



TÄTIGKEITSBERICHT 2010

E-CONTROL

Schauen wir uns 2010 genauer an.

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	4
<hr/>	
Einleitung	
MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2010	10
> Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen	10
> Umsetzung des 3. Pakets: Was ändert sich auf nationaler Ebene?	13
> Preisentwicklung im Jahr 2010	20
> Verstärkung der Endkundenaktivitäten	22
> Entwicklung der Netzregulierung	28
> Marktaufsicht Ökostrom – Ökostromdeckelung	35
> Künftige Regulierung des Energiegroßhandels	38
<hr/>	
Strom	
ENTWICKLUNGEN AUF DEM ELEKTRIZITÄTSMARKT	42
> Entwicklungen auf dem österreichischen Elektrizitätsmarkt	42
> Entwicklung Ökostrom	47
> Preisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt	51
> Preisentwicklung für Endkunden	52
AKTIVITÄTEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE – STROM	57
> Regulierung der Netze: Tarifierung Strom	57
> Grenzüberschreitende Lieferungen	58
> Bericht Unbundling	60
> Aufsicht Regelzonenführer	63
> Aufsicht Verrechnungsstelle	63
> Entwicklung Ausgleichsenergiemarkt	64
> Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen	64
> Aufgaben aus der Energielenkung	64
> Statistische Arbeiten	65
> Strompreisvergleiche	65
> Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2009	69
> Langfristprognose	71
> Marktaufsicht Ökostrom und Kraft-Wärme-Kopplung	72
> Missbrauchsverfahren Strom	76
> Smart Metering im Strombereich	76
> Internationale Mitarbeit im Strombereich	78

Gas

ENTWICKLUNGEN AUF DEM GASMARKT	83
> Entwicklungen auf dem österreichischen Gasmarkt	83
> Preisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt	87
> Preisentwicklung für Endkunden	88
AKTIVITÄTEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE – GAS	92
> Regulierung der Netze: Tarifierung Gas	92
> Grenzüberschreitende Lieferungen (Transit)	92
> Bericht Unbundling Gas	93
> Aufsicht Regelzonenführer: Langfristige Planung (LFP)	97
> Qualität der Netzdienstleistung	100
> Aufsicht Clearingstellen	102
> Aufsicht Bilanzgruppenverantwortliche	102
> Ausgleichsenergiemarkt	104
> Speichermarkt	107
> Aufsicht CEGH	114
> Aufgaben im Gasbereich aus Energielenkung	116
> Statistische Aufgaben im Gasbereich	117
> Gaspreisvergleiche	117
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	118

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

ENDKUNDENSERVICES	124
> Endkundenaktivitäten in der E-Control	124
> Allgemeine Lieferbedingungen	125
> Tätigkeit der Endkundenberatungsstelle (Streitschlichtungsstelle)	125
> Informationstätigkeit	137
> Internationale Mitarbeit Endkundenthemen	138
TWINNINGPROJEKT	141

Jahresabschluss der Energie-Control GmbH 2010

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

STROM	170
> Verordnungen der Energie-Control Kommission	170
> Bescheide der Energie-Control GmbH	170
> Bescheide der Energie-Control Kommission	170
GAS	171
> Verordnungen der Energie-Control Kommission	171
> Bescheide der Energie-Control GmbH	171
> Bescheide der Energie-Control Kommission	171

Vorwort



Dr. Reinhold Mitterlehner

Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend

MEHR WETTBEWERB, TRANSPARENZ UND KUNDENRECHTE

Angesichts des weltweit steigenden Energiebedarfs und der knapper werdenden Ressourcen ist eine zukunftsorientierte Energiepolitik wichtiger denn je. Die richtige Antwort auf diese Herausforderungen gibt die Energiestrategie Österreich – mit dem Ziel einer Stabilisierung des Bruttoendenergieverbrauchs auf dem Niveau des Jahres 2005, einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger bis 2020 auf 34 Prozent sowie geringeren CO₂-Emissionen. Damit schaffen wir die Voraussetzungen für ein qualifiziertes Wachstum der Wirtschaft, sichern eine leistbare Energieversorgung für die Bevölkerung und gewährleisten eine nachhaltige Energiezukunft.

Im Sinne der Energiestrategie wurde 2010 auch das dritte EU-Energiebinnenmarktpaket im Parlament mit Zwei-Drittel-Mehrheit beschlossen. Durch die Novellen des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) sowie des Energie-Regulierungsbehördengesetzes (E-RBG) bringen wir den Wettbewerb am Energiemarkt in Fahrt, stärken die Kundenrechte und schaffen gute Rahmenbedingungen für Investitionen ins Energiesystem. Einen wichtigen Beitrag leistet in diesem Zusammenhang auch die Regulierungsbehörde. Die E-Control soll den Wettbewerb überwachen und klare Spielregeln für alle Marktteilnehmer gewährleisten.

Mit dem dritten Binnenmarktpaket werden die Rechte von Haushalten und Gewerbebetrieben bei der Stromversorgung gestärkt. So gilt künftig beim Lieferantenwechsel eine Drei-Wochen-Frist, bisher dauerte dieser Prozess in der Praxis bis zu acht Wochen. Mehr Transparenz bringt die gesetzliche Verankerung des E-Control-Tarifkalkulators sowie die Verpflichtung, dass auf Rechnungen und Werbematerial zusätzliche Informationen über Tarife und Primärenergieträger aufscheinen müssen.

Ein weiterer zentraler Punkt ist die Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber von den übrigen Aktivitäten eines vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmens. Dadurch kommt es zur Trennung der Netze von Erzeugung und Vertrieb des Stroms, um so mehr Wettbewerb zu ermöglichen. Änderungen gibt es auch für Verteilernetzbetreiber, die Unternehmen und Haushalte direkt beliefern. Sie müssen künftig unabhängig vom Mutterunternehmen agieren können, der Markenauftritt muss so erfolgen, dass die Kunden klar zwischen Stromerzeuger und Netzbetreiber unterscheiden können. Darüber hinaus macht die EU-Richtlinie einen Umbau der E-Control notwendig, sie wird nach dem Vorbild der Finanzmarktaufsicht (FMA) umstrukturiert.

Weiter vorangetrieben wird auch der Ausbau der erneuerbaren Energien. Gezielte Anreize für Investitionen in Ökostrom-Technologien leisten einen wichtigen Beitrag, um die Energie- und Klimaziele zu erreichen. Mit den neuen Ökostromtarifen wollen wir wirtschaftlich sinnvolle Projekte und Standorte auf dem Weg zur Marktreife effizient fördern, ohne dass übermäßige Zusatzkosten für die Konsumenten entstehen.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht 2010 gibt einen qualifizierten Überblick über die vielfältigen Aufgaben und Arbeitsschwerpunkte der Energie-Control. Unverzichtbar sind auch die zahlreichen Daten und Fakten zur Energiewirtschaft. Daher bedanke ich mich bei allen Mitarbeitern der E-Control für ihre wertvolle Arbeit und wünsche ihnen auch in Zukunft viel Erfolg.



Dr. Reinhold Mitterlehner



DI Walter Boltz

Geschäftsführer der Energie-Control GmbH

Das Jahr 2010 war für die Energiebranche von der Umsetzung des 3. Energie-Binnenmarktpaketes geprägt. Als erstes Ergebnis der Umsetzungsbemühungen wurde Anfang Oktober 2010 ein Begutachtungsentwurf des EIWOG und des Energie-Control-Gesetzes veröffentlicht. Am 30. November wurde schließlich im Nationalrat das neue Gesetzespaket beschlossen, das mit 3.3.2011 in Kraft tritt. Mit der Umsetzung des 3. Pakets in nationales Recht wird ein neuer Abschnitt am österreichischen Energiemarkt eingeleitet, der vor allem für die Konsumenten Verbesserungen mit sich bringen und Österreich stärker in den europäischen Energiemarkt integrieren wird.

Mit den Bestimmungen des 3. Pakets werden wichtige Schritte für den fairen Wettbewerb und die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer gesetzt. Eine künftig dreiwöchige Frist beim Lieferantenwechsel sowie transparentere und konsumentenfreundlichere Gestaltungen des Informations- und Werbematerials und der Rechnungen werden dazu beitragen, dass Konsumenten in Zukunft aktiver am liberalisierten Energiemarkt teilnehmen können. Als zentrale – nunmehr gesetzlich verankerte – Anlauf- und Beschwerdestelle wird sich die E-Control auch weiterhin dafür einsetzen, dass die heimischen Energiekunden von den Vorteilen des liberalisierten Energiemarktes profitieren können.

Doch auch die Regulierungsbehörde steht mit dem neuen Gesetzespaket vor einem neuen Abschnitt. Der Umbau in eine Anstalt öffentlichen Rechts, die Etablierung des Vier-Augen-Prinzips sowie neue, klar definierte Aufgaben für die nationale Regulierungsbehörde werden Veränderungen mit sich bringen. Wichtig ist jedoch, dass sie Österreich auf europäischer Ebene weiterhin gut vertreten kann, denn wesentliche Weiterentwicklungen des Marktes werden nicht in Wien entschieden.

Wesentlich im internationalen Kontext ist dafür die neu gegründete Agentur für Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators) mit Sitz in Ljubljana, die ab März 2011 ihre Aufgaben vollständig wahrnehmen wird. Eine Europäisierung der Energieregulierung und Koordination der Zusammenarbeit bei grenzüberschreitenden Aufgaben bringt viele Vorteile mit sich. So wird – durch den Grundsatz, dass ein Mitgliedstaat einer Stimme entspricht – der Einfluss kleinerer Mitgliedstaaten wie Österreich künftig gestärkt. Vorteile ergeben sich vor allem auch durch den koordinierten Netzausbau, der eine Verbesserung des Energietransports und ein erhöhtes Maß an Versorgungssicherheit mit sich bringen wird.

Die Umsetzung und die Auswirkungen der neuen Gesetzeslage werden nicht nur die E-Control, sondern die gesamte Energiebranche im Jahr 2011 intensiv beschäftigen.

Das neue Jahr wird also weiterhin spannende Herausforderungen mit sich bringen. In diesem Sinne freue ich mich auf eine weiterhin gute Zusammenarbeit im Jahr 2011 und möchte mich bei allen Mitarbeitern, Partnern der E-Control und der Branche für ihr Engagement im abgelaufenen Jahr bedanken!

The image shows a handwritten signature in blue ink that reads "Walter Boltz". The signature is written in a cursive, flowing style.

DI Walter Boltz



o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß

Generaldirektor für Wettbewerb a. D.

Vorsitzender des Aufsichtsrates der E-Control

Die E-Control arbeitet – und funktioniert – seit 2.3.2001, also inzwischen seit zehn Jahren. Ich durfte das „Werden“, die „Geburt“ und das Arbeiten der E-Control von Beginn an begleiten und bin nach allen Erfahrungen in diesem Zusammenhang fest davon überzeugt, dass die E-Control auch in ihrer – europarechtlich bedingten – neuen Rechtsform ab 3.3.2011, nämlich als Anstalt öffentlichen Rechts mit eigener Rechtspersönlichkeit, weiterhin ihre wachsenden Aufgaben hervorragend erfüllen wird. Wir alle wissen, dass es um für das Gemeinwohl und im öffentlichen Interesse essentielle Ziele wie Versorgungssicherheit, Energieeffizienz, europäische Marktintegration und funktionierende Märkte geht.

Der vorliegende, bereits zehnte, Jahresbericht der „Energie-Control“ zeigt nicht bloß, worum es im Detail geht, sondern auch, dass 2010 von der „E-Control“ wieder sehr gute Arbeit gemacht worden ist.

Als Vorsitzender des Aufsichtsrates der E-Control habe ich mich – auch im Namen des gesamten Aufsichtsrates – bei Herrn DI Walter Boltz und seinen Mitarbeitern sowie bei den Damen und Herren des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend, an der Spitze Herrn Bundesminister Dr. Reinhold Mitterlehner, für die erfolgreiche Arbeit herzlich zu bedanken. Mein Dank an das Wirtschaftsministerium erstreckt sich vor allem auf die prompte, präzise und ausgewogene Neufassung des Energie-Control-Gesetzes im Sinne der europäischen Richtlinien, welches inzwischen am 23.12.2010 verlautbart worden ist (BGBl. I 2010/110).



o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß



Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2010

Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen – 3. Energie-Binnenmarktpaket bringt Verbesserungen

2010/2011 wird in Österreich daran gearbeitet, die Vorgaben des 3. Energie-Binnenmarktpaket (3. Paket) in österreichisches Recht umzusetzen. Als Frist für die nationale Umsetzung ist in den Richtlinien der 3.3.2011 vorgesehen. Am gleichen Tag werden auch die Verordnungen, die Teil des 3. Pakets sind, anwendbar. Diese Bestimmungen betreffen vor allem den grenzüberschreitenden Energiehandel sowie die Einrichtung einer europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren.

Neuer Rechtsrahmen zur Europäisierung der Energiepolitik

Das 3. Binnenmarktpaket setzt konsequent die seit den 1990er Jahren bestehenden Bestrebungen zur Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes fort. Der neue (europäische) Rechtsrahmen soll zur Europäisierung der Energiepolitik¹ beitragen, indem er

- > das Mandat der nationalen Regulierungsbehörden erweitert und diese in Zukunft bei ihren Entscheidungen auch die Auswirkungen auf den Binnenmarkt berücksichtigen müssen;
- > eine neue europäische Regulierungsagentur, ACER, vorsieht, die die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden bei grenzüberschreitenden Aufgaben auf eine neue institutionelle Ebene hebt;²
- > die nationalen Regulierungsbehörden zur stärkeren Kooperation mit anderen Regulierungsbehörden verpflichtet, dies nicht nur im Rahmen von ACER, sondern auch auf bilateraler und regionaler Ebene;
- > Regelungen schafft für die engere Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern und deren neuen europäischen Organisationen, den sog. ENTSOs, nationalen Regulierungsbehörden, Kommission und ACER;
- > die Entwicklung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes vorsieht, die zu europaweit geltenden Marktregeln führen sollen;
- > die Erstellung aufeinander abgestimmter europaweiter und nationaler zehnjähriger Netzentwicklungspläne vorsieht, die den koordinierten Ausbau der Infrastruktur sicherstellen sollen.

KOORDINIERUNG VIA ACER BRINGT VORTEILE FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT

Für die Marktintegration im internationalen Kontext wesentlich ist die neu gegründete Agentur für Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (kurz ACER, das für Agency for the Cooperation of Energy Regulators steht). ACER ist eine Gemeinschaftseinrichtung mit Rechtspersönlichkeit und folgt weitgehend dem Muster einer klassischen europäischen Regulierungsagentur.

¹ Siehe W. Urbantschitsch, Europäisierung der Energieregulierung, ÖJZ 2009, 849.

² Die Regulierungsbehörden waren bisher in CEER (Council of European Energy Regulators, einem privaten Verband nach belgischem Recht) und in ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas, einem durch das 2. Liberalisierungspaket eingesetzten Beratungsgremium für die Europäische Kommission) organisiert.

Die Agentur hat unter anderem auch folgende Aufgaben zu erfüllen:

- > Ausarbeitung von Rahmenleitlinien und Stellungnahmen zu den von den ENTSOs auf Basis der Rahmenleitlinien ausgearbeiteten Netzkodizes;
- > Überwachung und Monitoring der ENTSOs;
- > Monitoringaufgaben, z. B. zu den Wettbewerbsbedingungen am Strom- und Erdgassektor, insb. in Bezug auf die Endkundenpreise, den Zugang zum Netz und die Einhaltung der Binnenmarkttrichtlinien;
- > stärkere Koordinierung der nationalen Energieregulierungsbehörden;
- > Schließung des sog. „regulatory gaps“, d. h. Einrichtung einer Entscheidungsinstanz, wenn sich die nationalen Behörden nicht einigen können.

Umfangreiche Aufgaben für ACER

Die Details über die Arbeit von ACER im Jahr 2011 finden sich im Arbeitsprogramm³, das im September 2010 vom Verwaltungsrat der Agentur angenommen wurde. Derzeit besteht in der Europäischen Kommission die Tendenz, bei allen regulierungsrelevanten Vorschlägen, die Kompetenzen von ACER auszuweiten.⁴

ACER wird in Ljubljana, Slowenien, ihren Sitz haben; das Seat Agreement zwischen der Republik Slowenien und der Kommission wurde Ende November 2010 abgeschlossen. Zum Direktor wurde im Frühjahr 2010, nach positiver Stellungnahme des Regulierungsrates, Alberto Pototschnig bestellt. Er hat Mitte September 2010 sein Amt aufgenommen und ist seitdem mit dem Aufsetzen der Agentur beschäftigt. ACER hat bereits erste Mitarbeiter rekrutiert, weitere Mitarbeiter werden gesucht. Ihre Aufgaben und Zuständigkeiten bekommt ACER mit dem Ende der Übergangsfrist, d. h. am 3.3.2011, übertragen. Bis dahin soll nicht nur der Großteil der Mitarbeiter von ACER angestellt sein, sondern soll ACER auch tatsächlich nach Ljubljana übersiedelt sein.

Neben dem Direktor gibt es noch drei weitere Organe: den Verwaltungsrat, den Regulierungsrat und den Beschwerdeausschuss. Für Letzteren wurde ein Aufruf zur Interessenbekundung veröffentlicht, eine Auswahl der Mitglieder ist allerdings noch nicht erfolgt. Der Verwaltungsrat hat sich im März 2010 konstituiert und seine Vorsitzenden gewählt. Er setzt sich zusammen aus fünf Mitgliedern, die vom Rat ernannt wurden, und je zwei, die von der Europäischen Kommission und vom Europäischen Parlament ernannt wurden. Die Hauptaufgaben des Verwaltungsrates betreffen administrative Tätigkeiten. Der Verwaltungsrat muss darüber hinaus die Mitglieder der anderen Organe förmlich ernennen.

³ http://www.energy-regulator.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/The_Agency/Work_programme/ACER%20Work%20Programme%202011.pdf

⁴ Siehe z. B. Artikel 6(8) VO (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20.10.2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der RL 2004/67/EG, ABI 2010, L 295, 1; oder mehrfache Überantwortung von Aufgaben in den sog. ITC-Guidelines (VO (EU) Nr. 838/2010 der Kommission vom 23.9.2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte, ABI 2010, L 250, 838.

Der Regulierungsrat, der sich aus hochrangigen Vertretern der nationalen Regulierungsbehörden und einem (nicht stimmberechtigten) Mitglied von der Europäischen Kommission zusammensetzt, hat sich Anfang Mai 2010 konstituiert und Lord Mogg, den Vorsitzenden der britischen Regulierungsbehörde, zum Vorsitzenden und Walter Boltz, Chef der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control, zum stellvertretenden Vorsitzenden gewählt. Der Regulierungsrat wird, anders als bisher ERGEG, auf der Basis des Grundsatzes 1 Mitgliedstaat = 1 Stimme agieren. Dies gibt kleineren Mitgliedstaaten, wie Österreich, einen stärkeren Einfluss als bisher.

Mehr Infos zu ACER finden sich auf der vorläufigen Website von ACER unter www.energy-regulator.eu.

VERBINDLICHE REGELN FÜR MEHR MARKTINTEGRATION

Das 3. Paket sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber für Strom und Gas im Rahmen von ENTSO (European Network of Transmission System Operators) erstmals dazu verpflichtet werden, Regeln für einen integrierten Markt auszuarbeiten. Diese betreffen vor allem Transparenzbestimmungen, Netzzugang, gemeinsame Krisenmechanismen, Regeln für die Erhöhung der Energieeffizienz, koordinierte Investitionstätigkeit etc. Es muss sichergestellt werden, dass diese Regeln pro Wettbewerb und nicht pro Marktabschottung wirken.

ACER erlässt Rahmenleitlinien

Die Basis der von den ENTSOs zu erarbeitenden Netzkodizes bilden (unverbindliche) Rahmenleitlinien, sog. Framework Guidelines, die von ACER zu erlassen sind. Die europäischen Energieregulatoren (im Rahmen von ERGEG) haben, auf Wunsch der Europäischen Kommission, in diesem Bereich schon umfangreiche Vorarbeiten geleistet. Die erste Framework Guideline zur Kapazitätsvergabe im Gas wurde bereits der Europäischen Kommission übermittelt, wobei diese um Änderung einiger Bestimmungen ersucht hat. Die endgültige Framework Guideline (Kapazitätsvergabe im Gas) liegt bereits vor und dient als Grundlage für einen Auftrag an ENTSOG zur Erarbeitung von entsprechenden Netzkodizes. Weitere Framework Guidelines sind derzeit in Arbeit. So soll im Strombereich im Dezember 2010 der Vorschlag für eine Framework Guideline zum Thema Netzanbindung (grid connection) der Kommission übermittelt werden. Diese umfangreichen Vorarbeiten der europäischen Energieregulatoren sollen der Beschleunigung des Prozesses dienen, da die Agentur erst ab März 2011 formal agieren kann, die Regulatoren aber die Notwendigkeit sahen, nicht 1½ bis 2 Jahre ungenutzt verstreichen zu lassen. Anders als die Mitgliedstaaten, wo die Umsetzung in nationales Recht häufig zu intensiven politischen Debatten führt und somit



die Umsetzung verzögert, wird auf EU-Ebene bereits konstruktiv und intensiv an Lösungen gearbeitet. Die E-Control ist aktiv in diesen Prozess involviert und gestaltet mit, da in diesem neuen Rechtsrahmen eine wichtige Chance für die Integration des österreichischen Marktes gesehen wird.

Die Netzkodizes können in weiterer Folge via Komitologie verbindlich gemacht werden. Es ist für den Energiemarkt von Bedeutung, dass diese Regeln für alle Marktteilnehmer in Europa verbindlich sind.

Umsetzung des 3. Pakets: Was ändert sich auf nationaler Ebene?

Die Umsetzung des 3. Energie-Binnenmarktpakets

Mit 3.9.2009 trat das 3. Paket für die Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft in Kraft, das aus zwei Richtlinien und drei Verordnungen besteht.⁵ Die Richtlinien sind bis 3.3.2011 umzusetzen, die Verordnungen gelten unmittelbar ab diesem Zeitpunkt. Die Richtlinie 2009/72/EG betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt und die Richtlinie 2009/73/EG betreffend den Erdgasbinnenmarkt enthalten zahlreiche neue Vorgaben, etwa für die Einrichtung und die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden, die Stärkung des Konsumentenschutzes und die Förderung des Wettbewerbs.

Zur Umsetzung der ElektrizitätsbinnenmarktRL wurden vom österreichischen Gesetzgeber das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) 2010 und das Energie-Control-Gesetz erlassen, welche an die Stelle des bisherigen EIWOG und des Energie-Regulierungsbehördengesetzes treten. Gemäß der verfassungsrechtlichen Kompetenzverteilung kommt in Elektrizitätsangelegenheiten dem Bund die Kompetenz zur Grundsatzgesetzgebung und den Ländern die Kompetenz zur Ausführungsgesetzgebung zu. Den Ländern ist dafür eine Frist von mindestens sechs Monaten einzuräumen. Das EIWOG 2010 und das Energie-Control-Gesetz wurden am 22.12.2010 kundgemacht. Die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Gas wird 2011 erfolgen.

Nationale Gesetzesänderungen zur Umsetzung des 3. Pakets

⁵ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG; RL 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG; VO 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1228/2003; VO 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen Verordnung (EG) 1775/2005; VO 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, alle veröffentlicht ABI 2009, L 211/55

EIWOG

Die Stammfassung des EIWOG wurde im Jahr 1998 beschlossen und seitdem (inklusive Aufhebungen durch den Verfassungsgerichtshof) bis zum Jahr 2008 zehn Mal geändert. Aufgrund der weiteren zahlreichen Eingriffe in das Gesetz, die sich durch das 3. Energieliberalisierungspaket ergeben, wurde es als zweckmäßig erachtet, das EIWOG zur Gänze neu zu erlassen. Dies wurde auch zum Anlass genommen, einige Bereinigungen vorzunehmen sowie die Systematik zu überarbeiten.

Das EIWOG 2010 besteht aus vierzehn Teilen. Den Beginn machen die Grundsätze, es folgen Regelungen über das Diskriminierungsverbot und die Vertraulichkeit, in einem weiteren Teil Vorgaben für Stromerzeugungsanlagen und Stromlieferungsverträge. Nach einem Teil über den Betrieb von Netzen folgt die neue Vorgabe über die Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern. Die weiteren Teile betreffen das Systemnutzungsentgelt, Pflichten der Lieferanten und Stromhändler, die Erzeuger, KWK-Anlagen sowie Pflichten von Stromunternehmen gegenüber Kunden. Nach den Regelungen über Bilanzgruppen finden sich am Ende Bestimmungen über die Überwachungsaufgaben der Regulierungsbehörde, die Behördenzuständigkeit im Allgemeinen sowie über sonstige organisatorische Festlegungen. Den Abschluss bilden Strafbestimmungen und Geldbußen sowie Übergangs- und Schlussbestimmungen.

Neue Vorgaben für Unbundling

Gänzlich neu gestaltet wurden die Entflechtungsvorgaben für Übertragungsnetzbetreiber. Sie gehen – in weiten Teilen wörtlich – auf die ElektrizitätsbinnenmarktRL zurück. Die neuen Vorgaben geben den österreichischen Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit, aus einem der vier Modelle (eigentumsrechtliche Entflechtung, unabhängiger Netzbetreiber/Independent System Operator, unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber/Independent Transmission Operator sowie wirksamere Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers/ITO+) umzusetzen. Damit wurde die von der Richtlinie eingeräumte Freiheit der Mitgliedstaaten, sich für eines der vorgegebenen Entflechtungsmodelle zu entscheiden, an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben. Besonderer Umsetzung bedurfte auch das Verfahren zur Zertifizierung der Übertragungsnetzbetreiber. Dabei hat die nationale Regulierungsbehörde der Europäischen Kommission einen Entscheidungsentwurf zu übermitteln, die dazu Stellung zu nehmen hat. Die nationale Regulierungsbehörde hat dieser Stellungnahme weitestgehend nachzukommen.

Das Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte wurde ebenfalls neu geregelt. Insbesondere gibt es nun gegenüber dem Altbestand umfangreichere und das Verhalten der Regulierungsbehörde viel stärker bindende gesetzliche Regelungen, sowohl über die Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung, aber auch über die einzelnen Entgeltkomponenten. Das Verfahren selbst wurde insoweit einer Modifikation unterworfen, als zunächst die Kostenbasis der Netzbetreiber durch Bescheid von der Regulierungsbehörde



bestimmt wird und in weiterer Folge, basierend auf den zuvor ergangenen Bescheiden, die Systemnutzungsentgelte mittels Verordnung durch die Regulierungsbehörde festgesetzt werden. Inhaltlich entsprechen die neuen gesetzlichen Vorgaben weitestgehend der bisher geübten behördlichen Praxis.

Überarbeitet wurden auch jene Regelungen, welche die Pflichten der Netzbetreiber und Stromlieferanten gegenüber ihren Kunden betreffen. Zum einen wurde die Wechselfrist in Übereinstimmung mit den Richtlinienvorgaben auf drei Wochen reduziert, zum anderen wurde die Bestimmung über den Versorger letzter Instanz modifiziert. Besondere Vorgaben finden sich nun auch im Zusammenhang mit der Abschaltung und der Information der Kunden sowie – ebenfalls in Übereinstimmung mit den neuen EU-Vorgaben – über intelligente Messgeräte. Der BMWFJ kann nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse die Einführung intelligenter Messeinrichtungen festlegen. In weiterer Folge hat die Regulierungsbehörde jene Anforderungen durch Verordnung zu bestimmen, denen diese Geräte zu entsprechen haben.

**Mehr Rechte für
die Kunden**

Der Regulierungsbehörde werden durch das EIWOG neue Aufgaben übertragen. Sie betreffen insbesondere die bereits genannten Regelungen im Zusammenhang mit der Entflechtung sowie die Überwachung von Netzbetreibern und Lieferanten. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die Regulierungsbehörde Anträge an das Kartellgericht auf Verhängung von Geldbußen stellen kann, wenn Netzbetreiber ihren Verpflichtungen im Zusammenhang mit der Entflechtung nicht nachkommen.

Die neuen gesetzlichen Vorgaben sind zum einen unmittelbar anwendbares Bundesrecht, zum anderen handelt es sich um Grundsatzbestimmungen, die in weiterer Folge durch die Länder umzusetzen sind. Das EIWOG tritt – von wenigen Ausnahmen abgesehen – am 3.3.2011 in Kraft.

ACER wird die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden bei grenzüberschreitenden Aufgaben koordinieren, eine stärkere europäische Orientierung mit sich bringen sowie Monitoringaufgaben wahrnehmen. Vor allem soll der Einfluss kleinerer Mitgliedstaaten wie Österreich gestärkt werden. So entscheidet der Regulierungsrat auf Basis „1 Mitgliedstaat = 1 Stimme“ und nicht mit der in der EU sonst üblichen Stimmgewichtung auf Basis der Landesgröße.

Neuorganisation der Regulierungsbehörde: Das E-ControlG

Das dritte Energie-Binnenmarktpaket verfolgt als wesentliches Ziel die Stärkung der Regulierungsbehörden. So sieht etwa Erwägungsgrund 34 der ElektrizitätsbinnenmarktRL vor, dass „die Regulierungsbehörden Entscheidungen in allen relevanten Regulierungsangelegenheiten treffen können und völlig unabhängig von anderen öffentlichen oder privaten Interessen sein“ muss. Auch der Richtlinien text selbst spiegelt dieses Ziel in den Art. 35 ff. wieder, die sich der Gestaltung der Regulierungsbehörde widmen. Dort wird zusammengefasst festgelegt, dass jeder Mitgliedstaat nur eine einzige nationale Regulierungsbehörde benennen darf und die Regulierungsbehörde rechtlich getrennt und funktional unabhängig von anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen sein muss. Personal und Management müssen unabhängig vom Marktinteresse agieren und dürfen keine Weisungen von öffentlichen oder privaten Stellen einholen.

Der Handlungsbedarf aufgrund dieser Vorgaben wird in Anbetracht der derzeit noch bestehenden Struktur der österreichischen Regulierungsbehörden für den Elektrizitäts- und Erdgasbereich klar: Zum einen bestehen derzeit zwei Regulierungsbehörden, die Energie-Control GmbH und die Energie-Control Kommission, die sich die Regulierungsaufgaben gemäß Energie-Regulierungsbehördengesetz teilen; die europarechtlich geforderte Einheitlichkeit der Regulierungsbehörde ist somit nicht gegeben. Zum anderen ist die Ausgestaltung der Energie-Control GmbH als ausgegliederte Gesellschaft mit beschränkter Haftung aufgrund der Judikatur des Verfassungsgerichtshofes nur dann zulässig, wenn der Weisungszusammenhang zu einem obersten Verwaltungsorgan gewährleistet ist; gerade die Weisungsbefugnis eines Bundesministers ist aber nunmehr europarechtlich verboten.

**Neugestaltung der
Regulierungsbehörde**

Bei der Neugestaltung der Regulierungsbehörde hat sich der Gesetzgeber an der Finanzmarktaufsichtsbehörde (in der Folge: FMA) orientiert, die als Anstalt öffentlichen Rechts eingerichtet ist. Anstalten öffentlichen Rechts können im Rahmen der verfassungsrechtlichen Grenzen weitgehend frei gestaltet werden und seit der Änderung des Bundes-Verfassungsgesetzes mit BGBl. 2/2008 ist eine einfachgesetzliche Verankerung der Weisungsfreiheit möglich, sofern einer der in Art. 20 Abs. 2 B-VG genannten Gründe vorliegt. Die Organisation der neuen Behörde regelt künftig das Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), das am 3.3.2011 in Kraft treten wird und die Errichtung der „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)“ vorsieht. Die Organe der E-Control sind ein Vorstand, eine Regulierungskommission und ein Aufsichtsrat, die bei der Wahrnehmung regulatorischer Aufgaben weisungsfrei agieren (vgl. Art. 20 Abs. 2 Z 8 B-VG). Zur Beratung der Regulierungsbehörde insbesondere in Tariffragen wird ein Regulierungsbeirat eingerichtet, dem Vertreter von Bundesministerien, Interessenvertretungen und Bundesländern angehören.



Der Vorstand, bestehend aus zwei Mitgliedern, ist grundsätzlich für die Leitung des Dienstbetriebes und die Vertretung der Anstalt nach außen verantwortlich und wird mit der Möglichkeit auf einmalige Wiederbestellung auf fünf Jahre bestellt. Die Regulierungskommission als Organ der Anstalt E-Control, bestehend aus fünf Mitgliedern, erfüllt wie bisher die Energie-Control Kommission die Voraussetzungen eines Tribunals i.S.d. Art. 6 EMRK und entscheidet mit einfacher Mehrheit. Auch die Mitglieder der Regulierungskommission werden auf fünf Jahre mit der Möglichkeit auf einmalige Wiederbestellung ernannt. Die Aufgabenverteilung zwischen dem Vorstand und der Regulierungskommission ergibt sich aus dem E-ControlG, wobei grundsätzlich alle Aufgaben, die in § 12 E-ControlG nicht der Regulierungskommission zugezählt werden, dem Vorstand obliegen.

Einen Sonderfall stellt die Entgeltfestsetzung für die Leistungen der Netzbetreiber dar. Sie wird künftig in zwei Schritten unter Einbindung beider Organe erfolgen: Die Kostenfeststellung durch Bescheid des Vorstands und die Entgeltfestsetzung durch Verordnung der Regulierungskommission. Während in der Regel Entscheidungen des Vorstands und der Regulierungskommission nicht der Abänderung im Verwaltungsrechtsrechtsweg unterliegen, kann gegen Kostenbescheide die Regulierungskommission angerufen werden.

Dem Aufsichtsrat kommen schließlich Überwachungsaufgaben zu, die in den § 15 ff. E-ControlG näher umschrieben werden.

Die Anstalt nimmt neben ihren regulatorischen Aufgaben auch Aufgaben im öffentlichen Interesse wahr (z. B. Aufgaben in Zusammenhang mit Energielenkung, Ökostrom, Fördermittelverwaltung; vgl. § 5 Abs. 4 E-ControlG), deren Erledigung unter der Leitung und nach den Weisungen des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend (in der Folge: BM-WFJ) erfolgt. Über Berufungen gegen Entscheidungen des Vorstands der E-Control in diesen Angelegenheiten entscheidet der BMWFJ.

Zur Wahrung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde müssen ihr gem. Art. 37 der ElektrizitätsbinnenmarktRL jedes Jahr separate Haushaltsmittel zugewiesen werden.

Wie bisher erfolgt daher die Finanzierung für die Erfüllung regulatorischer Aufgaben über Beiträge der Marktteilnehmer an die Regulierungsbehörde; die Wahrnehmung der Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse wird vom Bund getragen. Damit ist gewährleistet, dass die Regulierungsbehörde über eine angemessene finanzielle Ressourcenausstattung verfügen wird. Der Vorstand der E-Control kann Arbeitnehmer in der erforderlichen Anzahl durch Dienstvertrag einstellen, womit die angemessene personelle Ressourcenausstattung gewährleistet ist.

Die Aufgaben der neuen Regulierungsbehörde sind vorwiegend in den Materiengesetzen geregelt, insbesondere die Bestimmungen zu Entflechtung und Zertifizierung sehen zahlreiche neue Tätigkeitsbereiche für die Regulierungsbehörde vor. Das E-ControlG selbst regelt allgemeine Zuständigkeiten der Regulierungsbehörde, wie etwa die Aufsicht und Überwachung der Marktteilnehmer, die Kompetenz zur Streitschlichtung sowie Berichtspflichten. Die E-Control kommt darüber hinaus allen Entscheidungen der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren und der Europäischen Kommission nach und arbeitet mit ihnen und anderen nationalen Regulierungsbehörden zusammen. Um ihre Aufgaben effektiv wahrnehmen zu können, verfügt die Regulierungsbehörde über umfassende Aufsichts- und Einsichtsrechte sowie in einzelnen Fällen über die Möglichkeit zur Durchführung von Hausdurchsuchungen.

**Anstalt nimmt
am 3. März ihre
Tätigkeit auf**

Wie eingangs erwähnt wird die neu zu gründende Anstalt mit 3.3.2011 ihre Tätigkeit als Gesamtrechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH aufnehmen und alle Verfahren, die bei der Energie-Control GmbH oder der Energie-Control Kommission zu diesem Zeitpunkt anhängig sind, weiterführen.

NOVELLE GWG

E-Control hat eine neue Marktorganisation für die Novelle des Gaswirtschaftsgesetz zur Diskussion gestellt, die die Entwicklung eines liquiden Handelsplatzes durch folgende Rahmenbedingungen unterstützen soll:

- > Auf dem Bundesgebiet soll in jedem Marktgebiet nur eine Entry-Exit-Zone („Gasse“) eingerichtet werden. Für Tirol und Vorarlberg als eigene Marktgebiete sollen die Regeln zu dem benachbarten Marktgebiet in Deutschland soweit harmonisiert werden, dass grenzüberschreitender Wettbewerb barrierefrei funktionieren kann. Das Entry-Exit-System ist ein in Europa einheitliches System, das gewährleistet, dass nationale Konsumenten auch Zugang zu den internationalen Gasflüssen erhalten. Außerdem können sich dadurch leichter liquide Handelsplätze bilden, die wichtig sind, damit Europa endlich preislich von den Ölpreisbewegungen unabhängiger wird.
- > Konzentration des Gashandels am Virtuellen Handelspunkt (VHP) eines Marktgebietes. Dazu soll die bereits in Baumgarten und Oberkappel eingerichtete Marktorganisation (OTC und Börsehandel) von CEGH auf den VHP übergeführt werden.



- > Ein Marktgebietsmanager stellt den koordinierten Betrieb des Gesamtnetzes des Marktgebietes sicher.
- > Ein Verteilgebietsmanager verwaltet die Schnittstelle zwischen Fernleitungs- und Verteilnetz.
- > Koordinierter Betrieb des Gesamtnetzes des Marktgebietes in Hinblick auf Netzsteuerung, Kapazitätsnutzung, Ausbauplanung.
- > Verbesserter Zugang zu Gasspeichern, da Gasmengen eher gleichmäßig angeliefert werden, der Verbrauch aber natürlich im Winter besonders stark ist – dies erfordert die Einspeicherung von Gas im Sommer.
- > Koordinierung der Leitungsinvestitionen – dadurch sollen Netzerweiterungen optimal aufeinander abgestimmt werden. Heute wird oftmals ein Teilstück verstärkt, was aber nur geringe Verbesserungen bringt, wenn die Infrastruktur vor diesem Stück und nach diesem Stück nicht auch verstärkt wird.

Der Vorteil des neuen Systems besteht darin, dass der gesamte Gashandel in einem Marktgebiet (Transit und Inland) an einem Handelspunkt (VHP) Österreich konzentriert wird, so dass der Endverbraucher mit Gas versorgt werden kann, ohne über Einspeisekapazitäten verfügen zu müssen.

Ein Begutachtungsentwurf wurde zu Beginn 2011 ausgesendet. Die Beschlussfassung der Novelle ist im April 2011 zu erwarten.

Preisentwicklung im Jahr 2010

Strom

Der Spotmarkt reflektierte 2010 mehrere gegensätzliche Impulse. Sehr unterschiedliche Ereignisse führten im Day-Ahead-Markt zu Ausschlägen in positive und negative Richtung, wie zum Beispiel der Generalstreik in Frankreich oder die Änderungen in dem deutschen EEG-Einspeisemechanismus. Neben den Temperaturen als Nachfragemotor war auf der Erzeugungsseite die prognostizierte Windeinspeisung ein entscheidender Faktor bei der Bestimmung der Spotpreise.

Im langfristigen Markt zeigte sich das Jahr 2010 eher von der langweiligen Seite. So gab es bei den Base-Jahreskontrakten 2011 und 2012 kaum merkliche Änderungen. Dabei pendelte der Base-Kontrakt 2011 durchwegs um die 50-Euro-Marke, beeinflusst von den leicht sinkenden Kohlepreisen und den relativ stabilen CO₂-Preisen. Bei den Peak-Futures konnte mehr Bewegung beobachtet werden, die größeren Schwankungen bei den Gasgroßhandelspreisen haben sich auf die Erwartungen der Händler über den zukünftigen Kraftwerkseinsatz im Spitzenlastbereich ausgewirkt.

Obwohl die E-Control mit Beginn des Jahres 2010 die Netztarife neuerlich gesenkt hat, kam diese Preisreduktion bei den Endkunden nicht an. Einige Unternehmen erhöhten sogar über den ursprünglichen Gesamtpreis hinaus. Im Jahr 2010 haben sich die Preise im Vergleich zum Vorjahr um ca. 3% erhöht. Der teuerste Local Player verlangt einen um knapp 50% höheren Energiepreis als der billigste Lieferant.

Die Preise für Industriekunden sind im ersten Halbjahr 2010 jedoch erstmals gesunken. Insgesamt sind die Preise jedoch noch auf einem weit höheren Niveau als im Jahr 2008.



Gas

Die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten war in 2010 durch ein großes Überangebot an Gasmengen, aber auch zeitweiser Preisabkopplung von einzelnen Handelspunkten (z. B. CEGH, PSV) durch Störungen im Transportnetz geprägt. Deutlich wird, dass in Nordeuropa die Preisbewegungen an den Hubs NBP, Zeebrugge, TTF und NCG immer enger gekoppelt sind.

Die Gasspotpreise sind bis März 2010 gesunken und danach bis Mitte Juli 2010 wieder deutlich angestiegen. Mitte Juli ist die Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Italien – Transitgas – aufgrund technischer Störungen ausgefallen. Die Transitleitung ist für die Gasversorgung Italiens von hoher Bedeutung, da ca. 20 Prozent des italienischen Gasimports über die Transitgas importiert werden. Auswirkungen dieser Transportunterbrechung waren, dass die Preise am NCG gesunken (aufgrund der fehlenden Nachfrager der italienischen Händler) und die Preise am CEGH (aufgrund der steigenden Nachfrage der italienischen Händler) gestiegen sind und sich der Preisabstand zwischen den Hubs CEGH und NCG überproportional im Vergleich zum Vorjahreszeitpunkt vergrößert hat. Seit Anfang November 2010 steigen die Spotpreise wieder und der Abstand zwischen NCG und CEGH hat sich zunächst reduziert und war im Dezember 2010 nicht mehr vorhanden.

Gasspotpreise zuerst gesunken, dann wieder gestiegen

Die Importpreise, die zum größten Teil an die Ölpreisentwicklung gekoppelt sind, sind bis Mai 2010 gefallen und seitdem wieder angestiegen. Spotpreis-Niveau und Importpreise haben sich zum Ende des Jahres wieder angenähert.

Die Preise für Haushaltskunden sind im ersten Halbjahr 2010 wieder im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gesunken.⁶ Von Seiten der Lieferanten kam es im Jahr 2010 zu einigen Preiserhöhungen, lediglich 2 Lieferanten senkten die Energiepreise. Im Vergleich zum Juli 2008 ist ein durchschnittlicher Preisanstieg von ca. 20% für Kleinkunden zu beobachten.

Die Preise für Industriekunden sind hingegen kontinuierlich gefallen. Im Vergleich zum Vorjahr sank der Importpreis um ca. 21%, die Industriepreise gingen hingegen nur um 9% bis 13% zurück.

⁶ Vgl. www.e-control.at, Marktstatistik

Verstärkung der Endkundenaktivitäten

Viele Verbesserungen beim Tarifkalkulator

Relaunch des Tarifkalkulators

Rund neun Jahre nach dem Start des ersten österreichischen Tarifkalkulators für Strom und Gas ging die E-Control im Juni 2010 mit einer runderneuerten Version ihrer meistgenutzten Internetapplikation online. Mit dem Relaunch wurde der Tarifkalkulator noch anwenderfreundlicher und bietet Konsumenten nun eine ganze Reihe neuer, komfortabler Funktionen.

Neuerungen im Überblick

Im neuen Tarifkalkulator ist kein Weiterklicken mehr nötig. Der User benötigt lediglich drei einfache Eingaben (Auswahl Strom oder Gas, PLZ und Verbrauch), die er alle auf einer Seite eingeben kann, und schon erhält er ein erstes Ergebnis.

Um eine zusätzliche Vereinfachung zu schaffen und der Tatsache Rechnung zu tragen, dass vielen Konsumenten ihr Verbrauch im Moment des Onlinevergleichs nicht bewusst ist, kann ganz einfach ein Schätzwert dafür ermittelt werden. Dazu bedarf es lediglich der Eingabe der Haushaltsgröße (bei Strom) bzw. Wohnungsgröße (bei Gas).

Ein weiterer Vorteil des neuen Designs ist, dass Ersparnisse auf den ersten Blick deutlich werden. Die Preisunterschiede zum jeweils bestehenden Lieferanten und Produkt werden sofort angezeigt.

Für Power-User ist eine Feinjustierung des Ergebnisses möglich, um es genau an die individuelle Situation anzupassen. Auch die Auswahl bei der Einbeziehung von Rabatten in die Ergebnisliste ist einfacher und übersichtlicher. Um ganz sicher zu gehen, kann der User einen übersichtlichen Vergleich von bis zu drei Angeboten durchführen und hat so alle relevanten Details auf einen Blick.

Weitere Features

Mit einem Klick gelangt der User schließlich zu den notwendigen Unterlagen und Informationen zum Lieferantenwechsel. Mit einer zusätzlichen „Warnfunktion“ kann auf Preiserhöhungen, die der E-Control bekannt sind, deutlich und unübersehbar hingewiesen werden. Auch der Watch-Dog verfügt über neue und komfortablere Funktionen und bietet verschiedene E-Mail-Alarmierungen, die bequem abonniert werden können.

Im neuen Tarifkalkulator wird ausschließlich der Preisvergleich für Haushaltskunden angeboten. Da von zahlreichen Unternehmen bisher keine Preisblätter für spezielle Produkte für Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe zur Verfügung gestellt wurden bzw. diese Produkte teilweise auf individuell verhandelten Preisen basieren, ist der neue Tarifkalkulator



ganz auf den Preisvergleich für Haushaltskunden angelegt. Eine Vergleichsmöglichkeit für Gewerbekunden ist in Arbeit und wird im Jahr 2011 mehr Transparenz für KMUs bringen.

E-Control Homepage

Das 2009 realisierte Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich bewährt. Rund eine halbe Million Besucher, davon 13% aus dem Ausland, nutzten die Website der E-Control im Jahr 2010, um sich gezielt, umfassend und von unabhängiger Quelle über die Themen des Strom- und Gasmarktes zu informieren. Mitverantwortlich für das stark gestiegene Interesse an den Webseiten der E-Control sind eine Reihe von Neuheiten und Erneuerungen, die im Laufe des Jahres in das Portal integriert wurden.

Auch die Intensität und die Dauer der Besuche auf der Homepage der E-Control haben sich im vergangenen Jahr deutlich gesteigert. So stieg die Zahl der durchschnittlich pro Besuch aufgerufenen Seiten um rund ein Drittel und die Zeit, die Besucher im Durchschnitt je Besuch auf der Homepage verbrachten, verlängerte sich sogar um 50%. Besonders signifikant stieg dabei vor allem die Zahl der intensiven Nutzer an. So hat sich die Zahl derer, die mehr als 20 Seiten auf der Homepage durchschauen, verdreifacht, ebenso wie die Anzahl der Besucher, die länger als 30 Minuten im Portal verweilen.

Dies ist sicherlich ein Indiz dafür, dass die aufbereiteten Themen vor allem im Konsumententeil des Webportals durchaus auf das Interesse der Leser stoßen und sich diese auch gerne dazu „verleiten“ lassen, nicht nur gezieltes Informations-Picking zu betreiben, sondern sich darüber hinaus weitere Themen vorschlagen zu lassen und diese auch aufnehmen.

Energiespar-Check

Mit einem neuen Online-Tool räumt die E-Control dem Thema Energieeffizienz einen wichtigen Stellenwert im Webportal ein. Der Energiespar-Check kalkuliert aus den Angaben des Nutzers den Energieverbrauch eines Haushaltes seiner Größe in den Bereichen Strom, Heizung und Mobilität. Erstmals ist für den Konsumenten damit ein Überblick über seinen Gesamtenergieverbrauch möglich.

**Neues Tool –
der Energiespar-Check**

Plattform KMU

Im neu geschaffenen Bereich finden Gewerbekunden viele wichtige Informationen zu Themen wie Preisvergleich, Angebotseinholung oder Lieferantenauswahl. Die Services der E-Control für KMUs werden auch im nächsten Jahr noch erweitert.

Soziale Plattformen

Die E-Control hat im Jahr 2010 Präsenzen auf den beiden wichtigsten sozialen Plattformen, Facebook und Xing, eingerichtet und begonnen, sich dort als vertrauenswürdiger Netzwerkpartner für alle an Energiethemen Interessierten und aktiven User zu etablieren.

Konsumentenbericht erstmals 2010 präsentiert

Konsumentenbericht der E-Control

Im Jahr 2010 erstellte die E-Control erstmals ein kompaktes Handbuch für Energiekonsumenten, das alle relevanten Informationen aus dem Strom- und Gasmarkt zusammenfasst. Der Konsumentenbericht der E-Control stellt ein umfassendes ABC für Strom- und Gaskonsumenten dar und bündelt auch aktuell Erreichtes und Neuerungen. Interessierte können dieses Nachschlagewerk kostenlos bei der E-Control an der Energie-Hotline (0810 10 25 54, 0,044 €/Minute) oder auf der Website (www.e-control.at) anfordern.

Schulprojekt ENERGIEeffizienz

Das im Jahr 2009 fertig gestellte Schulprojekt, das die Themen Energie und Energieeffizienz umfassend für den Unterricht aufbereitet und für alle österreichischen Schulen kostenlos Material unter www.e-control.at/schule zu Verfügung stellt, wurde im Jahr 2010 einer breiten Öffentlichkeit, darunter vor allem Lehrerinnen und Lehrern, präsentiert.

Das Angebot der E-Control wurde nicht nur bei verschiedenen Workshops zu naturwissenschaftlichem Unterricht und auf der Bildungsmesse Interpädagogica 2010 vorgestellt. Es wurde auch von E-Learning-Experten und Mediendidaktikern anlässlich des zweiten ICE-Medienpreises unter die Top 3 Projekte in der Kategorie Game-Based-Learning gewählt. Das Internet Center für Education (ICE) Vienna zeichnet mit diesem Medienpreis herausragende österreichische Projekte aus, die wegweisende Arbeitsmethoden für Kinder und Jugendliche zum Ziel haben.

Im ersten Jahr der Initiative wurden die Unterrichtsangebote des Schulprojektes ENERGIEeffizienz von über 3.000 Lehrerinnen und Lehrern sowie Schülerinnen und Schülern genutzt.

Citizens' Energy Forum

Die europäischen Energiefora wurden von der Europäischen Kommission ins Leben gerufen, um zur Harmonisierung der Energiemärkte beizutragen. In diesem Sinne fand im Jahr 2008 zum ersten Mal das jährlich tagende Citizens' Energy Forum in London statt, bei dem sich alles um Konsumentenrechte dreht.



**Forum stellt
Konsumentenrechte in
den Mittelpunkt**

Bei diesem Forum kommen die Europäische Kommission, hohe politische Entscheidungsträger, Konsumentenschutzorganisationen, Branchenvertreter und Regulierungsbehörden zusammen, um gemeinsam mögliche Verbesserungen für Energiekonsumentinnen und -konsumenten zu diskutieren.

Funktionierender Wettbewerb für alle Kunden

Damit alle Konsumenten – seien es Haushalts- oder Gewerbekunden – von guten Angeboten, günstigen Preisen und zufrieden stellendem Service profitieren können, stellt die Marktöffnung und Förderung des Wettbewerbs sowohl in den einzelnen Energiemärkten als auch im gesamten europäischen Binnenmarkt ein zentrales Anliegen von EU-Gesetzgebern und Konsumentenvertretungen dar. Vor der Marktöffnung hatten monopolistische Energieunternehmen keinen Anreiz, Preise zu senken bzw. um Kunden zu konkurrieren. Ein funktionierender Wettbewerb mit informierten Konsumenten ist dagegen die Voraussetzung für attraktive Preise und gutes, zuverlässiges Service.

Wirkungsvolle Rechte für Energieverbraucher

In fast allen Mitgliedstaaten wurden die Energiemärkte für Haushaltskunden im Juli 2007 geöffnet. Wirkungsvolle Verbraucherrechte sind wesentlich um sicher zu stellen, dass alle Kundengruppen davon profitieren können. Hier geht es einerseits darum, Konsumenten umfassende Information zur Verfügung zu stellen, die Marktbedingungen für Konsumenten zu verbessern und andererseits Regelungen für Problemsituationen zu schaffen.

Verstärkte Konsumentenrechte sind eines der großen Themen des dritten Energiebinnenmarkt-Pakets, das von der EU 2009 beschlossen wurde.

Beschwerdemanagement und Streitschlichtung

Im Rahmen einer Session zu Beschwerdemanagement und Streitschlichtung konnte die Vereinigung der europäischen Regulatoren (ERGEG) Best practices zur Handhabung von Beschwerden für Unternehmen und unabhängige Streitschlichtungsinstitutionen vorstellen, die u. a. unter Einbeziehung einer Case Study aus Österreich entwickelt wurden. Das Forum unter Vorsitz der Europäischen Kommission bestätigte die Notwendigkeit, diese Good practices zu teilen.

Experten der E-Control werden weiters bei einer interdisziplinären Arbeitsgruppe zum Thema Streitschlichtung und Streitbeilegungsverfahren teilnehmen, die von der Kommission ins Leben gerufen wurde um die Weiterentwicklung und Umsetzung dieser Maßnahmen zu verfolgen.

Energierrechnungen

Eine korrekte, transparente und konsumentenfreundliche Rechnungslegung ist wesentlich dafür, dass Verbraucher über ihren tatsächlichen Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten richtig und häufig genug informiert werden. Nur, wenn dies der Fall ist, kann der eigene Verbrauch gesteuert und damit gesenkt werden.

Auf Ersuchen der Europäischen Kommission wurde von der europäischen Regulatorengruppe überprüft, inwieweit die Empfehlungen einer von der Kommission einberufenen Arbeitsgruppe zum Thema konsumentenfreundliche Energierrechnungen umgesetzt wurden. Experten der E-Control untersuchten dabei einerseits, ob sich Mitgliedstaaten um eine verbesserte Rechnungslegung im Energiebereich bemühen, und andererseits, welche Herangehensweisen an dieses Thema gewählt wurden.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung wurden ebenfalls beim Citizens' Energy Forum präsentiert.

Intelligente Messsysteme

Smart Meter für die Energieverbrauchs- steuerung

Intelligente Zähler helfen nicht nur, den eigenen Energieverbrauch besser einzuschätzen und zu steuern. Mit ihnen gehören rechnerisch ermittelte Verbrauchswerte genauso der Vergangenheit an wie aufwendiges „händisches“ Ablesen.

Dem europäischen Energiebinnenmarkt-Paket folgend sind Mitgliedstaaten dazu angehalten, eine Kosten-Nutzen-Analyse des Roll-outs von intelligenten Zählern durchzuführen.

ERGEG hat Richtlinien zu den regulatorischen Aspekten intelligenter Zähler erstellt, die unter anderem Mindestfunktionen auflisten, um Standards zu garantieren und die Interoperabilität verschiedener Systeme zu gewährleisten. Auch in der Arbeitsgruppe, die mit diesem Bericht betraut war, haben Experten der E-Control federführend mitgewirkt.

Das Forum forderte Mitgliedstaaten erneut auf, komplette Einschätzungen des Roll-outs von intelligenten Zählern, einschließlich einer Kosten-Nutzen-Analyse, vorzubereiten. Über die Ergebnisse der einzelstaatlichen Untersuchungen wird beim nächstjährigen Forum berichtet.

Funktionierende Endkundenmärkte

Damit Energiemärkte und der Wettbewerb funktionieren können, bedarf es eines unabhängigen Schiedsrichters, der die Einhaltung aller Regeln überwacht. Diese Rolle der Regulierungsbehörden wurde durch das Forum erneut gestützt.



Die europäische Regulatorengruppe hat – wiederum mit Input von österreichischen Experten – Indikatoren ausgearbeitet, die zum Marktmonitoring herangezogen werden können. Diese wurden mit Branchenvertretern und Konsumentenorganisationen diskutiert, zusätzliche Arbeitsschritte konnten identifiziert werden, um die Basis für eine weitere, noch engere Zusammenarbeit zwischen den Marktakteuren zu schaffen.

Darüber hinaus hat das Forum weitere Aufgaben an die Regulatorengruppe vergeben, die sich mit den Rollen von Regulierungsbehörden beschäftigen, mit der Umsetzung der Beschwerdemanagement-Standards, mit den Möglichkeiten für Konsumenten, unabhängige Preisvergleiche durchzuführen und natürlich mit dem zukunftsorientierten Thema, den Weg für intelligente Messsysteme zu ebnen.

Exkurs: Zahlreiche Vorteile für Konsumenten im Überblick:

- > Lieferantenwechsel werden deutlich kürzer: Innerhalb von drei Wochen muss jeder Kunde seinen Lieferanten wechseln können. Damit können Konsumenten rascher von günstigen Angeboten profitieren.
- > Zusätzlich wird europaweit vorgeschrieben, dass eine Endabrechnung längstens nach sechs Wochen zu erfolgen hat.
- > Für sogenannte „schützenswerte Kunden“ muss auf nationaler Ebene ein Konzept erarbeitet werden, damit die Versorgung dieser Gruppe gewährleistet ist. Es gilt, praktikable und angemessene Regelungen vorzusehen, damit Abschaltungen in Österreich weitgehend vermieden werden können.
- > Verstärkte Informationspflichten zählen zu den Kernthemen im 3. Liberalisierungspaket: Konsumenten sollen über ihren Verbrauch und ihre Kosten regelmäßig informiert werden, damit sie rechtzeitig geeignete Energiespar- und Effizienzmaßnahmen setzen können.

Die E-Control engagiert sich auch auf europäischer Ebene für die Rechte der Konsumenten. Im Rahmen der europäischen Regulatorengruppe (EREG/CEER) widmet sich die E-Control hauptsächlich dem adäquaten Schutz von Energiekonsumenten, umfassender Konsumentinformation sowie der Analyse und dem Design des Endkundenmarktes.

**Österreich auf
europäischer Ebene
aktiv**

Im Rahmen der europäischen Regulatorengruppe leistet die E-Control auch beim Citizens' Energy Forum regelmäßig aktiven Input und trägt somit maßgeblich zur zukünftigen Entwicklung der Energieliberalisierung in Europa bei.

Entwicklung der Netzregulierung

Die Regulierung des natürlichen Monopols der Energienetze stellt eine der wesentlichsten Aufgaben der E-Control dar. Sowohl im Bereich der Strom- als auch Gasverteilnetze wurde in den letzten Jahren ein langfristig stabiles Regulierungsregime – die Anreizregulierung – implementiert. Im Strombereich wurde die Anreizregulierung bereits mit 1.1.2006 per Verordnung (Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, kurz SNT-VO 2006) umgesetzt. Die Anreizregulierung der Gasverteilnetze wurde etwas später im Jahr 2008 durch die Gassystemnutzungstarife-Verordnung 2008, kurz GSNT-VO 2008 implementiert. Sowohl im Strom- als auch Gasbereich untergliedert sich die gesamte Regulierungsdauer von 8 Jahren (Strom) bzw. 10 Jahren (Gas) in jeweils zwei Perioden mit einer Dauer von 4 bzw. 5 Jahren. Innerhalb dieser zwei Regulierungsperioden sind Unternehmen gefordert, ihre Effizienz entsprechend den gesetzten Zielvorgaben zu verbessern. Obwohl mit dem Jahr 2010 die zweite Regulierungsperiode für die Stromnetze eben erst gestartet hat, laufen bereits die Überlegungen und Vorbereitungen für die Ausgestaltung der zukünftigen Regulierungssystematik ab dem Jahr 2014. Im Gegensatz zum Strombereich befinden wir uns zwar bei den Gasnetzen aktuell erst innerhalb der ersten Regulierungsperiode, jedoch wird auch hier bereits intensiv am Übergang zur zweiten Periode gearbeitet. Im Bereich der Stromübertragungsnetze gilt weiterhin eine Kosten-Plus-Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen. Fernleitungsunternehmen im Gasbereich werden nach wie vor mittels genehmigten Methoden reguliert.

Netzentgeltanpassungen führen zu einer Reduktion der Kosten und somit Entlastung von Endverbrauchern

Netzentgeltanpassungen
werden jährlich
vorgenommen

Innerhalb der Anreizregulierung werden die Systemnutzungsentgelte mit 1.1. des jeweiligen Jahres sowohl für die Strom- als auch die Gasnetze jährlich neu angepasst und im Rahmen der jeweiligen Verordnungsnovellen verlautbart.

Strom

Die Netzentgeltanpassung (Netznutzung und Netzverlust) führte im Rahmen der Anpassungen der SNT-VO 2010 zu einer Reduktion der Netzentgelte von durchschnittlich rund 10% im Vergleich zum Jahr 2009. Dieser starke Rückgang im Vergleich zum Vorjahr ist unter anderem auf den zur Anwendung gekommenen „Carry-over“-Mechanismus zurückzuführen. Prinzipiell sieht dieser Mechanismus vor, dass die erzielten Effizienzgewinne der Netzbetreiber am Ende der zweiten Regulierungsperiode zu 50% zwischen den Netzkunden und den Netzbetreibern aufgeteilt werden. Jedoch wurden bereits 25% der festgestellten Effizienzsteigerungen (auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008) bei der Neufestsetzung der Tarife mit 1.1.2010 berücksichtigt. Insgesamt führte die Reduktion der Tarife im Jahr 2010 zu einer Reduktion von rund 60 Mio. Euro. Seit Beginn der Regulierung im Jahr 2001 konnten somit die Kosten insgesamt um mehr als 600 Mio. Euro gesenkt werden.



Da innerhalb der nächsten Jahre mit einem verstärkten Investitionsbedarf zu rechnen ist und Anreizregulierungssysteme das inhärente Risiko bergen, dass erforderliche Investitionen in die Infrastruktur unterlassen werden, hat die E-Control entsprechend frühzeitig und zukunftsorientiert reagiert. Im Zuge der zweiten Regulierungsperiode wurde deshalb ein Investitions- und Betriebskostenfaktor implementiert. Diese beiden Faktoren kommen bei der Tariffestsetzung mit 1.1.2011 erstmals zur Anwendung und stellen sicher, dass Unternehmen notwendige Investitionen durchführen können und somit die Versorgungssicherheit in Österreich langfristig gewährleistet bleibt. Während die Unternehmen notwendige Investitionen in angemessener Weise abgegolten bekommen, haben die Netzkunden den Vorteil, dass nur jene Investitionen berücksichtigt werden, die auch seitens der Unternehmen tatsächlich durchgeführt wurden. Allgemein ist festzuhalten, dass die verstärkten Investitionserfordernisse der nächsten Jahre dazu führen werden, dass Kostenreduktionen im Ausmaß der letzten Jahre in Hinkunft sicherlich nur mehr sehr schwer zu realisieren sein werden. Auch erschwerende Rahmenbedingungen durch den Rückgang von Absatzmengen im Schnitt um rd. 3,5% in Österreich aufgrund der Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2009 waren im Rahmen der Tarifbestimmung zu berücksichtigen und bewirkten einen doch spürbaren Druck auf die Tariffhöhe.

**Unternehmen
können notwendige
Investitionen tätigen**

Diese Entwicklungen haben sich deutlich für das Tarifjahr 2011 ausgewirkt. – Während die Tarife im Jahr 2010 im Österreichschnitt um ca. 3,8% gesunken sind, fällt die Verringerung mit rund 0,8% für 2011 nunmehr vergleichsweise gering aus.

Gas

Die Netznutzungsentgelte im Gasbereich wurden ebenfalls mit 1.1.2010 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2010) angepasst. Im Jahr 2010 hatten die Gas-Netznutzungsentgelte ungünstige Rahmenbedingungen als Ausgangsbasis zu verzeichnen. Einerseits ist die branchenspezifische Inflation mit 3,14% mit den letzten Jahreswerten überdurchschnittlich hoch. Die Kosten für Brenngas sind ebenfalls deutlich gestiegen. Die langfristige Planung sieht zusätzliche Kapazitäten im Fernleitungsnetz vor, welche als notwendig erachtet wurden, auch dies führt zu deutlichen Kostensteigerungen im Sinne einer sicheren zuverlässigen Versorgung. Als größter Effekt schlägt die Investition in die Süd- bzw. Westschiene mit einem geplanten gesamten Investitionsvolumen von mehr als 600 Mio. Euro bis voraussichtlich Ende 2013 durch. Hieraus resultierten für die Tarife bereits Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) von rund 14 Mio. Euro. Zusätzlich zu den ungünstigen Rahmenbedingungen wurde die Regulierungsbehörde mit einem Mengenrückgang (ausgelöst durch die Wirtschaftskrise und der vergleichsweise warmen Witterung) von rund 2,1% konfrontiert. Trotz dieser ungünstigen Situation ist es der Behörde gelungen, die Netztariferhöhung 2010 auf durchschnittlich rund 5% im Vergleich zum Jahr 2009 zu begrenzen.

Auch im Jahr 2011 sind die Tarif- und Kostenprüfungen wieder durch hohe Investitionen in das Fernleitungsnetz und durch die geringeren Abgabemengen im Jahr 2009 (Basis für die Tarife 2011) gekennzeichnet. Bisher wurden bereits rund 280 Mio. Euro in das Projekt „Südschiene“ investiert und im Rahmen der Tarifanpassung wurden hiervon ausgehende Kapitalkosten von 27,5 Mio. Euro berücksichtigt. Die Südschiene ist daher klar als wesentlicher Einflussfaktor für die Kostenermittlung zu sehen, da der o. a. Wert bereits einen Anteil von rund 30% der Kosten der Fernleitungen bzw. rund 6% der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Weiters ist auf die Entwicklung der Tarifierungsmenge einzugehen, welche sich aufgrund der Berechnungssystematik deutlich durchschlägt. Als Mengenbasis wird ein 3-Jahres-Mittel der letzten verfügbaren Jahre herangezogen. Die berücksichtigten Mengen des Jahres 2007 und 2009 sind die geringsten seit dem Jahr 2001. Dieser Mengenrückgang im Vergleich zur Tarifierungsbasis des Vorjahres von 8% ist sowohl witterungs- als auch konjunkturbedingt. Zusätzlich zu den warmen Wintern 2007 und 2009 hat auch die Wirtschaftskrise zu einer Verringerung des Gasabsatzes geführt.

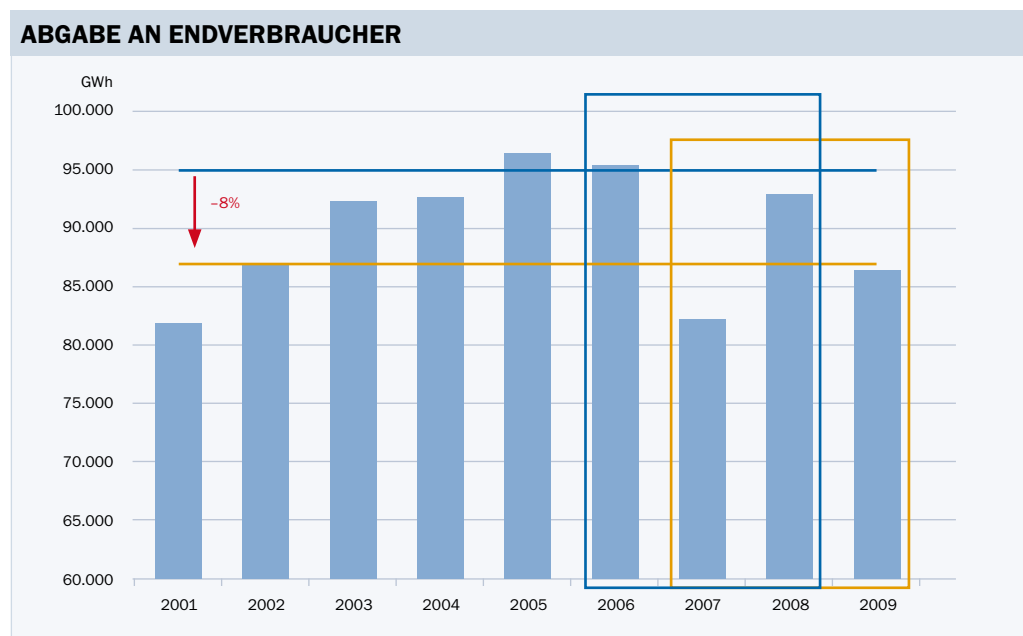


Abbildung 1
 Gegenüberstellung Abgabe an Endverbraucher und Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control



Aufgrund der wesentlichen Aspekte der Investitionstätigkeit und der Entwicklung der Tarifierungsmengen unter Berücksichtigung der Parameter der Anreizregulierung ergibt sich im Österreichschnitt eine Steigerung der Netztarife von rund 7%. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh) seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um mehr als 4% gesenkt wurde.

Weiters ist zu erwähnen, dass es im Zuge der Umsetzung der 3. Energie-Binnenmarkttrichtlinie und der damit verbundenen Einführung des Entry-Exit-Systems für Fernleitungsnetze zu einer Änderung der Systematik bei der Tariffestsetzung im Gasbereich kommen wird.

Investitionen – Stromnetz

Die notwendigen Modernisierungsmaßnahmen sowie der Ausbau des bestehenden Übertragungs- und Verteilnetzes zur Sicherstellung der Stromversorgung in Österreich haben sich in Bezug auf die Investitionstätigkeiten der Energieunternehmen seit 2009 deutlich niedergeschlagen.

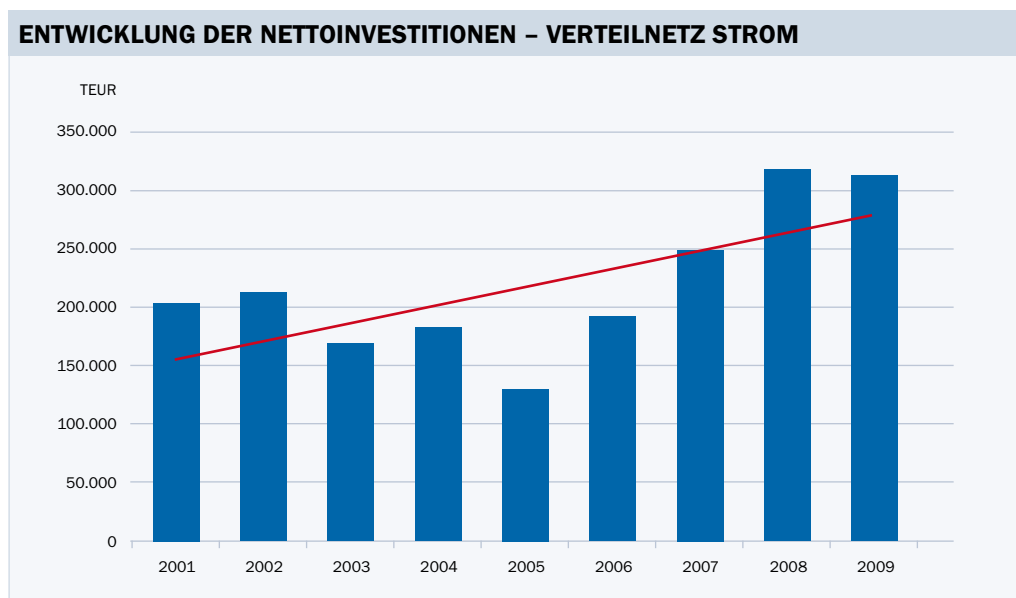
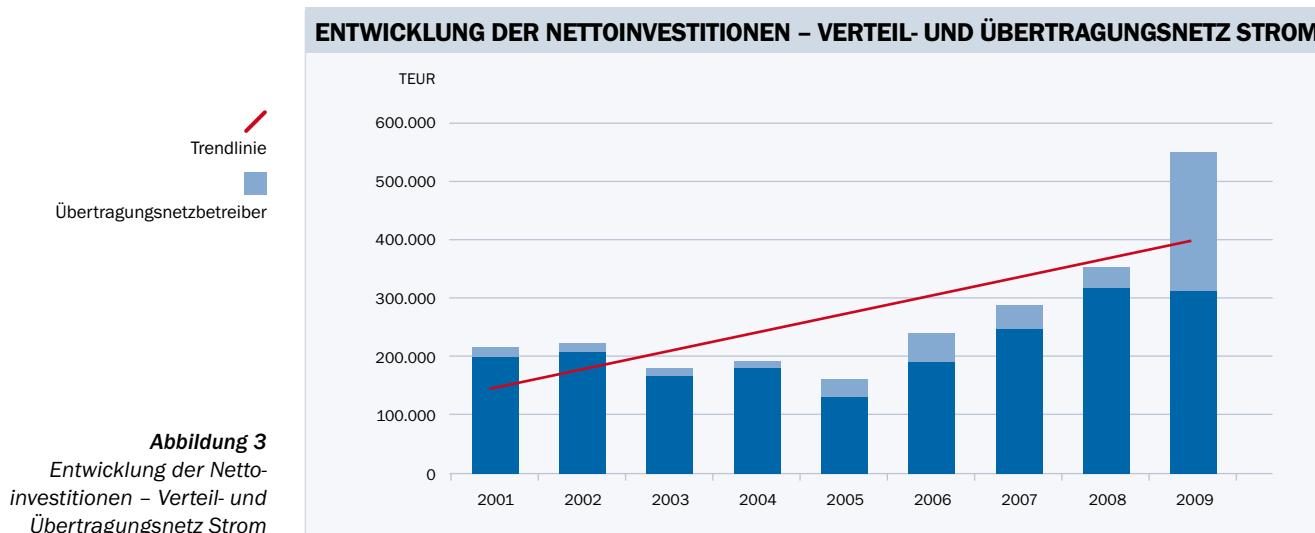


Abbildung 2
Entwicklung der Nettoinvestitionen – Verteilernetz Strom

Quelle: E-Control – Aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2009

Auffallend hierbei ist, dass die zusätzliche Investitionstätigkeit durchgeführt wurde, obwohl von Seiten zahlreicher Netzbetreiber stets die Abgeltung von zusätzlichen Investitionen und anderen Versorgungsaufgaben durch den auf Mengenentwicklungen abzielenden Mengen-Kosten-Faktor ab 1.1.2006 massiv kritisiert und dieser als Investitionshemmnis dargestellt wurde.

Ab der 2. Regulierungsperiode – beginnend mit dem Jahr 2010 – wird eine direkte Abgeltung von zusätzlichen Investitionen unabhängig von der Mengenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt und somit ein investitionsfreundlicheres Klima geschaffen. Es sind somit ausreichende Rahmenbedingungen bereitet worden, um die erforderlichen Investitionen in Netzanlagen zu ermöglichen und in ausreichendem Maße abzugelten, sowie Investitionen in „smarte“ Netzlösungen.



Quelle: E-Control – Aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2009

Wird die Investitionstätigkeit des Übertragungsnetzbetreibers ebenfalls miteinbezogen, zeigt sich vor allem im Jahr 2009 eine markante Erhöhung. Diese ist vor allem auf die erfolgreiche Fertigstellung der 380-kV-Steiermark-Leitung zurückzuführen.

Zukünftige Projekte des Übertragungsnetzes sind die zwei Teile der Salzburgleitung und die damit einhergehende Schließung des 380-kV-Ringes, der Ausbau der Regelzone Tirol (220-kV-Inttalschiene, 220-kV-Anbindung an Italien über den Reschenpass) sowie der Ausbau der Regelzone – VKW Netz AG.



Investitionen – Gasnetz

Bei den Infrastrukturprojekten im Gasbereich stehen die Verknüpfung der zentral- und ost-europäischen Netze einerseits und andererseits der Ausbau des österreichischen Netzes im Vordergrund, um die Versorgungssicherheit innerhalb Österreichs weiter zu erhöhen. Zwar blieb die Investitionshöhe der Gasnetzbetreiber im Schnitt seit 2003 nahezu konstant (Abbildung 4), dennoch befinden sich zahlreiche Projekte in der Planung bzw. werden bereits umgesetzt, wie am Beispiel des Projektes „Südschiene“ ersichtlich ist.

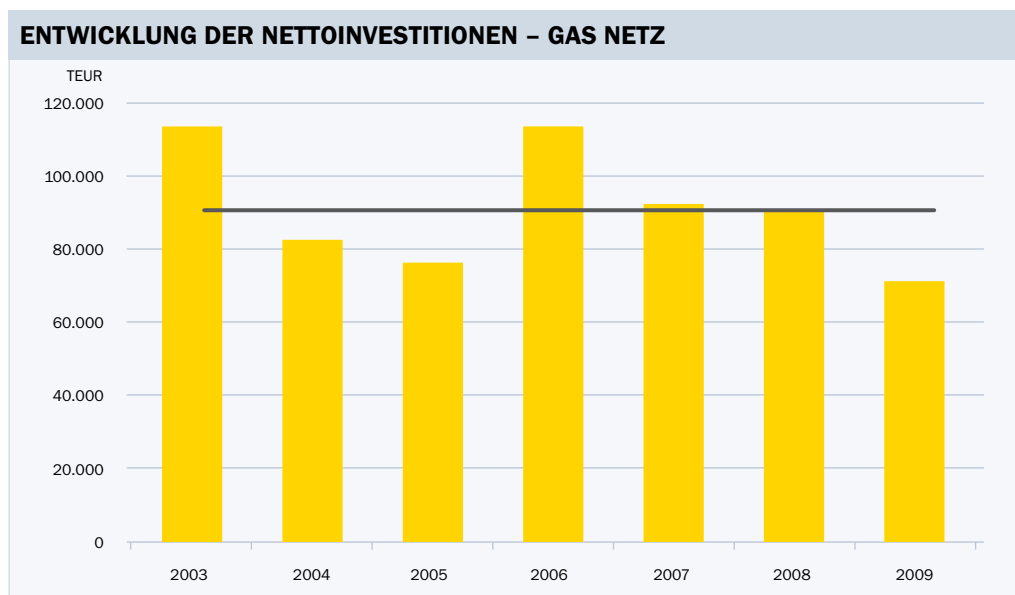


Abbildung 4
Entwicklung der
Nettoinvestitionen – Gas Netz

Quelle: E-Control – Aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2009

Ein Treiber dafür ist der in der Gas-Systemnutzungstarife- Verordnung (GS NT-VO) festgelegte Investitions- und Betriebskostenfaktor – vergleichbar mit jenem aus der Stromregulierung –, der für eine neue Form der Anerkennung von Investitionen steht. Für Ausbauinvestitionen werden im Rahmen der Kostenbasis Abschreibungen sowie Kapitalkosten berücksichtigt. Unter Ausbauinvestitionen werden einerseits Erweiterungen des Netzes sowie andererseits für die Versorgungssicherheit wesentliche Investitionen (z. B. Sanierung von PVC-Rohrleitungen und Graugussleitungen) verstanden. Neben der Berücksichtigung der höheren Kapitalkosten, bei entsprechendem Nachweis durch die Unternehmen, werden weiters für ausgewählte Projekte der Netzebene 1 (Ausbau Südschiene) während der Bauphase angemessene Fremdkapitalzinsen berücksichtigt und fließen damit in die Tarifermittlung ein. Dieses Anreizsystem minimiert das Risiko für die Netzbetreiber, wodurch die Unternehmen Vorfinanzierungen leichter gewährleisten können.

Durch die Anpassungen in der GS NT-VO ist es dem Regulator in den vergangenen Jahren gelungen, für Unternehmen relevante Anreize zu setzen, um in den Ausbau und die Sanierung des Gasnetzes weiter zu investieren. Damit kann die Sicherstellung der hohen Standards im Gasbereich sowie der Versorgungssicherheit des österreichischen Kunden weiter gewährleistet werden.

Werden die durchschnittlichen Investitionen der Jahre 2003 bis 2009 für die Jahre 2010 und 2011 fortgeschrieben und um die Investitionen in das Projekt „Südschiene“ ergänzt, zeigt sich ein deutlicher Sprung der Investitionstätigkeit und einer damit einhergehenden Kostensteigerung.

Projekt „Südschiene“ ■

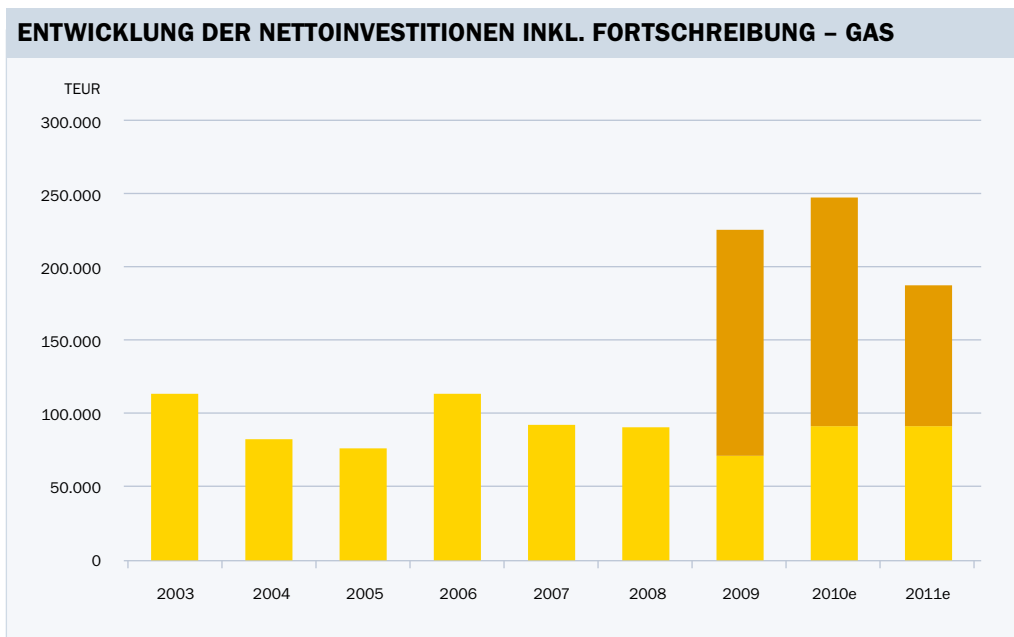


Abbildung 5
 Entwicklung der Nettoinvestitionen inkl. Fortschreibung – Gas

Quelle: E-Control – Aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2009



Marktaufsicht Ökostrom – Ökostromdeckelung

In der Novelle zum Ökostromgesetz 2009 ist vorgesehen, dass Endverbrauchern unter bestimmten Voraussetzungen ein Teil der an sie weiterverrechneten und von ihnen bezahlten Ökostromaufwendungen rückzuvergüten ist. Eine Rückvergütung kann für den Zeitraum 1.1.2008 bis 31.12.2010 beantragt werden.

Eine Rückvergütung erfolgt, wenn ein Anspruch auf Energieabgabenrückvergütung besteht⁷ und die Ökostromaufwendungen 0,5% des Nettoproduktionswertes übersteigen. Etwaige weitere bereits zugesagte De-Minimis-Förderungen im Zeitraum 2008 bis 2010 sind in Abzug zu bringen. Das Ausmaß der Rückvergütungen ist für jedes Unternehmen mit 500.000 Euro als Summe für die Jahre 2008 bis 2010 begrenzt (De-Minimis-Regelung).

Ökostromaufwendungen können rückvergütet werden

Die Antragstellung hat bis spätestens Jahresende des nachfolgenden Jahres zu erfolgen. Anträge auf Rückvergütung für das Jahr 2008 waren demnach bis Jahresende 2009 bei der E-Control einzubringen.

Bis zu diesem Zeitpunkt wurden 2.275 Anträge auf Rückvergütung von Ökostromaufwendungen eingebracht. Die nachfolgenden Auswertungen sind vorläufig, im Detail werden sich insbesondere die Angaben zum Ausmaß des Rückvergütungsvolumens in den nächsten Monaten entsprechend einem kontinuierlich steigenden Antragsbearbeitungsstand ändern.

Von diesen 2.275 Anträgen für Aufwendungen im Jahr 2008 wurden 2.106 Anträge elektronisch eingebracht.

Mit Dezember 2010 wurden von der E-Control 1.135 Bescheide (davon 957 zuerkannte Bescheide und 178 abweisende Bescheide) erlassen und aus diesem Titel 29,61 Mio. Euro an nachgewiesenen Ökostromaufwendungen an die Antragsteller via OeMAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom AG) rückvergütet (*Tabelle 1*). Für das Jahr 2008 werden rund 35 Mio. Euro an Rückvergütungsvolumen prognostiziert.

Die Anträge wurden betroffenen Sektoren zugeordnet, und zwar nach den standardisierten ÖNACE-Sektorencodes sowohl den Hauptsektorgruppen als auch den Sektor-Untergruppen. Für 611 der 2.106 elektronisch eingebrachten Anträge war eine Zuordnung nicht möglich, diese sind in den folgenden Auswertungen summarisch mit „nicht zuordenbar“ ausgewiesen.

In *Tabelle 1* ist die Auswertung der elektronischen Anträge nach Hauptsektoren dargestellt.

⁷ Dafür ist vom Antragsteller der von der Finanzbehörde erlassene Energieabgabenrückvergütungsbescheid vorzulegen.

ELEKTRONISCHE ANTRÄGE AUF RÜCKVERGÜTUNG VON ÖKOSTROMANWENDUNGEN FÜR DAS JAHR 2008				
OENACE-Sektor Code	Sektorenbeschreibung	Gesamtanzahl der elektronischen Anträge	Anzahl der vollständigen Anträge	Rückvergütungsvolumen der vollständigen Anträge (ungeprüft) in Euro
-	nicht zuordenbar	611	0	-
A	Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	22	18	62.349,57
B	Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	36	33	1.440.632,65
C	Herstellung von Waren	475	380	20.767.348,43
D	Energieversorgung	34	32	537.246,08
E	Wasserversorgung; Abwasser- und Abfallentsorgung	98	95	1.036.918,38
F	Bau	40	30	174.759,78
G	Handel; Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen	119	82	959.523,25
H	Verkehr und Lagerung	99	83	3.514.404,29
I	Beherbergung und Gastronomie	262	173	288.931,94
J	Information und Kommunikation	8	5	398.975,83
K	Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	5	4	183.704,92
L	Grundstücks- und Wohnungswesen	16	12	89.489,47
M	Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen Dienstleistungen	12	7	137.576,43
N	Erbringung von sonstigen wirtschaftlichen Dienstleistungen	49	32	816.815,06
O	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung	98	87	497.914,96
P	Erziehung und Unterricht	9	9	19.258,02
Q	Gesundheits- und Sozialwesen	13	10	464.401,10
R	Kunst, Unterhaltung und Erholung	60	52	177.790,31
S	Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	40	31	237.721,79
Summe		2.106	1.175	31.805.762,79

Table 1: Elektronische Anträge auf Rückvergütung von Ökostromaufwendungen für das Jahr 2008 – Vorläufige Auswertung nach Sektoren (Datengrundlagen unvollständig, Stand 9.12.2010)

Demnach verteilen sich die 2.106 elektronischen Anträge auf 19 verschiedene Hauptsektoren. Die meisten der Anträge (475) entfallen auf den Hauptsektor „Herstellung von Waren“, der im Detail sehr unterschiedliche Untersektoren betrifft (Table 3). 104 Anträge werden dem Untersektor „Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln“ zugeordnet.



DETAILAUSWERTUNG FÜR DEN SEKTOR „HERSTELLUNG VON WAREN“					
OENACE-Sektor Code	Sektorenbeschreibung	Gesamtanzahl der elektronischen Anträge	Rückvergütungsvol. (ungeprüft) in Euro	Anzahl der vollständigen Anträge	Rückvergütungsvolumen der vollständigen Anträge (ungeprüft) in Euro
C16	Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)	61	2.536.430,12	52	2.536.430,12
C10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	104	1.530.386,75	87	1.530.386,75
C11	Getränkeherstellung	9	87.810,43	6	87.810,43
C13	Herstellung von Textilien	21	792.620,03	18	792.620,03
C14	Herstellung von Bekleidung	1	0	0	0
C17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	13	2.234.584,95	11	2.234.584,95
C18	Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	7	0	2	0
C20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	23	2.787.534,63	19	2.768.593,69
C21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	2	510.156,83	2	510.156,83
C22	Herstellung von Gummi und Kunststoffwaren	43	963.645,20	38	962.791,05
C23	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	31	2.386.493,35	27	2.386.493,35
C24	Metallerzeugung und -bearbeitung	25	1.544.555,83	21	1.544.555,83
C25	Herstellung von Metallerzeugnissen	56	2.696.405,00	42	2.696.405,00
C26	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen	8	591.272,81	6	591.272,81
C27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	8	369.391,81	3	369.391,81
C28	Maschinenbau	7	16.686,65	2	16.686,65
C29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	13	887.528,84	7	887.528,84
C30	Sonstiger Fahrzeugbau	2	0	0	0
C31	Herstellung von Möbeln	3	9.564,77	2	9.564,77
C32	Herstellung von sonstigen Waren	38	842.075,52	35	842.075,52
Summe C		475	20.787.143,50	380	20.767.348,40

Tabelle 2: Anträge auf Rückvergütung von Ökostromaufwendungen für das Jahr 2008 – Detailauswertung für den Sektor „Herstellung von Waren“ (Datengrundlage unvollständig, Stand 9.12.2010)

Von den bisher abschließend bearbeiteten Anträgen wurden für 17 Anträge die ausbezahlten Rückvergütungen dadurch begrenzt, dass die De-Minimis-Grenze überschritten wurde (Stand 9.12.2010).

Neue Regeln für den Energiegroßhandel

Künftige Regulierung des Energiegroßhandels

Obwohl in Europa zunehmend grenzüberschreitend Strom und Gas gehandelt wird, ist derzeit die Überwachung von Energiemärkten national organisiert. Energiehändler und Broker agieren in der Regel in mehreren europäischen Ländern, ebenso Börsen, wie z. B. die EXAA, die Stromspotmarktgeschäfte von Wien aus für Deutschland und Österreich oder die EPEX Spot, die Stromspotmarkt-Geschäfte von Paris aus für Frankreich, Deutschland, Österreich und die Schweiz abwickeln. Im Stromterminmarkt sieht es nicht viel anders aus, wobei die European Energy Exchange AG in Leipzig als Stromterminmarktbörse für Deutschland, Österreich und Frankreich eine zentrale Rolle einnimmt. Ähnlich ist die Situation im international geprägten Gashandel und beispielsweise dem in 2010 begonnenen Gashandel an der Wiener Börse AG in Kooperation mit dem Central European Gas Hub (CEGH). Durch die derzeit noch fehlenden rechtlichen Grundlagen für eine grenzüberschreitende Energiemarktüberwachung bzw. fehlende energiemarktspezifische Definitionen von Insiderhandel und Marktmissbrauch ist derzeit eine umfassende Überwachung des Energiegroßhandels in Europa nicht möglich und sind die nationalen Aufsichtsregime oft unkoordiniert und lückenhaft.

Vorschlag neuer Marktmissbrauchsregeln für den Energiegroßhandel – Untersuchungs- und Sanktionskompetenzen im Spotmarkt für nationale Energieregulatoren

Am 8.12.2010 hat die EU-Kommission einen Verordnungsvorschlag (REMIT – Regulation for Energy Market Integrity and Transparency) für Energiegroßhandelsmärkte angenommen, um mögliche Fälle von Marktmissbrauch und Insider-Handel zu bekämpfen. Die Verordnung soll für Markttransparenz sorgen, indem Energiehändler zur Einhaltung klarer Marktregeln verpflichtet werden. Die neuen Regeln sollen sicherstellen, dass Händler keine Insider-Informationen verwenden können, um daraus Nutzen für ihre Transaktionen zu ziehen oder den Markt dadurch zu manipulieren, dass sie Preise künstlich auf einen Stand treiben, der höher ist als der Preis, der durch die Verfügbarkeit, Produktionskosten oder Kapazitäten für Speicherung oder Transport von Energie gerechtfertigt wäre. Die Regeln verbieten insbesondere Folgendes:

- > Die Nutzung von Insider-Informationen bei An- und Verkäufen auf Energiegroßhandelsmärkten. Exklusive und preissensitive Informationen sollten offengelegt werden, bevor der Handel stattfinden kann;
- > Transaktionen, die falsche oder irreführende Signale für Angebot, Nachfrage oder Preis der auf den Energiegroßhandelsmärkten gehandelten Produkte geben;
- > die Verbreitung von Falschnachrichten oder Gerüchten, die irreführende Signale für diese Produkte geben.



Für die Marktüberwachung zur Feststellung möglicher Missbrauchsfälle wird die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zuständig sein und eng mit den nationalen Regulierungsbehörden zusammen arbeiten. Die Agentur muss über einen zeitnahen Zugang zu den vollständigen Informationen über Transaktionen auf den Energiegroßhandelsmärkten verfügen. Dazu gehören Informationen über den Preis, die verkaufte Menge und die beteiligten Gegenparteien. Die Daten sollen außerdem mit den nationalen Regulierungsbehörden ausgetauscht werden, die auch für genaue Untersuchungen von Missbrauchsverdachtsfällen zuständig sein werden. Bei komplexen grenzübergreifenden Fällen soll die Agentur ACER die Untersuchungen koordinieren. Die Sanktionen werden von den nationalen Regulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten durchgesetzt.

Der Verordnungsvorschlag soll die bestehende EU-Finanzmarktregulierung, die schon heute Regeln für den Handel mit Energiederivaten beinhaltet, ergänzen und setzt erstmals Regeln für die Erfassung von Energiehandelsdaten und die Bekämpfung von Marktmissbrauch im Energiespöthandel. Insofern steht der Verordnungsvorschlag in engem Zusammenhang mit neuen Rechtssetzungsvorhaben der EU-Kommission im Rahmen der EU-Finanzmarktregulierung. Mit einer Verabschiedung der REMIT durch Rat und Europäisches Parlament wird im Herbst 2011 gerechnet.

ERGEG-Pilotprojekt zur Überwachung des Energiehandels – operative Grundlage für künftiges Überwachungssystem

Um erste praktische Erfahrung für ein zukünftig notwendiges, europäisches Energiehandelsüberwachungssystem zu machen, hat ERGEG in Kooperation mit EFET und FORMAET ein Pilotprojekt zur länderübergreifenden Energiehandelsüberwachung unter operativer Federführung der E-Control gestartet. Ziel dieses Projekts ist es zu zeigen wie eine automatische Übermittlung, Speicherung und Auswertung von Energiehandelsdaten über Grenzen hinweg in der Praxis funktionieren könnte und auch Erfahrungen für ein zukünftiges europäisches Energiehandelsüberwachungssystem zu sammeln.

**Pilotprojekt für
Energiehandels-
überwachung**

Durch Einbeziehung von allen relevanten Marktteilnehmern wie Händler, Broker und Börsen in das Pilotprojekt können neben Börsehandelsdaten auch bilaterale Energiehandelsgeschäfte (OTC) erfasst und ausgewertet werden. Das Pilotprojekt zielt auf die Entwicklung von Überwachungsroutinen für eine künftige Aufsicht über den Energiegroßhandel in Europa. Daher werden zum Zwecke des Pilotprojekts zwar historische, aber ausschließlich anonymisierte Handelsdaten verwandt, die keine Rückschlüsse auf die Identität des Handelsteilnehmers zulassen.

Das Pilotprojekt umfasst neben der automatischen Übermittlung standardisierter Informationen über Energiehandelsgeschäfte auch die Erfassung von sogenannten Fundamentaldaten (Erzeugung, Netzinformation und Verbrauch) und die Durchführung von exemplarischen Analysen und Statistiken zur Marktüberwachung.

Durch die Einbindung von allen relevanten Stakeholdern (Europäische Kommission, Regulatoren, Händler, Broker, Börsen) in das Projekt ist gewährleistet, dass die Ergebnisse des Piloten auch in der Praxis anwendbar sind und als Grundlage für einen künftigen europarechtlichen Rahmen zu verwenden sein werden.

Ergebnisse des Pilotprojekts wurden Anfang 2011 präsentiert.

Überarbeitung der EU-Finanzmarktregulierung – Mögliche Einbeziehung der Energiehändler in Finanzaufsichtssystem

Als Folge der weltweiten Finanzmarktkrise haben sich die EU-Mitgliedstaaten und die EU-Kommission im Rahmen der G20 verpflichtet, ihre EU-Finanzmarktregulierung zu überprüfen, um künftige vergleichbare Krisen besser verhindern zu können. Daher steht die EU-Finanzmarktregulierung zur Schaffung eines solideren Finanzsystems derzeit auf dem Prüfstand. Die Überarbeitung dieser Regelungen bis Ende 2012 betrifft auch den europäischen Handel mit Energiederivaten.

In mehreren Gesetzgebungsakten vom 24.11.2010, die am 15.12.2010 im Amtsblatt der EU veröffentlicht wurden, hat sich die EU eine neue Finanzmarktaufsichtsarchitektur gegeben. Im Rahmen dieser Gesetzgebungsakte wird zum 1.1.2011 eine **neue Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA)** mit Sitz in Paris eingerichtet, die die Arbeit der nationalen Finanzmarktaufsichtsbehörden besser koordinieren und eigene Aufsichtszuständigkeiten für den Finanzmarkt bekommen soll. Die neue EU-Behörde wird den bisherigen Ausschuss der Europäischen Wertpapierregulierungsbehörden (CESR – Committee of European Securities Regulators) ersetzen. ESMA's Zuständigkeit umfasst den Wertpapierhandel sowie den Warenterminhandel, mithin auch den Handel mit Energiederivaten.

Am 15.9.2010 hat die EU-Kommission einen Vorschlag für eine Verordnung zur Schaffung von mehr Sicherheit und Transparenz auf dem Markt der außerbörslich („over the counter“) gehandelten Derivate (OTC-Derivate) angenommen (Arbeitstitel: EMIR – European Market Infrastructure Regulation). Die Kommission schlägt in ihrem Verordnungsentwurf vor, dass Informationen zu OTC-Derivatekontrakten an Transaktionsregister unter der Aufsicht von ESMA gemeldet werden und den nationalen Aufsichtsbehörden zugänglich sein sollten. Daneben sollen alle Marktteilnehmer mehr Informationen erhalten. Die Kommission schlägt



ferner vor, dass standardisierte OTC-Derivatekontrakte prinzipiell durch zentrale Gegenparteien („central counterparties“ – CCPs) abgewickelt werden sollten. Dies verringere das Kontrahentenrisiko, d. h. das Risiko des Ausfalls einer der Vertragsparteien. Die vorgeschlagene Verordnung gilt für alle Arten von OTC-Derivatekontrakten. Sie gilt sowohl für Finanzinstitute, die OTC-Derivate nutzen, als auch für Unternehmen außerhalb des Finanzsektors, die große Positionen in OTC-Derivaten halten. Sie gilt ferner für CCPs und Transaktionsregister. Allerdings sind Nichtfinanzinstitute (wie Energieunternehmen), die über OTC-Derivate die aus ihrem Kerngeschäft erwachsenden Risiken mindern, von der Pflicht zur Abwicklung über zentrale Kontrahenten ausgenommen und sie profitieren von weiteren Sonderregelungen. Die Verordnung soll ab Ende 2012 gelten.

Schließlich beabsichtigt die EU-Kommission eine Überarbeitung der EU-Marktmisbrauchrichtlinie (MAD – Market Abuse Directive) und der EU-Finanzmarkttrichtlinie (MiFID – Markets in Financial Instruments Directive). Bei beiden Überarbeitungsvorhaben ist es das erklärte Ziel der EU-Kommission, die EU-Finanzmarktregeln unter anderem auch besser auf den Warenterminhandel auszurichten und die Kompetenzen der Europäischen Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA) sowie der nationalen Finanzregulierungsbehörden zu stärken. Damit wird auch der Handel mit Energiederivaten von diesen Vorhaben betroffen sein. Mit der Vorlage eines Kommissionsvorschlags zur Überarbeitung dieser beiden EU-Richtlinien wird im Frühjahr 2011 gerechnet. Die überarbeiteten Regelungen sollen bis Ende 2012 in Kraft treten.



Strom

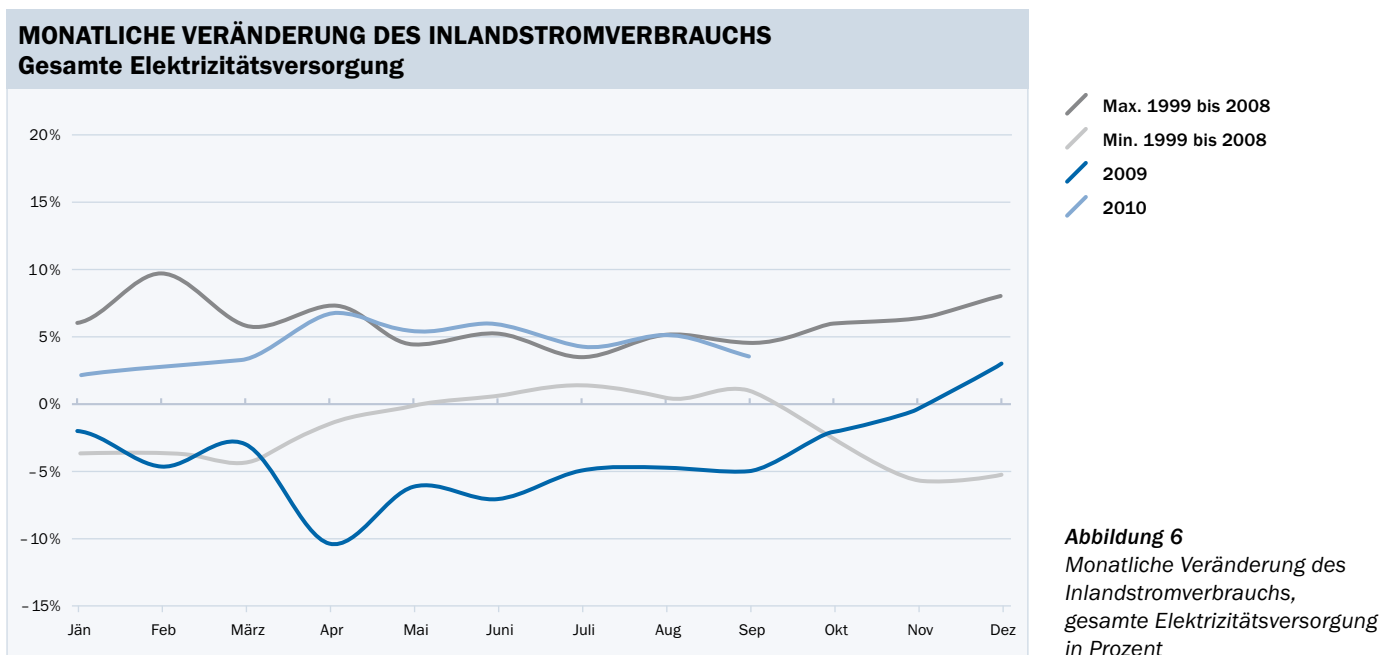
Entwicklung am Elektrizitätsmarkt 2010

Stromverbrauch zurückgegangen

ENTWICKLUNGEN AUF DEM ÖSTERREICHISCHEN ELEKTRIZITÄTSMARKT

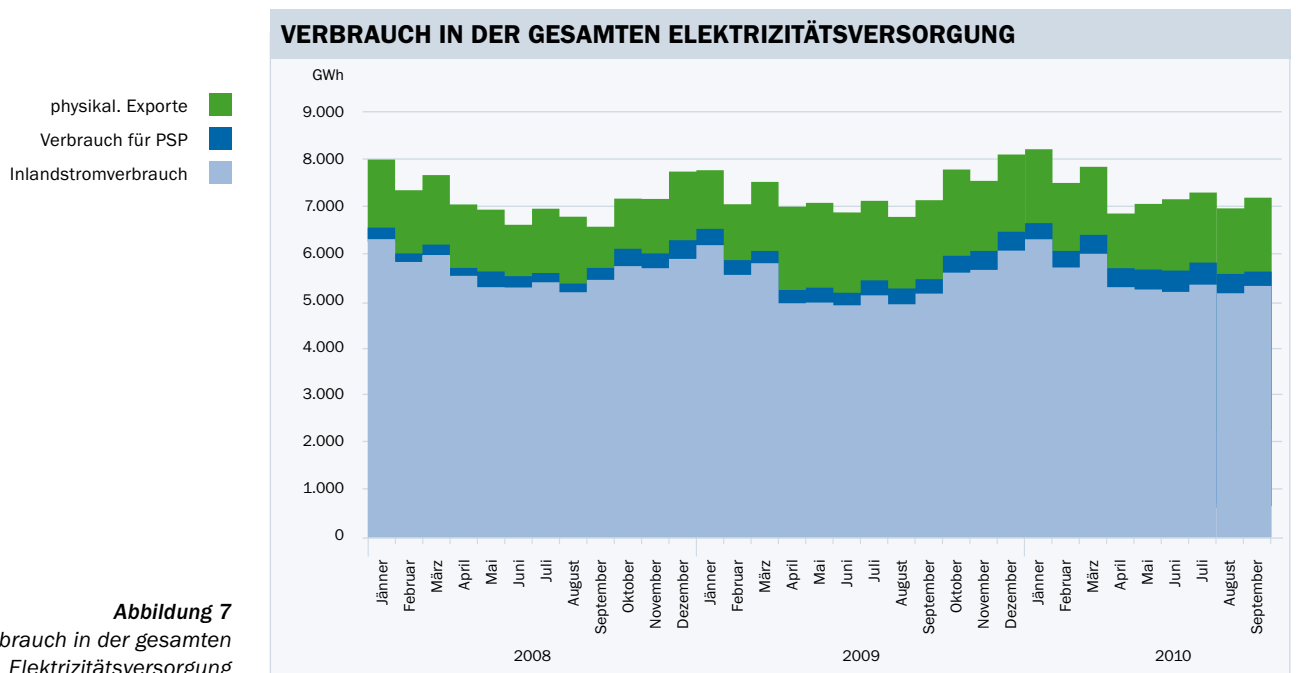
Mit dem dritten Quartal 2008 setzte eine zum Teil stark rückläufige Verbrauchsentwicklung im Elektrizitätsbereich ein, die ununterbrochen bis November 2009 anhielt. Damit ergab sich für das gesamte Kalenderjahr 2009 ein Rückgang des inländischen Stromverbrauchs: 2009 wurden im Inland insgesamt 65,8 TWh verbraucht, was einem Verbrauchsrückgang um 2,6 TWh oder 3,9% entspricht. Dieser Rückgang ist weitestgehend auf wirtschaftliche Faktoren zurückzuführen, die sich insbesondere im Stromverbrauch der mittleren und großen industriellen Stromabnehmer ausgewirkt haben. Demgegenüber stieg der Stromverbrauch insbesondere bei den privaten Haushalten, aber auch bei großen industriellen Stromabnehmern oder blieb, wie bei den Gewerbekunden, zumindest gleich hoch. Anzumerken ist noch, dass in den letzten fünfzig Jahren lediglich 1992 ein Verbrauchsrückgang verzeichnet wurde.

Mit Dezember 2009 erfolgte eine Umkehrung des seit Oktober 2008 rückläufigen Verbrauchstrends, sodass wieder positive Verbrauchsentwicklungen im Bereich der gesamten Elektrizitätsversorgung gegeben sind. Dabei stieg der inländische Stromverbrauch im ersten Quartal 2010 um insgesamt 2,8%, im zweiten Quartal um 6,0% und im dritten Quartal um 4,2%. Für die ersten neun Monate 2009 war damit eine inländische Verbrauchssteigerung um 4,3% oder 2,1 TWh auf 50,2 TWh zu verzeichnen. Im Bereich des öffentlichen Netzes ist demgegenüber die Netzabgabe „lediglich“ um 2,7% bzw. 1,1 TWh auf 42,9 TWh angestiegen, was ebenfalls auf den konjunkturellen Einfluss als wesentlichen verbrauchssteigernden Faktor hindeutet. Demgegenüber ist bei den Haushalten von einem gleichbleibenden bzw. nur eher moderat steigenden Stromverbrauch auszugehen.



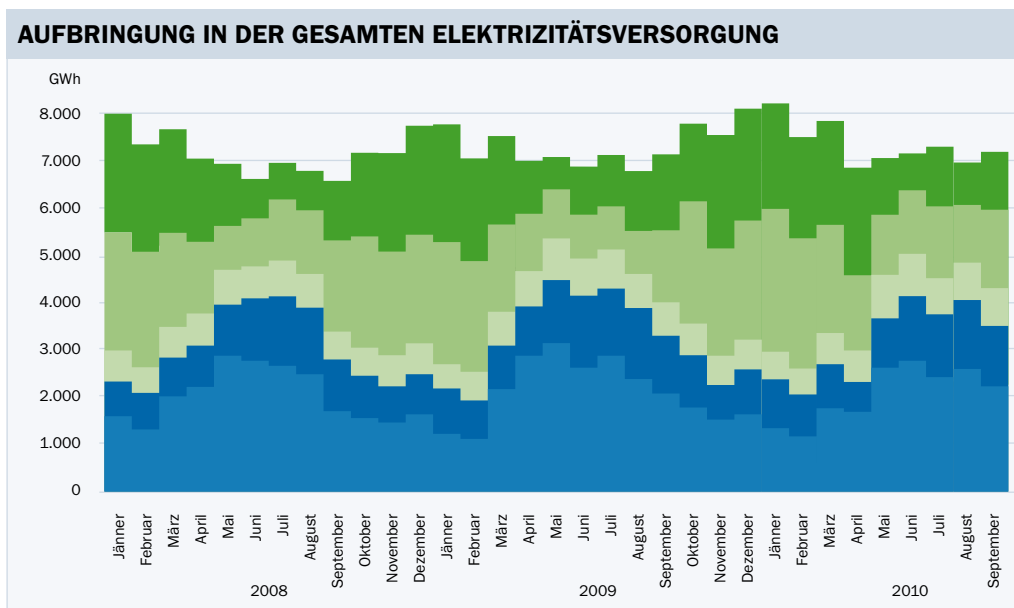
Quelle: E-Control

Anzumerken ist, dass der inländische Verbrauchszuwachs der ersten neun Monaten 2009 von 2,1 TWh oder 4,3% der Verbrauchsrückgang im selben Betrachtungszeitraum des Vorjahres von 2,4 TWh nahezu ausgeglichen hat und somit das Verbrauchsniveau 2008 beinahe wieder erreicht wurde. Auffallend bei dieser Entwicklung ist, dass die Verbrauchsrückgänge des Vorjahres im Berichtsjahr nahezu Monat für Monat wieder ausgeglichen wurden: einem Rückgang von 3,2% im ersten Quartal 2009 steht ein Verbrauchsanstieg 2010 von 2,8%, dem Verbrauchsrückgang des zweiten Quartals 2009 von 7,9% ein Anstieg im Berichtsjahr um 6,0% und dem Rückgang von 4,7% im dritten Quartal eine Verbrauchssteigerung um 4,2% im Berichtsjahr gegenüber.



Quelle: E-Control

In den ersten drei Quartalen 2010 wurden insgesamt 52,4 TWh im Inland erzeugt, was einem Anstieg um 0,8 TWh oder 1,5% gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres entspricht. Dabei lag die Erzeugung der Wasserkraftwerke mit 29,0 TWh um 2,6 TWh oder 8,3% deutlich unter dem Vorjahr, was bei den Laufkraftwerken auf eine vor allem im ersten Halbjahr unterdurchschnittliche Wasserführung zurückzuführen ist: Sie lag für diesen Zeitraum mit einem Erzeugungskoeffizienten von 0,93 sowohl unter dem langjährigen Mittelwert wie auch andererseits sehr deutlich unter dem Erzeugungsdargebot des ersten Halbjahrs 2009 mit seinem hohen Erzeugungskoeffizienten von 1,08. Lediglich im dritten Quartal 2010 lag der Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke mit 1,05 über dem langjährigen Mittelwert aber immer noch unter dem Vergleichswert von 1,06. Dieser Erzeugungsrückgang konnte durch einen stärkeren Einsatz der Wärmekraftwerke wettgemacht werden: Sie erzeugten mit 16,8 TWh um 3,3 TWh oder 24,7% mehr als 2009. Trotz der insgesamt etwas höheren inländischen Erzeugung musste, bedingt durch den hohen Verbrauchsanstieg, ein wesentlicher Aufbringungsanteil aus dem Import-Export-Saldo abgedeckt werden: Während im Vorjahr die Exporte noch die Importe um 0,8 TWh übertrafen, war im Berichtszeitraum 2010 ein Importüberhang um 1,2 TWh gegeben. Dabei stiegen die physikalischen Importe um 7,2%, während die Exporte um 7,6% zurückgingen.



- Physikal. Importe
- Sonstige Erzeugung
- Wärmekraftwerke
- Speicherkraftwerke
- Laufkraftwerke

Abbildung 8
 Aufbringung in der gesamten
 Elektrizitätsversorgung

Quelle: E-Control

Mit Ende September 2010 waren in den Großspeichern insgesamt 2,8 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 88,3% entspricht. Im Vergleich zum Vorjahr ist damit der Speicherfüllungsgrad um 4,3%-Punkte höher. Dabei ist anzumerken, dass der Speicherstand zu Jahresbeginn und bis Ende des ersten Halbjahres deutlich unter dem Vergleichswert des Vorjahres lag. Erst im August und September wurden die Vorjahresstände überschritten.

Anders als bei den Großspeichern war bei den Wärmekraftwerken der öffentlichen Erzeuger zum Jahresbeginn 2010 ein vergleichsweise hoher Lagerstand an festen und flüssigen fossilen Brennstoffen gegeben, während mit Ende September die Brennstofflager mit einem Wärmeäquivalent von 8,7 TWh erstmals geringer als im Vorjahr waren. Ebenfalls auffallend ist, dass der höchste Lagerstand im Vorjahr im November gegeben war, während der Höchstwert 2010 bereits Ende August überschritten worden sein dürfte.

Eine wesentliche Kennzahl für den Kraftwerkspark ist die Arbeitsverfügbarkeit. Sie ist ein Maß dafür, wie viel Elektrizität ein Kraftwerksblock bzw. ein Kraftwerk aufgrund des gegenwärtigen Zustandes erzeugen kann. Bei den Wärmekraftwerken lag sie 2009 bei 83,5% (Mittelwert bei 83%) und für die Speicherkraftwerke bei 89,4% (Mittelwert von 91%). Als Maß für den zu erwartenden Beitrag der Laufkraftwerke kann die gesicherte Leistung herangezogen werden. Diese kann, vereinfacht formuliert, über 95% der Zeit ausgefahren werden und lag bei 39,5% der installierten Kraftwerksleistung.

In den ersten drei Quartalen 2010 haben über 93.200 Stromkunden ihren jeweiligen Versorger gewechselt, was einer Wechselrate von 1,6% entspricht, während im Vergleichszeitraum des Vorjahres nur 65.300 oder 1,1% der Stromkunden diesen Schritt gesetzt haben. Die Wechselbereitschaft war in den einzelnen Kundengruppen sehr unterschiedlich: So haben 2010 bei den Haushaltskunden mit 62.200 oder 1,5% um über die Hälfte mehr ihren Versorger gewechselt (39.500 bzw. 1,0% in 2009), während bei den anderen, nicht lastganggemessenen Kunden mit 28.000 oder 1,7% gegenüber 24.000 bzw. 1,5% die Steigerung der Versorgerwechsel geringer war. Bei den Großkunden haben mit 3.100 oder 9,3% gegenüber 1.500 bzw. 4,6% nahezu doppelt so viele zu einem neuen Versorger gewechselt als im Vergleichszeitraum 2009.

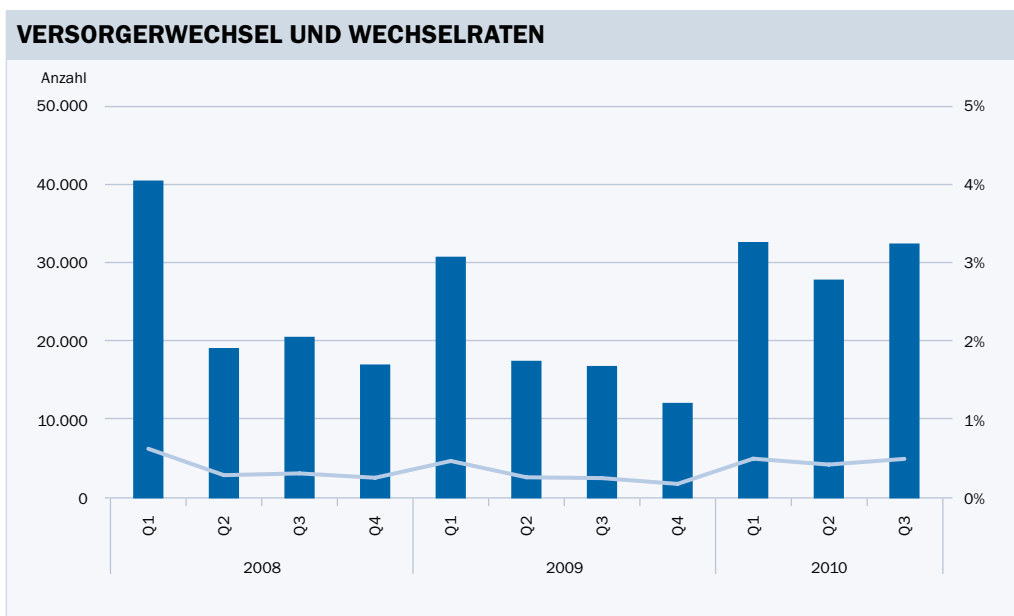


Abbildung 9
 Versorgerwechsel und Wechselraten

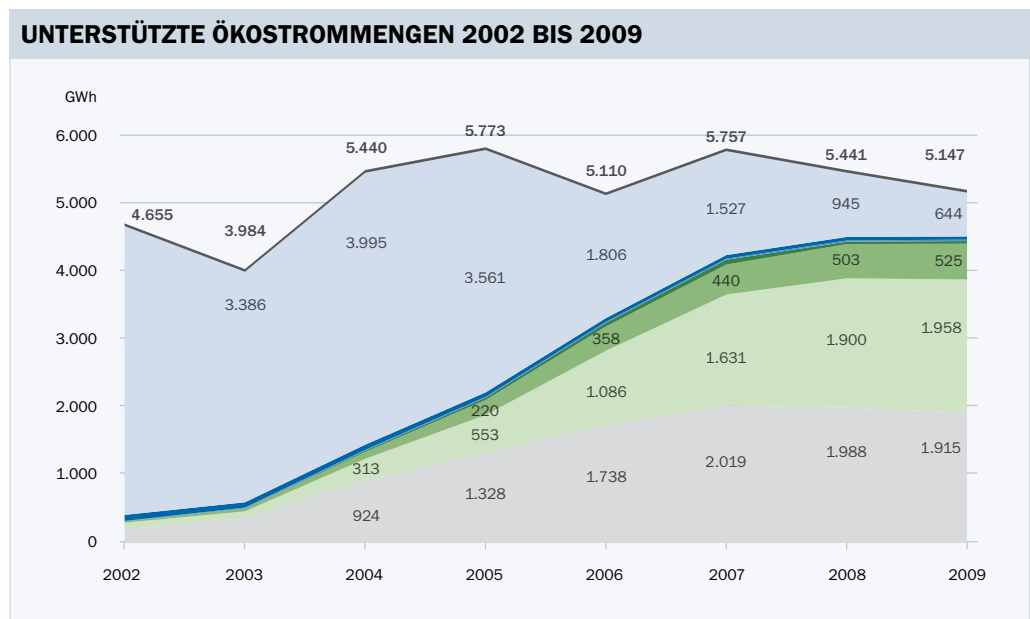
Quelle: E-Control

Die höchste Wechselbereitschaft war in der Steiermark mit 1,5% gegeben, wobei hier überdurchschnittlich viele Rückwechsler verzeichnet wurden. Mehr oder weniger durchschnittliche Wechselraten ergaben sich in Niederösterreich mit 0,7%, in Kärnten mit 0,6% sowie in Oberösterreich mit 0,5%. In allen anderen Bundesländern wurden vergleichsweise niedrige Wechselraten zwischen 0,003% in Vorarlberg und 0,3% in Wien verzeichnet.



ENTWICKLUNG ÖKOSTROM

In den Jahren 2002 bis 2009 war ein starkes Mengenwachstum an gemäß Ökostromgesetz geförderten sonstigen Ökostromtechnologien (exklusive Kleinwasserkraft) gegeben, das sich von 2007 auf 2008 etwas abgeschwächt hat. Vor allem die Menge von sonstigem Ökostrom (Windkraft, Biomasse fest, Biogas, Biomasse flüssig, Photovoltaik) ist stark gestiegen und liegt im Jahr 2009 bei 4.503 GWh (2002: 412 GWh). Im Gegensatz dazu schwanken die Mengen an von der OeMAG abgenommener Kleinwasserkraft stark und gehen seit 2004 zurück, da viele Kleinwasserkraftbetreiber aufgrund des steigenden Marktpreises das Einspeisetariffördersystem der OeMAG verlassen und ihren Strom auf dem freien Markt verkaufen bzw. ist die Abnahme von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen zu Einspeisetarifen mit Ende 2008 ausgelaufen.



- Summe unterstützter Ökostrom
- Kleinwasserkraft - OeMAG
- Anderer unterstützter Ökostrom
- Photovoltaik
- Biomasse flüssig
- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft

Abbildung 10
 Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2002 bis 2009

Quellen: E-Control, OeMAG

Die bisher verfügbaren Daten für 2010 zeigen bis inklusive zweitem Quartal 2010 ähnliche Erzeugungsmengen für sonstigen Ökostrom wie im Vergleichszeitraum des Jahres 2009. Die Erzeugungsmengen für Kleinwasserkraft sind hingegen signifikant angestiegen, nämlich von 1,0% auf 2,1% der Gesamtabgabe im öffentlichen Netz.

ÖKOSTROMEINSPEISEMENGEN UND -VERGÜTUNGEN IM 1. HALBJAHR 2010

Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen (inkl. Marktwert) in Österreich im 1. Halbjahr 2010 sowie Vergleich zum 1. Halbjahr 2009

Energieträger	Einspeisemenge in GWh 1. HJ 10	Vergütung netto in Mio. Euro 1. HJ 10	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamtabgabemenge 1. HJ 10 ¹	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh 1.HJ 10	Einspeisemenge in GWh 1. HJ 09	Vergütung netto in Mio. Euro 1.HJ 09	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamtabgabemenge 1. HJ 09 ²	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh 1. HJ 09
Kleinwasserkraft	580	31,6	2,1%	5,45	267	14,5	1,0%	5,42
Sonstige Ökostromanlagen	2.377	266,7	8,6%	11,22	2.351	263,8	8,8%	11,2
Windkraft	1.062	83,1	3,9%	7,83	1.084	84,3	4,0%	7,77
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	994	134,6	3,6%	13,55	954	132,8	3,6%	13,93
Biomasse gasförmig	270	38,2	1,0%	14,15	261	36,7	1,0%	14,06 + 3,00*
Biomasse flüssig	16	2,2	0,1%	13,84	20	2,8	0,1%	13,82
Photovoltaik	12	6,8	0,04%	56,09	10	5,6	0,04%	58,53
Deponie- und Klärgas	22	1,6	0,1%	7,21	22	1,6	0,1%	7,10
Geothermie	0,7	0,08	0,003%	10,43	0,7	0,09	0,002%	13,49
Ges. Kleinwasserkraft und sonstige Ökostromanlagen	2.957	298,3	10,7%	10,09	2.618	278,3	9,8%	10,63

¹ bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 27.534 GWh für das 1. Halbjahr 2010 (vorläufiger Wert)² bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 26.807 GWh für das 1. Halbjahr 2009 (vorläufiger Wert)

* Durchschnittliche Vergütung im Jahr 2009 14,06 Cent/kWh zuzüglich 3 Cent/kWh Rohstoffzuschlag

Tabelle 3: Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2010 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2009

Quelle: OeMAG

Demnach ist ein Anstieg der Gesamtabgabemenge im öffentlichen Netz von 9,8% auf 10,7% im Vergleichszeitraum 1. Quartal 2009 und 1. Quartal 2010 gegeben.

Einen wichtigen Schwerpunkt der Ökostromförderungen bilden mit Inkrafttreten der Ökostromnovelle BGBl. I 104/2009 neue Wasserkraftanlagen und neue Windanlagen. Die Ausbauziele der Novelle bis zum Jahr 2015 (§ 4 Abs. 3) beinhalten 700 MW Wasserkraft (davon 350 MW Klein- und mittlere Wasserkraft mit Investitionszuschüssen von 20% bzw. 10%, 350 MW Großwasserkraft ohne Förderung bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung



von 3,5 TWh) und 700 MW Windkraft (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 1,5 TWh) sowie (nur für den Fall entsprechender Rohstoffverfügbarkeit) 100 MW Biomasse (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 0,6 TWh). Zum Vergleich beträgt der Bruttoinlandsstromverbrauch im Jahr 2009 65,8 TWh.

Weiters legt das Ökostromgesetz (§ 4 Abs. 2) fest, dass 15% der Abgabe an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen aus Anlagen stammen, für die eine Kontrahierungspflicht der OeMAG oder ein Anspruch auf einen Investitionszuschuss besteht. Dieser Zielwert beinhaltet die Stromerzeugungsmengen aus neu errichteten Klein- und mittleren Wasserkraftanlagen sowie die Strommengen, die durch Optimierungen und Erweiterungen von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes 2002 zusätzlich erzeugt wurden. Strom aus Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung größer 20 MW wird hier nicht berücksichtigt.

Aufgrund der Förderung mittels Investitionszuschüssen für kleine und mittlere Wasserkraft ist ein Anstieg der Projekte zu erwarten. Es ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2015 1.218 GWh an kleiner und mittlerer Wasserkraft von der OeMAG mittels Investitionszuschüssen gefördert wird. An Ablage werden bis 2015 voraussichtlich zusätzliche 285 GWh gefördert.

Signifikante Steigerungen der Ökostromerzeugung in geförderten Ökostromanlagen sind in kommenden Jahren durch weitere neue Windkraftanlagen zu erwarten. Mit Stand Mitte 2010 sind Genehmigungsverfahren für mehrere hundert MW Windkraftanlagen bei den Genehmigungsbehörden anhängig. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass das Ziel des zusätzlichen Ausbaus der Windkraft in Höhe von 700 MW bis zum Jahr 2015 erfüllt wird.

**Ökostromerzeugung
wird steigen**

Biomasse erhält im Jahr 2009 neuerlich einen Rohstoffzuschlag von 3 Cent/kWh. Dies stellt bei den relativ hohen Anlagenerrichtungs- und Stromerzeugungskosten einen zusätzlichen Investitionsanreiz dar. Ein zusätzlicher Ausbau von 100 MW Biomasse fließt ebenfalls in die Prognose zur Zielerreichung bis 2015 ein.

An sonstigem unterstützten Ökostrom werden bis zum Jahr 2015 4.503 GWh Förderung über die OeMAG mittels Einspeisetarifen prognostiziert.

Nach derzeitigem Stand der Prognosen wird der Anteil der Erneuerbaren an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen bis zum Jahr 2015 14,5% betragen. Mit zusätzlichen 344 GWh Erneuerbaren würde das 15%-Ziel erreicht werden.

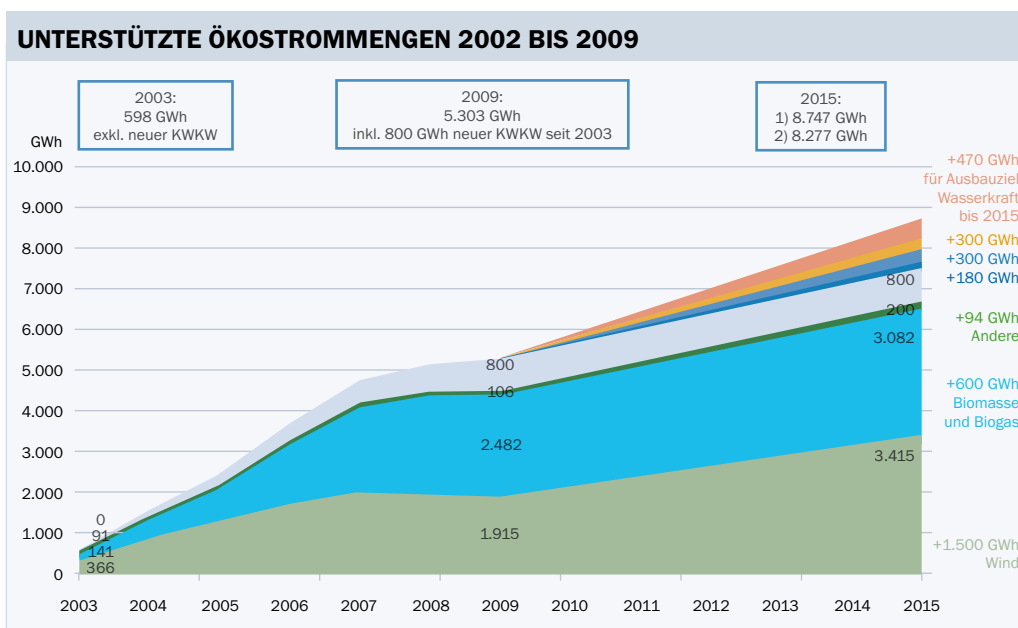


Abbildung 11
 Erwartete geförderte Ökostrom-
 erzeugung nach Ökostrom-
 technologien bis 2015 in GWh

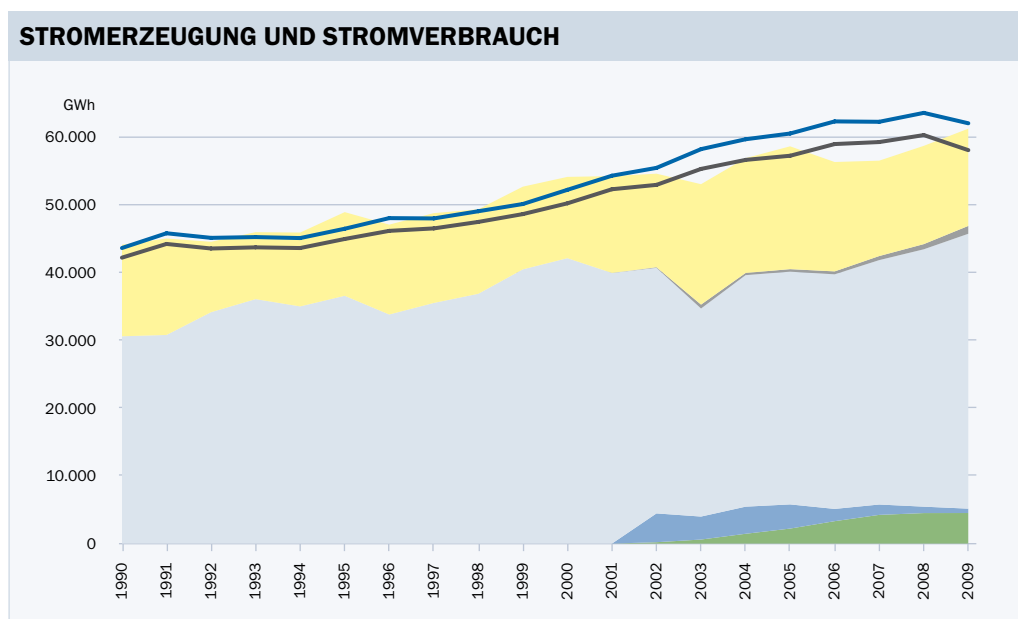
Quellen: E-Control, OeMAG

Wie dargestellt ist vom Jahr 2009 bis zum Jahr 2015 vor allem ein weiterer Ausbau von Windkraft (zusätzlich 1.500 GWh) zu erwarten. Zusätzlich wird die Erzeugung aus Wasserkraft bis 20 MW zunehmen, deren Neuinvestitionen gemäß Ökostromgesetz mit Investitionszuschüssen gefördert werden, nämlich um 1.280 GWh bis 1.750 GWh. Die Gesamtabgabemenge des geförderten Ökostroms steigt somit bis 2015 auf 8.280 GWh bis 8.750 GWh.

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch an sich als auch die erzeugten Mengen gestiegen. So wurden im Jahr 1990 im öffentlichen Netz 43,5 TWh Strom (inklusive Pumpstrom) verbraucht und 44,1 TWh Strom produziert, der Anteil der Erneuerbaren am Verbrauch lag bei 70%.

Bis zum Jahr 2009 stieg die verbrauchte Strommenge um 42% und betrug 61,9 TWh, von denen 73,7% aus erneuerbaren Energiequellen stammen⁸. Die Erzeugung von Ökostrom an sich nahm in diesem Zeitraum um 49,5% zu (Abbildung 11).

⁸ Die Werte aus dem Jahr 2009 sind vorläufige Werte (können sich nach dem 2. Clearing noch ändern).



- Fossile und sonstige Energieträger
- Sonstige Kraftwerke < 10 MW
- Wasserkraft (außer OeMAG)
- KWKW - OeMAG
- Sonstiger Ökostrom - OeMAG
- Verbrauch öffentliches Netz inkl. Pumpstrom
- Verbrauch öffentliches Netz exkl. Pumpstrom

Abbildung 12
 Stromerzeugung und
 Stromverbrauch – öffentliches
 Netz 1990 bis 2009 (2009:
 vorläufige Werte)

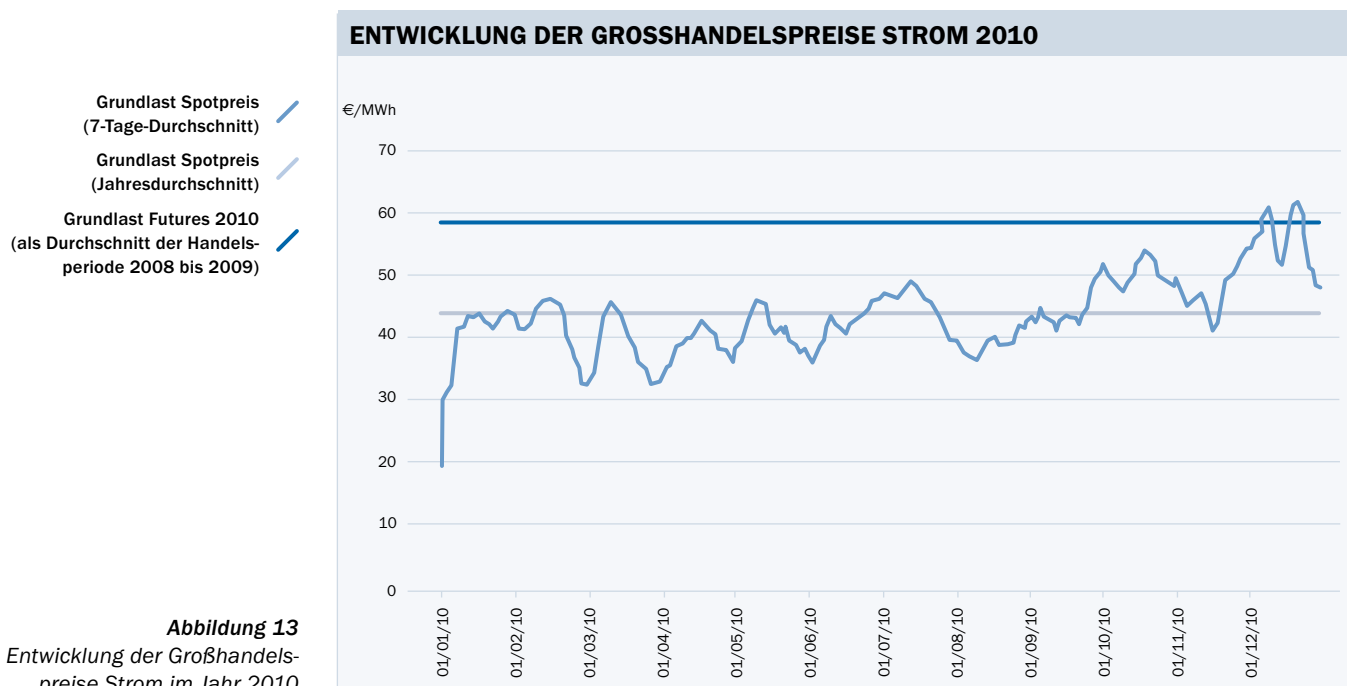
Quelle: E-Control

PREISENTWICKLUNG AM GROSSHANDELSMARKT

Der Spotmarkt reflektierte 2010 mehrere gegensätzliche Impulse. Sehr unterschiedliche Ereignisse führten im Day-Ahead-Markt zu Ausschlägen in positive und negative Richtung, wie zum Beispiel der Generalstreik in Frankreich oder die Änderungen in dem deutschen EEG-Einspeisemechanismus. Neben den Temperaturen als Nachfragemotor war auf der Erzeugungsseite die prognostizierte Windeinspeisung ein entscheidender Faktor bei der Bestimmung der Spotpreise.

Im langfristigen Markt zeigte sich das Jahr 2010 eher von der langweiligen Seite. So gab es bei den Base-Jahreskontrakten 2011 und 2012 kaum merkliche Änderungen. Dabei pendelte der Base-Kontrakt 2011 durchwegs um die 50-Euro-Marke, beeinflusst von den leicht sinkenden Kohlepreisen und den relativ stabilen CO₂-Preisen. Bei den Peak-Futures konnte mehr Bewegung beobachtet werden, die größeren Schwankungen bei den Gasgroßhandelspreisen haben sich auf die Erwartungen der Händler über den zukünftigen Kraftwerkseinsatz im Spitzenlastbereich ausgewirkt. Die Entspannung an den Gasmärkten gegen Jahresende führte somit zu einer entsprechenden Erholung bei den Peak-Jahreskontrakten.

Die Entwicklung der Strompreise für Spot- wie die Futureskontrakte in Österreich⁹ und Deutschland werden in *Abbildung 13* dargestellt. Der Spread zwischen Futureskontrakt und Spotmarkt lag im Jahr 2010 demnach bei 23,95 €/MWh. Es war somit günstiger, den Jahresbedarf an Stromlieferungen am Spotmarkt abzudecken.



Quellen: EEX, EPEX, Eigene Berechnungen Preisentwicklung am Stromspotmarkt

PREISENTWICKLUNG FÜR ENDKUNDEN

Die Energiepreise sind seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 nicht reguliert. Behördlich festgelegt werden die Systemnutzungstarife (durch die Regulierungsbehörde) sowie Steuern und Abgaben (durch Bund, Länder, Gemeinden). Die Systemnutzungstarife werden bis auf den Messpreis, der als Höchstpreis definiert ist, als Festpreise festgesetzt. Die Netzbetreiber können somit den Messpreis auch niedriger ansetzen, haben dabei jedoch alle Kunden gleich zu behandeln; d. h. je Zählertyp ist ein einheitlicher Preis allen Netzkunden in Rechnung zu stellen.



Strompreisentwicklung – Kleinkundenmarkt

Die Entwicklung des Gesamtstrompreises von Haushaltskunden wird in *Abbildung 13* dargestellt. Berücksichtigt wird dabei nicht nur der Energiepreis, sondern auch die Kosten für die Netznutzung sowie die Steuern und Abgaben, die von Endkunden zu zahlen sind. Trotz erneuter Netztarifsenkungen im Januar 2010 ist es 2010 zu einem weiteren leichten Anstieg des Strom-VPI gekommen. Einige Lieferanten haben die Netztarifsenkungen durch Energiepreiserhöhungen ausgeglichen.

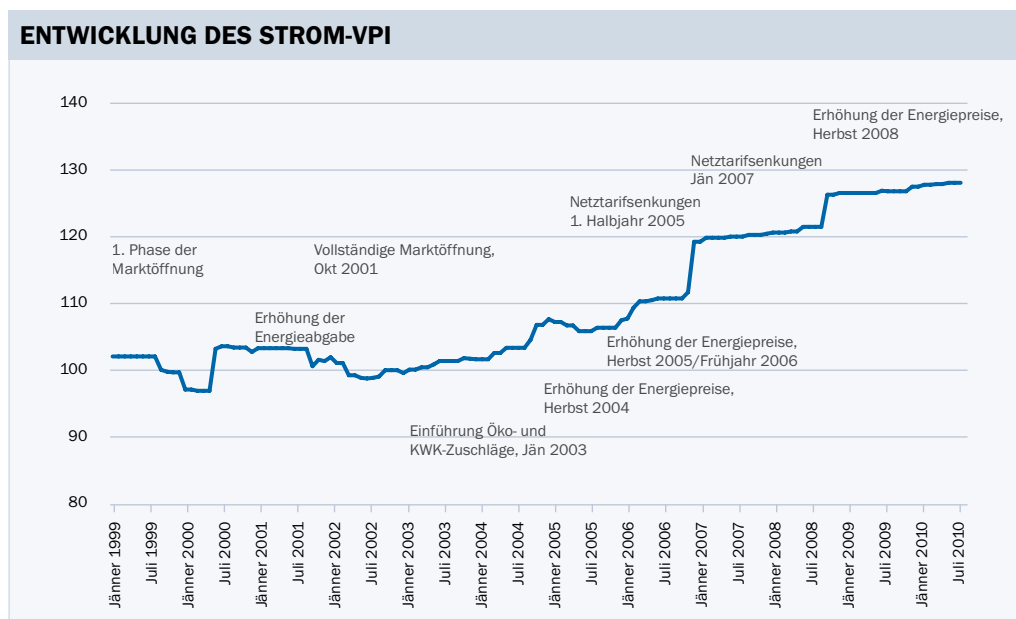


Abbildung 14
Entwicklung des Strom-VPI
(Index Oktober 2001 = 100)

Quellen: Statistik Austria, E-Control

Preisentwicklung für Haushalte

Im Vergleich zum Strom-VPI (*Abbildung 13*) ist die Entwicklung der Gesamtpreise für Haushaltskunden (*Abbildung 14*) beim lokalen Anbieter jeweils in den verschiedenen Netzgebieten seit September 2008 starken Schwankungen unterlegen und auch nicht einheitlich in eine Richtung.

Preisänderungen zu Jahresbeginn sind größtenteils auf eine Änderung der Netztarife zurückzuführen. Nicht alle Lieferanten haben diese Senkung allerdings direkt an die Konsumenten weitergegeben, sondern sie durch eine Preiserhöhung ausgeglichen bzw. über den ursprünglichen Gesamtpreis hinaus erhöht. Die unterschiedlichen Gesamtpreisniveaus sind nicht nur auf die unterschiedlichen Energiepreise der lokalen Anbieter, sondern auch auf die unterschiedliche Höhe der Netztarife und eventuell netzgebietsspezifisch anfallende Abgaben zurückzuführen.

Die Preise für Kleinkunden sind mit Beginn des Jahres 2010 sprunghaft angestiegen. Seitdem bleiben die Preise jedoch auf einem weitgehend konstanten Niveau. Die Energiepreiserhöhungen lagen in den meisten Fällen zwischen 4% und 9%, Energie AG und Linz AG erhöhten mit Jahresbeginn jedoch um 18% bzw. 19%, der Verbund im Mai um 13%. Weiters erhöhten die Vorarlberger Kraftwerke den Energiepreis für Kunden außerhalb des eigenen Netzgebietes um 15%.

Preisentwicklung im internationalen Vergleich

Eurostat Preisvergleich

In ersten Halbjahr 2009 sind die Haushaltsstrompreise in Österreich im Vergleich zu anderen europäischen Ländern deutlicher angestiegen. Im zweiten Halbjahr 2009 lag der für einen Durchschnittskunden erhobene Preis inkl. Steuern und Abgaben über den EU-15- und EU-27-Durchschnitten (*Abbildung 15*). Im zweiten Halbjahr blieben die Preise hingegen konstant.

Die Zuordnung der Steuern und Abgaben bzw. deren getrennte Ausweisung ist nicht in allen Ländern gleich. Dies führt dazu, dass der Vergleich der Energie- und Netzkosten und der Vergleich der Gesamtkosten ein unterschiedliches Ergebnis zur Folge hat. Für die Standortentscheidung ist jedoch ausschließlich der Gesamtpreis inklusive aller Steuern und Abgaben relevant. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Daten seit verganginem Jahr nach einer neuen Methodologie erhoben werden, um sie vergleichbarer zu machen.



HAUSHALTSSTROMPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH

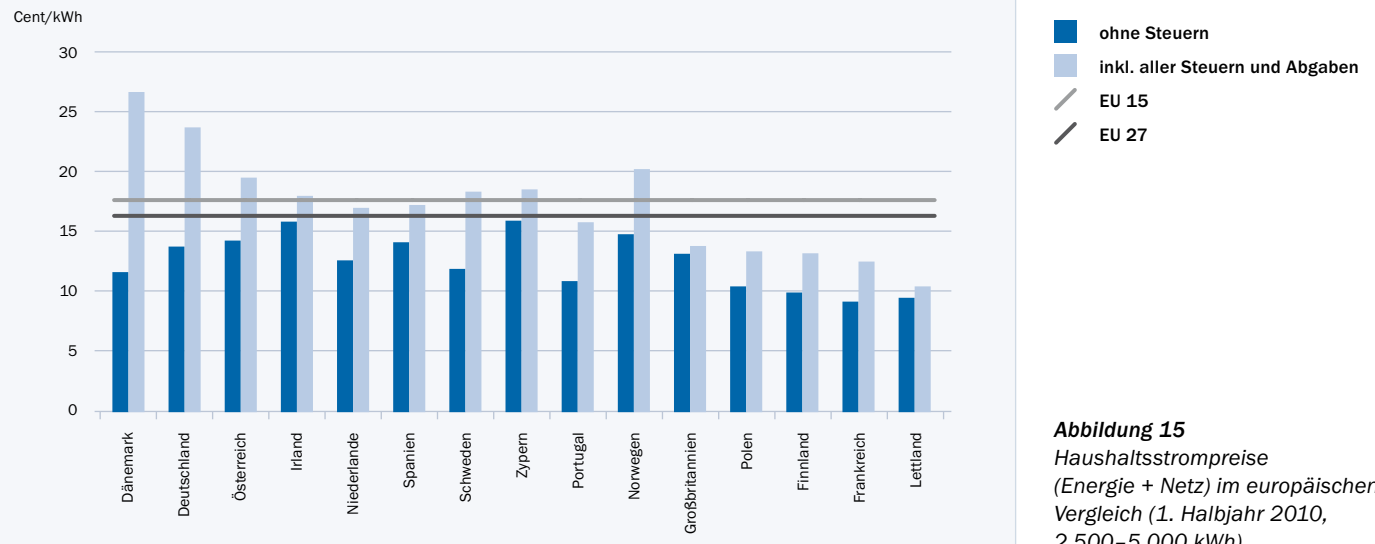


Abbildung 15
Haushaltsstrompreise (Energie + Netz) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2010, 2.500–5.000 kWh)

Quelle: Eurostat

STROMPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE IM EU-VERGLEICH

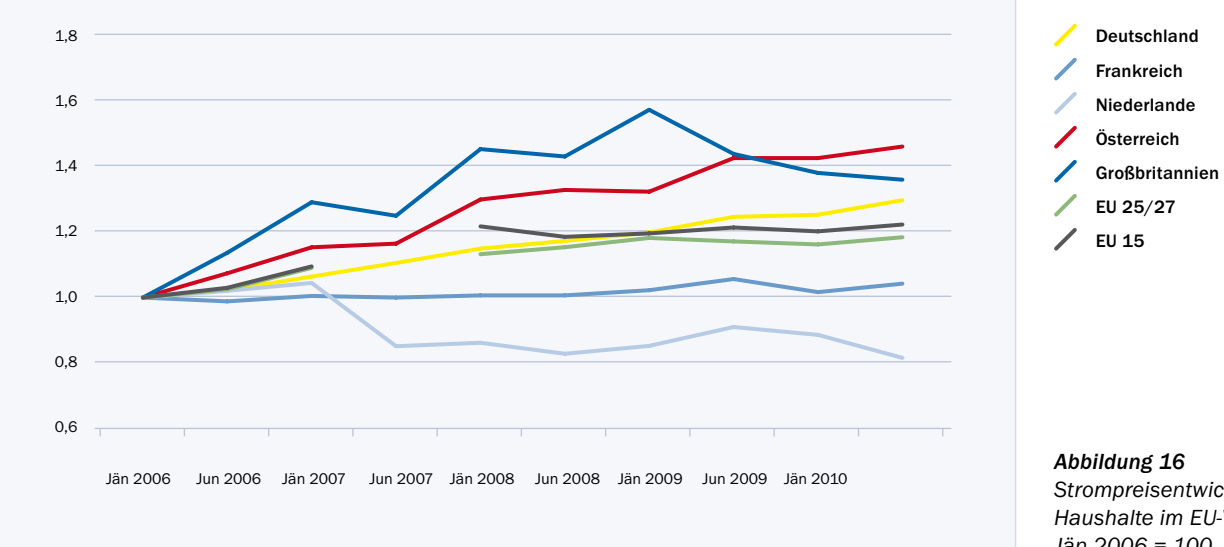


Abbildung 16
Strompreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich, Jän 2006 = 100

Quelle: Eurostat, 1. Halbjahr 2010 eigene Berechnungen

Die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt für den EU-25/27-Durchschnitt eine ansteigende Tendenz der Haushaltspreise (*Abbildung 16*). Die Preisentwicklung in den einzelnen Mitgliedstaaten zeigt jedoch ein unterschiedliches Bild: verglichen mit dem Vorjahr war in den Niederlanden eine Preissenkung von fast 10% zu verzeichnen, Haushaltskunden in Deutschland waren jedoch von einer 4%igen Preiserhöhung betroffen.

Household Energy Price Index: HEPI

Auf Basis der Strom- und Gaspreise der marktbeherrschenden Unternehmen und deren größten Konkurrenten in den Hauptstädten der EU 15 erstellt die E-Control GmbH gemeinsam mit VaasaETT den Europäischen Strompreisindex für Haushalte, HEPI. Dabei handelt es sich um einen gewichteten Index für Endkundenpreise, der die generelle Preisentwicklung in Europa erfasst.

Der HEPI ist der einzige unabhängige europäische Strom- und Gaspreisindex, der die Preise unter den Ländern der EU 15 vergleicht. Die Angaben werden unter Anwendung einer präzisen, vergleichenden Definition und Methodologie direkt von den Versorgern und den Behörden jedes Landes eingehoben. Der HEPI wird jeden Monat berechnet und auf der Homepage der E-Control veröffentlicht, wobei die Hauptstädte der EU 15 dem Preis nach gelistet und die Preise analysiert werden.

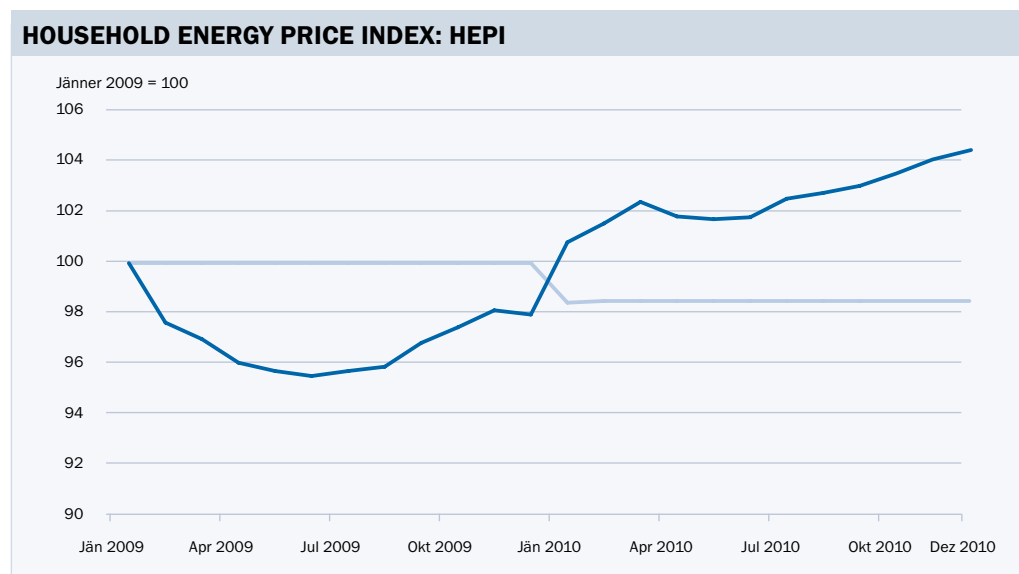


Abbildung 17
 HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control



Für 2010 zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU 15 (HEPI) eine stark steigende Tendenz, abgesehen von einem kurzzeitigen Sinken im Frühsommer 2010. Die österreichischen Strompreise für Haushaltskunden dagegen sind im Wesentlichen konstant geblieben (*Abbildung 17*) und folgten bisher nicht dieser Entwicklung.

Ein internationaler Strompreisvergleich für Industriekunden ist nicht möglich, da keine aktuellen Daten aus 2010 für diese Abnahmefälle für Österreich vorliegen.

Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Strom

REGULIERUNG DER NETZE: TARIFIERUNG STROM

Die Netzentgeltanpassung (Netznutzung und Netzverlust) führte im Rahmen der Anpassungen der SNT-VO 2010 zu einer Reduktion der Netzentgelte von durchschnittlich rund 10% im Vergleich zum Jahr 2009. Dieser starke Rückgang im Vergleich zum Vorjahr ist unter anderem auf den zur Anwendung gekommenen „Carry-over“-Mechanismus zurückzuführen. Prinzipiell sieht dieser Mechanismus vor, dass die erzielten Effizienzgewinne der Netzbetreiber am Ende der zweiten Regulierungsperiode zu 50% zwischen den Netzkunden und den Netzbetreibern aufgeteilt werden. Jedoch wurden bereits 25% der festgestellten Effizienzsteigerungen (auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008) bei der Neufestsetzung der Tarife mit 1.1.2010 berücksichtigt. Insgesamt führte die Reduktion der Tarife im Jahr 2010 zu einer Kostenreduktion von rund 60 Mio. Euro. Seit Beginn der Regulierung im Jahr 2001 konnten somit die Kosten insgesamt um etwa 590 Mio. Euro gesenkt werden.

**Stromnetztarife
2010 gesunken**

Da innerhalb der nächsten Jahre mit einem verstärkten Investitionsbedarf zu rechnen ist, und Anreizregulierungssysteme das inhärente Risiko bergen, dass erforderliche Investitionen in die Infrastruktur unterlassen werden, hat die E-Control entsprechend reagiert. Im Zuge der zweiten Regulierungsperiode wurde deshalb ein Investitions- und Betriebskostenfaktor implementiert. Diese beiden Faktoren kommen bei der Tariffestsetzung mit 1.1.2011 erstmals zur Anwendung und sollen sicherstellen, dass Unternehmen notwendige Investitionen durchführen und somit die Versorgungssicherheit in Österreich langfristig gewährleistet bleibt. Während die Unternehmen notwendige Investitionen in angemessener Weise abgegolten bekommen, haben die Netzkunden den Vorteil, dass nur jene Investitionen berücksichtigt werden, die auch seitens der Unternehmen tatsächlich durchgeführt wurden. Allgemein ist festzuhalten, dass die verstärkten Investitionserfordernisse der nächsten Jahre dazu führen werden, dass Tarifreduktionen im Ausmaß der letzten Jahre in Hinkunft sicherlich nur mehr sehr schwer zu realisieren sein werden.

GRENZÜBERSCHREITENDE LIEFERUNGEN

Abbildung 18 zeigt die thermischen Übertragungskapazitäten und Kuppelstellen der grenzüberschreitenden Leitungen für den Fall der reinen Wirklastübertragung an den Grenzübergabestellen zwischen dem österreichischen Übertragungsnetz und den angrenzenden Netzen. Die wichtigsten Veränderungen sind die Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität zwischen den Regelzonen APG und CEPS durch die Inbetriebnahme des zweiten 380-kV-Leitungssystems im Spätherbst 2008 sowie zwischen APG und MAVIR mit der Inbetriebnahme ebenfalls eines weiteren 380-kV-Leitungssystems im Frühjahr 2010.

Die bestehenden Engpässe zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und zur Schweiz werden mittels koordinierter expliziter Auktionen bewirtschaftet.

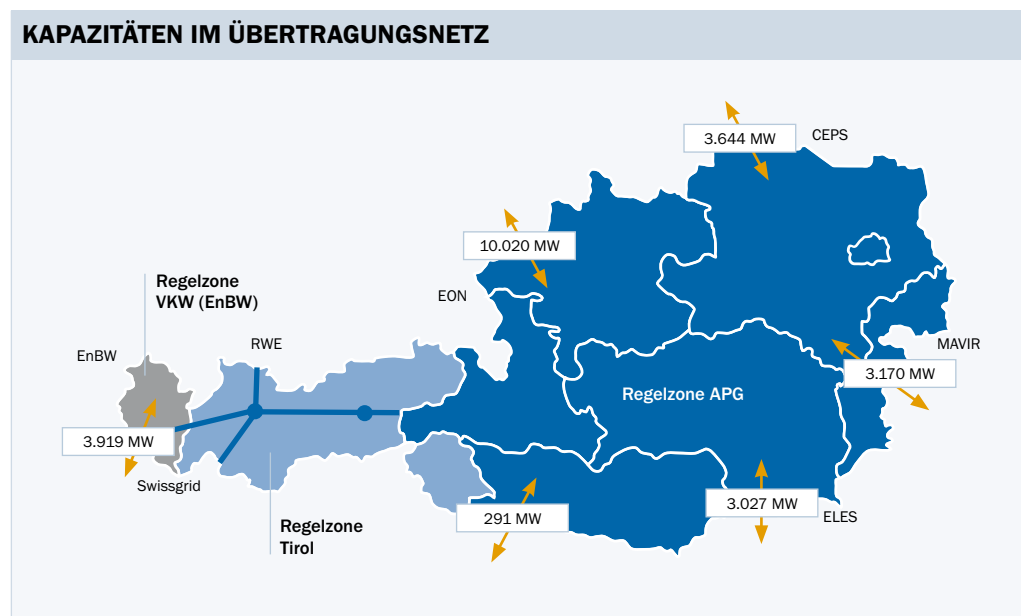


Abbildung 18
Schematische Darstellung der technisch installierten grenzüberschreitenden Kapazitäten im Übertragungsnetz

Quelle: E-Control



Die Durchführung der Vergaben für die knappen Kapazitäten wurden nach umfassenden Vorarbeiten für das Jahr 2011 für die Grenzen zu Tschechien, Ungarn und Slowenien im Auktionsbüro Central Allocation Office (CAO) als eine einheitliche Anlaufstelle für Marktteilnehmer für die gesamte Region CEE (umfasst neben Österreich noch Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn, Slowenien) zusammengefasst. Das bedeutet für Marktteilnehmer Vereinfachungen, da neben der Bündelung der Angebote und der Kommunikation auch nur mehr einheitliche Regeln für alle Grenzen der Region zur Anwendung kommen. Die Regulierungsbehörden der Region haben die nunmehr gültigen Auktionsregeln unter Koordinierung der E-Control geprüft und als Zwischenschritt, der jedoch weitere Verbesserungen erfordert, akzeptiert. Als nächster Schritt sollte die geplante Änderung der täglichen Kapazitätsermittlung auf ein lastflussbasiertes Verfahren im Laufe des Jahres 2011 erfolgen. Die Regulierungsbehörden haben sich durch mehrmalige Verzögerungen im Umsetzungsprojekt der regional koordinierten lastflussbasierten Vergabe im abgelaufenen Jahr verstärkt in das Projekt eingebracht. Dadurch konnten bestehende Schwierigkeiten frühzeitig erkannt und bereits teilweise gelöst werden.

Die Kapazitätsvergaben zur Schweiz und zu Italien werden im Jahr 2011 ebenfalls an ein Auktionsbüro zur Durchführung übergeben. In einem weiteren Schritt werden auch hier die anwendbaren Regeln vollständig harmonisiert.

Zuletzt getätigte Netzinvestitionen

Durch die in Österreich zuletzt getätigten Netzinvestitionen, die konkret zur Verbesserung der Netzbetriebssicherheit, aber auch zur stärkeren Marktintegration beitragen, konnte nach der Verstärkung der Verbindung zu Tschechien Ende 2008 im Juni 2009 das Projekt 380-kV-Steiermarkleitung mit erfolgreicher Inbetriebnahme beendet werden. Dadurch wurde in Einklang mit Art. 1.7 der Engpassmanagementleitlinien eine Österreich-intern bestehende Engpasssituation nachhaltig behoben. Die getätigten Netzinvestitionen bringen auch eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazitäten, wie sich beispielsweise aus einem Vergleich der vergebenen Kapazitäten für die Grenze zu Slowenien für die Jahre 2009 und 2010 bzw. 2011 ablesen lässt. Waren es in der Jahresauktion 2009 lediglich 290 MW an vergebenen Kapazitäten (base und peak Produkte), so konnte dieser Wert für 2010 und 2011 auf 350 MW (nur base) gesteigert werden. Die Investitionen in die Steiermarkleitung erfolgten teilweise aus Erlösen aus den Auktionen der grenzüberschreitenden Kapazitäten. Damit wird den Vorgaben von Art. 6 der Verordnung (EG) 1228/2003 betreffend der Verwendung der Auktionserlöse gefolgt. Dort ist vorgesehen, dass die Erlöse für die Gewährleistung der Verfügbarkeit bestehender Kapazitäten (z. B. durch Kraftwerksredispatch), die Schaffung neuer Kapazitäten (z. B. Ausbau von Leitungsinfrastruktur) oder zur Reduktion von Netztarifen verwendet werden dürfen.

Merchant Lines

Im Jahr 2009 wurde von einem Projektwerber ein Merchant-Line-Projekt gemäß Artikel 7 der Verordnung (EG) 1228/2003 bei der Energie-Control Kommission beantragt. Es handelt sich dabei um eine 132-kV-Freileitung zwischen Österreich und Italien, welche die grenzüberschreitende Leitungskapazität nach Italien erhöht. Die Energie-Control Kommission hat das Verfahren im Jahr 2010 positiv abgeschlossen und unter Berücksichtigung der Ansicht der Europäischen Kommission Ausnahmen von den Vorgaben für die Verwendung von Auktionserlösen (Art. 6.6 der VO [EG] 1228/2003) gewährt. Die Ausnahmebedingungen wurden weiters mit der in Italien zuständigen Behörde (dem Wirtschaftsministerium, „Ministerio dello Sviluppo Economico“) abgestimmt.

Im Jahr 2010 sind zwei weitere Anträge auf Ausnahmen bei der Behörde gestellt worden, diese befinden sich in Prüfung.

BERICHT UNBUNDLING

Die Kompetenz zur Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms im Elektrizitätsbereich kommt den Ländern zu (§ 26 Abs. 3 Z 4 EIWOG); Berichtspflichten der betroffenen Unternehmen bestehen gegenüber den Landesbehörden und gegenüber der Energie-Control GmbH (in Folge kurz E-Control). Die Landesbehörden haben der E-Control jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die im Rahmen der Gleichbehandlungsprogramme der Netzbetreiber getroffenen Maßnahmen zu übermitteln.

Auslegungsgrundsätze zu den energierechtlichen Entflechtungsbestimmungen

Die Auslegungsgrundsätze geben die Rechtsansicht der E-Control zur Auslegung und Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen auf Basis des Vermerks der GD Energie und Verkehr der EU-Kommission zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG wieder und sollen den Unternehmen als Orientierungshilfe dienen.

Die Entflechtungsregeln sehen die rechtliche, buchhalterische und organisatorische (funktionale, informatorische) Entflechtung vor.

Internationale Analysen

Auf internationaler Ebene wurden seitens CEER¹⁰ im Rahmen der Arbeitsgruppe „Unbundling, Reporting and Benchmarking“ (URB) „Guidelines of Good Practice“ u.a. für die informatorische Entflechtung von Verteilnetzbetreibern entwickelt, die den österreichischen Auslegungsgrundsätzen entsprechen. In einem 2009 veröffentlichten Status Report, in dem die Einhaltung dieser Richtlinien überprüft wurde, musste festgestellt werden, dass nach wie vor Umsetzungsmängel vorliegen. Gerade hinsichtlich der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen ist die Situation in Europa sehr unterschiedlich und schwer zu kontrollieren. Auch kann aufgrund der mangelnden Konsumentenbeschwerden



auf die kaum vorhandene Unterscheidung des Netzbetreibers vom vertikal integrierten Lieferanten rückgeschlossen werden. Ein weiterer gravierender Punkt ist die Unabhängigkeit des Managements, die sehr oft gegeben ist – jedoch ist oft keine Trennung auf Mitarbeiter-ebene ersichtlich.

Berichte der Landesbehörden an die E-Control

Die Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms durch die Landesbehörden beschränkt sich weitgehend darauf, den fristgerechten Eingang der Gleichbehandlungsprogramme der Unternehmen zu überwachen und diese Berichte an die E-Control weiterzuleiten. Auf eine tatsächliche Überprüfung der von den Unternehmen gesetzten Maßnahmen bzw. die Initiierung von eigenen Maßnahmen wird weitgehend verzichtet.

Keine tiefgehende
Überprüfung

Ressourcenausstattung und wirtschaftliche Leistungserbringung

Gemäß den Interpreting Notes¹¹ der EU-Kommission und den Auslegungsgrundsätzen der E-Control müssen die Netzbetreiber über ausreichende Humanressourcen und physische Ressourcen verfügen, um ihre Arbeit unabhängig von anderen Teilen des integrierten Unternehmens durchführen zu können. Ferner müssen ausreichende finanzielle Mittel für die Wartung und den Ausbau des Netzes zur Verfügung stehen.

In Österreich haben die wenigsten gesellschaftsrechtlich entflochtenen Netzbetreiber das zivilrechtliche Eigentum an den Netzen. Alle übrigen Unternehmen kaufen das wirtschaftliche Nutzungsrecht an den für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen und Betriebsstätten mittels Pacht- bzw. Betriebsführungsverträgen zu. Da sowohl die Personalressourcen als auch das Nutzungsrecht an den Netzen und Betriebsanlagen durch Dienstleistungsverträge bzw. Pachtverträge zugekauft wird, beschränkt sich die wirtschaftliche Leistungserbringung mit Eigenpersonal auf das Management und einige strategische Aufgabenbereiche.

Auch ist im Strombereich in zwei Fällen ein Betriebsführungsmodell bekannt. Die E-Control steht einem Betriebsführungsmodell, insbesondere hinsichtlich organisatorischer und buchhalterischer Entflechtung, äußerst skeptisch gegenüber. Die Unabhängigkeit des Netzbetreibers ist jedenfalls zu bezweifeln. Auch die buchhalterische Entflechtung erscheint problematisch. Dem Netzbetreiber mangelt es an jeglichen Ressourcen, und zwar in materieller, personeller, finanzieller und technischer Hinsicht.

Durch die Klarstellung im 3. Energieliberalisierungspaket, wonach Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, wird ein derartiges Betriebsführungsmodell jedenfalls spätestens nach Inkrafttreten der RL 2009/72/EG und deren Umsetzung durch das EIWOG der Vergangenheit angehören dürfen.

¹¹ Vermerk der GD Tren 2003/54/EG und 003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt (16.1.2004)

Anregungen und Ausblick

Alle Bundesländer haben die gesetzlichen Vorgaben des Unbundling erfüllt und die Unbundling-Vorschriften des EIWOG in den jeweiligen Landesgesetzen umgesetzt. Die Unternehmen haben den gesetzlichen Interpretationsspielraum weitestgehend genützt, Netzunternehmen zu gründen, die weder ausreichend Eigenpersonal noch die wirtschaftliche Verfügungsmacht über die zur Leistungserstellung erforderlichen Ressourcen besitzen. Im Wesentlichen handelt es sich bei Netzgesellschaften österreichischer Ausprägung um Unternehmen, deren Handlungsspielraum sich faktisch auf die Ausgestaltung und Verrechnung aus den Dienstleistungsverträgen beschränkt.

Die Kontrolle des Unbundling im Strombereich ist kritisch zu betrachten, da aus Sicht der E-Control sehr viele aufkommende Probleme im Gasbereich auch für den Strombereich überzuleiten sind. Darunter fallen folgende Bereiche:

- > organisatorische und personelle Verschränkungen
- > gefährdete Gleichbehandlung
- > wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen
- > der Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Daten
- > unzureichende Datenzugriffskonzepte
- > Netz- und Energievertrieb in Personalunion

3. Paket bringt Änderung

Das 3. Energieliberalisierungspaket RL 2009/72/EG, das mit 3.3.2011 umzusetzen ist, sieht u. a. Änderungen für Verteilernetzbetreiber vor. Trotz Beibehaltung der gesellschaftsrechtlichen (sowie organisatorischen und buchhalterischen) Entflechtung werden strukturelle Änderungen vorgenommen werden müssen. Denn die Entflechtungsvorschriften verlangen nun klarstellend, dass Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient – im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis, unabhängig vom integrierten Erdgasunternehmen – wahrnehmen zu können.

Positiv zu erwähnen sind die Erwägungen der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH, die sowohl das Personal, als auch das Anlagevermögen in der Netzgesellschaft verankern wollen. Gemeinsam mit der EVN Netz GmbH, derzeit die einzige große Stromnetzgesellschaft, sind dann aus Sicht der E-Control die beiden größten Netzbetreiber mit fast 40% Kundenanteil in Österreich Musterbeispiele für Entflechtung.

Weiters müssen Verteilernetzbetreiber in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik dafür sorgen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist. Darüber hinaus muss der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig sein und Zugang zu allen



Informationen, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundenen Unternehmen verfügen, haben. An einer Umsetzung des 3. Pakets wird derzeit durch die nationalen Gesetzgeber gearbeitet.

AUFSICHT REGELZONENFÜHRER

Die E-Control hat im Rahmen der Aufsichtsfunktion über die österreichischen Regelzonenführer insbesondere die Themen Kapazitätsvergaben bei grenzüberschreitenden Lieferungen und Monitoring von Engpassmanagementkosten sowie die Herstellung der erforderlichen Markttransparenz als Schwerpunkte wahrgenommen. Zur Harmonisierung der Kapazitätsvergaben und zur Transparenz von Fundamentaldaten, die für effizientes Agieren der Marktteilnehmer entscheidend sind, konnten im Jahr 2010 deutliche Verbesserungen erzielt werden. Die Kapazitätsvergaben werden nunmehr regional koordiniert über zentrale Auktionsbüros abgewickelt. Die Transparenz der Fundamentaldaten wurde spürbar ausgeweitet und wird z.B. für Erzeugungsinformationen weiterhin kontinuierlich verbessert. Zu beiden Themenbereichen wurden von der E-Control im Jahr 2010 Missbrauchsverfahren eingeleitet und geführt.

Transparentere
Kapazitätsvergaben

Für die Regelzone der Austrian Power Grid erfolgt ein regelmäßiges Monitoring von Engpassmanagementkosten. Da nach Inbetriebnahme der Steiermarkleitung die Nord-Süd-Verbindungen im österreichischen Übertragungsnetz weitgehend ausreichen, um die Stromflüsse gemäß den geltenden Sicherheitsstandards zu bewältigen, hat sich die Notwendigkeit für Engpassmanagementmaßnahmen derzeit reduziert.

Durch die Übertragung der Regelzonenführeraufgaben der TIWAG Netz AG an die Austrian Power Grid mit 1.1.2011 ergeben sich einige grundlegende Änderungen in der Marktstruktur. Die bislang bestehenden Regelzonen wurden betrieblich zusammengeführt. Als direkte Folge werden die Regelenergiebeschaffung und die Bewirtschaftung von Bilanzgruppen (Ausgleichsenergie) über die beiden Regelzonen vereinheitlicht. Die E-Control hat die Vorbereitungen für diese Zusammenführung regulatorisch begleitet und erforderliche Änderungen in den Marktregeln umgesetzt.

AUFSICHT VERRECHNUNGSSTELLE

Die betriebliche Zusammenführung der Regelzonen von TIWAG Netz AG und Austrian Power Grid bringt auch Veränderungen für die Tätigkeiten der Verrechnungsstellen. Die APCS nimmt damit auch die Verrechnungsstellenfunktion für die Verteilnetzbereiche im Regelzonenbereich der TIWAG Netz AG wahr. Um einen reibungslosen Übergang von der Tätigkeit der A&B zu gewährleisten, wurden die Umsetzung und Kommunikation mit Marktteilnehmern von den Verrechnungsstellen geplant und mit der Regulierungsbehörde abgestimmt.

ENTWICKLUNG AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Im Jahr 2010 startete im Jänner die marktbasierte Ausschreibung von Primärregelleistung. Bei den Ausschreibungen nahmen drei bis vier Anbieter teil. Die Preise wiesen dabei ein moderates Niveau auf und korrelieren mit den Pegelständen der wichtigsten österreichischen Flüsse. Im Bereich der Sekundärregelung wurde der im Jahr 2009 eingeführte Rückliefermechanismus über die Energiebörse EXAA fortgeführt. Bei der zukünftigen marktbaasierten Ausgestaltung der Sekundärregelung existieren noch offene Punkte.

Zusammenlegung der Regelzonen APG und TIWAG

Eine wesentliche Entwicklung ist die im Jahr 2010 beschlossene Zusammenlegung der Regelzonen APG und TIWAG. Ab 1.1.2011 übernimmt dabei die APG die Aufgaben des Regelzonenführers. Durch die Zusammenlegung verringert sich der Bedarf an Leistungsvorhaltung bei Sekundärregelenergie von 210 MW auf 195 MW. Darüber hinaus gibt es ebenfalls Diskussionen zur Eingliederung der VKW-Regelzone.

GENEHMIGUNG ALLGEMEINE VERTEILERNETZBEDINGUNGEN

Im Verlaufe des Jahres 2010 wurden weitere Anträge auf Genehmigung geänderter allgemeiner Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz eingereicht, wobei sich die Mehrheit der Antragsteller inhaltlich an den seitens der Energie-Control Kommission bereits genehmigten Versionen (abrufbar unter www.e-control.at) orientierte. In jenen Fällen, in denen doch Abweichungen vorgenommen wurden, erörterte die Behörde diese mit den betroffenen Netzbetreibern im Detail und ließ sie nur bei eindeutiger sachlicher Rechtfertigung zu. Die Prüfung erfolgte jeweils – unter besonderer Berücksichtigung der gesetzlich gebotenen Mindestinhalte – nicht nur anhand des Elektrizitätsrechts, sondern auch anhand des Zivil- und insbesondere des Konsumentenschutzes. Für 2011 werden noch weitere Anträge erwartet.

AUFGABEN AUS DER ENERGIELENKUNG

Großverbraucher stellen gemäß Energielenkungsgesetz 1982 i.d.F. des BGBl. I Nr. 106/2006 (EnLG 1982) eine besondere Verbraucherkategorie dar. Um ein genaueres Bild über die Situation bei diesen Abnehmern zu erlangen, wurde erstmals im November 2009 eine Detailerhebung bei über 600 Unternehmen und Betrieben durchgeführt, bei der wesentliche wirtschaftliche und technische Eckdaten abgefragt wurden. 97,5% der angeschriebenen Großverbraucher sind ihrer Meldepflicht nachgekommen. Aufgrund der eingegangenen Informationen konnten Betriebe zusammengefasst werden, sodass für die Befragung 2010 nur noch etwas mehr als 550 Unternehmen bzw. Betriebe angeschrieben wurden. Aufbauend auf der ersten Erhebung wurden die Formulare zum Teil angepasst und erstmals teilweise vorausgefüllt an die Unternehmen bzw. Betriebe zur Überprüfung ausgesandt.

Die von den Großabnehmern gemeldeten Informationen werden für die Erstellung eines Katalogs eventueller Krisenmaßnahmen herangezogen. Hierbei sollen vor allem die Auswirkungen einer möglichen Krise auf das jeweilige Unternehmen bzw. den jeweiligen Betrieb besonders berücksichtigt werden.



STATISTISCHE ARBEITEN

Im Bereich der Elektrizitäts- und Gasstatistiken basieren die Erhebungen zur jeweiligen Energiebilanz ausschließlich auf dem physikalischen Fluss. Dies bedeutet, dass die erfassten bzw. gemeldeten Daten auf physikalischen Messwerten beruhen, die jeweils vom für die Messung verantwortlichen Unternehmen gemeldet werden. Aufgrund der in Österreich geltenden Marktregeln erfolgt im Clearing der Abgleich zwischen den angemeldeten Fahrplanwerten, also der vertraglichen Seite, und dem tatsächlichen Fluss, also der Einspeisung bzw. Entnahme. Die für die Mengestatistik wesentlichen Bilanzpositionen der Netzabgabe beruhen auf den Clearingdaten, welche wiederum von den Netzbetreibern erfasst und übermittelt werden. Mit diesem System ist gewährleistet, dass einerseits ein konsistentes, auf physikalischen Messungen und Regeln beruhendes Datensystem den Mengestatistiken zugrunde liegt und andererseits die Überprüfung der Datenqualität und -konsistenz durch mehrere unabhängige Stellen und auf unterschiedlichen Ebenen erfolgt. Darüber hinaus erlaubt dieses System eine nahezu 100%-ige Abdeckung des jeweiligen Marktes. Im Elektrizitätsbereich erfolgt die Ergänzung der Marktdaten zum Gesamtverbrauch bzw. zur Gesamtaufbringung durch Direktmeldungen der (industriellen) Eigenerzeuger, wobei aufgrund der Größe derselben unterschiedliche Meldepflichten – monatlich bzw. nur jährlich – gegeben sind.

Das statistische Publikationsangebot wurde um eine in gedruckter Form aufgelegte Statistikbroschüre erweitert. Diese enthält die wesentlichsten Kennzahlen für den Elektrizitäts- und Erdgasbereich sowie relevante volks- und energiewirtschaftliche Eckdaten. Die Statistikbroschüre wurde auch in Englisch aufgelegt und stellt damit eine Bereicherung des Publikationsangebotes der E-Control dar.

STROMPREISVERGLEICHE

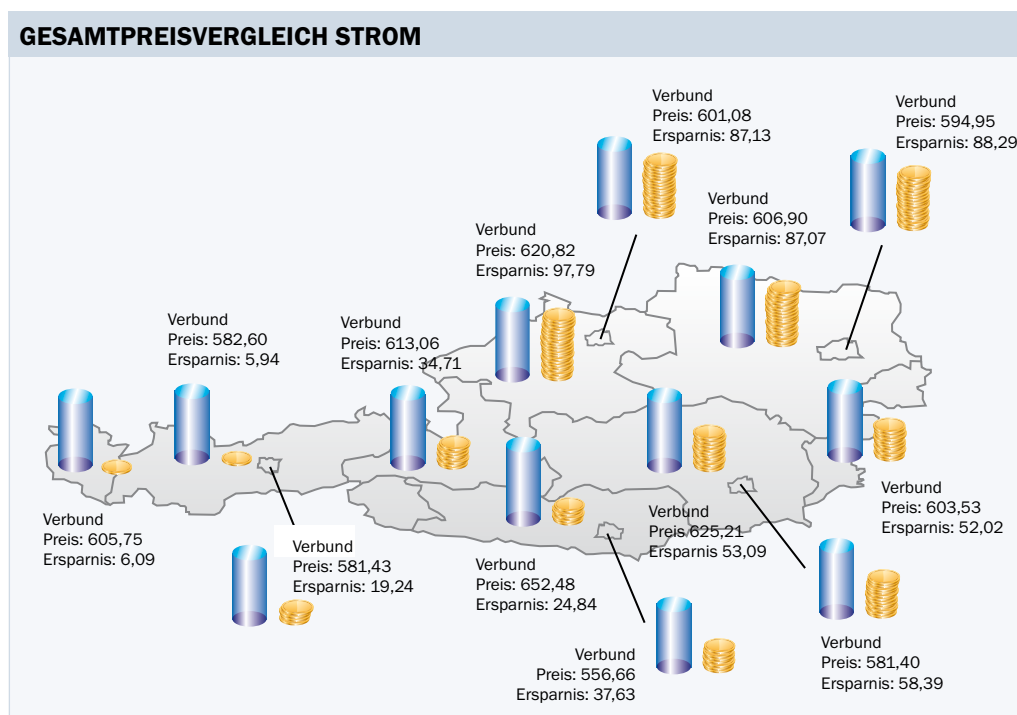
Strompreisvergleiche über den Tarifkalkulator

Im Tarifkalkulator der E-Control lassen sich individuelle Preisangebote durch Eingabe der Postleitzahl und des Jahresstromverbrauches berechnen. Der Tarifkalkulator weist jeweils die tagesaktuellen Preise aus. Preisänderungen der Lieferanten werden erst ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens in der Kalkulation berücksichtigt, jedoch vorher sowohl auf der Homepage der E-Control als auch im Tarifkalkulator selber ausgewiesen.

Tarifkalkulator für schnelle Preisvergleiche

Abbildung 19 zeigt die Strompreise für einen durchschnittlichen Haushaltskunden (Jahresabnahme 3.500 kWh) zum Stichtag 1.12.2010 und das Einsparungspotenzial beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten im jeweiligen Netzgebiet. Das Einsparungspotenzial ist im Netzgebiet der Energie AG mit knapp 100 Euro am höchsten, auch im Netzgebiet der Linz AG, EVN und Wienstrom können sich Haushaltskunden mit einem Durchschnittsverbrauch von 3.500 kWh bis zu 90 Euro pro Jahr einsparen.

Abbildung 19
Gesamtpreis des Billigstbieters (abzgl. Neukundenrabatte) für Haushaltskunden (3.500 kWh Abnahme pro Jahr) im Dezember 2010 in Euro pro Jahr, Preise der etablierten Anbieter (Local Player) ohne Rabatte, Einsparungspotenzial beim Wechsel vom lokalen Anbieter



Quelle: E-Control, Stand 1.12.2010

Die österreichischen Haushalte zahlen für 3.500 kWh zwischen rund 580 Euro in Tirol und etwa 620 Euro pro Jahr in Oberösterreich. Die maximale Ersparnis bei einem Wechsel beträgt knapp 100 Euro.

Tarifikalkulator

Der Tarifikalkulator ist nach wie vor eines der wichtigsten Informationstools über die Energiepreise der einzelnen Lieferanten sowie Einsparmöglichkeiten bei einem Lieferantenwechsel. Im Juni 2010 wurde der Onlinegang des neuen Tarifikalkulators durchgeführt. Damit wurde dem stetig wachsenden Wunsch der Konsumenten nach einem noch einfacheren Handling Rechnung getragen.

Der Konsument muss im neuen Tarifikalkulator auf der Startseite lediglich seine Postleitzahl sowie idealerweise seinen Jahresverbrauch eingeben, um unmittelbar zur Ergebnisseite zu gelangen. Eine der wesentlichsten Änderungen ist das Ausweisen einer Ersparnis bzw. Mehrkosten im Falle eines Lieferantenwechsels. Dazu wird der Lieferant, bei dem die Mehrzahl der Konsumenten einen bestehenden Liefervertrag hat, mit dem von den meis-



Noch einfachere
Bedienung

ten Konsumenten genutzten Produkt mit allen anderen Produkten verglichen. Damit ist es erstmalig möglich aufzuzeigen, wie hoch die genaue Ersparnis im Falle eines Lieferantenwechsels ausfallen würde. Selbstverständlich kann der Kunde jederzeit seine Parameter wie den derzeitigen Lieferanten oder das derzeitige Produkt, den Stromverbrauch oder die Tarifart abändern, um ein auf ihn zugeschnittenes Ergebnis zu erhalten.

Der Kunde kann zudem erstmalig einen individuellen Preisvergleich von bis zu drei Produkten starten, bei dem alle Rabatte aufscheinen und individuell ausgewählt werden können.

Produkte, die nur von einer bestimmten Anzahl der Konsumenten genutzt werden können (z. B. Neukunden- oder Online-Produkte), scheinen weiterhin im Tarifikalkulator auf, werden aber gesondert gekennzeichnet.

In der neuen Version des Tarifikalkulators sind nur mehr Abfragen für Haushaltskunden möglich. Die Funktionalität der Gewerbe- und Landwirtschaftsabfragen musste aufgrund der mangelnden Kooperation einiger Unternehmen, zuverlässig Preisdaten zu übermitteln, leider eingestellt werden. E-Control arbeitet jedoch bereits an einem neuen Informationstool für KMUs, das speziell auf die Wünsche und Bedürfnisse dieser Kundengruppe zugeschnitten sein wird und im Frühjahr 2011 online gehen wird.

Halbjährliche Industriepreiserhebung

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Die Ergebnisse nach unterschiedlichen Kategorien werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.

Die Ergebnisse der Befragung (*Abbildung 20*) zeigen heuer im Vergleich zum Vorjahr ein geringfügiges Sinken der Industriestrompreise. Primärer Einflussfaktor für die Industriestrompreise ist die Entwicklung der Großhandelspreise, die zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließen. Um genauere Informationen über die Verträge zu bekommen, wurde mit der Erhebung Jänner 2010 der Fragenkatalog zu diesem Thema erweitert. Es wurden Fragen über die Preis- und Angebotssituation sowie über Inhalte zum Energieliefervertrag (Art der Preisfestlegung – Fixpreis, Preisgleitklausel oder Kombination, Laufzeiten usw.) erhoben.

Auf der Homepage können sich interessierte Industriekunden jederzeit neu zur Erhebung anmelden. Dieses Service wird von den Unternehmen angenommen. Dadurch konnte die Stichprobe in diesem Jahr wieder erweitert werden.

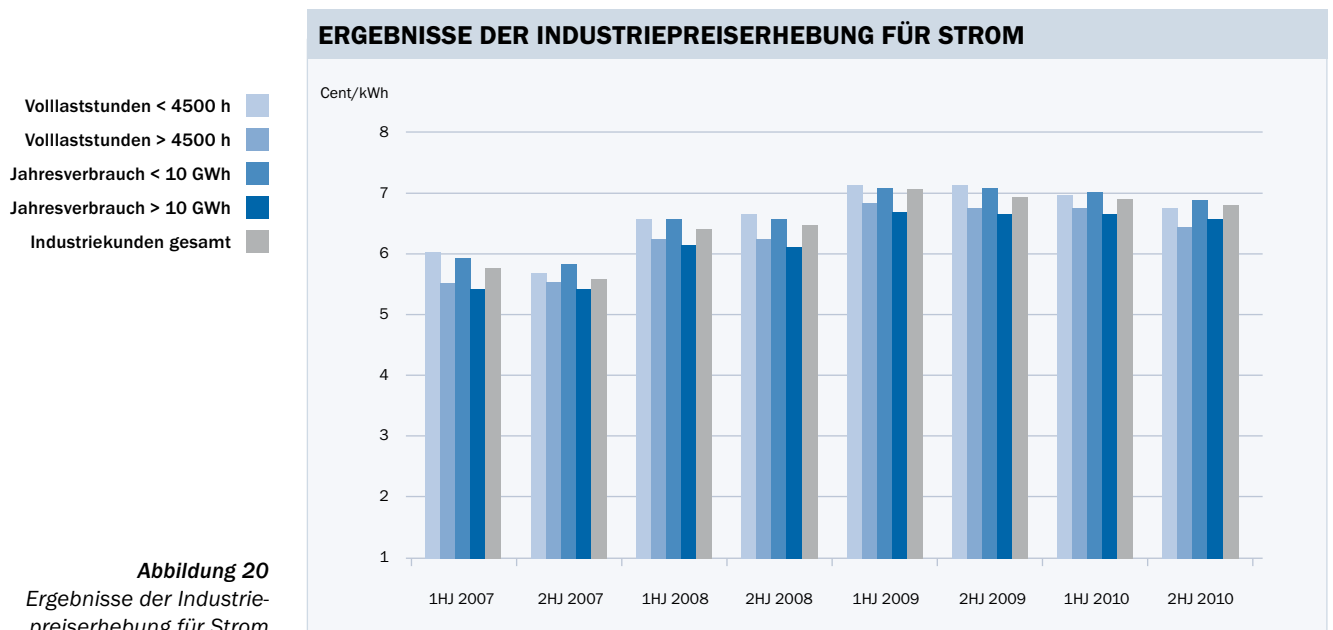


Abbildung 20
 Ergebnisse der Industriepreiserhebung für Strom

Quelle: E-Control

Industriebefragung

Die E-Control GmbH führte im Sommer 2010 zum zweiten Mal eine Industriebefragung von Unternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von über zwei GWh durch. In dieser Befragung geht es um die Einschätzungen der Unternehmen bezüglich der Energiekostenentwicklung und um die Themen Energiemanagement und Energieversorgung. Heuer nahmen 93 Unternehmen an der Befragung teil. Die Unternehmen konnten zwischen einer telefonischen oder einer schriftlichen Befragung wählen.

Die Ergebnisse der Befragung werden auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.



AUSFALLS- UND STÖRUNGSSTATISTIK FÜR ÖSTERREICH – ERGEBNISSE 2009

In Österreich werden seit dem Jahr 2002 von der Energie-Control GmbH gemäß Elektrizitätsstatistikverordnung Erhebungen der Stromversorgungsunterbrechungen (Ausfälle und Störungen in der Stromversorgung) bei allen österreichischen Netzbetreibern durchgeführt. Anhand dieser Daten erfolgt die Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit des Landes.

Ein detaillierter internationaler Vergleich ist aufgrund der oft unterschiedlichen Bewertungskriterien schwierig (siehe auch 4th Benchmarking Report¹²). Dennoch kann festgestellt werden, dass Österreich auch im internationalen Vergleich eine sehr gute Position einnimmt. *Abbildung 21* bietet einen Eindruck der Bandbreite der Ergebnisse von Zuverlässigkeitsanalysen in Europa.

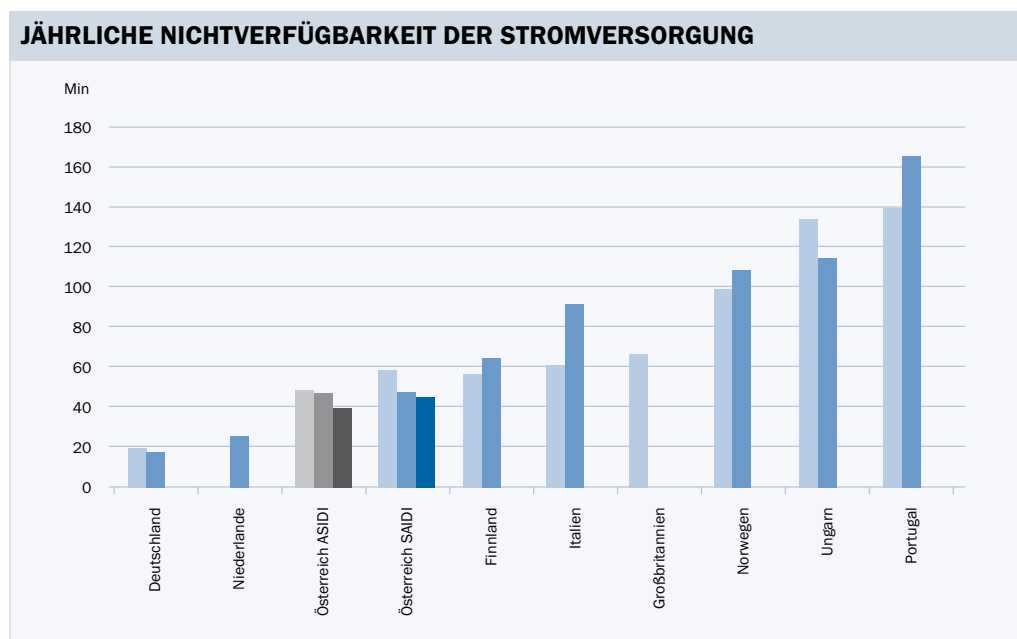


Abbildung 21
 Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen im europäischen Vergleich (SAIDI, nur für Österreich auch ASIDI)¹³

Quelle: CEER Database, E-Control 2009

¹² CEER, 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008; http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/C08-EQS-24-04_4th%20Benchmarking%20Report%20EQS_10-Dec-2008_co.pdf

¹³ Der historisch für die Österreich-Auswertung gewählte Bezug ist die Transformatornennscheinleistung (siehe ASIDI). Zuverlässigkeitszahlen mit der Bezugsgröße Netzbewerber sind mit der Einschränkung zu betrachten, dass die Anzahl der betroffenen Netzbewerber von einigen Netzbetreibern zurzeit lediglich geschätzt wird. An einer Verbesserung der Aussagekraft dieses Indikators (SAIDI) wird kontinuierlich weitergearbeitet, da er im internationalen Vergleich bevorzugt verwendet wird.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Österreich ist geprägt von atmosphärischen Einwirkungen, wie Regen, Schnee und Gewitter. Im Verlauf des Jahres 2009 sind jedoch keine großflächigen Unwetter aufgetreten. In *Abbildung 22* ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Jahre 2002 bis 2009 ersichtlich.

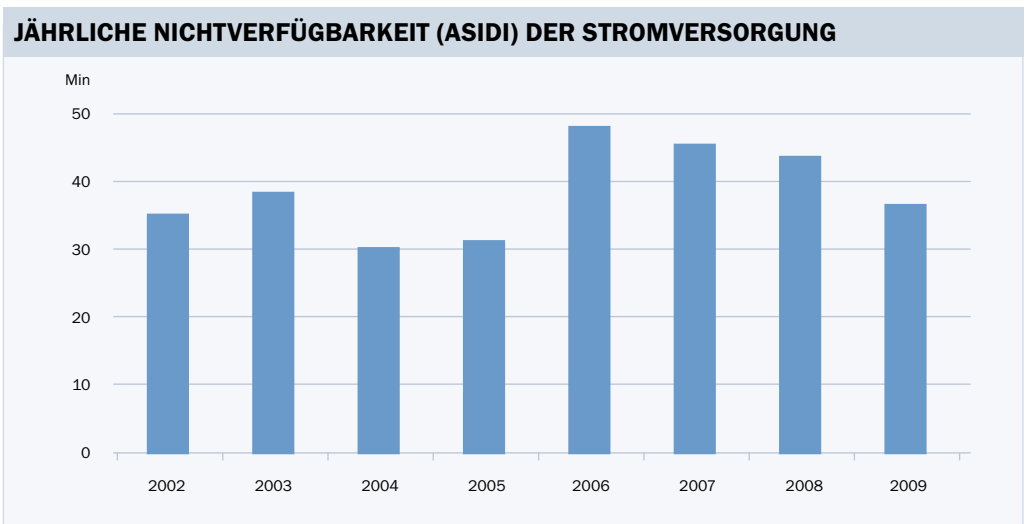


Abbildung 22
 Jährliche ungeplante
 Nichtverfügbarkeit (ASIDI)
 der Stromversorgung in
 Österreich in den Jahren
 2002 bis 2009¹⁴

Quelle: E-Control

Die Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen liegt im Jahr 2009 bei 36,65 min. Für die geplanten Versorgungsunterbrechungen errechnet sich ein Wert von 17,17 min. Daraus ergibt sich gesamt eine Nichtverfügbarkeit über alle erfassten Versorgungsunterbrechungen dieses Jahres von 53,82 min. Die Werte für 2009 liegen somit leicht unter den Werten der letzten Jahre (gesamte Nichtverfügbarkeit: 64,24 im Jahr 2007 bzw. 67,36 im Jahr 2008).

Bezieht man diesen Wert der Nichtverfügbarkeit auf das gesamte Jahr (Jahresstundenanzahl), so ergibt sich eine Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich für das Jahr 2009 von 99,99% und damit eine erneute Bestätigung der bisherigen sehr guten Ergebnisse.

Die mittlere Unterbrechungshäufigkeit beträgt für Österreich für das Jahr 2009 0,95. Für die geplanten Versorgungsunterbrechungen errechnet sich für das Jahr 2009 ein Wert von 0,16, für ungeplante 0,79. Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung liegt im Jahr 2009 bei 56,59 min (2007: 67,40 min; 2008: 67,44 min).

¹⁴ Der Erhebungsumfang lag im Jahr 2002 bei 84,1% der versorgten Kunden. Die Hochwasser 2002 und 2005 wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt, ebenso wie die europaweite Störung im Höchstspannungsnetz am 4.11.2006, der Sturm „KYRILL“ im Jahr 2007, die beiden Stürme „PAULA“ und „EMMA“ im Jahr 2008 sowie Nassschnee in der Steiermark im Jahr 2009.



LANGFRISTPROGNOSE

Im Jahr 2009 wurde anhand des von E-Control entwickelten Nachfragemodells MEDA.09 eine Prognose über die Deckung des Strombedarfs durch heimische Erzeugungsanlagen vorgelegt. Der Prognosezeitraum erstreckt sich bis 2018.

Für 2018 wird mit einem energetischen Endverbrauch von 67.272 GWh gerechnet. Dies entspricht einem jährlichen Verbrauchswachstum von durchschnittlich 1,4% bzw 855 GWh. Ein wesentlicher Faktor bei der Prognose der Verbrauchsentwicklung ist die Abschätzung der Entwicklung des BIP. Hier wurden durchschnittlich 2,4% angesetzt, wobei aber für die Jahre 2009–2011 ein Abschlag aufgrund der derzeitigen wirtschaftlichen Lage angenommen wurde.

Dem Verbrauch des Jahres 2018 entspricht eine Lastspitze von etwa 12.015 MW.

Um abschätzen zu können, ob die aktuell sehr komfortable Deckung durch heimische Kraftwerke auch am Ende des Prognosehorizonts gegeben sein wird, hat E-Control die geplanten Kraftwerksinvestitionen und Stilllegungen erhoben. In Summe sollte sich 2018 eine installierte Leistung von knapp 27.246 MW ergeben. Dabei wurden die einzelnen Projekte bereits mit unterschiedlichen Realisierungswahrscheinlichkeiten bewertet. Daraus ergibt sich, dass mit einer Steigerung der Sicherheitsmarge bei der Kraftwerksleistung zu rechnen ist. Gegenüber der letztjährigen Prognose ergibt sich vor allem bei der prognostizierten Spitzenlast ein wesentlicher Unterschied; wurde 2007 noch mit einem jährlichen Zuwachs von 206 MW gerechnet, so ergibt sich im heurigen Jahr lediglich ein Zuwachs von 168 MW pro Jahr bis 2018. Hauptursache für diese Revision ist das abgeschwächte BIP-Wachstum und die volkswirtschaftlichen Prognosen für die nächsten Jahre.

Abbildung 23 zeigt die erwartete Zusammensetzung der Kraftwerke nach Kraftwerkstyp.

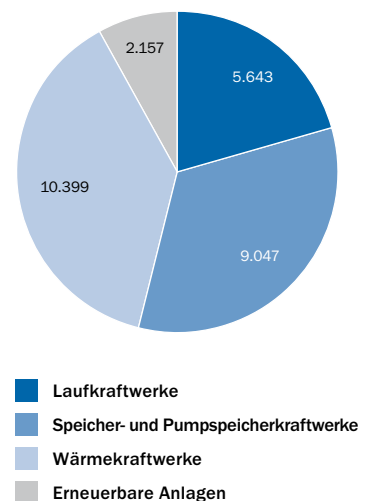


Abbildung 23
Kraftwerkspark in Österreich
Prognose 2018
Engpassleistung in MW

Quelle: E-Control

**Jährlicher Ökostrombericht
 bietet umfassende
 Informationen**

MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM UND KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Die E-Control hat jährlich gemäß § 25 Ökostromgesetz einen Bericht vorzulegen, „in dem analysiert wird, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden und welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind. Im Bericht sind detaillierte Analysen über Ausmaß und Ursache der Stromverbrauchsentwicklung, ergänzt mit Maßnahmenoptionen zur Reduktion des Stromverbrauchs anzuführen“. Teil dieses Berichtes können auch Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen des Ökostromgesetzes sein. Weiters soll der Bericht die Mengen sowie Aufwendungen für elektrische Energie aus anerkannten Anlagen auf Basis von erneuerbarer Energie beinhalten. Da der relative Ökostromanteil (dessen Erhöhung Ziel des Gesetzes ist) vom Gesamtverbrauch abhängt, wurde auch die Stromverbrauchsentwicklung zum Inhalt gemacht. Der Ökostrombericht 2010 ist sehr umfassend und auf der Homepage www.e-control.at abrufbar. Der Bericht kann auch als gedruckte Version bestellt werden.

Im Ökostrombericht 2010 werden unter anderen folgende zusammenfassende Erkenntnisse formuliert:

- > Das Ökostromgesetz 2002 hat durch seine Förderungsanreize bis zum Jahr 2009 zu einer jährlichen zusätzlichen Ökostromerzeugung von etwa 6.100 GWh an erneuerbaren Energieträgern geführt. Das sind etwa 11,4% bezogen auf die gesamte Stromversorgung aus öffentlichen Netzen in Österreich.
- > Im ersten Halbjahr 2010 betrug der Anteil des von der Ökostromabwicklungsstelle abgenommenen geförderten Ökostroms 10,7% (2.957 GWh) bezogen auf die gesamte Stromabgabemenge aus öffentlichen Netzen (27.534 GWh).
- > Die eingespeisten geförderten Mengen an Kleinwasserkraft haben sich von 945 GWh (2008) auf 644 GWh (2009) verringert, jene der sonstigen Ökostromtechnologien von 4.496 GWh (2008) auf 4.503 GWh (2009) erhöht.
- > 15% geförderter Ökostrom bis 2015 ist möglich (Zielwert 8,5 TWh). Signifikante Steigerungen der Ökostromerzeugung in geförderten Ökostromanlagen sind in den kommenden Jahren durch weitere neue Windkraftanlagen zu erwarten.
- > Für die Förderung gemäß Ökostromgesetz werden von den Stromkonsumenten Subventionen in Höhe von 340 Mio. Euro pro Jahr aufgebracht. Der Großteil davon (280 Mio. Euro) wird für die Gewährung von verordneten Einspeisetarifen verwendet, die höher sind als Konsumenten üblicherweise für elektrische Energie bezahlen (Marktpreis). Ein geringerer Anteil (20 Mio. Euro pro Jahr) besteht aus der Mittelaufbringung für Investitionszuschüsse für Wasserkraft. Für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden 41,5 Mio. Euro pro Jahr aufgebracht, davon 28 Mio. Euro für Unterstützungstarife von modernisierten KWK-Anlagen (mit dem Jahr 2010 begrenzt) und 13,5 Mio. Euro für Investitionszuschüsse (2,5 Mio. Euro für Ablage und 11 Mio. Euro für andere KWK).



Neben den Fördermitteln gemäß Ökostromgesetz sind zusätzliche Förderprogramme für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, wie etwa das Förderprogramm des Klima- und Energiefonds (KLI.EN) für Photovoltaikanlagen bis 5 kW mit einem Förderbudget 2010 in Höhe von 35 Mio. Euro oder auch Zusatzförderungen von Landesregierungen für Photovoltaik und Umweltförderungen für Wärmenutzung bei Biomasse- und Biogas-Kraft-Wärme-Kopplung nicht berücksichtigt.

In Summe ergeben sich somit mehr als 375 Mio. Euro an Fördermitteln.

- > Das Gesamtfördervolumen für Ökostrom hat einen signifikanten Einfluss auf das gesamtwirtschaftliche Umfeld der Stromversorgung.
- > Mit Dezember wurde 957 Anträgen auf Rückvergütung von Ökostromaufwendungen mit einer Auszahlungssumme von 29,61 Mio. Euro von der E-Control stattgegeben.
- > Ein Ziel des Ökostromgesetzes ist es, die Förderungsschwerpunkte bei Ökostromtechnologien zu setzen, bei denen damit die Entwicklung zur Marktreife erreicht wird. Eine dahingehende Bewertung der Effekte der Ökostromförderungen kommt für die einzelnen Ökostromtechnologien zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Die Strombeschaffungskosten (Marktpreis, Baseload) sind Schwankungen von 4,2 Cent/kWh bis 8,5 Cent/kWh (in den Jahren 2007 bis Mitte 2010) unterworfen. Die geförderten Einspeisetarife für neue Ökostromanlagen im Jahr 2010 zeigen steigende Tarife für Windkraft (9,7 Cent/kWh) und Biogas (bis zu 22,5 Cent/kWh inklusive KWK- und Technologiebonus), hingegen stark sinkende Tarife für Photovoltaik (25 bis 38 Cent/kWh) und etwa gleich bleibende Tarife für Ökostromerzeugung aus fester Biomasse (bis zu 14,98 Cent/kWh). Die Höhe der Investitionszuschüsse für neue Wasserkraftanlagen bis 20 MW sowie für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist mit 10% bis 30% begrenzt. Als Förderungsinstrument, das die Entwicklung zur Marktreife stärker begünstigt, sind Investitionszuschüsse der Gewährung von Einspeisetarifen (Betriebsbeihilfen) vorzuziehen. Die Gewährung von Einspeisetarifen hat hingegen bei manchen Technologien (Biogas, feste Biomasse) zu Anlagenentwicklungen geführt, deren Betrieb bei Beendigung der Subventionen wegen Unwirtschaftlichkeit umgehend eingestellt würde.
- > In Arbeitsgruppen unter der Leitung des Wirtschaftsministeriums werden seit dem ersten Halbjahr 2010 Anregungen zu Gesetzesänderungen hinsichtlich der Aufbringung der Finanzierungsmittel und möglichen Anpassungen in den einzelnen Ökostromtechnologien erörtert.
- > Die Förderungsprogramme gemäß Ökostromgesetz haben seit dem Jahr 2003 zu einer zusätzlichen Ökostromerzeugung im Ausmaß von etwa 10% bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endkunden geführt. Eine Kosten-Nutzen Bewertung dieser Entwicklung ergibt ein für die einzelnen Ökostromtechnologien sehr differenziertes Bild.

- > Errichtung, Erweiterung und Betrieb von Wasserkraftanlagen ist mit einem verhältnismäßig geringen Förderungsanreiz in Form von einmaligen Investitionszuschüssen möglich.¹⁵
- > Errichtung und Betrieb von Windkraftanlagen ist mit Förderungsanreizen in Form von Einspeisetarifen möglich, die je nach Strom-Marktpreisniveau und Höhe der Einspeisetarife um etwa 15% bis 80% über dem Marktpreisniveau liegen.
- > Errichtung und Betrieb von Photovoltaikanlagen ist selbst bei weiteren Kostensenkungen nur wirtschaftlich möglich, wenn ihr Vorteil der dezentralen, verbrauchsnahe Erzeugung tatsächlich zur Eigenversorgung genutzt wird.
- > Das durchschnittliche Unterstützungsausmaß für Stromerzeugung aus fester Biomasse und aus Biogas ist wesentlich höher als für Wasserkraft- und Windkraftanlagen. Die dabei eingesetzten Rohstoffe könnten meist mit einem geringeren Förderungsanreiz energetisch effektiver genutzt werden als für die Stromerzeugung (Wärmeerzeugung, Biotreibstoffherstellung). Die Marktreife wird demnach nicht erreicht.

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

- > Beratende Funktionen im Zusammenhang mit dem Ökostromgesetz,
- > Erstellung von Gutachten für die Ökostromfinanzierung (Verrechnungspreise 2011),
- > Erstellung von Gutachten zur Bestimmung der Einspeisetarife für 2011,
- > Erstellung des Stromkennzeichnungsberichtes 2010 als Ergebnis der Aufsichtstätigkeit für die Stromkennzeichnung,
- > Weiterentwicklung des interaktiven Effizienzkalculators, der den Stromkonsumenten über die Internet-Homepage eine detaillierte Bewertung ihres individuellen Stromverbrauchs ermöglicht und Tipps für Einsparungsmaßnahmen aufzeigt. Dieses Energieeffizienztool wird zu Beginn des Jahres 2011 über die Webpage der Energie-Control GmbH abrufbar sein,
- > Erfassung und Prüfung der Anträge zur Ökostromrückvergütung sowie Bescheiderstellung.

Fossile Kraft-Wärme-Kopplung

Im Jahr 2008 wurde die Förderung fossiler KWK-Anlagen aus dem Ökostromgesetz herausgenommen und in einem eigenen KWK-Gesetz festgeschrieben (Kundmachung am 8.8.2008, Inkrafttreten am 23.2.2009 mit Genehmigung durch die Europäische Kommission).

Die Förderung von KWK-Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger ist weiterhin Inhalt des Ökostromgesetzes.

Die folgende Tabelle stellt die Förderungsstruktur von fossilen KWK-Anlagen gemäß Ökostromgesetz bzw. KWK-Gesetz von 2003 bis 2012 dar.

¹⁵ Für Wasserkraftanlagen bis etwa 500 kW Engpassleistung kann zusätzlich eine Abnahmeverpflichtung in Höhe eines mehrjährig gemittelten Marktpreises angeboten werden (Erlöse von etwa 500 kW * 4.000 Volllaststunden * 6 Cent/kWh = 120.000 Euro pro Jahr)



In *Tabelle 4* ist ersichtlich, dass mit dem Jahr 2008 die Förderung bestehender KWK-Anlagen ausgelaufen ist.

FÖRDERREGELUNGEN FÜR KWK-ANLAGEN MIT FOSSILEN ENERGIETRÄGERN			
	Bestehende KWK-Anlagen	Modernisierte KWK-Anlagen	Neue KWK-Anlagen
Definition	KWK-Anlagen, für die vor dem 1.1.2003, die zur Errichtung notwendigen Genehmigungen erteilt wurden	KWK-Anlagen, für die eine Inbetriebnahme nach dem 1.10.2001 erfolgte, wenn die Kosten der Erneuerung mindestens 50% der Kosten der Neuinvestition der Gesamtanlage (ohne Baukörper) betragen	KWK-Anlagen, deren Baubeginn nach dem 1.7.2006 erfolgt, bis zum 30.9.2012 alle für die Errichtung erforderlichen Genehmigungen in erster Instanz vorliegen und die bis spätestens 31.12.2014 in Betrieb gehen, wenn die Kosten der Erneuerung mindestens 50% der Kosten einer Neuinvestition der Gesamtanlage (inklusive Baukörper) betragen
Förderkriterien	<ol style="list-style-type: none"> 1. Betrieb dient der öffentlichen Fernwärmeversorgung 2. Effizienzkriterium gemäß § 13 Abs. 2 Ökostromgesetz wird erfüllt 3. Nachweis eines Mehraufwandes für die Aufrechterhaltung des Betriebes wird erbracht 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Betrieb dient der öffentlichen Fernwärmeversorgung 2. Effizienzkriterium gemäß § 13 Abs. 2 Ökostromgesetz wird erfüllt 3. Nachweis eines Mehraufwandes für die Aufrechterhaltung des Betriebes wird erbracht 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Engpassleistung > 2 MW 2. Betrieb dient Wärmeversorgung oder Prozesswärmeerzeugung 3. Effizienzkriterium gemäß § 13 Abs. 2 Ökostromgesetz wird erfüllt 4. Primärenergieeinsparung gemäß Artikel 4 der EU Richtlinie 2004/8/EG
Art der Förderung	Unterstützungstarif für KWK-Strom basierend auf dem Mehraufwand (Kosten minus Erlöse) zur Aufrechterhaltung des Betriebes (ausgenommen Kosten für angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals)	Unterstützungstarif für KWK-Strom basierend auf dem Mehraufwand (Kosten minus Erlöse) zur Aufrechterhaltung des Betriebes (unter Berücksichtigung der Kosten für angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals)	Investitionszuschuss: <ul style="list-style-type: none"> • Max. 10% des Investitionsvolumens • Bis 100 MW EP: 100 Euro/kW • 100 bis 400 MW EP: 60 Euro/kW • Über 400 MW EP: max. 40 Euro/kW
Ende der Förderung	2008	2010	2012
Fördersumme	2007: max. 54,5 Mio. Euro (inkl. 10 Mio. Euro für neue KWK -Anlagen*) 2008: max. 54,5 Mio. Euro (inkl. 10 Mio. Euro für neue KWK -Anlagen*) 2009: max. 28,0 Mio. Euro (inkl. 10 Mio. Euro für neue KWK -Anlagen*) 2010: max. 28,0 Mio. Euro (inkl. 10 Mio. Euro für neue KWK -Anlagen*) 2011: max. 10 Mio. Euro (nur für neue KWK-Anlagen*) 2012: max. 10 Mio. Euro (nur für neue KWK-Anlagen*) *2006–2012: Gesamtfördersumme für neue KWK-Anlagen max. 60 Mio. Euro		
Gesetzliche Grundlage	§§ 12 und 13 Ökostromgesetz	§§ 12 und 13 Ökostromgesetz	§§ 12 und 13 Ökostromgesetz

Tabelle 4: Förderregelungen für KWK-Anlagen mit fossilen Energieträgern

Tabelle 5 stellt die KWK-Antragsentwicklung von 2003 bis 2009 dar.

Im Jahr 2009 können nur mehr modernisierte KWK-Anlagen einen Unterstützungstarif gemäß KWK-Gesetz erhalten. Es wurden insgesamt vier Förderanträge eingereicht, von denen eine Anlage als nicht modernisiert beurteilt wurde.

ÜBERSICHTSTABELLE KWK-STROMMENGEN MIT FÖRDERUNGSZUSAGE							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Anzahl der KWK-Anlagen, für die Förderanträge eingereicht wurden	53	44	41	40	40	31	4
Summe KWK-Energie in GWh	6.169	6.524	6.701	6.165	5.877	5.299	2.558
Eingehobener KWK-Zuschlag in Cent/kWh	0,15	0,15	0,13	0,07	Teil der ZP-Pauschale ¹⁶		

Tabelle 5
 Übersichtstabelle KWK-Strommengen mit Förderungszusage 2003–2009 (Stand Mai 2010)

MISSBRAUCHSVERFAHREN STROM

Auch im Jahr 2009 wurden Missbrauchsverfahren im Strombereich eingeleitet. Grundlage dieser Verfahren waren Verstöße gegen einschlägige elektrizitätsrechtliche Bestimmungen, deren Abstellung dem Regulator gem. § 10 Energie-Regulierungsbehördengesetz obliegt. Die Einleitung der Verfahren konnte das Einlenken der betroffenen Unternehmen bewirken.

SMART METERING IM STROMBEREICH

Auch im Jahr 2010 war das Thema Smart Metering bzw. „intelligente Messgeräte“ sehr präsent in der Arbeit der E-Control. Vor allem in Anbetracht der zu erwartenden Umsetzung der neuen EU-Elektrizitätsbinnenmarktlinie 2009/72/EG hat die E-Control zahlreiche Aktivitäten, Vorbereitungen und Diskussionen gestartet. Die erwähnte Richtlinie fordert nämlich in ihrem Anhang 1, dass die Mitgliedstaaten Stromkunden mit „intelligenten Messsystemen“ ausstatten müssen. Nach einer allfälligen wirtschaftlichen Bewertung müssen dabei mindestens 80% der Kunden bis 2020 mit einem Smart Meter ausgerüstet werden.

E-Control-Infoveranstaltung

„Smart Metering – Kundennutzen und technische Möglichkeiten“

Wie bereits im Vorjahr hat die E-Control auch im Jahr 2010 eine Infoveranstaltung zum Thema Smart Metering abgehalten. Neben einem Vortrag der E-Control über die aktuellsten Entwicklungen im Bereich Smart Metering aus Sicht der Regulierung gab es zahlreiche Vorträge, vor allem zu den Themenbereichen Kundennutzen, Energieeffizienz und technische Umsetzungsmöglichkeiten. Die Präsentationen sowie Videos der Vorträge sind auf der Webseite der E-Control verfügbar.



Smart Metering Diskussionen zur Umsetzung in Österreich

Die im Jahr 2009 begonnenen Gespräche über Details der Umsetzung von Smart Metering wurden auch im Jahr 2010 mit der Strombranche, vertreten durch Oesterreichs Energie, fortgeführt. Dabei ging es in mehreren High-Level-Gesprächen um wichtige Rahmenbedingungen wie etwa die Finanzierung, Standardisierung, Funktionsanforderungen u.v.m.

Neben den Gesprächen mit der Strombranche hat die E-Control auch weitere Diskussionen mit Vertretern der Herstellerbranche, vertreten durch den FEEL, vor allem über die technische Machbarkeit einer Einführung geführt. Ebenfalls miteingebunden wurden die Sozialpartner Arbeiterkammer und Wirtschaftskammer sowie die Industriellenvereinigung.

Über die wichtigen Themenbereiche Eichung und Datenschutz wurden zusätzlich Gespräche mit dem BMWFJ, dem Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen sowie der Datenschutzkommission geführt.

Öffentliche Konsultation des Leistungskatalogs für fernauslesbare Smart-Metering-Systeme im Bereich Strom

Eine bedeutende Grundlage für die transparente und wettbewerbsfördernde Umsetzung in Österreich ist die Festlegung von Mindestfunktionen, die den Stromkunden in Zukunft von Smart-Metering-Systemen mindestens zur Verfügung stehen müssen.

Die E-Control hat daher bereits im Jahr 2009 damit begonnen, einen Mindestanforderungskatalog mit einer Liste von zu unterstützenden Funktionen zu erstellen. Dieser Funktionskatalog wurde im Zuge von neu gegründeten Arbeitsgruppen bereits einer ersten Diskussion mit der Branche zugeführt.

Anschließend daran wurde im Sommer 2010 der Funktionsanforderungskatalog zusätzlich einer breiten öffentlichen Konsultation unterzogen. Die Rückmeldungen aus dieser Konsultation sollen in einer allfälligen finalen Version des Anforderungskatalogs berücksichtigt werden. Weitere Informationen sowie das Konsultationspapier sind auf der Webseite der E-Control verfügbar.

E-Control-Studie zur österreichweiten Einführung von Smart Metering

Die eingangs erwähnte EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG, welche durch das EIWOG 2010 umgesetzt wurde, sieht vor, dass die Einführung von Smart Metering einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen kann, die bis spätestens 3.9.2012 durchzuführen ist. Gemäß dem EIWOG 2010 wird die Einführung intelligenter Messeinrichtungen durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend per Verordnung festgelegt. Die Anforderungen an die Messgeräte werden von der Regulierungsbehörde mit Verordnung bestimmt.

Aus diesem Grund hat die E-Control eine Kosten-Nutzen-Analyse einer österreichweiten Einführung von Smart Metering extern bei PricewaterhouseCoopers in Auftrag gegeben. Ziel der Studie mit dem Titel „Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering“ war die volkswirtschaftliche Bewertung eines landweiten Roll-outs in verschiedenen Szenarien für Strom und Gas. Die Ergebnisse der Studie wurden erstmals auf der E-Control-Infoveranstaltung im Juni 2010 von PwC präsentiert. Die vollständige Studie ist als Download auf der Webseite der E-Control öffentlich zugänglich.

**Volkswirtschaftliche
Bewertung
vorgenommen**

E-Control hat jetzt eine umfassende volkswirtschaftliche Betrachtung eines Smart Metering Roll-outs in Auftrag gegeben – mit dem Ergebnis, dass die Endkunden am stärksten profitieren von der Einführung des Smart Metering. Über die neuen Zähler kann man jederzeit seinen aktuellen Energieverbrauch abrufen, kontrollieren, steuern und sein Verbraucherverhalten anpassen. So kann der Stromverbrauch um mindestens 3,5%, der Gasverbrauch um mindestens 7,0% reduziert werden, was wiederum CO₂-Einsparungen zwischen 4,6 Mio. und 6,2 Mio. Tonnen bedeutet. Damit sich diese positiven Aspekte realisieren lassen, sind jedoch einige Voraussetzungen notwendig, wie eine abgestimmte und koordinierte Einführung, einheitliche und offene Standards für Zählertechnologien und Datenformate, eine kurze Übergangsphase zwischen Smart Meter und herkömmlichen Zählern sowie eine kundengerechte und verwertbare Darstellung des Energieverbrauchs.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH

Mitarbeit auf EU-Ebene

Vertreter der E-Control haben im Jahr 2010 auf europäischer Ebene aktiv an der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Marktintegration und Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes für Elektrizität mitgewirkt. Das dritte Binnenmarktpaket sieht dafür verstärkte organisatorische und rechtliche Schritte vor.

Die Regulierungsbehörden und ACER haben zu mehreren Themengebieten sog. Framework Guidelines zu erarbeiten. 2010 wurden die Guidelines zu Netzanschluss von Erzeugungsanlagen und zu Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement erarbeitet, öffentlich konsultiert und danach beschlossen. Damit werden wesentliche Maßstäbe für ein faires, EU-weit gültiges Marktumfeld definiert. Darüber hinaus soll auch die Transparenz von Fundamentaldaten verbessert bzw. vereinheitlicht werden. ERGEG hat dazu der Europäischen Kommission einen umfassenden Vorschlag zu rechtlich verbindlichen Leitlinien übermittelt. Nicht zuletzt hat ERGEG den erstmalig von ENTSO-E erstellten EU-weiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan kommentiert. Ein regional bzw. europäisch koordinierter Netzausbau ist entscheidend zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und zum effektiven Fortschritt der Marktintegration. Das Engagement der E-Control zu diesen Aspekten der internationalen Zusammenarbeit führt dazu, dass heimische Konsumenten von einem unverzerrten, möglichst günstigen Energieangebot profitieren können und die österreichischen Energieunternehmen fairen Zugang zum Wettbewerb in Europa erhalten.



Electricity Regional Initiative (ERI)

Zur Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels sind für Österreich als zentral gelegenes Land in Europa besonders die regionalen Initiativen von Bedeutung. Daher hat die E-Control in den letzten Jahren eine aktive Rolle in dieser länderübergreifenden Initiative eingenommen und konnte in einigen Bereichen die Integration von nationalen Märkten maßgeblich beeinflussen.

Die im Februar 2006 gestartete Electricity Regional Initiative (ERI) wurden als europäischer Umsetzungsprozess zur Marktintegration in den letzten Jahren intensiv weitergeführt. Zu Beginn wurden sieben Marktregionen innerhalb der Europäischen Union definiert, eine weitere achte Region unter dem Energy Community Treaty für die Länder Südosteuropas wurde Mitte 2008 definiert.

**Regionale Initiativen
intensiv fortgeführt**

Das im Juli 2009 verabschiedete 3. Energiemarkt-Liberalisierungspaket sieht nun eine rechtliche Verpflichtung für Regulierungsbehörden vor, auf regionaler und überregionaler Ebene eng zusammenzuarbeiten. Weiters kann die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) Empfehlungen zur Verbesserung der Kooperation zwischen Regulierungsbehörden abgeben. Eine weitergehende Institutionalisierung der regionalen Initiativen durch die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen ist daher in den nächsten Jahren zu erwarten.

Österreich ist Mitglied der Regionen Central Eastern Europe (CEE) und Central Southern Europe (CSE). Die Region CEE, in der die E-Control mit der Koordination der Aktivitäten betraut ist, umfasst weiters Polen, Deutschland, Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn, Slowenien. Die Region Central Southern Europe umfasst die Länder Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien, Italien und Griechenland sowie auch die Schweiz als Nicht-EU-Mitglied als Beobachterland.

Durch die weit reichende Marktintegration mit Deutschland hat Österreich aber auch eine Reihe von natürlichen Anknüpfungspunkten zur Region Central Western Europe (bestehend aus Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande). Seit 2007 ist Österreich deshalb durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, die österreichischen Regelzonenführer, die österreichische Strombörse und die E-Control auch als Beobachter in der sog. „Pentalateralen Initiative“ der zuständigen Ministerien vertreten.

In CEE wurde nach der Etablierung eines gemeinsamen Auktionsbüros (Central Allocation Office – CAO) als Tochterunternehmen aller Übertragungsnetzbetreiber der Region im Sommer 2008 die Entwicklung eines koordinierten grenzüberschreitenden Engpassmanagementmechanismus in Form einer lastflussbasierten Kapazitätsvergabe an allen Grenzübergabestellen weitergeführt. Dabei wird ein gemeinsames Netzmodell verwendet, welches auch Flüsse aus angrenzenden Übertragungsnetzen entsprechend abbildet und berücksichtigt. Die neue Vergabemethode wird durch Effizienzsteigerungen insgesamt Wohlfahrtsgewinne für die Kunden in der gesamten CEE-Region bringen, die physikalischen Netzgegebenheiten in der Region besser abbilden und dadurch die Netzsicherheit erhöhen.

Auktionsbüro hat sich etabliert

Das Auktionsbüro nimmt in diesem Prozess seit 2009 eine zentrale Rolle ein, da es die Implementierung der neuen Vergabemethode durch die Definition sämtlicher Geschäftsprozesse des lastflussbasierten Systems federführend vorantreibt. Allerdings hat sich bei Vorbereitungen und Testläufen des neuen lastflussbasierten Systems mit Marktteilnehmern herausgestellt, dass der mit März 2010 vorgesehene Starttermin nicht eingehalten werden kann, da durch die von den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Inputparameter an manchen Stellen die verfügbaren Übertragungskapazitäten signifikant niedriger waren, als bei der bisher angewandten NTC-Berechnung. Der gesamte Prozess wurde daraufhin weiter verschoben, da erst nach Abschluss einer sogenannten Effizienzanalyse eine konkrete Abschätzung über einen Starttermin getroffen werden kann. Die Effizienzanalyse beschäftigt sich vor allem mit Methoden, mit denen das Problem der niedrigen Kapazitäten an manchen kritischen Netzelementen in der CEE-Region gelöst werden kann. Nach gegenwärtiger Einschätzung der nunmehr vorliegenden Ergebnisse der Analyse kann aber nicht mit einem Starttermin für das lastflussbasierte Systems im Jahr 2011 gerechnet werden.

Durch die Verschiebungen des lastflussbasierten Ansatzes musste für die Jahres-, Monats- und Tagesvergabe im Jahr 2010 eine Übergangslösung, die in den jeweiligen Auktionsregeln festgelegt ist, gefunden werden. Die Übertragungsnetzbetreiber der CEE-Region schlugen deshalb einen koordinierten, auf NTC-Werten basierenden Ansatz für die gesamte Region vor, bei dem die Kapazitätsberechnung von den einzelnen TSOs der Region durchgeführt wird. Das Auktionshaus nimmt bei diesem Ansatz eine Koordinierungsfunktion ein, wobei die Vergabe der Kapazitäten an Marktteilnehmer über die existierenden Auktionsplattformen abgewickelt wird.



Ein weiterer Schritt zur Verbesserung der Marktintegration wurde durch die Erarbeitung eines neuen harmonisierten Fahrplanmanagement-Konzepts („Scheduling“) für die gesamte CEE-Region gesetzt. Dieses kann auch unabhängig vom Startzeitpunkt einer lastflussbasierten Vergabemethode eingeführt werden. Dabei werden die Abläufe des Austausches der Fahrplandokumente sowie Formate und Nominierungszeitpunkte auf regionaler Ebene vereinheitlicht. Nach einem umfangreichen Testlauf mit Händlern kommt das neue System seit Dezember 2010 zum Einsatz. Dies stellt nicht nur eine Pionierleistung in der ganzen EU dar, sondern ermöglicht wesentliche Vorteile und Vereinfachungen für die täglichen Geschäftsprozesse der Marktteilnehmer.

Die europäischen Energieregulatoren haben sich darüber hinaus auf die Erstellung eines sogenannten Interconnection Reports in jeder der definierten Regionen geeinigt. Dieser dient dem Zweck einer detaillierten Evaluierung der ökonomischen Effizienz der eingesetzten Engpassmanagement-Methoden auf regionaler Ebene. In der CEE-Region werden die Auktionsdaten für das Jahr 2009 unter Berücksichtigung der speziellen Ausprägungen analysiert.

Die Regelzonenführer der Region CSE haben im Mai 2010 ein Memorandum of Understanding unterzeichnet, in dem sie sich auf die zukünftige gemeinsame Abwicklung der Auktionen über das Auktionsbüro CASC (Capacity Allocating Service Company) der Region CWE verständigt haben. Ab dem ersten Quartal 2011 sollen alle langfristigen expliziten Auktionen (d.h. monatliche und jährliche) nach den bisher gültigen Auktionsregeln über CASC durchgeführt werden. In einem zweiten Schritt sollen ab Jänner 2012 die langfristigen Auktionen für die Regionen Central South und Central West nach harmonisierten Regeln erfolgen.

Wie im vorangegangenen Jahr wird auch für das Jahr 2009 für die Region Central South, ein Interconnection Report erstellt, der einen Überblick über die Engpassmanagementmethoden an den Grenzen innerhalb der Region enthält und deren wirtschaftliche Effizienz darstellt.

Der letzte Report bestätigte, dass einerseits der Ausbau von Grenzkapazitäten innerhalb von CSE dringend notwendig ist und dass andererseits wirtschaftliche Ineffizienzen durch das Fehlen impliziter Auktionen bestehen. Weiters hat sich gezeigt, dass an den Grenzen in der Region CSE teils erhebliche Kapazitäten für den Intraday Markt zur Verfügung stehen würden, derzeit aber nur an drei von acht Grenzen Intraday-Handel möglich ist.

In der CWE-Region wurde im Zuge einer von Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen gemeinsam erarbeiteten Studie die Realisierung eines lastflussbasierten Market Couplings in zwei Schritten und damit die Verbindung des trilateralen Market Couplings (Market Coupling der belgischen, französischen und niederländischen Spotmärkte) mit den luxemburgischen und deutschen Märkten mit November 2010 umgesetzt. Im selben Schritt konnte auch eine Marktkopplung mit den skandinavischen Ländern erreicht werden. Auch für Österreich ist dies ein großer Schritt vorwärts, denn nunmehr umfasst der bisher auf Deutschland und Österreich beschränkte Großhandelsraum auch die Länder Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Dänemark, Schweden, Norwegen und Finnland und damit mehr als die Hälfte des EU-Strommarktes.



Gas

Entwicklungen am Gasmarkt

ENTWICKLUNGEN AUF DEM ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT 2010

Im Kalenderjahr 2009 wurden mit 91,5 TWh bzw. 8,2 Mio Nm³ um 1,8% bzw. 2,1% (bezogen auf das Volumen) weniger Erdgas an Endkunden abgegeben als 2008. Dabei war die unterjährige Entwicklung sehr unterschiedlich: während im ersten und vierten Quartal mit Zuwachsraten von 6,4% bzw. 8,0% eine deutliche Steigerung verzeichnet wurde, ging die Abgabe in den beiden Sommerquartalen um 19,1% bzw. 16,9% stark zurück. Damit waren auch im Erdgasbereich die Auswirkungen der wirtschaftlichen Rezession deutlich bemerkbar.

Die Erdgasabgabe an Endkunden betrug in den ersten drei Quartalen 2010 insgesamt 68,9 TWh bzw. 6,2 Mrd Nm³ und lag damit um 14,1% (Energie) bzw. 13,6% (physische Mengen) über dem Vergleichswert des Vorjahres. Auffallend ist, dass trotz eines vor allem im Vergleich zum Elektrizitätsbereich vergleichsweise niedrigen Verbrauchsrückgangs 2009 von 1,8% (Energie) bzw. 2,1% (Menge) im Berichtsjahr die Verbrauchszuwächse zwischen knapp 5% und beinahe 45% lagen. Wesentlichen Anteil an diesen hohen Verbrauchssteigerungen hatten vor allem die gasbefeuerten Wärmekraftwerke, die um rd. ein Viertel bis knapp ein Drittel stärker eingesetzt worden sind als 2009. Darüber hinaus sind wirtschaftliche Faktoren maßgeblich an der Verbrauchserhöhung beteiligt, während der Kleinkundenbereich eine eher geringe Verbrauchssteigerung verzeichnet haben dürfte.

Gasverbrauch
gestiegen

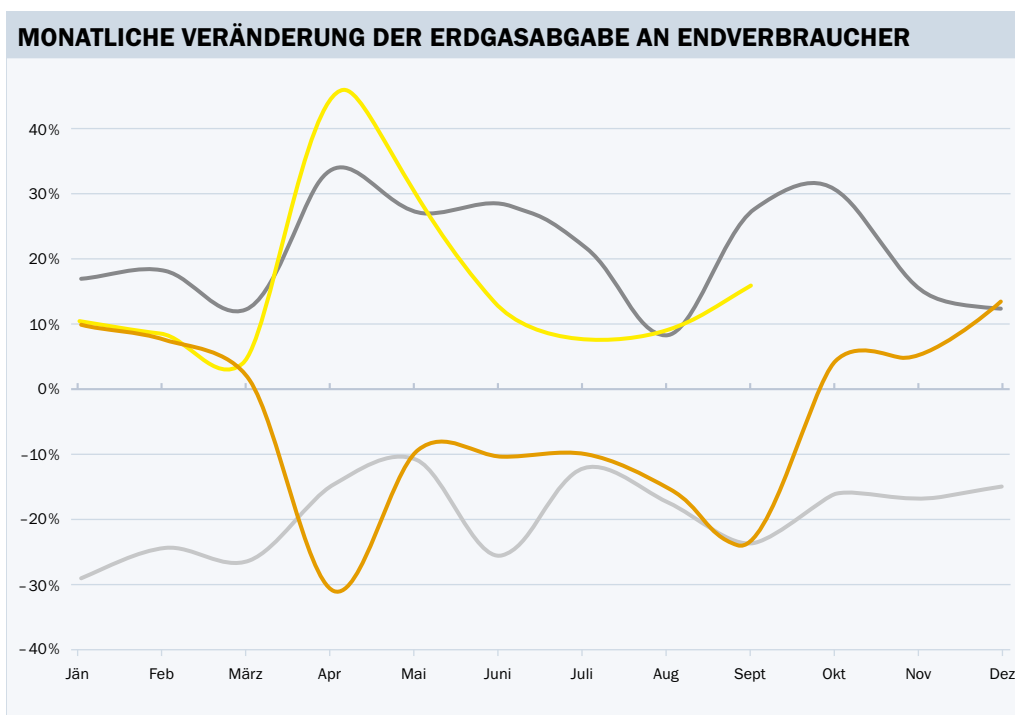
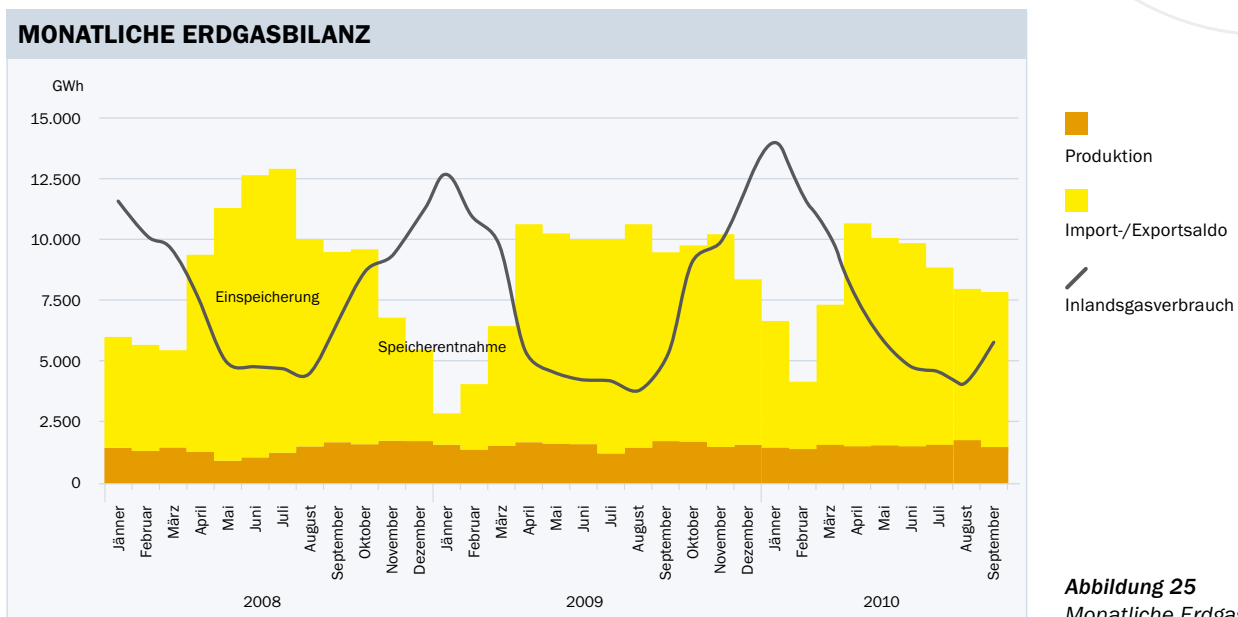


Abbildung 24
 Monatliche Veränderung
 der Erdgasabgabe an
 Endverbraucher

Quelle: E-Control

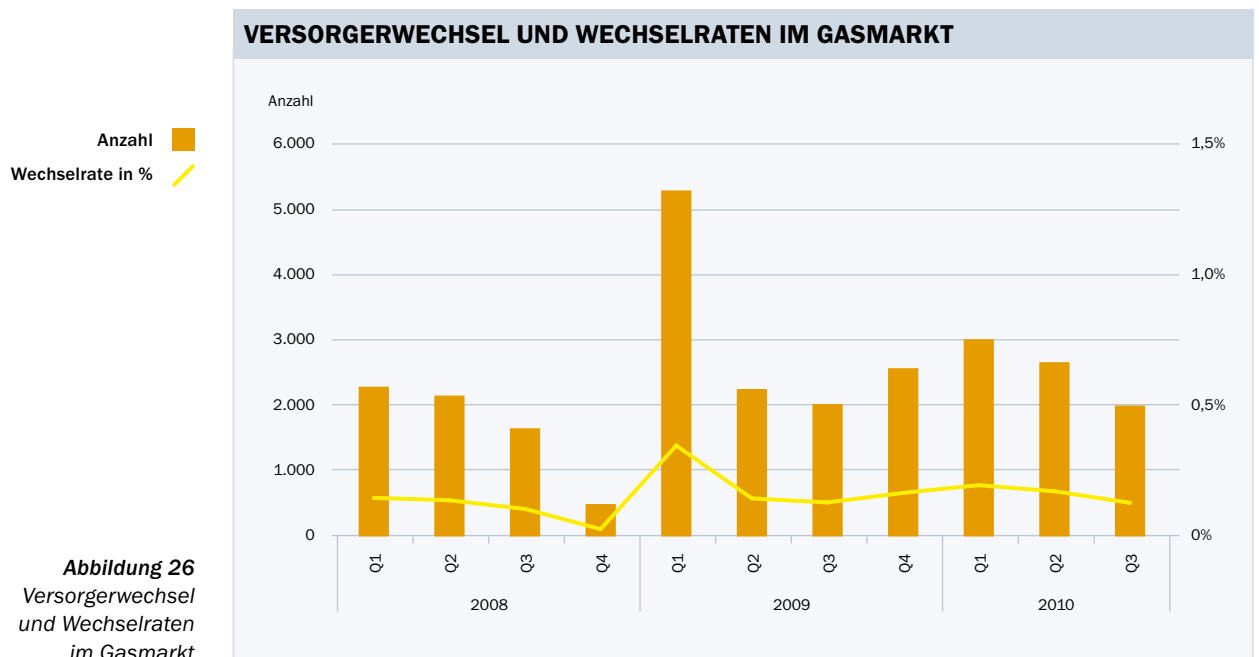
In den ersten neun Monaten 2010 wurden 68,9 TWh an Endkunden abgegeben. Eigenverbrauch und Verluste sowie statistische Differenzen betragen 3,1 TWh, sodass insgesamt im Inland 72,0 TWh Erdgas verbraucht wurden. Über den gesamten Zeitraum wurden netto 1,5 TWh in die Speicher eingepresst, wobei in den ersten drei Monaten 19,1 TWh entnommen und in den Folgemonaten insgesamt 20,7 TWh eingepresst wurden. Die inländische Produktion betrug 14,3 TWh und die Netto-Importe 59,3 TWh. Der inländische Mehrverbrauch von 6,9 TWh im Berichtszeitraum 2010 wurde somit nahezu ausschließlich aus einer erhöhten Speicherentnahme (+7,8 TWh) und einer Mehrproduktion (+0,5 TWh) abgedeckt, während die Netto-Importe zurückgingen (-1,3 TWh).



Quelle: E-Control

Bis einschließlich Ende Juli 2010 war der Speicherinhalt deutlich über dem jeweiligen Vergleichswert des Vorjahres. Erstmals mit Ende August war weniger in den Speichern vorrätig als 2009, wobei Ende September mit 43,2 TWh ein Füllungsgrad von 85,6% verzeichnet wurde. Damit standen um 2,9 TWh weniger in Speichern zur Verfügung als zum gleichen Stichtag des Vorjahres. Gründe für die über den gesamten Berichtszeitraum höheren Speichervorräte sind einerseits der höhere Ausgangswert zum Jahresanfang sowie die vor allem im ersten Quartal deutlich niedrigere Entnahme.

In den ersten neun Monaten 2010 haben insgesamt knapp 7.700 Endkunden oder rd. 0,6% ihren Erdgasversorger gewechselt. Dies sind um rd. 1.900 weniger Versorgerwechsel als im Vorjahr, was ausschließlich auf die Haushalte zurückzuführen ist, die im ersten Quartal des Vorjahres, bedingt durch hohe Preissteigerungen in den beiden vorangegangenen Quartalen 2008, eine sehr hohe Wechselbereitschaft bewiesen. Insgesamt haben heuer knapp 6.200 Haushalte ihren Gasversorger gewechselt, was einer Wechselrate von 0,5% entspricht. Bei den anderen, nicht lastganggemessenen Kunden lag die Wechselrate bei 1,9% und bei den lastganggemessenen Kunden bei 5,1%. Sie waren damit in beiden Fällen gleich hoch oder höher als im Vergleichszeitraum des Vorjahres.



Quelle: E-Control

Überdurchschnittlich hohe Wechselraten waren mit 0,8% in Niederösterreich sowie mit jeweils 0,7% in Oberösterreich und der Steiermark gegeben. In Wien haben 0,5% der Gaskunden ihren Versorger gewechselt und in den anderen Bundesländern zwischen 0,1% und 0,2%.



PREISENTWICKLUNG AM GROSSHANDELSMARKT

Die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten war 2010 durch ein großes Überangebot an Gasmengen, aber auch zeitweiser Preisabkopplung von einzelnen Handelspunkten (z. B. CEGH, PSV) durch Störungen im Transportnetz geprägt. Deutlich wird, dass in Nord-europa die Preisbewegungen an den Hubs NBP, Zeebrugge, TTF und NCG immer enger gekoppelt sind.

Die Gasspotpreise sind bis März 2010 gesunken und danach bis Mitte Juli 2010 wieder deutlich angestiegen (Abbildung 27). Mitte Juli ist die Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Italien – Transitgas – aufgrund technischer Störungen ausgefallen. Die Gaspipeline wurde im Sommer 2010 außer Betrieb genommen, nachdem Schlammlawinen (Muren) die Schutzverbauungen zerstört hatten. Die Transitleitung ist für die Gasversorgung Italiens von hoher Bedeutung, da ca. 20 Prozent des italienischen Gasimports über die Transitgas importiert werden. Auswirkungen dieser Transportunterbrechung waren, dass die Preise am NCG gesunken (aufgrund der fehlenden Nachfrage der italienischen Händler) und die Preise am CEGH (aufgrund der steigenden Nachfrage der italienischen Händler) gestiegen sind. Der Preisabstand zwischen den Hubs CEGH und NCG hat sich zudem verstärkt. Seit Anfang November steigen die Spotpreise wieder und der Abstand zwischen NCG und CEGH hat sich zunächst reduziert und war im Dezember nicht mehr vorhanden.

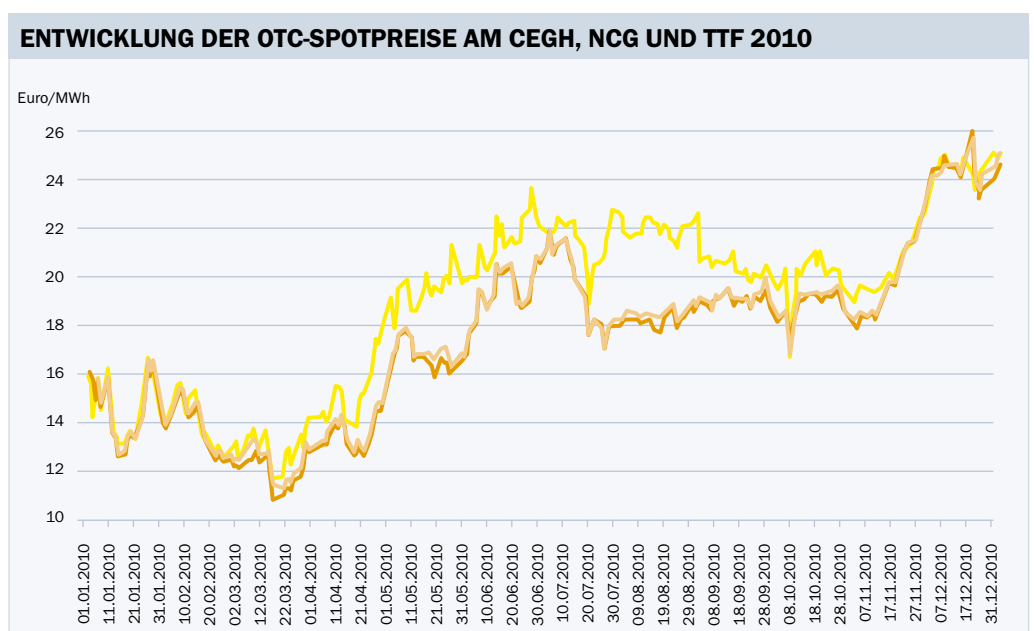


Abbildung 27
Entwicklung der OTC-Spotpreise am CEGH, NCG und TTF im Jahr 2010

Quelle: ICIS Heren

¹⁰ Vgl. www.gashub.at

Die Importpreise sind bis Mai gefallen und seitdem wieder angestiegen (Abbildung 28). Spotpreis-Niveau und Importpreise haben sich zum Ende des Jahres wieder angenähert.

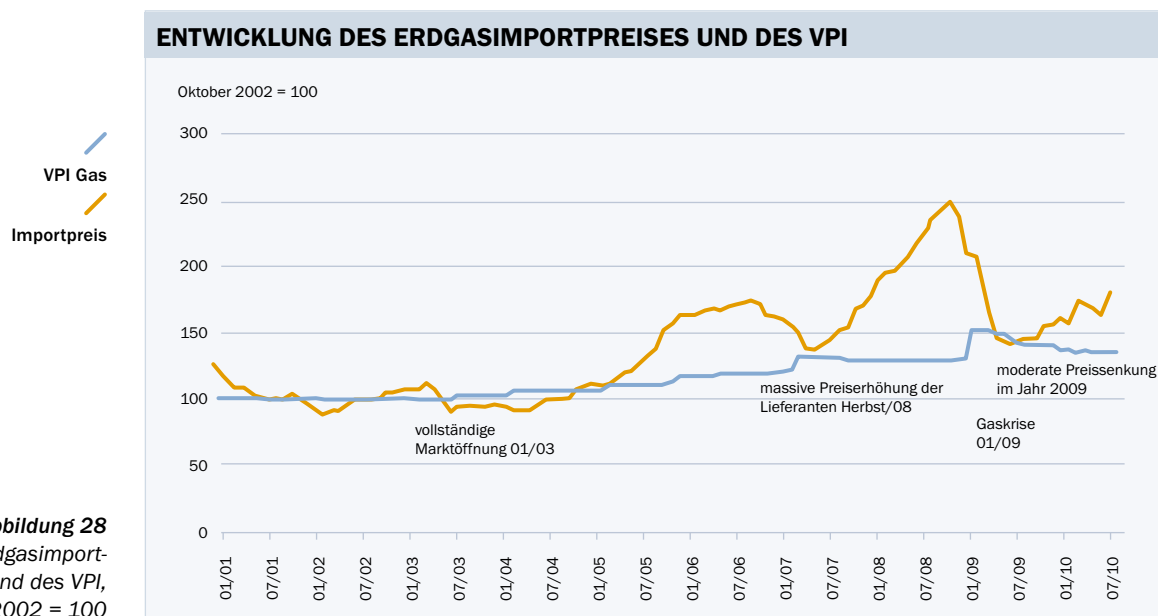


Abbildung 28
 Entwicklung des Erdgasimportpreises und des VPI,
 Okt. 2002 = 100

Quelle: Statistik Austria

PREISENTWICKLUNG FÜR ENDKUNDEN

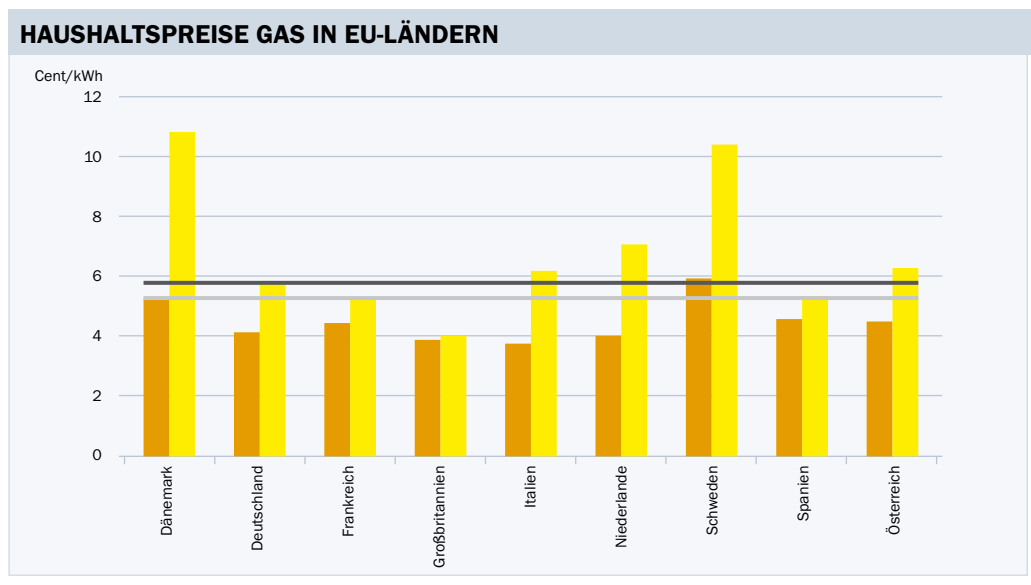
Während die Industriekunden von den deutlichen Senkungen der Importpreise profitieren konnten, sind die Preissenkungen für Haushaltskunden moderater ausgefallen.

Preise Haushaltskunden

Wie in *Abbildung 29* ersichtlich, ist der VPI-Gas seit Jänner 2009 kontinuierlich gesunken, der Tiefpunkt wurde nach der Heizperiode im Mai 2009 erreicht.



EU-Vergleich – Mengen und Preise
Eurostat-Preisvergleich

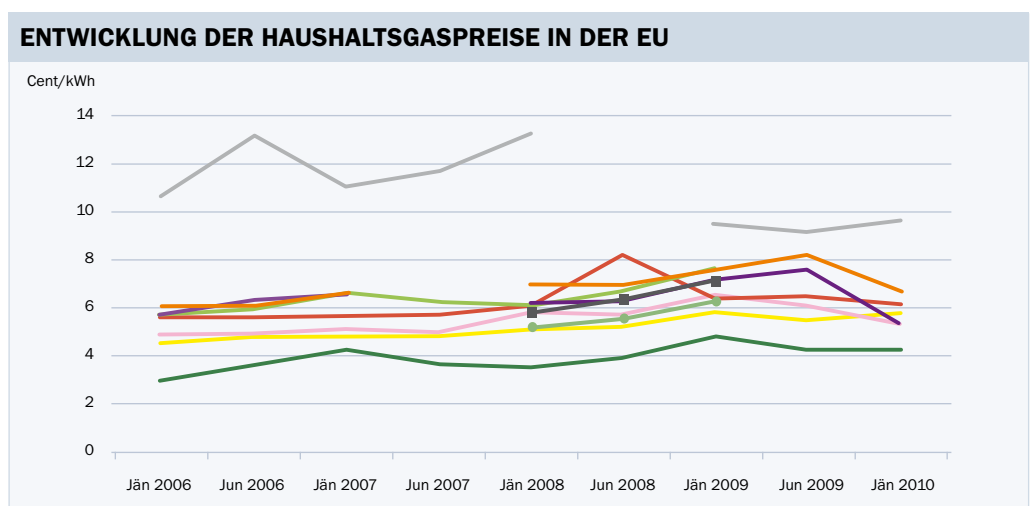


- ohne Steuern
- inkl. aller Steuern und Abgaben
- EU 15 inkl. aller Steuern und Abgaben
- EU 27 inkl. aller Steuern und Abgaben

Abbildung 29
Haushaltspreise Gas (Energie und Netz) im europäischen Vergleich, 1. Halbjahr 2010 in Cent/kWh, inkl. Steuern und Abgaben

Quellen: Eurostat, E-Control

Im europäischen Vergleich liegen für Haushaltskunden in Österreich die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben mit 6,22 ct/kWh um 0,47 Cent/kWh über dem EU-15-Durchschnitt und um 0,99 Cent/kWh über dem Preis der EU-27-Länder.



- Dänemark
- Deutschland
- Frankreich
- Großbritannien
- Italien
- Niederlande
- Österreich
- Spanien
- EU 27
- EU 15

Abbildung 30
Entwicklung der Haushaltsgaspreise in ausgewählten europäischen Ländern sowie im Durchschnitt, inkl. Steuern und Abgaben

Quelle: Eurostat – 2. Halbjahr 2009

Von Jänner 2009 auf Jänner 2010 sind die Gaspreise für Haushaltskunden der EU-15-Länder um 18% gesunken. Lediglich in Dänemark, Frankreich und Österreich stiegen die Gaspreise im letzten Halbjahr wieder an. In Österreich lagen die Preise im Jänner 2010 auf dem Niveau von Januar 2008.

Household Energy Price Index (HEPI)

Die österreichischen Gaspreise (Wien) stagnieren seit einem Jahr auf einem recht hohen Niveau. Der HEPI zeigt über alle EU-15-Hauptstädte verteilt im Jahr 2010 einen kontinuierlichen Anstieg. Im Dezember 2010 waren die Gaspreise um 15% höher als im Vorjahr. Zahlreiche Hauptstädte, darunter Brüssel, Madrid und Dublin, waren von Preiserhöhungen zu Beginn der Heizsaison betroffen.

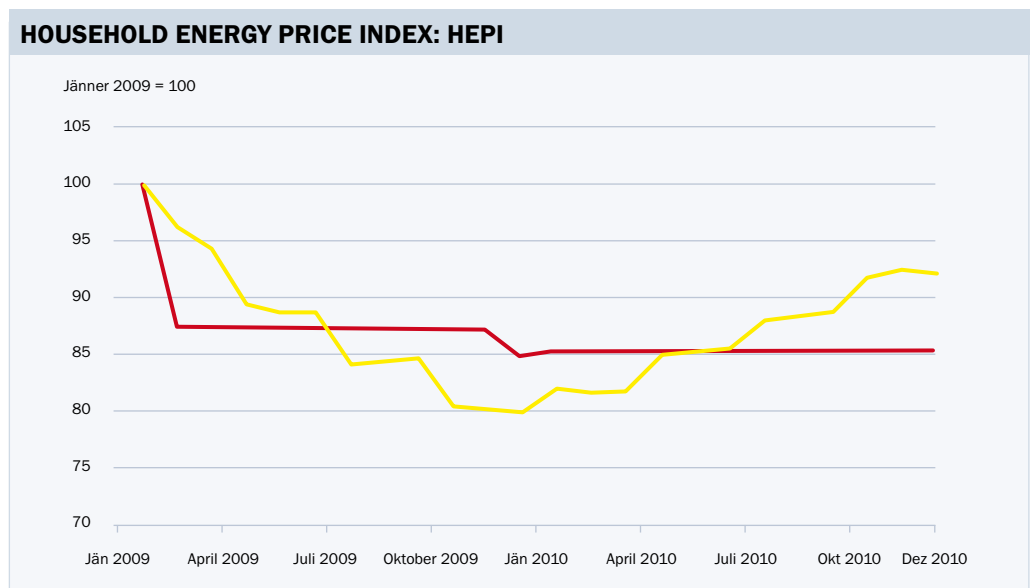


Abbildung 31
 HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex für Gas der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control

Ein internationaler Gaspreisvergleich für Industriekunden ist nicht möglich, da keine aktuellen Daten aus 2009 für diese Abnahmefälle für Österreich vorliegen.

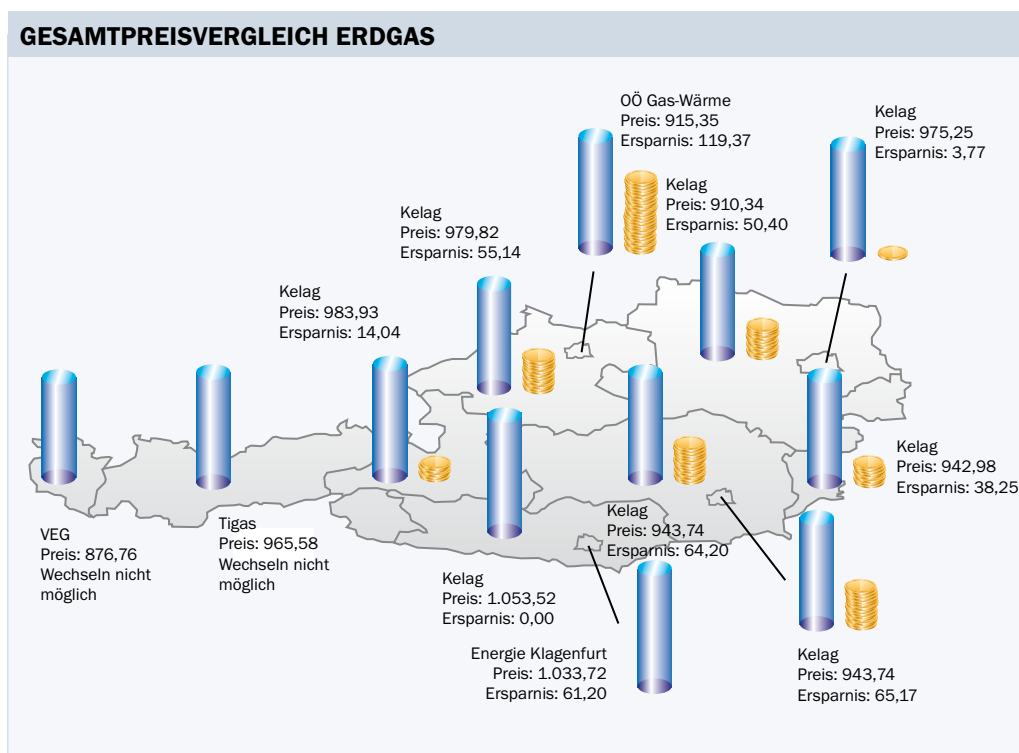


Abbildung 32
Gesamtpreisvergleich Erdgas für einen durchschnittlichen Tarifkunden, Jahresverbrauch von 15.000 kWh, nach Netzbereichen

Quelle: E-Control, Stand: 1.12.2010

Erdgaspreisvergleiche

Gemäß §9 Abs. 1 Z3 E-RBG (Energie-Regulierungsbehördengesetz) hat die E-Control die Aufgabe, Erdgaspreisvergleiche für Endverbraucher zu erstellen und zu veröffentlichen. Die E-Control führt dies mit Hilfe des Tarifikalculators durch und veröffentlicht diese Auswertung auf monatlicher Basis (Preismonitor) auf ihrer Homepage unter www.e-control.at.

Für die oben dargestellte Kalkulation werden die von den Kunden meistgenutzten Angebote der lokalen Energielieferanten herangezogen. Beim günstigsten Lieferanten wird der Energiepreis abzüglich aller Rabatte herangezogen.

Die Salzburg AG senkte ihre Gaspreise mit Februar um 5%, die Stadtwerke Steyr erhöhten dagegen im Juli um 7%, Energie Klagenfurt und Kelag im September bzw. Oktober um 13% bzw. 14%. Besonders vor dem Hintergrund, dass die Importpreise derzeit auf dem Niveau vom Winter 2007/2008 sind, scheint das Preisniveau deutlich überhöht.

Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Gas

REGULIERUNG DER NETZE: TARIFIERUNG GAS

Die Netznutzungsentgelte im Gasbereich wurden ebenfalls mit 1.1.2010 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2010) angepasst. Im Jahr 2010 hatten die Gas-Netznutzungsentgelte ungünstige Rahmenbedingungen als Ausgangsbasis zu verzeichnen. Einerseits ist die Inflation mit 3,1395% mit den letzten Jahreswerten überdurchschnittlich hoch. Die Kosten für Brenngas sind ebenfalls deutlich gestiegen. Die langfristige Planung sieht zusätzliche Kapazitäten im Übertragungsnetz vor, welche als notwendig erachtet wurden, auch dies führt zu deutlichen Kostensteigerungen im Sinne einer sicheren zuverlässigen Versorgung. Als größten Effekt hat sich die Investition in die Südschiene mit rund 14 Mio. Euro durchgeschlagen. Zusätzlich zu den ungünstigen Rahmenbedingungen wurde die Regulierungsbehörde mit einem Mengenrückgang (ausgelöst durch die Wirtschaftskrise und die vergleichsweise warme Witterung) von rund 2,1% konfrontiert. Trotz dieser ungünstigen Situation ist es der Behörde gelungen, die Netztariferhöhung auf durchschnittlich rund 5% im Vergleich zum Jahr 2009 zu begrenzen. Weiters ist festzuhalten, dass die Netztarife seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um durchschnittlich mehr als 9% bzw. über 50 Mio. Euro gesenkt wurden.

Gasnetztarife bisher
deutlich gesenkt

Auch im nächsten Jahr werden die Tarif- und Kostenprüfungen wieder durch hohe Investitionen in das Übertragungsnetz und durch die voraussichtlich geringeren Abgabemengen im Jahr 2009 (Basis für die Tarife 2011) gekennzeichnet sein. Weiters wird es im Zuge der Umsetzung der 3. Energie-Binnenmarktrichtlinie und der damit verbundenen Einführung des Entry-Exit-Systems für Übertragungsnetze zu einer Änderung der Systematik bei der Tariffestsetzung kommen.

GRENZÜBERSCHREITENDE LIEFERUNGEN (TRANSIT)

Von der im Jahr 2010 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder exportiert. Die Fernleitungen, die vorwiegend für grenzüberschreitende Erdgastransporte genutzt werden, haben zusammen eine Länge von 792 km. Die OMV Gas GmbH ist der technische Betreiber sämtlicher österreichischer Transitfernleitungen. Sie vermarktet die Kapazitäten für die Penta West, Hungaria-Austria-Gas-Pipeline (HAG), der Süd-Ost-Gasleitung (SOL), March-Baumgarten-Gasleitung (MAB) und der Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). Die Kapazitäten der West-Austria-Gasleitung (WAG) werden von der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs-GmbH und die Kapazitäten der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) werden von der Trans Austria Gasleitung GmbH vermarktet.



Tarifierung

Im Fernleitungsnetzbereich kommen die – durch die Energie-Control Kommission im Jahr 2007 – genehmigten Tarifmethoden zur Anwendung. Hierbei haben sich im Jahr 2010 geringfügige Änderungen ergeben.

Framework Guidelines der ERGEG

Für die Verbesserung des kurzfristigen Gashandels und zur Vermeidung von vertraglichen Engpässen an den Netzkopplungspunkten sind effektive Engpassmanagementverfahren von entscheidender Bedeutung. Die ERGEG hat dazu einen Vorschlag für EU-rechtlich verbindliche Leitlinien ausgearbeitet.¹⁷ Die deutsche Regulierungsbehörde hat aufbauend auf den ERGEG-Vorschlägen bereits ein Festlegungsverfahren zum Kapazitätsmanagement eingeleitet. Engpassmanagementverfahren, die ein Angebot von garantierten Day-Ahead-Kapazitäten ermöglichen, sollten auch in Österreich zur Anwendung kommen. Der österreichischen Regulierungsbehörde fehlt jedoch bis jetzt eine rechtliche Grundlage zur Durchsetzung der Einführung.

BERICHT UNBUNDLING GAS

Rechtliche Grundlage

Um einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten und Interessenkonflikte zu vermeiden, enthält die Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie¹⁸ Regeln zur Entflechtung des Netzbetriebs (Monopolbereich) von Produktions- und Versorgungstätigkeiten (Wettbewerbsbereich) in vertikal integrierten Unternehmen. Diese Entflechtungsregeln wurden in Österreich im Gaswirtschaftsgesetz¹⁹ umgesetzt und sehen eine buchhalterische, rechtliche und funktionale bzw. organisatorische Entflechtung (Unbundling) vor. Die Überwachung der Entflechtung ist der E-Control im Rahmen der Erdgasaufsicht zugewiesen.²⁰

Auslegungsgrundsätze

Durch die von der E-Control veröffentlichten „Auslegungsgrundsätze“²¹ wird die Rechtsansicht der Regulierungsbehörde zur Auslegung und Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen (rechtlich, buchhalterisch, organisatorisch) sowohl im Erdgas- als auch im Elektrizitätsbereich wiedergegeben.

Dieses dynamische und jederzeit erweiterbare Dokument soll den Netzbetreibern und Inhabern von Transportrechten als Orientierungshilfe dienen sowie Transparenz und Unabhängigkeit der Netzbetreiber bzw. Inhaber von Transportrechten – als Voraussetzung für ein diskriminierungsfreies Handeln – gewährleisten. Es wurde auf Basis eines Auslegungs-

¹⁷ ERGEG, Congestion management on European Gas Transmission Networks, Recommendations for Guidelines to be Adopted via a Comitology Procedure, E09-GNM-10-07, 10.12.2009, <http://www.energy-regulators.eu/>

¹⁸ Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABI 2003 L 176, S 57

¹⁹ § 7 Gaswirtschaftsgesetz, BGBl. I Nr. 121/2000 i.d.F. BGBl. II Nr. 479/2009 (in Folge kurz GWG)

²⁰ § 10 Abs. 1 Z 2 Energie-Regulierungsbehördengesetz

²¹ <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/gleichbehandlung#1741>

vermerkes der EU-Kommission²², sowie der derzeit laufenden Verfahren ausgearbeitet. Mit der Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspakets sind auch die Auslegungsgrundsätze dem zukünftigen Rechtsrahmen anzupassen.²³

Gleichbehandlungsbericht

Zur Erstellung des Gleichbehandlungsberichts hat die ECG jene der Entflechtung gemäß § 7 GWG unterliegenden Erdgasunternehmen bzw. Inhaber von Transportrechten aufgefordert, den jährlichen Gleichbehandlungsbericht zu übermitteln.

Folgende Schwerpunkte wurden für den Gleichbehandlungsbericht 2010 über das abgelaufene Geschäftsjahr 2009 festgelegt:

1. Aktivitäten des Gleichbehandlungsbeauftragten
2. Sicherstellung der Unterscheidbarkeit zwischen Netzbetreiber und integrierten Lieferanten durch den Kunden
3. Sicherstellung der vertraulichen Behandlung von wirtschaftlich sensiblen Informationen (Sanktionen, disziplinarische Maßnahmen)
4. Ausblick: Geplante Umsetzungsmaßnahmen in Hinblick auf die Bestimmungen des 3. Energieliberalisierungspakets (insbesondere Art. 26 Abs. 2 lit c, d sowie Abs. 3 RL 2009/73/EG)
 - a) Corporate Identity
 - b) Ressourcenausstattung (personelle, technische, materielle und finanzielle Ressourcen)
 - c) Unabhängigkeit des Gleichbehandlungsbeauftragten

Gleichbehandlungsbericht Gas wird jährlich erstellt

Wie auch schon im Vorjahr wurde seitens E-Control auf Basis der eingelangten Beiträge der Gleichbehandlungsbeauftragten ein kurzer Statusbericht, diesmal mit dem Schwerpunkt „Außenauftritt“, verfasst. Dieser beinhaltet auch eine Untersuchung des Internet-Auftritts von vertikal integrierten Unternehmen und Netzbetreibern, einen Vergleich und die Auswertung von öffentlich verfügbaren Kontakt- und Firmendaten sowie die Darstellung von in der Schlichtungsstelle der ECG eingelangten Beschwerden hinsichtlich des Gebotes der Gleichbehandlung.

Zusätzlich zur Veröffentlichung unter www.e-control.at wurde ein gebundenes Exemplar an die einzelnen Gleichbehandlungsbeauftragten sowie an Interessierte versendet.

²² Vermerk der GD Energie und Verkehr der EU Kommission zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt“, http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/unbundling_de.pdf

²³ Siehe den Auslegungsvermerk der Kommission zum Entflechtungsregime des 3. Pakets: Interpretative Note on Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas – The Unbundling Regime, 22.1.2010, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/2010_01_21_the_unbundling_regime.pdf



Bei der Veröffentlichung der von den Unternehmen übermittelten Gleichbehandlungsberichte wurde die Vertraulichkeit der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gewahrt.

Ein anhängiges Verfahren aufgrund einer rechtlich problematischen Konzernstruktur (BEGAS als Netzbetreiber als Mutterunternehmen der Vertriebsgesellschaft) konnte per 1.9.2010 seitens der E-Control eingestellt werden, da eine vollständige Umsetzung im Sinn der Entflechtungsvorgaben mit Außenwirkung per 1.5.2010 stattgefunden hat, und die gesellschaftsrechtliche Umsetzung rückwirkend bereits mit Beginn des Geschäftsjahres 2009/2010 per 1.10.2009 erfolgte.

Gegen ein von E-Control eingeleitetes Verfahren hinsichtlich der Auslegung der De-Minimis-Regelung im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur organisatorischen Entflechtung wurde seitens des betroffenen Unternehmens gegen eine Entscheidung der E-Control Kommission eine Bescheidbeschwerde beim Verwaltungsgerichtshof eingebracht. Strittig war die Anwendbarkeit der Bestimmungen zur funktionalen Entflechtung auf jene vertikal integrierten Unternehmen, die nicht der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung unterliegen, weil sie nur höchstens 50.000 Hausanschlüsse aufwiesen oder keine Fernleitung betreiben. In einem Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes wurde nun per 8.10.2010 entschieden, dass die De-Minimis-Regel des § 7 (4) GWG so auszulegen ist, dass diese „kleinen Erdgasunternehmen“ auch von der Verpflichtung zur funktionalen Entflechtung ausgenommen sind.²⁴ Diese Unternehmen sind in der Folge auch nicht verpflichtet, einen Gleichbehandlungsbeauftragten zu benennen, ein Gleichbehandlungsprogramm zu erstellen und einen Gleichbehandlungsbericht zu übermitteln.

Markenpolitik

Mit den Entflechtungsgrundsätzen unvereinbar sind insbesondere Verweise (Links) von der Website des Netzbetreibers auf jene des verbundenen Unternehmens, gleiche Telefon- und Faxnummern sowie E-Mail-Adressen und gleiche bzw. ähnliche Logos. Ein Vergleich der Firmenbezeichnungen und verwendeten Bildmarken (Logos) ergibt in den meisten Fällen starke Ähnlichkeiten zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen bzw. Lieferanten und dem Netzbetreiber.

Bei den Logos ist die Verwechslungsgefahr generell als hoch einzustufen (Ausnahmen sind dabei die Trans Austria Gasleitung GmbH und die Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft m.b.H.). Die meistverwendete Unterscheidungsform zum Konzern ist der Zusatz „Netz“ oder „Gasnetz“, welchem zumindest eine gewisse Unterscheidungskraft zukommt. Auch ist die Verwendung von Logos nicht immer einheitlich, so findet man etwa auf Dokumenten des Netzbetreibers bisweilen das Konzernlogo statt des eigenen Logos. Beispielsweise verwendet die OMV Gas GmbH den Markennamen OMV Gas & Power GmbH sowohl am Geschäftspapier als auch als Firmenlogo am Unternehmenssitz.

Verwechslungen sind leicht möglich

²⁴ VwGH 8.10.2010, 2009/04/0174-6

Insgesamt besteht erheblicher Anpassungsbedarf, um die Vorgaben des 3. Energieliberalisierungspakets zum Ausschluss von Verwechslungen in Bezug auf die Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens zu erfüllen.

Betriebsführungsmodell

Die E-Control steht einem Betriebsführungsmodell, insbesondere hinsichtlich organisatorischer und buchhalterischer Entflechtung, äußerst kritisch gegenüber. Ein solches Modell liegt vor, wenn der Versorger selbst Eigentümer des Netzes ist, den Betrieb, die Wartung und die Instandhaltung selbst durchführt und nur die Betriebsführung seines Netzes sowie dessen Nutzung auf die Netzgesellschaft überträgt.

Durch diese Ausgestaltung ist die Unabhängigkeit des Netzbetreibers jedenfalls zu bezweifeln, auch die buchhalterische Entflechtung (insb. das Verbot von Quersubventionen) erscheint auf den ersten Blick problematisch. Durch die neuen Entflechtungsbestimmungen im 3. Paket wird das Betriebsführungsmodell aus Sicht der E-Control in Zukunft nicht mehr richtlinienkonform sein, Gleiches gilt für Fernleitungsnetzbetreiber, die als Independent Transmission Operator (ITO) ausgestattet sind: Die bloße Übertragung der Betriebsführung ist mit der auch hier vorgeschriebenen Ausstattung mit den erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen – ungeachtet der weiteren Bestimmungen der Richtlinie – nicht vereinbar.²⁵

Ausblick 3. Richtlinienpaket

Verschärfte Unbundlingvorschriften

Das 3. Energieliberalisierungspaket, das mit 3.3.2011 umzusetzen ist, unterscheidet zwischen den Gleichbehandlungsvorschriften bei Verteilnetzbetreibern und den Gleichbehandlungsvorschriften bei Fernleitungsnetzbetreibern. Es sieht insbesondere für Fernleitungsnetzbetreiber verschärfte Entflechtungsregeln vor.²⁶

Verteilernetzbetreiber

Verteilernetzbetreiber werden trotz Beibehaltung der gesellschaftsrechtlichen (sowie organisatorischen und buchhalterischen) Entflechtung²⁷ ebenfalls strukturelle Änderungen vornehmen müssen. Denn die Entflechtungsvorschriften verlangen nun klarstellend, dass Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient – im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis, unabhängig vom vertikal integrierten Erdgasunternehmen – wahrnehmen zu können.

Weiters müssen Verteilernetzbetreiber²⁸ in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik dafür sorgen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist. Darüber hi-

²⁵ Vgl. Art. 17 Abs. 1 RL 2009/73/EG

²⁶ Art. 9 ff. RL 2009/73/EG

²⁷ Art. 26 ff. RL 2009/73/EG

²⁸ Art. 26 Abs. 3 RL 2009/73/EG



naus muss der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig sein und Zugang zu allen Informationen, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundenen Unternehmen verfügen, haben.

Fernleitungsnetzbetreiber

Im 3. Paket gibt es den Begriff der Inhaber von Transportrechten nicht mehr, sondern vielmehr unterliegen diese Unternehmen dem Begriff des Fernleitungsnetzbetreibers. Der Fernleitungsnetzbetreiber muss in Zukunft zwischen der eigentumsrechtlichen Entflechtung (OU), einem Independent System Operator (ISO), einem Independent Transmission Operator (ITO) und einer wirksameren Unabhängigkeit als Independent Transmission Operator (ITO+) wählen. Aus heutiger Sicht sind die Hauptkriterien für die Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspaketes bei den Fernleitungsunternehmen die Assets, das Personal und die Eigentümerfrage.

Speicherunternehmen

Für Speicherunternehmen gilt gemäß 3. Paket die gesellschaftsrechtliche Entflechtung, d. h. Speicheranlagenbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, müssen hinsichtlich der Rechtsform, Organisation und der Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen.

Positiv ist in diesem Zusammenhang die OMV Gas Storage GmbH zu erwähnen, die bereits 2010, also vor in Kraft treten des 3. Pakets als eigene Speichergesellschaft im OMV Konzern gegründet wurde.

AUFSICHT REGELZONENFÜHRER: LANGFRISTIGE PLANUNG (LFP)

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

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

Bei der Absatzprognose (*Abbildung 33*) und Maßnahmenplanung wird gemäß den Zielen des § 12e GWG von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen.

Die AGGM hat unter Berücksichtigung der im § 3 GWG festgelegten Ziele einen Bericht, in welchem die langfristige Planung 2010 dokumentiert ist, erarbeitet und zur Genehmigung vorgelegt. Die langfristige Planung wurde am 05.10.2010 von der Energie-Control Kommission genehmigt und von der AGGM veröffentlicht (www.aggm.at).

Genehmigung der langfristigen Planung

Die Genehmigung erfolgte unter der Auflage, dass die Druckerfordernisse im Netz der Salzburg Netz GmbH zur Realisierung des Netzausbauprojektes 2009/4 erneut abgestimmt werden, die Druckverhältnisse (geplante Fahrweise) der Behörde bekanntgegeben und veröffentlicht werden. Weiters soll eine Untersuchung zusätzlicher Varianten bezüglich der Anbindung des Speichers 7 Fields an das Netz der Regelzone Ost, in Abstimmung mit den betroffenen Marktteilnehmern unter Berücksichtigung der vertraglichen Grundlagen zur Absicherung der Investition, durchgeführt werden und ein Ausbaukonzept bis Jahresende vorgelegt werden.

Im Zuge der Genehmigung der langfristigen Planung 2010 wurde von der Behörde angeregt, vor der Einreichung zu Genehmigung eine Konsultation der Ausbauprojekte bei betroffenen Marktteilnehmern durchzuführen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass alle Anforderungen der betroffenen Marktteilnehmer in der Planung berücksichtigt worden sind sowie Auswirkungen auf die betroffenen Infrastruktursysteme abgestimmt werden können.

Ausbaumaßnahmen gemäß langfristiger Planung 2010

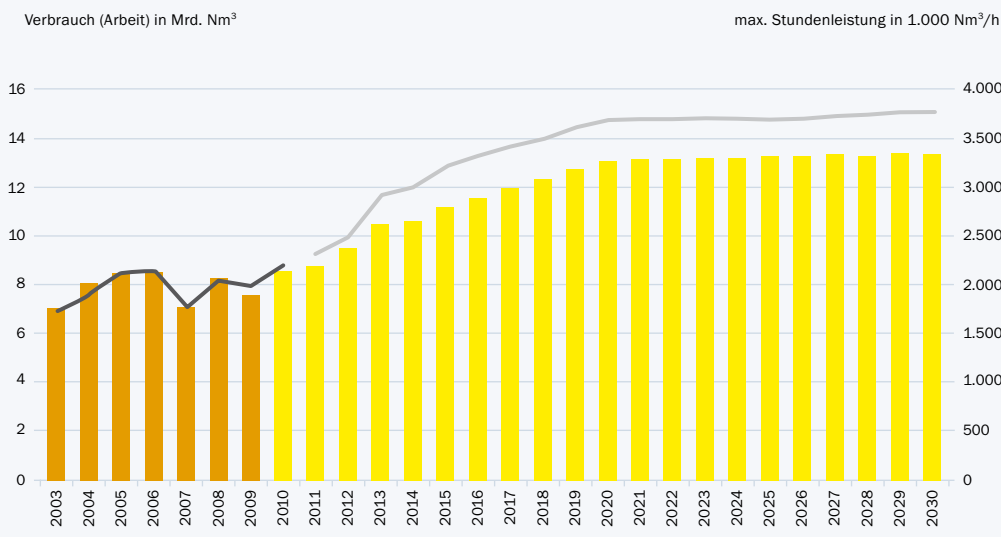
Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt sowohl für das Spitzenlastszenario im Winter als auch das Sommerszenario mit Einspeicherbetrieb, dass die bestehenden Transportkapazitäten weder ausreichen, um die geplanten Projekte der Gaskunden umzusetzen, noch die erforderlichen sonstigen Transporte durchführen zu können.

Wie in der letzten langfristigen Planung, wird auch in der langfristigen Planung 2010 an dem Konzept für den Ausbau der Gasinfrastruktur, welche in der Feasibility Study 07 (*Abbildung 34*) erarbeitet wurde, festgehalten. Der Ausbau der Süd- und Westschiene schreitet plangemäß voran. Das Kraftwerk in Mellach kann daher wie geplant ab September 2011 mit ausreichend Erdgas versorgt werden.

In den letzten drei Jahren haben sich Adaptierungen, Konkretisierungen und auch neue Anforderungen bezüglich der zu bewältigenden Absätze und der voraussichtlichen Regelzoneneinspeisungen ergeben. Die Projekte, die in dieser Planung erarbeitet wurden, sind auch nach den aktuellen Prognosen geeignet, um die künftigen Kapazitätsanforderungen bis ins GY 2030 zu erfüllen.



ABSATZDATEN REGELZONE OST



- Arbeit IST
- Arbeit Prognose
- Leistungsbedarf IST
- Leistungsbedarf Prognose

Abbildung 33
Maximale Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost. IST-Werte für die Gasjahre 2003 bis 2010 und Prognose für das Absatzszenario NB_Max für die Gasjahre 2011 bis 2030

Quellen: AGGM/NK-K, 5/2010

GASNETZ ÖSTERREICH – REGELZONE OST



- Ein-/Auspeisepunkt
- Auspeisung aus Transitleitung
- Netzübergang
- Station allgemein
- Fernleitung (Transit)
- Fernleitung (Regelzone)
- geplant oder in Bau

Abbildung 34
Gasnetz Österreich

Quellen: AGGM, E-Control

QUALITÄT DER NETZDIENSTLEISTUNG

Die ersten beiden Jahresehebungen der E-Control zur „Qualität der Netzdienstleistung“ für die Kalenderjahre 2007 und 2008 umfassten 19 der 20 Gasverteilnetzbetreiber, die diese Erhebung unterstützten.

Qualität der Netzdienstleistung erstmals erhoben

Die Qualität der übermittelten Daten hat in manchen Fällen Verbesserungspotenzial aufgezeigt. Die Erhebungen zeigten dabei recht deutlich die Grenzen und Einschränkungen bei der Datenverfügbarkeit, insbesondere

- > bei der Dokumentierbarkeit einzelner Daten (z. B. lückenlose Dokumentation der Einhaltung von Terminen durch Außendienstmitarbeiter),
- > bei der Messbarkeit einzelner Daten (z. B. Prozessdauer) und
- > bei der Ermittlung einzelner Daten (z. B. eingeschränkte Auswerte- und Filtermöglichkeit von Daten in den IT-Systemen)

durch die Netzbetreiber, sodass man einerseits zum Teil auf Schätzwerte angewiesen ist und andererseits die Vergleichbarkeit von Daten und daraus abgeleiteten Kenngrößen teilweise nur eingeschränkt gegeben ist.

In durchwegs konstruktiven Diskussionen mit Vertretern von drei Netzbetreibern, bei denen im Rahmen des Monitorings Termine vor Ort zur Einsichtnahme in die unternehmensinterne Dokumentation vereinbart wurden, erläuterten die Netzbetreiber Aspekte der Datenverfügbarkeit und -ermittlung und machten Anregungen zur Präzisierung einzelner Punkte des bestehenden Fragebogens sowie Verbesserungsvorschläge für die zukünftige Gestaltung des Monitorings der Qualität der Netzdienstleistung.

Die Auswertung der von den Netzbetreibern übermittelten Daten umfasste einerseits den Aspekt der „Technischen Qualität“ anhand der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen und andererseits die „Kommerzielle Qualität“ mit Schwerpunkt auf Rechnungslegung und Rechnungskorrekturen sowie die Einhaltung spezifischer Fristen im Zuge der Herstellung von Netzanschlüssen. Im Ergebnis zeigten die ermittelten Kenngrößen im Vergleich der Netzbetreiber in der Regel eine recht homogene Ausprägung mit einzelnen Ausreißern, die aber meist auf die von einzelnen Netzbetreibern genannten Einschränkungen bei der Datenverfügbarkeit und -ermittlung zurückzuführen waren.

Netzrechnungen- und Anfragen

Zahlreiche Anfragen bei der Regulierungsbehörde haben mit den Energierechnungen zu tun. Nach wie vor sehen sich viele Kunden mit Rechnungen konfrontiert, die es ihnen nicht leicht machen, sich in dem Dickicht an Zahlen und weiteren Angaben zurechtzufinden. Die Rechnungen sind nach wie vor für viele Kunden die einzige Informationsquelle zum Thema



Gas, welche daher umso wichtiger ist. Eine konsumentenfreundliche und transparente Gestaltung der Rechnungen sollte im Sinne der Kundenzufriedenheit daher oberstes Ziel der Gasbranche sein.

Die E-Control hat daher eine Musterrechnung erarbeitet und im ersten Halbjahr 2009 veröffentlicht, um den Energieunternehmen die optimale und konsumentenfreundliche Darstellung zu erleichtern. Komplettiert werden die Musterrechnungen für Strom und Gas mit einem „Toolbook“, das zu allen Details und Sonderfällen Antworten gibt.

Informationen zum Energielieferantenwechsel und zur möglichen Kostenersparnis

Im Rahmen der Untersuchung des Onlineangebots der Netzbetreiber wurde auch überprüft, ob Informationen zum Wechsel des Energielieferanten auf der Homepage zu finden waren.

Abbildung 35 zeigt die mehr als dürftigen Informationen gegenüber den Kunden. Auch in den Kundenzeitschriften, die in einigen Bundesländern an die (Strom- und) Gaskunden verschickt werden, fehlen Informationen zum Energielieferantenwechsel zur Gänze.

Diese dürre Bilanz lässt darauf schließen, dass die Aufklärung der Netzkunden bezüglich des Wechsels des Erdgaslieferanten keine besondere Priorität bei den Netzbetreibern zu haben scheint. Die Möglichkeiten zur Kostenersparnis bleiben damit ebenfalls unerwähnt, was im Licht der steigenden Konkurrenz durch erneuerbare Energieträger wie Pellets, Hackschnitzel oder Sonnenkollektoren bzw. durch andere fossile Energieträger wie Heizöl, wenig zur Attraktivität des Energieträgers Erdgas beiträgt.

Zertifizierung nach PV200

Ein weiterer zu beachtender Aspekt ergibt sich aus der Tatsache, dass das Thema „Qualität der Netzdienstleistung“ von der ÖVGW in die Zertifizierung der Verteilernetzbetreiber nach ÖVGW-Prüfrichtlinie PV 200 aufgenommen wurde und ein Trend der Netzbetreiber zur Zertifizierung zu erkennen ist. Waren für das Kalenderjahr 2007 bereits zehn Netzbetreiber in der Veröffentlichung der ÖVGW zur Qualität der Netzdienstleistung enthalten, so sind im Kalenderjahr 2008 drei Netzbetreiber dazugekommen. Diese Entwicklung führt dazu, dass einerseits die Einhaltung der Standards gemäß Pkt. XII Abs. (1) AB VN für die zertifizierten Netzbetreiber im Rahmen der jährlichen Überwachungsaudits durch die ÖVGW überprüft wird, andererseits aber die Daten und Kenngrößen des Fragebogens zur Qualität der Netzdienstleistung für die zertifizierten Netzbetreiber nicht mehr in vollem Umfang für das Monitoring zur Verfügung stehen.

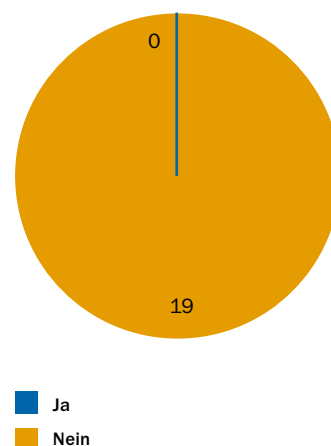


Abbildung 35
Informationen zum
Energielieferantenwechsel

Quelle: E-Control

Ausgehend von den Erkenntnissen der ersten beiden Jahresehebungen sind für die Fortführung des Monitorings der Qualität der Netzdienstleistung durch die E-Control folgende Punkte relevant:

- > Einige Präzisierungen im Fragebogen sind wesentlich, um bei den zukünftigen Jahresehebungen die Einheitlichkeit und Vergleichbarkeit der Daten und Kenngrößen zu verbessern. Einheitliche Vorgaben für die Dokumentation und Auswertung der relevanten Daten durch die Netzbetreiber scheinen aufgrund der recht unterschiedlichen eingesetzten IT-Systeme derzeit nicht durchgängig umsetzbar.
- > Die Fortführung des Monitorings wird zusätzliche Erkenntnisse zur Entwicklung der Kenngrößen über die Zeit liefern und die Möglichkeit bieten, Referenzwerte zu definieren.
- > Der von einzelnen Netzbetreibern angeregte verstärkte Kundenbezug bei der Qualität der Netzdienstleistung, anstelle von vielen abstrakten Kenngrößen, wurde im Zuge der Überarbeitung der Marktregeln Gas im Jahr 2009 berücksichtigt. Da nicht alle Netzbetreiber die diesbezüglichen Änderungen der empfohlenen Musterfassung der allgemeinen Verteilernetzbedingungen mitgetragen und eingereicht haben, kommt der Vereinheitlichung des Themas „Qualität der Netzdienstleistung“ für die Zukunft eine besondere Bedeutung bei, damit die Energie-Control GmbH ihre Monitoring-Aufgabe effektiv wahrnehmen kann.
- > Stichprobenartige Kundenbefragungen, auch durch unabhängige Institutionen könnten eine weitere Perspektive der „Qualität der Netzdienstleistung“ eröffnen und Aufschluss über die unmittelbare Kundenzufriedenheit und die für die Kunden besonders relevanten Aspekte der Qualität der Netzdienstleistung geben.

Auf die Einhaltung der Veröffentlichungspflichten durch die nicht zertifizierten Verteilernetzbetreiber wird verstärkt zu achten sein.

AUFSICHT CLEARINGSTELLEN

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen wurde im Jahr 2010 eine Überprüfung der Geschäftsprozesse und Standardabläufe bei den beiden Verrechnungsstellen AGCS (für die Regelzone Ost) und A&B (für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg) vorgenommen.

AUFSICHT BILANZGRUPPENVERANTWORTLICHE

Ende 2010 gibt es in Österreich 29 zugelassene Bilanzgruppenverantwortliche (*Abbildung 36*), von denen 25 in der Regelzone Ost eingerichtet sind. Nicht alle der neu zugelassenen Bilanzgruppenverantwortlichen waren Ende 2010 schon im österreichischen Erdgasmarkt aktiv.



ANZAHL DER ZUGELASSENEN BILANZGRUPPENVERANTWORTLICHEN

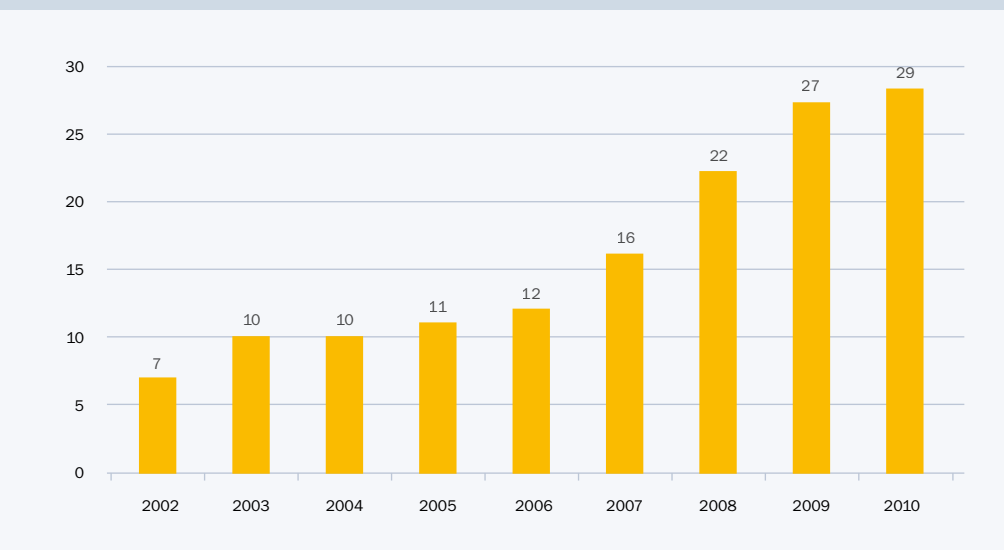


Abbildung 36
Entwicklung der Anzahl der zugelassenen BGV (Stichtag jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

MONATLICH BENÖTIGTE AUSGLEICHSENERGIEMENGEN

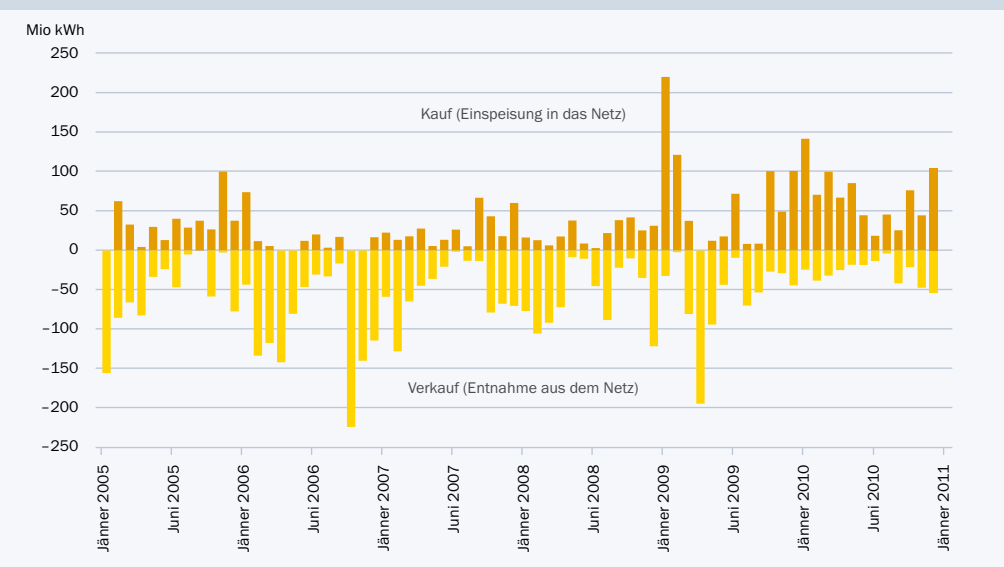


Abbildung 37
Vom Regelzonenführer monatlich benötigte Ausgleichsenergiemengen (Kauf und Verkauf, seit Jänner 2005)

Quellen: AGCS, E-Control

AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Die vom Regelzonenführer der Regelzone Ost monatlich benötigten physikalischen Ausgleichsenergiemengen (Kauf und Verkauf) bewegten sich auch im Jahr 2010 auf dem seit etwa 2005 zu beobachtenden geringen Niveau (Abbildung 37).

Der seit 2005 zu beobachtende Trend, dass die durch den Regelzonenführer abgerufene Ausgleichsenergiemenge in der Regel bei ca. 1–2% des gesamten Gasverbrauches pro Monat liegt, setzte sich auch im Jahr 2010 fort (Abbildung 38).

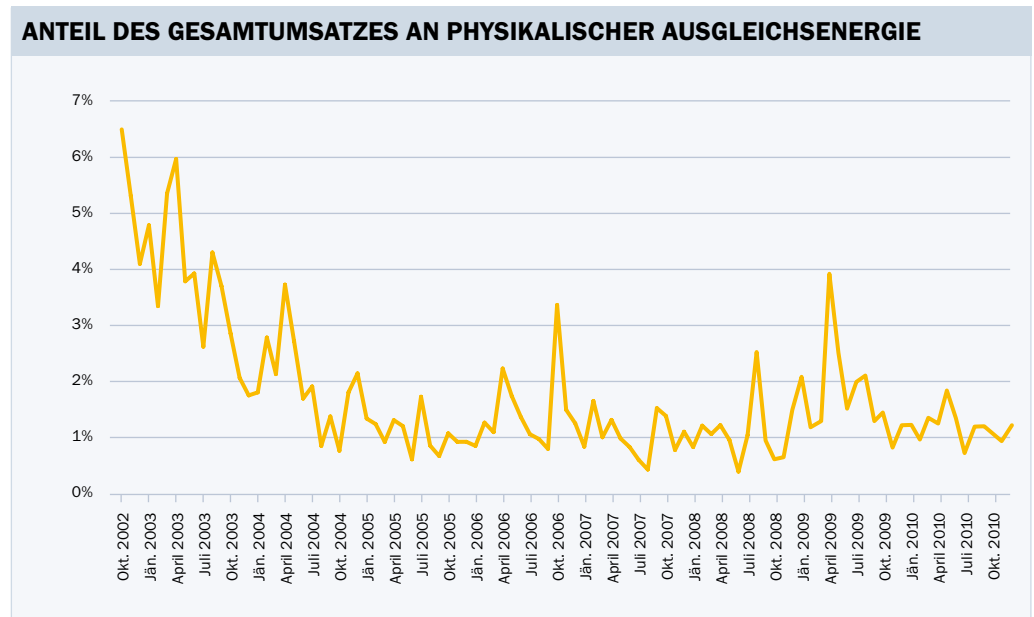


Abbildung 38
 Anteil des Gesamtumsatzes an physikalischer Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch der Regelzone Ost (seit Jänner 2005)

Quellen: AGCS, E-Control



Es konnte auch im Jahr 2010 beobachtet werden, dass der Ausgleichsenergiemarkt in begrenztem Ausmaß auch die Funktion eines Spotmarktes übernimmt, indem einige Bilanzgruppen den Ausgleichsenergiemarkt zum Kauf und Verkauf von Gas durch Über- und Unterlieferungen benutzen. Dies zeigt, dass sich die Preise des Ausgleichsenergiemarktes offensichtlich auf einem wettbewerbsfähigen Niveau befinden. Die Menge an bilanzieller Ausgleichsenergie (Summe der Absolutbeträge der Über- und Unterlieferungen der einzelnen kommerziellen Bilanzgruppen) im Jahr 2010 betrug 4% des Gesamtverbrauches an Gas in der Regelzone Ost und war damit geringer als der Wert des Jahres 2009 von 4,5%.

2010 sind die Preise für Ausgleichsenergie zunächst bis Februar gesunken, dann aber wieder angestiegen (Abbildung 39).

Die von der E-Control seit Oktober 2003 erstellten Monatsberichte zum Ausgleichsenergiemarkt, in denen die stündlichen, täglichen und monatlichen Entwicklungen dokumentiert werden, sind auf der Homepage www.e-control.at veröffentlicht.

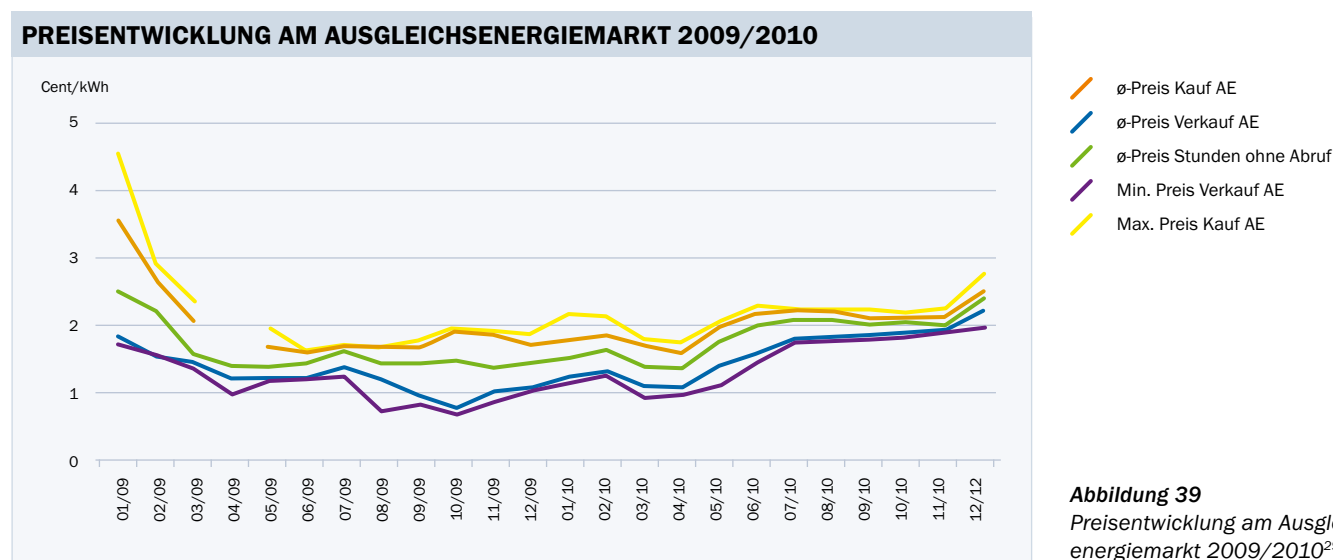


Abbildung 39
Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt 2009/2010²⁹

Quellen: AGCS, E-Control

²⁹ Im Monat April 2009 musste der RZF keine AE für Einspeisungen in das Netz kaufen, daher existieren für diesen Monat auch keine Kaufpreise.

Änderung der Marktregeln für die Ausgleichsenergiebewirtschaftung 2010

Die Anwendung von standardisierten Lastprofilen zur Verbrauchsermittlung bei nicht leistungsgemessenen Kunden ist auch bei sorgfältig erstellten Lastprofilen mit einer gewissen Ungenauigkeit behaftet. Die Differenz zwischen den aggregierten Lastprofilwerten der Kundengruppe, der standardisierte Lastprofile zugeordnet sind, und dem tatsächlichen Verbrauch dieser Kundengruppe wird als Restlastfehler bezeichnet.

Bei dem bis dato von fast allen Netzbetreibern angewendeten Top-down-Ansatz der Verbrauchsermittlung (Differenzverfahren) wird der Verbrauch der nicht leistungsgemessenen Kunden der alternativen Versorger im Netzbereich durch Aggregation der standardisierten Lastprofile ermittelt, der Verbrauch der nicht leistungsgemessenen Kunden des Incumbent-Versorgers im Netzbereich aber errechnet und der Restlastfehler somit dem Incumbent-Versorger zugeordnet.

Ein Netzbetreiber hat, aus Gründen der Gleichbehandlung sämtlicher Versorger in seinem Netzbereich, mit Oktober 2010 auf den Bottom-up-Ansatz bei der Verbrauchsermittlung umgestellt. Dabei erfolgt die Ermittlung des Verbrauchs aller nicht leistungsgemessenen Kunden für das technische Clearing durch Aggregation der Werte der standardisierten Lastprofile, wodurch der Restlastfehler derzeit in der Netzverlust-Bilanzgruppe abgebildet wird und dort verbleibt.

Aufgrund dieser Situation und weil auch andere Netzbetreiber eine Umstellung auf den Bottom-up-Ansatz bei der Verbrauchsermittlung überlegen, sowie aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen ergibt sich die Notwendigkeit, eine allgemein anwendbare Vorgangsweise für den Umgang mit dem Restlastfehler in den Marktregeln festzuschreiben.

Die Restlast-Thematik wurde bereits im Rahmen des Marktregelprozesses 2009 zwischen der Behörde und den Marktteilnehmern diskutiert, jedoch ohne dass es zu einer Einigung auf eine Umsetzung des Restlastverfahrens kam. Im Frühjahr 2010 erarbeitete die Energie-Control GmbH ein Konsultationspapier samt Vorschlag für die Umsetzung des Restlastverfahrens in den Marktregeln Gas, das am 5.5.2010 an die Marktteilnehmer ausgesendet wurde. Die an der Thematik interessierten Marktteilnehmer äußerten sich bis zum 2.6.2010. Nach der Sommerpause erfolgte am 31.8.2010 eine Informationsveranstaltung zum Restlastverfahren für die Marktteilnehmer bei der Energie-Control GmbH. Die Ergebnisse dieser Abstimmungsrunde wurden in der Folge sowohl in die sonstigen Marktregeln als auch in die AB-BKO eingearbeitet. Die Verrechnungsstelle AGCS reichte am 8.9.2010 die betroffenen Teile der allgemeinen Bedingungen zur Genehmigung ein.³⁰ Damit wurde das Restlastverfahren ab 1.10.2010 im Clearing optional für jene Netzbetreiber eingeführt, die in ihrem Netzgebiet den Bottom-up-Ansatz für die Verbrauchsermittlung heranziehen.

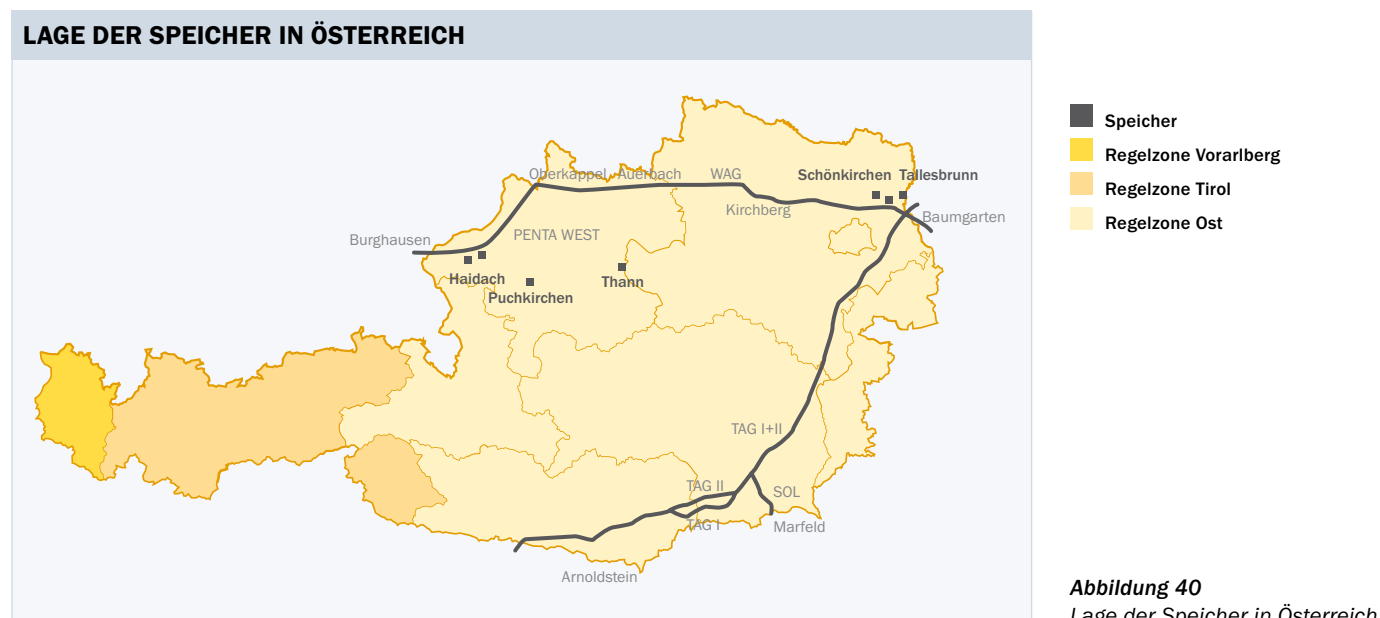
³⁰ Gemäß § 33 d Abs. 1 GWG hat der Bilanzgruppenkoordinator die in § 33 b Abs. 1 Z 3 angeführten Verträge unter Zugrundelegung von allgemeinen Bedingungen abzuschließen. Die allgemeinen Bedingungen bedürfen der Genehmigung durch die Energie-Control GmbH.



In den Netzbereichen, in denen das synthetische Verfahren (Bottom-up) verwendet wird, wird für den Netzbetreiber zusätzlich zur bestehenden Netzverlustbilanzgruppe eine Netzlinenpackbilanzgruppe eingerichtet. Die Aufteilung des Restlastfehlers, der vom BKO aus den von den Netzbetreibern übermittelten Zeitreihen berechnet wird, erfolgt als Tagesband auf die betroffenen Versorger entsprechend ihrem Versorgungsanteil. In diesem Zusammenhang wurde auch ausdrücklich klargestellt, dass das erste Clearing und das zweite Clearing jedenfalls nach dem gleichen Verfahren stattfinden müssen.

SPEICHERMARKT

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich in der Regelzone Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV AG und RAG AG (Abbildung 40). Es sind ehemalige ausgeförderte Gasfelder, die für den Speicherbetrieb technisch umgerüstet wurden.



Quelle: GSE, www.gie.eu.com

Speicherunternehmen im Sinne des GWG, d. h. Unternehmen, die Speicherverträge für Dritte anbieten, sind OMV Gas GmbH, RAG AG, Wingas GmbH und ZMB GmbH (Gazexport). OMV Gas hält ca. 51% der Speicherkapazitäten.

KAPAZITÄTEN DER ÖSTERREICHISCHEN UNTERGRUNDSPEICHER						
Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicherrate in cm/h	Anteil der gesamten Einspeicherrate	Entnahmerate in cm/h	Anteil an gesamter Entnahmerate	Arbeitsgasvolumen in mcm	Anteil an gesamten Arbeitsgasvolumen
OMV-Schönkirchen	650.000	34%	960.000	42%	1.780	38%
OMV-Tallesbrunn	125.000	6%	160.000	7%	400	8%
OMV-Thann	115.000	6%	130.000	6%	250	5%
OMV Speicher gesamt	890.000	46%	1.250.000	55%	2.430	51%
RAG-Puchkirchen	520.000	27%	520.000	23%	1.100	23%
RAG-Haidach 5	20.000	1%	20.000	1%	14	0%
RAG Speicher gesamt	540.000	28%	540.000	24%	1.114	23%
Wingas-Haidach	167.000	9%	167.000	7%	400	8%
Gazprom-Haidach	333.000	17%	333.000	15%	800	17%
total	1.930.000	100%	2.290.000	100%	4.744	100%

Tabelle 6
Kapazitäten der österreichischen
Untergrundspeicher,
Stand Dezember 2010

Quellen: www.omv.com, www.rohoel.at, www.gazpromexport.ru, www.wingas.de

Die Speicherkapazitäten des Speichers Haidach, die von Wingas und ZMB/Gazexport vermarktet werden, sind bisher nicht mit dem Gasleitungssystem der Regelzone Ost verbunden und können daher nicht direkt für die Erdgasversorgung in der Regelzone Ost genutzt werden.³¹

Die Speicher in der Regelzone Ost (OMV Gas und RAG Speicher) werden zum Großteil von österreichischen Gasgroßhändlern (z. B. Importeure) genutzt. Diese Gasgroßhändler beliefern Gasversorger, Großkunden und Kraftwerke und müssen daher einen Ausgleich zwischen Bezugs- und Abnahmestruktur herstellen und die jederzeitige Belieferung sicherstellen. Daneben nutzen auch ausländische Unternehmen die Speicher³² für die Zwischenspeicherung im Gastransit, Sicherstellung der eigenen Gasversorgung und für die flexible Bereitstellung von Gas am Handelspunkt Gashub Baumgarten. Es gibt keine gesetzliche Verpflichtung der Gashändler für die Bevorratung von Erdgas in Speichern.

³¹ Auch für deutsche Speicherkunden ist aufgrund fehlender Transportkapazitäten in Burghausen die Nutzung des freien Speicherkapazitäten im Speicher Haidach nicht möglich. Dies wird nur im Zug eines weiteren Netzausbaus möglich sein. Vgl. Energiate vom 12.3.2008: „Speicher Haidach: Beschränkte Möglichkeiten für deutsche Marktteilnehmer“

³² Vgl. auch AGGM (2007), Langfristige Planung 2007 für die Regelzone Ost für den Zeitraum Gasjahr 2008–2012 mit Ausblick auf das Gasjahr 2030, 27.7.2007, S. 9



Speichernutzung

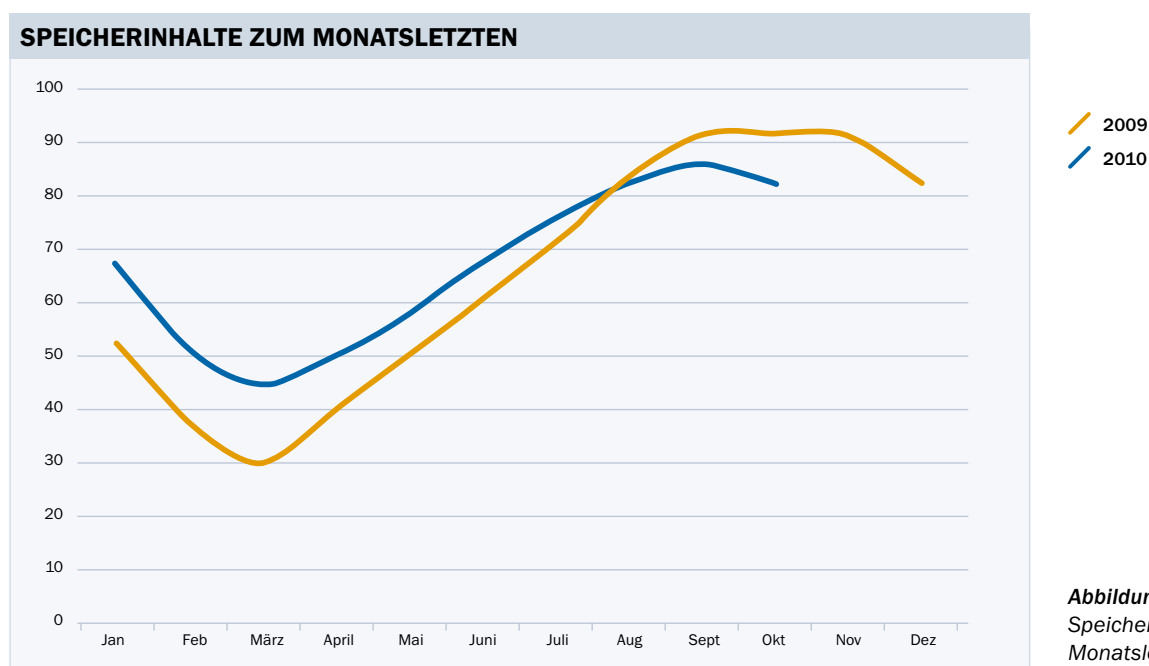


Abbildung 41
Speicherinhalte zum Monatsletzten

Quelle: E-Control

Im Vergleich zum Vorjahr war der Speicherstand in den Einspeichermonaten in 2010 höher als 2009, das durch die Lieferunterbrechung im Januar 2009 und der damit einhergehenden stärkeren Nutzung der Speicherkapazitäten geprägt war. Der Befüllungsgrad im September 2010 ist dagegen geringer als im Vorjahr.

Regulierungsrahmen für Gasspeicher

Die Genehmigung der Errichtung der Untertagespeicher fällt in den Kompetenzbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend, das dafür eine Lizenz vergibt, und damit nicht in den Zuständigkeitsbereich der E-Control GmbH.

Grundlagen für die Regulierungszuständigkeiten der E-Control GmbH **im Jahr 2010** für den Speichermarkt sind das GWG II, im Wesentlichen §§ 39, 39a und 39b und das Zusammenschlussverfahren Econgas und die damit verbundenen Zusagen sowie die VO 714/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungen und die GasbinnenmarktRL. Letzere wird zurzeit durch eine Novellierung des GWG umgesetzt, welche auch erforderliche Neuerungen für die Regulierung des Speicherzugangs enthalten werden.

2010 hatten Speicherunternehmen den Speicherzugangsberechtigten nach GWG II den Speicherzugang zu nichtdiskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren (§ 39. [1]). Alle Speicherbetreiber in Österreich sind verpflichtet, ihre Speicherkapazitäten gemäß den geltenden rechtlichen Bestimmungen für Speicherunternehmen (§§ 39 bis 39d GWG) Dritten anzubieten (verhandelter Speicherzugang), da bisher keine Ausnahmegenehmigung von der Regulierung erteilt worden ist. Dabei hat die Regulierungsbehörde keine direkten Einflussmöglichkeiten auf die Gestaltung der Vergabeverfahren und Engpassmanagementmechanismen der Speicherbetreiber, sondern eine Aufsichtsfunktion, ob diese nicht-diskriminierend und transparent sind.

Auf europäischer Ebene wird die Vorgabe des nicht-diskriminierenden Zugangs durch die Implementierung der „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSO)³³ unterstützt, die im März 2005 im Rahmen eines „Mini-Madrid-Forums“ in Brüssel angenommen worden sind und am 1.4.2005 in Kraft getreten sind. Diese Richtlinien sind eine freiwillige Vereinbarung zwischen Speicherbetreibern und Regulierungsbehörden.³⁴ Für 2011 ist eine Erweiterung dieser GGPSO um konkretere Vorgaben für Kapazitätsallokationsverfahren und Engpassmanagementmechanismen geplant.

Vergabeverfahren und Engpassmanagement

Die österreichischen Speicherbetreiber vergeben Speicherkapazitäten nach dem „first come first served-Prinzip“, d. h. nach der zeitlichen Reihenfolge der eingelangten Anfragen.

Bei OMV erfolgt dies auf der Basis eines Online Capacity Booking Systems, das auch für die Buchung von Transportkapazitäten genutzt wird. Der Zugang zu diesem Buchungssystem ist kostenlos. Bei den anderen Speicherbetreibern kann die verbindliche Anfrage über die Homepage gestellt werden. Auch bei Vergabe neuer Speicherkapazitäten (Speicherausbauten) wird dieses Vergabeverfahren von den Speicherbetreibern angewandt (Wingas, Eon Ruhrgas bei Seven Fields). Gazprom Export vergibt einmal jährlich Jahresprodukte über eine Auktion, die allerdings für 2010 nicht erfolgreich war.

Inwieweit ein Sekundärmarkt für Speicherkapazitäten besteht, ist aus den der E-Control vorliegenden Daten nicht bekannt. Es besteht aber keine vertragliche Einschränkung der Weitergabe von Speicherrechten. Speicherbetreiber bieten auch Title Transfer in ihren Speicherkapazitäten an. Um den Sekundärmarkthandel zu erleichtern hat OMV Gas GmbH ein Online Bulletin Board für Speicherkapazitäten eingerichtet, Wingas GmbH ist Mitglied bei der Handelsplattform store-X und RAG hat Anfrageformulare für Sekundärmarktkapazitäten auf ihrer Homepage veröffentlicht.

³³ Veröffentlicht auf www.ergreg.org unter ERGEG Documents

³⁴ Zentrale Punkte sind dabei Unbundling von Speicherbetrieb von anderen Unternehmensteilen, das Angebot von bestimmten Speicherdienstleistungen (Unbundled und Bundled Services), die Allokation der Speicherkapazitäten und Engpassmanagement, Transparenzanforderungen und Regelungen zum Sekundärmarkt. Die Einhaltung und Umsetzung der Richtlinien empfiehlt jedoch der europäische Verband der Speicher- und Netzbetreiber Gas Infrastructure Europe (GIE) seinen Mitgliedern. OMV Gas GmbH, RAG AG und Wingas GmbH sind Mitglieder der GIE.



Speicherpreise

Die Speichernutzungsentgelte sind nicht reguliert, unterliegen jedoch einer Entgeltobergrenze (für eine von Kunden nachgefragte Speicherdienstleistung darf nicht mehr als 20% über dem Durchschnitt veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union verlangt werden), bei deren Überschreitung die E-Control Kommission über einen Bescheid in die Preisbildung am Speichermarkt eingreifen und bestimmen kann, wie die Kostenkomponenten (gemäß § 39 Abs. 1) den Preisansätzen der Speicherunternehmen zu Grunde zu legen sind.

Speicherpreise nicht reguliert

2009/2010 hat E-Control einen Speicherpreisvergleich von IHS CERA durchführen lassen. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die Speicherpreise zum Teil an der oberen Grenze gem. § 39 Abs. 1 liegen.

Nach § 39 b haben die Speicherunternehmen die Pflicht, abgeschlossene Speicherverträge unmittelbar nach Abschluss der E-Control GmbH vorzulegen. Diese Vorlagepflicht ermöglicht dem Regulator die Überprüfung des nicht-diskriminierenden Zugangs zum Speicher.

Transparenz

Zusätzliche Regulierungsaufgaben auf nationaler Ebene enthält auch die Novelle des GWG im Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, die unter anderem Vorschriften für die inhaltliche Gestaltung und Veröffentlichung der allgemeinen Bedingungen von Speicherunternehmen enthält sowie die (regelmäßige) Veröffentlichung der verfügbaren Ein- und Ausspeicherleistung sowie das verfügbare Volumen im Internet vorschreibt. Dies haben die Speicherunternehmen in Österreich umgesetzt, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß.

Neue Anforderungen aus dem 3. Paket

Die neue Gasbinnenmarkt-Richtlinie der Europäischen Kommission 2009/73/EG, sieht in Artikel 33 nach wie vor die Wahlmöglichkeit für die Mitgliedstaaten zwischen verhandeltem und reguliertem Zugang zu Speicheranlagen vor. Die Mitgliedstaaten bzw. Regulierungsbehörden sollen jedoch auf der Grundlage von Kriterien beurteilen, ob das Zugangsregime für Dritte (TPA) reguliert oder verhandelt werden sollte oder ob der Zugang zu neuen Speichern technisch bzw. wirtschaftlich überhaupt erforderlich ist.

Die Richtlinie schreibt den Mitgliedstaaten/Regulierungsbehörden eine neue Entscheidung über das Zugangsregime nicht direkt vor, verlangt jedoch eine regelmäßige Überprüfung des Zugangsregimes für Dritte und eine verbesserte Transparenz in Bezug auf die Art und Weise, wie die Entscheidung über die Auswahl des jeweiligen Zugangsregimes getroffen wird.

Für die Kriterien zur Beurteilung hat die EU-Kommission in einer Interpretative Note³⁵ u. a. Artikel 33 RL 2009/73/EG näher erläutert:

- > Existenz eines Marktes für Flexibilität: Gibt es effektiven Wettbewerb zwischen Speichereinrichtungen oder zwischen Speichereinrichtungen und anderen Flexibilitätsquellen? Gibt es ausreichend Wettbewerbsdruck in Bezug auf effiziente Tarife, Produkte, Produktvielfalt und Zugang zu Leistungen?
- > Effektiver Zugang zum Speicher: Ist ein großer Anteil der Speicherkapazitäten langfristig gebucht, ohne dass vorher eine nichtdiskriminierende Vergabe stattgefunden hat und wird nur ein vergleichsweise kleiner Anteil der Speicherkapazität jedes Jahr angeboten?
- > Grad der Verteilung der Speicherkunden: Ist die Speicherkapazität hauptsächlich von einem oder einigen wenigen großen Unternehmen gebucht und wird die Preisbildung und das Zugangsregime dadurch verzerrt?

Als weiteres relevantes Kriterium für die Beurteilung schlägt die EU-Kommission die Untersuchung von technischen, rechtlichen oder wirtschaftlichen Markteintrittsbarrieren vor.

Positionspapier zum Wettbewerb im Speichermarkt von E-Control

Anhand dieser Empfehlungen der EU-Kommission für die Auslegung der Kriterien hat die E-Control eine Wettbewerbsanalyse des österreichischen Speichermarktes in Form eines Diskussionspapiers durchgeführt und am 9.6.2010 an die Marktteilnehmer zur Stellungnahme übermittelt.

Kaum Wettbewerb am Speichermarkt

Nach Ansicht von E-Control deuten die Wettbewerbsindikatoren auf eine geringe Wettbewerbsintensität im österreichischen Speichermarkt. Daher sollte der Zugang zu den Speicherkapazitäten (Vergabe von Speicherkapazitäten und Engpassmanagement) durch klare, verbindliche Regeln verbessert werden. Aufgrund des zum Großteil wettbewerbsfähigen Preisniveaus für Speicherprodukte sollte sich die Regulierung aufgrund des mangelhaften Zugangs zu Speicherkapazitäten auf die Regulierung der Speicherzugangs- und -allokationsregeln und Mechanismen für das Engpassmanagement konzentrieren.

Ergebnis des Konsultationsprozesses

Insgesamt haben 9 Unternehmen (Speicherbetreiber und Speicherkunden) bzw. Interessenvertretungen Stellungnahmen übermittelt.

Die Mehrheit der Marktteilnehmer begrüßte die Möglichkeit zur Stellungnahme und betrachtet die aktuelle Situation am österreichischen Flexibilitäts-/Speichermarkt durchaus kritisch bzw. brachte Verbesserungsvorschläge ein. Zwei Marktteilnehmer aus dem Kreis der Speicherunternehmen sowie deren Interessenvertretung sprechen sich dezidiert für die Beibehaltung des derzeitigen Zugangsregimes aus und lehnen eine Regulierung des Speicherzuganges ab, da aus ihrer Sicht der Speichermarkt mit den bestehenden Mecha-

³⁵ http://www.energy-regulator.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/The_Agency/Work_programme/ACER%20Work%20Programme%202011.pdf



nismen eine ausreichende Wettbewerbssituation sicherstellt. Im Gegensatz dazu treten die Händler sowie deren Interessenvertretung für eine Verbesserung der Bedingungen für den Speicherzugang und der Netzpufferung ein, wobei keine eindeutige Präferenz zu einem regulierten oder verhandelten Speicherzugang zu erkennen ist.

Zwei Marktteilnehmer sowie die Speicherunternehmen halten eine Speicherpreisregulierung für nicht zweckmäßig, da dies u. a. auch eine Einschränkung auf bestimmte vordefinierte Produkte bedeutet. Nach ihrer Ansicht sollte es im Bereich der unternehmerischen Freiheit verbleiben, die Speicherentgelte so zu kalkulieren, dass eine wettbewerbsorientierte Vermarktung gegen alternative Anbieter und Lokationen möglich ist. Darüber wird die individuelle Konfiguration von Speicherleistungen für wesentlich gehalten, Flexibilisierungsinstrumente sollten den Kundenbedürfnissen entsprechend flexibel gestaltet werden können.

Auswertung der Stellungnahmen

Die von der E-Control der Wettbewerbsanalyse zu Grunde gelegten Kriterien werden von einem Marktteilnehmer als unvollständig erachtet, zusätzlich werden folgende vorgeschlagen:

- > Berücksichtigung der hohen Investitionsleistungen in den Ausbau neuer Speicherkapazitäten;
- > Berücksichtigung der im europäischen Vergleich höchsten Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten im Verhältnis zum Verbrauch und
- > Berücksichtigung der bereits – aus Sicht des Marktteilnehmers – bisher diskriminierungsfreien Vergabe von Speicherkapazitäten.

Zusammenfassend beurteilen vor allem die Speicherkunden, dass keine ausreichende Flexibilität am Markt verfügbar ist. Aus dem Kreis der Speicherunternehmen wird auf die hohe Relation der Speicherkapazitäten in Bezug auf den Verbrauch verwiesen und damit argumentiert, dass ausreichende Flexibilitätsquellen vorhanden sind.

Flexibilität wird bemängelt

Die Antworten bestätigen – bis auf die Ausnahme eines Marktteilnehmers – die Position der E-Control, dass die Speicherpreise im europäischen Vergleich nicht zu hoch sind.

Die Mehrheit der Marktteilnehmer beurteilt die Wettbewerbsintensität als gering, hingegen sehen zwei Marktteilnehmer keinen Änderungsbedarf des derzeitigen Systems.

Der Großteil der Marktteilnehmer erwartet Verbesserungen vor allem im Bereich des Transport- und Speicherzugangs, wobei der Ausgestaltung des Entry-Exit-Modells eine wesentliche Bedeutung zukommt. Nur eine Minderheit der Marktteilnehmer sieht eine weitere Regulierung kritisch.

Die Marktteilnehmer erachten die Lösung der Transportproblematik sowie die Verbesserung der Kapazitätsallokationsmechanismen und des Engpassmanagements für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit als wesentlich.

Resumee E-Control

Wie aus dem Konsultationspapier der E-Control geht auch aus der Mehrheit der Stellungnahmen der Marktteilnehmer hervor, dass der Wettbewerb auf dem Speichermarkt derzeit nicht ausreichend vorhanden ist und vor allem der Zugang zu Speicherkapazitäten verbessert werden sollte. Daraus kann abgeleitet werden, dass hinsichtlich der Ausgestaltung des Speicherzugangsregimes der Focus auf Regelungen im Bereich der Kapazitätsallokation sowie auf Mechanismen für das Engpassmanagement gelegt werden sollte. Die Regulierung der Speicherentgelte wird derzeit als nicht erforderlich angesehen.

Die Beurteilung der Wettbewerbssituation sollte in regelmäßigen Abständen erfolgen, um effektive Regulierungsmaßnahmen ergreifen zu können. Die von den Marktteilnehmern oftmals kritisierte Problematik der unterschiedlichen Transportkosten aus den einzelnen Speichern wird durch die Implementierung des im 3. Paket vorgeschriebenen Entry-Exit-Modells entfallen.

AUFSICHT CEGH

Neben der Zuständigkeit der E-Control für den OTC-Bereich, obliegt dem BMWFJ die Aufsicht über den Gas-Spotmarkthandel der Wiener Börse AG, während die Aufsicht über den Gas-Terminmarktproduktenhandel der Wiener Börse AG der Finanzmarktaufsicht (FMA) zugeordnet ist. Die Regulierungsaufsicht der E-Control besteht nur im Rahmen der allgemeinen Marktaufsicht über Erdgasunternehmen.

Im Rahmen der Amtshilfe gemäß § 21 Abs. 2 Finanzmarktaufsichtsbehördengesetz (FMAG) leistete E-Control Hilfestellung auf Basis der fachlichen Kenntnisse und praktischen Erfahrungen im Zusammenhang mit dem Gesamtumfeld der österreichischen Gaswirtschaft betreffend der behördlichen Prüfung durch FMA des seitens der Wiener Börse AG eingebrachten Antrages auf Bewilligung der einhergehenden Änderungen der allgemeinen Geschäftsbedingungen. Mit Inkrafttreten des 3. Pakets per März 2011 ist eine weitere Zusammenarbeit zwischen FMA und E-Control auf Basis des zusätzlich im E-RBG verankerten Amtshilfeverfahren geplant.



Code of Conduct

Der von CEGH per 1.4.2010 veröffentlichte Code of Conduct wurde mit der E-Control im Rahmen der Marktaufsicht abgestimmt, wobei folgende wesentliche Punkte festgelegt wurden:

- > regelmäßige Übermittlung der OTC-Daten an E-Control
- > Verpflichtung, nach ENTSO-G-, ACER- und EASEE-gas-Standards zu agieren, E-Control kann diesbezüglich Abänderungen der allgemeinen Bedingungen verlangen
- > Veranstaltung regelmäßiger Customer Feedback Sessions für die Teilnehmer des CEGH, in denen die E-Control die Implementierung neuer Produkte und Services monitoren und kommentieren kann
- > Organisation von Feedback Sessions für potenzielle Hubteilnehmer auf Verlangen der E-Control
- > Nominierung eines Compliance Officers zur Überwachung und Einhaltung der Vertraulichkeitsbereiche innerhalb des CEGH
- > organisatorische Trennung des „Market Operations Office“ (Gasbörse) und des „Middle Office“ (OTC)

Im Dezember 2010 diskutierte CEGH im Rahmen der im Code of Conduct festgelegten „Customer Feedback Session“ mit Händlern über bereits angebotene, aber auch zukünftige HUB-Services bzw. Produkte für den OTC- und Börsehandel. Diese Veranstaltung wird von E-Control als kundenfreundliche Initiative begrüßt, da die Bedürfnisse der Händler hinsichtlich Produkt- und Dienstleistungsgestaltung berücksichtigt werden.

Ausweitung der österreichischen Gasbörse auf Terminprodukte

Am 11.12.2009 startete die neue Gasbörse mit Spot Gaskontrakten und fast genau ein Jahr später (10.12.2010) mit dem Gasterminmarkthandel. Die Gasbörse wird über das System der Wiener Börse ausgeführt, und zwar als Kooperationsprojekt der CEGH AG, der Wiener Börse AG und der Leipziger EEX Clearingtochter European Commodity Clearing AG (ECC). Die ECC übernimmt als Central Counterparty das Clearing.

Seit 10.12. hat die Gasbörse CEGH Gas Exchange mit dem Terminhandel (Kassamarkt) mit CEGH Monatskontrakten begonnen. Sowohl im Spot- als auch im Terminmarkt werden bisher nur geringe Mengen gehandelt

Teilnahmevoraussetzungen sind u. a.

- > die Mitgliedschaft bei der Wiener Börse,
- > Vorlage von Konzessionen zur Abwicklung von Terminmarktgeschäften (z. B. Gewerbeberechtigung, Bankkonzession),
- > der Abschluss eines Vertrages mit einem Clearing-Mitglied, das mit der Abwicklung der Spotmarktgeschäfte für den Handelsteilnehmer beauftragt ist,
- > die Hinterlegung von Sicherheiten nach den ECC-Clearing-Regeln,
- > Bestätigung der ECC über Anerkennung als Handelsteilnehmer für jedes zu handelnde Produkt,
- > Abschluss eines Hub-Vertrages mit CEGH AG für Zwecke der physischen Abwicklung.

Referenzpreise werden veröffentlicht

Preistransparenz

Im Sinne der Erhöhung der Preistransparenz veröffentlicht CEGH seit Ende 2009 drei Referenzpreise: Für den Over-the-counter-(OTC-)Markt wird der sogenannte „Baumgarten Day Ahead Reference Price“, kurz BDARP, publiziert. Dieser Preis stellt den arithmetischen Schnitt der drei OTC-Tagespreismeldungen der Nachrichtendienste ICIS Heren und ARGUS Media sowie der Quotierung laut „London Energy Brokers Association“ dar. Für den Gas Spotmarkt der „CEGH – Gas exchange der Wiener Börse“ werden die aktuellen und historischen Preise für die Handlungspunkte Baumgarten „BGX – Baumgarten Natural Gas Index“ und Oberkappel „OGX – Oberkappel Natural Gas Index“ auf der Homepage www.ceghex.com veröffentlicht. Diese Preise werden mengengewichtet und mit 15 Minuten Verzögerung online aktualisiert. Seit Eröffnung des Terminmarkts wird der Settlement-Preis veröffentlicht.

AUFGABEN IM GASBEREICH AUS ENERGIELENKUNG

Im Bereich der Energielenkung wurde im Jahr 2009 eine Energielenkungsübung mit dem Schwerpunkt auf den Erdgasbereich durchgeführt. Dabei wurde die Umsetzung von möglichen Verbrauchsreduktionen im Falle einer Erdgaskrise bei Gasgroßabnehmern (zwei industrielle Abnehmer und drei Gaskraftwerksbetreiber) unter Beteiligung der AGGM sowie der betroffenen Netzbetreiber geübt.

Im Dezember 2010 wurde eine weitere Krisenübung gemeinsam mit den Wiener Energieunternehmen und den beiden Regelzonenführern AGGM und APG durchgeführt. Schwerpunkt dieser Übung, die zwar regionalen Charakter hatte, aber von der Fragestellung wesentliche Aspekte der Abstimmung von Krisenmechanismen in verschiedenen Bereichen abdeckte, war die Vernetzung bzw. gegenseitige Beeinflussung der drei leitungsgebundenen Energieträger Erdgas, Elektrizität und Fernwärme. Bei dieser Krisenübung konnten wesentliche Erkenntnisse insbesondere für den Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung, also die Auskopplung von Fernwärme bzw. elektrischer Energie, insbesondere im Falle einer eingeschränkten Erdgasversorgung, gewonnen werden.



STATISTISCHE AUFGABEN IM GASBEREICH

Die Durchführung der statistischen Erhebungen, Auswertungen und Publikationen der E-Control erfolgen im Erdgasbereich im Wesentlichen aufgrund des § 59 Gaswirtschaftsgesetz i.d.F. des BGBl. I Nr. 106/2006 (GWG). Dabei hat die Durchführung der Erhebungen und die Verarbeitung der auf Grund dieser Erhebungen beschafften Daten unter sinngemäßer Anwendung der Bestimmungen des Bundesstatistikgesetzes 2000 zu erfolgen. Basis für die Anordnung und Durchführung der statistischen Erhebungen bildet § 4 Abs. 1 Z 3 im Zusammenhang mit Anlage 1 Bundesstatistikgesetz 2000.

Wie bereits für die Statistiken im Elektrizitätsbereich angemerkt, beruhen die Bilanzen ausschließlich auf dem physikalischen Energiefluss, wobei die Bundesgrenzen und nicht der jeweilige Markt bzw. die jeweiligen Regelzonen den Umfang bestimmen. Dementsprechend erfolgt die Erweiterung der Marktdaten auf das gesamte Bundesgebiet für den Erdgasbereich im Wesentlichen durch die zusätzliche Berücksichtigung der Transite sowie andererseits jener Erdgasmengen, die in auf österreichischem Bundesgebiet befindlichen Speicheranlagen zwischengelagert werden.

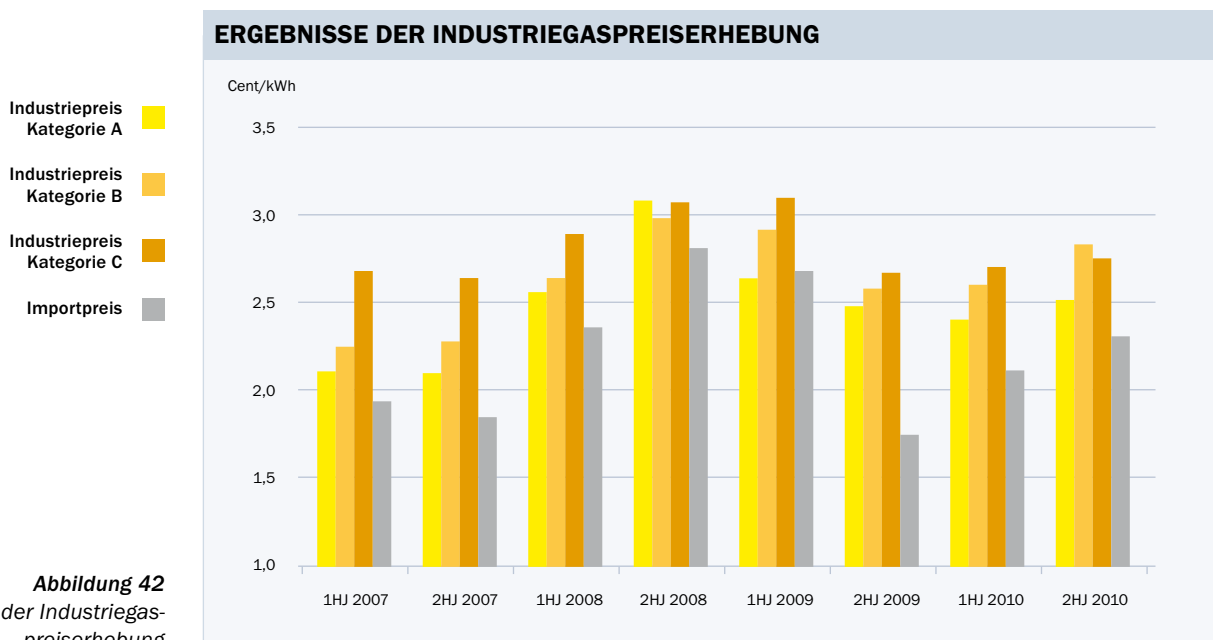
Diese ausschließlich physikalische Betrachtungsweise der Gasflüsse wurde von der IEA, der Internationalen Energie Agentur, im Rahmen der Erhebungen zum gas trade flow übernommen. Dieser Entschluss, den physikalischen Daten Vorrang vor vertraglichen Daten beim Erdgasfluss zu geben, beruht auf einer entsprechenden Entscheidung der Energieminister vom Oktober 2009, umfassende Maßnahmen zur Versorgungssicherheit zu ermöglichen und die Datentransparenz zu erweitern. Damit wird erstmals auch im Erdgasbereich von Seiten wesentlicher internationaler Institutionen den physikalischen Daten der Vorrang vor vertraglichen Werten, insbesondere im Hinblick auf bessere Transparenz und Aussagekraft, gegeben.

GASPREISVERGLEICHE

Halbjährliche Industriepreiserhebung

Im Industriekundenbereich kommt E-Control der Verpflichtung zur Durchführung und Veröffentlichung von Preisvergleichen über die zweimal jährlich, jeweils per Jänner und Juli, durchgeführte Gaspreiserhebungen nach. Dabei werden Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von mindestens 1 GWh und dem Standort Österreich über die Preis- und Angebotssituation sowie über Inhalte zum Energieliefervertrag (Art der Preisfestlegung – Fixpreis, Preisgleitklausel oder Kombination, Laufzeiten usw.) befragt und die Ergebnisse kumuliert und anonymisiert, aufgeteilt in drei Größenklassen, auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.

Durch die im letzten Jahr eingeführte jederzeit mögliche Neuregistrierung auf der Homepage für eine Teilnahme bei der Industriepreiserhebung konnte die Stichprobe vergrößert werden.



Quelle: E-Control

INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH

Zu den Aufgaben der Energie-Control GmbH zählt gem. § 7 Abs. 3 Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG) auch die Mitwirkung an der Zusammenarbeit zum Zweck der Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes. Die E-Control kommt dieser Aufgabe im Gasbereich vor allem durch die aktive Mitarbeit im Council of European Energy Regulators (CEER) und der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) nach. Darüber hinaus arbeitet E-Control auch auf regionaler Ebene zusammen mit anderen Regulatoren im Rahmen der ERGEG Gas Regional Initiative. Die E-Control sitzt gemeinsam mit der italienischen Regulierungsbehörde Autorità per l'energia elettrica e il gas der Gas Regionalen Initiative Süd Süd-Ost vor.



**E-Control
international aktiv**

Mitarbeit in CEER und ERGEG

Die internationale Mitarbeit im Gasbereich im Jahr 2010 war geprägt vom CEER- und ERGEG-Arbeitsprogramm sowie der Vorbereitung der Errichtung der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agentur). Aufgabe von CEER ist es vor allem, die Arbeit für das von der Europäischen Kommission eingerichtete Beratungsgremium ERGEG vorzubereiten. Aufgabe der Agentur ist es, die Zusammenarbeit von Regulierungsbehörden zu fördern, unverbindliche Rahmenleitlinien zu entwickeln sowie die Einhaltung von europäischen Vorgaben zu monitoren.

Vorbereitung des zukünftigen europäischen regulatorischen Rahmens

Im Fokus der Arbeit von CEER/ERGEG stand im Jahr 2010 die Vorbereitung der Umsetzung des dritten EU-Binnenmarktpaketes, welches unter anderem gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 die Erarbeitung von Rahmenleitlinien durch die Agentur zu speziellen Themen vorsieht. Diese Rahmenleitlinien dienen der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen (ENTSOG) als Grundlage für die Erarbeitung von detaillierten Netzkodizes. In Absprache mit der Europäischen Kommission und ENTSOG wurde vereinbart, dass ERGEG, in Vorbereitung für die spätere Agentur, zwei solche Rahmenleitlinie für Kapazitätsallokationsmechanismen sowie Ausgleichsenergiebewirtschaftung in europäischen Gas-Fernleitungen erarbeitet. E-Control hat im Rahmen ihrer internationalen Mitarbeit an diesen für die europäische Marktintegration äußerst wichtigen Projektes aktiv mitgearbeitet.

Engpassmanagement für Fernleitungen

ERGEG hat 2010, wie bereits 2008 und 2009, intensiv an der Überarbeitung des bestehenden Anhangs 2 der Erdgas-Fernleitungsverordnung (EG) 1775/2005 zu Kapazitätsallokation und Engpassmanagement gearbeitet. Im Zuge der Arbeit im Jahr 2009 wurde entschieden, diese beiden eng miteinander verbundenen Themen in separaten Handlungssträngen zu behandeln. Entsprechend hat ERGEG eine Rahmenleitlinie für Kapazitätsallokation und Empfehlungen für Engpassmanagement erarbeitet. Die Empfehlungen der Regulatoren für Engpassmanagement können von der Europäischen Kommission im Komitologie-Verfahren nach Artikel 9 der Erdgas-Fernleitungsverordnung (EG) 1775/2005 rechtlich verbindlich erlassen werden. Ziel der neuen Regelungen ist eine vereinfachte Buchung von Kapazität an Koppelungspunkten an nationalen Grenzen und an Marktgebietgrenzen.

Zehnjahres-Netzentwicklungsplan

ERGEG hat 2009 Empfehlungen zur Ausgestaltung des Europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplans präsentiert und die Marktteilnehmer zu diesem Thema konsultiert. Fernleitungsnetzbetreiber sind unter dem dritten Energiebinnenmarktpaket verpflichtet, alle zwei Jahre Zehnjahres-Netzentwicklungspläne zu erstellen. Ähnliche Vorgaben gibt es auch für regionale und europaweite Zehnjahres-Netzentwicklungspläne. Die Regulatoren sehen

den Netzentwicklungsplan als ein wichtiges Instrument, um Wettbewerb in Europa zu beleben und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der Markt begrüßte die von ERGEG empfohlene Kombination von top-down- und bottom-up-Ansatz, um ein klares Bild der Infrastruktur-Ausbaupläne in Europa zu erzeugen. Ende 2009 veröffentlichte ENTSOG den ersten Europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan. ERGEG hat 2010, als Vorläufer für die Agentur, diesen Plan überprüft und eine begründete Stellungnahme dazu abgegeben.

Monitoring der ERGEG-Richtlinie für Open-Season-Verfahren

Im Mai 2007 veröffentlichte ERGEG eine Richtlinie für Open-Season-Verfahren. Die Richtlinie enthält Empfehlungen zur Ausgestaltung und Rolle von solchen Verfahren, sowie die notwendige Koordination zwischen Regulierungsbehörden, Sponsoren und potenziellen Nutzern. 2009–2010 wurde ein umfassendes Monitoring der ERGEG-Richtlinie unter Sponsoren und Regulatoren durchgeführt.

Monitoring der Dienstleistungen der Gas Hubs in Europa

Ziel dieses Monitorings war es herauszufinden, wie der Handel mit Erdgas an Handelspunkten bzw. physischen Verbindungsstellen im europäischen Vergleich reguliert ist und ob hier eine stärkere Aufsicht erforderlich ist. Als Ergebnis dieses Monitorings möchte ERGEG sicherstellen, dass Hubs als solche identifiziert werden können und gewisse Grundvoraussetzungen erfüllt sind, um Markteintrittsbarrieren zu vermeiden.

Kapazitätsallokation und Engpassmanagement für Erdgasspeicheranlagen

Auf Basis der in den Jahren 2008 und 2009 erstellten Statusberichte unter Konsultation der SSOs, Speicherkunden und Regulierungsbehörden, erarbeitet die ERGEG Gas Storage Task Force (GST TF) 2010 konkrete Verbesserungsvorschläge betreffend Kapazitätsallokations- und Engpassmanagementmechanismen für Speicher zur Erweiterung der bestehenden Guidelines of Good Practice for Storage System Operators (GGPSSO). Im Rahmen einer im von August bis Oktober 2010 durchgeführten Public Consultation hatten die Marktteilnehmer die Möglichkeit, sowohl zu den Konsultationsfragen als auch zu den Guideline-Vorschlägen Stellung zu nehmen. In einem gemeinsamen Workshop wurden darüber hinaus vor allem die strittigen Punkte wie „Auktion als bestes Vergabeverfahren“, „Errichtung einer gemeinsamen Sekundärmarktplattform“ oder „Use-it-or-loose-it für Speicher“ diskutiert. Unter Einhaltung der internen Abläufe und Fristen ist ein Wirksamwerden der erweiterten Guidelines per April 2011 geplant.

Die E-Control ist bei diesem Arbeitsschwerpunkt der ERGEG gemeinsam mit der niederländischen Regulierungsbehörde federführend.



Madrid Forum

Die halbjährlich von der Europäischen Kommission in Madrid organisierten Gasregulierungsforen dienen der Diskussion relevanter Themen zur Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes. Vertreter der Europäischen Kommission, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie sowie betroffener europäischer Interessenvertretungen nahmen am 17. und 18. Madrid-Forum teil, welches im Jänner 2010 bzw. September 2010 stattfanden.

E-Control präsentierte bei den Foren die Arbeit von ERGEG zu Kapazitätsallokation und Engpassmanagement sowie Ausgleichsenergiebewirtschaftungen auf Fernleitungen, Zehnjahres-Netzentwicklungsplan, Engpassmanagement sowie Zugangskriterien zu Erdgasspeichern und trug damit wesentlich zur Diskussion und Weiterentwicklung dieser Themen bei.

**E-Control in
Arbeitsgruppen
maßgeblich
vertreten**

Im Rahmen des 18. Madrid-Forums wurde ERGEG von der Europäischen Kommission, gemeinsam mit allen Marktteilnehmern, angefordert, ein Zielmodell für den europäischen Erdgasmarkt auf Fernleitungsebene zu entwickeln. Aufgabe eines solchen Modelles ist es sicherzustellen, dass alle Entwicklungen im Erdgasbereich miteinander abgestimmt sind und die Erstellung eines Binnenmarktes rascher vonstatten geht.

Gas Regionale Initiative SSO

Die Gas Regionale Initiative (GRI) wurde 2006 gegründet, um das Ziel des EU-Binnenmarktes über den Zwischenschritt des regionalen Erdgasmarktes zu erreichen. Es wurde entschieden, in der EU drei regionale Gasmärkte (Nordwest, Süd und Süd Süd-Ost) zu etablieren. Wie bereits in den Geschäftsjahren 2006–09, führte die E-Control zusammen mit der italienischen Regulierungsbehörde AEEG auch im Geschäftsjahr 2010 den Vorsitz in der Region Süd Süd-Ost (SSO). In der GRI SSO sind folgende EU-Mitgliedstaaten zusammengefasst: Bulgarien, Griechenland, Italien, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakische Republik, Slowenien, Tschechische Republik und Ungarn. Rechtliche Grundlage dieser Tätigkeit ist die Sicherung der Versorgungssicherheit gemäß EU-Versorgungssicherheitsrichtlinie 2004/67/EC und die Schaffung von grenzüberschreitendem Wettbewerb im Sinne der Richtlinie 2003/55/EC. Ebenso sieht auch die mit März 2011 wirksame Richtlinie 2009/73/EC insbesondere unter Artikel 7 lit. 1 eine verstärkte regionale Kooperation vor.

Kooperationen und Solidarität in der GRI SSO

Nach der Gaskrise im Jahr 2009, als im Jänner 2009 ein Lieferstopp von russischem Erdgas, das über die Ukraine kam, besonders die süd südöstliche Region hart getroffen hatte, wurde das Thema Versorgungssicherheit als wesentlicher Punkt für das Arbeitsprogramm 2010–2011 aufgenommen. Zeitgleich mit dem Inkrafttreten der Versorgungssicherheitsverordnung (994/2010) am 2.12. fand auch ein Meeting der Stakeholder der Region zum Thema „Regionale Auswirkungen der Versorgungssicherheitsverordnung“ in Wien statt.

Dabei wurde vor allem die Zuständigkeit der involvierten Behörden erörtert. Jeder Mitgliedstaat muss eine Behörde benennen, die für die Koordinierung der in der Verordnung vorgesehenen Maßnahmen zuständig ist (Artikel 2 des Kompromisstextes).

Weiters wurde die Herangehensweise von Notfallplänen regionsübergreifend diskutiert; in Zukunft müssen nämlich alle Mitgliedstaaten für sich, oder auch auf regionaler Ebene, aufgrund einer zuvor durchgeführten Risikoanalyse Präventions- und Notfallpläne aufstellen (Artikel 4, 5, 8 und 9 des Kompromisstextes).

Wesentlich ist auch jener Artikel der VO, der den Infrastrukturstandard betrifft; die Verordnung sieht einen Infrastruktur- und einen Versorgungsstandard vor. Letzterer ist eng mit der Definition der „geschützten Kunden“ verbunden. Artikel 7 des Kompromisstextes sieht vor, dass die Versorgung der geschützten Kunden im Krisenfall bis zu mind. 30 Tage aufrechterhalten werden muss.

Die Einrichtung bidirektionaler Lastflüsse (sog. reverse flows) ist ebenfalls eng mit dem Infrastrukturstandard verbunden. Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen innerhalb von 3 Jahren nach Inkrafttreten der GasversorgungssicherheitsVO grundsätzlich in allen Gaspipelines bidirektionale Lastflüsse einrichten. In der Region Süd Süd-Ost sind durch die bidirektionalen Flüsse auf den österreichischen Fernleitungen der WAG und in Zukunft auch der TAG möglich, was die Versorgungssicherheit für Österreich und seine Nachbarländer erhöht.

Markteintrittsbarrieren in der Regionalen Initiative Süd Süd-Ost

Nach dem erfolgreichen Abschluss von Interconnection Point Agreements mit Operational Balancing Accounts am Central European Gas Hub in Baumgarten waren die Weichen gestellt, die Gasbörse des CEGH in Kooperation mit der Wiener Börse AG zu starten. Genau ein Jahr später, am 10.12.2010, folgte dem Kassamarkt in Baumgarten ein Terminmarkt.

Auch in Italien wurde mit dem Start der „P-Gas“-Erdgasbörse der Grundstein für einen transparenteren und einfacheren Marktzugang gelegt; der Betreiber, GME, stellte die Eckdaten der italienischen Börse beim Stakeholder Group Meeting in Rom, im Juni 2010, vor. Beim Stakeholder Group Meeting im Dezember in Wien konnte der italienische Regulator AEEG bereits vom Start der Börse im Oktober 2010 und den ersten Geschäftsmonaten berichten.

Bei den ersten beiden Meetings im Jahr 2010 in Mailand und in Rom wurde besonders



auf die Themen „Marktintegration“ und die Anforderungen der Händlerorganisation EFET eingegangen; so präsentierte EFET im Juni die allgemeinen Anforderungen der Trader an ein zukünftiges europaweites Marktmodell.

Eines der Follow-ups dazu war ein internationaler Workshop zum europäischen Marktmodell, der Anfang Dezember in Wien stattfand.

Ausblick

Im Rahmen des CEER- und Agentur-Arbeitsprogramms für 2011 werden vor allem die Erarbeitung von Rahmenleitlinien sowie die Überwachung der Einhaltung der neuen europäischen rechtlichen Vorgaben im Mittelpunkt stehen. Dabei wird eine enge Kooperation mit der Europäischen Kommission, der europäischen Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) sowie allen anderen Stakeholdern entscheidend für den Fortschritt der Arbeit sein.

Das Arbeitsprogramm der Region Süd Süd-Ost wurde bereits für die Jahre 2010 und 2011 festgelegt und steht ganz im Zeichen von Marktintegration, „Versorgungssicherheit: regionale Kooperation und Solidarität“ und von Transparenz. Die E-Control wird auch 2011 intensiv im Rahmen von CEER und ERGEG (bzw. ab März 2011 ACER) und in Form der Gas Regionalen Initiative aktiv an der Verwirklichung des europäischen Energiebinnenmarktes mitwirken.



Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

Endkundenservices

ENDKUNDENAKTIVITÄTEN IN DER E-CONTROL

Energie-Hotline

Die E-Control bietet den Service einer Energie-Hotline, damit sich Konsumenten umfassend über alle Themen des liberalisierten Strom- und Gasmarktes informieren können.

2010 wurden insgesamt 7.715 Anrufe bearbeitet, im Vergleich zum Vorjahr ist die Anzahl der Anrufe um rund 2% gesunken, vor allem, weil 2009 nur vereinzelt Preisänderungen von Lieferanten durchgeführt wurden.

Services der E-Control werden genutzt

Zentrale Themen der Anfragen dieses Jahr waren neben Tarfkalkulationen vor allem die Möglichkeit zum Lieferantenwechsel und Fragen zu Energierechnungen.

Die Anzahl an Konsumenten, die der Energie-Hotline ihre Rechnung zur Überprüfung senden, steigt kontinuierlich. Im Jahr 2010 wurden 1.026 schriftliche Anfragen bearbeitet, also um rund 40% mehr als im Vorjahr. Ein Großteil davon betraf die Überprüfung einer Rechnung.

Beratungstätigkeit/Messen

Auch 2010 stand die E-Control bei Messen und Beratungstagen interessierten Konsumenten für alle Fragen zu Strom und Gas zur Verfügung. Dabei wurden unter anderem Informationen zum Lieferantenwechsel geboten, mit Hilfe des Tarfkalkulators Vergleichsangebote erstellt, Energierechnungen erläutert und vieles mehr.

Im Jahr 2010 war die E-Control auf folgenden Messen und Beratungstagen vertreten:

- > Häuslbauermesse, 4.–7.2. in Graz
- > Bauen & Energie Messe, 18.–21.2. in Wien
- > Energiesparmesse, 3.–7.3. in Wels
- > Frühjahrsmesse, 11.–14.3. in Innsbruck
- > Frühjahrsmesse, 8.–11.4. in Dornbirn
- > Kommunalmesse, 9.–10.9. in Graz
- > Interpädagogica, 11.–13.11. in Linz

- > Beratungstag, 13.1. in St.Pölten
- > Beratungstag 28.1. in Graz
- > Beratungstag, 4.11. in Graz

ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN

Auch im Jahr 2010 wurden auf Grundlage des §§ 45b Abs. 1 EIWOG, § 40 Abs. 3 GWG zahlreiche allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Strom bzw. Erdgas eingereicht. Die Energie-Control Kommission prüfte diese gem. § 16 Abs. 1 Z 3 E-RBG auf allfällige Verstöße gegen gesetzliche Verbote oder gegen die guten Sitten, wobei vor allem Preis-, Kündigungs- und Mahnkostenklauseln sowie die Einhaltung der Mindestinhalte gem § 45b Abs. 3 EIWOG bzw § 40 Abs. 5 GWG im Fokus der Prüfung standen. Im Anschluss an die erfolgte Prüfung wurden sämtliche notwendigen Anpassungen der AGB an den rechtskonformen Zustand veranlasst.

TÄTIGKEIT DER ENDKUNDENBERATUNGSSTELLE (STREITSCHLICHTUNGSSTELLE)

Allgemeines

Auch im achten Jahr ihres Bestehens haben viele Strom- und Gaskonsumenten die Schlichtungsstelle als erste Anlaufstelle für die Lösung von Beschwerden mit Strom- und Gasunternehmen genutzt. Neben der Durchführung von Streitschlichtungsverfahren gemäß § 10a Energie-Regulierungsbehördengesetz (insbesondere Streitigkeiten aus Strom- und Gasabrechnungen, Abschaltungen und Fragen im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel) etabliert sich die Schlichtungsstelle immer mehr als Anlaufstelle für Energiekonsumenten, die sich im Kontakt mit Ihrem Energielieferanten oder Netzbetreiber nicht ausreichend über ihre Rechte und Pflichten informiert fühlen oder einfach allgemeine Fragen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt haben. Ausgangspunkt des ständig steigenden Informationsbedarfes ist einerseits die Tatsache, dass das Thema Energie in der öffentlichen Berichterstattung einen immer größeren Raum einnimmt. Andererseits führt die anhaltend wirtschaftlich schwierige Situation vor allem für sozial schwächere Bevölkerungsschichten dazu, dass sich immer mehr Kunden erstmals eingehend mit ihrer Energierechnung beschäftigen, da sie mit der Bezahlung der Rechnungen zunehmend in Schwierigkeiten geraten. Leider sind Strom- und Gasrechnungen auch im letzten Jahr nicht „lesbarer“ geworden, weswegen das Aufklärungsbedürfnis über einzelnen Rechnungspositionen ständig steigt. Hier musste die Schlichtungsstelle die Erfahrung machen, dass es oft gar nicht darum geht, dass Rechnungen falsch sind, sondern dass Energieunternehmen in vielen Fällen in ihrer Kundeninformation – sei es in schriftlicher oder telefonischer Form – einfach zu wenig kundenorientiert agieren. So übernimmt die Schlichtungsstelle oftmals die Aufgabe, den verloren gegangenen Kontakt zwischen Kunden und Unternehmen wieder herzustellen und so Fragen zur Zufriedenheit der Kunden zu klären. Die Schlichtungsstelle fungiert hier immer öfter als „Anwalt“ des Kunden, welcher ihm hilft, sein Recht auf transparente und verständliche Information einzufordern.

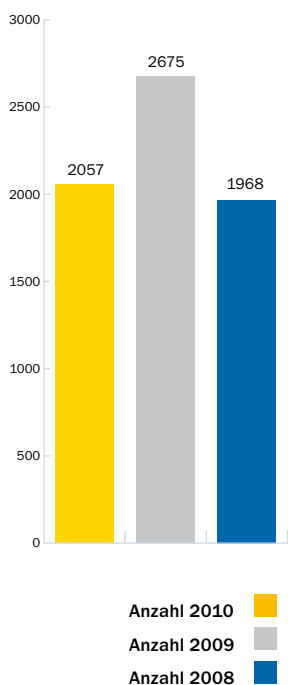
**Streitschlichtungsstelle
hat sich etabliert**

Damit die Schlichtungsstelle tätig wird, reicht ein formloser, aber schriftlicher Streitschlichtungsantrag (per Post, Fax oder in elektronischer Form), der kurz das bisher Geschehene beschreibt und in der Beilage alle relevanten Unterlagen enthält. Eine Beschwerde über

Vorfälle, welche sich länger als vier Jahre vor dem Zeitpunkt der Anrufung der Schlichtungsstelle zugetragen haben, oder über Entgelte, welche vor diesem Zeitpunkt fällig wurden, ist unzulässig. Dasselbe gilt für Streitigkeiten betreffend Forderungen, die gerichtlich oder verwaltungsbehördlich anhängig sind, über welche bereits rechtskräftig entschieden wurde oder die bereits Gegenstand eines Streitschlichtungsverfahrens waren.

Nach genauer Überprüfung der eingegangenen Anfragen entscheiden die Mitarbeiter/innen der Schlichtungsstelle, ob der Sachverhalt telefonisch oder durch einfachen E-Mail-Verkehr geklärt werden kann oder ob ein förmliches Streitschlichtungsverfahren eingeleitet wird.

Seit Bestehen der Schlichtungsstelle wurden insgesamt 1.156 Verfahren geführt, davon 86 im Berichtsjahr.



Zahlen der Schlichtungsstelle 2010

Im Berichtszeitraum 1.1.2010 bis 31.12.2010 wurden insgesamt rund 2.100 schriftliche Anfragen an die Schlichtungsstelle gestellt. Dies bedeutet, dass sich im Vergleich zum Vorjahr rund 22% weniger Kunden mit dem Ersuchen um Hilfestellung an die Schlichtungsstelle gewandt haben. Der Grund für den Rückgang liegt darin, dass es 2009 bei nahezu allen Gaslieferanten massive Preisänderungen gab, im Berichtsjahr 2010 hingegen Energiekunden mit weniger Preisadjustierungen konfrontiert wurden, weswegen die Anzahl der Beschwerden zurückging. Mit rund 2.100 schriftlichen Anfragen im Berichtsjahr hat die Zahl der Beschwerden und Eingaben damit ungefähr wieder das Niveau des Jahres 2008 erreicht. Bei nur 86 Anfragen musste ein formelles Streitschlichtungsverfahren eröffnet werden; alle anderen Beschwerden konnten mit einem informellen E-Mail-Verkehr mit den Unternehmen und Beschwerdeführern gelöst werden.

Von den gesamten rund 2.100 Anfragen erreichten die Schlichtungsstelle rund 330 auf postalischem Wege (Post oder Fax), 1.630 auf elektronischem Wege (E-Mail-Adresse schlichtungsstelle@e-control.at oder office@e-control.at oder über direkte Anfragen über unsere Homepage. Rund 140 Anfragen ergeben sich aus der Weiterbetreuung von Problemstellungen, die von der E-Control internen Energie-Hotline an die Mitarbeiter/innen der Schlichtungsstelle zur Bearbeitung weitergeleitet wurden.

Bei *Abbildung 43* und *Abbildung 44* über die Anzahl der Anfragen je Unternehmen werden Anfragen des jeweiligen Netzbetreibers und des lokalen Anbieters zusammengefasst.

Die Anzahl der Anfragen bei der Schlichtungsstelle spiegelt einerseits die Kundenanzahl des jeweiligen Unternehmens wider. Andererseits ist es immer noch so, dass der Bekanntheitsgrad der E-Control in Ostösterreich größer als in Westösterreich ist. Darüber hinaus

Abbildung 43
Anzahl der Anfragen 2008–2010

Quelle: E-Control



ist das Preisniveau in Westösterreich immer noch niedriger als in Ostösterreich, weswegen sich viel weniger Kunden beschweren. So stehen bei der Anzahl der Anfragen an erster Stelle Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG/Wien Energie Stromnetz GmbH und Verbund Austrian Power Sales GmbH mit je rund 400 Anfragen, gefolgt von EVN Energievertrieb GmbH & Co KG/EVN Netz GmbH und Steweag-Steg GmbH/Stromnetz Steiermark GmbH.

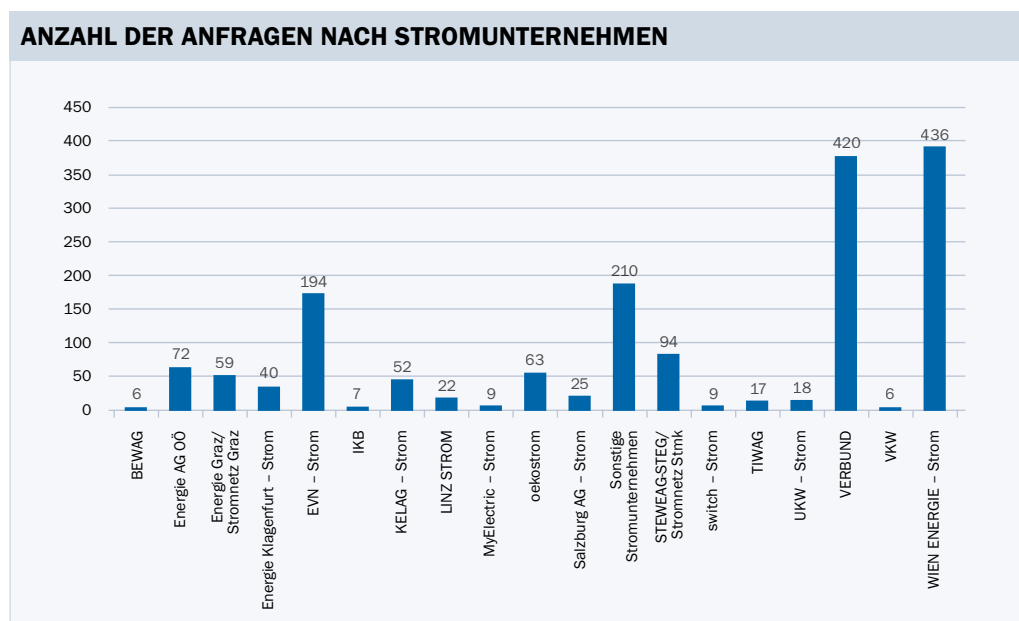


Abbildung 44
Anzahl der Anfragen nach Stromunternehmen

Quelle: E-Control

Auch bei der Anzahl der Anfragen bezüglich Gasunternehmen zeigt sich ein direkter Zusammenhang zwischen der Anzahl der Gesamtkunden und der Anzahl der Anfragen bei der Schlichtungsstelle. So sorgen die zwei größten Gasversorger bzw. Netzbetreiber Wien Energie Gasnetz GmbH/Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG bzw. EVN Netz GmbH/EVN Energievertrieb GmbH & Co KG auch für die häufigsten Anfragen bei der Schlichtungsstelle.

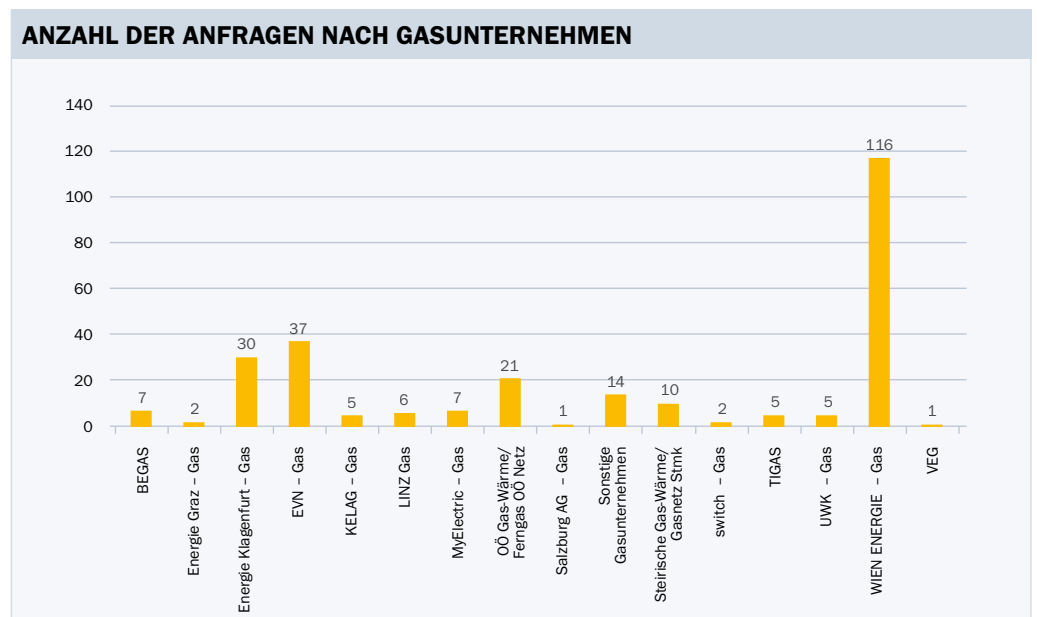


Abbildung 45
Anzahl der Anfragen nach
Gasunternehmen

Quelle: E-Control

Themen der Streitschlichtungsstelle 2010

Die Anfragen zu Verbrauchshöhe und Zählerstandsermittlung stellten auch im Jahr 2010 wieder den größten Anteil an der Gesamtzahl der Beschwerden und Anfragen dar, gefolgt von Eingaben zu Lieferantenwechsel und Energiepreis. Fragen zu Netzanschlüssen und Netzbereitstellungsentgelt sowie Abschaltung und Inkasso waren mit je rund 10% die am dritthäufigsten Fragen, die von der Schlichtungsstelle zu beantworten waren.

Energiepreise

Im Hinblick auf die ordnungsgemäße Information von Kunden bei Preiserhöhungen konnte im Berichtsjahr eine wesentliche Verbesserung festgestellt werden. Während der E-Control im letzten Jahr noch immer eine erhebliche Anzahl von Beschwerden über nicht ordnungsgemäße Preiserhöhungsschreiben übermittelt wurde, sind diese Anfragen im Berichtsjahr stark zurückgegangen. Hier hat offensichtlich die Aufklärung der E-Control bei den Lieferanten über die rechtlichen Anforderungen an die Kundeninformation über Preiserhöhungen Wirkung gezeigt.



Bezüglich konkreter Preiserhöhungen beschwerten sich vor allem Verbund-Kunden über die Erhöhung per 1.5.2010, weil Verbund innerhalb eines Jahres zum zweiten Mal (erstmalig per 1.5.2009) die Privatkundenpreise anhebte. In der Folge beschwerten sich aber auch VKW-Kunden, welche zuvor der Preiserhöhung Verbund widersprochen hatten, zur VKW wechselten und innerhalb kurzer Zeit auch von VKW über eine Preiserhöhung informiert wurden.

Eine ähnliche Situation in Bezug auf die Gaspreiserhöhung ergab sich in Kärnten. Kelag erhöhte im Oktober 2010 die Preise; Kunden, die diese Erhöhung nicht hinnehmen wollten, widersprachen und wechselten zur Energie Klagenfurt GmbH. Wenige Wochen nach dem Wechsel bzw. in manchen Fällen noch vor Lieferbeginn erhielten diese Kunden ein weiteres Preiserhöhungsschreiben – diesmal der Energie Klagenfurt GmbH.

Dauerbrenner Verbrauchs- und Rechnungshöhe

Rechnungsüberprüfungen waren auch im Jahr 2010 wieder das von den Kunden bei der Schlichtungsstelle am meisten nachgefragte Service. Ausgangspunkt für eine Rechnungsüberprüfung bei den Kunden ist meistens ein im Vergleich zum Vorjahr wesentlicher höherer Verbrauch in kWh und/oder eine zahlenmäßig höhere Rechnung als im Vorjahr. Eine zentrale Frage bei Verbrauchssteigerungen ist immer wieder die Art der Zählerstandsermittlung. Die Schlichtungsstelle überprüft die Art der Zählerstandsermittlung und empfiehlt den Kunden bei ordnungsgemäßer Ablesung, den Zähler vom Netzbetreiber überprüfen zu lassen. Hinsichtlich der Zählerstandsermittlung bei unterjährigen Verbrauchsabgrenzungen (etwa aufgrund von Energiepreis- oder Netznutzungstarifveränderungen) empfiehlt die Schlichtungsstelle den Kunden, die Zählerstände bekannt zu geben, da ansonsten eine rechnerische Ermittlung durch den Netzbetreiber erfolgt. Die Methode der rechnerischen Zählerstandsermittlung war auch im Berichtsjahr von Netzbetreiber zu Netzbetreiber sehr unterschiedlich. Während einige Netzbetreiber bereits nach standardisierten Lastprofilen rechnerisch ermitteln, verwenden andere immer noch die tageweise Aliquotierung. Hier sollte die Verpflichtung zur Verwendung von monatsweise zusammengefassten standardisierten Lastprofilen gemäß Systemnutzungstarife-Verordnung Strom ab 1.10.2010 aus Kundensicht eine nachvollziehbare Verbesserung bringen.

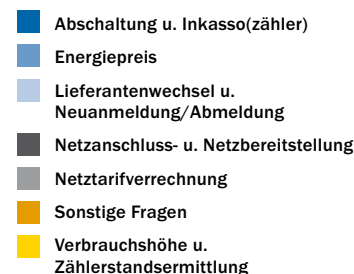
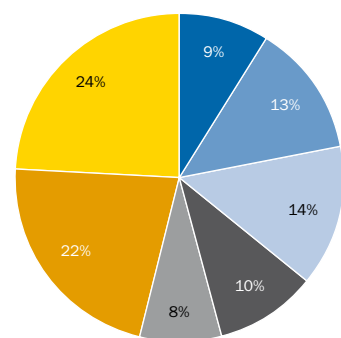


Abbildung 46
Anfragen bei der Schlichtungsstelle nach Themen

Quelle: E-Control

Lieferantenwechsel dauert oft zu lange

Lange Dauer des Lieferantenwechsels/Neuanmeldeprozess – zu wenig Kommunikation zwischen Kunden und neuem Lieferanten

Die Beschwerden zum Lieferantenwechsel sind in der zweiten Jahreshälfte 2010 stark angestiegen. Es ging vor allem darum, dass wechselwillige Kunden nach Übermittlung eines unterfertigten Energieliefervertrages an den neuen Lieferanten keine Information darüber erhielten, wie das Pcedere nun abläuft bzw. ab wann der Kunde vom neuen Lieferanten versorgt wird. In vielen Fällen erhielt der Kunde als erstes Lebenszeichen nach Übermittlung des Liefervertrages vom neuen Lieferanten ein Schreiben über die Preiserhöhung, obwohl der Kunde noch nicht einmal darüber informiert wurde, ab wann er jetzt eigentlich Kunde beim neuen Lieferanten ist. Aus Kundensicht besteht das größte Problem darin, dass es weder beim Lieferanten noch beim Netzbetreiber für Wechselagenden einen spezifischen Ansprechpartner gibt. Deswegen wird der Kunde an das Call-Center verwiesen, wo die Mitarbeiter aber wiederum keinen Zugriff auf die Daten des Wechselmanagements haben. Schlussendlich wird der Kunde zwischen neuem Lieferanten und Netzbetreiber im Kreis geschickt, bis er sich an die Schlichtungsstelle wendet und die Mitarbeiter in vielen E-Mails und Telefonaten versuchen, den Stand des Wechselprozesses zu eruieren. Aus den eingehenden Anfragen konnte beobachtet werden, dass der Wechselprozess tatsächlich bis zu sechs Monaten (anstatt wie in den Marktregeln vorgesehen bis zu sechs Wochen) dauert. Abgesehen von langen Abwicklungszeiten führen auch kleine Schreibfehler in der Adresse oder im Namen dazu, dass der Wechsel ohne Angabe von Gründen abgelehnt wird, weil etwa der Kunde unter dem angegebenen Namen nicht existiert oder die Zuordnung der Anlage zum Kunden angeblich nicht möglich sei. Insgesamt entsteht der Eindruck, dass das Interesse sowohl der Netzbetreiber als auch der Lieferanten, den Wechselprozess kundenorientiert und im Einklang mit den Marktregeln abzuwickeln, stark gesunken ist.

Eine Verbesserung war hingegen bei den Beschwerden bezüglich der sofortigen Versorgung durch einen neuen Lieferanten beim Einzug in eine Wohnung bzw. bei der erstmaligen Anmeldung eines neuen Stromanschlusses zu beobachten. Während dieses Thema die Anfragen zum Lieferantenwechsel im letzten Jahr dominierte, gab es im Berichtsjahr diesbezüglich nahezu keine Beschwerden mehr. Die Klarstellung in den Marktregeln über die Zeiträume, innerhalb derer die Vorlage eines rückwirkenden Energieliefervertrages nach bereits erfolgter Netznutzung möglich ist, hat sich hier offensichtlich positiv ausgewirkt.



Abschaltung, Sicherheitsleistungen und Prepaymentzähler – vor allem sozial schwächere Verbraucher betroffen

Ein Dauerbrenner bei den Anfragen an die Schlichtungsstelle stellen die Themen Abschaltung, Höhe der Sicherheitsleistungen und Prepaymentzähler dar. Kunden wenden sich hier meist erst sehr spät – nämlich wenn die Abschaltung schon durchgeführt bzw. angedroht bzw. eine Sicherheitsleistung verlangt wurde – an die Schlichtungsstelle. Die Erfahrungen der Schlichtungsstelle zeigen, dass die Vorgangsweise der Unternehmen bei Abschaltungen sehr unterschiedlich ist. Während einige Unternehmen die Kommunikation mit dem Kunden auch nach der 2. Mahnung noch aufrechterhalten und versuchen, eine gemeinsame Lösung zu finden, gibt es immer wieder Unternehmen, wo Anlagen bereits nach der 1. Mahnung und manchmal sogar ohne Vorankündigung vom Netz genommen werden. Als Voraussetzung für die Wiedereinschaltung werden in diesem Zusammenhang häufig Sicherheitsleistungen bis zum Gegenwert eines Jahresverbrauches verlangt, was vor allem für sozial schwächere Verbrauchsgruppen immer mehr zum Problem wird. Anfragen bezüglich Prepaymentzähler betreffen die Voraussetzungen für die Installation, die laufenden Kosten und die Bedingungen für die Deinstallation.

Vorgehensweise bei Abschaltungen sehr unterschiedlich

Mit den Regelungen im neuen EIWOG rund um Abschaltung und Sicherheitsleistungen werden hier aber konkretere gesetzliche Bestimmungen vorliegen, welche der Willkür mancher Netzbetreiber Einhalt gebieten sollten.

Fragen zu Netzanschluss- und Netzbereitstellungskosten

Vor allem Haushaltskunden übermitteln der E-Control immer wieder Rechnungen über die Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt, weil sie den Begriff Netzbereitstellung nicht verstehen und der Meinung sind, mit den laufenden Jahresabrechnungen alle Kosten im Zusammenhang mit der Netznutzung beglichen zu haben. Vor allem bei fremdversorgten Kunden führt diese Rechnung zu Irritationen, weil trotz Abrechnung im Rahmen des Vorleistungsmodells die Nachverrechnung über das Netzbereitstellungsentgelt direkt an den Kunden übermittelt wird. Bei Überprüfung der Rechnung zeigt sich, dass der Grund für die Nachverrechnung in der Überschreitung einer bestimmten in den allgemeinen Verteilernetzbedingungen angeführten Verbrauchsgrenze liegt. Hier herrscht oftmals große Verwunderung, weil Kunden vom Netzbereitstellungsentgelt erstmals bei Überschreitung von bestimmten Verbrauchsgrenzen anlässlich dieser Rechnungslegung erfahren. Die Schlichtungsstelle klärt Netzkunden in diesen Fällen über die Verwendung des Netzbereitstellungsentgelts als Finanzierungsbeitrag für das vorgelagerte Netz auf und kann so das Unverständnis in den meisten Fällen ausräumen.

Unternehmensberichte

Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG/Wien Energie Stromnetz GmbH/Wien Energie Gasnetz GmbH

Mit 552 schriftlichen Anfragen aus dem Wien-Energie-Konzern stellen diese wiederum die größte Gruppe bei der Aufteilung der Anfragen nach Unternehmen dar. Wie auch im letzten Jahr liegt dies in erster Linie daran, dass Wien Energie die größte Kundenanzahl aufweist und E-Control nach wie vor im Osten Österreichs bekannter ist als in Westösterreich.

Die Zusammenarbeit mit dem Beschwerdemanagement hat – wie schon seit den ersten Jahren des Bestehens der Schlichtungsstelle – sehr gut funktioniert. Trotz der ständig steigenden Anzahl der Anfragen konnten immer mehr Fälle auf direktem Weg durch rasche Übermittlung von Unterlagen oder einige Telefonate gelöst werden. Oftmals waren formelle Streitschlichtungsverfahren nur deshalb erforderlich, weil ein zweites Unternehmen von dem Sachverhalt betroffen war oder weil der Kunde ausdrücklich ein Verfahren wünschte.

Themen

Zu einem Dauerbrenner der Anfragen im Berichtsjahr bezüglich Wien Energie Gasnetz GmbH, aber auch teilweise Wien Energie Stromnetz GmbH entwickelten sich die Fragen bezüglich **Nachverrechnung von Gas- bzw. Stromverbräuchen**. Meist geht es darum, dass bei der Anmeldung des Kunden zwar der Stromvertrag, allerdings nicht der Gasvertrag oder umgekehrt im Verrechnungssystem erfasst wird. In den Folgejahren wird zwar der Zählerstand jährlich ermittelt, eine Rechnungslegung erfolgt jedoch nicht. Zu dem Zeitpunkt, wo der Fehler entdeckt wird, übermittelt Wien Energie den Kunden hohe Nachverrechnungen über mehrere Jahre, wobei hier die 3-jährige Verjährungsfrist seitens Wien Energie prinzipiell nicht Berücksichtigung findet. Erst wenn sich die betroffenen Kunden an die Schlichtungsstelle wenden und Wien Energie auf die Verjährungsfrist hingewiesen wird, erfolgt eine Rechnungskorrektur unter Berücksichtigung der Verjährungsfrist. In vielen Fällen ergibt die Rechnungskorrektur eine Gutschrift von mehreren tausend Euro.

Die Frage der Verjährung stellt sich auch bei jenen Anlagen, wo (verordnungswidrig) über einen Zeitraum von **mehr als 3 Jahren die Zählerstände (meist zu niedrig) rechnerisch ermittelt werden** und daraus im Zuge der ersten Zählerstandsablesung durch den Netzbetreiber hohe Nachforderungen resultieren. Hier konnte in einem Streitschlichtungsverfahren mit Wien Energie erreicht werden, dass der Gesamtverbrauch des Kunden gleichmäßig auf die einzelnen Jahre verteilt wurde und jener Mehrverbrauch, der unter die Verjährungsfrist fällt, nicht zur Verrechnung kam.

Gleichbleibend im Vergleich zum Vorjahr ist die Anzahl der Anfragen zur **Nachverrechnung Netzbereitstellungsentgelt für Haushaltskunden**. Wien Energie Stromnetz GmbH verlangt (im Einklang mit den allgemeinen Verteilernetzbedingungen) bei Überschreitung der Ver-



brauchsgrenze von 9.000 kWh/Jahr die Nachzahlung von Netzbereitstellungsentgelt für 3 kW. Diese Maßnahme führt nach wie vor zu viel Unverständnis bei den betroffenen Kunden; die Schlichtungsstelle klärt die Kunden in diesen Fällen über Sinn und Verwendung des Netzbereitstellungsentgelts auf.

Auffallend im Berichtsjahr sind die vermehrten Anfragen zum Thema Abschaltungen. Während wir in früheren Jahren aus dem Netzbereich der Wien Energie Gasnetz GmbH bzw. der Wien Energie Stromnetz GmbH kaum Beschwerden erhielten, erreichten uns im Berichtsjahr regelmäßig diesbezügliche Beschwerden.

Zählerversuch und/oder damit in Zusammenhang stehenden Nachverrechnungen beschäftigten auch im Berichtsjahr regelmäßig die Schlichtungsstelle.

EVN Energievertrieb GmbH & Co KG/EVN Netz GmbH

Im Berichtsjahr wandten sich 231 EVN-Kunden mit schriftlichen Anfragen an die Schlichtungsstelle. Die Zusammenarbeit mit dem Beschwerdemanagement der EVN stellt sich zunehmend als schwierig heraus, da einerseits die Antwortzeiten für einfache Fragen bzw. die Übermittlung von angefragten Unterlagen sehr lange dauerten und andererseits die inhaltliche Beantwortung der Fragen sehr kurz und oftmals auch widersprüchlich erfolgte. Darüber hinaus gibt es so gut wie keinen telefonischen Kontakt mit dem Beschwerdemanagement, da die Mitarbeiter telefonisch kaum erreichbar sind.

Themenmäßig stehen die Anfragen zu Abschaltungen, Sicherheitsleistungen und Kautionen nach wie vor an erster Stelle der Beschwerden. Die Mitarbeiter der Schlichtungsstelle mussten hier oftmals feststellen, dass selten grobe Verrechnungsfehler vorlagen, allerdings die Kommunikationsbasis der Kunden mit den Ansprechpartnern in den Bezirksstellen nicht ausreichend gut war, sodass einfache Fragen nicht mehr auf direktem Weg aufgeklärt werden können und Kunden daher die Hilfe der Schlichtungsstelle suchten. Generell ist zu beobachten, dass EVN bei den Abschaltungen eine sehr rigide Linie vertritt und als Voraussetzung für die Wiedereinschaltung – abgesehen von hohen Kosten für die Ab- und Einschaltung – sehr hohe Sicherheitsleistungen verlangt. Vor allem sozial schwächere Kunden können diese hohen Einmalbeträge oftmals nicht aufbringen, weswegen die Anlagen über einen längeren Zeitraum abgeschaltet bleiben.

Zu vereinzelt Anfragen führte die **Änderung der Pauschalen bei der Verrechnung des Netzzutrittsentgelts für Haushaltskunden** auf der Netzebene 7. Während bisher je nach Gesamtaufwand 3 Pauschalstufen (von € 347 bis € 1.358) verrechnet wurden, gibt es seit einem Jahr nur mehr zwei Verrechnungsstufen, was zu Kundenanfragen führte, weil Häuslbauer ihre Netzzutrittskosten mit jenen des Nachbargrundstückes verglichen und sich hier innerhalb eines Jahres Änderungen ergeben haben.

Steweag-Steg GmbH/Stromnetz Steiermark GmbH

Im Berichtsjahr wandten sich 83 Kunden der Steweag-Steg GmbH bzw. der Stromnetz Steiermark GmbH an die Schlichtungsstelle. Die Zusammenarbeit mit der Steweag-Steg GmbH bzw. der Stromnetz Steiermark GmbH hat im Berichtsjahr sehr gut funktioniert. Die Unternehmen waren sowohl bei den Verfahren als auch bei den sonstigen Anfragen größtenteils um eine rasche Antwort bemüht.

Auffallend im Berichtsjahr war die ansteigende Anzahl **von Anfragen zu Prepaymentzählern** aus dem Netzbereich Steiermark. Die Beschwerden betrafen die unzureichende Information über die Voraussetzungen der Installation und der Deinstallation, die Kosten für die Montage des Zählers und das laufende Messentgelt für den Prepaymentzähler.

In einem Fall wandte sich der Eigentümer eines Mehrfamilienhauses, in dem mehrere Sozialwohnungen untergebracht sind, an die Schlichtungsstelle, weil er mit der Kommunikation der Stromnetz Steiermark GmbH mit seinen Mietern bezüglich der Installation von Vorauszahlungszähler nicht zufrieden war bzw. auch eine transparente Darstellung der Kosten forderte. Gleichzeitig wandte sich der Eigentümer des Hauses mit seiner Beschwerde an die Arbeiterkammer und den ORF, welcher dazu auch einen Beitrag in der Sendung „Bürgeranwalt“ gestaltete. Im Streitschlichtungsverfahren eine konkrete Mieterin betreffend konnte zumindest die Kommunikationsbasis zwischen Kunden und Netzbetreiber insofern wieder hergestellt werden, als die Stromnetz Steiermark GmbH ihre Erwägungsgründe für die Installation darlegte. Die Installation war für die Schlichtungsstelle aufgrund bereits seit längerer Zeit bestehenden Zahlungsschwierigkeiten nachvollziehbar. Bezüglich der Installationskosten für den Zähler musste die Stromnetz Steiermark GmbH auf die Bestimmung in der Systemnutzungstarife-Verordnung Strom hingewiesen werden, wonach für diese Arbeiten maximal € 20 verrechnet werden dürfen. Der Netzbetreiber nahm das Verfahren zum Anlass, die entsprechenden Angaben auf dem Preisblatt für Nebenleistungen zu korrigieren.

Einige telefonische Anfragen bezüglich der Verrechnung des Netznutzungsentgelts veranlassten die Schlichtungsstelle, diese Frage im Zuge eines Streitschlichtungsverfahrens näher zu hinterfragen. In der Sache ging es darum, dass (gewechselt) Kunden trotz Vorliegen eines Doppeltarifzählers und trotz eines Netznutzungstarifes für Doppeltarifzähler im Netzbereich Steiermark der Netznutzungstarif für nicht gemessene Leistung verrechnet wurde und damit der Kunde bei einem höheren Niedertarifverbrauch wesentlich höhere Netznutzungstarife zu bezahlen hatte. Laut Stellungnahme der Stromnetz Steiermark GmbH trat dieser Fehler bei insgesamt 53 Kunden auf und wurde in der Folge auch richtiggestellt. Die Vermutung der Schlichtungsstelle, dass der Grund für die nicht korrekte Netztarifverrechnung darin lag, dass der Energieversorger Steweag-Steg GmbH keinen Energietarif für Doppeltarifzähler mehr anbietet und damit auch die „Stilllegung“ des Netznutzungstarifes erfolgte, konnte nicht bestätigt werden.



Verbund Sales GmbH

Die Anzahl der Anfragen Verbund Sales GmbH betreffend blieb im Vergleich zum Vorjahr konstant auf hohem Niveau. Vor allem die Preiserhöhung per 1.5.2010 löste eine Flut von Anfragen aus. Hauptbeschwerdegrund war natürlich die Preiserhöhung an sich, aber auch die Frage, ob eine Preiserhöhung angesichts der Marktsituation überhaupt gerechtfertigt sei. Als Folge des Einspruchs gegen die Preiserhöhung beschwerten sich viele Kunden darüber, dass Ihnen der im Herbst 2009 gewährte Umstiegsrabatt wegen Nichteinhaltung der Mindestvertragsbindung von 1 Jahr nicht einmal in aliquotierter Form gewährt wurde.

Die Zusammenarbeit mit den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern von Verbund Sales GmbH funktionierte auch im Berichtsjahr in bewährter guter Form.

Viele Anfragen von (zukünftigen) Verbund-Sales-GmbH-Kunden betrafen **die lange Dauer beim Lieferantenwechsel**. Verbund startete im Herbst 2009 eine Werbeaktion mit hohen Einmalrabatten, woraufhin sich offenbar sehr viele Kunden für einen Umstieg zu Verbund entschieden. Die Abwicklung der neu eingegangenen Verträge überforderte das Wechselmanagement offenbar derart, dass Kunden, die im Herbst 2009 den Liefervertrag unterfertigten, monatelang überhaupt keine Rückmeldung von Verbund erhielten bzw. erst ab Mai oder Juni 2010 von Verbund Sales GmbH versorgt wurden. Diese überlangen Abwicklungszeiten überschritten sich dann auch noch mit dem Preiserhöhungsschreiben per 1.5.2010, sodass einige Kunden als erste Reaktion auf den von ihnen im Herbst 2009 unterschriebenen Liefervertrag das Preiserhöhungsschreiben im April 2010 erhielten.

Bestehende Verbund-Sales-GmbH-Kunden ärgerten sich vor allem über die **zweite Preiserhöhung** innerhalb eines Jahres (1.5.2009 und 1.5.2010).

Große Verärgerung löste die Vorgangsweise von Verbund Sales GmbH bei der **Gewährung des im Zuge der Werbeaktion im Herbst 2009 gewährten Einmalrabattes** aus. Verbund Sales GmbH vertrat den Rechtsstandpunkt, dass bei Widerspruch gegen die Preiserhöhung die Einjahresbindung seitens der Kunden nicht eingehalten wurde und daher der Rabatt überhaupt nicht (nicht einmal in aliquotierter Form) zu gewähren sei. Arbeiterkammer und E-Control vertraten die Ansicht, dass es sich bei der Preiserhöhung um eine einseitige Vertragsänderung durch Verbund Sales GmbH handelte und daher der Rabatt zumindest in aliquotierter Form zu gewähren sei. Soweit die Schlichtungsstelle aus den Anfragen ersehen konnte, wurde der Rabatt schlussendlich all jenen Kunden, die sich beschwerten, zumindest aliquot gewährt.

Die Schlichtungsstelle erreichen immer wieder Kundenanfragen zur **Verrechnung des Verbund-Energiepreises für Doppeltarifzähler**. Offenbar gibt es seitens Verbund Sales GmbH – nach Ansicht der Schlichtungsstelle – eine ziemlich eigenwillige Interpretation des

Doppeltarifzählers insofern, als ein Doppeltarifzähler energieseitig nur dann zum Energietarif für Doppeltarifzähler abgerechnet wird, wenn auch netzseitig Hoch- und Niedertarif zur Anwendung kommen. Ein Doppeltarifzähler ist von der Definition her aber ein Zähler mit 2 Zählwerken, der unterschiedliche Tarifzeiten erfasst; diese Zählerkonstellation sagt aber noch nichts darüber aus, welcher Netznutzungstarif zu verrechnen ist.

Grundsätzlich steht es dem Lieferanten natürlich offen, welche Bedingungen er für einzelne Tarife festlegt. Wenn man als Produktdefinition aber Bestimmungen aus der Systemnutzungstarife-Verordnung verwendet, dann sollten diese Definitionen auch dem Kunden gegenüber verwendet werden bzw. es ist der Kunde über ein vollkommen unterschiedliches Verständnis vor Vertragsabschluss aufzuklären. Und das ist – wie die Kundenbeschwerden zu diesem Thema zeigen – nicht immer der Fall.

In einem Streitschlichtungsverfahren wurde die Frage der Gewährung des Energietarifes für Doppeltarifzähler erläutert und in diesem Verfahren hat Verbund Sales GmbH schlussendlich trotz anfänglicher gegenteiliger Argumentation dem Kunden gegenüber den entsprechenden Tarif gewährt. Seit diesem Verfahren sind bei der Schlichtungsstelle auch keine dementsprechenden Beschwerden mehr eingelangt.

oekostrom Vertriebs GmbH

Auch in diesem Berichtsjahr verzeichnete die Schlichtungsstelle viele Anfragen bezüglich der **Unverständlichkeit der Rechnungslegung bei oekostrom Vertriebs GmbH**. Es handelte sich dabei um Abrechnungen, die das Jahr 2009 (komplette EDV-Umstellung des Abrechnungssystems, viele Personalveränderungen) und früher betreffen. Es bleibt zu hoffen, dass die Neustrukturierung zu mehr Transparenz im gesamten Verrechnungssystem geführt hat und sich die Beschwerden zur Rechnungslegung der oekostrom Vertriebs GmbH reduzieren.

KELAG und Kelag Netz GmbH

Aus den Anfragen aus dem Netzbereich Kelag Netz GmbH können wir ersehen, dass neben der Steiermark vor allem in Kärnten Prepaymentzähler zum Einsatz kommen. Grund der Beschwerden sind hier häufig – wie auch in der Steiermark – die Höhe der Kosten und die Bedingungen rund um die Installation und Deinstallation solcher Zähler. Auch die Kelag Netz GmbH musste im Zuge eines Streitschlichtungsverfahrens auf die maximale Höhe der Installationskosten gemäß Systemnutzungstarife-Verordnung Strom von € 20 Euro hingewiesen werden. Wie die Schlichtungsstelle in einem Streitschlichtungsverfahren darüber hinaus erfuhr, wird in Kärnten als Alternative zur Installation des Prepaymentzählers eine Sicherheitsleistung nicht akzeptiert. Im Falle einer Kundin, welche als Alternative zum bereits installierten Zähler eine hohe Sicherheitsleistung anbot, ist die Kelag Netz GmbH einer diesbezüglichen Streitschlichtungsempfehlung auf Deinstallation des Zählers leider nicht gefolgt.



Energie Klagenfurt GmbH

Beschwerden der Energie Klagenfurt GmbH betrafen vor allem die lange Abwicklungsdauer beim Lieferantenwechsel Gas und die Preiserhöhung im Gasbereich per 1.12.2010. Zum Zeitpunkt der Erhöhung des Gaspreises durch die Kelag zählte laut E-Control-Tarifkalkulator die Energie Klagenfurt GmbH zu den günstigsten Anbietern, weswegen viele Kunden einen Liefervertrag bei Energie Klagenfurt GmbH unterfertigten. Diese Kunden erhielten zwar relativ zeitnah ein Willkommensschreiben ohne fixen Lieferbeginn, dann allerdings gab es bis zum Preiserhöhungsschreiben keinen Kundenkontakt mehr. Kunden stellten Anfragen an die Schlichtungsstelle mit der Bitte um Hilfe, weil sie trotz Vertragsunterfertigung und Mitteilung über die Preiserhöhung immer noch nicht wussten, ob und ab wann sie von Energie Klagenfurt versorgt werden. Diesbezügliche Kundenanfragen wurden seitens Energie Klagenfurt offensichtlich überhaupt nicht oder sehr widersprüchlich beantwortet.

Die Schlichtungsstelle konnte aus den Antworten der Energie Klagenfurt GmbH den Eindruck gewinnen, dass man über die Funktionsweise des Lieferantenwechselprozesses bzw. über die Folgen des Widerspruchs gegen eine Preiserhöhung nicht immer ausreichend Bescheid wusste. So wurde z.B. eine Anfrage der Schlichtungsstelle, ab wann der betroffene Kunde nun von Energie Klagenfurt versorgt werde, damit beantwortet, dass man auftrags des Kunden der Preiserhöhung der Kelag widersprochen habe und der Kunde per 1.12.2010 von Energie Klagenfurt GmbH versorgt werde. (Kelag versorgte aber bis 31.12.2010 zum alten, niedrigeren Preis). Man übernahm hier zwar für den Kunden den Widerspruch gegen die Preiserhöhung, der Kundennutzen der Weiterversorgung durch den alten Lieferanten wurde aber durch den vorzeitigen Versorgungsbeginn durch Energie Klagenfurt GmbH nicht berücksichtigt.

INFORMATIONSTÄTIGKEIT

Umfassende Informationen über die Vorteile des liberalisierten Strom- und Gasmarktes sind für die heimischen Konsumenten die Basis dafür, um ihre Rechte im freien Energiemarkt überhaupt wahrnehmen zu können. Deshalb hat die Öffentlichkeitsarbeit bei der E-Control auch 2010 einen hohen Stellenwert eingenommen. In zahlreichen Presseaussendungen, Pressekonferenzen, Hintergrundgesprächen mit relevanten Journalisten oder bei Interviews wurde versucht, jene Informationen zu transportieren, die die Konsumenten benötigen, um die für sie relevanten Entscheidungen – beispielsweise für einen Lieferantenwechsel, für ein entsprechendes Verbrauchsverhalten, um dadurch Energie einzusparen oder Ähnliches mehr – treffen zu können.

Darüber hinaus wurden von den Experten der E-Control bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen Vorträge zu aktuellen energierelevanten Entwicklungen gehalten sowie etliche Artikel, Fachkommentare und Beiträge für Fachzeitschriften veröffentlicht.

INTERNATIONALE MITARBEIT ENDKUNDENTHEMEN

Die Arbeit für Konsumenten im Rahmen von ERGEG

Verbesserungen der Konsumentenrechte auf Europäischer Ebene: Citizens' Energy Forum

Die europäischen Energiefora wurden von der Europäischen Kommission ins Leben gerufen, um zur Harmonisierung der Energiemärkte beizutragen. In diesem Sinne fand im Jahr 2008 zum ersten Mal das jährlich tagende Citizens' Energy Forum in London statt, bei dem sich alles um Konsumentenrechte dreht.

Bei diesem Forum kommen die Europäische Kommission, hohe politische Entscheidungsträger, Konsumentenschutzorganisationen, Branchenvertreter und Regulierungsbehörden zusammen, um gemeinsam mögliche Verbesserungen für Energiekonsumentinnen und -konsumenten zu diskutieren.

Funktionierender Wettbewerb für alle Kunden

Mehr Rechte für Konsumenten

Damit alle Konsumenten – seien es Haushalts- oder Gewerbekunden – von guten Angeboten, günstigen Preisen und zufrieden stellendem Service profitieren können, stellt die Marktöffnung und Förderung des Wettbewerbs sowohl in den einzelnen Energiemärkten als auch im gesamten europäischen Binnenmarkt ein zentrales Anliegen von EU-Gesetzgebern und Konsumentenvertretungen dar. Vor der Marktöffnung hatten monopolistische Energieunternehmen keinen Anreiz, Preise zu senken bzw. um Kunden zu konkurrieren. Ein funktionierender Wettbewerb mit informierten Konsumenten ist dagegen die Voraussetzung für attraktive Preise und gutes, zuverlässiges Service.

Wirkungsvolle Rechte für Energieverbraucher

In fast allen Mitgliedstaaten wurden die Energiemärkte für Haushaltskunden im Juli 2007 geöffnet. Wirkungsvolle Verbraucherrechte sind wesentlich, um sicherzustellen, dass alle Kundengruppen davon profitieren können. Hier geht es einerseits darum, Konsumenten umfassende Information zur Verfügung zu stellen, die Marktbedingungen für Konsumenten zu verbessern und andererseits Regelungen für Problemsituationen zu schaffen.

Verstärkte Konsumentenrechte sind eines der großen Themen des dritten Energiebinnenmarkt-Pakets, das von der EU 2009 beschlossen wurde.



Exkurs: Zahlreiche Vorteile für Konsumenten im Überblick:

- > Lieferantenwechsel werden deutlich kürzer: Innerhalb von drei Wochen muss jeder Kunde seinen Lieferanten wechseln können. Damit können Konsumenten rascher von günstigen Angeboten profitieren.
- > Zusätzlich wird europaweit vorgeschrieben, dass eine Endabrechnung längstens nach sechs Wochen zu erfolgen hat.
- > Für sogenannte „schützenswerte Kunden“ muss auf nationaler Ebene ein Konzept erarbeitet werden, damit die Versorgung dieser Gruppe gewährleistet ist. Es gilt, praktikable und angemessene Regelungen vorzusehen, damit Abschaltungen in Österreich weitgehend vermieden werden können.
- > Verstärkte Informationspflichten zählen zu den Kernthemen im 3. Liberalisierungspaket: Konsumenten sollen über ihren Verbrauch und ihre Kosten regelmäßig informiert werden, damit sie rechtzeitig geeignete Energiespar- und Effizienzmaßnahmen setzen können.

Die E-Control engagiert sich auch auf europäischer Ebene für die Rechte der Konsumenten. Im Rahmen der europäischen Regulatorengruppe (ERGEG/CEER) widmet sich die E-Control hauptsächlich dem adäquaten Schutz von Energiekonsumenten, umfassender Konsumenteninformation sowie der Analyse und dem Design des Endkundenmarktes.

Im Rahmen der europäischen Regulatorengruppe leistet die E-Control auch beim Citizens' Energy Forum regelmäßig aktiven Input und trägt somit maßgeblich zur zukünftigen Entwicklung der Energieliberalisierung in Europa bei.

Das dritte Citizens' Energy Forum und die Beiträge der E-Control dazu

Die diesjährige Veranstaltung stand im Besonderen unter dem Motto der funktionierenden Haushaltskundenmärkte und der Förderung und Stärkung der Rolle der Konsumenten.

- > Beschwerde-Management und Streitschlichtung
Im Rahmen einer Session zu Beschwerde-Management und Streitschlichtung konnten ERGEG Best practices zur Handhabung von Beschwerden für Unternehmen und unabhängige Streitschlichtungsinstitutionen vorstellen, die u.a. unter Einbeziehung einer Case Study aus Österreich entwickelt wurden. Das Forum unter Vorsitz der Europäischen Kommission bestätigte die Notwendigkeit, diese Good practices zu teilen. Experten der E-Control werden weiters bei einer interdisziplinären Arbeitsgruppe zum Thema Streitschlichtung und Streitbeilegungsverfahren teilnehmen, die daraufhin von der Kommission ins Leben gerufen wurde, um die Weiterentwicklung und Umsetzung dieser Maßnahmen zu verfolgen.
- > Energierechnungen

Eine korrekte, transparente und konsumentenfreundliche Rechnungslegung ist wesentlich dafür, dass Verbraucher über ihren tatsächlichen Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten richtig und häufig genug informiert werden. Nur, wenn dies der Fall ist, kann der eigene Verbrauch gesteuert und damit gesenkt werden.

Auf Ersuchen der Europäischen Kommission wurde von der europäischen Regulatorengruppe überprüft, inwieweit die Empfehlungen einer von der Kommission einberufenen Arbeitsgruppe zum Thema konsumentenfreundliche Energierechnungen umgesetzt wurden. Experten der E-Control untersuchten dabei einerseits, ob Mitgliedstaaten sich um eine verbesserte Rechnungslegung im Energiebereich bemühen und andererseits, welche Herangehensweisen an dieses Thema gewählt wurden.

Die Befunde dieser Untersuchung wurden dem Citizens' Energy Forum in der Session zu Energierechnungen präsentiert.

> Intelligente Messsysteme

Intelligente Zähler helfen nicht nur, den eigenen Energieverbrauch besser einzuschätzen und zu steuern. Mit ihnen gehören rechnerisch ermittelte Verbrauchswerte genauso der Vergangenheit an wie aufwendiges „händisches“ Ablesen.

Dem europäischen Energiebinnenmarkt-Paket folgend sind Mitgliedstaaten dazu angehalten, eine Kosten-Nutzen-Analyse des Roll-outs von intelligenten Zählern durchzuführen.

ERGEG hat Richtlinien zu den regulatorischen Aspekten intelligenter Zähler erstellt, die unter anderem Mindestfunktionen auflisten, um Standards zu gewährleisten und die Interoperabilität verschiedener Systeme zu gewährleisten. Auch in der Task Force, die mit diesem Bericht betraut war, haben Experten der E-Control federführend mitgewirkt. Das Forum forderte Mitgliedstaaten erneut auf, komplette Einschätzungen des Roll-outs von intelligenten Zählern, einschließlich Kosten-Nutzen-Analyse vorzubereiten. Über die Ergebnisse der einzelstaatlichen Untersuchungen wird beim folgenden Forum berichtet.

> Funktionierende Endkundenmärkte

Damit Energiemärkte und der Wettbewerb funktionieren können, bedarf es eines unabhängigen Schiedsrichters, der die Einhaltung aller Regeln überwacht. Diese Rolle der Regulierungsbehörden wurde durch das Forum erneut gestützt.

Die europäische Regulatorengruppe hat – wiederum mit erheblichem Input von österreichischen Experten – dafür Indikatoren ausgearbeitet, die zum Marktmonitoring herangezogen werden können. Diese wurden mit Branchenvertretern und Konsumentenorganisationen diskutiert, weitere Arbeitsschritte konnten identifiziert werden, um die Basis für weitere, engere Zusammenarbeit zwischen den Marktakteuren zu schaffen.

Darüber hinaus hat das Forum weitere Aufgaben an die Regulatorengruppe vergeben, die sich mit den Rollen von Regulierungsbehörden beschäftigen, mit der Umsetzung der Beschwerdemanagement-Standards, mit den Möglichkeiten für Konsumenten, unabhängige Preisvergleiche durchzuführen und natürlich mit dem zukunftsorientierten Thema, die Bahn für intelligente Messsysteme zu ebnen.

Twinningprojekt



Allgemein

Seit Jänner 2010 wird von der E-Control (zusammen mit der österreichischen Agentur für Europäische Integration und wirtschaftliche Entwicklung (AEI)) ein Twinningprojekt in Skopje/Mazedonien (FYROM) durchgeführt. Der Titel des Projektes lautet „Institutional Strengthening of the Energy Regulatory Commission (ERC)“.

Das Projekt wird von der Europäischen Kommission finanziert. Twinningprojekte sind ein wichtiges Instrument der Europäischen Kommission zur Stärkung der inter-institutionellen Zusammenarbeit zwischen Institutionen in Mitgliedstaaten der Europäischen Union und Beitrittsländern und den Staaten der europäischen Nachbarschaftspolitik. Ziel eines Twinningprojekts ist, dass Experten von Institutionen im öffentlichen Sektor in Mitgliedstaaten über einen längeren Zeitraum mit ähnlichen Institutionen im Partnerland zusammenarbeiten, um vor Ort konkrete Fragenstellungen zu lösen, die zur Verbesserung der administrativen Strukturen in den Zielländern beitragen. Eine derartige Zusammenarbeit dient daher als wesentliche Grundlage für die Unterstützung bei der Umsetzung der im Acquis communautaire definierten Erfordernisse, damit der Beitritts- oder Angleichungsprozess erleichtert und beschleunigt wird. Twinning wird von der Generaldirektion Erweiterung der Europäischen Kommission administriert, in diesem Fall in Zusammenarbeit mit der Generaldirektion Energie und der Delegation der Europäischen Kommission in Skopje (Mazedonien).



Abbildung 47
Walter Boltz (Geschäftsführer E-Control), Dimitar Petrov (Präsident ERC)

Die Inhalte

Das Twinningprojekt zwischen E-Control, AEI und ERC gliedert sich in vier inhaltliche Komponenten, nämlich

- 1.) License compliance monitoring: eine Analyse und Verbesserung der bisher im Einsatz befindlichen Verfahren zur Lizenzierung von Unternehmen im Energiesektor und die Überwachung der in den Lizenzen festgelegten Verpflichtungen.
- 2.) Market monitoring: eine Analyse und Verbesserung der derzeit in der ERC vorhandenen Verfahren zur Marktaufsicht mit der Zielsetzung, dass die ERC die von der Energiegemeinschaft übernommenen und von ERGEG definierten Monitoringanforderungen (u. a. Benchmarking-Berichte, EUROSTAT) in der Praxis erfüllt.
- 3.) Quality management procedures: eine Analyse und Verbesserung interner Abläufe und aufbauorganisatorischer Aspekte innerhalb der ERC.
- 4.) Cooperation with stakeholders: eine Analyse und Verbesserung der Interaktion der ERC mit wesentlichen Marktteilnehmern und Interessengruppen auf nationaler, regionaler und europäischer Ebene.

Die einzelnen vier Komponenten werden weiters in unterschiedliche Aktivitäten untergliedert. Diese Aktivitäten sind inhaltlich und zielorientiert ausformuliert. In jeder der einzelnen Aktivitäten sind verpflichtende Resultate definiert, die am Ende der im Projektplan vorgesehenen Zeit den Projektteilnehmern vorgelegt werden müssen. Diese verpflichtenden Resultate sind völlig unterschiedlich und reichen von Foliensätzen über Templates bis hin zu umfassenden Berichten.

Ablauf und Organisation

Das Twinningprojekt hat eine Gesamtdauer von 19 Monaten (davon 16 Monate als Implementierungszeitraum vor Ort in Mazedonien). Im Jänner hat ein Mitarbeiter der E-Control als Resident Twinning Advisor bei der ERC in Skopje die Koordination des Twinningprojekts vor Ort übernommen. Seit diesem Zeitpunkt sind auch rund 35 Experten der E-Control und anderer Institutionen (u. a. TÜV, EXAA) als sogenannte Short-Term Experts bei der ERC eingesetzt. Diese Experten verbringen im Schnitt zwei bis drei Arbeitstage in Skopje, um mit den Kollegen von ERC intensiv zu arbeiten. Die Arbeit besteht für gewöhnlich aus Präsentationen, Workshops und Schulungen. Die Aktivitäten sind so abgestimmt, um die definierten Inhalte aus dem Projektvertrag zu erfüllen. Die Experten sind letztendlich auch formal dafür verantwortlich, die präsentierten und diskutierten Inhalte für die Berichtspflichten aufzubereiten.



Visibility, Öffentlichkeitsarbeit und Kommunikation

Die Öffentlichkeitsarbeit ist ein zentraler Baustein und wird von allen Beteiligten gefördert. So gibt es neben den projektbezogenen Expertentreffen der beteiligten Institutionen auch noch öffentliche Veranstaltungen zur Präsentation des Projektes. Neben dem öffentlichen Kick-off-Workshop im März gab es im September 2010 eine Veranstaltung zum Thema „Kooperationen mit Stakeholdern“. Beide Veranstaltungen wurden von internationalen Gästen aus den Bereichen Wirtschaft, Politik, diplomatischer Dienst, NGOs etc. besucht. Weiters wurde über diese Veranstaltungen in den mazedonischen Medien (TV, Internet, Presse) ausführlich berichtet. Zur Öffentlichkeitsarbeit zählt neben der bereits angesprochenen Pressearbeit auch noch Visibility in Form von Präsentationen und Teilnahme an Veranstaltungen sowie Networking mit relevanten Stakeholdern und der österreichischen Community in Mazedonien.

Kernstück der Kommunikation im Projekt ist eine eigens eingerichtete Projekt-Website (www.e-twinning.at), auf der sich Interessierte über das Projekt, die Aktivitäten, Veranstaltungen etc. informieren können. Ein eigens eingerichteter interner Bereich ermöglicht es allen Projektteilnehmern, alle relevanten Dokumente, Präsentationen, Fortschritte im Projekt etc. einzusehen und herunterzuladen. Diese Website hat sich mittlerweile als erfolgreiches Kommunikationstool etabliert.

Status quo und Ausblick

Mit Jahresende 2010 ist das Projekt schon sehr weit fortgeschritten. Mehr als die Hälfte der angesetzten Expertenaktivitäten und verpflichtenden Ergebnissen wurden bereits erfüllt und in Abstimmung mit den Projektpartnern abgeschlossen.

Das Projekt endet am 30.4.2011. Der Abschluss des Projektes wird aus einem öffentlichen Workshop und einem umfassenden Endbericht bestehen.



Jahresabschluss der Energie-Control GmbH 2010

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2010		
	Stand am 31.12.2010 €	Stand am 31.12.2009 €
Aktiva:		
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	1.328.200,42	1.092.913,39
II. Sachanlagen	1.086.554,30	891.099,46
	2.414.754,72	1.984.012,85
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte:		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	21.586,71	21.586,71
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.925,62	69.413,32
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon aus Steuern: TS 120 € Vorjahr: TS 223 €)	178.253,55	271.600,09
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	3.915.621,18	4.131.198,64
	4.127.387,06	4.493.798,76
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	318.884,33	362.619,12
D. Sondervermögen:		
1. Kraft-Wärme-Kopplung gemäß § 13 ÖkostromG	58.549.760,89	59.934.779,65
2. Stranded Costs gemäß § 69 EIWOG	5.475.287,99	5.455.635,29
3. Ausgleichszahlungen gemäß § 25 EIWOG	259,06	1.064,75
4. Ausgleichszahlungen gemäß § 23c GWG	5.615,45	3.640,42
	64.030.923,39	65.395.120,11
SUMME Aktiva:	70.891.949,50	72.235.550,84

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2010		
	Stand am 31.12.2010 €	Stand am 31.12.2009 €
Passiva:		
A. Eigenkapital:		
I. Stammkapital	3.700.000,00	3.700.000,00
II. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: € 36.931,44)	40.931,44	36.931,44
	3.740.931,44	3.736.931,44
B. Unversteuerte Rücklagen:		
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen	100.576,43	81.673,78
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	409.721,59	344.830,00
2. Sonstige Rückstellungen	1.209.045,40	1.009.550,00
	1.618.766,99	1.354.380,00
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.082.242,69	1.222.107,38
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon aus Steuern: TS 12 € Vorjahr: TS 12 €, TS 130 € Vorjahr: TS 128 €)	318.508,56	445.338,13
	1.400.751,25	1.667.445,51
E. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	64.030.923,39	65.395.120,11
SUMME Aktiva:	70.891.949,50	72.235.550,84

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2010		
	31.12.2010	31.12.2009
	€	€
1. Umsatzerlöse:		
a) Erlöse Strommarktliberalisierung	11.843.265,04	10.910.356,91
b) Erlöse Gasmarktliberalisierung	3.586.503,16	3.392.384,39
c) abz. Erlösschmälerungen Budgetvortrag	-164.432,24	-297.240,59
	15.265.335,96	14.005.500,71
2. Sonstige betriebliche Erträge		
a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen	3.483,42	140,00
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	79.710,88	106.675,00
c) übrige	360.506,51	196.954,09
	443.700,81	303.769,09
3. Personalaufwand		
a) Gehälter	-5.988.042,99	-5.510.056,84
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	-137.746,91	-106.139,22
c) Aufwendungen für Altersversorgung	-202.571,41	-146.862,57
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	-1.391.001,67	-1.282.611,07
e) Sonstige Sozialaufwendungen	-60.540,60	-48.042,02
	-7.779.903,58	-7.093.711,72
4. Abschreibungen:		
Auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-989.207,27	-830.851,45
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen		
a) Steuern, soweit sie nicht unter Ziffer 11 fallen	-33.962,71	-3.049,64
b) übrige	-6.921.640,35	-6.472.132,81
	-6.955.603,06	-6.475.182,45
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	-15.677,14	-90.475,82



	31.12.2010 €	31.12.2009 €
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend Sondervermögen € 873 TS)	905.409,24	1.901.197,08
8. Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
a) Zinsaufwand	-2,04	-2,70
b) An Begünstigte weitergeleitete Zinserträge	-865.077,41	-1.802.103,17
	-865.079,45	-1.802.105,87
9. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 8	40.329,79	99.091,21
10. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	24.652,65	8.615,39
11. Steuern vom Einkommen	-1.750,00	-1.750,00
12. Jahresüberschuss	22.902,65	6.865,39
13. Auflösung unverteuerter Rücklagen	61.208,15	50.607,56
14. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-80.110,80	-53.472,95
15. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
16. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	36.931,44	32.931,44
17. Bilanzgewinn	40.931,44	36.931,44



Anhang der Energie-Control GmbH, Wien

Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

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

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

Die Gewinn-und-Verlust-Rechnung ist in Staffelform nach dem Gesamkostenverfahren aufgestellt.

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

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

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

Aufgrund der geltenden Sondergesetze wurde zum Zwecke einer transparenteren Darstellung der wirtschaftlichen Verhältnisse, die Position Sondervermögen, sowohl in der Bilanz, als auch Gewinn-und-Verlust-Rechnung (zinsähnliche Erträge und Aufwendungen) gesondert ausgewiesen.

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

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

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

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

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2010 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

Immaterielle Vermögensgegenstände werden, soweit gegen Entgelt erworben, zu Anschaffungskosten aktiviert und in längstens 3 bis 5 Jahren abgeschrieben.

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

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

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

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

Bei der Bemessung der Rückstellungen wurden entsprechend den gesetzlichen Erfordernissen alle erkennbaren Risiken und drohende Verluste berücksichtigt.

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten finanzmathematischen Grundsätzen auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 4%, eines altersabhängigen Fluktationsabschlages und des tatsächlichen Pensionseintrittsalters gemäß Pensionsreform 2003 ermittelt.

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

Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

Die Aufgliederung des Anlagevermögens und seine Entwicklung im Berichtsjahr ist im Anlagepiegel angeführt (vergleiche Anlage 1 zum Anhang). Die Zugänge des Jahres 2010 im Anlagevermögen betreffen im Wesentlichen EDV-Soft- und -Hardware sowie Investitionen in die Büroinfrastruktur der Energie-Control GmbH (bauliche Investitionen).

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt TS 779 € für das Geschäftsjahr 2011. Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten 5 Jahre betragen TS 3.097 €.

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

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

In den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen sind Beträge in Höhe von TS 5,05 € mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr enthalten. Die Restlaufzeit der übrigen Forderungen beträgt weniger als 12 Monate.

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von TS 46,55 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

SONDERVERMÖGEN

Im Bilanzposten Sondervermögen sind liquide Mittel und kurzfristige Veranlagungen mit einer Laufzeit bis 6 Monaten enthalten, die aufgrund der nachfolgend zitierten Gesetzesgrundlagen eingehoben und weitergeleitet werden. Die erwirtschafteten Zinserträge werden auf die auszahlbaren Mittel in Anrechnung gebracht und an die Begünstigten weitergeleitet.

Kraft-Wärme-Kopplung

Im Ökostromgesetz ist vorgesehen, dass die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen durch die Verrechnungspreis-Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend geregelt wird. Die Unterstützungsbeiträge zur Förderung der KWK-Anlagen werden von der Energie-Control GmbH nach bescheidmäßiger Zuerkennung durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend an die begünstigten Anlagenbetreiber ausbezahlt.

Stranded Costs

Auf gesetzlicher Grundlage des § 69 EIWOG hat der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend eine Verordnung über die Aufbringung und Gewährung von Beihilfen zur Abdeckung von Erlösminderungen, die infolge der Marktöffnung entstanden sind und im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb des Kraftwerkes Voitsberg 3 stehen, erlassen. Zu unterscheiden ist dabei zwischen dem Aufbringungsmodus der Stranded Costs VO I (BGBl. II Nr. 52/1999) für den Zeitraum vom 19.2.1999 bis 30.9.2001 und jenem der Stranded Costs VO II (BGBl II Nr. 354/2001 i.d.F. BGBl. II Nr. 311/2005) für den Zeitraum vom 1.10.2001 bis zum 30.6.2006. Gemäß § 13 E-RBG ist die Energie-Control GmbH mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded Costs-Beiträge beauftragt. Die Netzbetreiber haben die vom BMWFJ per Verordnung festgesetzten Beiträge einzuheben und an die Energie-Control GmbH abzuführen.



Ausgleichszahlungen Strom und Gas

Bei Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber sind für die Ermittlung der Tarifpreise die Kosten je Netzebene zusammenzufassen, wobei die Erlöse aus der Nutzung dieser Netze innerhalb der Netzbereiche und Netzebenen von den jeweiligen Netzbetreibern nach Kostenanteilen aufzuteilen sind (§ 25 Abs. 7 EIWOG sowie § 23c Abs. 1 GWG). Die Aufteilung hat erforderlichenfalls durch Ausgleichszahlungen zu erfolgen. Gemäß § 12 Abs. 3 E-RBG ist die Energie-Control GmbH ermächtigt, die Zahlungsmodalitäten per Verordnung festzulegen. Die verordneten Ausgleichszahlungen werden von der Energie-Control GmbH im Sinne des Gesetzes eingehoben und weitergeleitet.

UNVERSTEUERTE RÜCKLAGEN

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

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Der im Posten „Sonstige Rückstellungen“ ausgewiesene Betrag setzt sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

	2010 €	2009 €
Erstellung des Geschäftsberichts	85.000,00	70.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	141.350,00	45.250,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	365.380,66	371.571,00
Prämien	546.567,53	461.958,00
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	19.000,00	29.100,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	31.517,00	21.025,00
Zeitausgleichsguthaben und Überstunden	20.230,21	10.646,00
	1.209.045,40	1.009.550,00

VERBINDLICHKEITEN

Die Restlaufzeit aller Verbindlichkeiten beträgt weniger als 1 Jahr. Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 142,36 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

VERPFLICHTUNGEN AUS SONDERVERMÖGEN

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

Erläuterungen zur Gewinn-und-Verlust-Rechnung

UMSATZERLÖSE		
	2010	2009
	€	€
Erlöse Strommarktliberalisierung	11.843.265,04	10.910.356,91
Erlöse Gasmarktliberalisierung	3.586.503,16	3.392.384,39
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-164.432,24	-297.240,59
	15.265.335,96	14.005.500,71

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE		
	2010	2009
	€	€
a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen	3.483,42	140,00
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	79.710,88	106.675,00
c) Übrige	360.506,51	196.954,09
	443.700,81	303.769,09

PERSONALAUFWAND		
	2010	2009
	€	€
a) Gehälter	5.988.042,99	5.510.056,84
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	137.746,91	106.139,22
c) Aufwendungen für Altersversorgung	202.571,41	146.862,57
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.391.001,67	1.282.611,07
e) Sonstige Sozialabgaben	60.540,60	48.042,02
	7.779.903,58	7.093.711,72


AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN

	2010 €	2009 €
Veränderung Abfertigungsrückstellung	64.891,59	45.292,00
Mitarbeitervorsorgekasse	72.855,32	60.847,22
	137.746,91	106.139,22

MITARBEITER

	zum 31.12.2010	durchschnittlich	zum 31.12.2009	2009
Geschäftsführer	1,0	1,0	1,0	1,0
Angestellte	95,0	88,1	87,5	81,9
	96,0	89,1	88,5	82,9

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

	2010 €	2009 €
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	33.962,71	3.049,64
b) Übrige	6.921.640,35	6.472.132,81
	6.955.603,06	6.475.182,45

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

	2010 €	2009 €
Zinserträge	31.970,29	92.430,90
Zinserträge Kraft-Wärme-Kopplung	822.432,49	1.737.555,57
Zinserträge Stranded Costs	50.623,34	68.176,62
Zinserträge Ausgleichszahlungen Steiermark	2,32	1.387,95
Zinserträge Ausgleichszahlungen Oberösterreich	380,80	1.646,04
	905.409,24	1.901.197,08

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

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	2010	2009
	€	€
Bank- und Darlehenszinsen	-2,04	-2,70
An Begünstigte weitergeleitete Zinserträge		
Zinsaufwand Kraft-Wärme-Kopplung	-820.736,22	-1.735.817,41
Zinsaufwand Stranded Costs	-47.984,10	-65.519,91
Zinsaufwand Ausgleichszahlungen Steiermark	805,69	-765,85
Zinsaufwand Ausgleichszahlungen Oberösterreich	2.837,22	0,00
	-865.079,45	-1.802.105,87

Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers im Geschäftsjahr 2010 setzen sich wie folgt zusammen:

Prüfungsentgelt	€ 22.500
Steuerberatungsleistungen	€ 8.575
Sonstige Leistungen	€ 5.500



Ergänzende Angaben

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2010 betragen insgesamt € 4.500.

ORGANE DER GESELLSCHAFT

Geschäftsführer:

DI Walter Boltz

ALS MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATES WAREN IM JAHR 2010 FOLGENDE PERSONEN TÄTIG:

Eigentümerversreter:

Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß

(Vorsitzender)

Mag. DI Dr. Alfred Maier

(Stellvertreter des Vorsitzenden)

Mag. Sylvia Hofinger (seit 30.3.2010)

Mag. Gerhard Langeder (bis 30.3.2010)

Dr. Georg Obermeier

Vertreter des Betriebsrates:

Ing. Martin Brozka

Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 28.1.2011

DI Walter Boltz
(Geschäftsführer)

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31.12.2010				
	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 1.1.2010 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	16.717,95	941,88	0,00	0,00
2. EDV-Software	2.393.553,13	626.576,86	55.129,00	0,00
3. Geleistete Anzahlungen	193.373,00	91.690,00	-55.129,00	0,00
	2.603.644,08	719.208,74	0,00	0,00
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	390.005,40	124.254,49	119.700,00	0,00
2. Geschäftsausstattung	692.408,20	348.963,32	0,00	16.384,98
3. EDV-Hardware	1.472.041,53	149.792,95	0,00	68.931,46
4. Personenkraftwagen	69.517,44	0,00	0,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	559.736,36	80.110,80	0,00	9.136,47
6. Anlagen in Bau	119.700,00	0,00	-119.700,00	0,00
	3.303.408,93	703.121,56	0,00	94.452,91
SUMME	5.907.053,01	1.422.330,30	0,00	94.452,91

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN		
	Stand am 1.1.2010 €	Zuführung €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:		
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2007	12.747,85	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2008	28.821,22	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2009	40.104,71	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2010	0,00	80.110,80
	81.673,78	80.110,80

**ANLAGENSPIEGEL ZUM 31.12.2010**

	kumulierte Abschreibungen €	Buchwert 31.12.2010 €	Buchwert 31.12.2009 €	Abschreibungen des Geschäftsjahres €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	13.751,03	3.908,80	4.191,36	1.224,44
2. EDV-Software	1.980.901,37	1.094.357,62	895.349,03	482.697,27
3. Geleistete Anzahlungen	0,00	229.934,00	193.373,00	0,00
	1.994.652,40	1.328.200,42	1.092.913,39	483.921,71
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	378.157,47	255.802,42	69.558,39	57.710,46
2. Geschäftsausstattung	585.478,56	439.507,98	195.466,82	104.649,56
3. EDV-Hardware	1.262.235,55	290.667,47	407.321,11	264.974,10
4. Personenkraftwagen	69.517,44	0,00	17.379,36	17.379,36
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	530.134,26	100.576,43	81.673,78	60.572,08
6. Anlagen in Bau	0,00	0,00	119.700,00	0,00
	2.825.523,28	1.086.554,30	891.099,46	505.285,56
SUMME	4.820.175,68	2.414.754,72	1.984.012,85	989.207,27

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN

	Auflösung durch Zeitablauf €	Auflösung durch Ausscheidung €	Stand am 31.12.2010 €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:			
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2007	12.747,85	0,00	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2008	14.415,64	104,07	14.301,51
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2009	13.380,89	532,00	26.191,82
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2010	20.027,70	0,00	60.083,10
	60.572,08	636,07	100.576,43



Lagebericht der Energie-Control GmbH

Einleitung

Die Energie-Control GmbH ist die österreichische Regulierungsbehörde für den Elektrizitäts- und Gasmarkt. Sie wurde im Jahr 2001 gegründet. Die zu Grunde gelegte, privatrechtlich strukturierte Gesellschaftsform erlaubt es, schnell, flexibel und wirtschaftlich zu agieren. Die Umsetzung neuer nationaler und internationaler Aufgabenstellungen wurde dadurch in den letzten 10 Jahren wesentlich unterstützt. Die Energie-Control GmbH hat ihren Sitz in 1010 Wien, Rudolfsplatz 13a. Zweigniederlassungen oder Betriebsstätten sind nicht vorhanden und auch in naher Zukunft nicht geplant.

Hauptaufgabe der Energie-Control GmbH ist die Umsetzung der Liberalisierung des österreichischen Elektrizitäts- und Gasmarktes in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend. Die gesetzlichen Grundlagen für die Aufgaben der Energie-Control GmbH sind derzeit noch das Energie-Regulierungsbehördengesetz (BGBl. I Nr. 121/2000 i.d.F. BGBl. I Nr. 113/2008), das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz BGBl. I Nr. 143/1998 i.d.F. BGBl. I Nr. 112/2008), das Gaswirtschaftsgesetz (BGBl. I Nr. 121/2000 i.d.F. BGBl. I Nr. 106/2008), das Energielenkungsgesetz (BGBl. Nr. 545/1982 i.d.F. BGBl., I Nr. 106/2006) und das Ökostromgesetz (BGBl. Nr. 104/2009).

Mit dem am 3.3.2011 in Kraft tretenden Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 erfolgt organisatorisch eine gänzliche Neuordnung der Energieregulierung. Zur Besorgung der Regulierungsaufgaben im Bereich der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft wird ab dem 3.3.2011 unter der Bezeichnung „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)“ eine Anstalt öffentlichen Rechts mit eigener Rechtspersönlichkeit eingerichtet. Sie ist ebenso wie die Energie-Control GmbH ein Unternehmen im Sinne des UGB und ist im Firmenbuch beim Handelsgericht Wien zu protokollieren.

Mit Ablauf des 2.3.2011 wird somit die Energie-Control GmbH im Wege der Gesamtrechtsnachfolge in die Energie-Control Austria umgewandelt und besteht von da an als diese weiter. Die Energie-Control Austria ist vom Vorstand bis zum 31.3.2011 zur Eintragung in das Firmenbuch anzumelden. Die Geschäftsanteile an der Energie-Control GmbH gehen mit 31.12.2011 unter.

Die bisher von der Energie-Control GmbH und der Energie-Control Kommission wahrgenommenen Aufgaben gehen auf die neue Regulierungsbehörde über. Während es mit dem EIWOG 2010 (BGBl. I Nr. 110/2010) bereits ein neues Materiengesetz für den Elektrizitätsbereich gibt, wird das neue GWG voraussichtlich im Frühjahr 2011 erlassen werden. Sowohl das EIWOG 2010 als auch das zu erlassende GWG 2011 setzen das sogenannte 3. Energie-Binnenmarktpaket um. Damit verbunden sind unter anderem zusätzliche Regulierungsaufgaben und eine Internationalisierung der behördlichen Tätigkeiten.

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Auf die derzeit noch bestehende Energie-Control GmbH sind im Jahr 2010 durch die neuen EU-Vorgaben etliche zusätzliche Aufgaben zugekommen. So waren u. a. bereits vorbereitende Maßnahmen zu treffen, die eine rechtskonforme Umsetzung und einen reibungslosen Übergang auf das neue Regulierungsregime ermöglichen.

Da die neuen gesetzlichen Vorgaben erst am 3.3.2011 in Kraft treten, wurde im Jahr 2010 nach wie vor auf Basis der bereits bestehenden Rechtslage gearbeitet.

Auf Basis des Ökostromgesetzes hatte die Energie-Control GmbH im Jahr 2010 rund 2.300 Anträge auf Rückerstattung von Ökostrommehraufwendungen allein für das Jahr 2008 zu bearbeiten. Mit nahezu 1.750 Anträgen für das Jahr 2009 und weiteren Anträgen in dieser Größenordnung für die kommenden Jahre ergibt sich somit auch in nächster Zukunft ein umfangreiches und neues Aufgabengebiet.

Mit Wirkung vom 1.1.2010 wurden wieder sämtliche Tarife der Stromnetzbetreiber neu festgesetzt. Im Gasbereich wurde die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2010 erlassen. Weiters wurden unter anderem wieder zahlreiche Aufsichtsverfahren durchgeführt und auch allgemeine Bedingungen von Strom- und Gasunternehmen geprüft. Im Jahr 2010 wurden überdies auch Anträge auf Gewährung von Ausnahmen vom Regulierungsregime bearbeitet.

Auch auf internationaler Ebene konnte sich die Energie-Control GmbH im Jahr 2010 mit ihrer breit gefächerten Kompetenz erneut sehr stark positionieren.

Neben den allgemeinen Informationsaktivitäten und der Betreuung durch die Streitschlichtungsstelle bot die Energie-Control GmbH auch im Jahr 2010 allen Energiekonsumenten ein unentgeltliches Service in Form einer am individuellen Verbrauch orientierten Strom- und Gastarifkalkulation via Internet an. Ebenso wurde über die permanente Energiekonsumenten-Hotline kompetent zu Energieverbrauchsfragen Auskunft erteilt. Außerdem wurden Konsumentenberatungstage in den Bundesländern durchgeführt, Messeauftritte abgehalten und die Gas- und Strommarktstatistiken wie in den Vorjahren erstellt. Einhergehend mit einer größer werdenden Sensibilität der Energiekonsumenten für Energieeffizienz wird die kompetente Beratung der Energiekonsumenten zukünftig auch ein Themenbereich der Energie-Control GmbH sein.

Neben den klassischen regulatorischen Agenden kommen der Energie-Control GmbH außerdem nach wie vor auch zahlreiche Abwicklungsaufgaben und Sachverständigentätigkeiten zu, so wie etwa die Verwaltung von Fördermitteln (Kraft-Wärme-Kopplung, Stranded Costs, Ausgleichszahlungen) auf Basis gesonderter gesetzlicher Grundlagen.

FINANZIELLE KENNZAHLEN DER ENERGIE-CONTROL GMBH

Als finanzielle Leistungsindikatoren der Energie-Control GmbH, welche die Vermögens-, Finanzierungs- und Kapitalstruktur der Energie-Control GmbH möglichst genau darstellen, wurden folgende Kennzahlen identifiziert.


KAPITALFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDERVERMÖGEN

	laufendes Jahr	Vorjahr
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	24.653	8.615
+ Abschreibung	989.207	830.851
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang vom Anlagevermögen	- 1.102	- 140
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
+/- Veränderung langfristige Rückstellungen	64.892	45.292
-/+ Veränderung der Vorräte	0	0
-/+ Veränderung Forderungen Lieferungen und Leistungen	57.488	- 3.798
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	93.347	- 227.379
-/+ Veränderung aktive Rechnungsabgrenzungsposten	43.735	- 261.096
+/- Veränderung kurzfristige Rückstellungen	199.495	29.971
+/- Veränderung Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	- 139.865	898.857
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	- 126.830	289.108
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.205.019	1.610.283
Steuern vom Einkommen und Ertrag	- 1.750	- 1.750
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	1.203.269	1.608.533
+/- Einzahlungen aus dem Abgang vom Anlagevermögen (ohne FAV)	3.483	140
+/- Einzahlungen aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
- Investitionen in das Anlagevermögen (ohne FAV)	- 1.422.330	- 1.740.684
- Investitionen in das Finanzanlagevermögen	0	0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	- 1.418.847	- 1.740.544
+/- Veränderung Bank- und Finanzierungsverbindlichkeiten	0	0
+/- Zuschüsse/Entnahmen Eigenkapital	0	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	0	0
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes		
+/- Veränderung Kassa/Bank	- 215.578	- 132.011
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
Veränderung liquider Mittel	- 215.578	- 132.011
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	4.131.199	4.263.210
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	3.915.621	4.131.199

KAPITALSTRUKTURANALYSE		
	laufendes Jahr	Vorjahr
1. Fiktive Schuldtilgungsdauer		
Rückstellungen	1.618.766,99	1.354.380,00
+ Verbindlichkeiten (ohne Sondervermögen)	1.400.751,25	1.667.445,51
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0,00	0,00
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	- 3.915.621,18	- 4.131.198,64
Zwischensumme	- 896.102,94	- 1.109.373,13
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	24.652,65	8.615,39
- Steuern	- 1.750,00	- 1.750,00
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	989.207,27	830.851,45
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0,00	0,00
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	- 1.102,26	- 140
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	64.891,59	45.292,00
Mittelüberschuss aus dem EGT	1.075.899,25	882.868,84
= Fiktive Schuldtilgungsdauer	0 Jahre	0 Jahre
2. Eigenmittelquote		
Eigenkapital	3.740.931,44	3.736.931,44
+ Unversteuerte Rücklagen	100.576,43	81.673,78
bereinigtes Eigenkapital	3.841.507,87	3.818.605,22
Gesamtkapital (ohne Sondervermögen)	6.861.026,11	6.840.430,73
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0,00	0,00
= Eigenmittelquote	55,99%	55,82%



LIQUIDITÄTSANALYSE		
	laufendes Jahr	Vorjahr
1. Working Capital Ratio*		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	4.446.271,39	4.856.417,88
kurzfristige Passiva	2.609.796,65	2.676.995,51
= Working Capital Ratio	170,37%	181,41%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad*		
Rückstellungen	1.618.766,99	1.354.380,00
+ Verbindlichkeiten (ohne Sondervermögen)	1.400.751,25	1.667.445,51
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0,00	0,00
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	- 3.915.621,18	- 4.131.198,64
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	- 11.925,62	- 69.413,32
- sonstige Forderungen	- 178.253,55	- 271.600,09
= Effektivverschuldung	- 1.086.282,11	- 1.450.386,54
Cashflow aus dem Ergebnis	1.203.269,42	1.608.533,16
= Dynamischer Verschuldungsgrad	0 Jahre	0 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sondervermögens

Auf Grund der fehlenden Gewinnorientierung der Energie-Control GmbH sind Erfolgskennzahlen als finanzielle Leistungsindikatoren der Energie-Control GmbH von geringer Aussagekraft.

Die Eigenmittelquote der Energie-Control GmbH, ohne Berücksichtigung der Bilanzsummenverlängerung durch das Sondervermögen, bewegt sich im Vergleich zum Vorjahr mit rd. 56% auf unverändertem Niveau. Auch die Liquiditätssituation mit einer Working Capital Ratio von ungefähr 170% (fast 2-fache Überdeckung der kurzfristigen Passiva durch kurzfristige Aktiva) und keinen Bankverbindlichkeiten gestaltet sich im Vergleich zum Vorjahr (rd. 181%) als äußerst zufriedenstellend.

Die erwirtschafteten Zins- und Kapitalerträge weisen eine marktgerechte Entwicklung auf. Jedoch führt das durchgehend im Jahr 2010 tiefe Marktzinsniveau zu einer nochmaligen Reduktion der erwirtschafteten Zinserträge trotz annähernd gleicher im Vergleich zum Vorjahr ausgewiesener Liquiditätsbasis.

Die von der Energie-Control GmbH erwirtschafteten sonstigen Erträge in Höhe von rd. TEUR 444 (Vorjahr rd. TEUR 304) setzten sich im Wesentlichen aus Vortragshonoraren, Zuschüssen, Seminarbeiträgen, Forschungs- und Bildungsprämien, weiterverrechneten Kosten sowie Erträgen aus der Auflösung von Rückstellungen zusammen.

VORGÄNGE VON BESONDERER BEDEUTUNG NACH DEM SCHLUSS DES GESCHÄFTSJAHRES

Mit Ablauf des 2.3.2011 wird die Energie-Control GmbH im Wege der Gesamtrechtsnachfolge in die „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)“ umgewandelt und besteht von da an als diese weiter. Die E-Control ist vom Vorstand bis zum 31.3.2011 zur Eintragung in das Firmenbuch anzumelden. Die Geschäftsanteile an der Energie-Control GmbH gehen mit 31.12.2011 unter.

Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die zukünftige Regulierungsbehörde wird ein deutlich erweitertes Aufgabenspektrum haben, wobei unter anderem erweiterte Aufgaben in folgenden Bereichen verpflichtend wahrgenommen werden müssen: Preis-/Wettbewerbsaufsicht, Sicherstellung, dass alle Marktteilnehmer ihre Aufgaben erfüllen, Durchsetzung von Maßnahmen zur Wettbewerbsbelebung, Ausübung von Sanktionsmechanismen, verbessertes Monitoring, Durchführung von Branchenuntersuchungen und Einholung von Ad-Hoc-Auskünften. Damit einher geht ein Ausbau der personellen und finanziellen Ausstattung der Regulierungsbehörde.

Eine wesentliche Änderung in der Geschäftspolitik ist hingegen für die Zukunft nicht geplant oder ersichtlich, die die wirtschaftliche Situation und Entwicklung der Regulierungsbehörde in irgendeiner Form nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte. Eine finanzielle Mehrbelastung, sowohl einmaliger als auch dauerhafter Art, die sich aus einer Änderung der Rechtsform der Energie-Control GmbH oder aus neuen und erweiterten Aufgaben ergeben, ist durch die gesetzlichen Finanzierungsregeln auch zukünftig gedeckt. (Siehe Punkte 1. und 2.3.)

Risikoberichterstattung

ALLGEMEINE BESCHREIBUNG DER WESENTLICHEN RISIKEN UND UNGEWISSEITEN, DENEN DAS UNTERNEHMEN AUSGESETZT IST

Die Energie-Control GmbH ist aufgrund ihrer oben dargestellten Sonderfunktion unverändert keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produktionsrisiko ausgesetzt. Die Energie-Control GmbH hat wie bisher auch kein Gewinnstreben und daher schließen sich auch alle damit in Zusammenhang stehenden Risiken aus. Die Energie-Control GmbH steht als Regulierungsbehörde mit ihren Leistungen nicht im Wettbewerb zu Dritten, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben aus. Derzeit sind keine maßgeblichen Gesetzesänderungen, die die Aufgaben der Energie-Control GmbH im obigen Sinne anders bestimmen, absehbar. Da somit aus heutiger Sicht keine Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen erkennbar sind, sind folglich auch hieraus ableitbare Risiken als sehr gering einzustufen.



Die als Folge des Energie-Binnenmarktpakets resultierenden finanziellen Mehrbelastungen sind durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen gedeckt. Eine Änderung dieser Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko nach sich ziehen.

Wie in den Vorjahren besteht weiterhin für die Energie-Control GmbH kein Währungsrisiko, da annähernd sämtliche Geschäftsvorfälle in EURO abgewickelt werden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten zur Minimierung von Währungsrisiken.

Ebenso bestehen weiterhin kreditseitig keine Zinsänderungsrisiken für die Energie-Control GmbH, da weder Darlehens-, Finanzierungs- oder Leasingverträge abgeschlossen wurden, noch welche aus der Vergangenheit bestehen oder solche geplant sind. Veranlagungsseitig werden nur Geschäfte zu Festzinsvereinbarungen getätigt. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten zur Minimierung von Zinsänderungsrisiken

Das Finanzierungsrisiko der Energie-Control GmbH ist aufgrund gesetzlicher Regelungen gering. Die Energie-Control GmbH ist gemäß Energie-Regulierungsbehördengesetz berechtigt, zur Erfüllung ihrer den Elektrizitäts- und Erdgasmarkt betreffenden Aufgaben von Höchstspannungsnetzbetreibern bzw. Strom- und Gasregelzonenführern ein kostendeckendes Finanzierungsentgelt einzuheben. Die entsprechenden Vorschreibungen und Vorscheurechnungen wurden vom Aufsichtsrat genehmigt. Auch im Jahr 2010 verlief die Einhebung des Finanzierungsentgelts – wie in den Vorjahren – planmäßig. Somit ist auch das Ergebnis der Energie-Control GmbH von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Auch nach dem 2.3.2011, wenn die Energie-Control GmbH im Wege der Gesamtrechtsnachfolge in die neue Anstalt umgewandelt wird, ändert sich an der Risikostruktur nichts.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

Oberstes Ziel der Veranlagungsstrategie der Energie-Control GmbH ist es, in unveränderter Form Bonitätsrisiken weitestgehend zu minimieren, Währungsrisiken äußerst gering zu halten, Zinsänderungsrisiken zu vermeiden und keine Geschäfte zur Erzielung von Spekulationsgewinnen abzuschließen. Damit wird eine sichere treuhändische Verwaltung und Veranlagung der Gelder der Energie-Control GmbH gewährleistet und trotzdem die Erwirtschaftung attraktiver, sicherer Zinserträge ermöglicht.

Zu diesem Zweck wurde das im Jahr 2007 von der Energie-Control GmbH aufgebaute Risikomanagement für die Verwaltung und Veranlagung des Sondervermögens im Jahr 2010 über die ganze Periode hinweg vollumfänglich angewandt, um die Risiken, die sich durch die weiterhin weltumspannenden Verwerfungen an den Finanzmärkten ergeben, für die Energie-Control GmbH gering zu halten.

Die Anwendung konservativer Veranlagungsregeln wurde somit wiederholt auch im Jahr 2010 in einem Marktumfeld historisch niedriger Marktzinsen beibehalten. Die hohen Qualitätsanforderungen an Veranlagungsprodukte und zusätzliche Prüfungen und Kontrollen wurden ohne Änderungen fortgeschrieben, um eine konservative, sicherheitsorientierte Veranlagung zu gewährleisten. Wie in den Vorjahren galt ebenso der Ausschluss von Bankgeschäften, die die Substanz des Anlagebetrags gefährden können, das Verbot spekulativer Bankgeschäfte sowie das Verbot der Fremdmittelaufnahme, um Bankgeschäfte zu tätigen. Alle Geschäftsaktivitäten erfolgen nach dem Grundsatz maximaler Transparenz, sodass Veranlagungsentscheidungen von Einzelpersonen ausgeschlossen werden.

Da weiterhin nur Veranlagungsentscheidungen getroffen werden, die der äußerst risikoaversen Ausrichtung der Energie-Control GmbH entsprechen, ist auch das Ausfallrisiko betreffend Guthaben bei Banken- und Kreditinstituten als sehr gering anzusehen, da Vertragspartner der Energie-Control GmbH nur Banken- und Kreditinstitute mit entsprechender Bonität sind. Liquiditätsengpässe aufgrund von Kapitalbindungen sind durch den vorgeschriebenen, kurzen Veranlagungshorizont nahezu ausgeschlossen.

Aufgrund der Veranlagungsvolumina werden von den Bank- und Kreditinstituten weiterhin nur geringe Verrechnungsspesen angesetzt, andere bankübliche Konditionen entfallen. Die Energie-Control GmbH erhält für die Ausführung der Treuhandfunktion aus Erträgen des Sondervermögens wie in Vorjahren derzeit kein Entgelt. Somit wird der Wert des Sondervermögens nicht durch bankübliche Management- und Abwicklungsgebühren geschmälert, die anfallen würden, wäre ein Dritter mit der Verwaltung des Sondervermögens beauftragt.

Allfällige Personalrisiken wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit werden durch interne Maßnahmen, moderne Arbeitszeitmodelle, Mitarbeiterführung, Teilnahme an internationalen Projekten, aber auch durch die Durchführung von Trainee-Programmen und einem bereits im Jahr 2009 gestarteten Lehrlingsprogramm sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung eingegrenzt. Alle diese Maßnahmen wurden erfolgreich umgesetzt und tragen heute zu einer deutlich geringeren Fluktuation und Mitarbeiterbindung bei.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH DER IT

Die IT-Infrastruktur und die IT-Anwendungen der Energie-Control GmbH tragen wesentlich zur Effizienz, Ergebnisqualität und Umsetzungsgeschwindigkeit bei der Aufgabenerfüllung bei.

Da daher die Nicht-Funktionsfähigkeit oder auch nur eingeschränkte Funktionsfähigkeit von Teilen der IT-Infrastruktur oder der IT-Anwendungen auch weitreichende Folgen für die gesamte Energie-Control GmbH haben kann, wurde das IT-Risikomanagement bei der Energie-Control GmbH auch im Jahr 2010 weiterentwickelt und verbessert.



Im Jahr 2010 wurde erstmals das Ausfallrechenzentrum erfolgreich ganzjährig betrieben. Die Ausfallsicherheit und damit auch die Betriebssicherheit wurden auf einem hohen Niveau gehalten.

Service-Level-Agreements für die laufende Betreuung der IT-Infrastruktur zwischen der Energie-Control GmbH und ihren externen Servicepartnern und die Definition von Qualitätsklassen der Störungsbehebung tragen zu einer wesentlichen Steigerung der Ausfallsicherheit und, im Falle einer Störung der Systeme, zu einer deutlichen Verbesserung der Reaktionszeit bei. Da die Ansprüche an die Datensicherheit auf breiter Basis angestiegen sind und weiter steigen werden, wurden auch im Jahr 2010 die technischen Sicherungs- und Zugangssysteme ausgebaut und weiter verbessert.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Auch im Jahr 2010 entfiel wieder ein großer Arbeitsanteil auf die gutachterliche Sachverständigentätigkeit und auch die enge Zusammenarbeit mit nationalen und internationalen Universitäten und Experten bildete wieder einen Aufgabenschwerpunkt.

Die Energie-Control GmbH hat sich in den vergangenen 10 Jahren innerhalb der europäischen Energieregulatoren als „Thinktank“ etabliert. Dadurch ist es ihr möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen und damit einen wesentlichen Beitrag zur europäischen Strom- und Gasmartregulierung zu leisten. Zum wiederholten Male wurde die Energie-Control GmbH auch im Jahr 2010 in einer unabhängigen Studie der Universität Cambridge als eine der effizientesten Energie-Regulierungsbehörden bewertet.

Wien, am 28.1.2011

DI Walter Boltz
(Geschäftsführer)

Bestätigungsvermerk*

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Wir haben den beigefügten Jahresabschluss der Energie-Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung, Wien, für das Geschäftsjahr vom 1.1.2010 bis zum 31.12.2010 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft. Dieser Jahresabschluss umfasst die Bilanz zum 31.12.2010, die Gewinn- und Verlust-Rechnung für das am 31.12.2010 endende Geschäftsjahr sowie den Anhang.

Verantwortung des gesetzlichen Vertreters für den Jahresabschluss und für die Buchführung

Der gesetzliche Vertreter der Gesellschaft ist für die Buchführung sowie für die Aufstellung eines Jahresabschlusses verantwortlich, der ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften vermittelt. Diese Verantwortung beinhaltet: Gestaltung, Umsetzung und Aufrechterhaltung eines internen Kontrollsystems, soweit dieses für die Aufstellung des Jahresabschlusses und die Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft von Bedeutung ist, damit dieser frei von wesentlichen Fehldarstellungen ist, sei es auf Grund von beabsichtigten oder unbeabsichtigten Fehlern; die Auswahl und Anwendung geeigneter Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden; die Vornahme von Schätzungen, die unter Berücksichtigung der gegebenen Rahmenbedingungen angemessen erscheinen.

Verantwortung des Abschlussprüfers und Beschreibung von Art und Umfang der gesetzlichen Abschlussprüfung

Unsere Verantwortung besteht in der Abgabe eines Prüfungsurteils zu diesem Jahresabschluss auf der Grundlage unserer Prüfung. Wir haben unsere Prüfung unter Beachtung der in Österreich geltenden gesetzlichen Vorschriften und Grundsätze ordnungsgemäßer Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern, dass wir die Standesregeln einhalten und die Prüfung so planen und durchführen, dass wir uns mit hinreichender Sicherheit ein Urteil darüber bilden können, ob der Jahresabschluss frei von wesentlichen Fehldarstellungen ist.

Eine Prüfung beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Erlangung von Prüfungsnachweisen hinsichtlich der Beträge und sonstigen Angaben im Jahresabschluss. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemäßen Ermessen des Abschlussprüfers unter Berücksichtigung seiner Einschätzung des Risikos eines Auftretens wesentlicher Fehldarstellungen, sei es auf Grund von beabsichtigten oder unbeabsichtigten Fehlern. Bei der Vornahme dieser Risikoeinschätzung berücksichtigt der Abschlussprüfer das interne Kontrollsystem, soweit es für die Aufstellung des Jahresabschlusses und die Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Fi-

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



nanz- und Ertragslage der Gesellschaft von Bedeutung ist, um unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen geeignete Prüfungshandlungen festzulegen, nicht jedoch, um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit der internen Kontrollen der Gesellschaft abzugeben. Die Prüfung umfasst ferner die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden und der vom gesetzlichen Vertreter vorgenommenen wesentlichen Schätzungen sowie eine Würdigung der Gesamtaussage des Jahresabschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass wir ausreichende und geeignete Prüfungsnachweise erlangt haben, sodass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unser Prüfungsurteil darstellt.

Prüfungsurteil

Unsere Prüfung hat zu keinen Einwendungen geführt. Auf Grund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss nach unserer Beurteilung den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage der Gesellschaft zum 31.12.2010 sowie der Ertragslage der Gesellschaft für das Geschäftsjahr vom 1.1.2010 bis zum 31.12.2010 in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung.

AUSSAGEN ZUM LAGEBERICHT

Der Lagebericht ist auf Grund der gesetzlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob die sonstigen Angaben im Lagebericht nicht eine falsche Vorstellung von der Lage der Gesellschaft erwecken. Der Bestätigungsvermerk hat auch eine Aussage darüber zu enthalten, ob der Lagebericht mit dem Jahresabschluss in Einklang steht.

Der Lagebericht steht nach unserer Beurteilung in Einklang mit dem Jahresabschluss.

Wien, am 28.1.2011

Ernst & Young

Wirtschaftsprüfungsgesellschaft m.b.H.

Mag. Elfriede Baumann
Wirtschaftsprüferin

ppa. Mag. Heidemarie Kretschmer
Wirtschaftsprüferin



Verordnungen und Bescheide

der Energie-Control GmbH 2010 und der Energie-Control Kommission

Strom

VERORDNUNGEN DER ENERGIE-CONTROL KOMMISSION

Systemnutzungstarife-Verordnung 2010-Novelle 2011, SNT-VO 2010-Novelle 2011

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2010, SNT-VO 2010), geändert wird (SNT-VO 2010-Novelle 2011)

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL GMBH

Genehmigung allgemeiner Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle	1
Genehmigung allgemeiner Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators	1
Zulassung Bilanzgruppenverantwortliche gem. § 46 (5) EIWOG	8
Rückvergütung von Mehraufwendungen für Ökostrom gem. § 7 (1) Z 5 E-RBG	1.135
Stranded Costs	6

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL KOMMISSION

Genehmigung allgemeiner Bedingungen der Verteilnetzbetreiber gem. § 31 (1) EIWOG	4
Allgemeine Lieferbedingungen gem. § 16 (1) Z 3 E-RBG	1
Ausnahme von der Regulierung für grenzüberschreitende Stromleitungen gem. Art. 7 VO i.V.m. § 16 Abs. 1 Z 7 E-RBG	2
Netzzugangsverweigerungsverfahren gem. § 20 (2) EIWOG	1
Streitschlichtungsverfahren gem. § 21 (2) EIWOG	60
Berufungen	5

Gas

VERORDNUNGEN DER ENERGIE-CONTROL KOMMISSION

Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008-Novelle 2011 (GSNT-VO 2008-Novelle 2011)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008 (GSNT-VO 2008) geändert wird (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008-Novelle 2011, GSNT-VO 2008-Novelle 2011)

Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung-Novelle 2011 (SonT-GSNT-VO-Novelle 2011)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2007 geändert wird (SonT-GSNT-VO Novelle 2011)

Gas-Regelzonenführer-Verordnung-Novelle 2011 (Gas-RZF-VO-Novelle 2011)

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer geändert wird (Gas-RZF-VO-Novelle 2011)

Verordnung-Anlage 3 zum Gaswirtschaftsgesetz 2011

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Anlage 3 zum Gaswirtschaftsgesetz geändert wird

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL GMBH

Genehmigung allgemeiner Bedingungen der Bilanzgruppenverantwortlichen gem § 42b GWG	3
Zulassung Bilanzgruppenverantwortliche gem. § 42c GWG	3
Genehmigung allgemeiner Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators gem. § 33d GWG	1

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL KOMMISSION

Genehmigung allgemeiner Bedingungen der Verteilnetzbetreiber gem. § 26 (1) GWG	17
Genehmigung allgemeiner Bedingungen für die Durchführung grenzüberschreitender Transporte gem. § 31g (1) GWG	6
Genehmigung Langfristplanung Regelzonenführer gem. § 12e i.V.m. § 12b (1) Z 4 GWG	2
Streitschlichtungsverfahren gem. § 16 (1) E-RBG i.V.m. § 21 (2) GWG	1

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a,
A-1010 Wien, Tel.: +43 1 24 7 24-0, Fax: +43 1 24 7 24-900, E-Mail: office@e-control.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Walter Boltz, Geschäftsführer Energie-Control GmbH

Konzeption & Design: FABIAN Design und Werbe GmbH

Text: E-Control GmbH

Bildbearbeitung & Litho: Rotfilter GmbH

Druck: Stiepan & Partner Druck GmbH

© Energie-Control GmbH 2011

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

Redaktionsschluss: 31. 12. 2010
