierte Unternehmen einnimmt.

Öffentlichkeitsauftritt

Die Unternehmen der "EnergieAllianz" (EVN AG, WIENENERGIE, BEWAG, Linz Strom, Energie AG OÖ) haben eigene Marken, Logos und Homepages. Einige der

Verteilnetzbetreiber der genannten Unternehmen scheinen unter demselben Namen wie das Erzeugungstochterunternehmen auf. Insgesamt kann also gesagt werden, dass Netzbetreiber eigene Unternehmensnamen haben, obwohl diese Namen in Verbindung mit dem integrierten Unternehmen auftreten können – z.B. im Falle des “VERBUND” heißt der Netzbetreiber “VERBUND-APG”).

Zurzeit sind separate Homepages für die Töchterunternehmen nicht Standard, auch hier gibt es in den meisten Fällen Verknüpfungen zur jeweiligen Homepage des Mutterunternehmens.

Rechnungslegung

Im Allgemeinen unterliegt die Rechnungslegung der Prüfung durch zertifizierte Wirtschaftsprüfer. Darüber hinausgehende Rechnungsprüfungen betreffend die Vermeidung von Quersubventionierung bestehen derzeit nicht.⁰

Overhead – Kosten

Die Verteilung der Overhead-Kosten erfolgt unternehmensspezifisch im Rahmen der Kostenprüfungsverfahren durch die Regulierungsbehörde. Da diese stark unternehmensstrukturabhängig sind, liegt keine generelle Prozentverteilung vor (dies gilt auch für Gas, siehe Kapitel 4.1.5). Die Bandbreite der Aufteilungsschlüssel liegt erfahrungsgemäß zwischen 30% und 80% der gesamten Overheadkosten.

Sanktionsmöglichkeiten des Regulators

Mit der EIWOG-Novelle 2004 (BGBl. I Nr. 63/2004) wurden die Landesbehörden mit der Überwachung des Unbundling betraut. Die der Regulierungsbehörde übertragene Zuständigkeit zur Überwachung des Unbundling (gemäß § 10 Abs 1 Z 2 E-RBG¹) bleibt nach Ansicht der E-Control GmbH jedoch uneingeschränkt aufrecht. Überdies kommt der Energie-Control GmbH die allgemeine Wettbewerbsaufsicht zu, sodass etwaige Diskriminierungen abgestellt werden.

¹ Energie-Regulierungsbehördengesetz

3.2. Wettbewerbsrechtliche Fragen [Artikel 23(8) und 23(1) (h)]

3.2.1 Beschreibung des Großhandelsmarktes

Der Großhandelsmarkt hat sich mit der Liberalisierung zu einem unverzichtbaren Bestandteil der Wertschöpfungskette entwickelt. Die größten österreichischen Elektrizitätsunternehmen haben im Zuge dessen Handelsabteilungen oder -unternehmen gegründet, die sowohl die Vermarktung der eigenen Erzeugung als auch den Zukauf für die Deckung von Kundenportfolios effizient und wirtschaftlich organisieren sollen.

In Österreich existieren per gesetzlicher Definition drei Regelzonen (VERBUND Austrian Power Grid - APG, Tiroler Regelzonen AG - TIRAG, Vorarlberger Kraftwerke Übertragungsnetzgesellschaft – VKW-UNG). Zwei davon (TIRAG, VKW-UNG) sind dem deutschen Regelblock zugeordnet.

Der österreichische Elektrizitätsmarkt ist in einem **Bilanzgruppenmodell** organisiert. Im Rahmen dessen wurden in den einzelnen Regelzonen Verrechnungsstellen („Clearing & Settlement Agencies“) eingerichtet, die regelzoneninterne Fahrplannominierungen der Marktteilnehmer (sprich Bilanzgruppen) entgegennehmen, den Ausgleichsenergiemarkt angebotsseitig organisieren (vgl. Kapitel 3.1.3) und Ausgleichsenergie auch gegenüber den Bilanzgruppenverantwortlichen verrechnen.

Der österreichische Kraftwerkspark besteht zum überwiegenden Teil (über 60% der Kapazität) aus Wasserkrafterzeugung. Die Grund- und Mittellast wird deshalb auch vorwiegend aus Laufwasserkraftwerken (ca. 5.000 MW installiert) gedeckt. Thermische Kapazität besteht hauptsächlich in Form von Gaskraftwerken und Kohlekraftwerken (in Summe ca. 6.000 MW installiert). Diese sind in der Mehrzahl auch als Kraft-Wärmekopplungsanlagen ausgeführt und werden größtenteils auch gemäß dem Wärmebedarf betrieben. KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) werden unter gewissen Voraussetzungen mittels zusätzlicher Einspeiseprämien (Premiumsystem) gefördert. Zur Erzeugung von Spitzenlast stehen 6.400 MW Speicherkraftwerke zur Verfügung. Sie werden vorwiegend für die Erbringung von Regelleistung oder für preisorientierten Spoteinsatz verwendet.

Zusätzlich sind in den letzten Jahren durch intensive Förderungen verstärkt Kapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern (Kleinwasserkraft < 10 MW, Windkraft, feste Biomasse, Biogas, Photovoltaik, flüssige Biomasse, Deponie- und Klärgas, Geothermie) gebaut worden. Insgesamt bestehen davon derzeit 1.850 MW (davon Ende 2004 etwa 1.100 MW Kleinwasserkraft und 600 MW Windkraft). Die Förderung erfolgt mittels garantierter Einspeisetarife.

Durch intensive Förderungen von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern wurden im Jahr 2004 bereits nahezu ein Viertel der erzeugten Energie nicht mehr am freien Markt angeboten, sondern die Erlöse wurden –

abhängig vom Primärenergieträger – im unterschiedlichen Ausmaß über Fördermechanismen erzielt.

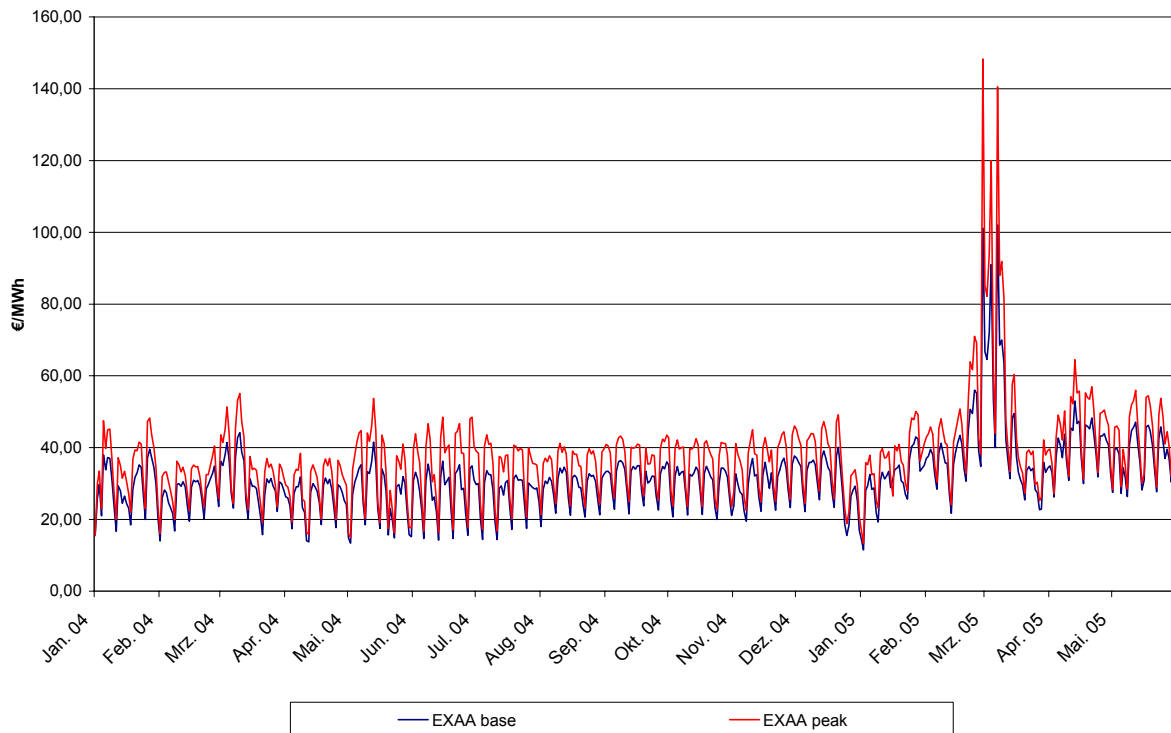
Insgesamt haben in Österreich nur fünf Unternehmen einen prozentuellen Anteil von mehr als 5% an der Gesamterzeugungskapazität. Die größten drei Unternehmen kontrollieren 54% der Erzeugungskapazität.

Österreich verfügt über **eine installierte Kapazität von etwa 18.700 MW**. Die Verteilung auf die einzelnen Regelzonen ist dabei wie folgt: VERBUND Austrian Power Grid – APG rund 14.200 MW (77%), Tiroler Regelzonen AG – TIRAG rund 1.800 MW (10%), Vorarlberger Kraftwerke Übertragungsnetzgesellschaft – VKW-UNG rund 1.500 (8%). Die Verfügungsmöglichkeiten über die Erzeugungskapazitäten sind in jeder Regelzone auf wenige größere Unternehmen verteilt.

Im Jahr 2004 betrug die öffentliche Jahresaufbringung 56,7 TWh (exkl. Pumpstrom). Die korrespondierende maximale Last belief sich auf 8,962 MW.

Betrachtet man Österreich isoliert, so ergibt sich eine relativ hohe Konzentration auf einige Erzeugungsunternehmen bzw. Gruppen von Unternehmen. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass Österreich derzeit zu Deutschland und zur Schweiz keine Netzengpässe aufweist (siehe auch Kapitel. 3.1.2). Dies hat zur Folge, dass die österreichischen Regelzonen insbesondere mit Deutschland im Wesentlichen einen gemeinsamen Großhandelsmarkt für Spot- und Forwardprodukte bilden. Die hohe Marktintegration kommt unter anderem dadurch zum Ausdruck, dass die österreichische Strombörse EXAA in den Regelzonen E.ON und RWE Handelszonen (Abwicklungsbilanzkreise) eingerichtet hat. Der tägliche Spotmarktpreis in diesen Zonen ist jedoch identisch mit dem österreichischen Spotpreis. Umgekehrt betreibt auch die deutsche Strombörse EEX seit 1.4.2005 eine Handelszone (Abwicklungsbilanzgruppe) in der Regelzone VERBUND APG. Für die Preissituation gilt dasselbe wie für EXAA. Die beschriebene Situation bringt mit sich, dass die Spotpreise in Österreich im Wesentlichen das deutsche Preisniveau widerspiegeln und auch andere Rahmenbedingungen vergleichbar sind. Österreichische Forward- oder Futurespreise bestehen de facto nicht.

Abbildung 4: EXAA Großhandelspreis in EUR pro MWh (Jan '04 - Mai '05)



Quelle: EXAA, EEX

Hingegen besteht im Bereich von speziellen Produkten – insbesondere bei Regenergie, die nur innerhalb der Regelzone lieferbar ist – weder ein gemeinsamer Markt mit Deutschland und Schweiz noch ein österreichweiter Markt. Hier ist noch eine starke Fragmentierung durch die Regelzonen gegeben (siehe Kapitel 3.1.3).

Da zu den Nachbarländern im Osten und Süden markante Engpasssituationen bestehen, ist die Marktintegration mit diesen Ländern wesentlich weniger weit entwickelt.

In Österreich werden die Handelsgeschäfte zum Großteil bilateral am OTC-Markt und zu einem geringeren Ausmaß über geregelte Märkte (Strombörsen) abgewickelt. Österreichische Händler tätigen kurzfristige Stromhandelsgeschäfte sowohl auf der Energy Exchange Austria (EXAA) als auch auf der European Energy Exchange (EEX).

Es existieren unterschiedliche Verträge mit unterschiedlichen Laufzeiten zwischen Erzeugern und Endkundenlieferanten. Kurzfristige Handelsgeschäfte werden meist zur Optimierung der eigenen Position geschlossen. Auf der seit 2002 operierenden EXAA wurde 2004 ein Spotvolumen von 1,7 TWh (entspricht ca. 2% des österreichischen Endkundenverbrauchs) gehandelt. An der EXAA sind über 25

Handelsteilnehmer – davon rund zwei Drittel internationale Unternehmen – registriert.

Da die Mehrheit der Handelsgeschäfte im Großhandel bilateral am OTC-Markt abgewickelt werden, sind Mengen und Preise dieser Handelstätigkeit nicht öffentlich verfügbar (s. Tabelle 3.2.1.a). Weiters bestehen für österreichische Erzeugungsanlagen keinerlei Verpflichtung zur Veröffentlichung von Erzeugungsdaten (Verfügbarkeit und Einsatz). D.h. die Großhandelssituation ist in Österreich durch mangelnde Transparenz gekennzeichnet, welche jedoch für das Vertrauen in die Funktionsfähigkeit von Warenmärkten unerlässlich ist. **Mit den vorhandenen Regelungen können hingegen Marktmanipulationen weder erkannt noch ausgeschlossen werden, weshalb Weiterentwicklungen - bevorzugt einheitlich auf europäischer Ebene - notwendig wären.**

Im Jahr 2004 ist es zu keinen nennenswerten Zusammenschlüssen im Erzeugungs- bzw. Großhandelsbereich gekommen. Zwar gab es einige wenige Zusammenschlüsse und Akquisitionen, doch fanden diese zwischen lokalen und großen etablierten Unternehmen statt. Die größten Zusammenschlüsse haben zu Beginn der Liberalisierung stattgefunden. Der Zusammenschluss zur EnergieAllianz (fünf große Stromunternehmen in Ostösterreich) zählt zu den bedeutendsten Zusammenschlüssen, jedoch betrifft dieser nicht den Erzeugungsbereich (siehe auch Kapitel 3.2.2). Im Jahr 2003 wurde seitens der Europäischen Kommission der Zusammenschluss der EnergieAllianz und VERBUND im Bereich der Belieferung von Großkunden und im Großhandelsbereich genehmigt. Zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieses Berichtes war unklar, ob dieses Zusammenschlussvorhaben noch umgesetzt wird, d.h. eine für den Großhandelsmarkt relevante Koordination des Kraftwerkparks fand bislang nicht statt. Dieser Zusammenschluss würde insbesondere aufgrund der verstärkten vertikalen Integration zu zusätzlichen negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb führen. (Die Berechnungen der österreichischen Marktanteile und des HHI-Index für die Erzeugung im Jahr 2004 in Tabelle 3.2.1 beziehen sich daher auf die Situation **ohne Umsetzung der Kooperation.**)

Die Zusammenschlüsse haben zwar im Groß- als auch im Kleinkundenbereich dazu geführt, dass die Marktkonzentration deutlich gestiegen ist. In allen relevanten Endkundenmärkten liegt der Hirschmann-Herfindahl-Index deutlich über dem Wert von 1.800, was auf eine hohe Marktkonzentration hinweist (siehe auch Kapitel 3.2.2.). Hingegen wäre im Erzeugungs- und damit auch im Großhandelsbereich die höhere Marktkonzentration nur problematisch, wenn sich der Großhandel auf Österreich beschränken würde. **Durch die Integration mit dem deutschen Markt ist die Größe der österreichischen Unternehmen als unbedenklich zu bewerten, jedoch agieren am gemeinsamen Großhandelsmarkt wenige große Elektrizitätsunternehmen. Die Frage der Marktmacht und möglicher Missbräuche hat sich daher nur verlagert.**

3.2.2 Beschreibung des Endkundenmarktes

Anbieterstruktur am österreichischen Endkundenmarkt

In Österreich ist die Anbieterstruktur am Endkundenmarkt durch ein Bundesgesetz im Verfassungsrang geprägt, wonach zumindest 51% der wichtigsten Stromunternehmen mehrheitlich im öffentlichen Eigentum des Bundes, der Bundesländer oder Landeshauptstädte zu stehen haben. Eine Änderung dieses Bundesgesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, von welcher kurz- bis mittelfristig nicht auszugehen ist. Der föderalistische Aufbau der Republik Österreich spiegelt sich aus diesem Grund in der Anbieterstruktur bzw. in den Eigentumsverhältnissen der Stromwirtschaft wider. Damit bestimmen der VERBUND als Österreichs größter Erzeuger im Bundesbesitz, die Elektrizitätsgesellschaften im mehrheitlichen Besitz der neun Bundesländer (Landesgesellschaften) sowie drei landeshauptstädtische Elektrizitätsunternehmen maßgeblich die Struktur des österreichischen Marktes. Im Jahr 2004 belieferten diese Unternehmen knapp 95% der österreichischen Endkunden. Die restlichen Endkunden werden von rund 90 kleinen Elektrizitätswerken, welche sich meist in Besitz von Gemeinden befinden, beliefert. **Neben dem großen Anteil an öffentlichem Eigentum ist sowohl die starke vertikale als auch horizontale Integration der Unternehmen ein weiteres Strukturmerkmal der österreichischen Elektrizitätsindustrie.**

Im Jahr 2001 haben sich fünf dieser großen Elektrizitätsunternehmen horizontal im Stromvertriebsbereich zur Energieallianz zusammengeschlossen. Im Jahr 2003 versuchte die Energieallianz in einem weiteren Schritt auch ihre vertikale Integration durch den Zusammenschluss ihres Großkundengeschäfts und ihrer Handelsaktivitäten mit jenen des VERBUND zur so genannten „Energie Austria“ zu verstärken. Die Europäische Kommission knüpfte die Genehmigung des zweiten Zusammenschlusses an eine Reihe von Bedingungen, wonach unter anderem der VERBUND seine eigene Vertriebsgesellschaft für Großkunden, die APC, an einen unabhängigen Dritten verkaufen musste. Diese Schlüsselbedingung wurde im Juli 2004 offiziell erfüllt, jedoch haben die Gemeinschaftsunternehmen der „Energie Austria“ zumindest bis Juli 2004 ihre Geschäftstätigkeit nicht aufgenommen. Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses dieses Berichts war offen, ob die „Energie Austria“ in der von der Europäischen Kommission genehmigten Form umgesetzt wird.

Der VERBUND hat im Juli 2005 mit einer gänzlich neuen Vertriebstochter, welche im Massenkundengeschäft österreichweit anbietet, die Geschäftstätigkeit aufgenommen. Offen war zu jenem Zeitpunkt ebenso, ob der Wiedereintritt des VERBUND in das Endkundengeschäft die Genehmigung der Europäischen Kommission zum Zusammenschluss zur „Energie Austria“ berührt.

Im Juli 2005 findet man neben den alt eingesessenen zumeist durchgehend vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen lediglich zwei von Netzbetreibern unabhängige Elektrizitätslieferanten, das sind namentlich die „Alpen Adria Naturenergie AG“ und die „oekostrom AG“. Beide haben sich auf die Lieferungen von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern spezialisiert. „Unsere Wasserkraft“, „My Electric“ und „switch“ sind drei weitere Lieferanten, welche seit Beginn der Liberalisierung als

Vertriebstöchter der etablierten integrierten Landeselektrizitätsgesellschaften am Markt tätig sind und eigentumsrechtlich mit Netzbetreibern verbunden sind.

Ende 2004 hat das einzige ausländische Unternehmen mit einer Niederlassung in Österreich, die „EnBW Austria“, seine Zweigstelle geschlossen. Ansonsten treten **ausländische Unternehmen in Österreich seit dem Jahr 2005 nur mehr indirekt über die Beteiligungen an österreichischen Elektrizitätsunternehmen auf oder im Falle eines Unternehmens über die Betreuung von österreichischen Industriekunden über ihre Heimatfilialen.** EnBW Deutschland hat im Juni 2005 nach der Schließung ihrer Zweigstelle in Österreich, ihre Beteiligung an der niederösterreichischen Landesgesellschaft, EVN AG, deutlich – auf knapp 30% – erhöht.

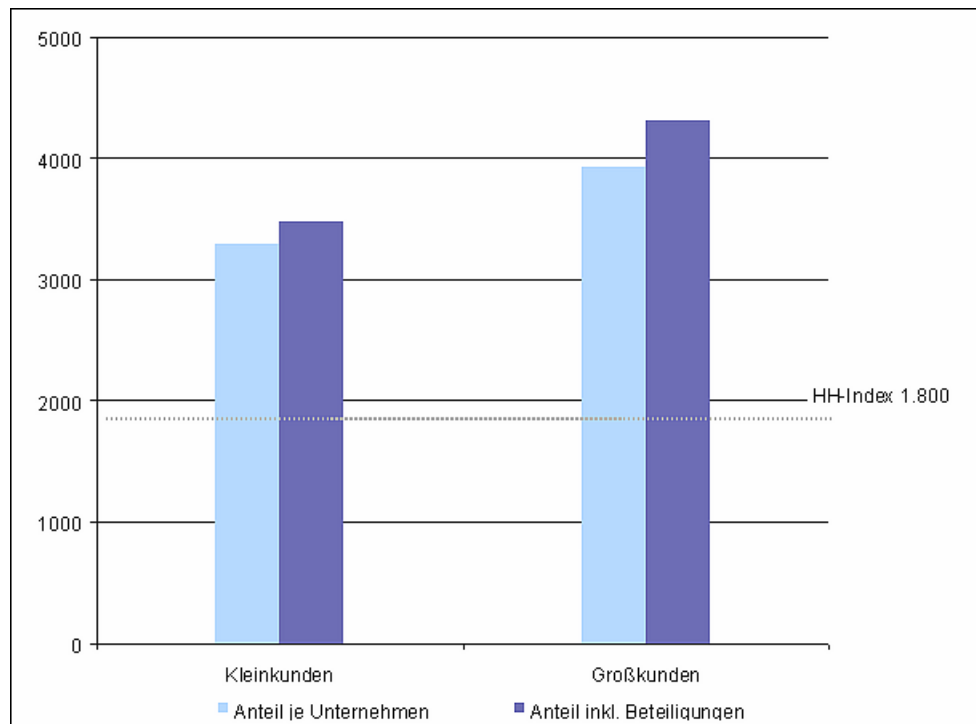
Marktanteilsberechnungen für den österreichischen Markt sind nur für das Basisjahr 2001 möglich, da ab diesem Zeitpunkt kaum statistische Daten über den nunmehr wettbewerbsmäßig organisierten Teil der Stromwirtschaft verfügbar sind. Aufgrund der relativ geringen Wechselhäufigkeit können die Angaben aus dem Jahr 2001 nach wie vor als guter Näherungswert für die derzeitigen Verhältnisse gesehen werden. Da der VERBUND im Rahmen des Zusammenschlusses sein Endkundengeschäft (APC) im Jahr 2004 an einen unabhängigen Dritten verkaufte, würden sich auch bei der Zusammenfassung der Marktanteile von Energieallianz und VERBUND keine Veränderungen der Marktanteile im Endkundengeschäft ergeben. Im Folgenden werden Marktanteile für das Jahr 2001 angegeben, wobei die Unternehmen der Energieallianz als ein Unternehmen gelten.

Die drei größten Lieferanten am Kleinkundenmarkt beliefern 2001 ca. 70% der österreichischen Kleinkunden (nicht gemessene Kunden). Insgesamt haben 5 Lieferanten am österreichischen Kleinkundenmarkt einen Marktanteil größer 5%.

Die drei größten Großkundenlieferanten belieferten im Jahr 2004 ca. 70% der österreichischen Großkunden (gemessene Kunden). Insgesamt haben 5 Großkundenlieferanten einen Marktanteil größer 5% in Österreich.

Die Marktanteile zeigen, dass die österreichische Stromwirtschaft von nur wenigen Unternehmen dominiert wird und der Endkundenmarkt in Österreich geringe Wettbewerbsintensität aufweist. Durch den Zusammenschluss der Vertriebsgesellschaften im Rahmen der Energieallianz hat die Konzentration sowohl am Klein- als auch am Großkundenmarkt deutlich zugenommen, was zu HH-Indizes von 3.145 und 3.872 führt.

Abbildung 5: Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt



Quelle: E-Control

Wechselverhalten

Entscheidet sich ein Kunde den Lieferanten zu wechseln, so sind mit dem Wechselvorgang für den Endabnehmer selbst keinerlei Gebühren verbunden. Der Wechselprozess kann maximal 8 Wochen in Anspruch nehmen. In Österreich wurde ein standardisierter administrativer Ablauf im Rahmen der Markregeln für den Lieferantenwechsel festgelegt, wobei für den Kunden versucht wurde, den administrativen Aufwand so gering wie möglich zu halten.

Der österreichische Strommarkt zählte im Jahr 2004 etwa 5,12 Mio. Kunden, wobei etwa 50 TWh an diese abgegeben wurden. 53% Energiemengen werden an etwa 27.000 leistungsgemessene Kunden abgegeben, 44% wurden an nicht leistungsgemessene Kunden (26% Haushalte, 18% sonstige Kleinabnehmer) abgegeben².

In einer Gesamtbetrachtung des Wechselverhaltens ist erkennbar, dass jedes Jahr etwa gleich viele Kunden ihren Versorger wechseln (1,2% bis 1,3%). In den ersten drei Jahren seit Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes am 1. Oktober 2001 haben insgesamt rund 198.000 Stromkunden ihren Lieferanten/Versorger gewechselt. Dies entspricht einer kumulierten Wechselrate von 3,9%. Mengenmäßig

² 3 % der Energiemengen konnten nicht eindeutig einer bestimmten Kundengruppe zugeordnet werden.

ist allerdings eine klare Steigerung (eine Verdreifachung) zu erkennen. Insgesamt haben bis Herbst 2004 etwa 8,4 TWh einen neuen Lieferanten gefunden.

Diese unterschiedliche Entwicklung in den einzelnen Abnehmergruppen ist darauf zurückzuführen, dass das Wechselverhalten einzelner Abnehmergruppen durchaus unterschiedlich ist: Während größere Abnehmer (sonstige Kleinabnehmer und gemessene Kunden) mehr als 50% mehr Wechsel durchgeführt haben als im Vorjahr, ist die Wechselquote bei den Haushalten im Zeitraum 2003/2004 um etwa 20% gegenüber dem Vorjahr gesunken. Ein möglicher Grund dürfte darin liegen, dass wesentliche Teile der Gewerbe- und Industriekunden zu Beginn der Liberalisierung längerfristige Verträge abgeschlossen hatten und nun im Zeitraum 2003/2004 erstmals wieder Verhandlungen aufgenommen haben.

Ein Blick auf das Anbieterverhalten ergibt jedoch, dass ein aktives Umwerben der Kunden lediglich bei Großkunden der Fall ist. Kleinere Kunden (Haushalts- und Gewerbekunden) müssen selbst aktiv den Markt sondieren. Insgesamt haben lediglich 30% der leistungsgemessenen Kunden Angebote eingeholt, die Hälfte davon hat auch mehrere Angebote bekommen, wobei hier tendenziell größere Lieferanten stärker vertreten sind.

Der Anteil der Haushalte an den erfolgten Versorgerwechseln beträgt rund 52%, jener der sonstigen Kleinabnehmer rund 45% und jener der leistungsgemessenen Abnehmer 3%. Insgesamt entfallen auf Haushalte allerdings 72% aller Messpunkte, auf die sonstigen Kleinabnehmer 27% und auf die Leistungsgemessenen lediglich 0,5%.

Dieses Ungleichgewicht spiegelt sich in den Wechselraten der verschiedenen Verbrauchergruppen wider. Als flexibelste Verbrauchergruppe im Strombereich erweisen sich die Großabnehmer mit Leistungsmessung, von denen 25% seit dem Jahr 2001 einen anderen Versorger haben. Bei separater Betrachtung der geschätzten, kumulierten Wechselraten von Stromgroßabnehmern über 5 GWh und unter 5 GWh Jahresverbrauch zeigen sich für das Jahr 20003/04 kaum Unterschiede.

Wesentlich weniger aktiv erwiesen sich die sonstigen Kleinabnehmer (Kleingewerbe und Landwirtschaft) mit einer kumulierten Wechselrate von 6,4%. Die Haushalte zeigen sich kaum wechselbereit mit einer kumulierten Wechselrate von lediglich 2,8%. Bei den kleineren Kunden, insbesondere den Haushalten, war im Jahr 2004 ein Rückgang der Wechselrate ausgehend von einem bereits niedrigen Niveau zu verzeichnen. Diese Entwicklung lässt sich sowohl an den Wechselraten nach abgegebener Energiemenge, als auch nach Messpunkten erkennen.

Abbildung 6: Lieferantenwechsel einzelner Verbrauchergruppen nach Anzahl und in Prozent

Endabnehmer- kategorie	Versorgerwechsel - Elektrizitätsmarkt				
	2001	2001 / 02	2002 / 03	2003 / 04	Insgesamt
Haushalte	0	26.077	40.986	34.813	101.876
Sonstige Kleinabnehmer	181	37.776	20.102	31.314	89.373
Leistungsgemessene	318	1.775	1.701	2.943	6.737
Insgesamt	499	65.628	62.789	69.070	197.986
Haushalte	0,0%	0,7%	1,1%	0,9%	2,8%
Sonstige Kleinabnehmer	0,0%	2,7%	1,4%	2,3%	6,4%
Leistungsgemessene	1,2%	6,6%	6,3%	10,9%	25,0%
hievon bis 5 GWh/J*	1%	7%	6%	11%	24,9%
hievon über 5 GWh/J*	2%	7%	4%	13%	26,5%
Insgesamt	0,0%	1,3%	1,2%	1,3%	3,9%

* geschätzte Werte

Quelle: E-Control

Insgesamt werden 16,7% der Jahresabgabe im öffentlichen Netz seit dem Liberalisierungsbeginn von anderen Lieferanten / Versorgern bezogen, davon die Hälfte in 2003/2004. Dies entspricht rund 8.400 GWh, wobei die leistungsgemessenen Kunden mit 7.500 GWh den größten Anteil ausmachen. Bei dieser Abnehmergruppe liegt die Wechselrate mit 28,7% auch am höchsten, gefolgt von den sonstigen Kleinabnehmern mit 6,5% und den Haushalten mit 2,3%.

Abbildung 7: Lieferantenwechsel einzelner Verbrauchergruppen nach Volumen

Endabnehmer- kategorie	Gewechselte GWh - Elektrizitätsmarkt				
	2001	2001 / 02	2002 / 03	2003 / 04	insgesamt
Haushalte	0	81	125	98	303
Sonstige Kleinabnehmer	1	267	126	207	601
Leistungsgemessene	409	1.858	1.160	4.047	7.473
Insgesamt	411	2.205	1.410	4.352	8.378
Haushalte	0,0%	0,6%	0,9%	0,7%	2,3%
Sonstige Kleinabnehmer	0,0%	2,9%	1,4%	2,2%	6,5%
Leistungsgemessene	1,6%	7,1%	4,5%	15,6%	28,7%
hievon bis 5 GWh/J*	1%	8%	8%	12%	28,9%
hievon über 5 GWh/J*	2%	7%	3%	17%	28,6%
Insgesamt	0,8%	4,4%	2,8%	8,7%	16,7%

* geschätzte Werte

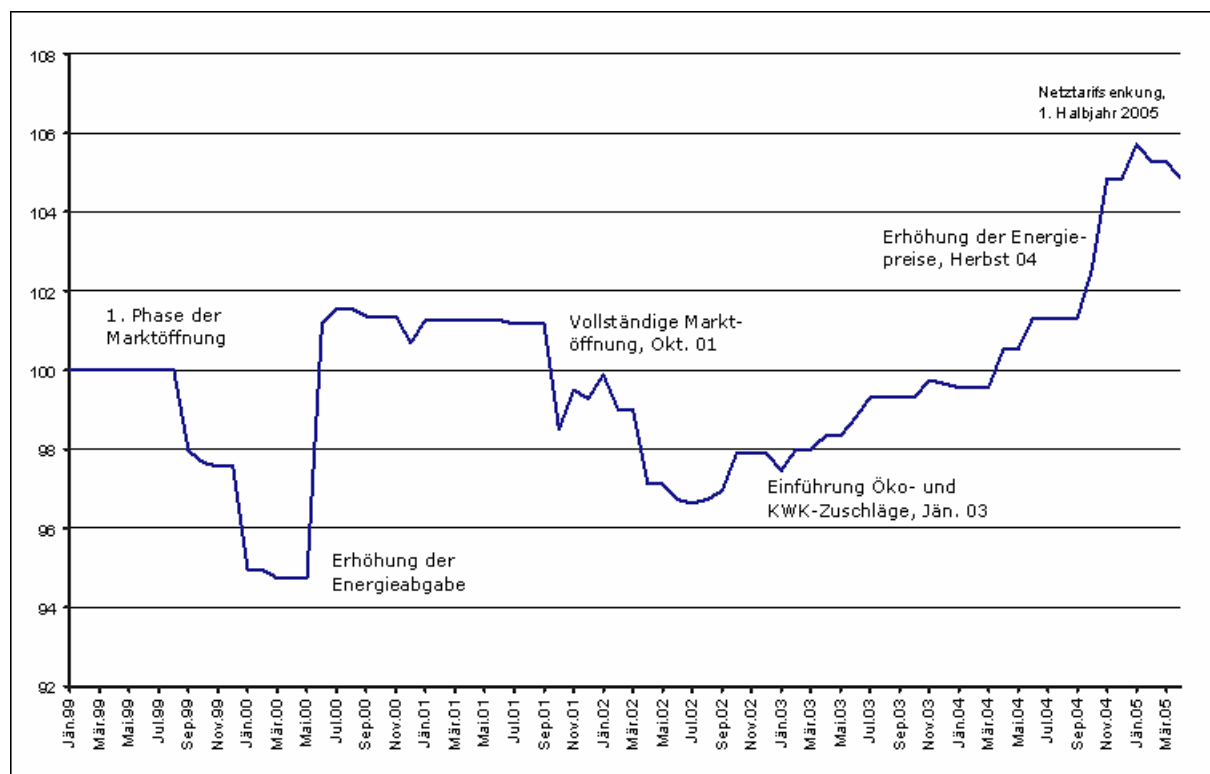
Quelle: E-Control

Fokus - Struktur und Entwicklung der Endkundenpreise

Die Entwicklung des Gesamtstrompreises (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) spiegelt sowohl die Auswirkungen der Liberalisierung, die Einführung von Steuern und Abgaben (z.B. Ökostromförderung) als auch die Preiserhöhungen der Energieunternehmen wider (Abbildung 8).

Zu Beginn der Liberalisierung wie auch nach der vollständigen Marktöffnung kam es zu deutlichen Preissenkungen bei den Endkunden. Dies ist einerseits auf niedrigere Energiepreise als auch auf Netztarifsenkungen zurückzuführen. Durch die Einführung einer österreichweit einheitlichen Förderung von Ökostrom-, Kleinwasserkraft- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die Erhöhung der Energieabgabe sowie mehrmalige Energiepreiserhöhungen von Seiten der Lieferanten, ist eine kontinuierliche Erhöhung des Gesamtpreises seit Jänner 2003 – dies trotz mehrfacher Netztarifsenkungen – zu beobachten.

Abbildung 8: Entwicklung des Strom-VPI für Haushalte (Index 1.1.1999 = 100)



Quelle: E-Control

Energiepreiserhöhungen durch den Lieferanten erfolgen meist gleichzeitig mit behördlich verordneten Netztarifsenkungen, dies teilweise sogar in der gleichen Höhe. Das Verhalten der Unternehmen lässt vermuten, dass eine Quersubventionierung zwischen dem im Wettbewerb stehenden Bereich und dem regulierten Bereich aufgrund eines mangelhaften Unbundlings weiterhin vorhanden ist.

Die Verwendung von all-inclusive-Preisen hat sich in diesem Zusammenhang als wettbewerbsbehindernd herausgestellt. „Local Players“ bieten meist Lieferverträge an, die all-inclusive-Preise (Energie und Netz wird summiert) zum Vertragsgegenstand haben. Endkunden wird es dadurch meist erschwert, nachzuvollziehen, welcher Anteil der Rechnung der Energie und welcher dem

Netzbetrieb zuzuordnen ist. Diese geringe Transparenz verbunden mit dem geringen Informationsniveau von Seiten der Endkunden ermöglicht den Unternehmen Energiepreiserhöhungen durchzuführen, die dem Endkunden nicht als solche bewusst sind, zumal sich der all-inclusive-Preis nicht verändert. Wird der Energiepreis nicht im gleichen Ausmaß erhöht wie die Netztarife gesenkt werden, wird die eigentliche Energiepreiserhöhung dem Endkunden vom Lieferanten sogar als „Strompreissenkung“ vermittelt. Dem Endkunden wird des Weiteren sein Entschluss zu wechseln dadurch erschwert, dass dieser den all-inclusive-Preis seines aktuellen Lieferanten nicht mit Alternativangeboten, welche den reinen Energiepreis enthalten, vergleichen kann.

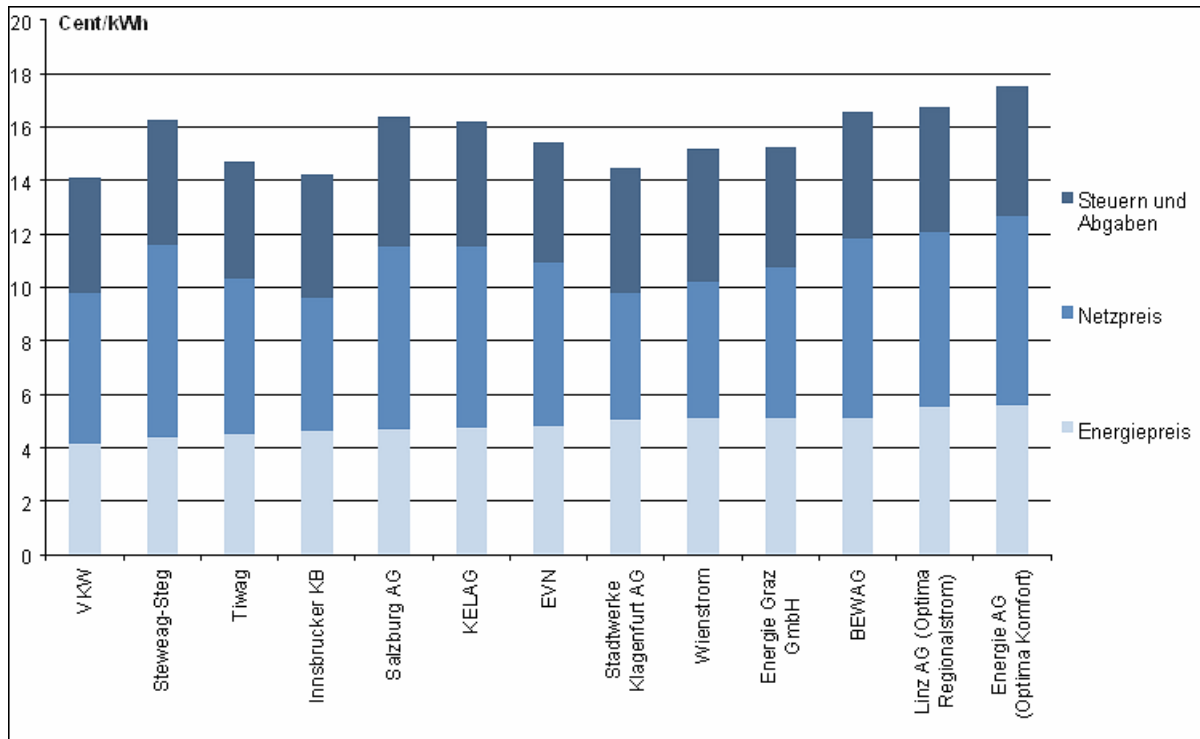
Neben intransparenten all-inclusive-Preise sind im Zusammenhang mit der Preisbildung auch andere Punkte kritisch zu hinterfragen:
unangemessene Bindungsfristen oder Bindungsfristen in Verbindung mit veränderbaren Preisen (Preisgleitklauseln)
bestimmte Rabattsysteme (Treuerabatte) und
Bündelungs- und Koppelungsgeschäfte (Multi-Utility Rabatt)³

Wie Abbildung 9 zu entnehmen ist, beträgt der Anteil der Energiepreiskomponente am Gesamtpreis nur rund ein Drittel. Selbst ein 10%iger Energiepreisunterschied zwischen „Local Player“ und alternativem Anbieter führt lediglich zu einem rund 3% niedrigeren Gesamtpreis. Aufgrund der geringen Preissensibilität und dem damit einhergehenden rigiden Wechselverhaltens der Haushalts- und Gewerbekunden sind hohe Einsparungsmöglichkeiten notwendig, um einen Anreiz für einen Wechsel zu geben. Dies hängt auch damit zusammen, dass – obwohl dem Kunden keine direkten Wechselgebühren verrechnet werden – ihm implizit ein beachtlicher Wechselaufwand entsteht. So ist der Kunde ausgehend von einem üblicherweise geringen Informationsstand mit intransparenten Preisangeboten (u.a. durch das Anbieten eines all-inclusive-Preises) und oftmals mit einer durch die etablierten Unternehmen verursachten Verunsicherungen (durch zB. Falschinformationen) konfrontiert. Um sich für einen neuen Lieferanten entscheiden zu können muss er Transaktions-, Such- und andere Kosten auf sich nehmen. Diese Wechselkosten eines Kunden muss ein alternativer Anbieter dem Kunden durch eine entsprechende Preisdifferenz praktisch abgelden, um ihn zu einem Wechsel bewegen zu können.

Abbildung 9 zeigt auch, dass die Energiepreise zwischen dem etablierten Lieferanten unterschiedlich sind. So liegt der Energiepreis bei der Energie AG um rund 35% über jenem der VKW. Die Preisunterschiede sind auf den geringen Wettbewerb zurückzuführen, wodurch unter anderem auch politische Vorgaben der großteils öffentlichen Eigentümer zur Preissetzung betreffend möglich sind.

³ Multi Utility-Rabatte erscheinen wettbewerbsrechtlich bedenklich, da sie dazu dienen können, Mitbewerber, die die gebündelten Leistungen nicht anbieten können, vom Markt zu verdrängen. Die Zulässigkeit der Gewährung von Preisnachlässen auf allgemein angekündigte oder angewendete Preise (Rabatte) durch marktbeherrschende Unternehmen unterliegt gewissen Beschränkungen.

Abbildung 9: Gesamtpreis für Haushaltskunden in € cent/kWh („Local Player“ im jeweiligen Versorgungsgebiet, 3.500 kWh/Jahr, Stand: 1. Juni 2005)



Quelle: E-Control

Auch im internationalen Vergleich ist zu erkennen, dass der Energiepreisanteil in Österreich gegenüber dem Netzpreis äußerst gering ist. Nicht nur im Haushaltskundenbereich, sondern auch in den höheren Abnahmekategorien, zählt Österreich beim Energiepreis zu den günstigsten und beim Netzpreis zu den teuersten Ländern, was auch hier als Hinweis zu Quersubventionierungen zwischen Netz und Energie zu werten ist.

Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, haben nicht nur Energiepreiserhöhungen zu einem Anstieg des Gesamtpreises geführt. Auch die Einführung bzw. die Erhöhung von Steuern und Abgaben (u.a. Ökostromförderung, KWK-Zuschlag) haben zu einer Erhöhung des Gesamtpreises beigetragen. Die durchschnittliche Höhe der einzelnen Komponenten des Gesamtstrompreises nach Kundengruppen wird in Tabelle 3.2.2.a für die nach Eurostat definierten Kundengruppen Ig, Ib, und Dc ersichtlich. Entsprechend der für Eurostat verwendeten Erhebungsmethodik wird hier der arithmetische Durchschnitt über drei Bundesländer gebildet, die Höhe der einzelnen Preiskomponenten kann je nach Netzgebiet oder Bundesland aufgrund der unterschiedlichen Höhe der Netztarife als auch der Gebrauchsabgabe variieren. Die Energiepreise bilden sich seit der Vollliberalisierung im Jahr 2001 am freien Markt, wobei bei den Preisen für große Industriekunden bereits eine Annäherung der Preise zu beobachten war, während beispielsweise im Haushaltskundensegment noch

beachtliche Unterschiede zwischen den „Local Players“ (siehe auch Abbildung 9) zu erkennen sind.

Insgesamt wird in Österreich rund ein Viertel der gesamten Erzeugung über verschiedene Fördersysteme gestützt und dadurch größtenteils aus dem Markt genommen. Neben Ökostrom- und Kleinwasserkraftwerksanlagen zählen dazu auch kalorische Kraftwerke, die neben elektrischer Energie auch thermische Energie für die öffentliche Fernwärmeversorgung erzeugen (KWK-Förderung). Das gesamte Fördervolumen betrug im Jahr 2004 rund € 330 Mio. Mit Ausnahme eines geringen Teiles (thermische Kraftwerke, die keine Wärmeauskoppelung haben, bzw. jener Teil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen, der nicht im Sinne von §§ 12 und 13 ÖkostromG als KWK-Energie definiert ist), dürfte in Österreich die gesamte Stromerzeugung gefördert werden, deren Erzeugungskosten zumindest zeitweise über den derzeitigen Marktpreisen liegen. Dadurch werden **rund 25% der gesamten in Österreich erzeugten elektrischen Energie nicht über den freien Markt, sondern mehrheitlich über Fördermechanismen finanziert. Diese geförderten Erzeugungsanlagen stehen daher mit den übrigen Anlagen nicht im Wettbewerb.**

Erzeugungseinheiten, die sich außerhalb der Fördersysteme (vorwiegend Wasserkraftwerke) befinden, sind größtenteils zu den derzeitigen Marktpreisen marktfähig. Vor allem die Vielzahl bestehender Wasserkraftwerke, die sich durch hohe Fixkosten und äußerst niedrige variable Kosten auszeichnet, haben Vorteile gegenüber jenen Anlagen, die nach der Liberalisierung erbaut wurden. Die hohen Anfangsinvestitionen wurden bereits vor der Liberalisierung aus dem abgeschotteten Endkundenmarkt über (vorzeitige) Abschreibungen finanziert. Bestehende Wasserkraftwerke könnten daher elektrische Energie zu Preisen verkaufen, die lediglich die niedrigen variablen Kosten (z.B.: Wartungskosten), jedoch keinerlei Finanzierungskosten abdecken müssen. Auf dem nunmehr liberalisierten Strommarkt erhalten diese Kraftwerke jedoch die gleichen Preise am Großhandelsmarkt, wie jene Kraftwerke, die sich vollständig am liberalisierten Strommarkt finanzieren müssen.

3.2.3. Maßnahmen zur Vermeidung von marktbeherrschender Stellung

Am österreichischen Großhandelsmarkt, gibt es neben den allgemein gültigen vertragsrechtlichen Bestimmungen bzw. den allgemein gültigen Bestimmungen zur Teilnahme an Energiebörsen (EXAA in Graz und EEX in Leipzig) keinerlei zusätzliche Regelungen, welche das Verhalten von österreichischen Erzeugungsunternehmen regeln. Erzeugungsanlagen müssen lediglich im Rahmen der Energielenkung jährlich Informationen über Nicht-Verfügbarkeits-Ereignisse (Rückschau) sowie einmal halbjährlich über geplante Revisionen (Vorausschau) an den Regulator melden. Informationen zum Zwecke der Energielenkung werden nicht veröffentlicht.

Erzeugungsanlagen haben auch keine besonderen Regeln bezüglich Marktaufsicht zu erfüllen.

In Österreich wurden bislang weder virtuelle Kraftwerke bzw. Kraftwerkskapazitäten versteigert, noch wurden andere kapazitätsfreistellende (sogenannte „capacity release“) Maßnahmen durchgeführt.

Neben den allgemein gültigen rechtlichen Regelungen zum Konsumentenschutz und neben den allgemein gültigen vertragsrechtlichen Bestimmungen bestehen für österreichische Stromlieferanten kaum explizite Regeln bezüglich Transparenz, Vertragsgestaltung und Informationspflichten. So sind Elektrizitätsunternehmen per Gesetz zwar verpflichtet den Preis für die Nutzung des Stromnetzes explizit auf der Stromrechnung auszuweisen, jedoch sind Lieferanten nicht verpflichtet den für den Wettbewerb relevanten Energiepreis explizit auf den Rechnungen anzugeben. Energielieferanten sind gesetzlich verpflichtet, auf den Jahresendabrechnungen den Anteil der einzelnen Energiequellen an Primärenergieträgern, den der Lieferant im vorangegangenen Jahr verwendet hat, aufgeschlüsselt anzugeben (so genanntes „Labelling“, siehe Fokus unter Kapitel 6).

Da die Energie-Regulierungsbehörde verpflichtet ist, Kleinkunden Preisvergleiche zu ermöglichen, sind Stromlieferanten in einem gewissen Ausmaß angehalten, jedoch nicht gesetzlich verpflichtet, diese Preise auch in einer vergleichbaren Form zur Verfügung zu stellen. Der Preisvergleich wird Kleinkunden durch einen Tarifkalkulator auf der Internetseite der Energie-Control GmbH bzw. durch Auskünfte einer von dieser betriebenen Telefon-Hotline ermöglicht.

Fokus – Branchenuntersuchung

Aufgrund der öffentlichen Diskussion über die Wettbewerbssituation am österreichischen Elektrizitätsmarkt im zweiten Halbjahr 2004, hat die Bundeswettbewerbsbehörde in enger Zusammenarbeit mit der Energie-Control GmbH eine umfassende Untersuchung des Elektrizitätsmarktes (genannt "Branchenuntersuchung für Strom") eingeleitet. Die bisherigen Ergebnisse dieser Untersuchung wurden in zwei Zwischenberichten dargestellt und haben nachfolgende wettbewerbsrelevante Probleme am österreichischen Endkundenmarkt festgestellt.

Die Konzentration am österreichischen Endkundenmarkt hat im Gefolge der Liberalisierung insbesondere durch zwei größere Zusammenschlüsse (Energieallianz und „Energie Austria“) aber auch andere kleinere stark zugenommen. Am Endkundenmarkt konnte die Integration der Endkundenmärkte, welche wesentliche Voraussetzung für die Genehmigung der beiden Zusammenschlüsse bildete, praktisch nicht erreicht werden. Die etablierten Unternehmen (sogenannte „incumbents“) können sich vielmehr in ihrem angestammten Versorgungsgebiet zumindest gegenüber Kleinkunden nach wie vor wie Quasi-Monopolisten verhalten.

Die „Branchenuntersuchung für Strom“ ergab, dass die engen Marktgrenzen sich aufgrund vielfältiger Hemmnisse beim Markteintritt ergeben und die zugrunde liegende Ursache der bestehenden Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt oftmals in enger Verbindung mit der unzureichenden Entflechtung der Netzbetreiber

steht. Dadurch können die Benachteiligungen der alternativen Energieanbieter direkt vom etablierten Unternehmen beeinflusst werden.

Die Untersuchung zeigte, dass die Bedeutung der einzelnen Markteintrittsbarrieren zunimmt je kleiner die Abnahmemenge des jeweiligen Kunden ist. Alternative Energielieferanten können am österreichischen Markt aufgrund folgender wesentlichen Gründe kaum bestehen:

→ Wechselaufwand der Kunden („so genannte „Wechselkosten“)

Beim Wechselprozess an sich fallen dem Kunden zwar keinerlei Wechselgebühren an, doch um den Kunden zum Wechseln zu bewegen, muss der alternative Lieferant beim Neukunden seinen (impliziten) Aufwand durch einen günstigeren Preis – verglichen zum Preis des bestehenden Lieferanten – abgelten. Beispiele für den Bestand von Wechselkosten sind Transaktionskosten durch beispielsweise den neuen Vertragsabschluss, Suchkosten der Kunden nach einen günstigeren Lieferanten, Unsicherheitskosten über Verlässlichkeit des neuen Lieferanten.

→ Erhöhter Vertriebsaufwand für alternative Lieferanten

Der erhöhte Aufwand entsteht unter anderem aufgrund des erschwerten Zugangs zu Kundeninformationen (insbesondere über Zählpunktbezeichnungen und Neukunden), aufgrund nicht vereinheitlichter Abläufe, Formate, etc. der rund 130 Netzbetreiber in Österreich sowie aufgrund missverständlicher Information an die Kunden durch die ehemaligen regionalen Monopolisten.

→ Zusätzliche Risiken

Insbesondere durch die dominante Stellung der etablierten Unternehmen bei der Bereitstellung bestimmter Vorleistungen fallen einem in den Markt neu eintretenden Lieferanten aufgrund des kaum kalkulierbaren Preisrisikos zusätzliche Kosten an.

→ Niedrige Margen

Zu niedrige Energiepreise der etablierten Unternehmen aufgrund (impliziter) Quersubventionen aus anderen Geschäftsfeldern, erschweren aufgrund der geringen Margen ein Unterbieten der Preise am Endkundenmarkt.

Ein Maßnahmenpaket zur Belebung des Wettbewerbs befindet sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes in Ausarbeitung.

4 Regulierung und Erfolge auf dem Erdgasmarkt

4.1. Regulierungsbezogene Fragen [Artikel 25(1)]

4.1.1 Allgemeines

Der österreichische Gasmarkt ist seit 1.10.2002 mit Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2002⁴ zu 100% liberalisiert.

4.1.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen

Aufgrund der geltenden Gesetzeslage besteht für den Zugang zu österreichischen Transportkapazitäten derzeit ein „**duales System**“: während der Zugang für jene Transporte, die der nationalen Versorgung dienen, reguliert ist, wird der Zugang zu den Transitleitungen weiterhin auf verhandelter Basis gewährt. 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).

Inlandstransport

Die Regelzone Ost wird zum Großteil durch Importe aus Russland versorgt. Von Baumgarten aus fließen Gasmengen über die Transitleitungen Trans-Austria-Gasleitung (TAG) und West-Austria-Gasleitung (WAG) in die nationalen Fernleitungen bzw. in die Verteilernetze (siehe Abbildung 12). Ein Teil des Erdgases wird via Oberkappel über Deutschland importiert und fließt über das WAG System in entgegengesetzter Richtung zu den österreichischen Netzen.

Die **Allokation nationaler Transportkapazitäten** folgt den gesetzlichen Vorgaben des GWG2: für die Kapazitätsallokation gilt das so genannte Use It Or Lose It-Prinzip sowie das „Rucksackprinzip“, demzufolge die zur Versorgung des Endkunden erforderliche Transportkapazität dem Kunden gehört und ihm auch im Falle eines Versorgerwechsels – unter der Voraussetzung des gleich bleibenden Einspeisepunktes – erhalten bleibt. Die Kapazität „gehört“ somit dem Kunden, nicht dem Händler; ein „Horten“ von Kapazitäten durch marktbeherrschende Unternehmen wird damit verhindert. Die Kapazitätsallokation erfolgt für jeden Einzelfall durch den Regelzonenführer (RZF), Austrian Gas Grid Management (AGGM).

⁴ Gaswirtschaftsgesetz 2002 (GWG2), BGBl I Nr. 148/2002.

Der Regelzonenführer ist weiters gesetzlich dazu verpflichtet, **Gasflusssteuerung und Engpassmanagement** für die Inlandsversorgung durchzuführen. Im Rahmen dieser Tätigkeit beauftragt er die Fernleitungsnetzbetreiber die erforderlichen Kapazitäten bereitzustellen. Um allfälligen zukünftigen Engpässen entgegenzuwirken, obliegt dem Regelzonenführer zudem ex lege die Erstellung einer – von der Energie-Control Kommission zu genehmigenden – Langfristplanung zur Erkennung von **Kapazitätsengpässen**. Die langfristige Planung der AGGM für die Planungsperiode 2004-2008 weist auf, „dass zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Österreich bei der Versorgung mit Erdgas beachtliche Investitionen seitens der Netzbetreiber notwendig sind“ und „einzelne Fernleitungen bei Spitzenbelastung an der Kapazitätsgrenze operieren“. Potentielle Engpässe bestehen dabei insbesondere für den Transport von Erdgas in die Steiermark, nach Kärnten und in Teile des Burgenlandes, eine Erweiterung der für die Inlandsversorgung bestimmten Kapazitäten auf der TAG ist bereits die Realisierung eines weiteren Großverbraucherprojektes in der Steiermark „unumgänglich“.⁵

Die erforderliche **Transparenz** des Netzzuganges wird für Inlandstransporte durch die Veröffentlichung der Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zu Verteilerleitungen und Netznutzungstarife erreicht; der Regelzonenführer hat zudem die gesetzliche Verpflichtung, die für den Inlandstransport verfügbaren und gebuchten Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten in das und aus dem Fernleitungsnetz zu veröffentlichen⁶. Veröffentlicht werden dabei die gebuchten Kapazitäten im Rahmen des zur Verfügung gestellten Teils der Transitleitungen.

Transit

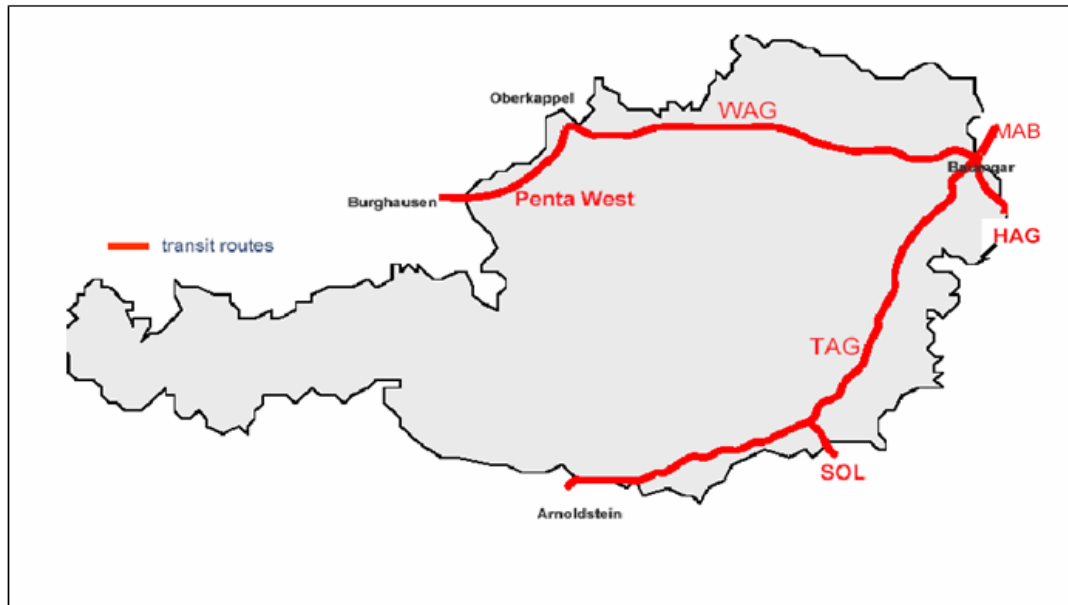
Mehr als 70% der Importkapazitäten Österreichs werden für den Transit gehalten und unterliegen zur Zeit keiner Regulierung: Kapazitätsallokation, Engpassmanagement und Veröffentlichungsumfang werden von den Transitunternehmen festgelegt. Auf den folgenden Transitleitungen wird Erdgas durch Österreich 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.

⁵ AGGM, Presseaussendung zur Langfristplanung 2004-2008, s. Homepage der AGGM: www.aggm.at.

⁶ S. Homepage der AGGM: www.aggm.at.

Abbildung 10: Transitleitungen in Österreich



Quelle: E-Control

Die **Kapazitäten im Transitbereich** auf den Leitungssystemen TAG und WAG sind zu 100% vertraglich ausgebucht. Eine Betrachtung der veröffentlichten historischen Werte der WAG lassen darauf schließen, dass die Kapazitäten von Osten (Baumgarten) nach Westen (Oberkappel) stark in Anspruch genommen werden, 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 Transunternehmen nicht veröffentlicht.

Auf Grund des derzeit fehlenden regulatorischen Zugriffs auf den Transitbereich ist eine genaue Analyse nicht möglich.

Fokus – Grenzüberschreitender Transport

Zugang zu Transitleitungen wird in Österreich aufgrund der geltenden Gesetzeslage auf verhandelter Basis gewährt und ist nicht vom Kompetenzbereich der Energie-Control GmbH umfasst. 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)⁷ herangezogen.

Hinsichtlich der erforderlichen Transparenz im Transitbereich können für den verhandelten Netzzugang für grenzüberschreitende Transporte Verbesserungspotentiale festgestellt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Umsetzung der wesentlichen Kriterien der GGP2 durch die österreichischen Transitsysteme im Überblick:

⁷Die GGP2 beinhalten Verhaltensregeln für Europäische Fernleitungsnetzbetreiber u.a. betreffen 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.

Abbildung 11: Anforderungen GGP2 – Umsetzung für österreichische Transitsysteme

	BOG	TAG	OMV
AGBs			
Systemnutzungsregeln und -prozedere	AGBs, Standardvertrag	AGBs, Standardvertrag	AGBs, Standardvertrag
Nicht - unterbrechbare Netznutzung			
Unterbrechbare Netznutzung			
Zusätzliche services z.B. additional balancing, ex post/ex ante pooling/ trading imbalances	residual balancing (+/-2%)	residual balancing (+/-2%)	residual balancing (+/-2%) wheeling, matching, monitoring, Dokumentation (Service Level Agreement)
Gas Qualität, Druckverhältnisse			
Netzkarte inkl. Ein- und Ausspeisepunkte			
Disruption Management			
Tarife und deren Herleitung			
Aktuell verfügbare Kapazitäten			nur Penta West, SOL
Zukünftig verfügbare Kapazität (+18 Monate)			nur Penta West, SOL
Historisch genutzte Kapazität (- 3 Jahre)			
UIOLI			
Berechnungsschema			
Tarifkalkulator			
Regeln der Kapazitätsallokation			
Engpassmanagement			
Sekundärmarkt			
Info kostenlos (soweit verfügbar)			
Info zugänglich	Homepage	Homepage	Homepage

Quelle: E-Control – die Angaben beziehen sich auf auf den Homepages der genannten Transitunternehmen veröffentlichten Informationen.

Legende:

Grüne Felder kennzeichnen umgesetzte Forderungen der GGP2; rote Felder kennzeichnen nicht umgesetzte Forderungen der GGP2; orange Felder kennzeichnen teilweise umgesetzte Forderungen der GGP2

Erläuterungen:

¹ Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft mbH; Transitunternehmen des WAG-Systems

² Trans-Austria Gasleitungsgesellschaft mbH; Transitunternehmen des TAG-Systems

³ Leitungssysteme SOL, PENTA WEST, HAG, MAB

Während die Veröffentlichung aktuell und zukünftig verfügbarer Transitzkapazitäten weitgehend transparent gestaltet ist, bestehen **Transparenzlücken** insbesondere hinsichtlich der Veröffentlichung historischer Nutzungsgrade. Der Ausweis historischer Nutzungsgrade erlaubt einen ex post Vergleich der vertraglich reservierten – und dem Markt damit nicht zugänglichen – Kapazitäten und deren effektiver Nutzung.

Wettbewerbsrelevanz ergibt sich aus diesem Vergleich insbesondere im Falle von Netzzugangsverweigerungen: wird der Netzzugang mit der Begründung abgelehnt, freie Kapazitäten wären aufgrund einer 100%igen vertraglichen Kapazitätskommittierung nicht verfügbar, zeigt eine Betrachtung der **historischen Nutzungsgrade** der vertraglich reservierten Kapazität jedoch ungenutzte reservierte Kapazitäten für den Zeitraum des Netzzugangsantrages, so ist hierin ein Horten von Kapazitäten zu sehen, das **marktabstottend** wirkt. Ein entsprechendes Verhalten wurde für das Transitunternehmen BOG GmbH anhand eines konkreten Falles beobachtet. Für das Transitunternehmen TAG GmbH können entsprechende Aussagen mangels Veröffentlichung historischer Nutzungsgrade nicht getroffen werden. Für die Transitleitungssysteme der OMV Gas GmbH erfolgt eine Veröffentlichung historischer Nutzungsdaten nur für die Leitungssysteme SOL und Penta West, nicht aber für die Systeme HAG und MAB.

Neben der erforderlichen Transparenz und diskriminierungsfreien Bereitstellung verfügbarer Kapazitäten ist auch die **Beseitigung von Netzengpässen** Anforderung eines wettbewerbsorientierten Gasmarktes an die Infrastruktur und Aufgabe der Fernleitungs-/ Transitunternehmen: ein effektiver Gas-zu-Gas Wettbewerb kann nur entstehen, wenn Mitbewerbern und alternativen Anbietern ausreichend Transportkapazitäten angeboten werden, um eine Kundenversorgung überhaupt zu ermöglichen. Instrumente zur Enpassbeseitigung durch die Fernleitungs-/ Transitunternehmen – wie der Entzug vertraglich reservierter aber nicht genutzter (gehorteter) Kapazitäten, die Unterstützung eines Handels ungenutzter Kapazitäten am Sekundärmarkt, das Angebot vorübergehend ungenutzter Kapazitäten auf unterbrechbarer Basis sowie ein Infrastrukturausbau für den Fall, dass einem steigenden Kapazitätsbedarf durch Mechanismen der effizienten Kapazitätsnutzung nicht ausreichend begegnet werden kann – werden durch die österreichischen Transitunternehmen nur unzureichend genutzt. Inwieweit Swapgeschäfte als Instrument zur Vermeidung von Netzengpässen oder ausschließlich aus ökonomischen Gründen genutzt werden, ist ebenso wenig transparent, wie die generelle Diskriminierungsfreiheit derartiger Abschlüsse. Abbildung 13 zeigt, dass ein Entzug vertraglich reservierter aber nicht genutzter Kapazitäten durch das Transitunternehmen für keines der Transitzsysteme TAG, WAG, HAG, MAB, SOL oder Penta West praktiziert wird; ein Sekundärmarkt wird seitens des Transitunternehmens nur für das TAG System über eine Internetplattform unterstützt; über die Höhe der Entgelte, die von den etablierten Betreibern für den Verkauf von Kapazitäten am Sekundärmarkt in Rechnung gestellt werden, liegen keine Informationen vor. Unterbrechbare Kapazitäten werden für alle Transitleitungen angeboten.

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.**

4.1.3. Fernleitung und Verteilung

Der österreichische Gasmarkt besteht aus **drei Regelzonen (RZ)** - RZ Ost (Burgenland, Niederösterreich, Wien, Kärnten, Steiermark, Oberösterreich, Salzburg) sowie die RZ Tirol und RZ Vorarlberg, die derzeit leitungstechnisch nicht miteinander verbunden sind. Folgende Fern- und Verteilernetzbetreiber sind am österreichischen Markt tätig:

Abbildung 12: Österreichische Fern- und Verteilernetzbetreiber

	Anzahl	Leitungssystem	Konzessionierter Leitungsbetreiber	Inhaber der Transportrechte ¹ /Leitungseigentümer
Regionale Verteilernetzunternehmen	19			ident
Überregionale Fernleitungsunternehmen	5			ident
Nationale Fernleitungsunternehmen	3	TAG	OMV Gas GmbH	TAG GmbH [shareholders: 89% Eni s.p.A., 11% OMV Gas GmbH]
		WAG	OMV Gas GmbH	BOG GmbH [shareholders: 51% OMV Gas GmbH, 44% Gas de France, 5% E.ON-Ruhrgas AG]
		MAB, HAG, SOL, Penta West	OMV Gas GmbH	OMV Gas GmbH

¹ Am Primärmarkt

Quelle: E-Control

Rolle der Regulierungsbehörde – Infrastruktur und Versorgungssicherheit

Die Rolle der österreichischen Regulierungsbehörde im Bereich Infrastruktur umfasst zunächst die **Genehmigung der Langfristplanung** des Regelzonenführers (siehe Kapitel 4.1.2) durch die Energie-Control Kommission zur Erkennung von zukünftigen Kapazitätsengpässen. Die notwendigen Investitionskosten werden durch die von der Regulierungsbehörde festzulegenden Systemnutzungstarife gedeckt und nach Festsetzung im Rahmen eines Tarifprüfungsverfahrens durch die Regulierungsbehörde festgestellt.

Zur Rolle der Regulierungsbehörde im Bereich der kurz- und langfristigen Versorgungssicherheit siehe Kapitel 5.2. („Rolle der Regulierungsbehörde“).

Tariffestsetzung – Methoden und Rolle der Regulierungsbehörde

Aufgrund der geltenden Gesetzeslage beschränkt sich die Kompetenz der Regulierungsbehörde zur Festsetzung von Transporttarifen derzeit auf Inlandstransporte; für den Transport auf Transitleitungen besteht weiterhin ein verhandeltes Regime. Die nachfolgenden Erläuterungen beziehen sich daher ausschließlich auf den Bereich der **Inlandstarifizierung**; davon umfasst ist auch jener Teil der Transitleitungen, der für nationale Versorgung genutzt wird (sog. „pipe-in-pipe“ System auf Transitleitungen; siehe Kapitel 4.1.2).

Als **Grundlage für die Bildung des Systemnutzungstarifes** erfolgt eine Abgrenzung der österreichischen Gasleitungen in drei Netzebenen, wobei diese im Wesentlichen durch das Druckniveau bestimmter Teilbereiche des Netzes festgelegt werden.

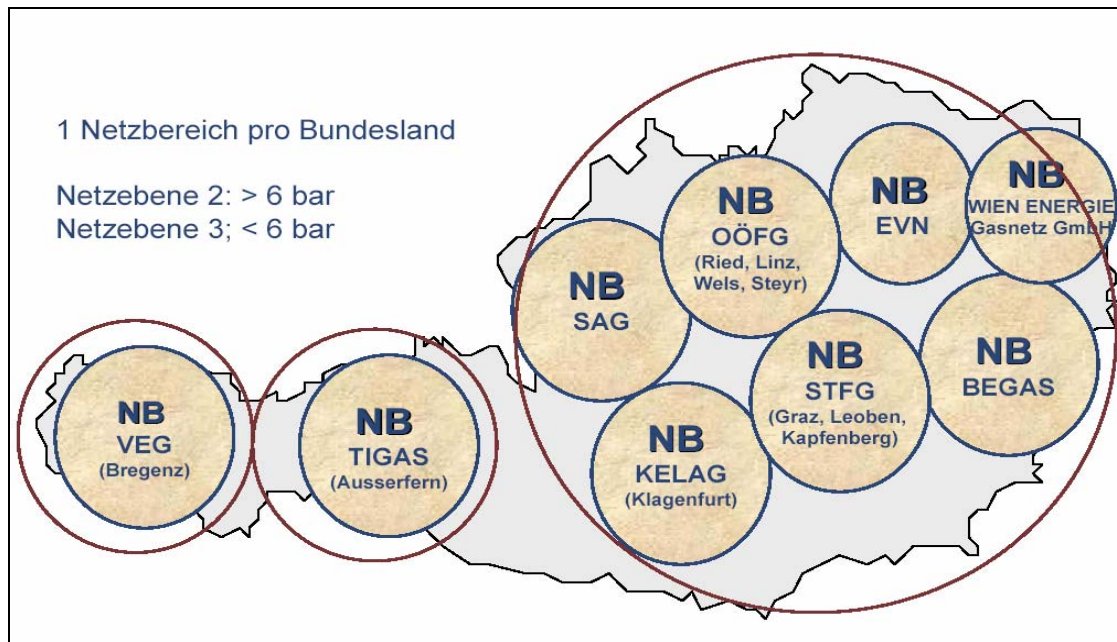
Die drei Netzebenen sind:

- Ebene 1: Fernleitungen
Diese sind im Anhang des GWG2 taxativ aufgezählt, sowie jene Leitungen, die Eintritt und Austritt eines Netzbereiches oder einer Regelzone miteinander verbinden und eine Fortsetzung einer Verteilerleitung, wenn dadurch eine neue Verbindung in ein anderes Verteiler- oder Fernleitungsnetz oder in eine andere Regelzone begründet wird.
- Ebene 2: Verteilerleitungen mit einem Druck > 6 bar
- Ebene 3: Verteilerleitungen mit einem Druck < 6 bar

Die Abgrenzung der Netzebenen betrifft den regionalen und überregionalen Transport von Erdgas.

Für die Netzebenen 2 und 3 findet das so genannte Briefmarkenmodell Anwendung und beinhaltet auch die Kosten der Fernleitungsebene, d.h. das österreichische Gasnetz wird als „Gasse“ betrachtet, welcher eine entfernungsabhängige Transportbetrachtung unberücksichtigt lässt. Jedes der neun Bundesländer stellt einen separaten Netzbereich dar, für den – wie dies im GWG2 vorgesehen ist – ein einheitliches Netznutzungsentgelt für die Inlandsversorgung durch die Energie-Control Kommission festgelegt wird.

Abbildung 13: Netzbereiche



Quelle: E-Control

Die **Tarifprüfung** erfolgt durch die E-Control GmbH im Auftrag der Energie-Control Kommission mittels Erhebungsbögen und Prüfungen wie bei Strom (siehe Teil 3.1.3) ebenso folgt die **Kostenermittlung den selben** Grundsätze wie Strom.

Höhe der Netztarife

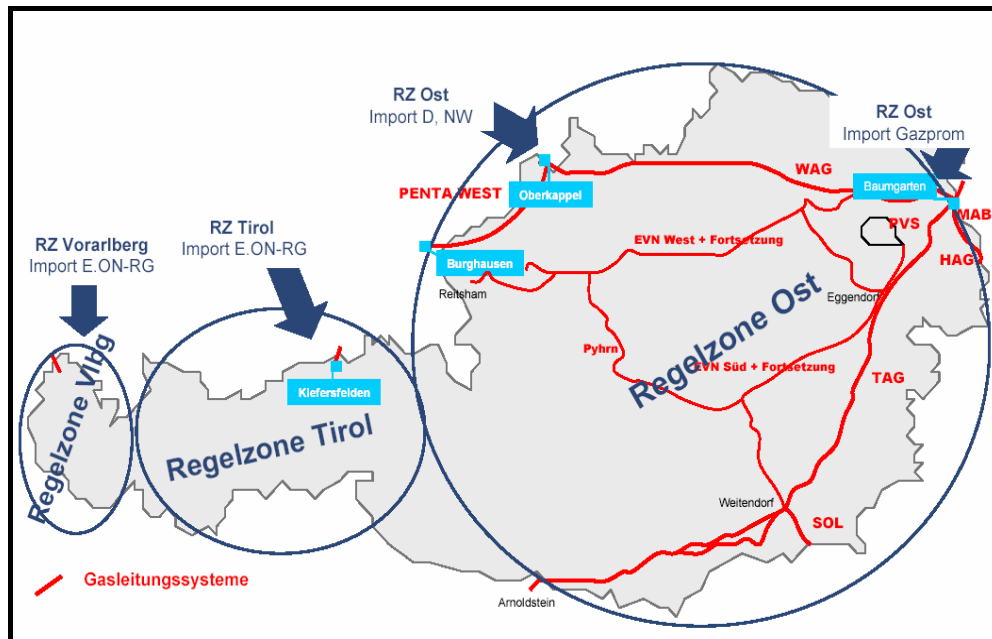
Die durchschnittlichen Netzkosten betragen für die EUROSTAT-Abnehmerkategorien I1: 0,97 €cent/kWh und für D3: 1,43 €cent/kWh⁸.

Bilanzgruppenmodell und Ausgleichsenergie

In Österreich existieren drei von einander unabhängige Regelzonen. Die Regelzone Tirol, Vorarlberg und die Regelzone Ost, wobei die Regelzone Ost mit einem Anteil von ca. 90% des gesamten österreichischen Gasverbrauches die relevanteste Regelzone darstellt. Die Regelzonen Tirol und Vorarlberg werden ausschließlich von Deutschland aus versorgt.

⁸ Exklusive Steuern und Abgaben; Die Ermittlung der durchschnittlichen Netzkosten erfolgte auf Basis des Tarifkalkulators der E-Control (www.e-control.at) und wurde lediglich (wie bisher von EUROSTAT gefordert) für den Netzbereich Wien durchgeführt. In der Kategorie I4-1 gibt es in diesem Netzbereich keine Abnehmer.

Abbildung 14: Regelzonen und Import



Quelle: E-Control

Drucksteuerung und Netzausgleich der Regelzone Ost wird vom Regelzonenführer AGGM (Austrian Gas Grid Management) durchgeführt. Die **Balancing Periode** beträgt eine Stunde. Es wird für jede Stunde die Ausgleichsenergie (Differenz zwischen Einspeisung und Entnahme) für jede Bilanzgruppe festgestellt. Der stündliche Preis für Ausgleichsenergie und die Ausgleichsenergie für jede Bilanzgruppe wird vom Bilanzgruppenkoordinator AGCS (Austrian Gas Clearing Settlement) zu Beginn eines Monats für sämtliche Stunden des Vormonates berechnet.

Der **stündliche Preis für Ausgleichsenergie in den Stunden mit Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie durch den RZF** ergibt sich aus dem gewichteten Mittel der vom Regelzonenführer in der jeweiligen Stunde abgerufenen Ausgleichsenergieangebote. In den Stunden, in denen der RZF keine physikalische Ausgleichsenergie abrufen, wird der Durchschnitt der letzten sieben Ausgleichsenergiepreise für den Verkauf oder Kauf von Ausgleichsenergie zum Ausgleichsenergiepreis für diese Stunde berechnet.⁹

Diese Preise gelten sowohl für Unter- als auch für Überlieferungen von Bilanzgruppen. Wenn also eine Bilanzgruppe in einer Stunde mehr Gas eingespeist hat, als von ihren Kunden entnommen wurde, so erhält sie von der AGCS jenen Betrag, der sich aus der Multiplikation des für jene Stunde ausgewiesenen

⁹ Wenn die Netzbetreiber, die jeweils eine eigene Bilanzgruppe bilden, in Summe Erdgas aus dem Netz abgegeben haben, wird der Durchschnitt der letzten sieben Ausgleichsenergiepreise für den Verkauf von Ausgleichsenergie zum Ausgleichsenergiepreis für diese Stunde. Wenn die Netzbetreiber umgekehrt in Summe Gas ins Netz eingespeist haben, wird der Durchschnitt der letzten sieben Ausgleichsenergiepreise für den Kauf von Ausgleichsenergie zum Ausgleichsenergiepreis für diese Stunde.

Ausgleichsenergiepreises mit der genauen Menge der Überlieferung in dieser Stunde ergibt. Im Falle einer Unterlieferung ist jener Betrag an die AGCS zu zahlen.

Im Inlandsbereich existieren **keinerlei Toleranzbänder**. Jede stündliche Unter- bzw. Überlieferung, die eine Bilanzgruppe verursacht, wird exakt erfasst und mit dem stündlichen Ausgleichsenergiepreis abgerechnet. Die Bilanzgruppen haben aber die Möglichkeit, sich miteinander im Nachhinein über interne Fahrpläne abzugleichen. Jede Verbesserung der Bedarfsprognose für die Bilanzgruppe stellt eine Verringerung des Risikos der Kosten für Ausgleichsenergie dar.

Die Angebote für Ausgleichsenergie, die dem Regelzonenführer zur Verfügung stehen, werden täglich von den Ausgleichsenergieanbietern an die AGCS übermittelt. Die Ausgleichsenergieangebote können somit täglich für jede Stunde des Kalendertages betreffend Menge und Preis neu gelegt werden.

Derzeit sind am Ausgleichsenergiemarkt **fünf Anbieter** aktiv tätig, wobei die Marktanteile der einzelnen Anbieter zwischen 2% und 49% im Jahr 2004 gelegen sind. Die für die jeweilige Stunde abgegebenen Ausgleichsenergieangebote müssen 30 Minuten nach Anforderung durch den Regelzonenführer in das System eingespeist bzw. entnommen werden können. Das Preisband des stündlichen Ausgleichsenergiepreises betrug im Jahr 2004 zwischen 11 und 18 €/MWh.

Soweit Informationen hierzu veröffentlicht sind, sind im nicht regulierten **Transitbereich** Toleranzbänder von +/-2% üblich; der Bilanzausgleich erfolgt über einen Tag.

4.1.4. Zugang zur Speicherung, zur Netzpufferung und anderen Hilfsdiensten

Gesetzliche Grundlagen

Der Zugang zu Speichieranlagen wird in Österreich durch das GWG2 geregelt. In Umsetzung der europäischen Vorgaben¹⁰, die den Mitgliedstaaten hinsichtlich des Speicherzuganges eine Wahlfreiheit zwischen verhandeltem und reguliertem Zugang ermöglichen, wird Zugang zu Speichieranlagen in Österreich auf verhandelter Basis geregelt, der zu nicht diskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren ist.

Der Zugang zu Speichern kann nur aus folgenden begründeten Tatbeständen verweigert werden:

- Störfälle,
- mangelnde Kapazitäten,
- Nicht vorliegende Reziprozität mit dem EU-Staat des Antragstellers,
- Nicht-Übereinstimmung der technischen Spezifikationen,
- wirtschaftlicher Unzumutbarkeit.

Über Streitfälle betreffend die Gewährung von Speicherzugang entscheidet die Energie-Control Kommission.

¹⁰ Richtlinie 98/30/EG und 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.

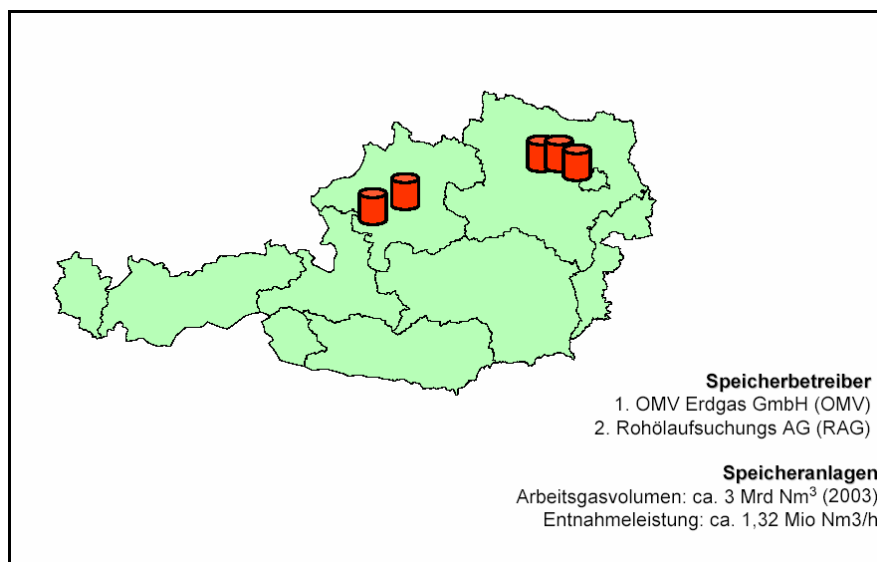
Im Falle unzureichender Kapazitäten hat die Bereitstellung von Ausgleichsenergie Vorrang vor allen anderen Ausspeicherungen. Weitere vertragliche Speicherverpflichtungen sind im Engpassfall in zeitlicher Reihenfolge zu berücksichtigen. Als Grundsätze zur Festlegung der Speichernutzungsentgelte gelten Gleichbehandlung und Kostenorientierung. Alle abgeschlossenen Speicherverträge sind der Regulierungsbehörde vorzulegen.

Die **Kompetenzen der Regulierungsbehörde** im Speicherbereich beschränken sich auf die Überwachung des Grundsatzes der Gleichbehandlung (auf Antrag eines Speicherzugangsberechtigten) und die Beobachtung der durchschnittlichen europäischen Speichertarife: falls die österreichischen Tarife jene vergleichbarer europäischer Speicher um mehr als 20% übersteigen, ist die Regulierungsbehörde berechtigt zu bestimmen, welche Kostenkomponenten zu berücksichtigen sind (siehe Fokus).

Gasspeicherung in der Praxis

In Österreich werden als großvolumige Speicherkapazitäten vor allem Porenspeicher (ehemalige Gasfelder) genutzt. Die Speicherkapazitäten in Österreich sind regional auf die Regelzone Ost konzentriert, besonders auf Nieder- und Oberösterreich.

Abbildung 15: Speichieranlagen in Österreich



Quelle: E-Control

Anbieter von Speicherprodukten innerhalb der RZ Ost sind OMV Gas GmbH (4 Speicher) und RAG (1 Speicher). Dabei hält die OMV Gas GmbH ca. 75% der

verfügbaren Kapazitäten. Beide Unternehmen verfügen über Speicher in ausgeförderten Lagerstätten. Die Gesamtkapazität beträgt 2,8 Mrd. m³ (Volumen) bzw. 1,3 Mio. m³/h (Entnahmeleistung). Die Speicher befinden sich in derselben Regelzone.

Abbildung 16: Speicherkapazitäten in Österreich 2004

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

Quelle: RAG, OMV Gas

Während OMV Gas GmbH sowohl **langfristige als auch kurzfristige Speicherverträge** abgeschlossen hat, bietet RAG AG keine Speicherleistungen unter drei Jahren Bindung an.

Die **Kapazitätsvergabe** erfolgt theoretisch nach dem „first come, first served“ Prinzip. Kapazitäten in Österreich übersteigen jedoch derzeit deutlich die Nachfrage. Der Regulierungsbehörde liegen bislang keine Informationen über Speicherzugangsverweigerungen vor.

Veröffentlichte Speichertarife für verbundene Dienstleistungen (so genannte „bundled services“) liegen im Falle von OMV Gas GmbH den tatsächlichen Preisen zu Grunde, während im Falle der Preisveröffentlichungen der RAG AG davon auszugehen ist, dass Vertragsverhandlungen nicht auf Basis der veröffentlichten Preise erfolgen¹¹. Preise für „unbundled services“ werden nicht veröffentlicht. **Unterbrechbare Speicherleistungen** haben in Österreich aufgrund der ausreichenden Kapazitäten keine Bedeutung.

Ein direkter Zugang zu Linepack (Netzpufferung) wird Kunden in Österreich nicht gewährt. Die Linepack-Nutzung erfolgt durch den Regelzonenführer als Effizienzmaßnahme der Netzsteuerung und wird dem Markt als „bundled“ Transportservice zugeführt.

¹¹ Eine Überarbeitung der veröffentlichten Daten wurde seitens RAG AG für November 2005 angekündigt.

Erfüllung der Guidelines for Good Practice¹² durch österreichische Speicherbetreiber¹³

Der größere der beiden österreichischen Speicherbetreiber, **OMV Gas GmbH**, hat die Hauptforderungen der GGPSSO zum Zeitpunkt des Inkrafttretens (1.4.2005) bereits weitgehend erfüllt. Nicht umgesetzte Anforderungen bestehen insbesondere im Bereich der Transparenzanforderungen betreffend Wiederverwertung ungenutzter Kapazitäten, Versteigerungsbedingungen, Sekundärmarktregelungen und Pönalebestimmungen, sowie Summe der Ein- und Ausspeicherungen. Begründet wird die Nichtumsetzung mit ausreichend zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten. Eine Weiterentwicklung des online-Informationssystems für registrierte Speicherinteressenten wurde bis November 2005 in Aussicht gestellt.

Für die Beurteilung der Umsetzung der GGPSSO durch den zweiten österreichischen Speicherbetreiber, **Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG)**, ist festzuhalten, dass die Forderung der GGPSSO nach transparenter und benutzerfreundlicher Angabe einer Übersicht über die angebotenen Dienstleistungen hier weitgehend nicht erfüllt wird. Es ist lediglich ein fixer Preis pro Ausspeicherrate angegeben. Es muss davon ausgegangen werden, dass Vertragsverhandlungen nicht auf Basis der veröffentlichten Preise erfolgen. Gänzlich fehlen zudem Angaben über die verfügbaren Speicherprodukte (z.B. nach Dauer, bundled services etc.).

Fokus – Preisvergleich der Speicherdienstleistungen in Österreich

Als Ausnahmebestimmung zum grundsätzlich geltenden verhandelten Speicherzugang ist die Regulierungsbehörde gesetzlich berechtigt, zu bestimmen, welche Kostenkomponenten bei der Speichertarifierung zu berücksichtigen sind. Voraussetzung hierfür ist die Feststellung, dass die österreichischen Speichertarife jene vergleichbarer europäischer Speicher um mehr als 20% übersteigen.

Zur Überprüfung einer allenfalls bestehenden Abweichung österreichischer Speichertarife vom vergleichbaren europäischen Durchschnitt ist E-Control zur Erstellung eines entsprechenden Vergleiches verpflichtet. Ein erster **Speichertarifvergleich** dieser Art wurde im Dezember 2004 erstellt; die Darstellung „Tarife anderer europäischer Speicherbetreiber“ basiert dabei auf den veröffentlichten Tarifen der einzelnen Unternehmen bzw. Informationen der nationalen Regulierungsbehörden, soweit relevante Veröffentlichungen nicht oder nicht ausreichend verfügbar waren.

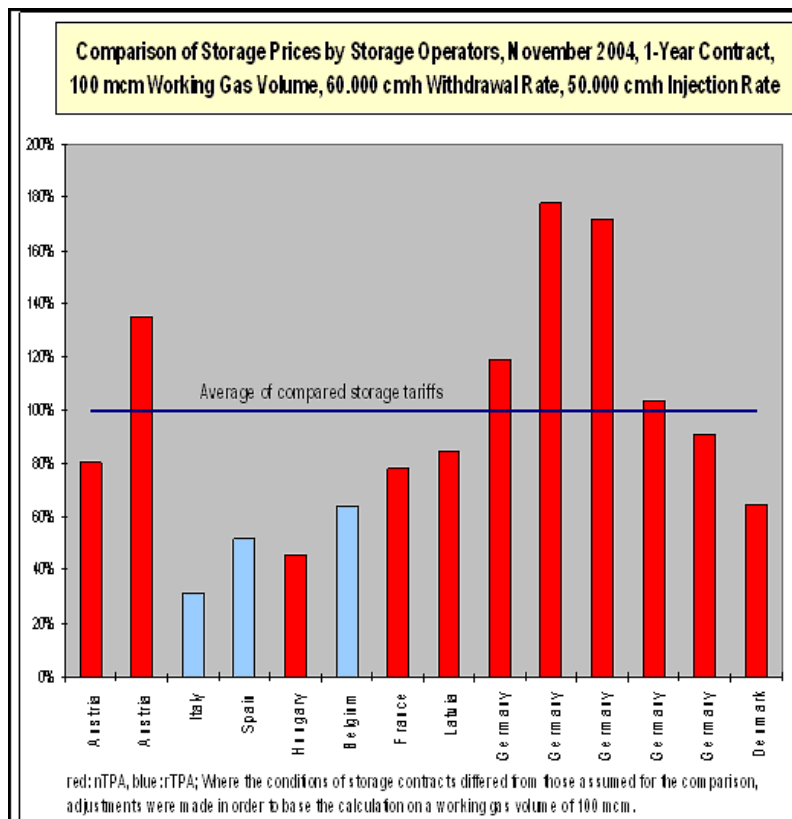
Neben dem erzielten Preisvergleich brachte der Tarifvergleich zudem Ergebnisse über das Veröffentlichungs- und Transparenzverhalten der österreichischen und europäischen Speicherbetreiber; für Österreich sind hierbei insbesondere für das Unternehmen RAG AG große Mängel festzustellen (siehe auch oben, „Erfüllung der

¹² „Guidelines for Good Practice for Storage Operators“ (GGPSSO) vom 18.3.2005.

¹³ Eine Detailbetrachtung der Umsetzung der GGPSSP durch die österreichischen Speicherbetreiber wird im Monitoring Report der European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG, 2005) dargestellt.

GGPSSO“). Die Ergebnisse der nachstehenden Graphik zeigen, dass die Speicherkosten der OMV ungefähr im europäischen Durchschnitt bzw. leicht darunter liegen. **Die veröffentlichten Tarife der RAG sind jedoch deutlich höher als die für alle annähernd vergleichbaren Produkte.**

Abbildung 17: Europäischer Speicherpreisvergleich



Quelle: Homepages von TSO, europ. Regulatoren, E-Control

4.1.5. Effektives Unbundling

Gesetzliche Entflechtungsvorschriften

Gemäß der Bestimmungen der Richtlinie 2003/55/EG haben integrierte Gasunternehmen ihre Netzaktivitäten von anderen Aktivitäten integrierter Unternehmen in Hinblick auf die Rechtsform, Organisation und Buchhaltung zu trennen (so genanntes „Unbundling“). Die Bestimmungen der Richtlinie wurden in Österreich grundsätzlich durch das GWG2 umgesetzt, wobei Vorschriften des buchhalterischen Unbundling bereits vorher umgesetzt wurden; Detailbestimmungen der Richtlinie bedürfen noch einer Umsetzung in nationales Recht. Die bestehenden Unbundling-Bestimmungen des GWG2 sind mit 1.10.2003 bzw. 1.1.2004 – und damit früher als jene für den Elektrizitätsbereich – in Kraft getreten.

Eine eigentumsrechtliche Trennung der Unternehmensaktivitäten („ownership unbundling“) ist in Richtlinie 2003/55/EG nicht vorgesehen; ownership unbundling ist daher für österreichische Netzbetreiber nicht vorgeschrieben. Das GWG2 sieht eine **Verpflichtung zur Entflechtung nach Rechtsform für alle Fernleitungsunternehmen und jene Verteilnetzbetreiber vor, die über mehr als 50.000 Hausanschlüsse verfügen**. Betroffen sind hiervon derzeit fünf überregionale Fernleitungsunternehmen und ein Verteilnetzbetreiber. **Alle anderen Netzbetreiber sind zur organisatorischen Entflechtung verpflichtet. Für alle Fern- und Verteilernetzbetreiber besteht zudem die Verpflichtung zum buchhalterischen Unbundling.**

Hinsichtlich der Detailgestaltung des buchhalterischen Unbundlings (etwa betreffend exakte Kostenzuordnung) bestehen seitens der Regulierungsbehörde keine Vorgaben.

Augrund der geltenden Gesetzeslage sind **Transitunternehmen** bislang von der Regulierung ausgenommen. Die Unbundling-Bestimmungen finden daher auf diese keine Anwendung.

Kombinationsnetzbetreiber sind am österreichischen Markt derzeit nicht tätig; Vorschriften für Kombinationsnetzbetreiber zur buchhalterischen Trennung und Veröffentlichung getrennter Konten kommen daher derzeit nicht zur Anwendung.

Eigentümerstruktur der österreichischen Verteiler- und Fernleitungsunternehmen

Die nachstehende Tabelle gibt Auskunft über die Eigentümerstruktur der österreichischen Fern- und Verteilerleitungsunternehmen.

Abbildung 18: Eigentümerstruktur der österreichischen Fern- und Verteilerleitungsunternehmen

	Anzahl	Leitungssystem	Eigentümerstruktur
Regionale Verteilernetzunternehmen	20		Teil integrierter regionaler Gasunternehmen im teilweisen öffentlichen Eigentum (zumeist >51%)
Überregionale Fernleitungsunternehmen (Inlandstransport)	5	Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	EVN AG Eigentümer: 51% Staatliche Beteiligung; dzt 15% EnBW ¹ ; Rest. VERBUND, RLB OÖ, Streubesitz
		Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	Oberösterreichische Ferngas AG Eigentümer: 50 % Energie AG OÖ, 50 % Ferngasbeteiligungs AG ²
		Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	Steirische Gas Wärme GmbH Eigentümer: 99,994 % Energie Steiermark Holding AG, 0,006 % Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts AG
		Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	OMV Gas GmbH 100% OMV AG ³
		Inlandsfernleitung/ überregionale Fernleitung	BEGAS Eigentümer: 51 % Begas Gemeindeanteilsverwaltung AG, 49 % Burgenlandholding AG
Nationale Fernleitungsunternehmen⁴ (Transit)	3	TAG	TAG GmbH Eigentümer: 89% Eni s.p.A., 11% OMV Gas GmbH
		WAG	BOG GmbH Eigentümer: 51% OMV Gas GmbH, 44% Gas de France, 5% E.ON-RG AG
		MAB, HAG, SOL, Penta West	OMV Gas GmbH 100% Eigentum der OMV AG ³

¹ Erhöhung auf voraussichtlich 29% geplant

² Rd 68% der Ferngasbeteiligungs AG stehen im Eigentum der OMV AG

³ OMV AG Eigentümer: 31,5% staatliche Beteiligung; 17,6% Privateigentum; 50,9% Streubesitz

⁴ Inhaber der Transportrechte

Quelle: E-Control

Trennung von Netz, Vertrieb und Produktion

Produktion und Netzbetrieb werden als Geschäftsbereich nur von OMV AG abgedeckt; die für den Netzbetrieb zuständige OMV Gas GmbH verfügt über einen vom Produktionsbetrieb der OMV AG getrennten Unternehmenssitz.

Für jene fünf Gas- und Elektrizitätsunternehmen der Regelzone Ost (EVN AG, WIENERENERGIE, BEGAS, Linz Strom, Energie AG OÖ), für die ein Zusammenschluss im Versorgungsbereich erfolgte („Energieallianz“), wurde eine lokale Trennung des Verteilernetzbetriebes vom Versorger vorgenommen. Für die lokalen Vertriebsgesellschaften mbH (zur Kleinkundenbelieferung) wurde weitgehend keine lokale Trennung durchgeführt. Entsprechendes gilt für die räumliche Trennung des Netzbetreibers Gasnetz Steiermark GmbH von den übrigen Bereichen des integrierten Unternehmens. Keine räumliche Trennung erfolgte bislang für den Netzbetrieb der KELAG Netz GmbH von den übrigen Bereichen des integrierten Unternehmens sowie einen Großteil der übrigen integrierten Unternehmen.

Für jene Gasunternehmen der Regelzone Ost (EVN, Wien Energie, Begas, OMV Gas GmbH, Oberösterreichische Ferngas und Linz Gas Wärme GmbH), für die ein Zusammenschluss im Versorgungsbereich zur Großkundenbelieferung erfolgte („EconGas“), wurde eine lokale Trennung des Verteilernetzbetriebes vom Versorger vorgenommen.

Im Versorgungsbereich treten „Energieallianz“ und „EconGas“ als jeweils **eigene Marke**, mit eigenem Logo und eigener Homepage am Markt auf. Die Leitgesellschaft Energieallianz Austria GmbH hat – wie ihrem aktuellen Geschäftsbericht entnommen werden kann – allerdings keine Umsätze im Gasgeschäft zu verzeichnen. Die Belieferung von Kleinkunden erfolgt nach wie vor durch die regionalen Vertriebsgesellschaften der Gründerunternehmen der Energieallianz, deren Firmenname sich jeweils von dem der Muttergesellschaft ableitet. Generell ist anzumerken, dass Netzbetreiber zwar zum überwiegenden Teil mit einem eigenem Firmennamen am Markt vertreten sind, sich dieser jedoch zumeist an die Firmenbezeichnung des integrierten Unternehmens anlehnt. Gesonderte Internetauftritte sind nicht Standard, soweit doch, erfolgt der Internetauftritt zumeist verbunden mit jenem des integrierten Unternehmens.

Monitoring

Kontenprüfungen erfolgen grundsätzlich durch Wirtschaftsprüfer. Gesonderte Audits zu Überprüfung und Vermeidung von Quersubventionierungen finden durch die Regulierungsbehörde im Zuge der Tarifprüfungsverfahren statt.

Nach den Erfahrungen der Regulierungsbehörde sind die Gleichbehandlungsbeauftragten der Unternehmen regelmäßig nicht in den Wirtschaftsprüfungsprozess eingebunden; ihre Aufgaben konzentrieren sich im Wesentlichen auf den Bereich von Nicht-Diskriminierungsfragen. Wie bereits im Kapitel 3.1.5. erwähnt obliegt per EIWOG-Novelle 2004 die Überwachung des Unbundling den Landesregierungen, welche allerdings selbst Eigentümer der überwachten Unternehmen sind.

Overhead – Kosten

Die Verteilung der Overhead-Kosten erfolgt unternehmensspezifisch im Rahmen der Kostenprüfungsverfahren durch die Regulierungsbehörde. Da diese stark unternehmensstrukturabhängig sind, liegt keine generelle Prozentverteilung vor.

Fokus – Cross Border Unbundling

Zur Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzzuganges und zur Vermeidung von Interessenkonflikten schreibt Artikel 9 der Richtlinie 2003/55/EG die Trennung

der Netzaktivitäten von anderen, nicht netzbezogenen Aktivitäten des Unternehmens vor.

Während die Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen auf nationaler Ebene weitgehend erfolgte, ist weiterhin insbesondere für den Bereich der Transitleitungen eine starke grenzüberschreitende Verflechtung von Vertrieb und Netz zu beobachten. **Bedenken** bestehen vor allem in jenen Fällen, in denen Versorgungsunternehmen mit dominanter nationaler Marktstellung über maßgebliche Beteiligungen in den ihrem Heimmarkt vorgelagerten Transitleitungen verfügen: für diese Fälle ist ein Konflikt zwischen dem Marktabschottungsinteresse des am nachgelagerten Versorgungsmarkt dominanten Unternehmens mit der Verpflichtung zur diskriminierungsfreien Gewährung von Netzzugang im beteiligten vorgelagerten Transitleitungen zu vermuten.

Die beiden österreichischen Transitunternehmen **TAG GmbH und BOG GmbH** verfügen über maßgebliche Beteiligungen von auf nachgelagerten Märkten dominanten Unternehmen (TAG GmbH: 89% Eni; BOG GmbH: 44% GdF, 5% E.ON-Ruhr gas).

Wiewohl Art 9 der Richtlinie 2003/55/EG auch für grenzüberschreitende Aktivitäten gelten muss, ist ein effektives Monitoring der Entflechtungsbestimmungen durch die Regulierungsbehörden aufgrund der Beschränkung ihrer Kompetenzen auf das jeweilige Bundesgebiet nicht möglich.

4.2. Wettbewerbsrechtliche Fragen [Artikel 25 Absatz 1 Buchstabe h]

4.2.1 Beschreibung des Großhandelsmarktes¹⁴

Gasgroßhandel findet auf zwei **Handelsstufen** unter Beteiligung österreichischer Unternehmen statt.¹⁵ Auf dem Großhandelsmarkt beliefern in- (die österreichischen Unternehmen OMV Gas GmbH und RAG Beteiligungsgesellschaft) und ausländische Produzenten. Der Großhandelsmarkt ist weiter als Österreich zu sehen.

Diese Lieferungen werden auf dem Zwischenhandelsmarkt an große Weiterverteiler und Zwischenhändler weitergegeben. Dabei kann zwischen einem Markt für langfristigen und einem Markt für kurzfristigen Zwischenhandel unterschieden werden. Große Weiterverteiler und Zwischenhändler, die von Großhändlern beliefert werden, sind in der Regelzone Ost EconGas GmbH, Steirische Gas Wärme GmbH, Kelag, Terragas GmbH und CE Oil and Gas Trading GmbH; in der Regelzone Tirol Tigas und in der RZ Vorarlberg VEG. Im langfristigen Zwischenhandel sind die Regelzonen die relevanten räumlichen Märkte. Im kurzfristigen Zwischenhandel könnte der Markt weiter gesehen werden.

Der **Gesamterdgasverbrauch** in Österreich betrug im Jahr 2004 rund 8,58 Mrd m³/95.016 GWh¹⁶. Das wichtigste Importland (Stand 2003) ist Russland mit ca. 60% Anteil, gefolgt von Norwegen und Deutschland mit jeweils rund 10,5% Anteil. Etwa 19% des Jahresbedarfs wurden 2003 in Österreich selbst gefördert. An der inländischen Gasförderung haben die Gasproduzenten OMV AG und RAG einen Anteil von insgesamt mehr als 90%.

Österreich ist in 3 Regelzonen unterteilt, die leitungstechnisch nicht miteinander verbunden sind (siehe Kapitel 4.1.3). Die Regelzonen Tirol und Vorarlberg sind derzeit nur über deutsche Netze erreichbar.

Der **Verbrauch in der Regelzone Ost** betrug im Jahr 2004 8,12 Mrd m³/89.862 GWh gegenüber 8,09 Mrd m³/89.645 GWh im Jahr 2003.

Die maximale **Importkapazität** für den Inlandsverbrauch Österreichs/Regelzone Ost beträgt ca. 17 GW/h. Das österreichische Gesamtimportvolumen 2004 betrug ca. 400 TWh. Bei einem Inlandsverbrauch der Regelzone Ost von ca. 90 TW/h beträgt das Verhältnis der transitierten Menge zum lokalen Verbrauch etwa 4:1.

Über Kapazitätsrechte auf den Transitleitungen verfügen unter anderem OMV, ENI, E.ON-Ruhrgas, GDF. Ob und in welchem Ausmaß, insbesondere am Hub

¹⁴ Dieser wird definiert als Markt, der sich auf jede Gastransaktion zwischen Marktteilnehmern mit Ausnahme vom Endkunden erstreckt.

¹⁵ Diese Zweistufigkeit des Gasgroßhandels hat die Europäische Kommission auch in der deutschen Gaswirtschaft festgestellt: „There are two levels of gas wholesale transmission companies: [...] long distance wholesale transmission companies and [...] short distance wholesale transmission companies.“ Sie stellt fest, dass diese beiden Großhandelsstufen unterschiedliche Produktmärkte sind. Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 29.09.1999, IV/M.1383 – Exxon/Mobil), S. 12, Ziffer 49 und S. 16, Ziffer 71.

¹⁶ Abgabe an Endkunden; Gesamtinlandsverbrauch inklusive Eigenverbrauch und Verluste (2004): rund 8,99 Mrd m³/99.553GWh (Quelle: E-Control).

Baumgarten (Central European Gas Hub, CEGH¹⁷), Großhandelsgeschäfte abgeschlossen werden und welche weiteren Unternehmen hier Handelsaktivitäten unterhalten, wird seitens des Betreibers des CEGH bzw. seitens der Transitleitungsbetreiber und teilnehmenden Händler nicht veröffentlicht.

Marktzutrittsprobleme im Großhandel und Zwischenhandel bestehen vor allem im Bereich verfügbarer Transportkapazitäten. Da sowohl die Kapazitäten auf den österreichischen Transitleitungen als auch auf den Leitungen der angrenzenden Staaten (beispielsweise Megal-System in Bayern) nahezu „ausgebucht“ sind, wird Händlern die Belieferung von österreichischen Kunden mangels nicht oder nicht ausreichend verfügbarer Transportkapazitäten verwehrt. Bislang waren keine intensiven Bemühungen seitens der Leitungsbetreiber bzw. Kapazitätsinhaber erkennbar, einen transparenten Marktplatz für Volumen und Kapazitäten zu fördern. Seitens der ausländischen Unternehmen ist auch kaum eine direkte Belieferung von österreichischen Kunden wahrnehmbar.

Anders als etwa in Großbritannien, Belgien/Niederlande oder Norddeutschland gibt es für den Raum Österreich und den **Knotenpunkt Baumgarten** keine transparenten Handelsgeschäfte oder Marktpreisinformationen. Ein Reporting über getätigte Geschäfte existiert nicht.

Einen Sonderfall stellt das Gas-Release-Programm der EconGas GmbH dar. Im Zuge des Zusammenschlussverfahrens der Gasunternehmen EVN, Wien Energie, Begas, OMV Gas GmbH, Oberösterreichische Ferngas und Linz Gas Wärme GmbH zum größten österreichischen Gashändler EconGas (Marktanteil > 70%), verpflichtete sich EconGas zur jährlichen Durchführung eines Gas-Release-Programms im Ausmaß von 250 Mio. m³ loco Baumgarten. Die Abwicklung des Gas-Release-Programms erfolgt durch den CEGH und ist zeitlich bis zur Entstehung eines ausreichend liquiden Handelsplatzes am CEGH limitiert; die Vergabe der Gasmengen findet im Rahmen einer Internet Auktion erstmalig im Jahre 2003 statt. Die gewünschten Impulse für den österreichischen Markt blieben bislang jedoch größtenteils aus, da, auf Grund des höheren Preisniveaus in Italien, sowohl 2003 als auch 2004, der Großteil der Bestbieter aus dem italienischen Raum kam. Lediglich 8% bzw. 13% der versteigerten Gasmenge wurden in der Regelzone gehandelt. Der Auktionspreis dürfte 2003 bei rund 14,05 € cent/m³, 2004 bei etwa 14,62 € cent/m³, 2005 bei knapp unter 24,35 € cent/m³ und damit in beiden Fällen über dem Einstandspreis der EconGas gelegen sein¹⁸; konkrete Auskünfte über den Zuschlagspreis und über die erfolgreichen Bieter wurden seitens des Auktionators sowie EconGas GmbH nicht gemacht.

Eine Sonderfunktion kommt dem österreichischen Ausgleichsenergiemarkt (siehe Kapitel 4.1.3) zu. Dient der Markt grundsätzlich als marktwirtschaftlich organisiertes Instrument zum Netzausgleich durch den Regelzonenführer, zeigt sich jedoch, dass der Ausgleichsenergiemarkt nicht nur ausschließlich zur Abdeckung von Prognosefehlern dient, sondern sich vermehrt zu einer Absatz-, Beschaffungs- und Strukturierungsmöglichkeit für Gaslieferanten entwickelt. Welche Mengen auf Prognosefehler und welche auf strategisches Verhalten zurückzuführen sind, ist nicht

¹⁷ CEGH steht im 100%igen Eigentum der OMV Gas GmbH.

¹⁸ Quelle: EnerGate vom 18.7.2003 (Preis 2003), EnerGate vom 13.7.2004 (Preis 2004); EnerGate vom 14.7.2005 (Preis 2005); www.energate.de.

genau feststellbar. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die „**Spotmarktverwendung**“ des **Ausgleichsmarktes** 2004 in etwa zwischen 2% und 3% des Gesamtverbrauches der Regelzone Ost ausmacht. Der Ausgleichsenergiemarkt geht damit in seiner Bedeutung weit über seine ursprünglichen Aufgaben als Balancing-Instrument für die Regelzone hinaus. Diese Beobachtungen zeigen, dass sowohl Nachfrage als auch Angebot für einen kurzfristigen Handelsplatz in Österreich vorhanden sind, wenn die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden und Markthemmnisse eliminiert werden können.

Da die Spotmarktfunktion im Ausgleichsenergiemarkt eine „Zweckentfremdung“ darstellt, ist aus regulatorischer Sicht jedoch auch zwischen den positiven Effekten eines damit verbundenen Handelspotentials und den möglichen Risiken – wie etwa einem hohen Preisrisiko (auch für Teilnehmer die nicht aktiv anbieten) und der potentiellen Beeinträchtigung der Stabilität der Regelzone Ost – abzuwägen.

4.2.2 Beschreibung des Endkundenmarktes

Im Kalenderjahr 2004 wurden insgesamt rd. 8,6 Mrd. m³ an Endkunden abgegeben. Die Anteile der Sektoren am Erdgasverbrauch im Jahr 2003 zeigt die nachstehende Abbildung.

Abbildung 19: Anteil der Sektoren am Erdgasverbrauch 2003

Sektor	Anteil am Erdgasverbrauch
Kraftwerke, Fernheizkraftwerke und Heizwerke	33,4%
Haushalte	21,1%
Verkehr, Dienstleistungen und Sonstige	14,0%
Industrie	31,5%.

Quelle: Statistik Austria

Marktabgrenzung

Der Endverbrauchermarkt umfasst Klein- und Großkunden. Anhand der Produktmerkmale kann der Endverbrauchermarkt in vier Marktsegmente unterteilt werden:

Kleinkunden

- Belieferung von Endkunden bis 100.000 m³ Jahresverbrauch (nicht gemessene Endverbraucher: Haushalte, kleine Gewerbekunden)
- Belieferung von Endkunden von 100.000 bis 500.000 m³ Jahresverbrauch (gemessene Endverbraucher: Gewerbekunden und kleine Industriekunden)

Großkunden

- Belieferung von Endkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch (Industriekunden)
- Belieferung von Kraftwerken

Der räumlich relevante Markt für die Kleinkundenbelieferung ist dabei das jeweilige Netz des Local Players.

Abbildung 20: Netzgebiete in Österreich und Local Players

Netz	Local Players
Netz Wienenergie Gasnetz	Wienenergie Vertrieb
Netz Begas	Begas Energie Vertrieb
Netz Linz Gas	Linz Gas Vertrieb
Netz EVN	EVN Vertrieb
Netz Oberösterreichische Ferngas	Erdgas Oberösterreich
Netz Salzburg AG	Salzburg AG
Netz Kelag	Kelag
Netz Tigas	Tigas
Netz Gasnetz Steiermark	Steirische Gas Wärme
Netz VEG	VEG
Stadtwerke	Stadtwerke Klagenfurt, Stadtwerke Steyr, Energie Ried, Stadtwerke Leoben, Energie Graz, Stadtwerke Kapfenberg, Stadtwerke Bregenz, Energieversorgung Ausserfern

Quelle: E-Control

Neue Anbieter, die nicht aus Österreich kommen, sind in diesen Marktsegmenten nicht aufgetreten. Local Players haben z.T. für das Angebot außerhalb ihres Netzes Tochtergesellschaft unter neuen Namen (Unsere Wasserkraft von STGW, MyElectric von Salzburg AG) gegründet. Kelag bietet regelzonenweit (Regelzone Ost) an. Erdgas Oberösterreich bietet in ausgewählten Netzen an. Die Local Players der anderen Netze (Energie-Allianz) treten nicht außerhalb ihrer Netze als Anbieter auf.

Der **Markt für die Belieferung von Industriekunden** ab 500.000 m³ Jahresverbrauch ist regelzonenweit zu fassen. In diesem Markt sind die großen Weiterverteiler EconGas GmbH, STGW, Kelag, Terragas GmbH und der Zwischenhändler CE Oil and Gas Trading tätig. Auch Wingas GmbH beliefert Kunden in diesem Marktsegment mit bisher geringen Mengen. In den anderen RZ sind Tigas und VEG in diesem Marktsegment aktiv.

Der **Markt für die Belieferung von Kraftwerken** ist ebenfalls regelzonenweit zu fassen. Neben EconGas GmbH ist STGW ein weiterer bedeutender Anbieter.

Marktanteile in den einzelnen Märkten

Großhandel

Der Bereich der inländischen **Erdgasförderung** wird von zwei Unternehmen abgedeckt: RAG und OMV AG, wobei OMV AG den größeren Anteil (ca. 65%) der Inlandsförderung hält. Die Größe des Anteils der österreichischen Gasproduzenten am Großhandelsmarkt, auf dem sie als Anbieter auftreten, ist nicht bekannt.

Auf dem Großhandelsmarkt hat OMV Gas GmbH als einziges österreichisches Unternehmen langfristige Lieferverträge mit ausländischen Produzenten (Gazprom, norwegische Produzenten) abgeschlossen. Im Vergleich zu den anderen europäischen Importeuren E.ON Ruhrgas, ENI und GDF sind diese Vertragsmengen gering.

Zusätzliche Erdgasmengen durch andere Unternehmen wurden seit der vollständigen Marktöffnung per 1.10.2002 nicht importiert: gemäß den gesetzlichen Vorgaben sind Erdgaslieferverträge mit einer ein Jahr übersteigenden Laufzeit und einem Umfang von mehr als 250 Millionen m³ im Jahr aus der EU oder Drittstaaten, der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Mit Ausnahme der OMV Gas GmbH wurden seit 1.10.2002 durch andere Unternehmen keine solchen Anzeigen vorgenommen.

Zwischenhandel

Auf dem **langfristigen Zwischenhandelsmarkt** hat die OMV Gas GmbH einen überragenden Marktanteil. Weitere Anbieter sind die E.ON Ruhrgas (Belieferung der Terragas GmbH) und die RAG Beteiligungsgesellschaft, die die inländische Produktion der RAG vermarktet.

Speichermarkt

Die österreichischen **Speicherkapazitäten** sind regional auf die Regelzone Ost konzentriert (Nieder- und Oberösterreich). Speicherbetreiber sind OMV Gas GmbH (4 Speicher) und RAG (1 Speicher). OMV Gas GmbH hat insgesamt einen Anteil von 75% an der Einspeicherleistung und dem Arbeitsgasvolumen und 78% an der Entnahmeleistung. Die restlichen 25% bzw. 22% entfallen auf den zweiten Anbieter RAG (Stand 2004).

Es kann zwischen zwei **Speicherprodukten** unterschieden werden:

- Saisonale Speicherung: saisonaler Speicherung (Einspeicherung im Sommer, Entnahme im Winter) bieten OMV Gas und RAG als Produkte an. Dabei teilen sich OMV Gas GmbH und RAG den Markt auf, der regelzonenweit zu sehen ist, wobei OMV Gas GmbH der größere Anbieter ist.
- Kurzfristige, flexible Speicherung: benötigt der Speicherkunde kurzfristigere und flexiblere Entnahme- und Einspeicherleistung, kann nur die OMV Gas GmbH diese Speicherprodukte aus ihrem Speicherpool anbieten. Ein Angebot dieser Leistungen ist RAG aus technischen Gründen nicht möglich. Damit ist OMV Gas GmbH Alleinanbieter diese Speicherprodukte in der RZ Ost.

Ausgleichsenergiemarkt

Aktive Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt sind Econgas, RAG AG, Steirische Gas Wärme GmbH, Salzburg AG (SAG) und Kelag. Die drei größten Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt decken zusammen rund 85% des Marktes ab (Stand 2004); dabei ist EconGas mit deutlichem Abstand der größte Anbieter.

Endkunden

- Kleinkunden: im Kleinkundensegment haben die in aufgezeigten Local Players in den räumlich relevanten Märkten ihrer Netzgebiete einen Marktanteil von mehr als 90%. Dies gilt sowohl für die Belieferung von Endkunden bis 100.000 m³ Jahresverbrauch (nicht gemessene Endverbraucher sind

Haushalte und kleine Gewerbekunden), als auch für die Belieferung von Endkunden von 100.000 bis 500.000 m³ Jahresverbrauch (gemessene Endverbraucher sind Gewerbekunden und kleine Industriekunden)

- Großkunden: im Großkundensegment ist jeweils die Regelzone der räumlich relevante Markt. Dabei hat Econgas GmbH bei der Belieferung von Endkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch (Industriekunden) und bei der Belieferung von Kraftwerken in der Regelzone Ost den höchsten Marktanteil, gefolgt von STGW. In den Regelzonen Tirol und Vorarlberg sind Tigas und VEG die Unternehmen mit dem höchsten Marktanteil.

Integration in Transport- und Verteilungsbereich

Neue Anbieter ohne Integration in den österreichischen Transport- und Verteilungsbereich sind CE Oil and Gas Trading und die deutsche Wingas. Alle anderen Anbieter sind mit Transport- und Verteilungsunternehmen in Österreich verbunden. Wingas GmbH ist in Deutschland als integriertes Unternehmen im Transport- und Speicherbereich tätig.

Integration von Produktion und Handel

Von der österreichischen Gasproduzenten RAG und OMV Gas GmbH ist nur die OMV Gas GmbH den Gashandel integriert: sie hält 50% an EconGas GmbH. RAG ist für die Vermarktung der eigenen Erdgasproduktion zuständig. Anteilseigner der RAG ist zu 75% ist RAG Beteiligungsgesellschaft GmbH, an der die österreichischen Gashändler EVN AG (50,05%), STGW (10%) und Salzburg AG (10%) beteiligt sind, sodass hier die Gashändler rückwärts in die vorgelagerte Stufe integriert sind.

Wechselquote und Wechselprozess

Die Wechselquote (gemessen am Gesamtvolumen) betrug im Gasjahr 2003/2004 ca. 4,7%.

Sie war sowohl in den einzelnen Netzgebieten als auch für die einzelnen Kundensegmente unterschiedlich. Die höchste Wechselquote war im Netzgebiet Wien zu verzeichnen; Tirol und Vorarlberg konnten keine Wechsel vorweisen. Im Haushaltskundensegment lag die Wechselquote unter 1%, bei den leistungsgemessenen Kunden deutlich höher.

Der Wechselprozess im Bereich des Inlandtransportes (ausgenommen Transit¹⁹) wird entsprechend den gesetzlichen Vorgaben des GWG2 detailliert in einer Verordnung der Regulierungsbehörde („Wechselverordnung“) geregelt. Der Wechselprozess dauert höchstens acht, zumindest aber fünf Wochen.

¹⁹ Anmerkung: nicht reguliert.

5. Versorgungssicherheit

5.1. Strom [Artikel 4]²⁰

Stromverbrauch – Status Quo und Prognose

Der Gesamtstromverbrauch betrug im vergangenen Jahr ohne Pumpstrom 66.776 GWh.

Die korrespondierende maximale Last betrug für 2004 ca. 9.000 MW.

Die Importe beliefen sich im selben Vergleichszeitraum auf 16.629 GWh und die Exporte auf 13.548 GWh. Der Spitzenverbrauch belief sich auf 8.962 MW.

Die Engpassleistung belief sich im Vergleichszeitraum auf 18.610 MW.

Die aktuellen Prognosen gehen von einem durchschnittlichen 2,5%igen jährlichen Stromverbrauch bis 2010 aus.

Neue Erzeugungskapazitäten

Bis 2010 ist mit Investitionen in der Höhe von rund 630 Mio. EUR in Wärmekraftwerke und rund 800 Mio. EUR in den Großwasserkraftausbau (Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke) zu rechnen, dies bedeutet eine zusätzliche Kapazität von rund 800 MW Großwasserkraft (9 Projekte) und rund 1300 MW Wärmekraft (3 Projekte).

Neben diesen Großprojekten werden derzeit massiv Ökostromanlagen ausgebaut. Im Zeitraum 2004 – 2010 wird von einer zusätzlichen Kapazität in diesem Segment von rund 1.300 MW ausgegangen (Kleinwasserkraft, Windenergie, Biomasse, etc.). Aus nachfolgender Tabelle gehen die Genehmigung- und Baubeginnzeitpunkte hervor.

Abbildung 21: Entwicklung der installierten Leistung in Österreich (2000 – 2010), 2005-2010 Szenario²¹

Table 5.1
Security of supply evolution

	Peak electricity demand (GWh)	Available capacity (GWh)	Forthcoming new plant (GWh)		Plant completed minus plant closed in the year (GWh)				
			authorised	under construction	coal and oil	gas	FES 2	CHP 3	nuclear
2000	9,22	18,24	n.a.	n.a.					no plant
2001	9,34	18,16	n.a.	n.a.			0,08		no plant
2002	8,91	17,81	n.a.	n.a.	0,30	0,19	0,14		no plant
2003	8,97	18,10	n.a.	n.a.			0,29		no plant
2004	8,96	18,70	0,04	0,59		0,10	0,50		no plant
2005	9,27	19,02	1,89	0,04					
2006 **)	9,58	19,08	0,06	1,90					
2008 **)	10,19	20,90	0,09	0,06					
2010 **)	10,50	22,01	-	0,09					

1) Peak demand without pump storage
(Leistungsmaxima des Inlandsstromverbrauchs an 3.Mittwochen ohne Verbrauch für Pumpspeicherung in der gesamten Versorgung)
1*) Total installed capacity
(Gesamte installierte Leistung in der gesamten Stromversorgung)
2) Calculated
3) Included in others
**) estimation for 2010: from 10,0GWh to 10,5GWh

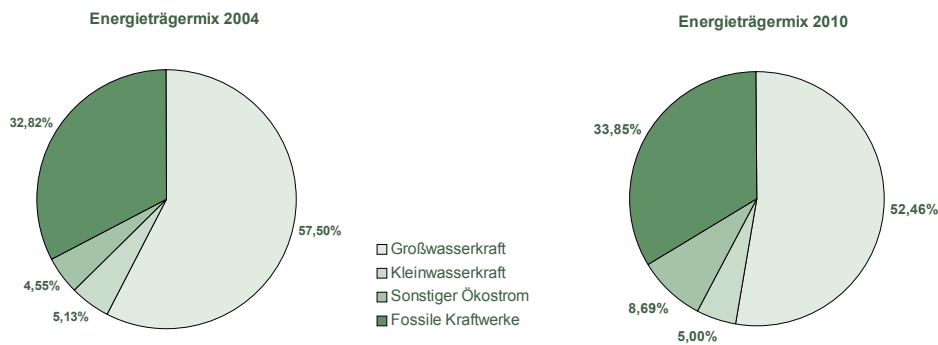
Quelle: E-Control

Neben einem Anstieg der Kraftwerkskapazitäten im angegebenen Betrachtungszeitraum geht die Energie-Control GmbH von Kraftwerksschließungen von rund 350 MW im Bereich fossiler Wärmekraftwerke aus. Ein Unsicherheitsfaktor besteht im Bereich der Wasserkraft aufgrund der Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie (RL 2000/60/EG).

Die voraussichtliche Entwicklung des Energieträgermixes des Kraftwerksparks in Österreich ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

²¹ Ab 2005 wurde ein Szenario gerechnet.

Abbildung 22: Szenario Entwicklung des Energieträgermix (2004 – 2010)



Quelle: E-Control GmbH

Die Rolle der Regulierungsbehörde im Rahmen der Versorgungssicherheit

Die E-Control als Aufsichts- und Regulierungsbehörde misst dem Thema Versorgungssicherheit im liberalisierten Elektrizitätsmarkt eine zentrale Bedeutung. In Ihrem Programm "Versorgungssicherheit und -qualität im liberalisierten Energiemarkt" werden sowohl Vertreter der Elektrizitätsunternehmen auf nationaler Ebene sowie Experten auf internationaler Ebene eingebunden. In Zusammenarbeit mit Branchenvertretern führt E-Control jährlich Erhebungen zur Versorgungszuverlässigkeit durch (siehe Kapitel 3.1.3.)

E-Control hat die Bedeutung der geplanten „Steiermark-Leitung“ (fehlender 380-kV-Ringschluss) erkannt und befürwortet deren Bau (siehe weiter unten).

Im Rahmen des Energielenkungsgesetzes erstellt die E-Control jährlich eine Versorgungsprognose über 10 Jahre. Diese soll das Verbrauchsverhalten und die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten abschätzen und zeigte 2003, dass erst gegen Ende dieses Zeitraums zusätzliche Erzeugung in größerem Ausmaß auch in Österreich erforderlich sein wird.

Aktivitäten der E-Control im Rahmen der Versorgungssicherheit:

- Langfristige Prognosen
- Regelmäßige Marktbeobachtung
- Sicherstellung ausreichender Investitionen durch Überwachung des Unbundling
- Kontrolle der Versorgungszuverlässigkeit

- Zusammenarbeit mit Experten auf nationaler und internationaler Ebene zur Ausarbeitung von akkordierten Maßnahmen
- Aktive und koordinierende Rolle bei der Ausarbeitung der Krisenvorsorgemaßnahmen im Rahmen des Energielenkungsgesetzes

Kraftwerksbau und Genehmigungsverfahren

Im Elektrizitätsbereich hat die E-Control keine Zuständigkeit hinsichtlich Kraftwerksplanung bzw. Genehmigung. Mit der Liberalisierung gibt es keine so genannte „koordinierte Ausbauplanung“ (d.h. keine akkordierte Planung von Netz- und Erzeugungskapazitäten) mehr. Die Revitalisierung bzw. der Ausbau von Erzeugungseinheiten liegt in der Entscheidung jedes Kraftwerksbauers.

Generell gilt, dass für die Errichtung und für den Betrieb von Kraftwerksanlagen zahlreiche formelle und materielle Voraussetzungen maßgebend sind. Die erforderlichen Bewilligungen finden in den einschlägigen Materiengesetzen ihre Grundlagen. Diese sind - der Kompetenzverteilung der Bundesverfassung entsprechend - entweder Bundes- oder Landesgesetze; ihre Vollziehung obliegt entweder dem Bund oder den Ländern. Bestimmte Vorhaben unterliegen unter Umständen nach einigen Materiengesetzen auch nur der Anzeige- bzw. Mitteilungspflicht. Für bewilligungspflichtige Anlagen nach Allgemeinem Verwaltungsverfahren Gesetz können unterschiedliche Rechtsgebiete – vom Wasserrecht, Elektrizitätsrecht über das Gewerberecht und Baurecht bis hin zum Raumordnungs- oder Arbeitnehmerschutzrecht - berührt sein. Dies bedeutet auch, dass im Zuge der Prüfungen nach den einzelnen Materiengesetzen unterschiedliche verfahrensrechtliche Bestimmungen zur Anwendung kommen und damit auch verschiedene Behörden mit der Erledigung der Verfahren befasst sind.

Vereinfachte Verfahren sind für Anlagen vorgesehen, die eine gewisse Engpassleistung unterschreiten. Von diesen vereinfachten Verfahren sind vorwiegend Ökostromanlagen betroffen. Basierend auf Erfahrungswerten liegt die Genehmigungsdauer im Schnitt zwischen sechs und achtzehn Monaten. Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist dieser Umstand hinsichtlich der Verfahrenslänge sicher als unbefriedigend zu werten.

Aktuelle Infrastrukturprojekte

Beim Ausbau der österreichischen Transportnetzinfrastuktur besteht ein wesentlicher Handlungsbedarf. Besonders hervorzuheben sind die Projekte Südburgenland-Kainachtal und St. Peter-Salzach Neu.

Der Bau des fehlenden 380-kV-Leitungsabschnittes von Südburgenland nach Kainachtal ("Steiermarkleitung", siehe Kapitel 3.1.2) wird vom Regelzonenführer alsbald angestrebt. Das Umweltverträglichkeitsverfahren lieferte einen positiven

Bescheid, gegen diesen aber Einsprüche angemeldet wurden. Das zugehörige Verfahren befindet sich derzeit in der letzten Instanz. Als möglicher Fertigstellungstermin dieses 380-kV-Leitungsabschnittes wird 2008 genannt.

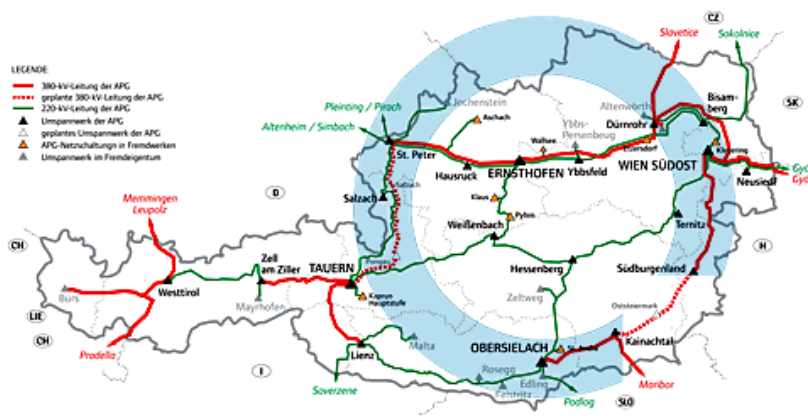
Als weiterer Schritt zur Schließung des 380-kV-Ringes in Österreich in der Regelzone VERBUND APG ist eine weitere Nord-Süd-Leitung ("Salzburgleitung") in Planung. Das zugehörige Genehmigungsverfahren wurde in den letzten Monaten eingeleitet.

Die nationalen Netzausbauprojekte begründen sich vorwiegend in den Stromverbrauchszuwächsen und im Ausbau der Windkraftanlagen.

Bezüglich 380-kV-Leitungsverbindungen zu den Nachbarstaaten werden verschiedene Projekte diskutiert, eine konkrete Umsetzung dieser oder anderer Leitungen ist derzeit nicht erkennbar.

Vor allem der Bau der geplanten „Steiermarkleitung“ als weiteres Teilstück des 380-kV-Ringes ist hinsichtlich der Stellung Österreich im UCTE-Verbundnetz und der internationalen Stromversorgungssicherheit essentiell.

Abbildung 23: Fehlender 380 kV-Ringschluss



Quelle: APG

5.2. Erdgas [Artikel 5]

Inlandsgasverbrauch – Status Quo und Prognose

Der Gesamterdgasverbrauch in Österreich betrug im Jahr 2004 rund 8.58 Mrd m³/95.016 GWh²². Im Vergleich zum erwarteten Jahresverbrauch im Jahr 2005 wird eine Steigerung von 0,5% für das Folgejahr 2006 prognostiziert; in direkter Abhängigkeit von der tatsächlichen Realisierung geplanter Gaskraftwerke in Österreich ist mit einem sprunghaften Verbrauchsanstieg von +10% im Jahr 2008 und +9% im Jahr 2010 (jeweils ausgehend von der Abnahmepronose für das Basisjahr 2006) zu rechnen.²³

Transportkapazitäten – Status Quo und Prognose

Die maximale Importkapazität für den Inlandsverbrauch Österreichs/Regelzone Ost beträgt ca. 17 GW/h. Das österreichische Gesamtimportvolumen 2004 betrug ca. 400 TWh. Bei einem Inlandsverbrauch der Regelzone Ost von ca. 90 TWh/h beträgt das Verhältnis der transitierten Menge zum lokalen Verbrauch somit etwa 4:1. (siehe auch Kapitel 4.2.1.)

Kapazitätsengpässe treten laut AGGM in folgenden Bereichen auf:

- Bereich TAG ab Gasjahr 2005
- Bereich Oberösterreich ab Gasjahr 2006
- Bereich Süd ab Gasjahr 2006
- Bereich Steiermark ab Gasjahr 2007

Etwa 19% des Jahresbedarfs wurden 2003 in Österreich selbst gefördert. Prognosen im Bereich der Produktionskapazitäten liegen nicht vor.

Projekte

Für den Bereich der Inlandskapazitäten bringt die Realisierung der seit langem geplanten Leitungsverbindung zwischen der Transitleitung WAG (Abzweigpunkt Bad Leonfelden) und Linz eine Entspannung der Kapazitätssituation im Raum Oberösterreich.

²² Abgabe an Endkunden; Gesamtinlandsverbrauch inklusive Eigenverbrauch und Verluste (2004): rund 8.99 Mrd m³/99.553GWh (Quelle: E-Control).

²³ Schätzungen der AGGM

Zur Erhöhung der Transportkapazität in den Regionen südliches Niederösterreich, Steiermark, Burgenland und Kärnten wurde von der AGGM in Zusammenarbeit mit den betroffenen Fernleitungsunternehmen eine Machbarkeitsstudie (Feasibility Study) durchgeführt.

Kapazitätserweiterungen sind zudem im Transitbereich für das Leitungssystem TAG geplant. TAG soll damit eine gegenüber der Europäischen Kommission eingegangene Verpflichtung²⁴ zum TAG-Ausbau im Ausmaß von 6,5 Mrd m³/a realisieren. Weitere Kapazitätssteigerungen – u.a. zur Deckung des steigenden österreichischen Bedarfs – sind noch zu prüfen.

Kapazitätserweiterungen sind weiters für das Transitsystem WAG in Planung: mit dem Transportvertrag beauftragt Gazexport die OMV bis 2027 jährlich rund 4,4 Mrd. m³ russisches Erdgas von der slowakischen Grenze bei Baumgarten durch Österreich zur deutschen Grenze bei Überackern (bei Burghausen) zu transportieren. Für den dazu notwendigen massiven Ausbau des WAG-Systems investiert die OMV rund 260 Mio. Euro. Der Ausbau wird in drei Stufen erfolgen und die Jahreskapazität der Pipeline von 7 auf 11 Mrd. m³ erhöhen. Die erste Ausbaustufe soll im Herbst 2007 mit einer zusätzlichen Kapazität von 1,9 Mrd. m³ pro Jahr in Betrieb gehen. Die Inbetriebnahme der zweiten Ausbaustufe ist 2008 geplant und bringt zusätzliche jährliche Kapazitäten von 0,6 Mrd. m³. Der Endausbau soll bis 2011 mit einer zusätzlichen Kapazität von 1,44 Mrd. m³ pro Jahr abgeschlossen sein.

Ein internationales Projekt ist der geplante Bau der 3.300 km langen „Nabucco“-Pipeline, an dem sich neben der österreichischen OMV die ungarische MOL, die bulgarische Bulgargaz, die rumänische Transgaz sowie die türkische Botas beteiligt haben. Die Inbetriebnahme ist für 2011 geplant. Mit der Leitung soll Erdgas aus Aserbeidschan, Turkmenistan oder dem Iran von der Türkei bis nach Baumgarten/Niederösterreich transportiert werden.

Für den Speicherbereich plant das Speicherunternehmen RAG AG die Realisierung eines neuen Speicherprojektes (Speicher Haidach). RAG, die deutsche WINGAS und die russische Gazprom unterzeichneten am 13.5.2005 einen Vertrag für das größte Erdgasspeicherprojekt Österreichs; in dem Speicher mit einem Fassungsvermögen von 2,4 Mrd. m³ könnte knapp ein Drittel des österreichischen Jahresbedarfs an Gas gespeichert werden. Der Speicher soll von RAG als Konzessionsinhaberin errichtet und technisch betrieben werden. Die Inbetriebnahme ist für 2007 geplant. Eine Voraussetzung dafür ist, dass die Austria-Bavaria-Gasleitung von Haidach nach Burghausen (Bayern) gebaut wird, wo sich ein Knotenpunkt der Gasleitungen in Deutschland befindet. Das Investitionsvolumen wird in etwa 250 Mio. Euro betragen.

Rolle der Regulierungsbehörde

Die Rolle der österreichischen Regulierungsbehörde im Bereich Infrastruktur umfasst zunächst die Genehmigung der Langfristplanung des Regelzonenführers (siehe

²⁴ Settlement Eni – DG Wettbewerb (Case Comp/E-4/37.881 – Territorial Restrictions).

Kapitel 4.1.2) durch die Energie-Control Kommission zur Erkennung von zukünftigen Kapazitätsengpässen. Die notwendigen Investitionskosten werden durch die von der Regulierungsbehörde festzulegenden Systemnutzungstarife gedeckt, die notwendigen Kosten werden dabei in einem Tarifprüfungsverfahren durch die Regulierungsbehörde festgestellt.

Über die Systemnutzungstarife abgedeckt werden zudem die notwendigen Kosten für sicheren Betrieb und Wartung der Leitungssysteme. Über diesen Aspekt der kurzfristigen Versorgungssicherheit als Frage des sicheren Netzbetriebes bei gegebener Versorgung hinaus, beschränkt sich die Rolle der E-Control GmbH und der E-Control Kommission im Bereich der langfristigen Versorgungssicherheit – im Sinne der Möglichkeit, Endverbraucher jederzeit im vollen nachgefragten Ausmaß und zu angemessenen Preisen mit Erdgas zu versorgen – vorwiegend auf Marktaufsichtsfunktionen, beide verfügen jedoch über keine Aktivkompetenz zur Setzung von Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung. Eine solche Lenkungscompetenz kommt ausschließlich dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit auf Basis des Energielenkungsgesetzes zu, der per Verordnung Maßnahmen zur Abwendung einer unmittelbar drohenden bzw. bereits bestehenden Störung der Energieversorgung Österreichs festlegen kann. Über die Anerkennung der notwendigen Kosten im Rahmen der Festsetzung der Systemnutzungstarife werden explizite regulatorische Anreizsystem zur Förderung neuer Infrastruktur und/oder Produktion nicht angewandt.

Zur Betrachtung der **Versorgungssicherheit als Aspekt der Servicequalität** im Sektor Erdgas, wird die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit pro Kunden – zumindest derzeit – nicht auf Basis von Statistik-Daten der Regulierungsbehörde erfasst, jedoch können ab dem Erhebungsjahr 2005 diese Werte basierend auf § 4 Z 1 lit. h der Gasstatistik-Verordnung errechnet werden.

6. Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen und Schutz der Kunden - Labelling [Artikel 3(9) Strom und 3(6) Gas]

Fokus – Labelling

In Österreich wurde bereits im Jahr 2000 die verpflichtende Stromkennzeichnung für Energielieferanten, welche Endverbraucher beliefern, eingeführt. Im Rahmen des Erlasses des Ökostromgesetzes im Jahr 2002 wurden die Bestimmungen nochmals novelliert und sind mit 1. Juli 2004 in Kraft getreten (vgl. §§ 45 und 45a Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz).

Die wesentlichsten Eckpunkte der österreichischen Regelung sind:

- Jeder Lieferant hat zumindest auf der Jahresabrechnung den Endverbraucher über den Primärenergieträgermix des vorangegangenen Jahres zu informieren.
- Der Primärenergieträgermix ist in Form eines Händlermixes auszuweisen.
- Die Berechnungsbasis ist die Abgabe an Endverbraucher im Basiszeitraum.
- Der Nachweis kann ausschließlich über Herkunftsnachweise bzw. über Nachweise von akkreditierten Stellen (hauptsächlich für Stromproduktion aus fossilen Energieträgern) erfolgen.
- Jener Menge, die nicht mit Nachweisen belegt werden kann, wird der UCTE-Mix zugeordnet.

Aufgrund des hohen Anteils an erneuerbarer Energie in Österreich stellen die Herkunftsnachweise (gem. Artikel 5 RL 2001/77/EG bzw. §8 Ökostromgesetz) die wesentlichste Grundlage für die Stromkennzeichnung dar.

Zur Vermeidung von Betrugsrisiken, wie doppelte Ausgabe bzw. doppelte Verwendung von Nachweisen, wird von der österreichischen Regulierungsbehörde eine Datenbank angeboten, in welcher die Herkunftsnachweise vom Netzbetreiber ausgegeben werden können und der Händler sein Labelling auf elektronischem Wege erstellen kann. Obwohl die Nutzung der Datenbank auf freiwilliger Basis stattfindet, wird ein Großteil der Produktion aus erneuerbarer Energie über diese abgewickelt.

Neben Nachweisen für die Elektrizitätsproduktion aus österreichischen Anlagen, können auch Nachweise aus dem Ausland, sofern sie den gesetzlichen Bestimmungen entsprechen, für die Stromkennzeichnung eingesetzt werden. Da in

vielen Mitgliedsstaaten die Umsetzung der Bestimmungen für die Herkunftsnachweise und die Stromkennzeichnung noch nicht abgeschlossen ist, ist der ausländische Anteil an Nachweisen eher gering.

Als Aufsichtsbehörde über die Stromkennzeichnung wurde die österreichische Regulierungsbehörde, E-Control, eingesetzt. Diese hat bereits im Vorfeld des Inkrafttretens der Regelungen gemeinsam mit den betroffenen Unternehmen, sowie Zertifizierungsstellen und NGOs, die Stromkennzeichnungsrichtlinien entwickelt, die sowohl ein Handbuch für die involvierten Marktteilnehmer darstellen als auch best practice-Ansätze enthalten. Neben den nationalen Gesetzesgrundlagen sind auch die Empfehlungen der Europäischen Kommission zur Stromkennzeichnung in dieses Papier eingeflossen. So hat man sich z.B. auf eine einheitliche Gestaltung der (tabellarischen und grafischen) Stromkennzeichnung einigen können, um dem Endverbraucher den Vergleich der Lieferanten zu erleichtern.

Im Mai und Juni 2005 hat die Regulierungsbehörde umfassende Überprüfungen der Stromkennzeichnung durchgeführt und ist weitestgehend zu einem äußerst positiven Ergebnis gekommen.

Die ersten Erfahrungen haben gezeigt, dass die Unternehmen die Chance, sich auf der Qualitätsebene zu differenzieren, vermehrt wahrnehmen. Um dem Kunden gegenüber glaubhaft zu bleiben, ist die aktive Stromkennzeichnung (Einsetzen von Nachweisen im Gegensatz zur Verwendung von Statistiken oder anderem) ein wesentliches Element, das natürlich auch auf einem dementsprechenden Informationssystem, welches in Österreich die Herkunftsnachweisdatenbank ist, aufgebaut sein muss.

Das österreichische System ist sowohl betreffend der Grundlagen (Herkunftsnachweise) als auch betreffend der Implementierung sehr weit fortgeschritten. Weniger fortgeschritten ist jedoch der datenbankbasierte Austausch mit dem Ausland, welcher sich in den nächsten Jahren noch verbessern muss, um Betrugsrisiken zu verhindern und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Implementierung des Annex A Richtlinie 2003/54/EG und Richtlinie 2003/55/EG

Im Zuge der Liberalisierung des österreichischen Strom- und Gasmarktes wurden keine besonderen Maßnahmen zum Schutz der Kunden getroffen, die über die allgemein gültigen Verbraucherschutzvorschriften hinaus gehen, da der Annex A der Richtlinie 2003/54/EG und Richtlinie 2003/55/EG bereits durch die allgemeinen konsumentenschutzrechtlichen Vorschriften umgesetzt ist. Im Interesse des Konsumentenschutzes und aus Gründen der Übersichtlichkeit und Transparenz sind jedoch spezialgesetzliche Vorschriften in Ausarbeitung.

Es existiert in Österreich derzeit kein System, dass im Falle berechtigter Beschwerden eine direkte Erstattung oder Entschädigung vorsieht.

Zur transparenten, einfachen und kostengünstigen Streitschlichtung existiert eine eigene Streitschlichtungsstelle, die bei der Regulierungsbehörde angesiedelt ist.

Für den Gasbereich ist die allgemeine Anschlusspflicht des Netzbetreibers dahingehend beschränkt, dass ein Anschluss der Kundenanlage an das Verteilernetz nur am technisch geeigneten Punkt und unter Wahrung der wirtschaftlichen Interessen des Netzbetreibers erfolgen muss.

Keine Preisregulierung für Endkunden

Aufgrund der vollständigen Marktöffnungen gibt es keine Regulierung der Energiepreise für Endkunden im österreichischen Elektrizitäts- und Erdgasmarkt. Ebenso wenig gibt es einen „Supplier of last resort“, womit auch für den Lieferanten keine Verpflichtung besteht, einen Liefervertrag mit einem Kunden abzuschließen, der von anderen Lieferanten abgelehnt wurde.