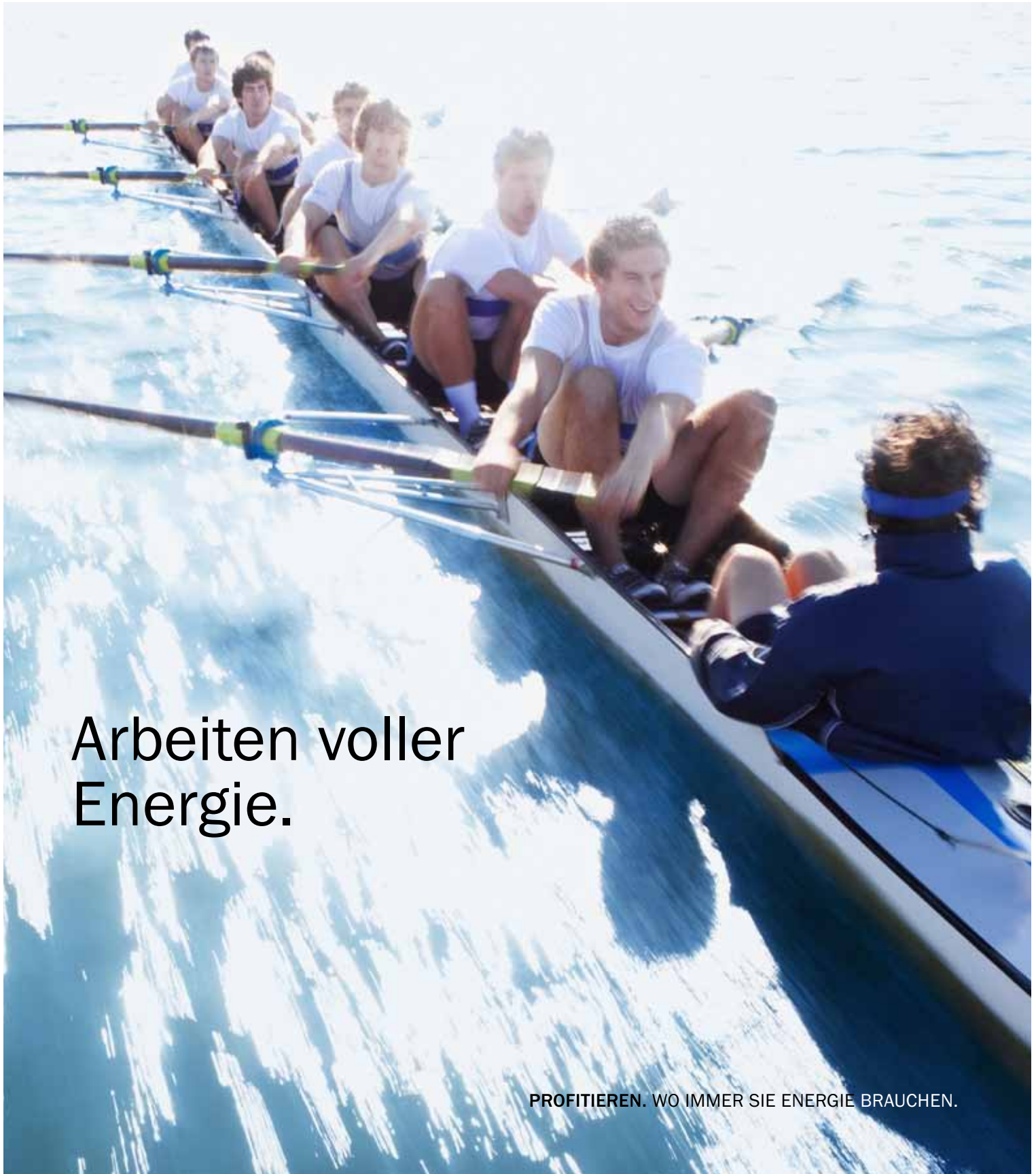




TÄTIGKEITSBERICHT 2011

E-CONTROL



Arbeiten voller
Energie.

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	4
----------------	----------

Einleitung

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2011	12
PREISENTWICKLUNG IN 2011	12
10 JAHRE LIBERALISIERUNG – RESÜMEE	14
ENTWICKLUNG DER RECHTLICHEN RAHMENBEDINGUNGEN	18
> Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und Gaswirtschaftsgesetz 2011	18
> E-Control-Gesetz	22
> Ökostromgesetz 2012	24
> Neue Verordnungen	25
ENTWICKLUNG DER NETZREGULIERUNG	30
ENDKUNDENAKTIVITÄTEN DER E-CONTROL 2011	34
SPRITPREISRECHNER	37
NACHHALTIGKEITSPROJEKT	38
INTERNATIONALE KOOPERATIONEN – ACER	44

Strom

ENTWICKLUNG AM ELEKTRIZITÄTSMARKT 2011	46
> Entwicklungen auf dem österreichischen Elektrizitätsmarkt	46
> Ökostrom	50
> Preisentwicklung am Großhandelsmarkt	59
> Preisentwicklung für Endkunden	61
AKTIVITÄTEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE – STROM	66
> Regulierung der Netze: Tarifierung Strom inkl. Tarifverfahren neu	66
> Investitionen österreichischer Strom- und Gasnetzbetreiber	68
> Grenzüberschreitende Lieferungen	71
> Strompreisvergleiche Industrie/Haushalte	72
> Entwicklung Regelenergiemarkt	74
> Aufsicht Regelzonenführer	75
> Aufsicht Verrechnungsstelle	75
> Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen	76
> Genehmigung Allgemeine Lieferbedingungen (Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie)	76
> Aufgaben aus der Energielenkung	77
> Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2010	78
> Langfristprognose	81
> Streitschlichtungsverfahren ECK – Strom	82
> Marktaufsicht Ökostrom/Ökostromdeckelung	83
> Stromkennzeichnungsbericht	85
> Aufsicht Handelsplätze (EPEX/EXAA)	87
> Neue Überwachungsaufgaben für E-Control im Strommarkt	92
> Internationale Mitarbeit in Strombereich	94

Gas

ENTWICKLUNG AM GASMARKT 2011	96
> Entwicklungen auf dem österreichischen Gasmarkt	96
> Preisentwicklung an Großhandelsmärkten	100
> Preisentwicklung für Endkunden	102

AKTIVITÄTEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE – GAS	107
> Regulierung der Netze: Tarifierung Gas	107
> Erdgaspreisvergleiche Industrie/Haushalte	111
> Grenzüberschreitende Lieferungen (Transit)	114
> Aufsicht Regelzonenführer (Langfristplanung)	115
> Aufsicht Clearingstellen	117
> Aufsicht Bilanzgruppenverantwortliche	117
> Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen	118
> Genehmigung Allgemeine Lieferbedingungen (Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas)	118
> Ausgleichsenergiemarkt	119
> Speichermarkt	122
> Aufgaben im Gasbereich aus Energielenkung	126
> Aufsicht Handelsplätze – CEGH	126
> Erweiterte Überwachungsaufgaben für E-Control im Gasmarkt	126
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	127

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

BERICHT UNBUNDLING STROM UND GAS	132
STATISTISCHE AUFGABEN	134
ENDKUNDENTHEMEN	135
> Versorger letzter Instanz/Mahnverfahren – neue Regelung	135
> Sonstige Entgelte – neue Regelung	136
> Endkundenaktivitäten in der E-Control	138
> Tätigkeit der Streitschlichtungsstelle	144
> Internationale Mitarbeit Endkundenthemen – Die Arbeit für Konsumenten im Rahmen von CEER	159
TWINNINGPROJEKTE DER E-CONTROL	162

Jahresabschluss der Energie-Control Austria 2011	164
---	------------



Vorwort



Dr. Reinhold Mitterlehner

Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend

MEHR WETTBEWERB UND TRANSPARENZ

Das Jahr 2011 hat sowohl für die österreichische Energiewirtschaft als auch für die Regulierungsbehörde im Strom- und Gasbereich eine Reihe von tiefgreifenden Neuerungen gebracht. Insbesondere haben wir auf Basis des Dritten EU-Energiebinnenmarktpakets die Unabhängigkeit der E-Control gestärkt und ihre Befugnisse als Anstalt öffentlichen Rechts ausgeweitet. Die Umsetzung der EU-Vorgaben beinhaltet zahlreiche Herausforderungen, die sich auf die Themen Wettbewerb, Versorgungssicherheit und Kundenrechte sowie auf die Einführung von intelligenten Messgeräten und Netzen konzentrieren.

Noch stärker in den Blickpunkt gerückt ist mit der Atomkatastrophe von Fukushima der Ökostrom-Ausbau. Durch das 2011 novellierte Ökostromgesetz setzen wir auf einen ambitionierten und zugleich effizienten Ausbau erneuerbarer Energien in Österreich. In Kombination mit einer verbesserten Energieeffizienz schaffen wir so die Basis dafür, dass Österreich bis zum Jahr 2014 bilanziell atomstromfrei wird. Angesichts der strengen Stromkennzeichnung können die heimischen Konsumenten über die Wahl des Lieferanten Einfluss nehmen und so den Markt entsprechend steuern.

Im Gasbereich wurde durch das mit Zweidrittel-Mehrheit beschlossene neue Gaswirtschaftsgesetz (GWG) unter anderem das „Entry-Exit-Modell“ eingeführt. Damit fallen die Tarife für die Nutzung des Gasnetzes transport- und streckenunabhängig sowie nur noch für die Ein- und Auspeisung im gesamten Fernleitungssystem an. Alle Gasmengen in und durch Österreich werden an einem virtuellen Punkt im Netz gehandelt, wodurch ein ungehinderter Gashandel im gesamten Netz möglich ist. Das führt in weiterer Folge zu mehr Wettbewerb und Liquidität im Sinne der Kunden. Zusätzlich kann Österreich so seine Drehscheibenfunktion am internationalen Gasmarkt ausbauen. Als Brückenenergieträger leistet Erdgas einen wichtigen Beitrag zur Absicherung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien und für die Versorgungssicherheit insgesamt. In diesem Bereich erfüllt insbesondere die E-Control umfangreiche Aufgaben und nimmt in Kooperation mit der Energiebranche und anderen Stakeholdern regelmäßig Evaluierungen vor.

Weiter gestärkt worden sind auch die Rechte von Haushalten und Gewerbebetrieben bei der Strom- und Gasversorgung. Derzeit gilt beim Lieferantenwechsel eine Drei-Wochen-Frist, vorher durfte dieser Wechsel bis zu acht Wochen dauern. Unser Ziel ist es, dass die Konsumenten von ihren Wechselmöglichkeiten stärker Gebrauch machen und damit nicht nur bares Geld sparen, sondern auch den Wettbewerb am Strom- und Gasmarkt ankurbeln. Dazu trägt auch die Verpflichtung bei, dass auf Rechnungen und Werbematerial zusätzliche Informationen über Tarife und Primärenergieträger aufscheinen müssen.

Mit dem im Auftrag des Wirtschaftsministeriums entwickelten Spritpreisrechner ist die E-Control seit August 2011 auch im Treibstoffsektor aktiv, um den Wettbewerb und die Transparenz am Treibstoffmarkt weiter zu erhöhen. Täglich informieren sich tausende Autofahrer über die günstigsten Tankmöglichkeiten in ihrer Umgebung.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht 2011 stellt die umfangreichen Aufgaben und Arbeitsschwerpunkte der neu ausgerichteten E-Control dar. Unverzichtbar sind auch die zahlreichen Zahlen, Daten und Fakten zur Energiewirtschaft. In diesem Sinne danke ich allen Beschäftigten sowie insbesondere den beiden Vorständen der E-Control für ihre wertvolle Arbeit und wünsche ihnen weiterhin viel Erfolg.



Dr. Reinhold Mitterlehner



o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß
Generaldirektor für Wettbewerb a. D.

Die seit 23. Februar 2001 bestehende Energie-Control Austria ist seit 3. März 2011 keine Gesellschaft mit beschränkter Haftung mehr, sondern sie ist eine Anstalt öffentlichen Rechts. Sie ist – den neuen europarechtlichen Vorgaben entsprechend – die nunmehr einzige und zentrale nationale Regulierungsbehörde für die österreichische Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft. Als solche wird sie – teils hoheitlich, teils nichthoheitlich – durch drei Organe (Vorstand, Regulierungskommission und Aufsichtsrat) tätig.

Nicht bloß relativ weitreichende organisatorische – teilweise auch personelle – Veränderungen in den Organen haben das Jahr 2011 durchaus zu einem „spannenden“ gemacht, sondern auch zahlreiche zusätzliche – meist ebenfalls europarechtlich vorgegebene – Aufgaben der Energie-Control Austria. Laufend „lebhafter“ werdende Entwicklungen des Marktes haben dann noch das Übrige dazugetan.

Als Vorsitzender des – nunmehr auf Vorschlag des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend von der Bundesregierung bestellten – Aufsichtsrates freue ich mich, sagen zu können: Die Zusammenarbeit mit unserem „Energieminister“, Dr. Reinhold Mitterlehner, und seinem Team, mit dem (nunmehr zweiköpfigen) Vorstand und seinem Team sowie mit den Betriebsratsvertretern und mit meinen Kolleginnen und Kollegen im Aufsichtsrat ist immer eine konstruktive und fruchtbringende gewesen. Ich möchte mich dafür ausdrücklich sehr bedanken.



Zum Abschluss noch ein Wort: Ein „Regulator“ kann zwar selbstverständlich – wenn er seine Aufgaben erfüllen will – nicht „Everybody’s Darling“ sein; es geht schließlich immer wieder um handfeste Interessen beteiligter Verkehrskreise, und solche Interessen können gelegentlich durchaus recht kontrovers sein. Ich bin aber davon überzeugt, dass auch weiterhin alle Organe der Energie-Control Austria immer um Lösungen bemüht sein werden, die sowohl rechtmäßig als auch in der Sache verhältnismäßig sind.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Barfuß', is positioned below the text. The signature is fluid and cursive.

o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß



DI Walter Boltz

Vorstand der Energie-Control Austria

Das vergangene Jahr war nicht nur für die E-Control, sondern für die gesamte nationale und internationale Energiebranche eines der arbeits- und ereignisreichsten Jahre seit langer Zeit. Die E-Control wurde 2011 zehn Jahre nach ihrer Gründung organisatorisch neu aufgestellt und nimmt jetzt erweiterte Aufgaben mit neuen Kompetenzen wahr.

Die AKW-Katastrophe in Japan gab der Diskussion über die Energieversorgung der Zukunft neue Aktualität und Dringlichkeit. 2011 wurde allen Interessierten damit auch sehr klar vor Augen geführt, dass die Herausforderungen des Aufbaus einer sicheren und leistbaren Energieversorgung in Österreich nur in einem integrierten europäischen Modell gelöst werden können. Die Umsetzung des 3. EU-Pakets und die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes zählten und zählen für die E-Control zu den wichtigsten Themen, auch im kommenden Jahr. Wir werden uns auch 2012 intensiv auf EU-Ebene und in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) engagieren.

Besonders im Fokus hatten wir 2011 die Bereiche Erhöhung der Transparenz und Stärkung der Konsumentenrechte – Bereiche, die uns auch im Jahr 2012 weiter intensiv beschäftigen werden. In der E-Control wurden neue Online-Services, wie der KMU-Energiepreis-Check implementiert. Wir haben darauf hingearbeitet, dass die Konsumentinnen und Konsumenten ihre Rechte noch stärker wahrnehmen und die Möglichkeiten des freien Marktes nutzen. Dieser Aufgabe werden wir uns natürlich auch im kommenden Jahr weiterhin annehmen und entsprechende Schwerpunkte setzen.

Sehr arbeitsintensiv sind unsere Aktivitäten im Bereich des Gaswirtschaftsgesetzes und der EU-Verordnung über „Integrität und Transparenz des Energiemarktes“ (REMIT) gewesen.



Einen wichtigen Punkt haben wir im vergangenen Jahr im Bereich *Smart Meter* gesetzt. Der Verordnung über die technischen Mindestanforderungen im Oktober 2011 gingen zahlreiche Informationsaktivitäten und Diskussionsveranstaltungen voraus. 2012 wird ein entscheidendes Jahr für den weiteren Roll-out werden, wir werden uns des Themas sehr intensiv annehmen, da wir davon überzeugt sind, dass *Smart Meter* ein essentieller Bestandteil der Energiezukunft sein werden.

Wir sind den Weg im vergangenen Jahr über weite Strecken mit der Branche und anderen Akteuren gemeinsam gegangen und haben mehrere richtungsweisende Weichenstellungen für die Zukunft des österreichischen und europäischen Energiemarktes vorgenommen. Der Weg in die Zukunft führt über Energieeffizienz und eine substanzielle Diskussion über die Finanzierung von Produktion und Übertragung.

Ich möchte mich an dieser Stelle bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, bei unseren Partnern, Wegbegleitern und der Branche für das Engagement und die Zusammenarbeit bedanken.

Wir haben ein spannendes und arbeitsintensives Jahr vor uns. Ich freue mich schon auf die gemeinsame Bewältigung.

Walter Boltz

DI Walter Boltz



Mag. (FH) Martin Graf
Vorstand der Energie-Control Austria

Der vorliegende Jahresbericht ist der erste, den ich in meiner neuen Funktion als Vorstand der E-Control mitverfasst habe. Deshalb ist es mir auch gleich zu Beginn ein besonderes Anliegen, mich bei allen zu bedanken, die mich in meinem ersten Jahr an der Spitze der Regulierungsbehörde begleitet und unterstützt haben.

2011 war ein Jahr mit sehr vielen Herausforderungen, aber am Ende können wir eine erfolgreiche Bilanz ziehen. Wir haben viele Projekte auf den Weg gebracht, intensive Verhandlungen geführt und wichtige Weichenstellungen vorgenommen. Es war ein ereignisreiches Jahr für die österreichische Energiewirtschaft: Von vielen Seiten wurde sehr intensiv über erneuerbare Energien diskutiert – und die E-Control war als Dialogpartner ein wichtiger Ansprechpartner für unterschiedliche Interessengruppen. Ein wichtiger Schritt, die Herkunft von Strom künftig für Konsumenten transparenter zu machen, war die Arbeit an der neuen Stromkennzeichnungsverordnung. Im September 2011 ist diese Verordnung in Kraft getreten, die sich durch strenge Bestimmungen zur Ausstellung und Verwendung von Herkunftsnachweisen auszeichnet. Die Bestimmungen zur Ausgestaltung der Stromkennzeichnung wurden mit 1. Jänner 2012 rechtlich verbindlich.

Ein Meilenstein 2011 war auch das Ökostromgesetz, das uns intensiv beschäftigte. Es war ein richtungsweisender Schritt für die Energieversorgung der Zukunft. Es gelang, einen tragfähigen Konsens zu erreichen, für uns war die Kostenfrage ein wesentlicher Faktor. Der Ausbau von Ökostrom erfordert auch Anpassungen und Investitionen in die Infrastruktur, um einzelne Herausforderungen wie den Leitungsausbau voranzutreiben oder dezentrale Erzeugungseinheiten in die Stromversorgung integrieren zu können. Ein rascher Ausbau der Netze und die Möglichkeit von dezentralen Eigenversorgungen werden künftig noch wichtiger werden.



Im Oktober 2011 legte die EU-Kommission mit einem Legislativvorschlag zum Infrastrukturpaket einen wichtigen Meilenstein dazu: Das europäische Infrastrukturpaket ist ein Schritt zur weiteren Entwicklung des Energiebinnenmarktes, zur Stärkung der Versorgungssicherheit und zur nachhaltigen Integration der erneuerbaren Energieträger. Im Sommer 2012 soll das Paket von der Europäischen Union beschlossen werden. Wir werden uns dieses Themas sehr intensiv annehmen.

Für eine nachhaltige Energieversorgung ist die Stabilisierung des Energieverbrauchs unerlässlich. Wir werden uns 2012 dem Thema Energieeffizienz noch stärker widmen und uns in die Diskussion einbringen.

Bereits eingeleitet und 2012 fortgeführt werden die Verhandlungen über die nächste Regulierungsperiode ab 2014. Hier werden wir uns um einen tragfähigen Kompromiss bemühen, aber auch darauf achten, dass sich die Mehrbelastungen für die Endkunden auf einem vertretbaren Niveau befinden.

2012 wird ein spannendes Jahr. Und ein entscheidendes Jahr für die Energiewirtschaft. Ich freue mich, die kommenden Herausforderungen gemeinsam mit dem Team der E-Control zu meistern und bedanke mich nochmals bei allen, die den Weg in Zukunft mit uns beschreiten.

Mag. (FH) Martin Graf

Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2011

Preisentwicklung in 2011

STROM

Die Preise an der deutschen und österreichischen Strombörse (Spotmarkt) verzeichneten im Jahr 2011 eine relativ moderate Entwicklung. Grund waren gegensätzliche Impulse, welche gleichzeitig für preissenkende und -treibende Stimmung sorgten. Einerseits gab es an den internationalen Energiemärkten, allen voran am Erdölmarkt, Preissteigerungen, andererseits wurde im ersten Quartal 2011 die Preiserwartung an den Strommärkten durch die gute Versorgungslage und Kraftwerksverfügbarkeit gedämpft. Ende März 2011 sorgten dann die Kraftwerksabschaltungen durch die Wende in der deutschen Energiepolitik für einen Preisanstieg im Frühjahr. Zum Sommer hin fielen die Preise im Day-ahead-Markt wieder recht deutlich, während im Herbst kein eindeutiger Trend auszumachen war. Vergleicht man daher die Terminmarktpreise des 2011-Jahreskontrakts mit den Spotmarktpreisen des Jahres 2011, so ist der Unterschied relativ gering. Die gemischte Stimmung sorgte also dafür, dass die Day-ahead-Base-Preise im Jahresdurchschnitt beinahe identisch mit den Base Futures 2011 (im Durchschnitt der Handelsperiode 2009–2010) waren.

Am Terminmarkt sorgten im ersten Halbjahr einerseits die preistreiberischen Tendenzen im Gasmarkt, aber vor allem das deutsche Atomkraft-Moratorium für einen deutlichen Preissprung gegen Ende des ersten Quartals 2011. Eine treibende Kraft für Preisänderungen am Strom-Futuresmarkt war Anfang 2011 auch der CO₂-Markt. Nach kurzem Aufschwung zu Jahresanfang brach der Markt für CO₂-Zertifikate mit Ende des 2. Quartals komplett ein. Grund dafür waren Meldungen zum hohen Überschuss an Zertifikaten und die Erwartung, dass dies (auch aufgrund geplanter Effizienzsteigerungsbestrebungen auf EU-Ebene) weiterhin, zumindest bis zum Ende der 2. Phase des EU-ETS, bestehen wird.

Aufgrund dieser Entwicklung, den im Jahresverlauf stärker werdenden Rezessionsängsten und der aufgrund der milden Temperaturen entspannten Lage am Gasmarkt verloren die Stromfutures im zweiten Halbjahr 2011 deutlich an Fahrt. Ab Herbst sorgte die wirtschaftliche Lage an den meisten Energiemärkten für eine bearische Stimmung im Terminmarkt. Am stärksten zeichnete sich dies wieder bei den CO₂-Zertifikatspreisen am Terminmarkt ab. Auch in der zweiten Jahreshälfte senkten die neuerlichen Rezessionsängste die zu erwartende zukünftige Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten. Vor allem im Industriebereich wird für das Jahr 2012 ein Zertifikatsüberschuss erwartet, der folglich auch die Preise dämpfen würde. Neben den CO₂-Preisen hatten auch die Finanzkrise und die relativ günstigen Kohlepreise gegen Ende des Jahres bei den Stromfutures einen preissenkenden Effekt.

Das Durchschnittsniveau der Haushaltskundenpreise im Strommarkt blieb dagegen fast unverändert. Die geringe Senkung Anfang des Jahres ist auf die Netztarifsenkungen zurückzuführen und wurde gefolgt von einem leichten Anstieg, der sich aus den Preiserhö-

hungen einiger Lieferanten ergab. Bei den Industriekundenpreisen ist dagegen in 2011 ein geringfügiges Sinken festzustellen. Primärer Einflussfaktor für die Industriestrompreise ist die Entwicklung der Großhandelspreise, die zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließen.

GAS

Durch die Volksaufstände in Ägypten und in Libyen sowie das Erdbeben in Japan und seine Folgen sind die Ölpreise in der ersten drei Monaten 2011 deutlich gestiegen. Die Gaspreise in den langfristigen Verträgen in Kontinentaleuropa haben sich aufgrund der weiterhin dominierenden Preisanbindung an den Ölpreis in 2011 weiter erhöht. Insgesamt haben die Unsicherheiten über die Entwicklung in Libyen und in Japan zu einem Preisanstieg an den Hubs geführt, der aber eher psychologisch begründet war. Zunächst starke Auswirkungen hatte das Erdbeben in Japan, da erwartet wurde, dass mehr LNG nach Japan fließen wird, um die Ausfälle der Kernkraftwerke mit Stromerzeugung in Gaskraftwerken zu kompensieren. Da die LNG-Lieferungen nach Großbritannien zumeist aus Spotverkäufen basieren, wurden für den NBP die deutlichsten Preisauswirkungen erwartet. Ab 21. März war daher schon wieder eine Preissenkungstendenz zu erkennen. Seit Anfang August sind dann die Spotpreise wieder deutlich angestiegen – bis zu Euro 4,-/MWh, allerdings nicht begründet durch Fundamentaldaten des Gasmarktes, sondern durch die Krise an den Finanzmärkten. Im September war die Verbindung zwischen Großbritannien und Belgien (Interconnector) aufgrund geplanter Wartungsarbeiten unterbrochen. Dies hatte keine deutlichen Ausschläge zur Folge, aber nach der Wiedereröffnung sind die Preise massiv eingebrochen. Die Terminpreise (Month ahead) waren im März niedriger als die Spotpreise aufgrund der aktuellen Ereignisse in Japan zu dieser Zeit. Ähnliches wiederholte sich im August/September 2011.

Die Importpreise, die zum größten Teil an den Preisen in den langfristigen Verträgen und damit an die Ölpreisentwicklung gekoppelt sind, sind 2011 durchgehend gestiegen und liegen nach wie vor über dem Spotpreinsniveau.

2010 war der Spotpreis am CEGH durchschnittlich um Euro 4,37/MWh günstiger als die Importpreise nach Österreich. Nur im Dezember 2010 war er zeitweise höher als der Importpreis. Auch in 2011 hielt diese Entwicklung an: Von Januar bis September 2011 war der Importpreis im Durchschnitt um Euro 3,-/MWh höher. Der auch 2011 weiterhin bestehende Preisabstand zwischen Gaspreisen in den langfristigen, größtenteils ölindezierten Verträgen und den Hubpreisen hat zu einer anhaltenden Diskussion der Vertragsbestandteile der langfristigen Verträge geführt. Die europäischen Importeure sind in Verhandlungen mit allen Produzenten über flexiblere Vertragsgestaltung, teilweise wurden auch Schiedsverfahren eingeleitet.

Nach Angaben der Gazprom soll Eon Ruhrgas um eine 100%-Indexierung der Gaspreise in den Langfristverträgen an den Spotpreisen angefragt haben.¹ Dies wurde jedoch von Gazprom Export bisher abgelehnt, die Vertragspartner führen ein Schiedsverfahren.

Im Januar 2012 hat sich Gazprom Export mit einigen Kunden auf Preissenkungen geeinigt, darunter auch mit Econgas. Ob diese Preissenkungen auch an Endkunden weitergegeben werden, wird sich in den nächsten Monaten zeigen.

Die Preise für Haushaltskunden sind im ersten Halbjahr 2011 wieder im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gestiegen.² Von Seiten der Lieferanten kam es im Jahr 2011 zu einigen deutlichen Preiserhöhungen. Auch die Preise für Industriekunden sind 2011 gestiegen, wie die Industriegaspreiserhebung der E-Control zeigt.

10 Jahre Liberalisierung – Resümee

Die Voll liberalisierung des Strommarktes feierte im Oktober 2011 ihren 10. Jahrestag. Auf die ersten Liberalisierungsrechtsakte 1997 bzw. 1998 folgten in den Jahren 2003 bis 2005 zwei weitere Richtlinien, den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt betreffend, sowie Verordnungen über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Strom- und Gashandel. 2009 wurde schließlich das dritte Liberalisierungspaket erlassen, das zusätzlich zu den Änderungen der bereits bestehenden Rechtsakte per Verordnung die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gründete. Gleichzeitig mit der Anzahl der Energiebinnenmarktrechtsakte stiegen sowohl Regulierungsgrad als auch -tiefe der einzelnen Themengebiete. In den Liberalisierungsrechtsakten der Europäischen Union haben sich vier wesentliche Elemente der Regulierung des Europäischen Energiebinnenmarktes herausgebildet: (1) Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen, (2) Netzzugang für Dritte, (3) grenzüberschreitender Handel und (4) ein institutionelles Netzwerk von Regulierungs- und Kontrollinstanzen.

Spiegelbildlich entwickelte sich auf Grund der Verpflichtungen, die als EU-Mitglied zu beachten sind, auch der Energiemarkt in Österreich, wobei bereits das erste Energieliberalisierungsgesetz weit über die europarechtlichen Vorgaben der ersten Energiebinnenmarkt richtlinie hinausging. Die Öffnung des Energiemarktes wurde in Österreich schneller umgesetzt, als dies durch die europäischen Richtlinien vorgesehen war. Die vollständige Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes zum 1. Oktober 2001 ermöglicht allen Stromkunden die freie Wahl ihres Lieferanten; Gaskunden konnten ein Jahr später, ab dem 1. Oktober 2002, ihren Lieferanten frei wählen. Die meisten Bestimmungen des europäischen Regelwerks wurden im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz bzw. dem Gaswirtschaftsgesetz umgesetzt. In einigen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft werden

¹ Vgl. ESGM, 21.2.2011

² Vgl. www.e-control.at, Marktstatistik



auf Bundesebene aufgrund kompetenzrechtlicher Vorgaben nur Grundsatzbestimmungen erlassen, die von den Bundesländern in ihren relevanten Gesetzen ausgestaltet werden. Im Zuge dieser geänderten Rahmenbedingungen wurde die Überwachung des Strom- und Gasmarktes der E-Control übertragen (Energie-Regulierungsbehördengesetz 2000). Damit hat die Behörde sowohl die Funktion des Marktes und somit des Wettbewerbsbereichs zu beobachten als auch den Bereich des natürlichen Monopols (Netzbereich) zu überwachen.

In den letzten zehn Jahren konnten die Netztarife deutlich gesenkt werden. Doch die Zielsetzung der E-Control im Rahmen der Netzregulierung umfasst(e) noch andere, wesentliche Punkte. So steht neben einer Effizienzsteigerung bei den Netzbetreibern und Kosteneinsparungen für die Konsumenten auch die Schaffung eines verlässlichen Systems im Vordergrund, das Investitionen ermöglicht und ein Klima der Planungssicherheit begünstigt. Dazu wurden sowohl für die Strom- als auch die Gasverteilnetze langfristige Regulierungsregime implementiert. Im Gasbereich wird es durch die Umsetzung des 3. Pakets und der damit verbundenen Einführung des Entry-Exit-Systems für Fernleitungsnetze zu einer Änderung bei der Systematik der Gastariffestsetzung kommen. Insgesamt wurden die Netzkosten sowohl im Strom- als auch Gasbereich seit Beginn der Liberalisierung bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit massiv gesenkt. Für die Netzkunden ist es so zu Einsparungen bei den Netztarifen von rund 640 Millionen Euro gekommen.

Strukturelle Gegebenheiten bremsen Wettbewerb

Auf den Großhandelsmärkten hat sich trotz struktureller Mängel wie der Marktkonzentration im Bereich der Stromerzeugung oder Gasproduktion zumindest in Teilbereichen ein liquider Markt entwickelt; im Gasbereich, traditionell von langfristigen ölpreisindizierten Verträgen dominiert, ist dies zunehmend der Fall. Andererseits hat gerade dieser Zuwachs an Handelsaktivität dafür gesorgt, dass bestehende Handelsbarrieren wie zum Beispiel die mangelnde Harmonisierung bei der Vergabe von Transportkapazitäten (Gas) oder Grenzkapazitäten (Strom) umso stärker in den Vordergrund treten. Ebenso wurde erst durch den Erfolg der Börsen und Handelsplätze sowie die verstärkte Europäisierung im Energiehandel die Notwendigkeit erkannt, einheitliche Regeln einzuführen, die einen transparenten und fairen Großhandelsmarkt schaffen; ein Prozess, der in vielerlei Hinsicht noch am Beginn steht. Die vielseitigen, wenn auch nicht in jedem Aspekt unproblematischen Entwicklungen an den Großhandelsmärkten stehen im starken Gegensatz zu der schleppenden Situation an den Endkundenmärkten in Österreich. Die Wechselraten in Österreich sind gering, und vor allem im Kleinkundensegment dominieren die eingesessenen Unternehmen den Markt, neue Anbieter kamen nur in sehr überschaubarem Ausmaß und vor allem im Großkundensegment hinzu.

Die positiven Veränderungen auf den Großhandelsmärkten konnten aber nicht durchgängig auf die nachfolgenden Märkte durchschlagen: Die österreichische Strom- und Gaswirtschaft ist nach wie vor geprägt durch den hohen Anteil öffentlichen Eigentums und starker vertikaler und horizontaler Verflechtungen untereinander. Der Großteil der Unternehmen ist direkt oder indirekt an anderen Marktteilnehmern eigentumsrechtlich beteiligt. Ein wesentlicher Wandel der Beteiligung der öffentlichen Hand und eine Verminderung der eigentumsrechtlichen Verflechtungen waren in den letzten zehn Jahren nicht zu beobachten.

Dagegen haben Zusammenschlüsse die Möglichkeiten für die Entfaltung des Wettbewerbs wesentlich beschränkt: Horizontale Zusammenschlüsse zwischen Endkundenanbietern reduzierten die Zahl der Anbieter deutlich, der erwartete Markteinstieg neuer Anbieter und dadurch eine Zunahme der Wettbewerbsintensität, der Argument für die wettbewerbsrechtliche Genehmigung war, ist auf der anderen Seite jedoch ausgeblieben.

Der Preis für Haushalts- und Kleingewerbekunden ist somit weiterhin ein „politischer“, er wird nicht ausreichend vom Wettbewerb bestimmt. Ein wesentlicher „Liberalisierungseffekt“ ist daher für diese Kunden bisher von Netztarifsenkungen ausgegangen. Ein Teil des Gewinnes für die Endkunden wurde aber durch die Erhöhung der Energieabgabe an den Staat umgeleitet. Bei elektrischer Energie hat dies bei den Haushalten etwa die Hälfte, bei Erdgas etwa zwei Drittel des Liberalisierungsgewinnes betroffen. Insgesamt haben die steuerlichen Maßnahmen (Erhöhung der Energieabgaben für Strom und Gas) anlässlich der Voll liberalisierung etwa 300 Mio. Euro/Jahr von den Endkunden zum Staatshaushalt umgeschichtet.

Trotz dieser Bedingungen haben Endkunden von der Liberalisierung profitiert. Volkswirtschaftlich gesehen, haben sich die Reformen positiv ausgewirkt. Nach einer umfassenden Analyse und Berechnungen von Kratena (2011) wäre das Bruttoinlandsprodukt um etwa 1% niedriger, wenn es keine Liberalisierung gegeben hätte. Dies entspricht etwa knapp 3 Mrd. Euro an österreichischer Wertschöpfung (Gewinne und Gehälter), die ohne Liberalisierung nicht erwirtschaftet worden wären. Die Konsumausgaben wären um knapp 500 Mio. Euro niedriger. Zusätzlich gäbe es um etwa 3.000 Beschäftigte weniger in Österreich. Der Verlust an etwa 5.000 Arbeitskräften in der E-Wirtschaft wird durch den Gewinn von etwa 8.000 Arbeitskräften in anderen Wirtschaftssektoren mehr als kompensiert. Die Effizienzgewinne in der Energiewirtschaft haben also unter dem Strich zu Einkommensgewinnen in Österreich geführt. Auch die Endkunden konnten an den Einkommensgewinnen teilhaben: Von 2001 bis 2009 haben sie nach Berechnungen von Kratena (2011) insgesamt etwa 10 Mrd. Euro geringere Strompreise und um 1,3 Mrd. Euro geringere Gaspreise als in einem Szenario ohne Liberalisierung gezahlt.



Österreich hat in weiten Teilen durchaus eine gute Figur gemacht. Das Aufsetzen der Marktregeln und die Implementierung in den Unternehmen konnten rechtzeitig erfolgen, um allen österreichischen Haushalten den Zugang zum liberalisierten Markt zu gewährleisten. Anders als in vielen anderen Mitgliedstaaten erfolgte dieser Systemwechsel im Wesentlichen auch ohne Friktionen – mehr noch, Österreich ist das einzige Land, in dem die Vollliberalisierung ohne jegliche technische oder organisatorische Probleme erfolgt ist. Dies wurde aber teilweise damit „erkauft“, dass Marktprozesse zeitlich sehr großzügig ausgelegt wurden und sich auch auf die Netzbetreiber fokussierten. Viele der Diskussionen und Systemänderungen der letzten 10 Jahre sind mit dieser ursprünglichen Entscheidung erklärbar, da sie versuchten, die Prozesse im Sinne des Wettbewerbs und Hand in Hand mit dessen Entwicklung allmählich anzupassen, aber die Netzbetreiber als Hauptakteure dabei nicht immer und unbedingt das größte Interesse an der Veränderung haben. Diese Zentriertheit auf die Netzbetreiber erklärt auch deren besondere Rolle, aber auch die Fokussierung der Regulierungsbehörde auf deren Unabhängigkeit.

Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTS- UND -ORGANISATIONSGESETZ 2010 UND GASWIRTSCHAFTSGESETZ 2011

Allgemeines

Am 3. März 2011 trat das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)³ in Kraft. Seit 22. November 2011 ist auch das Gaswirtschaftsgesetz als Neuerlassung in Form des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011)⁴ in Kraft. Die Stammfassungen beider Gesetze⁵ aus dem Jahr 2000 wurden dadurch abgelöst. Mit diesen Neuerlassungen wurde das österreichische Energieregulierungsrecht an die Vorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets, insbesondere der dritten Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EBMRL)⁶ bzw. der dritten Erdgasbinnenmarktrichtlinie (GBMRL)⁷, angepasst.

Wie auch schon sein Vorgänger enthält das EIWOG 2010 aus kompetenzrechtlichen Gründen zahlreiche Verfassungs- und Grundsatzbestimmungen, wobei letztere in den jeweiligen Ausführungsgesetzen der Bundesländer bis zum 24. Juni 2011 umzusetzen waren.

Die größten Änderungen finden sich in beiden Gesetzen in den Bereichen Entflechtung, Systemnutzungsentgelte und Konsumentenrechte. Im GWG 2011 wurden zusätzlich noch wesentlichen Änderungen am bisher bestehenden Marktmodell vorgenommen.

Entflechtung

Das dritte Energiebinnenmarktpaket brachte unter anderem auch weitreichende Verschärfungen der Entflechtungsregeln mit sich; wobei für Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber strengere Vorschriften als für Verteilernetzbetreiber gelten. Diese europarechtlichen Vorgaben wurden im EIWOG 2010 und im GWG 2011 umgesetzt.

Für Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber stehen jetzt vier gleichwertige Entflechtungsmodelle zur Verfügung: die eigentumsrechtliche Entflechtung, der unabhängige Netzbetreiber (ISO), der unabhängige Übertragungsnetzbetreiber (ITO) und die wirksamere Unabhängigkeit als jene des ITO-Modells (ITO+).

³ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010) BGBl I Nr 110/2010.

⁴ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011) BGBl I Nr 107/2011.

⁵ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOG) und Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz – GWG), beide BGBl I Nr 143/1998.

⁶ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABI L 211/55.

⁷ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, ABI L 211/94.



Die eigentumsrechtliche Entflechtung bedeutet tiefgreifende strukturelle Änderungen; die Netzgesellschaft, die nunmehr zivilrechtlicher Eigentümer des Übertragungsnetzes sein muss, muss aus dem Konzern ausgegliedert werden. Beim ISO-Modell lagert dagegen der Netzeigentümer den Betrieb an den unabhängigen Netzbetreiber (ISO) aus. Die Option ITO ist dagegen „nur“ als Weiterentwicklung der Entflechtung von Verteilernetzbetreibern zu sehen: Der Netzbetreiber darf zwar im gesellschaftsrechtlichen Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens verbleiben, muss gleichzeitig aber strenge und umfassende Unabhängigkeitsvorschriften erfüllen. Während eine eigentumsrechtliche Entflechtung immer möglich ist, sind die Optionen ISO, ITO oder ITO+ nur dann erlaubt, wenn das Netz am 3. September 2009 im Eigentum eines vertikal integrierten Unternehmens gestanden ist.

Die Regulierungsbehörde hat einen Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber – unter Einbeziehung der Europäischen Kommission – mittels Bescheid zu zertifizieren, sofern die Vorgaben des jeweiligen Entflechtungsmodells dafür vorliegen.

Bei den Verteilernetzbetreibern bleibt es bei der gesellschaftsrechtlichen und organisatorischen Entflechtung, wobei klargestellt wurde, dass es dem Verteilernetzbetreiber auf Grund seiner Ressourcenausstattung möglich sein muss, alle ihm übertragenen Aufgaben zu erfüllen.

Systemnutzungsentgelte

Neben der begrifflichen Änderung von Systemnutzungstarifen zu Systemnutzungsentgelten wurden die sie betreffenden Bestimmungen in beiden Gesetzen inhaltlich konkretisiert und erweitert. Gleichzeitig wurde ein zweistufiges Verwaltungsverfahren eingerichtet, das für die Kostenfestsetzung Bescheidform verlangt und die Festlegung der Systemnutzungsentgelte weiterhin in Verordnungsform vorsieht. Die so genannten Kostenbescheide werden in erster Instanz vom Vorstand der E-Control erlassen, als Rechtsmittel ist eine Beschwerde an die Regulierungskommission vorgesehen. Sie ist es auch, die – basierend auf den in erster Instanz festgestellten Kostenbasen – die Systemnutzungsentgelte per Verordnung festlegt. Diese Zweiteilung wurde aus Gründen des Rechtsschutzes vorgenommen, da nun die betroffenen Netzbetreiber sowie im Gesetz definierte Legalparteien über Parteistellung und die damit verbundenen Rechte verfügen.

Eine weitere Neuerung stellt die Einführung eines Regulierungskontos dar. Das Regulierungskonto ist ein virtuelles Konto, über das von der Regulierungsbehörde Sachverhalte bei der Kostenermittlung berücksichtigt werden, die bei den vorangegangenen Kostenermittlungsverfahren unberücksichtigt geblieben sind. Dieser Mechanismus komplettiert durch das Bescheidverfahren den Rechtsschutz, da Änderungen der Kostenfestsetzung durch die zweite Instanz so auch noch nachträglich Berücksichtigung finden können.

Verbraucherrechte

In Umsetzung des dritten Energiebinnenmarktpakets werden durch das EIWOG 2010 und das GWG 2011 auch die Rechte von Endverbrauchern gestärkt. Besonders erwähnenswert ist die Einführung der Institution des „Versorgers letzter Instanz“. Diesem wird die Verpflichtung auferlegt, Verbraucher im Sinne des KSchG und Kleinunternehmen zu Tarifen zu versorgen, die nicht höher sein dürfen, als jene Tarife, zu denen die größte Anzahl der Kunden dieser Kundengruppen versorgt wird. Inwieweit diese neuen Verbraucherrechte für die einzelnen Kundengruppen auch tatsächliche Vorteile bringen, wird Gegenstand eingehender Untersuchungen der E-Control sein.

Als weitere Verbesserung der Verbraucherrechte gilt die Festschreibung zeitlicher Höchstgrenzen für die Dauer des Lieferantenwechselprozesses. In der Regel darf der Wechsel des Lieferanten nicht mehr als drei Wochen dauern und er darf dem Endverbraucher keine gesonderten Kosten verursachen. Die E-Control ist ermächtigt, die für den Lieferantenwechsel maßgeblichen Verfahren durch Verordnung näher zu regeln.

Auch die Bestimmungen intelligente Messgeräte (*smart meters*) betreffend basieren auf europarechtlichen Vorgaben, die vorsehen, dass die Einführung solcher *smart meters* die aktive Beteiligung der Verbraucher am Energieversorgungsmarkt unterstützt. Die Daten aus diesen intelligenten Messgeräten sollen für Zwecke der Verrechnung, der Kundeninformation und der Energieeffizienz Verwendung finden. Die Entscheidung über die Einführung intelligenter Messeinrichtungen obliegt dem BMWFJ. Für die Bestimmung der Anforderungen der *smart meters* und der Daten, die von diesen Geräten generiert werden, ist die E-Control zum Erlass entsprechender Verordnungen verpflichtet bzw. ermächtigt.

Die beiden Gesetze bieten auch die Grundlage zur näheren Definition der Qualitätsstandards für von Netzbetreibern erbrachte Dienstleistungen. Die E-Control ist verpflichtet, für diese Netzdienstleistungen sowohl im Bereich Strom als auch Gas Standards bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität sowie Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards zu definieren. Sollte die Einhaltung dieser Standards ansonsten nicht vollständig gewährleistet sein, sind in diese Verordnung auch Entschädigungs- und Erstattungsregeln vorzusehen.



Marktmodell Gas

Auch die Veränderungen im österreichischen Gas-Marktmodell sind insbesondere auf europarechtliche Entwicklungen zurückzuführen. Die zweite Erdgasverordnung⁸ sieht vor, dass Netzentgelte nicht mehr auf der Grundlage von Vertragspfaden festgesetzt werden dürfen. Diese Vorgabe ist für die Einführung des so genannten Entry-Exit-Systems verantwortlich und brachte eine Neugestaltung des gesamten Gas-Marktmodells mit sich, das mit 1. Jänner 2013 implementiert sein soll.

Die bisherigen Regelzonen werden durch Marktgebiete abgelöst. Diese stellen eine Zusammenfassung von Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber dar, in dem gebuchte Kapazitäten an den vordefinierten Ein- und Ausspeisepunkten flexibel genutzt werden können. Dadurch werden keine Transportwege, sondern Ein- und Ausspeisekapazitäten gebucht. Eine Verbesserung der Liquidität des Gashandels soll durch den Virtuellen Handelspunkt (VHP) erreicht werden. Der VHP ist ein virtueller Platz im Marktgebiet, an dem Erdgas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung innerhalb des Marktgebiets gehandelt werden kann. Er ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht Käufern und Verkäufern von Erdgas, auch ohne Kapazitätsbuchungen Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen. Um dieses System zu bewirtschaften, wurden auch neue Marktteilnehmer installiert: Marktgebietsmanager als Verantwortliche für Marktgebiete mit Fernleitungen, Verteilergebietsmanager als „Regelzonenführer“ im Verteilgebiet und der Betreiber des VHP.

⁸ Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

E-CONTROL-GESETZ

Allgemeines

Gleichzeitig mit dem EIWOG 2010 trat das E-Control-Gesetz (ECG)⁹ in Kraft, wodurch das Energie-Regulierungsbehördengesetz¹⁰ aus dem Jahr 2000 abgelöst wurde. Das Inkrafttreten des GWG 2011 führte zu einer ersten Novellierung.¹¹ Auch diese Neuerlassung war zu einem beträchtlichen Teil den Entwicklungen auf Ebene der Europäischen Union geschuldet: Sowohl die dritte EBMRL als auch die dritte GBMRL sehen vor, dass auf nationaler Ebene nur eine einzige nationale Regulierungsbehörde ernannt werden darf. Bis zum Inkrafttreten des ECG bestanden mit der Energie-Control GmbH und der Energie-Control Kommission zwei Regulierungsbehörden. Nach aktueller Rechtslage gibt es mit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) nur noch eine nationale Regulierungsbehörde, die jedoch nun als Anstalt öffentlichen Rechts aus drei Organen (Vorstand, Regulierungskommission, Aufsichtsrat) besteht. Durch die neu geschaffene Behördenstruktur wird den Unabhängigkeitsvorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets Rechnung getragen.

Vorstand

Die Führung der E-Control steht nach der neuen gesetzlichen Grundlage nun nicht mehr einem Geschäftsführer, sondern einem Vorstand mit zwei Mitgliedern zu. Dieser wurde vom BMWFJ für eine Funktionsperiode von fünf Jahren am 25. März 2011 ernannt. Der Vorstand ist für all jene Aufgaben zuständig, die nicht der Regulierungskommission bzw. dem Aufsichtsrat gesetzlich zugewiesen werden. In den Materiengesetzen EIWOG 2010 und GWG 2011 finden sich eine Fülle neuer Kompetenzen, die so dem Vorstand zugeordnet sind. Er nimmt die Zertifizierung der Übertragungsnetzbetreiber und die Überwachung der Entflechtungsbestimmungen wahr, genehmigt und überwacht die Netzentwicklungspläne und verfügt über eine Reihe von Verordnungskompetenzen. Diese reichen von der Regelung des Verfahrens des Lieferantenwechsels über die Ausgestaltung der Stromkennzeichnung und einzelner Aspekte *smart metering* betreffend bis hin zu Qualitätsstandards für Netzdienstleistungen.

Regulierungskommission

Die Regulierungskommission besteht aus fünf von der Bundesregierung ernannten Mitgliedern, wovon eines dem Richterstand anzugehören hat. Ebenso wie der Vorstand werden auch die Mitglieder der Regulierungskommission für eine Funktionsperiode von fünf Jahren bestellt. In ihren Aufgabenbereich fällt die Schlichtung von Streitigkeiten, die Untersagung Allgemeiner Bedingungen, Entscheidungen über Netz- und Speicherzugangsverweigerungen sowie die Bestimmung von Speichernutzungsentgelten. Als Verordnungsgeber legt

⁹ Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG) BGBl I Nr 110/2010.

¹⁰ Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission (Energie-Regulierungsbehördengesetz – ERBG) BGBl I Nr 121/2000.

¹¹ BGBl I Nr 107/2011.



sie die Systemnutzungsentgelte fest. Zusätzlich fungiert die Regulierungskommission im Verfahren zur Feststellung der Kostenbasis der Netzbetreiber als Beschwerdeinstanz; für diese Aufgabe ist als Unterstützung eine unabhängige Stabstelle innerhalb der Regulierungsbehörde eingerichtet. Die nach alter Rechtslage bestehende Generalkompetenz für Berufungen gegen Bescheide des Vorstands (ehemals Energie-Control GmbH) wurde dadurch stark eingeschränkt.

Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat ist für die Überwachung der Geschäftsführung der E-Control zuständig. Er besteht aus einem Vorsitzenden, dessen Stellvertreter und zwei weiteren Mitgliedern. Auch sie werden für fünf Jahre bestellt.

Ausweitung der Monitoring-Aufgaben der Energie-Control Austria

Mit dem EIWOG 2010 und dem GWG 2011 sind die laufenden Monitoringaufgaben der E-Control ausgeweitet worden. Das Monitoring bezieht sich auf zwei unterschiedliche Bereiche. Ein Bereich konzentriert sich vorrangig auf die Überwachung der Einhaltung von Vorschriften in den entsprechenden Gesetzen (Compliance Monitoring). Der zweite Monitoringbereich der E-Control umfasst die Funktionsweise des Marktes (Market Monitoring). Dabei hat die E-Control unter anderem den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung sowie den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene zu analysieren. Die dafür benötigten Daten kann die E-Control für den Gasmarkt auf Grundlage einer Verordnung (§ 131 (2)) erheben, wobei die dort angeführten Daten mindestens zu erheben sind.

Im Strommarkt stehen der E-Control zur Erfüllung der Marktüberwachungsaufgabe die gemäß § 88 laufend zur Kenntnis gebrachten Daten der Marktteilnehmer zur Verfügung.

Neben diesem laufenden Monitoring ist der E-Control auch als Aufgabe zugeteilt worden, Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich zu erstellen (§ 21 (2) EC-Gesetz). Dazu ist die E-Control gemäß § 34 ECG befugt, in alle Unterlagen von Marktteilnehmern, Netzbetreibern, Speicherunternehmen, Bilanzgruppenverantwortlichen sowie Bilanzgruppenkoordinatoren Einsicht zu nehmen und über alle auf ihre Tätigkeit Bezug habenden Umstände Auskunft zu verlangen.

Weiters ist die E-Control verpflichtet, einmal jährlich einen Bericht über die Marktentwicklung vorzulegen.

ÖKOSTROMGESETZ 2012

Allgemeines

Ebenso wie in den Fällen des EIWOG 2010 und des GWG 2011 machten europarechtliche Änderungen¹² eine Neuerlassung des Ökostromgesetzes notwendig. Anders als bei EIWOG 2010 und GWG 2011 trat jedoch das aktuelle Ökostromgesetz¹³ aus dem Jahr 2002 mit Kundmachung des Ökostromgesetzes 2012 (ÖSG 2012)¹⁴ nicht vollständig außer Kraft. Die Bestimmungen des ÖSG 2012, die eine beihilfenrechtliche Bedeutung haben, werden erst nach erfolgter Zustimmung der Europäischen Kommission in Kraft treten; bis dahin gelten die Regeln des ursprünglichen ÖSG weiter. Das Ökostromgesetz 2012 wurde mittlerweile von der Europäischen Kommission notifiziert und kann somit am 1. Juli 2012 in Kraft treten. Die Umsetzung der Anforderungen für die E-Control, die sich aus dem Ökostromgesetz 2012 heraus ergeben, sind bereits in Arbeit.

Ziele

Vorrangiges Ziel des ÖSG 2012 ist die Neuerrichtung und der Ausbau von Ökostromanlagen. Das bereits bestehende Ziel einen 15%igen Anteil von Ökostrom am Gesamtstromanteil bis zum Jahr 2015 zu erreichen, bleibt auch im ÖSG 2012 aufrecht. Neu ist die explizite Aufnahme von Biogas und das Ausbauziel von 500 MW Photovoltaik. Neu ist auch die Vorgabe von erweiterten Ausbauzielen bis 2020 (1000 MW Wasserkraft, 2000 MW Windkraft, 200 MW Biomasse und Biogas, 1200 MW Photovoltaik). Bis 2015 wird eine bilanzielle Unabhängigkeit von Atomstrom angestrebt. Eine Revisionsklausel erlaubt der E-Control alle zwei Jahre eine Evaluierung der Zielerreichung vorzunehmen, die eine allfällige Zielanpassung zur Folge haben kann.

Fördergesetz

Wie sein Vorgänger ist auch das ÖSG 2012 insbesondere mit der finanziellen Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern befasst; die Erreichung der definierten Ziele bedarf zusätzlicher Mittel. Daher soll das jährliche Unterstützungsvolumen auf 50 Millionen Euro angehoben werden, wobei sich dieser Betrag innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inkrafttreten pro Jahr um 1 Million Euro reduzieren und je nach Technologie ein unterschiedlich hoher Betrag zur Verfügung stehen wird. Die bereits bestehende Warteliste soll mit zusätzlich 80 Millionen Euro für Windkraft und 28 Millionen Euro für Photovoltaik abgebaut werden; die Bestimmungen zum Wartelistenabbau sind bereits mit Kundmachung des Gesetzes in Kraft getreten.

¹² Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABi L 140/16.

¹³ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz – ÖSG) BGBl I Nr 149/2002.

¹⁴ Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012) BGBl I Nr 75/2011.



Aufbringungsmechanismus

Während die Systematik der Ökostromförderung im Wesentlichen gleich bleibt, wird der Aufbringungsmodus – der in dieser Form noch von der Europäischen Kommission zu genehmigen ist – geändert. Die Zählpunktpauschale wird in Ökostrompauschale umbenannt und vom Netzbetreiber gemeinsam mit dem Netznutzungsentgelt eingehoben. Die Höhe der jährlich zu entrichtenden Pauschale variiert je nach Netzebene des Netzanschlusses. Der Ökostromförderbeitrag orientiert sich am Netzverlust- und Netznutzungsentgelt und wird für alle Netzebenen als Prozentsatz davon festgelegt. Ebenso wie auch die Ökostrompauschale ist der Ökostromförderbeitrag von den Netzbetreibern einzuheben und auf der Rechnung transparent auszuweisen.

Ausnahmen von der Leistung der Ökostrompauschale bestehen für einkommensschwache Endverbraucher. Diese werden von der Entrichtung der Ökostrompauschale befreit, wenn sie gemäß Fernsprechentgeltzuschussgesetz anspruchsberechtigt sind; ihr Ökostromförderbeitrag ist mit 20,- Euro gedeckelt.

NEUE VERORDNUNGEN

Stromkennzeichnungs-Verordnung

Gemäß § 79 Abs. 11 EIWOG 2010 „hat die Regulierungsbehörde durch Verordnung nähere Bestimmungen über die Stromkennzeichnung zu erlassen. Dabei sind insbesondere der Umfang der gemäß § 78 Abs. 1 und Abs. 2 bestehenden Verpflichtungen sowie die Vorgaben für die Ausgestaltung der Nachweise zu den verschiedenen Primärenergieträgern und der Stromkennzeichnung gemäß dieser Rechtsvorschrift näher zu bestimmen.“

Der Beschluss zur Einleitung des Ordnungsverfahrens wurde am 17. Mai 2011 vom Vorstand der E-Control gefasst. Ein Entwurf wurde der interessierten Öffentlichkeit im Rahmen eines Begutachtungsverfahrens zur Stellungnahme bis Ende Juli 2011 zur Verfügung gestellt. Der Regulierungsbeirat wurde am 25. August 2011 damit befasst. Am 14. September 2011 wurde die Stromkennzeichnungsverordnung (SKV) nach Unterzeichnung durch den Vorstand im Bundesgesetzblatt kundgemacht.

Die bisher als Leitfaden dienende Stromkennzeichnungsrichtlinie verliert damit ihre Gültigkeit und wird durch die rechtsverbindlichen Regelungen der Stromkennzeichnungsverordnung ersetzt. Die Inhalte der Stromkennzeichnungsverordnung zielen in erster Linie auf mehr Transparenz der Stromkennzeichnung gegenüber dem Endverbraucher ab.

Sie regelt die Darstellungsform der Stromkennzeichnung auf der Stromrechnung (Jahresrechnung) bzw. dem Kommunikationsmaterial (§ 3 SKV). Die Stromkennzeichnung hat in Form einer Tabelle und auf der Stromrechnung (Jahresabrechnung) zusätzlich in Form eines Diagramms deutlich lesbar, übersichtlich und verständlich zu erfolgen. Weitere Bestimmungen umfassen die Schriftgröße und zusätzliche Details den Abschnitt Stromkennzeichnung betreffend.

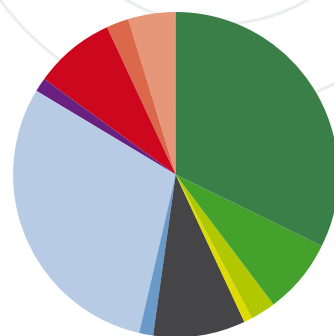
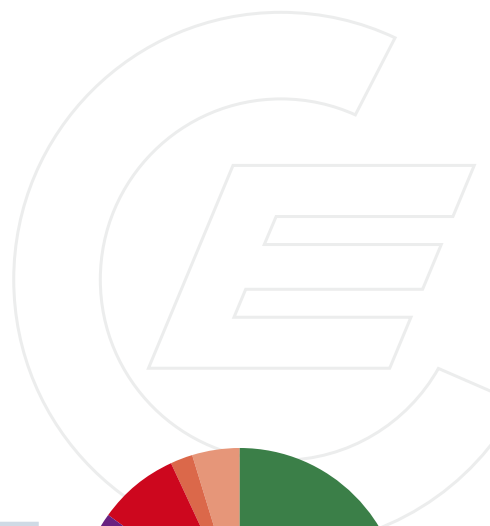
Die Ausweisung des Versorgermixes sieht eine Unterteilung in erneuerbare Energieträger, fossile Energieträger und Strom unbekannter Herkunft (ENTSO-E) sowie die Ausweisung der Umweltauswirkungen vor. Für die Ausweisung von Strom unbekannter Herkunft wurden zusätzliche Transparenzkriterien aufgestellt. Darüber hinaus haben die Stromhändler die prozentuale Verteilung der Herkunftsländer der Nachweise anzuführen (§ 4 Abs. 7 SKV); freiwillig können Angaben über einen gemeinsamen Bezug von elektrischer Energie und dazugehörigen Nachweisen sowie über Lieferverträge, die ausschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen erfassen, gemacht werden (§ 4 Abs. 8 SKV).

Die Umweltauswirkungen sind nach Maßgabe des § 5 für CO₂ in g/kWh anzugeben; für radioaktiven Abfall in mg/kWh.

Weiters werden Konkretisierungen zur Anerkennung und Gültigkeit von Nachweisen vorgenommen (§§ 6 und 7 SKV). Insbesondere die Anerkennung ausländischer Nachweise für die Stromkennzeichnung ist detailliert geregelt und orientiert sich an Artikel 15 der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Die Registerdatenbank der Energie-Control ist für die Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Nachweise zur Verwendung der Stromkennzeichnung zu nutzen (§ 8 SKV; § 10 Abs. 1 ÖSG 2012¹⁵). Künftig ist aus Transparenzgründen die in einem Quartal gelieferte Menge mit Nachweisen für Strom, der in diesem Quartal erzeugt wurde, zu belegen (§ 8 Abs. 2 SKV). Diese quartalsweise Zuordnung unterliegt jedoch aus Gründen des Vertrauensschutzes einer mehrjährigen Übergangsfrist (§ 10 SKV). Die Verordnung trat mit 14. September 2011 (Tag der Kundmachung) in Kraft. Die Bestimmungen zur Ausgestaltung der Stromkennzeichnung werden ab 1. Jänner 2012 rechtlich verbindlich (§ 9 SKV).

Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Darstellung der Stromkennzeichnung gemäß Stromkennzeichnungsverordnung 2011.

¹⁵ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl L 140/16.



- Wasserkraft
- Biomasse
- Biogas
- Sonstige Ökoenergie
- Windenergie
- Sonnenenergie
- Erdgas
- Erdöl
- Kohle
- rechn. Zuordnung Nuklearenergie*
- rechn. Zuordnung Fossile Energieträger*
- rechn. Zuordnung sonstiger Primärenergieträger*

MUSTER FÜR STROMKENNZEICHNUNG GEM. STROMKENNZEICHNUNGSVERORDNUNG	
Stromkennzeichnung gem. § 78 Abs. 1 und 2 EIWOG 2010 und StromkennzeichnungsVO 2011 für den Zeitraum 1.1.2010 bis 31.12.2010	
Energieträger	Versorgermix in %
Wasserkraft	32,42
Biomasse	7,48
Biogas	2,43
Sonstige Ökoenergie	0,87
Windenergie	9,11
Sonnenenergie	1,29
Erdgas	30,12
Erdöl	1,28
Kohle	8,10
rechnerische Zuordnung Nuklearenergie*	2,42
rechnerische Zuordnung Fossile Energieträger*	4,45
rechnerische Zuordnung sonstiger Primärenergieträger*	0,03
Summe	100

100% der Nachweise stammen aus Österreich.

* Eine rechnerische Zuordnung erfolgt für Strom unbekannter Herkunft. Für diesen wird die Aufteilung der Produktion im europäischen Übertragungsnetzgebiet herangezogen. Im Jahr 2010 setzte sich diese Produktion folgendermaßen zusammen: fossile Energieträger: 64,5%, Nuklearenergie: 35,08%, sonstige Energieträger: 0,42%.

Bei der Erzeugung entstanden folgende Umweltauswirkungen	Strom
CO ₂ -Emissionen	203,1 g/kWh
radioaktiver Abfall	0,2 mg/kWh

freiwillige Zusatzangaben: 100% für die Stromkennzeichnung verwendeten Herkunftsnachweise wurden gemeinsam mit der elektrischen Energie erworben.

Abbildung 1
Stromkennzeichnung gem. SKV 2011

Quelle: E-Control, Stromkennzeichnungsverordnung 2011

Smart-Meter-Verordnung – Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung 2011

Gemäß der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABI. 2009, L 211 vom 14. August 2009, S. 55 haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.

Gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 hat die E-Control jene technischen Mindestfunktionalitäten durch Verordnung zu bestimmen, denen intelligente Messgeräte iSv § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 zu entsprechen haben und die gemäß § 59 EIWOG 2010 bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen sind. Die Rahmenbedingungen für die Einführung dieser Geräte sind durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 festzulegen. Datenformat sowie Detaillierungsgrad und die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformationen sind Inhalt einer weiteren Verordnungsermächtigung der E-Control gemäß § 84 Abs. 4 EIWOG 2010.

Unter einem „intelligenten Messgerät“ gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 ist eine technische Einrichtung zu verstehen, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt.

Derzeit erhält der Stromkunde lediglich einmal jährlich eine Energie- und Netzaabrechnung. In manchen Fällen basieren die erhobenen Verbrauchsdaten dabei sogar auf nicht vor Ort abgelesenen tatsächlichen Zählerständen, sondern vielmehr auf rechnerisch ermittelten Werten. Dadurch ist es dem Kunden nur erschwert möglich, Verbrauch und Kosten unterjährig realistisch abzuschätzen und gegebenenfalls Maßnahmen zur Reduktion des Verbrauchs und der Energiekosten zu setzen. Mit der Einführung von intelligenten Messgeräten ist es möglich, Kunden zeitnah über ihren tatsächlichen Energieverbrauch zu informieren. Wechselt der Kunde seinen Stromlieferanten oder wird von einem Energieunternehmen der Tarif geändert, so kommt es derzeit noch häufig zu einer rechnerischen Abgrenzung der Zählerstände zum Zeitpunkt des Wechsels. Diese wird erforderlich, weil die manuelle Ablesung einer großen Anzahl von Zählern zu einem bestimmten Datum logistisch schwer umsetzbar ist. Die Anwendung von rechnerischen Methoden zur Zählerstandsermittlung stellt jedoch eine bloße Annäherung an den tatsächlichen Verbrauch des Kunden dar. Da intelligente Messgeräte aber die Möglichkeit bieten, jederzeit oder in sehr kurzen Zeitfenstern Zählerstände abzurufen, kann in Hinkunft eine solche rechnerische Abgrenzung der Zählerstände vermieden werden. Durch den Wegfall der manuellen Ablesung vor Ort kommt es zusätzlich zu einer erhöhten Rechnungsqualität und dadurch unter Umständen zu weniger Rechnungskorrekturen von Seiten der Energieunternehmen. Dem Kunden wird zudem auch die aufwendige und oftmals komplizierte Selbstablesung seines Stromzählers erspart.



Mit der Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011, IMA-VO 2011), BGBl. II Nr. 339/2011, wurde die Verordnung gem. § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 erlassen. § 3 IMA-VO 2011 enthält sämtliche technische Mindestanforderungen.

Das Begutachtungsverfahren der Verordnung dauerte sechs Wochen und endete am 15. August 2011. Insgesamt langten 35 Stellungnahmen ein, wobei die Bandbreite der Rückmeldungen Verbände (Österreichs Energie, Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie), Branchenvertreter, Interessenvertretungen (AK, IV, Umweltdachverband), Behörden sowie Gerätehersteller umfasste.

Die Stellungnahmen wurden gesichtet und im Hinblick auf allfällige Änderungs- und Ergänzungsvorschläge gewürdigt. Der daraufhin überarbeitete Entwurf der IMA-VO wurde am 6. Oktober 2011 dem Regulierungsbeirat der E-Control präsentiert. Die Empfehlung des Regulierungsbeirates in dieser Sitzung wurde in weiterer Folge von der E-Control in der Verordnung entsprechend berücksichtigt.

Mit 25. Oktober 2011 wurde die IMA-VO 2011 im Bundesgesetzblatt kundgemacht.

Entwicklung der Netzregulierung

Eine der wesentlichsten Aufgaben der E-Control besteht in der Regulierung des natürlichen Monopols der österreichischen Strom- und Gasnetze. Seit Beginn der Jahre 2006 (Stromverteilernetze) bzw. 2008 (Gasverteilernetze) werden diese Infrastrukturen im Rahmen von langfristig stabilen Anreizregulierungsregimen reguliert. Dabei werden die tatsächlichen Kosten von den zugestandenen Erlösen für die Dauer der Regulierungsperiode entkoppelt. Es wird eine geprüfte Kostenbasis mittels Auf- und Abschlagsfaktoren, die im Wesentlichen die Preissteigerungen der Branche sowie die branchen- und unternehmensspezifische Effizienzentwicklung abbilden, jährlich neu angepasst. Unter Berücksichtigung von Investitions- und Betriebskostenfaktoren, welche die Entwicklung der Kapital- und Betriebskosten während der Regulierungsperiode berücksichtigen, wird die angepasste Kostenbasis in jährlich neu bestimmte Entgelte übergeleitet. Während im Strombereich die Unternehmen gefordert sind, ihre Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden von jeweils 4 Jahren abzubauen, beträgt der Zeitraum im Gasbereich 10 Jahre (unterteilt in zwei Regulierungsperioden von jeweils 5 Jahren). Derzeit laufen intensive Vorbereitungen für die Ausgestaltung der Regulierungssystematiken für die bevorstehenden Anreizregulierungsperioden der Gas- und Stromverteilernetze. Obwohl selbstverständlich Regulierungsgrundsätze wie etwa Versorgungssicherheit und Effizienz nach wie vor oberste Priorität haben, ist darauf zu achten, dass für die Unternehmen ein stabiler Regulierungsrahmen, verbunden mit Investitionssicherheit und einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals, sichergestellt ist. Während die Rahmenbedingungen für die zweite Anreizregulierungsperiode Gas (Start der Regulierungsperiode mit Beginn 2013) ähnlich zur ersten Periode fortgesetzt werden und die Effizienzziele der Unternehmen unverändert bleiben, wird das bestehende Regulierungsmodell für die Stromverteilernetze analysiert und für die 3. Periode mitunter völlig neu spezifiziert werden.

Netzentgeltanpassungen führen zu einer Reduktion der Kosten und somit zur Entlastung von Endverbrauchern. Innerhalb der obig dargestellten Systematik werden die Systemnutzungsentgelte mit 1. Jänner des jeweiligen Jahres für 15 Netzgebiete im Bereich der Strominfrastruktur und für 20 Gasverteilernetze jährlich neu angepasst und in den jeweiligen Verordnungsnovellen verlautbart.



Strom

Auf Grundlage des EIWOG 2010 wurden im Entgeltverfahren 2011 die Kosten und Mengengerüste aller Stromverteiler mit über 50 GWh Abgabemenge im Jahr 2008 bestimmt und die Tarife für das Jahr 2012 ermittelt. Dies erfolgte erstmals im Rahmen eines zweistufigen Verfahrens, das den Netzbetreibern verstärkte Rechtssicherheit bietet. In einem ersten Schritt werden das Kosten- und Mengengerüst des Netzbetreibers in einem Bescheid der Behörde festgestellt. Dieser bildet die Basis für die Entgeltermittlung, welche den zweiten Schritt darstellt. Die Entgelte werden weiterhin mit Jahresbeginn in einer Verordnung, der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) bzw. deren Novelle, verlautbart. Da für jeden Netzbereich einheitliche Entgelte ermittelt werden, sorgt ein Ausgleichzahlungsmechanismus dafür, dass Unterschiede in der Erlösstruktur zwischen den Netzbetreibern (Über- bzw. Unterdeckungen) bereinigt werden.

Während die Netzentgeltanpassung (Netznutzung und Netzverluste) im Zuge der Anpassungen der Systemnutzungstarifverordnung 2010 Novelle 2011 zu einer Reduktion der Netzentgelte von durchschnittlich rund 0,83% (Gesamtösterreich über alle Netzebenen bewertet mit Mengenbasis des Jahres 2008) geführt hat, sind die Entgelte im Rahmen der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) 2012 im Durchschnitt über alle Netzebenen lediglich um 0,5% gesunken. Insgesamt wurden im Rahmen der Entgeltermittlung für 2012 rund 8 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr eingespart.

Seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 konnten für die Kunden bisher insgesamt mehr als 600 Mio. Euro eingespart werden. Die rückläufigen Absatzmengen der letzten Jahre, ausgelöst durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, sind wieder etwas angestiegen und der Druck auf die Tarifhöhe wurde dadurch etwas gemindert. Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze Tarifsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein – vielmehr kann mit einem leichten Anstieg der Entgelte in den nächsten Jahren gerechnet werden.

Gas

Die Netznutzungsentgelte im Gasbereich wurden mit Beginn des Jahres 2011 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2011) angepasst. Die Rahmenbedingungen für die Gas-Netznutzungsentgelte waren für die Verordnung ungünstig. Die branchenspezifische Teuerungsrate liegt mit 2,36% im Durchschnitt der letzten Jahre. Hauptfaktor der Tarifierhöhungen ist neben den notwendigen und massiven Investitionen in die Erweiterung der Infrastruktur auch der gravierende Mengenrückgang in den Heizperioden 2007 bis 2009.

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) können, wie schon in den letzten Jahren, die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem geplanten gesamten Investitionsvolumen von mehr als 600 Mio. Euro bis voraussichtlich Ende 2013 genannt werden. Inzwischen wurden Investitionen in Höhe von 402 Mio. Euro getätigt, hieraus resultierten für die Tarife bereits Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) von 36 Mio. Euro.

Aufgrund der wesentlichen Aspekte der Investitionstätigkeit und der Entwicklung der Tarifierungsmenge unter Berücksichtigung der Parameter der Anreizregulierung ergibt sich im Österreichschnitt eine Senkung der Netztarife zum Vorjahr von 1%. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh) seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 deutlich gesenkt wurde.

Aktuell wurden die Netznutzungsentgelte im Gasbereich somit mit 1. Dezember 2012 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) angepasst. Während die Verfahren im Strombereich im Jahr 2011 erstmals im Rahmen eines Bescheidverfahrens abgewickelt wurden, erfolgte die Tarifiermittlung im Gasbereich im Jahr 2011 letztmals im Rahmen des bestehenden einstufigen Ordnungsverfahrens. Eine Umstellung auf Basis des nunmehr 2011 in Kraft getretenen Gaswirtschaftsgesetzes wird im Zuge der Entgeltermittlung im nächsten Jahr erfolgen. Netzbetreiber werden analog zu den Stromnetzen einen Bescheid über ihre festgestellte Kosten- und Mengenbasis als Grundlage für die Entgelte des Jahres 2013 erhalten. Die Kostenbasis für das Jahr 2013 wird entsprechend der Regulierungsparameter für die 2. Anreizregulierungsperiode angepasst.



Durch das Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 wurde der erste Schritt für die Umsetzung des 3. Liberalisierungspakets gesetzt. Das Gesetz sieht vor, dass die Fernleitungsnetzentgelte ab 1. Jänner 2013 nicht mehr auf Basis von Vertragspfaden, sondern auf Basis eines Entry-Exit-Systems ausgestaltet werden sollen. Die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen bedeuten für den österreichischen Gasmarkt eine durchgehende Umgestaltung der bisherigen Prozesse und die Etablierung eines virtuellen Handelspunktes in Österreich. Damit soll eine höhere Liquidität und – damit verbunden –, mehr Wettbewerb geschaffen werden. Im Bereich der Fernleitungen wurde weiters im Jahr 2011 mit der Evaluierung der genehmigten Tarifmethoden begonnen. Diese Regulierungssystematik wurde im Jahr 2007 implementiert und sie wird seitens der Behörde alle 4 Jahre überprüft.

Endkundenaktivitäten der E-Control 2011

Homepage

Das Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich auch 2011 bewährt und wurde weiter intensiv ausgebaut. Die Zahl der Besuche auf der E-Control-Homepage hat sich im Vergleich zum Vorjahr auf knapp eine Million Besuche mehr als verdoppelt. Insgesamt wurden dabei mit rund 6 Millionen Seiten ebenfalls mehr als doppelt so viele Inhalte des Webportals aufgerufen wie in den 12 Monaten davor. 2011 haben sich weit über eine halbe Million Verbraucher mit dem Tarifkalkulator über die günstigsten Strom- und Gasangebote informiert.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war 2011 jedoch der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums im Sommer neu gelaunchte Spritpreisrechner. Mehr als 6 Millionen Mal haben sich Internetsurfer hier die 5 günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen. Der Spritpreisrechner ist unter www.spritpreisrechner.at eine eigenständige Website, die im kommenden Jahr um weitere Angebote, wie eine Abfrage nach Bundesländern und Bezirken, erweitert wird.

E-Control hat 2010 Präsenzen auf den beiden wichtigsten Sozialen Plattformen, Facebook und Twitter, eingerichtet und begonnen, sich dort als vertrauenswürdiger Netzwerkpartner für alle an Energiethemen Interessierten und aktiven User zu etablieren. Aktuell hat die E-Control auf Facebook eine „gefällt mir“-Community von rund 1.300 aktiven Usern. Die viralen Effekte berücksichtigt, erreichte die Facebook-Präsenz mit 35 Millionen Kontakten eine Verbreitung, wie sie sonst nur über klassische Massenmedien hergestellt werden kann. Über Twitter verbreitet die E-Control alle wichtigen Termine und Presseverlautbarungen und hat so auch Zugang zu den schnellen Informationswegen des Web 2.0.

Als neuen Service, vor allem für Marktteilnehmer, hat die E-Control 2011 begonnen, Veranstaltungen, aber z. T. auch wichtige Arbeitsgruppen-Treffen auf internationaler Ebene per Internet-Livestream in Echtzeit zu verbreiten. Dies hat vor allem den Vorteil, dass Interessenten an bestimmten Themen, die von außerhalb oder aus dem Ausland anreisen müssten und dies aus Zeit- oder Kostengründen nicht können oder möchten, trotzdem über die neuesten Diskussionen, Vorträge oder Präsentationen informiert sind und über die interaktive Chat-Funktion sogar direkt teilhaben können. Dieser innovative und kostengünstige Ansatz der E-Control wurde in der Folge von internationalen Organisationen, wie CEER oder ACER, übernommen, denen die E-Control bei der Einrichtung des Livestream-Services mit Know-how behilflich war.



Tarifkalkulator

Der Tarifkalkulator 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 Tarifkalkulators durchgeführt. Damit wurde dem stetig wachsenden Wunsch der Konsumenten nach einem noch einfacheren Handling Rechnung getragen.

Die Besucheranzahl im Jahr 2011 ist im Vergleich zum gleichen Zeitraum 2010 um 13,5% gestiegen. Dies ist vor allem auf die Erhöhung der Gasabfragen zurück zu führen, die sich mehr als verdoppelt haben. Dies ist wiederum als Ergebnis der kontinuierlichen Gaspreissteigerungen 2011 zu sehen. Der Anteil der Gasabfragen im Vergleich zu Stromabfragen stieg von 20 auf 30 Prozent. Zu einem Teil ist die Erhöhung der Besucheranzahl auch der Einführung des Spritpreisrechners zu verdanken, da dadurch der Bekanntheitsgrad des Tarifkalkulators gestiegen ist.

Gemäß § 65 Abs. 2 EIWOG 2010 sind Stromlieferanten seit 1. Jänner 2011 verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit zu übermitteln. Die elektronische Form hierfür ist die Eingabe in den Tarifkalkulator der E-Control. In der ersten Hälfte 2011 organisierte die E-Control die Workshops für Lieferanten betreffend Pflege ihrer Daten im Tarifkalkulator als zusätzliche Hilfe für die Neueinsteiger. In der Folge gibt es kaum Unternehmen, die ihre Kunden mit Standardprodukten beliefern und im Tarifkalkulator nicht registriert sind. Insgesamt sind 283 Unternehmen registriert, was fast eine Verdreifachung gegenüber dem Jahr 2005 bzw. eine Verdoppelung gegenüber Ende 2010 ist.

Hotline

Die E-Control ist die zentrale Informationsstelle für alle Strom- und Gaskunden. Um die Kontaktaufnahme zu erleichtern, bietet die E-Control den Service einer Energie-Hotline unter der Telefonnummer 0810 10 25 54 (zum Tarif von 0,044 Euro/Minute) an. Damit haben Konsumenten die Möglichkeit, sich umfassend zu den Themen eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes informieren zu können. Oft ist die Hotline der erste Ansprechpartner für die Energiekonsumenten, deren Fragen entweder direkt beantwortet werden können, an einen Experten im Haus oder an die Schlichtungsstelle weitergegeben werden.

Von Januar bis Dezember 2011 wurden insgesamt 9.566 Anrufe von Mitarbeitern der Energie-Hotline bearbeitet; im Vergleich zum Vorjahr, in dem die Hotline 7.715 bearbeitete Anrufe verzeichnen konnte, liegt somit eine Steigerung von 24% vor. Diese Steigerung lässt sich vor allem auf die Einführung des Spritpreisrechners und die Preiserhöhungen großer Gaslieferanten zurückführen, was zu einer anhaltend hohen Anzahl von Anrufen bei der Energie-Hotline der E-Control geführt hat.

Neben telefonischen Auskünften stehen Experten der E-Control interessierten Konsumenten auch im Rahmen von Messen und Beratungstagen Rede und Antwort. Hier sind Informationen über den Lieferantenwechsel, Einsparmöglichkeiten durch den Wechsel eines Energielieferanten und Fragen zu Energierechnungen zentrale Themen.



Spritpreisrechner

Mit Änderung des PreistransparenzG 1992 hat der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend die Möglichkeit, die E-Control zum Betrieb einer Preistransparenzdatenbank für Super 95 und Diesel zu verpflichten. Die entsprechende Verordnung ist am 2. August 2011 in Kraft getreten. Seither sind alle Tankstellenbetreiber verpflichtet, jede Preisänderung an die E-Control zu übermitteln. Die E-Control stellt den mehr als 3000 Tankstellen in Österreich dafür drei Wege zu Verfügung: über SMS, Web-Oberfläche und über einen automatischen Fileaustausch für Tankstellenketten.

Aus Komfortgründen werden nicht nur Preisänderungen gemeldet, sondern teilweise auch periodisch Preismeldungen an die E-Control abgesetzt, was dazu führt, dass knapp 500.000 Preismeldungen/Tag an die E-Control übermittelt werden. Bereinigt umfassen die Meldungen etwa 8.000 tatsächliche Preisänderungen pro Tag, was im Durchschnitt etwa 1,4 Preisänderungen je Treibstoffart am Tag bedeutet. Allerdings ist zu beachten, dass die Streuung der Preisänderungshäufigkeit sehr hoch ist.

Autofahrer haben die Möglichkeit, punktbezogene Abfragen (die nächsten 10 Tankstellen zu einer eingegebenen Adresse) zu tätigen. Dabei werden die günstigsten 5 Tankstellen mit Preisen angezeigt, die restlichen Tankstellen ohne Preise. Die Darstellung erfolgt sowohl über Karten als auch als Listen und kann über Desktop oder über Smartphones abgefragt werden.

Nachdem an den ersten Tagen bis zu 70.000 Autofahrer/Stunde die Applikation verwendet haben, hat sich die Frequenz allmählich auf etwa 20.000 Besucher pro Tag eingependelt.

Nachhaltigkeitsprojekt

Die E-Control hat sich entschlossen, die Bemühungen und Aktivitäten im Sinne der sozialen, ökonomischen und ökologischen Nachhaltigkeit zu strukturieren und weiter zu entwickeln. Dabei wurde ein Prozess gestartet, um das Thema Nachhaltigkeit in der E-Control zu definieren und diesem eine höhere Priorität zukommen zu lassen.

Nachhaltige Kommunikation für zukunftsfähige Energieversorgung

Mit ihren Kommunikationsangeboten trägt die E-Control maßgeblich zur ökonomischen und sozialen Nachhaltigkeit der Energieversorgung bei.

Zahlreiche Angebote für Endkunden stellen die Information und den Austausch mit dieser wichtigen Stakeholdergruppe sicher. Denn die Basis eines funktionierenden Wettbewerbs sind gut informierte Endverbraucher. Die Energie-Hotline ermöglicht den direkten Kontakt mit Konsumenten und die Website der E-Control dient als zentrales Informationsmedium. Wichtigste Services sind dabei der Tarifikalkulator für Strom und Gas, die Darstellung der Stromkennzeichnung sowie der interaktive Energiespar-Check. Eine eigene Plattform dient der gezielten Information von KMU. Neben der Website erfolgt die Online-Kommunikation der E-Control auch interaktiv in sozialen Netzwerken. Die Schlichtungsstelle fungiert lösungsorientiert als Schnittstelle zwischen Energieunternehmen und Verbrauchern. Persönliche Beratung, Informationstätigkeit und Arbeit für Konsumenten nimmt die E-Control darüber hinaus im Rahmen von Messen und Beratungstagen wahr. Vorträge auf internationalen und nationalen Tagungen und Konferenzen sowie Fachbeiträge für nationale und internationale Fachzeitschriften zählen zum regelmäßigen Informationsangebot der E-Control.

Bedeutende Informationsquellen für alle Stakeholder sind die zahlreichen regelmäßigen Publikationen der E-Control wie die Jahres- und Tätigkeitsberichte, Markt- und Statistikberichte, Fachpublikationen, Gleichbehandlungs- und Konsumentenberichte sowie Berichte der Schlichtungsstelle und Industriebefragungen.

Europas Energiesystem mitgestalten

Auf europäischer Ebene ist die E-Control Teil der neuen europäischen Regulierungsagentur ACER, die von der Europäischen Kommission gegründet wurde, um die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden bei grenzüberschreitenden Aufgaben zu optimieren. Daneben engagiert sich die E-Control in CEER (Council of European Energy Regulators), einem freiwilligen Zusammenschluss der europäischen Energieregulatoren, die als Plattform für die Entwicklung gemeinsamer Interessen der Regulatoren dient. 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.



Was ein wirtschaftlich nachhaltiges Energiesystem meistern muss

Die sichere Versorgung mit Energie ist ein wichtiger Faktor einer Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft. Energie soll jederzeit in gleicher Qualität und Quantität zur Verfügung stehen, wo sie nachgefragt wird. Dafür sind starke Netze notwendig.

Wichtige Voraussetzung für die Weiterentwicklung des Energiesystems und die Gewährleistung einer weiterhin so guten Versorgungssicherheit ist der Ausbau der Leitungsinfrastrukturen. Erneuerbare Erzeugungstechnologien und Speicher müssen verstärkt integriert werden. Dabei ist der Netzzugang für alle Marktteilnehmer sicherzustellen.

Nicht zuletzt stellt das liberalisierte Marktsystem eine zentrale wirtschaftliche Herausforderung für den Energiemarkt dar. Es gilt, faire Wettbewerbsbedingungen unter den Marktteilnehmern sicherzustellen.

Was die E-Control dafür tut

Mit der Sicherstellung eines funktionierenden Wettbewerbs kommt die E-Control ihrer Kernaufgabe nach und fungiert als Marktbeobachter, der die Bevölkerung über die Vorteile des freien Strom- und Gasmarktes informiert.

Im Bereich Strom wurden die Netztarife von der E-Control durch ein Anreizregulierungssystem festgelegt, um die Effizienz der Netzbetreiber laufend zu steigern und damit die Netzkosten für die Kunden kontinuierlich zu senken. Kostensenkungen im Netzbereich kommen somit den Netzbetreibern und den Kunden zugute.

Zur Schaffung effizienter Netze entscheidet die E-Control über die Anerkennung von Investitionen der Netzbetreiber in den Netzkosten. Darüber hinaus wird ein Markt für Verluste, Ausgleichs- und Regelenergie geschaffen, um die Kosten zur Abdeckung von Verlusten und zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie zu minimieren. Im Rahmen der langfristigen Planung und der Anerkennung von Investitionskosten gestaltet die E-Control den Infrastrukturausbau und die Integrationsmöglichkeiten erneuerbarer Erzeugungstechnologien und Speicher mit. Durch die Genehmigung und Anerkennung von Infrastrukturinvestitionen in das Gasnetz trägt die E-Control zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bei.

Zuverlässig und sicher durch Vorsorge

Zur weiteren Verbesserung der Krisenvorsorge hat die E-Control nach der Gaskrise 2009 die Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung zur Erweiterung der Vorschau und des Monitorings novelliert. Wesentliche Beiträge wurden für umfangreiche Risikoanalysen und Handbücher geleistet, Informationsveranstaltungen und Energielenkungsübungen durchgeführt.

Um die Versorgungszuverlässigkeit des Landes und die Auswirkungen der Liberalisierung und Regulierung zu überprüfen, liefert die E-Control Daten für die Deckungsrechnung für Energie und Leistung im Strom- und Gasbereich, erstellt Störfallstatistiken sowie Szenarien und Prognosen für die Strom- und Gasmärkte.

Was ein ökologisch nachhaltiges Energiesystem meistern muss

Energieeffizienz wird in den nächsten Jahren zu einem Kernthema im Energiebereich werden. Erhebliche Effizienzsteigerungen bei der Bereitstellung, Verteilung und Verwendung von Energie und der Einsatz neuer Technologien werden dabei unerlässlich werden. Dies erfordert umfassende Investitionen in die Infrastruktur und Intelligenz des Energiesystems.

Was die E-Control dafür tut

Eine wichtige Aufgabe der E-Control für die Zukunft stellt die Schaffung eines Marktdesigns mit fairen Regeln dar, welche die notwendige Integration erneuerbarer Energie ermöglichen. Bei der Integration dezentraler erneuerbarer Erzeugungstechnologien hat die E-Control den Anspruch, mit umfassender Information über das aktuelle Angebot und die Nachfrage an Energie den effizienten Umgang mit fluktuierenden Produktions- und Abnahmeeinheiten zu ermöglichen.

Mehr Power für erneuerbare Energie

Im Zuge des Ökostromausbaus übernimmt die E-Control gemäß Ökostromgesetz das Monitoring der Entwicklungen im Ökostrombereich und zeigt Kosten-Nutzen-Relationen auf. Auf diese Weise werden Fördermittel effizient eingesetzt. Im Ökostrombericht publiziert die E-Control jährlich die Ergebnisse. Die Weiterentwicklung von der Förderung hin zur Marktintegration wird forciert. Durch Maßnahmen wie Stromkennzeichnung sowie Zertifizierung und Tools wie den Tarifikalkulator der E-Control soll die Nachfrage weiter in Schwung gebracht werden. Verbraucher erneuerbarer Energie wollen Gewissheit über die Herkunft ihres Stroms. Die E-Control beaufsichtigt die Stromkennzeichnung, mit der die Stromlieferanten die Herkunft der Energie ausweisen müssen. Die E-Control sichert damit einen genauen Stromnachweis für die Konsumenten.



Energieeffizienz im Fokus

Mit der Förderung der Energieeffizienz kommt die E-Control den Anforderungen des Ökostromgesetzes nach. Auf ihrer Website macht sie Energieeffizienzpotenziale in Haushalten durch den interaktiven Energiespar-Check deutlich, fördert das Bewusstsein bei Jugendlichen mit dem Schulprojekt ENERGIEeffizienz und hält gezielte Vorträge zu diesem Thema. Die Möglichkeiten der liberalisierten Energiemärkte und der „smarten Technologien“ sollen genutzt werden, um neue Energiedienstleistungen anzubieten und neuen Akteuren den Zutritt zu Markt und Kunden zu ermöglichen.

Was ein sozial nachhaltiges Energiesystem meistern muss

Der Zugang zu Energie ist ein wichtiges Bedürfnis unserer Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft. Die Kosten für die Energieversorgung stellen eine wesentliche Belastung für viele Haushalte dar. Endverbraucher müssen gut informiert sein, um Wettbewerb florieren zu lassen.

Was die E-Control dafür tut

Die E-Control nimmt beim fairen Zugang zu Energie eine wichtige Rolle zwischen Energieversorgungsunternehmen und Konsumenten ein, indem sie als neutrale Stelle für Bürger fungiert.

- > Über die Energie-Hotline können Konsumenten im direkten Kontakt mit der E-Control Informationen zu Rechnungen, Preisen, Produkten und Lieferantenwechsel aus erster Hand einholen und finden eine Anlaufstelle für Beschwerden. Daneben steht die E-Control auch für schriftliche Anfragen zur Verfügung.
- > Die E-Control-Website ermöglicht mit ihrem zielgruppenorientierten Konzept punktgenaue Information für Konsumenten, Industrie & Gewerbe sowie Marktteilnehmer. Mit zahlreichen Interaktionsmöglichkeiten findet die Website als zentrales Informationsmedium besonders bei den Konsumenten großen Anklang.
- > Persönliche Beratung und Informationstätigkeit für Konsumenten leistet die E-Control darüber hinaus im Rahmen von Messen und Beratungstagen. Konsumentenberichte und Broschüren geben den Energiekunden umfassende Informationen zur Orientierung am Strom- und Gasmarkt.
- > Der Tariffkalkulator der E-Control ist eine transparente Plattform für Kunden, um die unterschiedlichen Angebote der Strom- und Gaslieferanten vergleichbar zu machen. Er ermöglicht einen übersichtlichen Preisvergleich und alle wesentlichen Details, die als Grundlage für einen Anbieterwechsel dienen. Auch die Ausweisung der Stromkennzeichnung der einzelnen Produkte ist darin inkludiert. Mit diesem Konsumentenservice fördert die E-Control einen fairen Wettbewerb im Sinne der Energiekunden.

Lösungen finden mit der Schlichtungsstelle

Die Schlichtungsstelle – als Schnittstelle zwischen Energieunternehmen und Verbrauchern – fungiert lösungsorientiert als wichtiges Instrument zur Sicherstellung der sozialen Nachhaltigkeit der Energieversorgung. Die Schlichtungsstelle ist Vertreter der Konsumenten in Energiefragen, wobei der außergerichtlichen Mediationsfunktion in der Praxis eine hervorragende Bedeutung zukommt. Daneben etabliert sich die Schlichtungsstelle zunehmend als Anlaufstelle für Fragen der Konsumenten zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt.

Verantwortung beginnt im eigenen Haus

Für jede Organisation ist es auch essentiell, im eigenen Wirkungsbereich nachhaltig zu handeln. Die E-Control hat nicht zuletzt gerade als Energieregulierungsbehörde den Anspruch, Vorbildwirkung im Energiebereich zu zeigen und verantwortungsvoll mit der knappen Ressource Energie umzugehen. Daneben wird auch ein entwicklungsförderndes Umfeld geschaffen, um den Mitarbeitern der E-Control alle Voraussetzungen mitzugeben, um sich als Experten und Expertinnen für Energiefragen optimal einbringen zu können. Der effiziente Einsatz der zur Verfügung gestellten finanziellen Ressourcen sichert daneben die wirtschaftliche Nachhaltigkeit der E-Control.

Energie ist der Fokus. Die restliche Umwelt bleibt dabei im Blick.

Die E-Control hat bereits einige Aktivitäten gestartet, um den Firmenstandort am Rudolfsplatz energetisch zu optimieren. So wurde eine professionelle Energieberatung im Rahmen des Wiener ÖkoBusinessPlans durchgeführt, bei welcher der Energieverbrauch in der E-Control strukturiert erfasst und ein CO₂-Footprint erstellt wurde, den die E-Control durch ihre Geschäftstätigkeit hinterlässt. Die Erhebungen ergaben, dass der Energieverbrauch der E-Control insgesamt dem Durchschnitt anderer Bürogebäude entspricht. Während beim Stromverbrauch noch weitere Potenziale ausgeschöpft werden können, ist die Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel durch die Mitarbeiter der E-Control für den Arbeitsweg vorbildlich. Die Ergebnisse der Erhebungen dienen als Grundlage für die stetige Optimierung des Energieverbrauchs.

Die E-Control-Experten werden nachhaltig aufgebaut

Für die zielgerichtete Arbeit der E-Control ist es notwendig in das Know-how ihrer Mitarbeiter zu investieren, die als Experten und Expertinnen in Energiefragen fungieren. Ein entwicklungsförderndes Umfeld, in dem Aus- und Weiterbildung einen hohen Stellenwert haben, sichert die erforderliche Kompetenz der Mitarbeiter, die in ihrem Geschäftsalltag nicht nur Aufgaben erledigen, sondern vielmehr Lösungen für Herausforderungen erarbeiten. Mit Lehrlingsplätzen und postgradualen Trainee-Programmen investiert die E-Control darüber hinaus in die Ausbildung junger Menschen.



Große Herausforderungen für die nächsten Jahre

Die Aufgaben der E-Control der vergangenen zehn Jahre waren andere, als sie es in den nächsten zehn sein werden. Mit der Liberalisierung des Energiesystems vor rund zehn Jahren war es Gründungsaufgabe der E-Control, funktionierenden Wettbewerb sicherzustellen. Heute sieht sich das Energiesystems wesentlichen Herausforderungen gegenüber. Der Sektor Strom und Gas steht vor einem Totalumbau, der zu tiefgreifenden Änderungen in Erzeugung und Verbrauch von Energie führt. Diesem Umstand trägt auch das neue E-Control-Gesetz Rechnung, in dem neben der ökonomischen auch die ökologische und soziale Nachhaltigkeit verankert ist. Das neue E-Control-Gesetz verschafft der Regulierungsbehörde damit erweiterte rechtliche Grundlagen. Die neue Qualität der Unabhängigkeit der E-Control geht mit mehr Verantwortung einher, die künftig systematisch zu managen sein wird. Nach der Neukonstellation der Behörde im vergangenen Jahr ist die E-Control nun in hervorragender Verfassung, ihren Blick nach vorne zu richten und sich aktiv der Frage zu stellen, wie sie die Herausforderungen der nächsten Jahre als unabhängige Expertenorganisation mitgestalten kann.

Für ein auch in Zukunft stabiles Energiesystem sind langfristige Investitionen notwendig. Dazu bedarf es stabiler Rahmenbedingungen, die den betroffenen Unternehmen Investitionssicherheit und Planungssicherheit gewährleisten. Die E-Control wird weiterhin ihren Beitrag zu dieser Stabilität leisten.

Internationale Kooperationen – ACER

Junge Energieregulierungsagentur ACER treibt Harmonisierung auf EU-Ebene voran – Tätigkeiten, Aufgaben und die ersten Ergebnisse nach einem halben Jahr Arbeit

Als Teil des 3. Energieliberalisierungspakets, konkret mit VO (EG) Nr. 713/2009, hat die Europäische Union eine eigene Regulierungsagentur geschaffen, die die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden bei grenzüberschreitenden Aufgaben koordiniert: ACER, kurz für „Agency for the Cooperation of Energy Regulators“ (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden), mit Sitz in Laibach/Slowenien hat am 3. März 2011 formell seine Tätigkeit aufgenommen. Als ACERs erster Direktor wird Alberto Pototschnig nach Besetzung aller Stellen ein Team von 60 Mitarbeitern leiten und über ein Budget von sieben Millionen Euro verfügen.

Neben dem Direktor hat ACER auch einen Verwaltungsrat, der unter seinem Vorsitzenden, Piotr Grzegorz Wozniak, vorwiegend administrative Aufgaben erfüllt, sowie einen Beschwerdeausschuss, der bei Beschwerden Betroffener gegen Entscheidungen der Agentur angerufen werden kann. Danach ist der Gang zum EuGH möglich. Die Mitglieder des Beschwerdeausschusses handeln unabhängig und weisungsfrei; unter ihnen ist auch Wolfgang Urbantschitsch, Leiter der Rechtsabteilung der E-Control.

Für die regulatorische Arbeit von ACER wesentlich ist der Regulierungsrat („Board of Regulators“, kurz BoR); hier ist Österreich durch Walter Boltz (Mitglied) und Dietmar Preinstorfer (Stellvertreter) vertreten. Der Regulierungsrat entscheidet vorwiegend mit Zweidrittelmehrheit, wobei jedem Mitgliedstaat eine Stimme zukommt; diese Regelung verleiht der österreichischen Stimme gleich viel Gewicht wie jenen der großen Mitgliedstaaten. Zum Vorsitzenden des BoR wurde der Brite John Mogg gewählt, Walter Boltz zu seinem Stellvertreter. Grundsätzlich ist das BoR für alle regulatorischen Aufgaben von ACER verantwortlich: Alle (regulatorischen) Akte des Direktors bedürfen einer positiven Stellungnahme des BoR. Inhaltlich kommt die regulatorische Vorarbeit für Direktor und BoR aus den nationalen Regulierungsbehörden – über diese Schiene trägt die E-Control maßgeblich zur Erfüllung von ACERs Kernaufgaben bei.

Das Ziel der Arbeit von ACER ist die Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes für Strom und Gas: In Zukunft soll eine breite Palette von rechtsverbindlichen Marktregeln den grenzüberschreitenden Strom- und Gasmarkt sicherer, effizienter, transparenter und einfacher gestalten. Hierzu erarbeiten die europäischen Verbände der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E für Strom und ENTSG für Gas) Netzwirkkodizes auf Basis von Rahmen-



leitlinien, die wiederum von ACER erstellt werden. Bei der Arbeit an den Rahmenleitlinien geht es also darum, in Konsultation mit den Marktteilnehmern und in Abstimmung mit der Europäischen Kommission das Fundament für die zukünftigen Binnenmarktregeln zu legen. Rechtskraft erlangen die von den ENTSOs ausgearbeiteten Kodizes letztendlich nach einem durch die Europäische Kommission eingeleiteten Komitologieverfahren.

Die Erstellung der Rahmenleitlinien stellt derzeit klar den inhaltlichen Schwerpunkt der Arbeit von ACER dar; auch dank der intensiven Vorarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden bereits vor März 2011 konnte ACER bereits mehrere Rahmenleitlinien fertig stellen, insbesondere zu Kapazitätsvergabe, Engpassmanagement sowie Netzananschluss im Strombereich und zur Kapazitätsvergabe und Ausgleichsenergie im Gasbereich. Daneben kommen ACER auch Monitoringaufgaben zu, insbesondere was Endkundenpreise von Strom und Erdgas, den Zugang zu den Netzen und die Einhaltung von Verbraucherrechten anbelangt.

Wesentlich ist überdies die Koordinierungsfunktion von ACER in der Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden. ACER kann im Rahmen eines „Peer review“-Mechanismus Stellungnahmen zu den Entscheidungen der nationalen Regulierungsbehörden abgeben und Empfehlungen aussprechen, um die Behörden beim Austausch zu bewährten Verfahren („good practices“) zu unterstützen. Bei grenzüberschreitenden Infrastrukturen entscheidet ACER, wenn sich die nationalen Behörden binnen sechs Monaten nicht einigen können oder einen gemeinsamen Antrag auf Entscheidung durch ACER stellen. Dies betrifft neben Modalitäten für den Zugang zu solchen grenzüberschreitenden Infrastrukturen auch Entscheidungen über Ausnahmen gemäß den Vorgaben der Strom- bzw. Gasbinnenmarkttrichtlinie.

Schließlich werden ACER durch neue Initiativen auf EU-Ebene auch weitere Aufgaben übertragen, etwa durch die Verordnungen zur Gasversorgungssicherheit (SoS) und zur Integrität und Transparenz des Energiemarkts (REMIT), künftig auch durch die Verordnung zu trans-europäischen Energieinfrastrukturen.

Nach einem halben Jahr ACER sind bereits die ersten positiven Auswirkungen für die grenzüberschreitende Zusammenarbeit spürbar und erste Schritte zur Harmonisierung der Energiemärkte beginnen zu greifen.

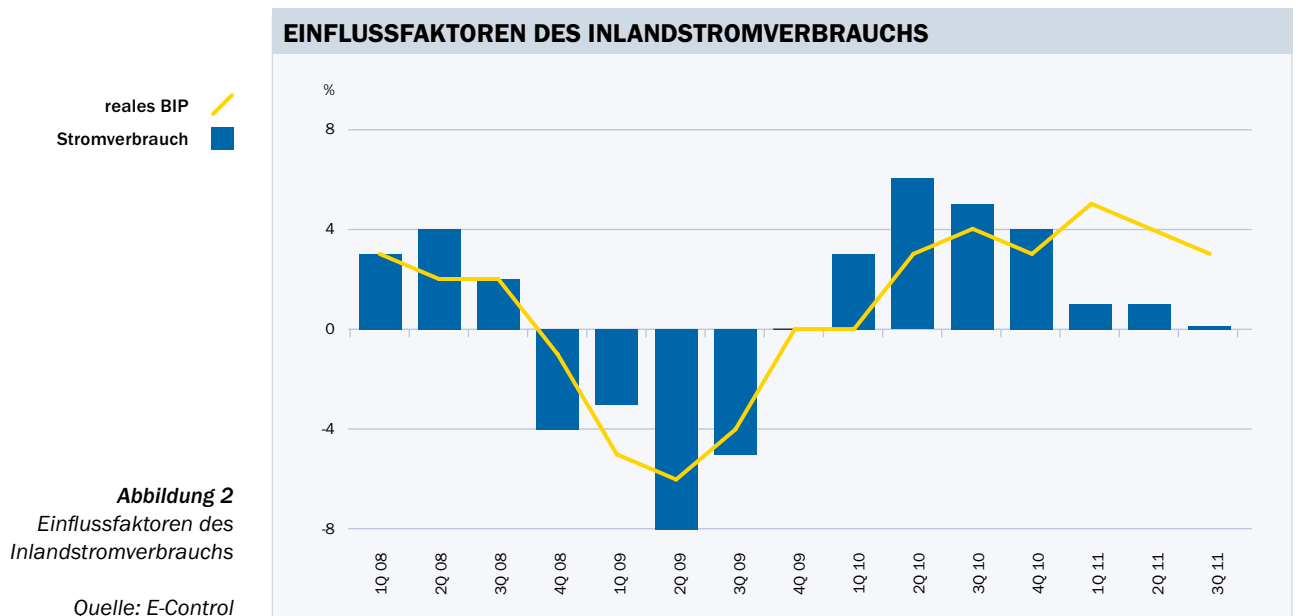
Weitere Informationen unter: www.acer.europa.eu



Entwicklung am Elektrizitätsmarkt 2011

ENTWICKLUNGEN AUF DEM ÖSTERREICHISCHEN ELEKTRIZITÄTSMARKT

Die Entwicklung des Stromverbrauchs der letzten Jahre zeigt recht eindrucksvoll seine Verflechtung mit den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen: Nach einer lang andauernden Periode steigender Wirtschaftsproduktion waren vom vierten Quartal 2008 bis zum vierten Quartal 2009 Rückgänge beim BIP zu verzeichnen, die seit dem ersten Quartal 2010 wieder einer positiven Entwicklung wichen. Dazu verlief die Entwicklung des inländischen Stromverbrauchs nahezu parallel: Von Oktober 2008 bis November 2009 ging der inländische Stromverbrauch im Jahresvergleich zurück, um mit Dezember 2009 wieder einer Periode andauernden Verbrauchsanstiegs zu weichen, die erst wieder ab Juni 2011 von einigen Monaten mit geringerem bzw. teilweise sogar rückgängigem Stromverbrauch unterbrochen wurde.



Auffällig bei der Stromverbrauchsentwicklung in den ersten drei Quartalen 2011 ist der Unterschied zwischen jener im Bereich des öffentlichen Netzes und jener in der gesamten Elektrizitätsversorgung: Der Bezug aus dem öffentlichen Netz nahm weniger stark zu bzw. ging etwas stärker zurück als der Stromverbrauch insgesamt, was auf unterschiedliche Auftragslagen in den strom- und wärmeintensiven Branchen und den anderen Wirtschaftsbereichen schließen lassen dürfte.

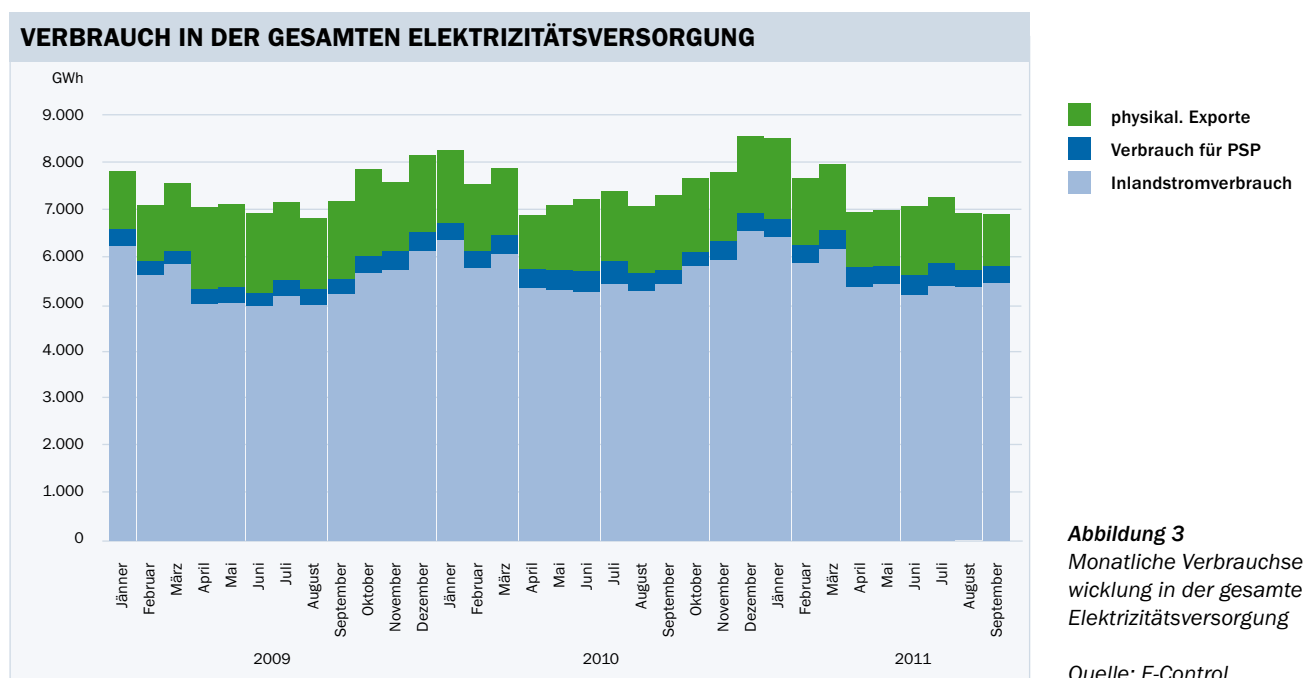
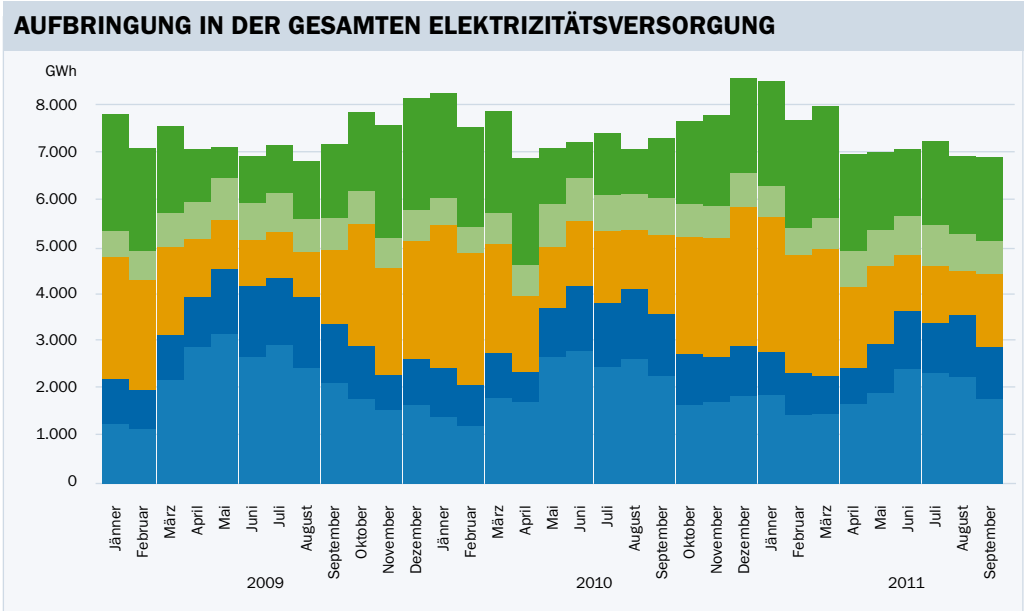


Abbildung 3
Monatliche Verbrauchsentwicklung in der gesamten Elektrizitätsversorgung

Quelle: E-Control

Die inländische Stromerzeugung war 2011 durch ein nicht nur zum Vorjahr, sondern auch im langjährigen Vergleich geringeres Wasserdargebot und damit durch einen Rückgang sowohl der Erzeugung der Lauf- wie auch der Speicherkraftwerke gekennzeichnet: Insgesamt war das Wasserdargebot in den ersten neun Monaten 2011 mit einem Erzeugungskoeffizienten von 0,87 um 13% niedriger als der Erwartungswert und um 10% niedriger als im Vorjahr, wobei vor allem in den wasserreichen Monaten ein sehr geringes Dargebot gegeben war. Dementsprechend ging die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken um rd. 9,5% zurück. Da die Erzeugung der Wärmekraftwerke mit -3,4% ebenfalls leicht rückgängig war und die Erzeugung der sonstigen Kraftwerke stagnierte, wurde die Differenz durch Reduktion der physikalischen Exporte bei gleichzeitiger Erhöhung der Importe ausgeglichen, wodurch sich in den ersten neun Monaten 2011 der Importüberhang von 1,5 TWh im Vorjahr auf 5,6 TWh im Betriebszeitraum erhöhte.





Im Regelfall ist Ende August bzw. Anfang September der höchste Speicherstand gegeben. 2011 wurde diese Marke allerdings erst Ende September erreicht, wobei die in Großspeichern zu diesem Stichtag vorrätigen rd. 3 TWh einen guten Ausgangswert für die Winterperiode darstellen. Bei den Wärmekraftwerken waren Ende September feste und flüssige fossile Brennstoffe mit einem Energieäquivalent von etwa 6,7 TWh vorrätig. Dies sind um rd. 2 TWh weniger als zum gleichen Stichtag des Vorjahres, wobei dieser Wert zu den höchsten der letzten Jahre zu zählen war.

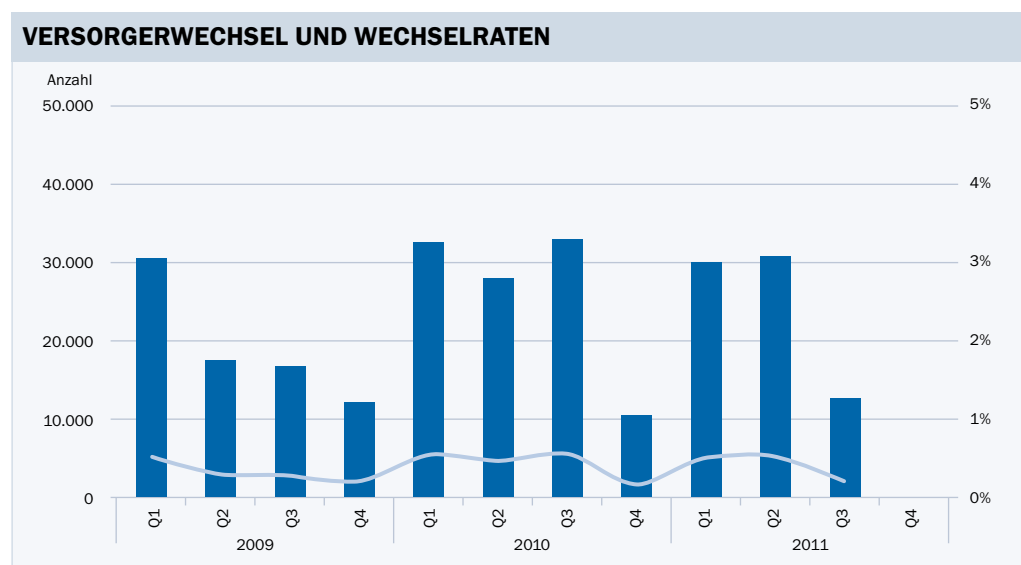


Abbildung 5
Monatliche Versorgerwechsel im
Elektrizitätsbereich

Quelle: E-Control

In den ersten drei Quartalen 2011 haben etwas mehr als 74.000 Stromkunden ihren bisherigen Versorger gewechselt, was einer Wechselrate von 1,3% entspricht. Demgegenüber wechselten im selben Zeitraum des Vorjahrs 94.000 Stromkunden. Die geringere Wechselbereitschaft im Berichtszeitraum 2011 dürfte auf einen geringeren Unterschied zwischen den Endkundenpreisen der angestammten Lieferanten und jenen alternativer Stromanbieter zurückzuführen sein.

ÖKOSTROM

In den Jahren 2002 bis 2010 war ein starkes Mengenwachstum an gemäß Ökostromgesetz geförderten sonstigen Ökostromtechnologien (exklusive Kleinwasserkraft) gegeben. Die Menge von sonstigem Ökostrom (Windkraft, Biomasse fest, Biogas, Biomasse flüssig, Photovoltaik) ist in diesem Zeitraum von 412 GWh im Jahr 2002 auf 4.647 GWh im Jahr 2010 gestiegen. Im Gegensatz dazu schwanken die Mengen an von der OeMAG abgenommener Kleinwasserkraft stark und gingen von 2004 bis 2009 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. Gegenläufig zu diesem Trend hat sich die Menge an von der OeMAG abgenommener Kleinwasserkraft von 2009 auf 2010 mehr als verdoppelt.

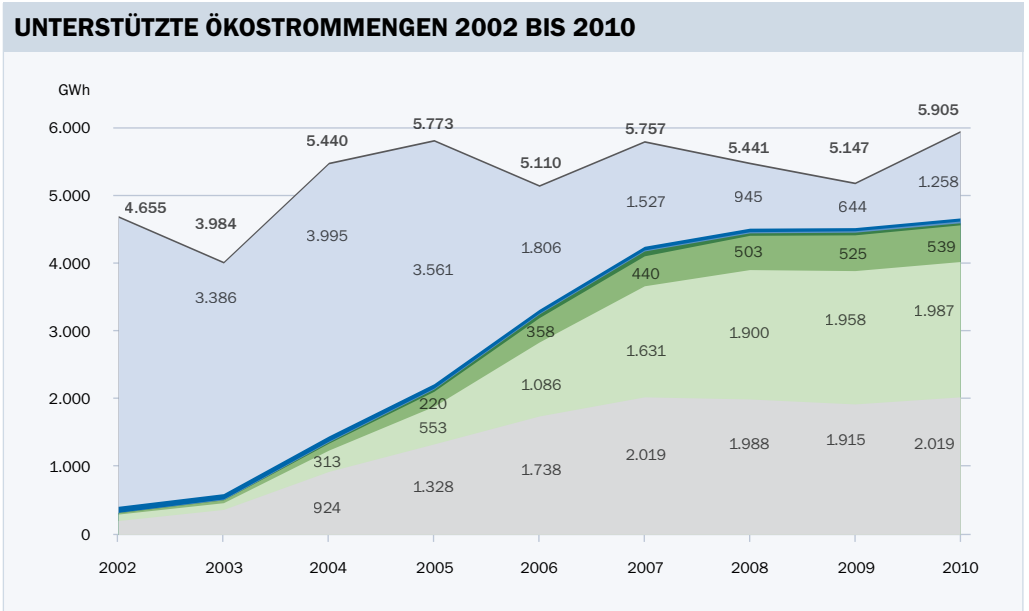


Abbildung 6
 Von der OeMAG (ÖKO-BGVs)
 abgenommene Ökostrommengen
 in den Jahren 2002 bis 2010

Quellen: E-Control, OeMAG

Die bisher verfügbaren Daten für 2011 zeigen bis inklusive zweitem Quartal 2011 ähnliche Erzeugungsmengen für sonstigen Ökostrom wie im Vergleichszeitraum des Jahres 2010.



ÖKOSTROMEINSPHEISEMENGEN UND -VERGÜTUNGEN IM 1. HALBJAHR 2011

Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen (inkl. Marktwert) in Österreich im 1. Halbjahr 2011 sowie Vergleich zum 1. Halbjahr 2010

Energieträger	Einspeisemenge in GWh 1. HJ 11	Vergütung netto in Mio. Euro 1. HJ 11	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamtabgabemenge 1. HJ 11 ¹	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh 1. HJ 11	Einspeisemenge in GWh 1. HJ 10	Vergütung netto in Mio. Euro 1. HJ 10	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamtabgabemenge 1. HJ 10 ²	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh 1. HJ 10
Kleinwasserkraft (unterstützt)	543	31,6	1,8%	5,81	580	31,6	2,0%	5,45
Sonstige Ökostromanlagen	2.268	257,4	7,7%	11,35	2.377	266,7	8,1%	11,22
Windkraft	977	75,8	3,3%	7,76	1.062	83,1	3,6%	7,83
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	986	134,3	3,4%	13,61	994	134,6	3,4%	13,55
Biomasse gasförmig	260	36,7	0,9%	14,13	270	38,2	0,9%	14,15
Biomasse flüssig	7	0,9	0,02%	13,26	16	2,2	0,05%	13,84
Photovoltaik	16	8,2	0,06%	50,17	12	6,8	0,04%	56,09
Deponie- und Klärgas	21	1,5	0,07%	7,02	22	1,6	0,07%	7,21
Geothermie	0,6	0,03	0,002%	5,48	0,7	0,08	0,003%	10,43
Ges. Kleinwasserkraft und sonstige Ökostromanlagen	2.811	289,0	9,6%	10,28	2.957	298,3	10,1%	10,09

¹ bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 29.432 GWh für das 1. Halbjahr 2011 (vorläufiger Wert)

² bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 29.270 GWh für das 1. Halbjahr 2010 (vorläufiger Wert)

Tabelle 1: Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2011 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2010

Quelle: OeMAG

Demnach ist die Gesamtabgabemenge im öffentlichen Netz von 10,1% auf 9,6% im Vergleichszeitraum vom 1. Quartal 2010 auf das 1. Quartal 2011 gesunken.

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 betrug der Bruttoinlandsstromverbrauch im Jahr 2010 68,8 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 sowie der Einspeisetarife für kleine Wasserkraft ist ein Anstieg der Projekte zu erwarten.

Aufgrund des festgelegten Einspeisetarifs in den Jahren 2010 und 2011 für Windkraftanlagen gibt es intensive Projektplanungen. Es sind bereits mehrere 100 MW Windkraft zur Genehmigung als Ökostromanlage bei den Bundesländern eingelangt. 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.¹⁶

Biomasse erhält im Jahr 2010 neuerlich einen Rohstoffzuschlag von 2 Cent/kWh. Dies stellt einen zusätzlichen Investitionsanreiz dar. Demgegenüber stehen die relativ hohen Kosten der Anlagenerrichtung und Stromerzeugung aus Biomasse. Ein zusätzlicher Ausbau von 100 MW bzw. 600 GWh von vorwiegend geförderten Biomasseanlagen fließt ebenfalls in die Prognose zur Zielerreichung bis 2015 ein.

¹⁶ Im Jahr 2010 wurden 988 MW Windkraft von der OeMAG abgenommen. Bis zum Jahr 2015 sind 1.500 GWh als Zielwert prognostiziert.



Nach derzeitigem Stand der Prognosen wird der Anteil der Erneuerbaren an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen bis zum Jahr 2015 17,7% betragen, womit das 15%-Ziel übererfüllt wäre (Tabelle 2).

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGERN		
Ausbauplan zur Zielerreichung gem. Ökostromgesetz 2012	Planwerte 2015 GWh	Ausbauplanwerte 2010–2020, GWh
Öffentliche Netze – Abgabe an Endverbraucher (Prognose)	57.789*	60.737*
15% Zielwert	8.668	
Summe geförderte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Stand 2010	5.905	
Kleine und mittlere Wasserkraft	1.750	2.000
Windkraft	1.500	4.000
Photovoltaik	500	1.200
Biomasse und Biogas	600	1.300
Summe Stromerzeugung aus Erneuerbaren gemäß Ausbauzielen ÖSG 2012 (exkl. Großwasserkraft)	4.350	8.500
Gesamtanteil Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2015	10.255	
Anteil Erneuerbare an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen	17,7%	
* Ausgangswert 2010 54.985 GWh, jährliche Steigerung 1 %		

Tabelle 2
Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern Zielerreichung bzw. Ausbaupläne gemäß Ökostromgesetz 2012

Quelle: E-Control

Aufgaben der E-Control im Ökostrom- und KWK-Bereich

Ökostrom

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 2011 ist sehr umfassend und auf der Homepage www.e-control.at abrufbar. Der Bericht kann auch als gedruckte Version bestellt werden.

Im Ökostrombericht 2011 werden unter anderen folgende zusammenfassende Erkenntnisse formuliert:

- > Das Ökostromgesetz 2002 hat durch seine Förderungsanreize bis zum Jahr 2010 zu einer jährlichen zusätzlichen Ökostromerzeugung von etwa 6.000 GWh an erneuerbaren Energieträgern geführt. Das sind etwa 10,7% bezogen auf die gesamte Stromversorgung aus öffentlichen Netzen in Österreich.
- > Im ersten Halbjahr 2011 betrug der Anteil des von der Ökostromabwicklungsstelle abgenommenen geförderten Ökostroms 9,6% (2.811 GWh) bezogen auf die gesamte Stromabgabemenge aus öffentlichen Netzen (29.432 GWh für das erste Halbjahr 2011).
- > Die eingespeisten geförderten Mengen an Kleinwasserkraft haben sich von 644 GWh (2009) auf 1258 GWh (2010) und jene der sonstigen Ökostromtechnologien von 4.503 GWh (2009) auf 4.647 GWh (2010) erhöht.
- > 15% geförderter Ökostrom bis 2015 kann nicht nur erreicht, sondern sogar überfüllt werden.



- > Für die Förderung gemäß Ökostromgesetz wurden von den Stromkonsumenten im Jahr 2010 Subventionsmittel in Höhe von 385,5 Mio. Euro aufgebracht. Der Großteil davon (348 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) wurden per 18. Juli 2011 37,5 Mio. Euro aufgebracht.

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 2011 in Höhe von 45 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 435,5 Mio. Euro an Fördermitteln.

- > Das Gesamtfördervolumen für Ökostrom hat einen signifikanten Einfluss auf das gesamtwirtschaftliche Umfeld der Stromversorgung.
- > Mit Stand 19. August 2011 wurden von der Energie-Control Austria im Zuge der Ökostromrückvergütung 2.147 Bescheide mit einer Auszahlungssumme von 44,19 Mio. Euro erlassen.

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

- > Beratende Funktionen im Zusammenhang mit dem Ökostromgesetz
- > Erstellung der Stromkennzeichnungsverordnung
- > Erstellung von Gutachten für die Ökostromfinanzierung (Verrechnungspreise 2012)
- > Erstellung von Gutachten zur Bestimmung der Einspeisetarife für 2012
- > Erstellung von Gutachten zur Bestimmung des Rohstoffzuschlages für 2011
- > Erstellung des Stromkennzeichnungsberichts 2011 als Ergebnis der Aufsichtstätigkeit für die Stromkennzeichnung
- > Erfassung und Prüfung der Anträge zur Ökostromrückvergütung sowie Bescheiderstellung
- > Aktivitäten bei AIB und RE-DISS

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. August 2008, Inkrafttreten am 23. Februar 2009 mit Genehmigung durch die Europäische Kommission).

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

Tabelle 3 stellt die Förderungsstruktur von fossilen KWK-Anlagen gemäß Ökostromgesetz bzw. KWK-Gesetz von 2003 bis 2012 dar. In der Tabelle 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. Oktober 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. Juli 2006 erfolgte und für die bis zum 30. September 2012 alle für die Errichtung erforderlichen Genehmigungen in erster Instanz vorliegen und die bis spätestens 31. Dezember 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 EUR/kW • 100 bis 400 MW EP: 60 EUR/kW • Über 400 MW EP: max. 40 EUR/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 3: Förderregelungen für KWK-Anlagen mit fossilen Energieträgern
 Quelle: E-Control

Tabelle 4 stellt die KWK-Antragsentwicklung von 2003 bis 2010 dar.

Tabelle 4
 KWK-Strommengen mit
 Förderungszusage 2003–2010
 (Stand Mai 2010)

Quelle: E-Control

KWK-STROMMENGEN MIT FÖRDERUNGSZUSAGE								
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Anzahl der KWK-Anlagen, für die Förderanträge eingereicht wurden	53	44	41	40	40	31	4	3
Summe KWK-Energie in GWh	6.169	6.524	6.701	6.165	5.877	5.299	2.558	2.492
Eingehobener KWK-Zuschlag in Cent/kWh	0,15	0,15	0,13	0,07	Teil der ZP-Pauschale ¹⁶			

Per 18. Juli 2011 wurden für acht Kraft-Wärmekopplungs-Anlagen (KWK) 37,51 Mio. Euro an Investitionszuschüssen genehmigt. Die Verringerung der Fördersumme (im Vergleich zum Vorjahr: 44,8 Mio. Euro) bei den KWK-Anlagen resultiert aus der Rückziehung einer Einzelnotifikation¹⁸.

Des Weiteren ist eine KWK-Anlage auf Basis von Ablauge geplant (Tabelle 3).

Tabelle 5
 Anträge Investitionsförderung
 Kraft-Wärmekopplung

Quelle: OeMAG

ANTRÄGE INVESTITIONSFÖRDERUNG FÜR NEUANLAGEN KRAFT-WÄRMEKOPPLUNG				
	Anzahl genehmigte Anträge	geplante EPL in kW"	genehmigte maximale Förderung in Mio. EUR	geplante Kosten in Mio. EUR
Kraft-Wärmekopplung (FW/PW)	12	1.452.660	37,51	1.300
abgewiesen/ zurückgeschickt	1	2.200	0,00	1
genehmigt	8	1.422.160	37,51	1.134
davon Fernwärme (FW)	5	1.367.800	32,48	1.076
davon Prozesswärme (PW)	3	54.360	5,03	58
in Begutachtung	3	28.300	0,00	165
Kraft-Wärmekopplung (Ablauge)	1	34.400	0,00	60
abgewiesen/ zurückgeschickt	0	0	0,00	0
genehmigt	0	0	0,00	0
in Begutachtung	1	34.400	0,00	60

¹⁷ Ab dem Jahr 2007 erfolgt die Einhebung der KWK-Fördermittel über die Zählpunktpauschale.

¹⁸ Dabei wurde die Fördersumme auf Wunsch des Förderwerbers und mit Zustimmung des Ministeriums von ca. 15 Mio auf 7,5 Mio reduziert.

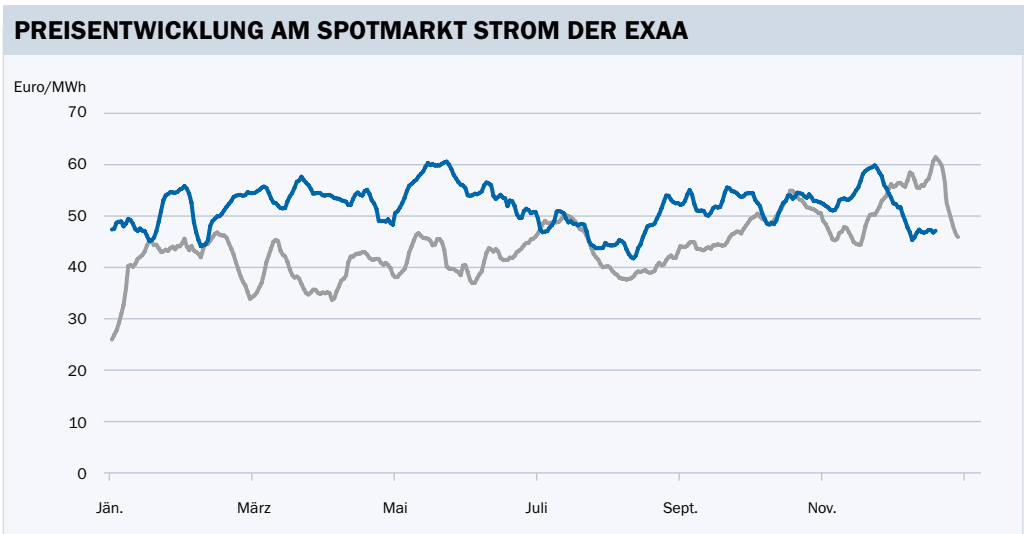


PREISENTWICKLUNG AM GROSSHANDELSMARKT

Die Preise an der deutschen und österreichischen Strombörse (Spotmarkt) machten im Jahr 2011 eine relativ moderate Entwicklung durch. Grund waren gegensätzliche Impulse, welche gleichzeitig für bearische und bullische Stimmung sorgten. Einerseits gab es an den internationalen Energiemärkten, allen voran Erdöl, Preissteigerungen, andererseits wurde im ersten Quartal 2011 die Preiserwartung an den Strommärkten durch die gute Versorgungslage und Kraftwerksverfügbarkeit gedämpft. Ende März 2011 sorgten dann die Kraftwerksabschaltungen durch die Wende in der deutschen Energiepolitik für einen Preisanstieg im Frühjahr. Zum Sommer hin fielen die Preise im Day-Ahead-Markt wieder recht deutlich während im Herbst kein eindeutiger Trend auszumachen war. Wehte der Wind ging es preislich bergab, kam die Windflaute, so stiegen die Spotpreise wieder. Gab es zu Beginn der kälteren Monate noch Bedenken bezüglich möglicher Knappheit und Preisanstiege wurden diese durch die überdurchschnittlich warmen Temperaturen bald wieder in den Hintergrund gedrängt. Vergleicht man daher die Terminmarktpreise des 2011 Jahreskontrakts mit den Spotmarktpreisen des Jahres 2011 so ist der Unterschied relativ gering. Die gemischte Stimmung sorgte also dafür, dass die Day-ahead-Base-Preise im Jahresdurchschnitt beinahe identisch mit den Base Futures 2011 (im Durchschnitt der Handelsperiode 2009–2010) waren.

Am Terminmarkt sorgten im ersten Halbjahr einerseits die bullischen Tendenzen im Gasmarkt aber vor allem das deutsche Atomkraft-Moratorium für einen deutlichen Preissprung gegen Ende des ersten Quartals 2011. Eine treibende Kraft für Preisänderungen am Strom-Futuresmarkt war Anfang 2011 auch der CO₂-Markt. Nach kurzem Aufschwung zu Jahresanfang, brach der Markt für CO₂-Zertifikate mit Ende des 2. Quartals komplett ein. Grund dafür waren Meldungen zum hohen Überschuss an Zertifikaten und der Erwartung, dass dies (auch aufgrund geplanter Effizienzsteigerungsbestrebungen auf EU-Ebene) weiterhin, zumindest bis zum Ende der 2. Phase des EU ETS, bestehen wird.

Aufgrund dieser Entwicklung, den im Jahresverlauf stärker werdenden Rezessionsängsten und der aufgrund der milden Temperaturen entspannten Lage am Gasmarkt, verloren die Stromfutures im zweiten Halbjahr 2011 deutlich an Fahrt. Ab Herbst sorgte die wirtschaftliche Lage an den meisten Energiemärkten für eine bearische Stimmung im Terminmarkt. Am stärksten zeichnete sich dies wieder bei den CO₂-Zertifikatspreisen am Terminmarkt ab. Auch in der zweiten Jahreshälfte senkten die neuerlichen Rezessionsängste, die zu erwartende zukünftige Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten. Vor allem im Industriebereich wird für das Jahr 2012 ein Zertifikatsüberschuss erwartet, was demnach auch die Preise dämpft. Neben den CO₂-Preise hatte auch die Finanzkrise und die relativ günstigen Kohlepreise gegen Ende des Jahres bei den Stromfutures einen preissenkenden Effekt.





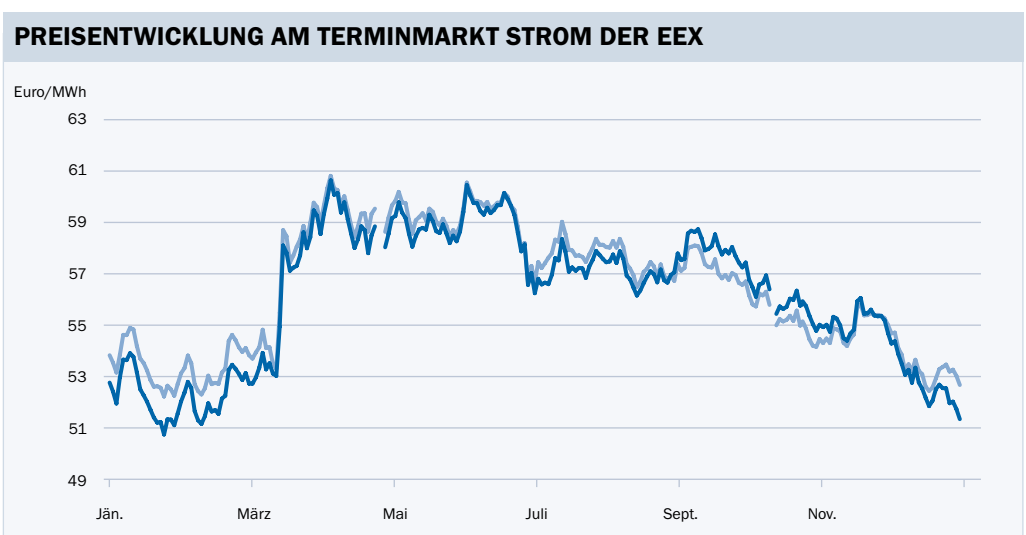
7 Tage gleitender DS 2011 
 7 Tage gleitender DS 2010 

Abbildung 7
 Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt

Quelle: EXAA





Lieferjahr 2012 
 Lieferjahr 2013 

Abbildung 8
 Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX Base im Handelsjahr 2011

Quelle: EEX



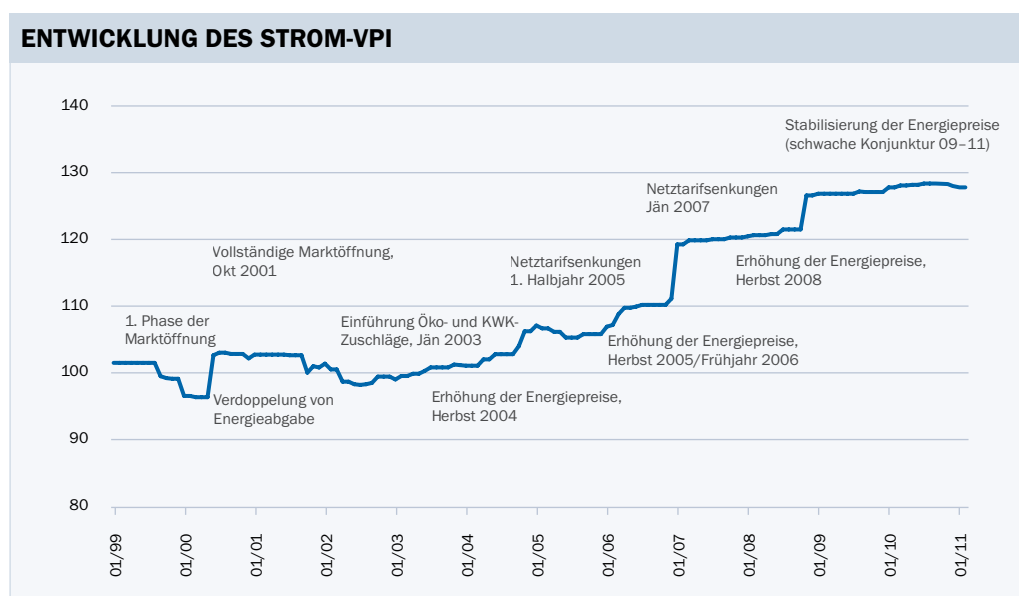
PREISENTWICKLUNG FÜR ENDKUNDEN

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.

Haushaltskunden

Die Entwicklung des Strompreises von Haushaltskunden wird anhand des Strom-VPI in *Abbildung 9* dargestellt. Berücksichtigt werden dabei die Gesamtkosten, d. h. Energiepreis, Kosten für die Netznutzung sowie die Steuern und Abgaben, die von Endkunden zu zahlen sind.

Seit 2009 befindet sich der VPI auf einem hohen Niveau und bewegt sich seitwärts mit leicht steigender Tendenz. Das Durchschnittsniveau des Strom-VPI bleibt heuer im Vergleich zum Vorjahr mit einer sehr geringen Erhöhung von 0,09% fast unverändert. Die geringere Senkung Anfang des Jahres ist auf die Netztarifsenkungen zurückzuführen und wurde gefolgt von einem leichten Anstieg, der sich aus den Preiserhöhungen einiger Lieferanten ergab.



VPI Strom

Abbildung 9
Entwicklung des Strom-VPI
(Index 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Die gewichtete Durchschnittserhöhung des Energiepreises der regionalen Lieferanten betrug im Vergleich zum Dezember des Vorjahres 1,42%. Dafür sanken die Netznutzungskosten um 0,6%, sodass die Gesamtpreiserhöhung 0,55% ausmacht. Im Februar erhöhten Salzburg AG (+2,3%) und VKW (+0,9%) ihre Energiepreise. BEWAG (+6,4%), TIWAG (+1,6%), Kelag (+8,8%) und Innsbrucker Kommunalbetriebe (2,3%) folgten in Mai. Keine Preisänderungen unternahmen Wien Energie, EVN, Energie AG, Linz AG, Energie Graz GmbH und Steweag- STEG AG.

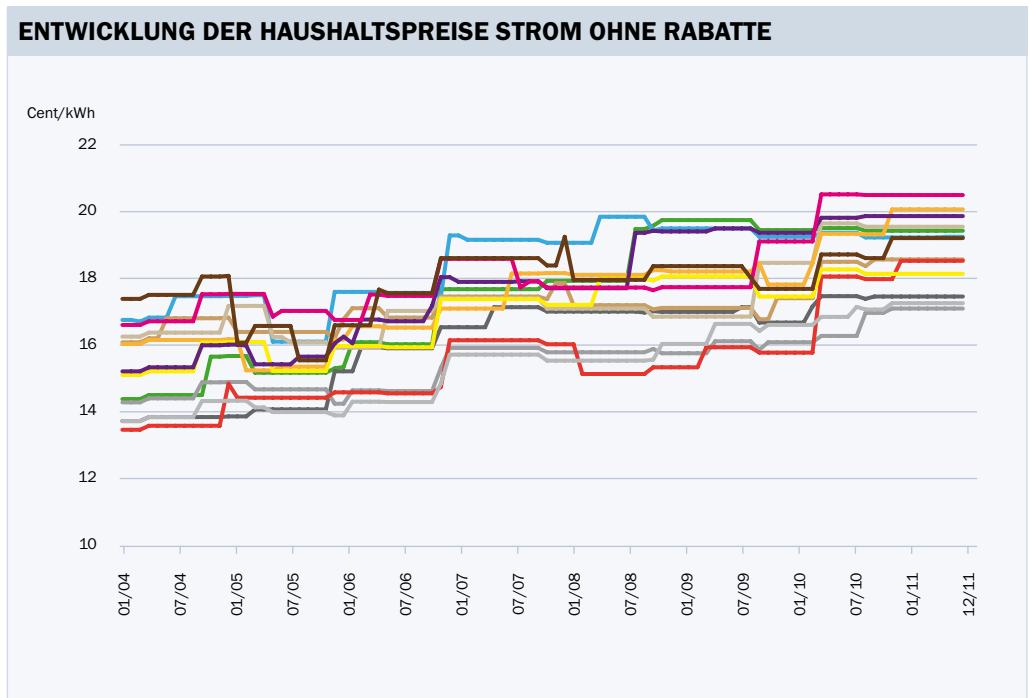


Abbildung 10

Entwicklung der Haushaltspreise ohne Rabatte (Energie, Netz, Steuern & Abgaben), im jeweiligen Netzgebiet, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator



Preisentwicklung im internationalen Vergleich

Eurostat Preisvergleich

Im ersten Halbjahr 2011 befanden sich die Haushaltsstrompreise in Österreich im Vergleich zu anderen europäischen Ländern im oberen Drittel, d. h. über den EU-15 und EU-27 Durchschnitten (Abbildung 11).

Die Zuordnung der Steuern und Abgaben bzw. deren getrennte Ausweisung ist nicht in allen Ländern gleich. Deshalb könnte der Vergleich der Energie- und Netzkosten zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Für die Haushaltskunden ist jedoch ausschließlich der Gesamtpreis inklusive aller Steuern und Abgaben relevant.

Die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden im EU-25/27-Durchschnitt ist steigend seit Anfang 2010. Verglichen mit dem 1. Halbjahr 2010 stiegen die Preise im 1. Halbjahr 2011 im EU-Schnitt um 7%. Die Preisentwicklung in den einzelnen Mitgliedstaaten zeigt jedoch ein unterschiedliches Bild. Von den EU-Ländern ist Deutschland das einzige Land, in dem die Gesamtstromkosten für Haushalte in den letzten fünf Jahren (2. Halbjahr 2007 – 1. Halbjahr 2011) nach Eurostat-Halbjahreserhebungen immer gestiegen sind. In Österreich sind sie nur geringfügig im 2. Halbjahr 2008 und 2010 gesunken, aber nicht unter dem Niveau des 2. Halbjahres 2007 (Abbildung 12).

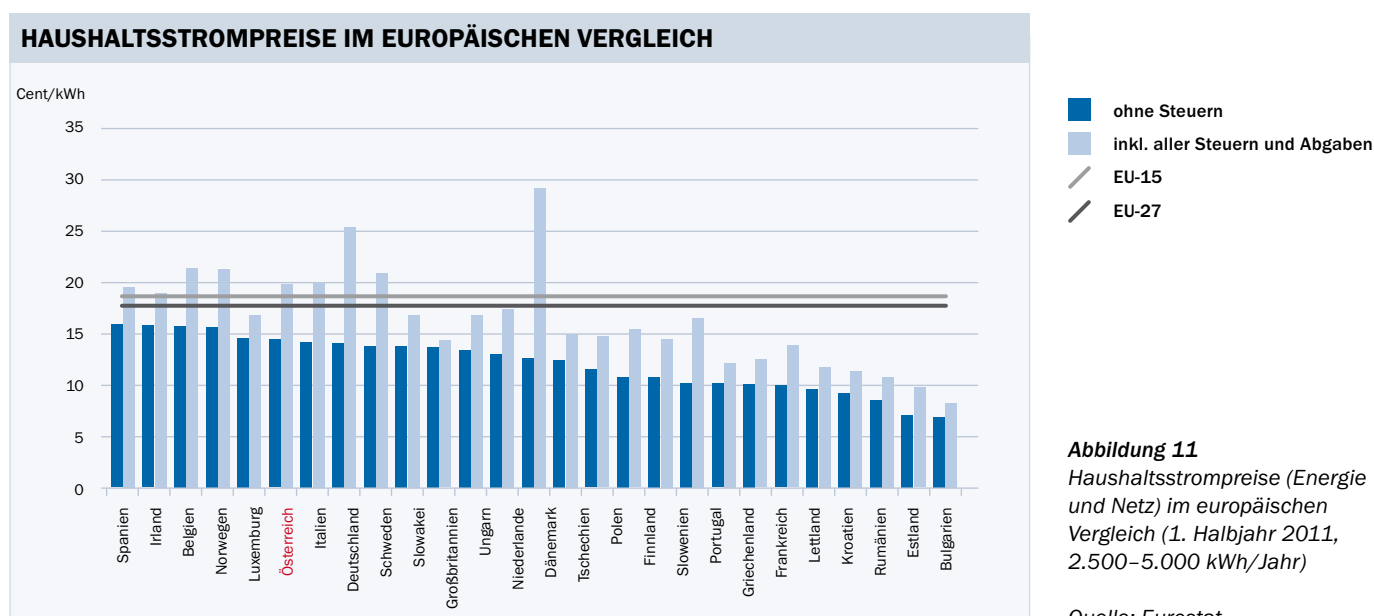
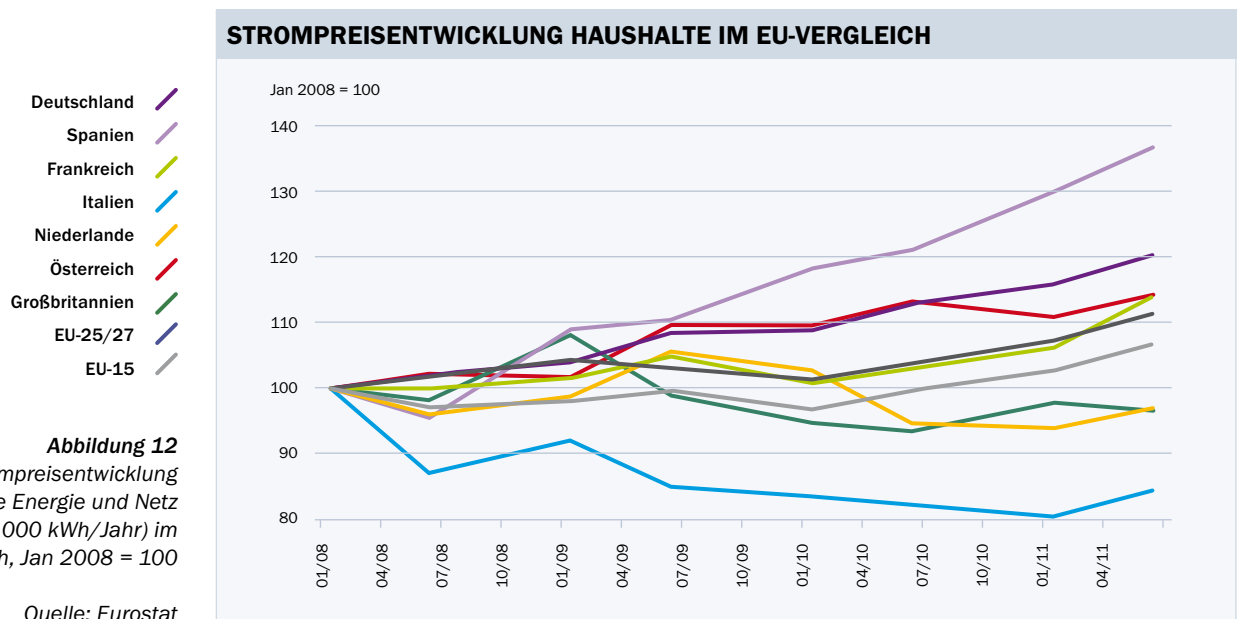


Abbildung 11
 Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2011, 2.500–5.000 kWh/Jahr)

Quelle: Eurostat



Ein internationaler Strompreisvergleich für Industriekunden ist nicht möglich, da keine aktuellen Daten aus 2011 für diese Abnahmefälle für Österreich vorliegen.

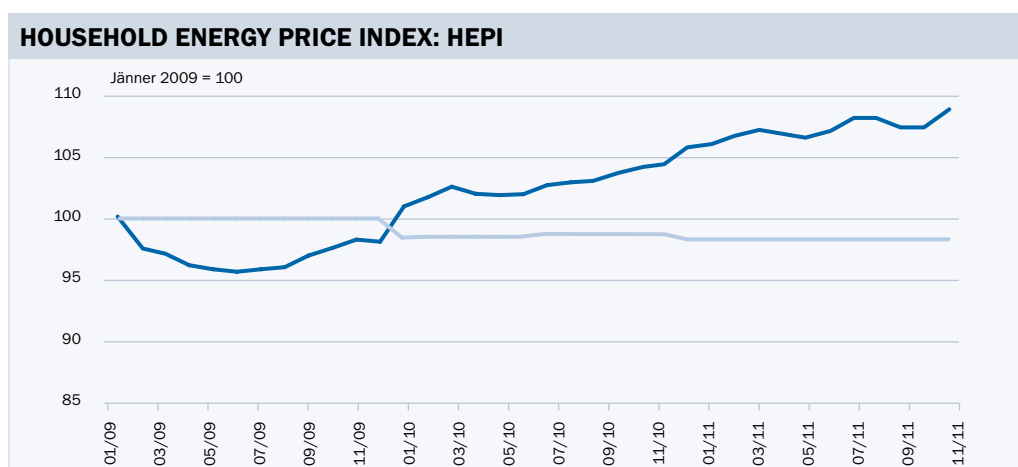
Household Energy Price Index: HEPI

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 ein unabhängiger europäischer 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 erhoben. Der HEPI wird jeden Monat berechnet und auf der Homepage der E-Control veröffentlicht, wobei die Hauptstädte der EU-15 dem Preis nach gelistet werden.



Für 2011 zeigt der von der E-Control erhobene Haushaltspreisindex für Strom der EU-15 (HEPI) eine stark steigende Tendenz, kurzfristig unterbrochen durch das Preissinken im Frühsommer 2010 sowie im Frühling und Herbst 2011. Die Strompreise für Haushaltskunden in Wien sind (ausgehend von einem hohen Niveau) dagegen im Wesentlichen konstant geblieben (Abbildung 13). Trotzdem zählt Wien nicht zu den günstigsten Städten, sondern ist in der HEPI-Übersicht die sechststeuerste Stadt, einen Platz höher als zu Beginn der Berechnungen. Der Strompreis in Wien ist höher als in London, Amsterdam, Paris und Rom. Auch nach zum Teil hohen Strompreissteigerungen sind die Preise in Paris und Stockholm noch günstiger als in Wien; in London und Amsterdam waren die Preissenkungen deutlich höher als Wien.



HEPI
Wien

Abbildung 13
HEPI Strom (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control

Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Strom

REGULIERUNG DER NETZE: TARIFIERUNG STROM INKL. TARIFVERFAHREN NEU

Auf Grundlage des EIWOG 2010 wurden im Entgeltverfahren 2011 die Kosten und Mengengerüste aller Stromverteiler mit über 50 GWh Abgabemenge im Jahr 2008 bestimmt und die Tarife für das Jahr 2012 ermittelt. Dies erfolgte erstmals im Rahmen eines zweistufigen Verfahrens, welches den Netzbetreibern verstärkte Rechtssicherheit bietet. In einem ersten Schritt werden das Kosten- und Mengengerüst des Netzbetreibers in einem Bescheid der Behörde festgestellt. Diese bilden die Basis für die Entgeltermittlung, welche den zweiten Schritt darstellt. Die Entgelte werden weiterhin mit Jahresbeginn in einer Verordnung, der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) bzw. deren Novelle, verlautbart. Da für jeden Netzbereich einheitliche Entgelte ermittelt werden, sorgt ein Ausgleichzahlungsmechanismus dafür, dass Unterschiede in der Erlösstruktur zwischen den Netzbetreibern (Über- bzw. Unterdeckungen) bereinigt werden.

Während die Netzentgeltanpassung (Netznutzung und Netzverluste) im Zuge der Anpassungen der Systemnutzungstarifverordnung 2010 Novelle 2011 zu einer Reduktion der Netzentgelte von durchschnittlich rund 0,83% (Gesamtösterreich über alle Netzebenen bewertet mit Mengenbasis des Jahres 2008) geführt hat, sind die Entgelte im Rahmen der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) 2012 im Durchschnitt über alle Netzebenen lediglich um 0,5% gesunken. Insgesamt wurden im Rahmen der Entgeltermittlung für 2012 rund 8 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr eingespart. Seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 konnten für die Kunden bisher insgesamt mehr als 600 Mio. Euro eingespart werden. Die rückläufigen Absatzmengen der letzten Jahre, ausgelöst durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, sind wieder etwas angestiegen und der Druck auf die Tarifhöhe wurde dadurch etwas gemindert. Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze Tarifsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein – vielmehr kann mit einem leichten Anstieg der Entgelte in den nächsten Jahren gerechnet werden.



ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2012

Tarifanpassung pro Ebene	SNT-VO 30.09.01 -01.01.03		SNT-VO 01.01.06		SNT-VO 01.01.07		SNT-VO 01.01.08		SNT-VO 01.01.09		SNT-VO 01.01.10		SNT-VO 01.01.11		SNT-VO 01.01.12		Gesamt Mengenbasis 08	
	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%
Ebene 3	-0,53	-1,6	-0,99	-2,8	-0,33	-1,0	-0,26	-0,7	-0,47	-1,2	-1,72	-4,0	-0,34	-0,8	-0,01	0,0	-10,88	-21,1
Ebene 4	-0,58	-1,1	-1,17	-2,4	0,27	0,6	-0,02	0,0	0,07	0,2	-1,44	-3,1	-0,19	-0,4	-0,30	-0,7	-9,10	-17,0
Ebene 5	-12,59	-5,6	-5,60	-3,0	0,09	0,0	-0,85	-0,4	-1,22	-0,6	-8,80	-3,8	-1,93	-0,9	-1,40	-0,6	-80,12	-26,7
Ebene 6	-0,91	-0,5	-4,57	-2,7	0,22	0,1	0,01	0,0	0,64	0,4	-5,20	-3,0	-0,23	-0,1	-1,02	-0,6	-37,82	-18,4
Ebene 7 - gemessen	-9,17	-4,7	-8,54	-4,4	-0,27	-0,2	-1,72	-0,9	-1,16	-0,6	-10,62	-5,1	-3,60	-1,8	-1,79	-0,9	-84,33	-30,3
Ebene 7 - nicht gem.	-124,82	-10,0	-26,57	-2,9	-0,24	0,0	-5,38	-0,6	-3,85	-0,4	-33,33	-3,6	-6,19	-0,7	-3,99	-0,5	-383,09	-30,3
Ebene 7 - unterbr.	0,71	1,5	-1,67	-2,7	1,87	3,2	-0,25	-0,4	-0,62	-1,0	-2,10	-3,9	-0,91	-1,7	0,50	1,0	-12,05	-18,8
	-147,9	-7,5	-49,1	-3,0	1,6	0,1	-8,5	-0,5	-6,6	-0,4	-63,2	-3,8	-13,4	-0,826	-8,0	-0,5	-617,4	-27,8

Tarifanpassung pro Netzbereich	SNT-VO 30.09.01 -01.01.03		SNT-VO 01.01.06		SNT-VO 01.01.07		SNT-VO 01.01.08		SNT-VO 01.01.09		SNT-VO 01.01.10		SNT-VO 01.01.11		SNT-VO 01.01.12		Gesamt Mengenbasis 08	
	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%
Burgenland	-14,6	-15,6	-2,4	-4,4	-0,8	-1,6	-0,5	-0,9	-1,4	-2,6	-2,4	-4,5	-1,0	-1,9	1,1	2,1	-37,6	-43,8
Kärnten	0,0	0,0	-1,4	-1,3	1,4	1,2	0,3	0,2	1,5	1,4	3,5	3,1	-0,3	-0,2	3,2	2,6	-8,1	-6,4
Klagenfurt	0,5	2,5	-0,4	-2,1	0,9	4,7	-0,5	-2,7	0,7	3,8	-0,7	-3,2	0,1	0,3	0,3	1,6	-3,1	-13,5
NÖ	-10,8	-4,1	-5,6	-2,5	1,9	0,8	-1,9	-0,8	2,7	1,2	-6,0	-2,5	2,2	0,9	-0,4	-0,2	-56,9	-20,3
OÖ	-12,4	-5,3	-3,9	-2,0	-5,0	-2,5	-2,2	-1,1	-2,1	-1,1	-12,0	-5,6	-0,9	-0,5	-0,3	-0,2	-84,9	-33,1
Linz	-4,2	-5,1	-2,4	-3,2	-0,6	-0,8	-2,3	-3,3	-2,9	-4,0	-0,2	-0,3	-0,9	-1,3	-0,6	-0,9	-29,1	-30,5
Salzburg	-28,9	-16,1	-5,9	-4,8	-3,4	-2,9	-1,2	-1,0	-2,2	-1,9	-6,4	-5,5	-2,7	-2,4	-3,3	-3,1	-75,0	-42,4
Steiermark	-39,0	-15,1	-10,0	-4,1	1,6	0,7	-1,7	-0,7	-11,8	-4,9	-9,6	-4,0	-4,8	-2,1	-5,6	-2,8	-147,9	-41,7
Graz	-6,0	-12,9	-1,6	-4,6	-0,6	-1,9	-0,7	-2,2	-0,2	-0,5	0,7	2,3	-0,8	-2,4	-1,1	-3,7	-18,9	-37,8
Tirol	-3,6	-2,4	-8,5	-6,2	3,3	2,3	0,0	0,0	2,4	1,7	-5,4	-3,7	3,8	2,7	-3,1	-2,4	-33,9	-19,5
Innsbruck	-0,2	-0,6	-1,0	-3,9	2,1	7,3	0,0	0,0	0,1	0,3	-1,2	-4,0	-0,3	-1,1	0,5	1,8	-2,9	-9,4
Vorarlberg	-1,8	-2,2	-1,0	-1,5	2,1	2,8	-0,1	-0,1	1,1	1,5	-4,2	-5,3	-1,4	-1,9	0,5	0,6	-13,0	-15,2
Wien	-26,9	-7,7	-5,0	-1,7	-1,2	-0,4	2,4	0,8	5,4	1,7	-19,3	-5,9	-6,4	-2,1	0,7	0,2	-105,9	-27,3
Kleinwalsertal	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	-0,7	0,0	-2,4	0,0	-0,2	0,0	1,7	0,1	3,3	0,0	0,0	-0,1	-3,6
	-147,9	-7,5	-49,1	-3,0	1,6	0,1	-8,5	-0,5	-6,6	-0,4	-63,2	-3,8	-13,4	-0,8	-8,0	-0,5	-617,4	-27,8

Tabelle 3: Übersicht Anpassung Netznutzungs- und Netzverlustentgelt von 30.09.2001 bis 01.01.2012

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DER NETZENTGELTE STROM SEIT 2001

SNT-VO Stand: 30.09.2001 (hellgrau)
 SNT-VO Stand: 01.01.2006 (blau-grün)
 SNT-VO Stand: 01.01.2010 (blau)
 SNT-VO Stand: 01.01.2012 (dunkelblau)

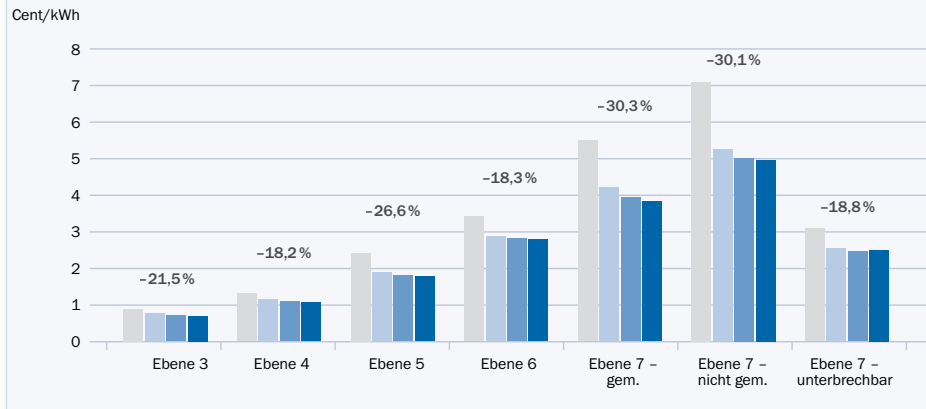


Abbildung 14
 Entwicklung der Netzentgelte Strom seit 2001 für Standardverbrauch

Quelle: E-Control

INVESTITIONEN ÖSTERREICHISCHER STROM- UND GASNETZBETREIBER

Die europäische Energiewirtschaft ist seit dem Beschluss der Kyoto-Ziele, der 20/20/20-Klimaziele und vor allem seit dem Unglück in Fukushima getrieben von einer nachhaltigen und ernstzunehmenden politischen Diskussion über alternative Energieformen. Die Vereinbarungen und Ziele von einzelnen Mitgliedstaaten (Deutschland – Atommoratorium, Österreich – Novellierung des Ökostromgesetzes) sowie der Europäischen Union führen daher derzeit zu einem außergewöhnlichen Transformationsprozess in der gesamten europäischen Energiebranche. Der Atomausstieg Deutschlands kann als wesentlicher Faktor für den gesamteuropäischen Prozess gesehen werden. Die Anforderungen an deutsche Energieerzeuger (Umstellung der Kraftwerkparks) sowie Übertragungsnetzbetreiber (notwendiger Netzausbau aufgrund Ausbau erneuerbarer Energien) ist verbunden mit einem bedeutenden Investitionsbedarf in den kommenden Jahren und das nicht nur für Deutschland. Auch Österreich steht dabei vor großen Herausforderungen, um im gesamteuropäischen Energiekonzept weiter eine (ge-)wichtige Rolle zu spielen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie der Erreichung der gesetzten Klima-Ziele müssen auch die österreichischen Energieunternehmen in den kommenden Jahren weiterhin deutlich in die erneuerbare Energie und Netzinfrastruktur investieren. Als Beispiel rechnet der österreichische Übertragungsnetzbetreiber mit jährlichen Investitionen in der Höhe von rund 150 Mio. Euro im Zeitraum 2010 bis 2021. Unterstützt wird dies durch die Europäische Union im Rahmen des European Infrastructure Package (EIP) welches vorsieht, Investitionshemmnisse abzubauen, nationale und internationale Genehmigungsverfahren zu beschleunigen sowie finanzielle und regulatorische Anreize für die priorisierten Netzinfrastrukturprojekte zu gewährleisten.



Die vorangegangene Analyse der Unternehmen zeigt aber auch, dass die österreichischen Energieunternehmen eine solide wirtschaftliche Basis und Kapitalstruktur geschaffen haben, um die erforderlichen Investitionen in den kommenden Jahren durchführen zu können. Des Weiteren sind alle wirtschaftlichen Bereiche, allen voran die Energiewirtschaft gefordert, in Anbetracht einer bevorstehenden wirtschaftlichen Stagnation einen Beitrag zur Konjunkturbelebung zu leisten. Ebenso wurden notwendige regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen, um den Ausbau effizienter und systemrelevanter Netzstrukturen zu ermöglichen. So wurde innerhalb der zweiten Regulierungsperiode bei der Tariffestsetzung für das Jahr 2011 sowohl ein Investitionsfaktor als auch ein Betriebskostenfaktor implementiert, die gezielt tatsächlich durchgeführte Investitionen fördern. Dabei wird auch die Initiative im Rahmen des EIP begrüßt, Rahmenbedingungen für beschleunigte Genehmigungsverfahren zu schaffen.

Investitionen in das österreichische Stromnetz

Die folgende Darstellung zeigt deutlich, dass die Verteilernetzbetreiber im Vergleich zum Jahr 2001 ihre Netto-Investitionen (jene Investitionen, welche nicht durch Baukostenzuschüsse bereits abgedeckt wurden) vor allem seit 2005 signifikant gesteigert haben.

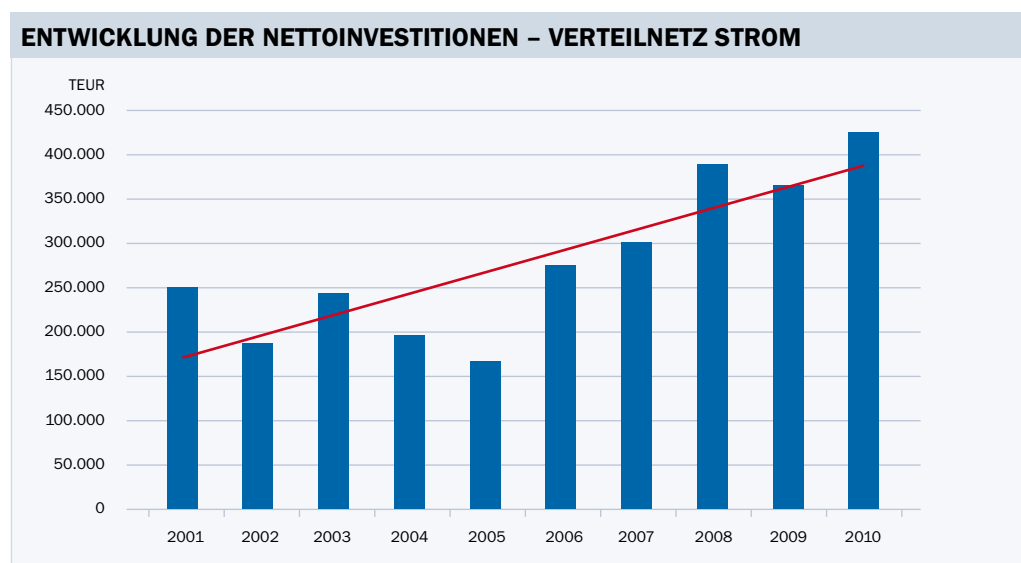


Abbildung 15
Stromnetz – Entwicklung Nettoinvestitionen exkl. APG

Quelle: E-Control

Diese Entwicklung steht im Gegensatz zur massiven Kritik von Seiten zahlreicher Netzbetreiber, die eine Abgeltung von zusätzlichen Investitionen und anderen Versorgungsaufgaben über den auf Mengenentwicklungen abzielenden Mengen-Kosten-Faktor (ab 1. Jänner 2006) als Investitionshemmnis ansahen.

Ab der 2. Regulierungsperiode – beginnend mit dem Jahr 2010 – wurde im Rahmen des Investitionsfaktors 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 durch die Regulierungsbehörde geschaffen worden, um erforderliche Investitionen in Netzanlagen sowie Investitionen in „smarte“ Netzlösungen zu ermöglichen und in ausreichendem Maße abzugelten.

Auch im Rahmen der Diskussionen und Analysen zur Vorbereitung der 3. Regulierungsperiode spielt die Behandlung von Investitionsvorhaben eine entscheidende Rolle.

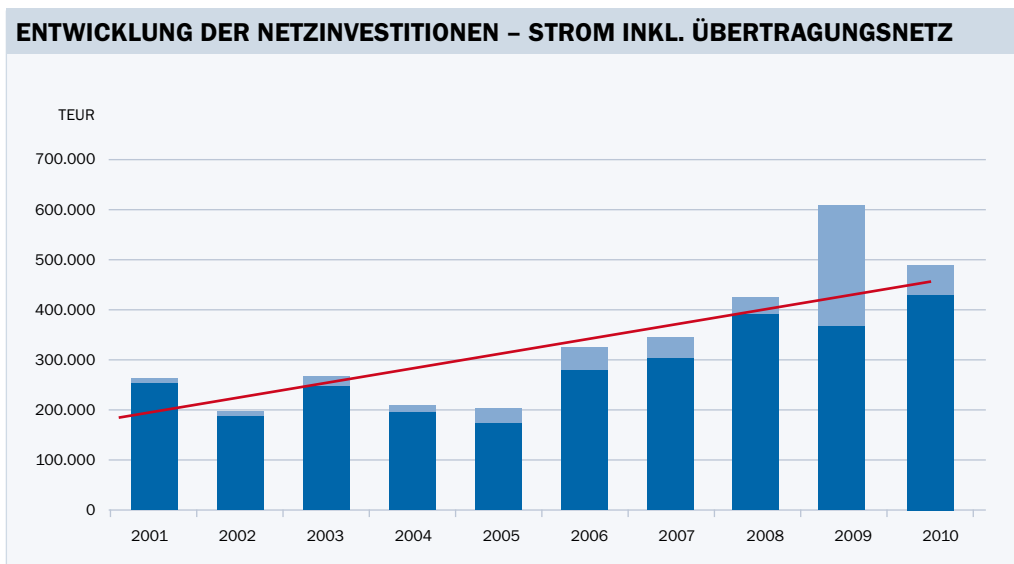


Abbildung 16
 Stromnetz – Entwicklung Nettoinvestitionen inkl. APG

Quelle: E-Control



Wird in diesem Zusammenhang die Investitionstätigkeit des Übertragungsnetzbetreibers (Verbund AG) ebenfalls miteinbezogen, zeigt sich vor allem im Jahr 2009 und 2010 eine markante Erhöhung, die primär auf die erfolgreiche Fertigstellung der 380-kV-Steiermark-Leitung zurückzuführen ist.

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-Inntalschiene, 220-kV-Anbindung an Italien über den Reschenpass) sowie der Ausbau der Regelzone VKW Netz AG. Detaillierte Informationen hierzu wurden von der Austrian Power Grid AG in einem Masterplan zusammengefasst.

GRENZÜBERSCHREITENDE LIEFERUNGEN

Stromimporte und -exporte sind entscheidend für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, tragen zu ökonomisch effizienten Kraftwerkseinsätzen bei und stärken den europäischen Binnenmarkt. Die Möglichkeiten dafür sind an die existierenden Netzkapazitäten gebunden. Eine marktbasierende, diskriminierungsfreie und effiziente Vergabe und Nutzung der vorkommenden Netzkapazitäten ist entscheidend für die Erreichung dieser Ziele. Bestehende Netzengpässe an den Grenzen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und zur Schweiz werden weiterhin mittels koordinierter Auktionen bewirtschaftet. Die Durchführung der Vergaben für die knappen Kapazitäten wird im Auktionsbüro Central Allocation Office (CAO) als einer einheitlichen Anlaufstelle für Marktteilnehmer für die gesamte Region CEE zusammengefasst. Mittlerweile – drei Jahre nach seiner Gründung – verzeichnet CAO mehr als 70 registrierte Marktteilnehmer. D. h., der Handel in der Region hat sich über die letzten Jahre in Richtung mehr Liquidität und höherer Effizienz entwickelt. Zusätzlich zu Tages-, Monats- und Jahresauktionen war CAO im Jahr 2011 für die Entwicklung der regional koordinierten täglichen Kapazitätsermittlung auf Basis der lastflussbasierten Vergabe zuständig. Diese stellt einen direkten Zusammenhang zwischen kommerziellen Transaktionen und physikalischen Netzflüssen her und wird in der aktuellen EU-Gesetzgebung gefordert. Nach der Erarbeitung der Methode durch CAO und die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber wird derzeit der Zeitplan für die tatsächliche Umsetzung erstellt.

Unter Koordinierung der E-Control wurde auch in diesem Jahr die Aktualisierung der für die gesamte Region geltenden, einheitlichen Auktionsregeln geprüft und genehmigt.

STROMPREISVERGLEICHE INDUSTRIE/HAUSHALTE

Strompreisvergleiche Haushalte

Der monatliche Preismonitor der E-Control, der auf der Website veröffentlicht wird, zeigt für den jeweils aktuellen Monat den Gesamtstromkostenvergleich zwischen dem Billigstbieter und regionalen Lieferanten für Haushalte (Abbildung 17).

Im Dezember 2011 war das höchste Einsparpotenzial von 114 Euro/a beim Lieferantenwechsel in Oberösterreich zu finden. Kapp über 100 Euro/a betrug das Einsparpotenzial auch in Wien, Niederösterreich und Linz. Die Haushalte zahlten zwischen 560 Euro/a in Graz und 718 Euro/a in Oberösterreich (Berechnungsbasis Durchschnittshaushalt 3.500 kWh/a).

Im Vergleich zum Vorjahr sind die Neukundenrabatte bei den alternativen Anbietern höher angesetzt und somit erhöhte sich auch das Einsparpotenzial beim Wechsel zum Billigstbieter. Demzufolge sanken die Gesamtkosten beim Billigstbieter um 2 bis 4 Prozent.

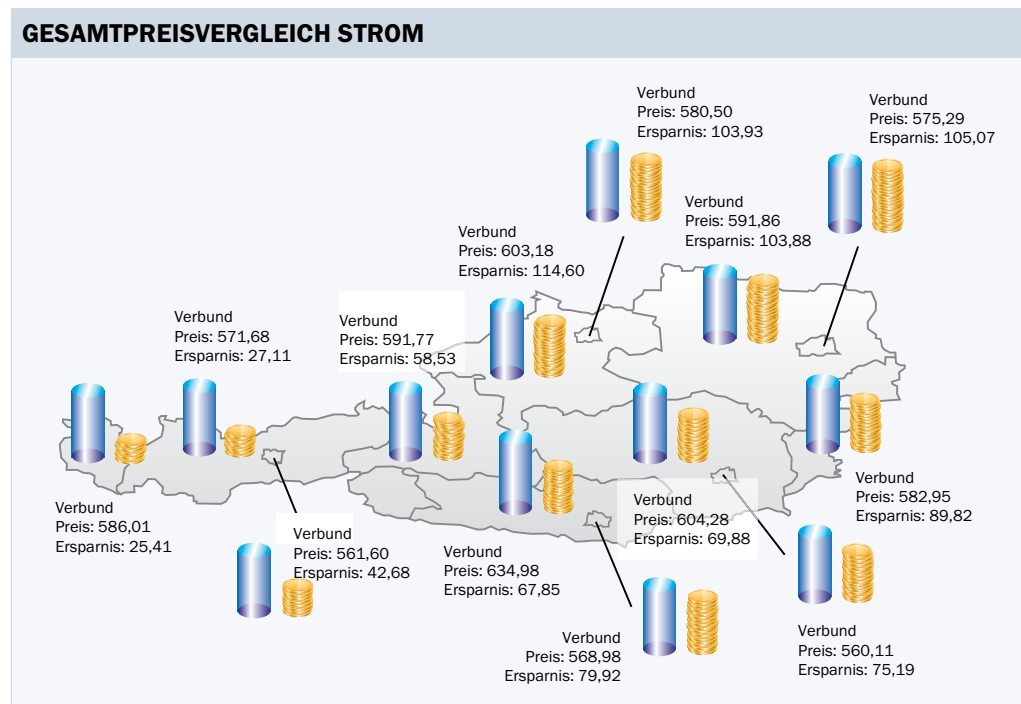


Abbildung 17
 Haushaltsstromkosten (abzüglich Neukundenrabatte) beim jeweils günstigsten Anbieter innerhalb der großen Netzgebiete und das Einsparpotenzial gegenüber dem am häufigsten genutzten Produkt des lokalen Lieferanten (Jahreskosten inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben, Berechnungsbasis 3.500 kWh/a, Stand 1.12.2011)

Quelle: E-Control



Strompreisvergleiche Industrie

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

Die Ergebnisse der Befragung (*Abbildung 18*) 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.

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.

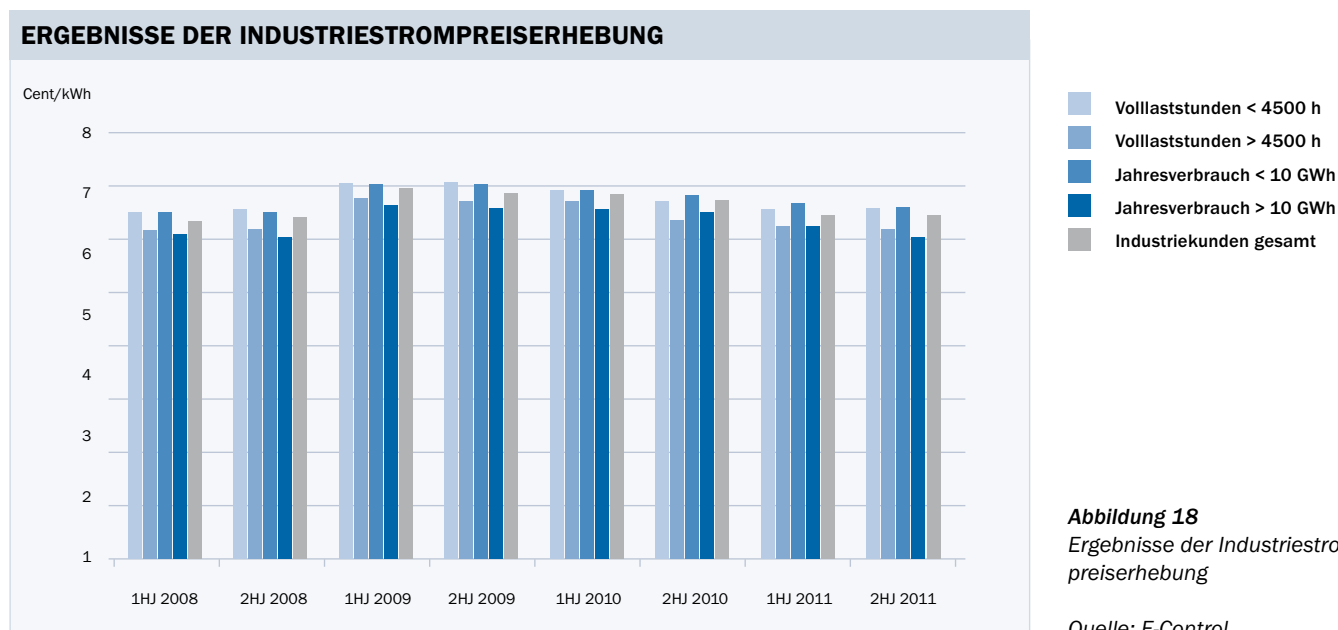


Abbildung 18
Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung

ENTWICKLUNG REGELENERGIEMARKT

Die Kosten für Regelenergie (exklusive Primärregelung) beliefen sich im Jahr 2011 auf 18 Mio. Euro. Die Aufteilung der Kosten auf die einzelnen Komponenten wird in *Abbildung 19* dargestellt. Bei den Ausschreibungen der Primärregelleistung fielen im Jahr 2011 Kosten in der Höhe von 17,1 Mio. Euro an. Dabei werden die Kosten der Primärregelleistungsausschreibungen gemäß EIWOG 2010, §66(2) von Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Engpasseleistung von mehr als 5 MW getragen.

Aufgrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen (EIWOG 2010) befindet sich der Regelenergiemarkt in einer Phase des Umbruchs. Ende 2011 wurden vom Vorstand der E-Control per Bescheid die Bedingungen für die marktbasierete Beschaffung von Sekundärregelung genehmigt. Dadurch wird die Bereitstellung und Erbringung von Sekundärregelung direkt mehreren Erzeugungsunternehmen zugänglich. Die Teilnahme steht jenen Erzeugern offen, welche die technischen und vertraglichen Bedingungen erfüllen. Ebenso wurden die Bedingungen für die im Rahmen der Tertiärregelung beschaffte Komponente der Sekundärregelung (Ausfallsreserve) beschlossen. Somit erfolgt mit Anfang 2012 in der Regelzone APG die Beschaffung der benötigten Regelleistung einheitlich durch APG mittels regelmäßiger Ausschreibungen. Durch die neuen Mechanismen wird ein weiterer Schritt zur diskriminierungsfreien und effizienten Gestaltung des Regelenergiemarktes gesetzt. Informationen bzw. Details dazu können auf der Homepage der APG abgerufen werden¹⁹.

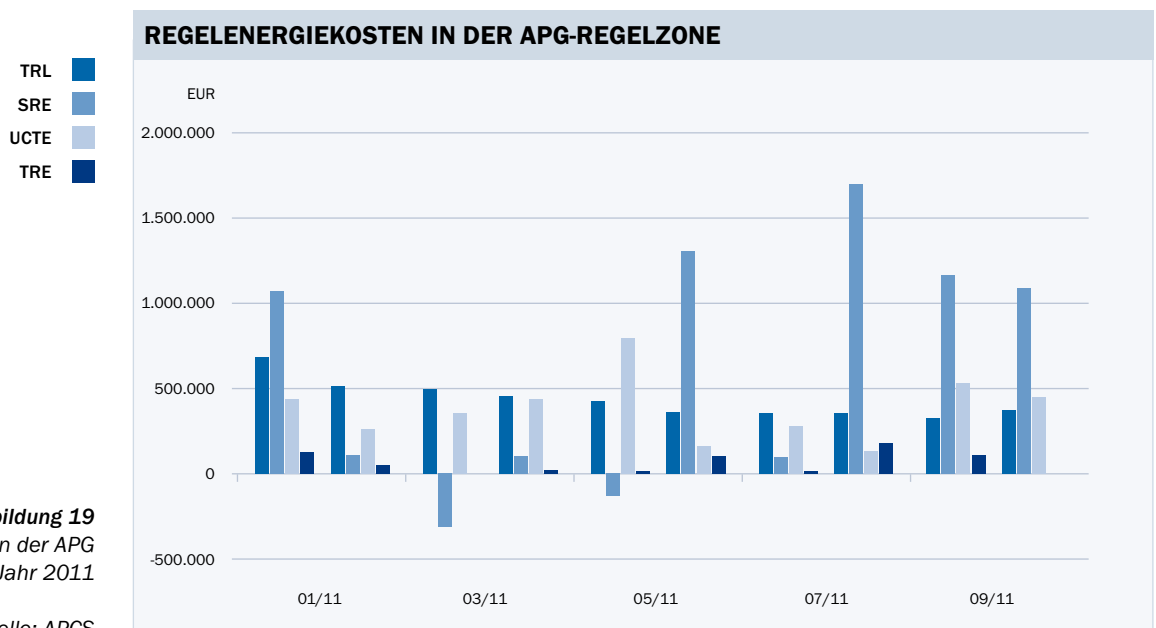


Abbildung 19
 Regelenergiekosten in der APG
 Regelzone im Jahr 2011

Quelle: APCS



AUFSICHT REGELZONENFÜHRER

Die E-Control hat im Rahmen der Aufsichtsfunktion über die österreichischen Regelzonenführer im Jahr 2011 umfassende Tätigkeiten zum Unbundling der Übertragungsnetzbetreiber gemäß den Vorgaben des 3. Pakets geleistet.

Entscheidende Änderungen in der Tätigkeit der Austrian Power Grid (APG) waren die Übernahme des Regelzonenbetriebs für das Übertragungsnetz der TIWAG Netz AG und die Vorbereitung für die Übernahme des Regelzonenbetriebs für Vorarlberg. Die Zusammenführung der Regelzonen verlief weitgehend reibungslos. Ergänzend dazu waren weiterführend aus den vorangegangenen Jahren Kapazitätsvergaben bei grenzüberschreitenden Lieferungen und Monitoring von Engpassmanagementkosten, Beschaffung der Verlustenergiemengen für den Großteil der österreichischen Netzbetreiber sowie die Herstellung der erforderlichen Markttransparenz Gegenstand der Aufsichtstätigkeiten.

Durch den rascheren Kernenergieausstieg in Deutschland haben sich kurzfristig geänderte Netzbetriebssituationen im Netz der APG mit möglichen Auswirkungen auf das Engpassmanagement ergeben. Die Situation und mögliche Maßnahmen wurden von APG koordiniert mit E-Control evaluiert. Die Kontakte auf Regelzonenführer- und Regulatorebene zwischen Deutschland und Österreich wurden zur Vorbeugung und Bewältigung von kritischen Situationen kontinuierlich weiter ausgebaut.

Die Transparenz der Fundamentaldaten konnte weiterhin erhöht werden. Seit Mitte 2011 hat APG in Zusammenarbeit mit den österreichischen Erzeugern und der deutschen Strombörse EEX erreicht, dass österreichische Informationen auf der Homepage der EEX öffentlich verfügbar gemacht werden.

AUFSICHT VERRECHNUNGSSTELLE

Die APCS hat im Jahr 2011 die Verrechnungsstellenaufgaben für den Netzbereich des Übertragungsnetzes der TIWAG Netz AG von A & B übernommen. Diese Erweiterung konnte reibungslos abgewickelt werden. Durch die Vorgaben des EIWOG 2010 ergeben sich weitere Änderungen für die APCS. Die Beschaffung der Regelenergieprodukte wurde gänzlich als Aufgabe des Regelzonenführers definiert, weshalb eine umfassendere Änderung der Allgemeinen Bedingungen der APCS notwendig wurde. Diese tritt mit 1. Jänner 2012 in Kraft. Weiters erhält die Verrechnungsstelle Aufgaben im Zuge der Umsetzung eines neuen Wechselprozesses. Die Verrechnungsstelle wird damit beauftragt, eine gemeinsame (Wechsel-)Plattform zu betreiben, über welche Netzbetreiber, Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortliche elektronisch Daten austauschen. Die Umsetzung dieser Vorgaben ist in Vorbereitung und wird zwischen den Verrechnungsstellen und E-Control unter Einbeziehung aller Marktteilnehmer abgestimmt.

GENEHMIGUNG ALLGEMEINE VERTEILERNETZBEDINGUNGEN

Im Laufe des Jahres 2011 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 2012 werden noch weitere Anträge erwartet.

GENEHMIGUNG ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN (ALLGEMEINE GESCHÄFTSBEDINGUNGEN FÜR DIE BELIEFERUNG MIT ELEKTRISCHER ENERGIE)

Im Jahr 2011 wurden angezeigte Allgemeine Lieferbedingungen auch dahingehend überprüft, ob sie den neuen gesetzlichen Vorgaben des EIWOG 2010 entsprechen. Gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG ist die Regulierungskommission nunmehr für die Überprüfung zuständig und kann die Anwendung allgemeiner Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie gemäß § 80 EIWOG 2010 untersagen, wenn diese gegen ein gesetzliches Verbot oder gute Sitten verstoßen. Da es sich bei den Vorgaben des § 80 EIWOG 2010 um Grundsatzbestimmungen handelt, obliegt es den Bundesländern, in den Ausführungsgesetzen nähere Regelungen zu treffen. Teilweise sind die Ausführungsgesetze bereits in Kraft. Da die Unternehmen, welche Allgemeine Lieferbedingungen in diesem Jahr angezeigt haben, die seitens der Regulierungskommission als erforderlich erachteten Änderungen vorgenommen haben, wurde keine Anwendung untersagt. Generell ist auch anzumerken, dass die Unternehmen mit der Anzeige Allgemeiner Lieferbedingungen sehr zurückhaltend waren.



AUFGABEN AUS DER ENERGIELENKUNG

Auch 2011 lag der Schwerpunkt der Aktivitäten im Bereich der Energielenkung bei der Katalogisierung der Großverbraucher. Als solches werden im Energielenkungsgesetz 1982 alle Stromverbraucher mit einem Stromverbrauch von zumindest durchschnittlichen 500.000 kWh je Monat (entsprechend 6 GWh Jahresverbrauch) definiert. Anzugeben sind von den Großverbrauchern unter anderem Informationen über die wirtschaftliche(n) Tätigkeit(en), über mögliche Auswirkungen eines teilweisen oder gänzlichen Stromausfalls, eventuell vorhandene Substitutionsmöglichkeiten des Netzbezugs sowie verschiedene technische Eckdaten. Da der Meldetermin für diese Erhebung jeweils im Oktober liegt, um für das bevorstehende Winterhalbjahr die aktuellsten Daten zur Verfügung zu haben, erfolgt einerseits eine Aktualisierung der Daten noch vor dem Jahreswechsel und andererseits eine detaillierte Analyse im Laufe des jeweils folgenden Halbjahres.

Neben dem Schwerpunktthema Großverbraucher wurden auch die gemäß § 5 Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung zu meldenden Prognosedaten der Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) und der Netzbetreiber einer Evaluierung und Plausibilisierung unterzogen. Dabei wurden die Lastprognosen der Netzbetreiber mit vorhandenen Vergangenheitswerten aus dem Clearing sowie mit eigenen Prognosen der E-Control verglichen und bei unerklärlichen oder unverhältnismäßigen Unterschieden die jeweiligen Prognosemethoden hinterfragt. Mit Ausnahme der Prognose eines Netzbetreibers wurden alle Auffälligkeiten bereinigt, sodass nunmehr für Zwecke des Krisenmonitoring belastbare Lastprognosen zur Verfügung stehen. Auch die Erzeugungprognosen der BGV wurden mit Vergangenheitsdaten und eigenen Modellberechnungen verglichen. Auch hier konnten einige Ungenauigkeiten ausgeräumt und eine weitgehende Vereinheitlichung der verwendeten Methoden erreicht werden. Bei den grenzüberschreitenden Fahrplänen der BGV wurden die über den kommenden Tag (day-ahead) hinausgehenden Prognosen einer qualitativen Überprüfung unterzogen. Dabei stellte sich unter anderem heraus, dass einerseits die tatsächlichen Meldepflichten teilweise nicht überprüfbar sind und andererseits die Aussagekraft der gemeldeten Daten sehr beschränkt ist. Aus diesem Grund wurde ein anderes, aussagekräftigeres und belastbares Modell zur Abschätzung des Importbedarfs und der Exportmöglichkeiten gesucht. Ein derartiges Modell ist derzeit im Teststadium, wobei die Informationen für den kommenden Tag auf den Fahrplananmeldungen bei den Regelzonenführern, die längerfristige Abschätzung durch Modelle der E-Control abgedeckt werden sollen. Die Modellberechnungen der E-Control sind so weit abgeschlossen und die Datenübermittlung von den Regelzonenführern zur E-Control sollte im ersten Halbjahr 2012 sichergestellt sein.

AUSFALLS- UND STÖRUNGSSTATISTIK FÜR ÖSTERREICH – ERGEBNISSE 2010

Gemäß den Vorgaben durch die Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der Energie-Control Austria jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden seit dem Jahr 2002 in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Österreichs Energie“) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst. Auf diese Weise kann eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden. Eventuelle Verschlechterungen im Jahresverlauf werden schnellstmöglich erkannt und so ein rasches Entgegenwirken ermöglicht.

Österreich nimmt auch im internationalen Vergleich eine sehr gute Position ein. *Abbildung 20* bietet einen Eindruck der Bandbreite der Ergebnisse von Zuverlässigkeitsanalysen in Europa.

2008 ■
 2009 ■
 2010 ■

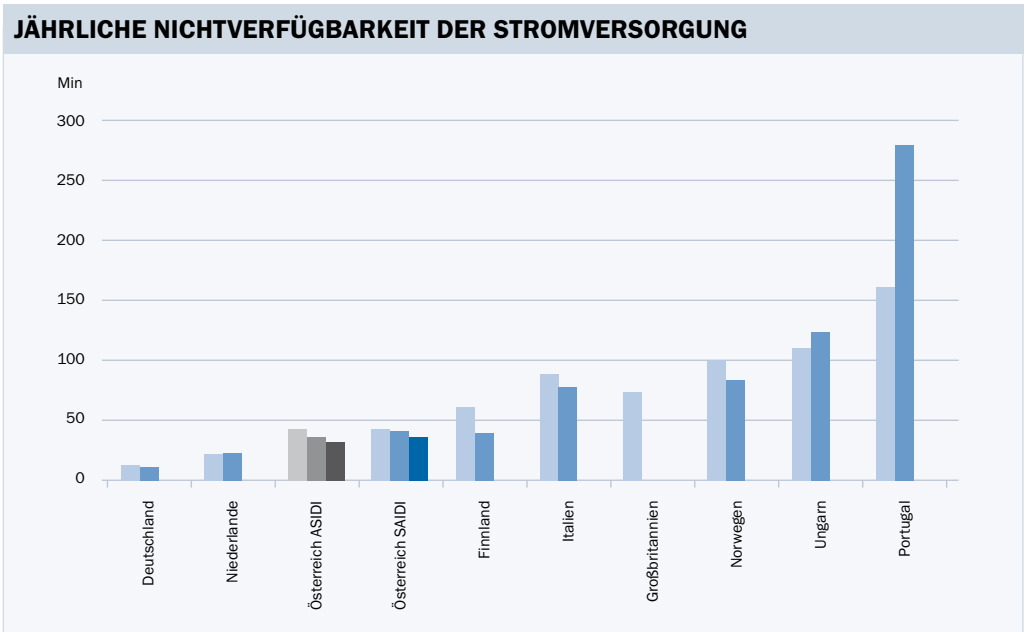


Abbildung 20
 Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen im europäischen Vergleich (SAIDI, nur für Österreich auch ASIDI)²⁰

Quelle: CEER Database, E-Control 2010

²⁰ Der historisch für die Österreich-Auswertung gewählte Bezug ist die Transformatornennscheinleistung (siehe ASIDI). Zuverlässigkeitszahlen mit der Bezugsgröße Netzbenutzer sind mit der Einschränkung zu betrachten, dass die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer 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.



Der Wert für die **Nichtverfügbarkeit** der Stromversorgung nach Gl. 1 (**ASIDI**) liegt für das Berichtsjahr 2010 für Österreich bei **51,64 min**. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die unterbrochene bzw. installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 19,87 min und 31,77 min.

Die **Nichtverfügbarkeit** der Stromversorgung nach Gl. 2 (**SAIDI**) ergibt für das Berichtsjahr 2010 für Österreich einen Wert von **53,80 min**. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Anzahl der betroffenen bzw. die Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 17,21 min und 36,59 min.

Bezieht man diesen Wert der Nichtverfügbarkeit auf die Verfügbarkeit der Stromversorgung im Jahr (Jahresstundenanzahl), so ergibt sich eine Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich für das Jahr 2010 von 99,99% und damit eine erneute Bestätigung der bisherigen sehr guten Ergebnisse.

In *Abbildung 21* ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Jahre 2002 bis 2010 ersichtlich. 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 „Kyrill“ im Jahr 2007, die beiden Stürme „Paula“ und „Emma“ im Jahr 2008 sowie Nassschnee in der Steiermark im Jahr 2009. 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.

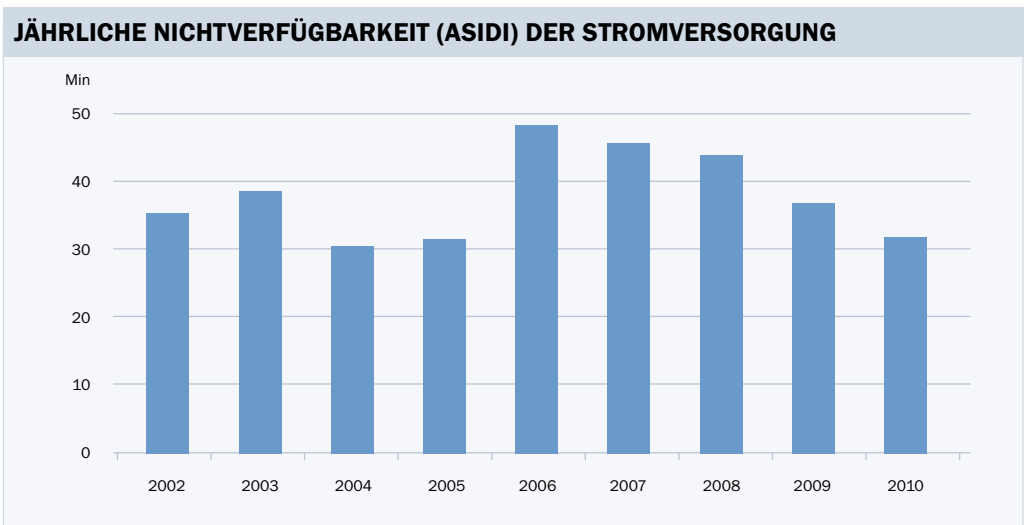


Abbildung 21
Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

Die **ungeplante Nichtverfügbarkeit** der Stromversorgung liegt im Jahr 2010 bei **31,77 min.** Für die geplanten Versorgungsunterbrechungen errechnet sich ein Wert von 19,87 min. Daraus ergibt sich gesamt eine Nichtverfügbarkeit über alle erfassten Versorgungsunterbrechungen dieses Jahres von 51,64 min.

Die Versorgungszuverlässigkeit kann in Österreich somit wie in den vergangenen Jahren als sehr gut bewertet werden. Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2010 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren gering verbessert hat und hauptsächlich von witterungsbedingten Faktoren beeinflusst wird.

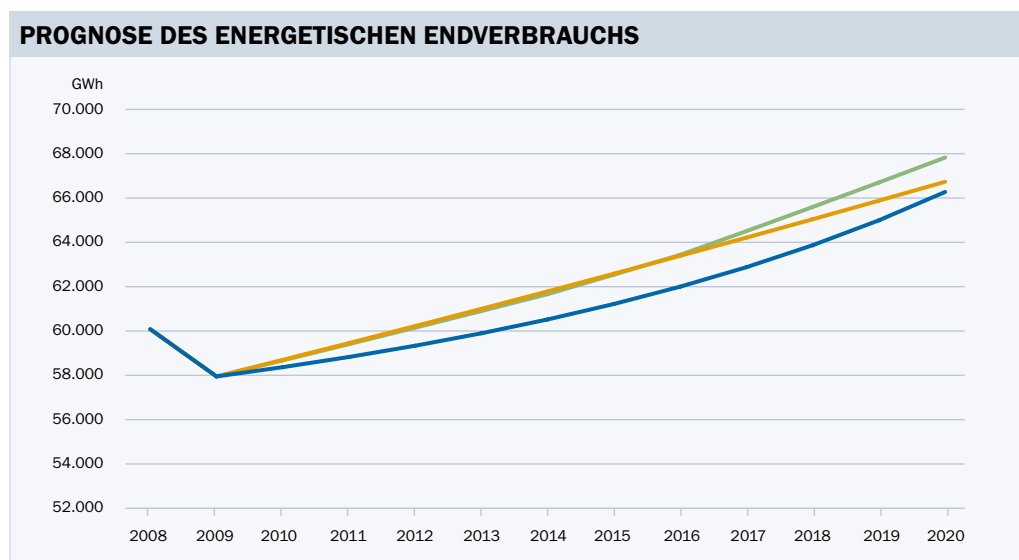
Die Verfügbarkeit der österreichischen Stromversorgung liegt bei 99,99%.



LANGFRISTPROGNOSE

Im Jahr 2011 wurde anhand des von der E-Control entwickelten Nachfragemodells MEDA eine Prognose über die Deckung des Strombedarfs durch heimische Erzeugungsanlagen vorgelegt. Der Prognosezeitraum erstreckt sich bis 2020²¹.

Auf Grundlage verschiedener Annahmen bezüglich der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2020 ein energetischer Endverbrauch von 66.247 GWh erwartet, der einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,24% oder 761 GWh entspricht. Dies ist wiederum ein leichter Rückgang gegenüber dem Vorjahr, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von 1,4% pro Jahr bis 2018 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigen sich der starke Verbrauchsrückgang in den Jahren 2008 und 2009, welcher innerhalb des Modells einen dämpfenden Effekt hat und auch noch die Folgejahre beeinflusst. Aus der zu erwartenden Nachfrage lässt sich auch die zu erwartende Lastspitze prognostizieren.



— E-Control
— DG TREN
— ENTSO-E Mittel

Abbildung 22
Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2010–2020

Quellen: E-Control, ENTSO-E, DG Tren

²¹ Der komplette Monitoring-Report findet sich auf: <http://www.e-control.at/de/publikationen/publikationen-strom/berichte/monitoringreport-versorgungssicherheit>

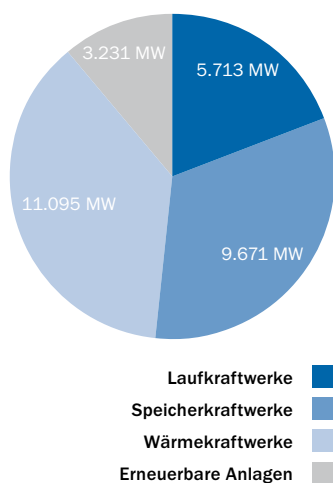


Abbildung 23
 Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2020²²

Quelle: E-Control

Angebotsseitig erhebt die E-Control die geplanten Kraftwerksinvestitionen und Stilllegungen. Die bis zum Jahr 2020 neu hinzukommende Kraftwerksleistung beläuft sich gemäß dieser Erhebung auf 8.662 MW, wovon 2.720 MW auf Wasserkraftwerke und 3.706 MW auf thermische Kraftwerke entfallen. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten von kleiner 25 MW fließen, sofern diese bekanntgegeben wurden, ebenfalls in die resultierenden Prognosen ein. Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2020 mit einer Leistungszunahme sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte als auch durch prognostizierte Werte von erneuerbaren Kraftwerksanlagen und unter Berücksichtigung gemeldeter Stilllegungen von Kraftwerken von 8.626 MW gerechnet werden. Somit wird Österreich, in *Abbildung 23* ersichtlich, dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 29.710 MW verfügen.

Das daraus prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2020 und die prognostizierten Lastspitzen lassen keine Versorgungsprobleme erwarten. Allerdings ist dies auch davon abhängig, inwieweit geplante Projekte tatsächlich umgesetzt werden. Auch der ENTSO-E Verbund²³ geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus. Im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss (auch nach Abzug einer adäquaten Sicherheitsmarge) an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2020 von rund 10 GW vorhanden.

STREITSCHLICHTUNGSVERFAHREN – STROM

Die neu eingesetzte Regulierungskommission wurde mit insgesamt 24 Streitschlichtungsverfahren befasst, wobei so wie auch in den Vorjahren der Schwerpunkt bei den Streitigkeiten zwischen Erzeugern und Netzbetreibern über die Entrichtung bzw. Nicht-Entrichtung von Netzverlustentgelt lag. Die restlichen Verfahren betrafen unterschiedliche Sachverhalte, wobei ein zunehmender Trend zur Geltendmachung von Schadenersatzansprüchen gegen Netzbetreiber zu beobachten ist.

²² inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann

²³ Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf



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. Jänner 2008 bis 31. Dezember 2010 beantragt werden.

Eine Rückvergütung erfolgt, wenn ein Anspruch auf Energieabgabenrückvergütung von der Finanzbehörde zugesprochen wurde²⁴ und die Ökostromaufwendungen im Basisjahr 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).

Die Antragstellung hat bis spätestens Jahresende des nachfolgenden Jahres zu erfolgen. Anträge auf Rückvergütung für das Jahr 2009 waren demnach bis Jahresende 2010 bei der Energie-Control Austria einzubringen.

Bis zum 1. August 2011 wurden insgesamt 4.004 Anträge auf Rückvergütung von Ökostromaufwendungen eingebracht. Für das Jahr 2008 wurden 2.275, für das Jahr 2009 1.729 und für das Jahr 2010 (Antragsfrist für das Jahr 2010 endet am 31. Dezember 2011) wurden 513 Anträge eingereicht.

Mit Stand 19. August 2011 wurden von der Energie-Control Austria 2.147 Bescheide (davon 1.893 zuerkannte Bescheide und 254 abweisende Bescheide) erlassen und aus diesem Titel 44,19 Mio. Euro an nachgewiesenen Ökostromaufwendungen an die Antragsteller via Oe-MAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom AG) rückvergütet (*Tabelle 7, Tabelle 8*). Anträge für das Jahr 2008 machten 32,8 Mio. Euro aus (*Tabelle 7*) und bei Anträgen für das Jahr 2009 beläuft sich der ausbezahlte Rückvergütungsbetrag momentan auf 11,4 Mio. Euro (*Tabelle 8*).

²⁴ Dafür ist der vom Antragsteller bei der Finanzbehörde eingereichte Energieabgabenrückvergütungsbescheid positiv mittels Bescheids zu bewerten.

ÖKOSTROMRÜCKVERGÜTUNG 2008				
	Antragstyp			
Bescheidlauf am	Stattegebung	Abweisung	Gesamt	Auszahlung
1. BL 16.04.2010	26	8	34	1.760.351,19
2. BL 17.05.2010	57	7	64	3.863.777,66
3. BL 31.05.2010	174	27	201	3.234.273,54
4. BL 25.06.2010	98	43	141	4.202.549,97
5. BL 22.07.2010	160	23	183	4.462.658,19
6. BL 31.08.2010	66	17	83	1.855.658,82
7. BL 23.09.2010	102	13	115	2.638.427,91
8. BL 28.10.2010	94	14	108	3.319.282,90
9. BL 29.11.2010	120	14	134	2.891.014,76
10. BL 21.12.2010	60	12	72	1.386.860,58
11. BL 31.01.2011	98	4	102	1.446.944,72
12. BL 01.03.2011	51	6	57	618.669,56
13. BL 28.04.2011	46	2	48	657.012,13
14. BL 31.05.2011	14	1	15	320.263,66
15. BL 30.06.2011	15	0	15	43.960,11
16. BL 29.07.2011	35	2	37	91.436,10
Summe	1.216	193	1.409	32.793.175,80

Tabelle 7

Ökostromrückvergütung –
 Summe der von der E-Control
 ausgestellten Bescheide und
 Auszahlungsbetrag für das Jahr
 2008 (Stand: August 2011)

Quelle: E-Control

ÖKOSTROMRÜCKVERGÜTUNG 2009				
	Antragstyp			
Bescheidlauf am	Stattegebung	Abweisung	Gesamt	Auszahlung
11. BL 31.01.2011	48	10	58	1.366.023,49
12. BL 01.03.2011	167	19	186	4.457.437,55
13. BL 28.04.2011	47	2	49	656.849,50
14. BL 31.05.2011	86	1	87	2.176.171,70
15. BL 30.06.2011	73	6	79	728.915,36
16. BL 29.07.2011	256	23	279	2.010.892,00
Summe	677	61	738	11.396.289,60

Tabelle 8

Ökostromrückvergütung –
 Summe der von der E-Control
 ausgestellten Bescheide und
 Auszahlungsbetrag für das
 Jahr 2009
 (Stand: August 2011)

Quelle: E-Control



Von den bisher abschließend bearbeiteten Anträgen wurden für das Jahr 2008 bei 23 Anträgen die ausbezahlten Rückvergütungen dadurch begrenzt, dass die De-Minimis-Grenze überschritten wurde (Stand 1. August 2011). Für das Jahr 2009 wurden die ausbezahlten Rückvergütungen bei 10 Anträgen begrenzt, wobei alle diese Anträge aufgrund des kumulierten Rückvergütungsbetrages (Summe aus Rückvergütungsbetrag 2008 und Rückvergütungsbetrag 2009) die De-Minimis-Grenze überschritten haben.

Ohne Wirksamkeit der De-Minimis-Begrenzung wären für diese 33 Anträge mit 23,97 Mio. Euro beinahe doppelt so viele Ökostrom-Rückvergütungen ausbezahlt worden als durch die De-Minimis-Begrenzung (nach Abzug anderer bereits gewährter De-Minimis-Förderungen 12,94 Mio. Euro).

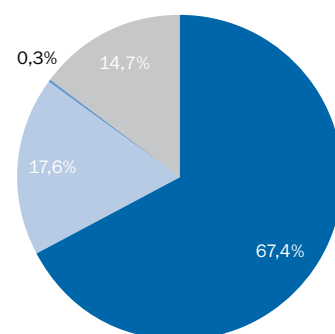
Aufgrund von Hochrechnungen der aktuellen Zahlen wird für das Antragsjahr 2009 mit einem Rückvergütungsbetrag von 23 Mio. Euro gerechnet. Für das Antragsjahr 2010 wird mit ungefähr 1.320 Anträgen und einem daraus resultierenden Rückvergütungsbetrag von 18,2 Mio. Euro gerechnet.

STROMKENNZEICHNUNGSBERICHT

Seit dem Jahr 2001 besteht für die Stromlieferanten die Verpflichtung, auf den Stromrechnungen auszuweisen, aus welchen Energieträgern der von ihnen gelieferte Strom erzeugt wurde. Dieses zu Beginn landesweit geregelte System findet auf Bundesebene einheitliche Anwendung. Die E-Control überprüft die Angaben der Stromlieferanten und veröffentlicht die Ergebnisse in einem jährlich erscheinenden Stromkennzeichnungsbericht.

Der Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung des Jahres 2010 setzt sich zusammen aus 67,4% erneuerbare Energieträger, 17,6% fossile Energieträger, 0,3% bekannte sonstige Primärenergieträger und 14,7% Strom unbekannter Herkunft. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Gesamtzusammensetzung um 5,3% erhöht. Der fossile Anteil ist im Vergleich zum Vorjahr um 2,5% zurückgegangen, der Anteil an Strom unbekannter Herkunft um 2,8%.

Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen betragen 154,73 g/kWh CO₂ und sind somit gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen (195,16 g/kWh). Ähnlich verhält es sich beim radioaktiven Abfall. Hier ist ein Rückgang von 0,000137 g/kWh auf 0,000106 g/kWh zu verzeichnen. Der Rückgang bei den CO₂-Emissionen ist auf den geringeren Anteil an fossilen Energieträgern zurückzuführen, jener des radioaktiven Abfalls auf den geringeren Anteil an Strom unbekannter Herkunft.



- Bekannte erneuerbare Energieträger
- Bekannte fossile Energieträger
- Bekannte sonstige Primärenergieträger
- Strom unbekannter Herkunft, ENTSO-E

Abbildung 24
Österreichische Stromkennzeichnung im Jahr 2010
Umweltauswirkungen CO₂: 157,73g/kWh
radioaktiver Abfall: 0,000106 g/kWh

Quelle: E-Control

Insgesamt wird im Jahr 2010 von 35 Lieferanten (Ergebnis Stichprobenüberprüfung) Strom aus 100% erneuerbaren Energien angeboten. Alle Ökostromanbieter (inklusive Landesenergieversorger, die reine Grünstromanbieter sind) haben einen Anteil an der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen von 14%. Im Vergleich zum Vorjahr ist ein starker Anstieg zu erkennen (2009: 22 Lieferanten mit einer Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen von 6%).

Die Stromlieferanten weisen großteils eine den gesetzlichen Grundlagen entsprechende Stromkennzeichnung auf ihren Stromrechnungen aus.

Die Verwendung ausländischer Nachweise für die österreichische Stromkennzeichnung wird von der E-Control sorgfältig überprüft. Für die Stromkennzeichnung können lediglich Zertifikate aus Ländern anerkannt werden, in denen eine Stromkennzeichnung gem. EU-RL 2009/72/EG existiert und Doppelzählungen ausgeschlossen sind. Im Jahr 2011 gelten die Kriterien der Stromkennzeichnungsverordnung, wonach diese Nachweise zusätzlich den Anforderungen des Art. 15 der EU-RL 2009/28/EG entsprechen müssen.

Das österreichische Stromkennzeichnungsmodell ist ein nachweisbasiertes System. Jene Stromlieferanten, die in Österreich Endverbraucher mit Strom beliefern, müssen, um einen bestimmten Primärenergieträgeranteil ausweisen zu können, gesetzeskonforme Nachweise vorlegen. Kann für eine Strommenge kein Nachweis vorgelegt werden, so ist dieser als „Strom unbekannter Herkunft – ENTSO (Strom) Mix“ (und somit als statistischer Wert) auszuweisen. Das im März 2011 in Kraft getretene EIWOG 2010 regelt, dass künftig der ENTSO (Strom) Mix abzüglich der Anteile aus erneuerbaren Energieträgern auszuweisen ist. Neben dem Versorgermix ist gem. § 78 Abs. 2 EIWOG 2010 die Ausweisung der Umweltauswirkungen (CO₂-Emissionen und radioaktiver Abfall, der bei der Erzeugung des Versorgermix entstanden ist) auf der Stromrechnung (Jahresabrechnung) und dem Kommunikationsmaterial (Werbe- und Informationsmaterial) verpflichtend.

Abgewickelt wird die Stromkennzeichnung großteils über die österreichische Stromnachweisdatenbank, in der der gesamte Lebenszyklus eines Nachweises (Ausstellung – Transfer – Einsatz für die Stromkennzeichnung) abgebildet wird. Durch den gewählten nachweisbasierten Ansatz und die Abwicklung über eine zentrale österreichische Datenbank wurde ein äußerst transparentes und vertrauenswürdiges System geschaffen, das Betrugsrisiken, wie Doppelausgabe und -verwendung, praktisch ausschließt.



AUFSICHT HANDELSPLÄTZE (EPEX/EXAA)

Als Folge der EU-weiten Strommarktliberalisierung haben sich in vielen Mitgliedstaaten Strombörsen gebildet. Strombörsen sind organisierte Marktplätze für Strom, wo Angebot und Nachfrage den Preis bestimmen. Der Handel an der Strombörse erfolgt über standardisierte Produkte. Durch diese Standardisierung und eine Vereinfachung der Organisation für eine große Anzahl an Geschäften bieten Strombörsen eine große Liquidität und eine Absicherung gegen das Risiko des Ausfalls eines Geschäftspartners (Kontrahentenrisiko) für Stromhändler. Die an den Strombörsen erzielten Preise dienen als Referenzpreise für den gesamten Stromhandel und sind wichtige Indikatoren für die Strommarktentwicklung. Für Österreich relevante Strombörsen sind die Wiener Börse AG mit der EXAA-Abwicklungsstelle und die European Energy Exchange (EEX), Leipzig, mit ihrer Tochtergesellschaft EPEX Spot, Paris.

Die Wiener Börse AG mit der EXAA-Abwicklungsstelle nahm am 19. März 2002 den Stromhandel auf. Es findet werktags täglich ein Day-ahead-Handel mit einer Auktion um 10:15 Uhr statt, der Handel für das Wochenende erfolgt am Freitag. Die EXAA-Abwicklungsstelle ist Central Counter Party und garantiert in dieser Funktion die finanzielle Erfüllung der Börsengeschäfte. Ursprünglich auf die Grenzen Österreichs beschränkt, wurden die Handelsgebiete im Juni 2004 durch die Eröffnung der transpower- (nunmehr Tennet Deutschland) Regelzone, im Mai 2005 durch die Eröffnung der Amprion- (früher: RWE-) Regelzone, im Dezember 2006 durch die Eröffnung der Regelzone Schweiz und im Dezember 2009 durch die Eröffnung der EnBW- und Vattenfall-Regelzone kontinuierlich erweitert. Österreich und Deutschland bilden dabei ein gemeinsames Marktgebiet. Der Stromspotmarkt der Wiener Börse AG wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit nach dem österreichischen Börsegesetz lizenziert und überwacht. Der Handel wird von der Handelsüberwachungsstelle der Wiener Börse AG unter der Aufsicht des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) nach dem österreichischen Börsegesetz überwacht. An der Wiener Börse AG und der EXAA-Abwicklungsstelle sind heute mehr als 65 Stromhändler aus über 14 Ländern aktiv. Neben dem Stromspothandel werden mittlerweile auch CO₂-Emissionsrechte gehandelt.

Die formale Entstehung der EEX Leipzig geht auf den Sommer 2002 zurück. Sie entstand am 26. Oktober 2002 aus der Fusion der am 15. Juni 2000 gestarteten LPX Leipzig Power Exchange, mit den Gesellschaftern Landesbank Sachsen Stadt Leipzig, Freistaat Sachsen und der skandinavischen Energiebörse Nord Pool, und der am 8. August 2000 gestarteten European Energy Exchange, Frankfurt/Main der Deutschen Börse AG. Bereits von Beginn der EEX an waren österreichische Unternehmen am Spot- und Terminmarkt in Deutschland aktiv.

Die EEX bietet einen Stromspotmarkt mit Day-ahead-Handel mit einer täglichen Auktion um 12:00 Uhr und einen Intraday-Handel sowie einen Stromterminmarkt mit Stromfutures und -optionen an. Seit 2008 gibt es ein gemeinsames Joint-Venture mit der französischen Energiebörse Powernext S.A., die EPEX Spot in Paris.

Das Clearing (Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Wertpapier- und Termingeschäften) börslicher und außerbörslicher Geschäfte (OTC Clearing) übernimmt die European Commodity Clearing AG (ECC), eine Tochtergesellschaft der Börse. Das Clearing und Settlement (Abschluss und Erfüllung eines Börsengeschäfts) aller Spot- und Termingeschäfte in Strom erfolgt durch die ECC.

Die EEX, die neben dem Stromhandel auch Spotmärkte für Gas und Emissionsrechte sowie einen Terminmarkt, an dem Futures und Optionen auf Gas, Emissionsrechte und Kohle gehandelt werden können, wurde vom Sächsischen Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr nach dem deutschen Börsengesetz lizenziert und wird von diesem nach dem deutschen Börsengesetz im Rahmen einer Rechts- und Marktaufsicht beaufsichtigt. Der Handel an der EEX wird von einer Handelsüberwachungsstelle unter der Aufsicht des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr überwacht. Neben dem deutschen Börsengesetz, das neben einer Handelsüberwachungsstelle auch die Börsenorgane einer Börsengeschäftsführung, eines Börsenrates und eines Sanktionsausschusses vorsieht, findet auf den Handel an der EEX das deutsche Wertpapierhandelsgesetz Anwendung, das für den Terminhandel an der EEX ein Insider- und Marktmanipulationsverbot nach der EU-Marktmisbrauchsrichtlinie vorsieht. Das Marktmanipulationsverbot findet dabei auf den Spothandel entsprechende Anwendung. Gesetzliche Regelungslücken, insbesondere im Spotmarkt, werden seit 2005 durch einen EEX Code of Conduct ergänzt, der Insiderhandels- und Marktmanipulationsverbote im Regelwerk der Börse behandelt und über den seit 2005 bestehenden Sanktionsausschuss der EEX sanktionieren kann. Dieser Code of Conduct wurde nach der Verlagerung des Stromspothandels von der EEX auf die EPEX Spot in Paris von der EPEX Spot privatrechtlich übernommen, ebenso wie der an der EEX bestehende Börsenrat und die Handelsüberwachungsstelle. An der EEX sind heute über 200 Handelsteilnehmer, an der EPEX Spot über 190 Handelsteilnehmer jeweils aus über 20 Ländern aktiv.

Die EEX betreibt darüber hinaus eine Transparenzplattform, die zunächst auf freiwilliger Basis und seit dem 1. November 2009 den gesetzlichen Veröffentlichungspflichten von Kraftwerksdaten durch deutsche Kraftwerksbetreiber in Umsetzung der EU-Transparenzleitlinien unter Aufsicht der Bundesnetzagentur nachkommt. Ab Mitte 2011 werden über



diese Transparenzplattform auch die Pflichtveröffentlichungen der österreichischen Fundamentaldaten erfolgen und die bisherigen freiwilligen Veröffentlichungen österreichischer Kraftwerksbetreiber ergänzen.

Die Unterschiede bei der Aufsicht über den Energiegroßhandel in Österreich, Deutschland und Frankreich zeigen exemplarisch die fehlende EU-weite Harmonisierung der Aufsicht über Energiebörsen und das Fehlen eines Marktmissbrauchsregimes für den Energiegroßhandel in Europa. Zumindest zwischen Deutschland und Österreich besteht bei der Börsenaufsicht noch weitgehend Übereinstimmung, da in Österreich der Stromspothandel an der Wiener Börse AG vom Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend lizenziert und beaufsichtigt wird und in Deutschland diese Aufgabe von den zuständigen Länderwirtschaftsministerien und bei der EEX mit Sitz in Leipzig daher vom Sächsischen Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (SMWA) lizenziert und beaufsichtigt wird. Bereits die Verlagerung des Stromspothandels der EEX an die EPEX Spot Paris, die weder eine Lizenz benötigte noch einer Börsenaufsicht unterliegt, zeigt die fehlende Harmonisierung für Energiespotbörsen in Europa. Diesem Thema haben sich die Europäischen Energieregulatoren in 2011 mit der Forderung nach einer EU-weiten Harmonisierung der Aufsicht über Energiebörsen angenommen.

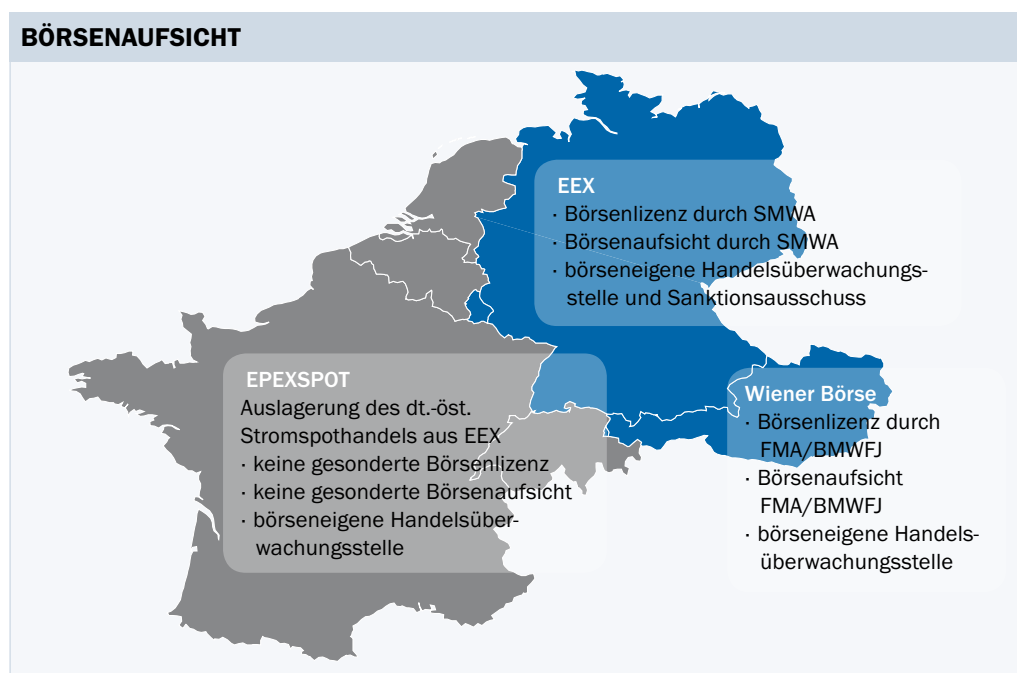


Abbildung 25
Börsenaufsicht

Quelle: EPEX Spot, EEX, Wiener Börse; Darstellung E-Control

Gleiches gilt für die Marktmissbrauchsaufsicht und das Monitoring des Energiegroßhandels. In Deutschland gelten die Marktmissbrauchsregeln der EU-Marktmissbrauchsrichtlinie nach dem Wertpapierhandelsgesetz hinsichtlich der Marktmanipulation nicht nur im Terminmarkt, sondern diese wurden auch auf den Spothandel erstreckt. In Österreich ist dies nach dem Börsegesetz dagegen im Einklang mit der EU-Marktmissbrauchsrichtlinie auf den Terminhandel beschränkt. Gleiches gilt in Frankreich. In Österreich, Deutschland und Frankreich ist dafür jeweils die Finanzmarktaufsichtsbehörde zuständig.

In Österreich erfolgt ein Monitoring des Energiegroßhandels durch die E-Control, soweit hierfür nicht die Länder zuständig sind. Diese haben nach § 88 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EIWOG 2010 den Grad der Transparenz am Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Großhandelspreise, den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung, den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandelsebene und Endverbraucherebene einschließlich etwaiger Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen zu überwachen und Daten zu erheben. In Deutschland ist für ein Monitoring des Energiegroßhandels die Einrichtung einer Markttransparenzstelle beim Bundeskartellamt (BKartA) geplant. In Frankreich erfolgt ein umfangreiches Monitoring des Energiegroßhandels durch die französische Energieregulierungsbehörde Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Eine effektive Aufsicht setzt die Zusammenarbeit der mit Überwachungsaufgaben im Energiegroßhandel betrauten zuständigen Stellen im In- und Ausland voraus. Auch die Zusammenarbeit der vorgenannten Behörden ist unterschiedlich geregelt. In Österreich ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Finanzmarktaufsichtsbehörde (FMA) und E-Control im Rahmen eines Memorandum of Understanding geplant. Ein solches Memorandum of Understanding und eine enge Zusammenarbeit sowie ein Austausch von Daten besteht bereits in Frankreich zwischen der CRE und der französischen Finanzmarktaufsichtsbehörde AMF. In Deutschland haben gemäß § 6 Abs. 2 Wertpapierhandelsgesetz die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), das Bundeskartellamt (BKartA), die Börsenaufsichtsbehörden, die Handelsüberwachungsstellen der Börsen und die Bundesnetzagentur (BNetzA) einander Beobachtungen und Feststellungen einschließlich personenbezogener Daten mitzuteilen, die für die Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich sind. Eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit wird durch die fehlende Harmonisierung eines EU-weiten Marktmissbrauchsregimes und die unterschiedlichen Kompetenzen der Behörden aber erschwert.

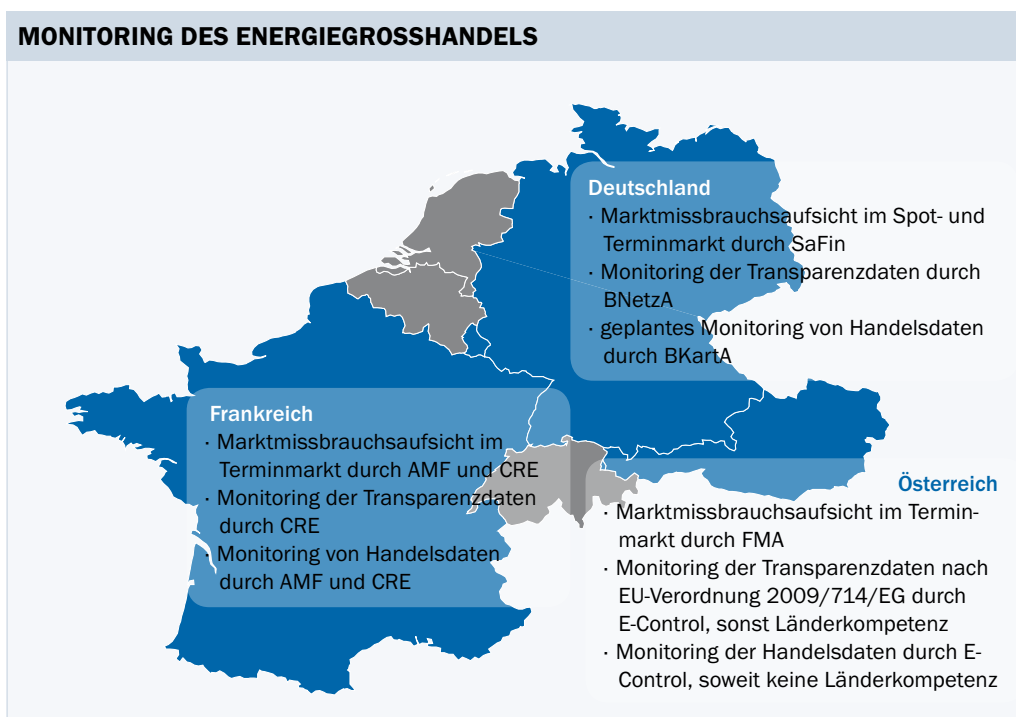


Abbildung 26
Monitoring des Energiegroßhandels

Quelle: Darstellung E-Control

Dem fehlenden EU-weiten Marktmissbrauchsregime für den Energiespot- und -terminhandel hat sich die EU-Kommission mit ihrem Verordnungsvorschlag REMIT – Regulation for Energy Market Integrity and Transparency vom 8. Dezember 2010 für Energiegroßhandelsmärkte angenommen, um mögliche Fälle von Marktmissbrauch und Insider-Handel künftig europaweit einheitlich zu regeln und zu bekämpfen sowie ein umfassendes Monitoring des Energiegroßhandels zu erreichen. 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 zusammenarbeiten. 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.

REMIT wurde am 14. September 2011 im Parlament angenommen und ist am 28. Dezember in Kraft getreten. Die Verordnung 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 die Verordnung in engem Zusammenhang mit neuen Rechtssetzungsvorhaben der EU-Kommission im Rahmen der EU-Finanzmarktregulierung. Bis Mitte 2012 wird ACER die zu erhebenden Daten bestimmen. Die eigentliche Datensammlung soll ab Mitte 2013 erfolgen.

NEUE ÜBERWACHUNGSAUFGABEN FÜR E-CONTROL IM STROMMARKT

Im § 88 Abs. 1 und 3 EIWOG 2010 wurde eine Reihe neuer Überwachungsaufgaben der E-Control und den Landesregierungen (in Form einer Grundsatzbestimmung) übertragen.

Die Überwachungsinhalte der Regulierungsbehörde erstrecken sich über zwei sehr unterschiedliche Bereiche. Ein Bereich konzentriert sich vorrangig auf die Überwachung der Einhaltung von Vorschriften (Compliance Monitoring). Zum Teil ist deren explizite Anführung im § 88 EIWOG 2010 eher als Hervorhebung bestimmter Überwachungsaufgaben zu sehen, die ohnehin an anderer gesetzlicher Stelle angeführt werden. Beispielsweise wurde auch in § 39 Abs. 1 EIWOG die E-Control zur Überwachung der Netzentwicklungspläne (d. h. der Investitionspläne) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern gemäß § 37 EIWOG die Netzentwicklungspläne eingereicht und im Dezember 2011 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Der zweite Überwachungsbereich der E-Control erfasst vorrangig die Funktionsweise des Marktes (Market Monitoring), dessen Inhalt neben § 88 Abs. 3 EIWOG 2010 vor allem im § 21 Abs. 1 Energie-ControlG zum Ausdruck gebracht wird. Demnach hat die E-Control die Aufgabe, Untersuchungen zu machen sowie Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbssituation im Elektrizitätsbereich zu erstatten. Zur Erfüllung dieser Aufgabe stehen der E-Control die gemäß § 88 laufend zur Kenntnis gebrachten Daten der



Marktteilnehmer zur Verfügung. Darüber hinaus ist die E-Control befugt, zur Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß § 34 Energie-ControlG in alle Unterlagen der Marktteilnehmer Einsicht zu nehmen und Auskunft zu verlangen.

Für die Landesregierungen sehen die Ende 2011 zum Großteil beschlossenen Ausführungsgesetze folgende Überwachungsaufgaben vor:

1. die Versorgungssicherheit in Bezug auf Zuverlässigkeit und Qualität des Netzes sowie die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistungen,
2. den Grad der Transparenz am Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Großhandelspreise,
3. den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung sowie den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandelsebene und Endverbraucherebene einschließlich etwaiger Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen,
4. etwaige restriktive Vertragspraktiken einschließlich Exklusivitätsbestimmungen, die große gewerbliche Kunden daran hindern können, gleichzeitig mit mehreren Anbietern Verträge zu schließen, oder ihre Möglichkeiten dazu beschränken,
5. die Dauer und Qualität der von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern vorgenommenen Neuanschluss-, Wartungs- und sonstiger Reparaturdienste,
6. die Investitionen in die Erzeugungskapazitäten mit Blick auf die Versorgungssicherheit,

Betreffend die Überwachungsaufgaben der Landesregierungen wurde im EIWOG 2010 festgelegt, dass zur Wahrnehmung der Überwachungsaufgaben von Netzbetreibern, Verteilernetzbetreibern und Lieferanten (Versorger) ein Mindestmaß an Daten zu erheben ist. Gleichzeitig wurde die Regulierungsbehörde gemäß § 88 Abs. 8 EIWOG 2010 beauftragt, Formate der von den Netzbetreibern, Verteilernetzbetreibern und Lieferanten (Versorger) zu liefernden Daten zu definieren. Die Daten sind von den Meldepflichtigen auf elektronischem Wege sowohl an die jeweiligen Landesregierungen als auch an die Regulierungsbehörde bis spätestens 31. Dezember des jeweiligen Folgejahres zu übermitteln. In diesem Zusammenhang hat die E-Control im Herbst 2011 Formatvorschläge entwickelt. In weiterer Folge wurden die Formate den Landesregierungen zur Verfügung gestellt. Sie werden in Abstimmungsgesprächen zu Beginn des Jahres 2012 weiterentwickelt.

Die Regulierungsbehörde hat im Rahmen ihrer den Elektrizitätsmarkt betreffenden Überwachungsfunktion gemäß § 88 Abs. 3 EIWOG 2010 folgende Überwachungsaufgaben erhalten:

1. die Einhaltung der Vorschriften betreffend die Aufgaben und Verantwortlichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber, Versorgungsunternehmen und Kunden sowie anderer Marktteilnehmer gemäß der Verordnung 2009/714/EG,
2. die Durchführung von Lenkungsmaßnahmen im Sinne des § 10 des Energielenkungsgesetzes,

3. die Investitionspläne der Übertragungsnetzbetreiber,
4. das Engpassmanagement im Sinne des § 23 Abs. 2 Z 5 und die Verwendung der Engpasserlöse,
5. die technische Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern mit Sitz im Inland und Übertragungsnetzbetreibern mit Sitz in der Europäischen Union bzw. in Drittstaaten laufend zu beobachten und
6. von Regelzonenführern aggregierte Informationen aus sämtlichen Beschaffungen von Regelenergieprodukten [...] sowie Informationen über die Ausgleichsenergiesituation in der Regelzone [...] zu erheben.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH

EU-Ebene

Vertreter der E-Control haben im Jahr 2011 auf europäischer Ebene aktiv an der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes, zum Ausbau der Infrastruktur, zur besseren Koordinierung des Netzbetriebs und zur Sicherung der Versorgung mitgewirkt. Das dritte Binnenmarktpaket sieht dafür verstärkte organisatorische und rechtliche Schritte vor.

Einer der wichtigen Schritte in der Europäisierung der Energieregulierung war die Gründung und der Arbeitsbeginn von ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). ACER als Organisation soll die Integration des europäischen Strom- und Gasmarktes maßgeblich vorantreiben, einen Rahmen für die Zusammenarbeit nationaler Behörden schaffen sowie koordinierte Entscheidungen herbeiführen.

In Zusammenarbeit mit europäischen Regulatoren hat ACER im Laufe des Jahres 2011 sogenannte Framework Guidelines zu Netzanschluss, Engpassmanagement, Kapazitätsvergabe, Netzbetrieb und Netzbetriebssicherheit erarbeitet und beschlossen. Vertreter der E-Control übernahmen koordinierende und aktive Rollen bei der Erarbeitung der Framework Guidelines.

Durch die neue Zusammenarbeit via ACER ergeben sich für Österreich Vorteile, beispielsweise durch koordinierteren Netzausbau, der verbesserte Möglichkeiten für Energietransport bietet. Für den Konsumenten bringen diese ein höheres Maß an Versorgungssicherheit und für die Marktteilnehmer eine deutliche Vereinfachung der Teilnahme am Binnenmarkt.

Regional Initiatives

Für die regionalen Initiativen wurde im vergangenen Jahr die regionenübergreifende Koordination strukturell gestärkt. Für alle Regionen wurden regionale Umsetzungsroadmaps für die Erreichung der Marktintegrationsziele im Jahr 2014 erarbeitet. Diese regionalen Pläne werden von überregionalen Plänen zu vier Kernthemen (langfristige Kapazitätsvergaben,



tägliche Kapazitätsvergaben, Intra-day-Kapazitätsvergaben, Kapazitätsberechnung) überlagert. Die überregionalen Pläne sind die Referenz für die Umsetzungsschritte.

Die E-Control ist weiterhin die koordinierende Regulierungsbehörde für die Region CEE. Das Büro für die regionalen Kapazitätsauktionen CAO hat gemeinsam mit den TSOs der Region die geplante lastflussbasierte Kapazitätsberechnung zur Umsetzungsreife gebracht. Nun bestehen zwischen den TSOs und Regulierungsbehörden in der Region jedoch Auffassungsunterschiede über die Priorisierung der Umsetzungsschritte, sodass im 1. Quartal 2012 eine gemeinsame Lösung für das weitere Vorgehen gefunden werden muss. Die lastflussbasierte Kapazitätsvergabe und -ermittlung berücksichtigt die Auswirkungen von physischen Transaktionen im Netz wesentlich genauer als die derzeit angewandte NTC-Methode und bringt Wohlfahrtsgewinne und verbesserte Netzsicherheit.

Darüber hinaus führt CAO weiterhin sämtliche Tages-, Monats- und Jahresauktionen für die Region durch.

Für die Region Central-South lag der Schwerpunkt im abgelaufenen Jahr auf der Erarbeitung gemeinsamer harmonisierter Auktionsregeln für die jährlichen und monatlichen Kapazitätsauktionen. Im selben Schritt wurde auch eine Harmonisierung mit den Regeln der Region Central West durchgeführt und die Durchführung der Vergaben wurden von den TSOs an das Auktionsbüro CASC-CWE übergeben. Dadurch wird für Marktteilnehmer eine einheitliche Kontaktstelle für eine größere Zahl von Grenzen geschaffen.

Österreich Vollmitglied im Pentalateralen Energieforum

Das Pentalaterale Energieforum wurde im Juni 2007 von Regierungsvertretern Deutschlands, Frankreichs, Luxemburgs, Belgiens und der Niederlande als Plattform der Minister zur besseren regionalen Kooperation, insbesondere in grenzüberschreitenden Netzangelegenheiten gegründet. Dabei arbeiten Regierungsvertreter, Regulatoren, Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen und Marktteilnehmer an der Schaffung und Weiterentwicklung des gemeinsamen Elektrizitätsbinnenmarkts zusammen.

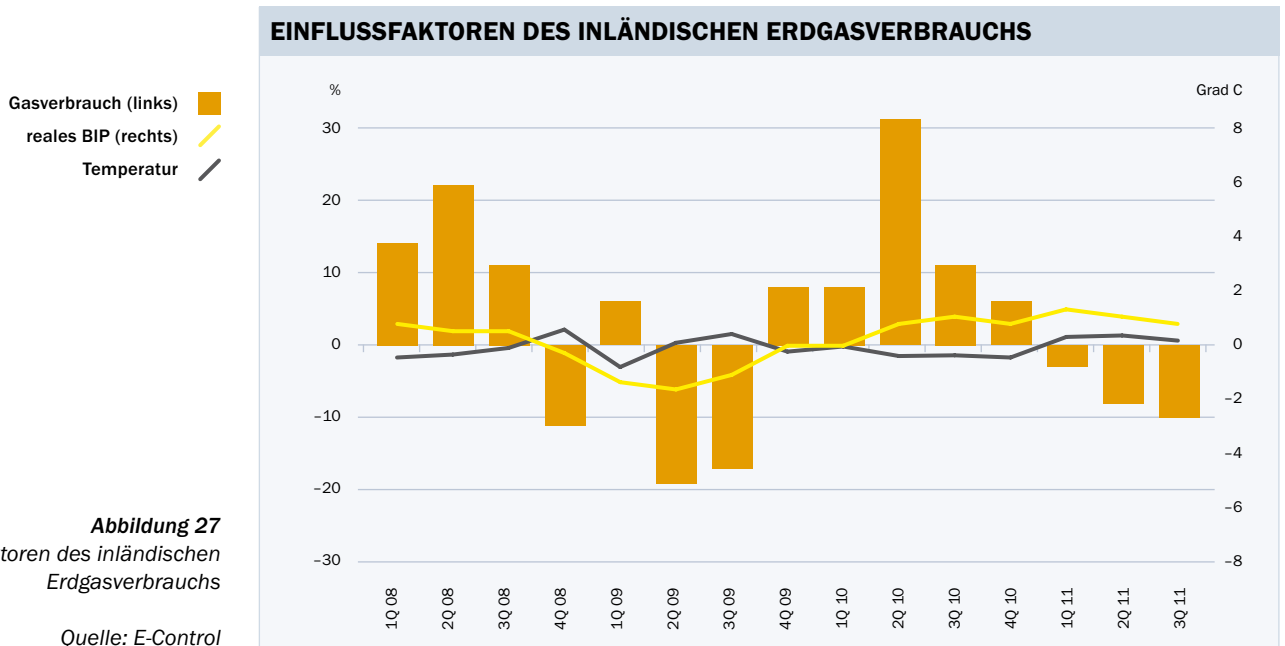
Da es zwischen Österreich und dem wichtigsten Stromhandelspartner Deutschland im Stromübertragungsnetz keine Engpässe gibt und in beiden Ländern die Strompreise angeglichen sind, wurde Österreich im Juni 2007 ein Beobachterstatus in Pentalateralen Energieforum eingeräumt. Mit der Aufnahme als Vollmitglied im Februar 2011 wurde die enge Verbindung mit dem Zentralwesteuropäischen Raum gefestigt. Der E-Control, koordinierende Regulierungsbehörde in der Regionalen Initiative CEE (Central East Europe), wurde mit der Aufnahme Österreichs in das Pentalaterale Forum eine wichtige Ost- und West-Regionen-verbindende Rolle zugeteilt.



Entwicklung am Gasmarkt 2011

ENTWICKLUNGEN AUF DEM ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT

Die Entwicklung des inländischen Verbrauchs war im Erdgasbereich in den letzten Jahren deutlich unterschiedlich zu jener im Strombereich: Während die Entwicklung des Stromverbrauchs eine eindeutige Parallelität zur wirtschaftlichen Entwicklung aufwies, war für den Gasverbrauch keine ähnlich starke Kopplung zu verzeichnen.



Auffällig im Erdgasbereich ist einerseits, dass die monatlichen Veränderungsdaten in beide Richtungen deutlich höher ausfallen als im Strombereich und dass sie andererseits viel stärker fluktuieren: Im Kalenderjahr 2010 war eine Steigerung der Abgabe an Endkunden um 11,4% mit Extremwerten im April und Mai von über 30% gegeben, während in den ersten neun Monaten 2011 die Abgabe um 6,5% zurückging, wobei in einzelnen Monaten Verbrauchssteigerungen um mehr als 3% und in anderen Rückgänge von bis zu 14% zu verzeichnen waren. Wesentlicher Einflussfaktor für diese auf den ersten Blick erratische Entwicklung ist wohl der Einsatz der gasbefeuerten Kraftwerke, der von vielen, teilweise voneinander unabhängigen Faktoren, wie der Temperaturentwicklung in der aktuellen und vergangenen Heizperiode, dem Wasserdargebot oder den internationalen Energiepreisen und somit der inländischen Aufbringungsstruktur im Elektrizitätsbereich, abhängig ist. Um diesen Einfluss der erdgasbefeuerten Kraftwerke bereinigt, zeigt sich eine wesentlich stabilere Verbrauchsentwicklung, die einerseits vom Heizbedarf der Kleinverbraucher und andererseits von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst wird: Allein aus dem Wärmebedarf wäre für das Kalenderjahr 2010 ein Anstieg um die 2% und für die ersten drei Quartale 2011 ein Verbrauchsrückgang um etwa 2% zu erwarten gewesen.

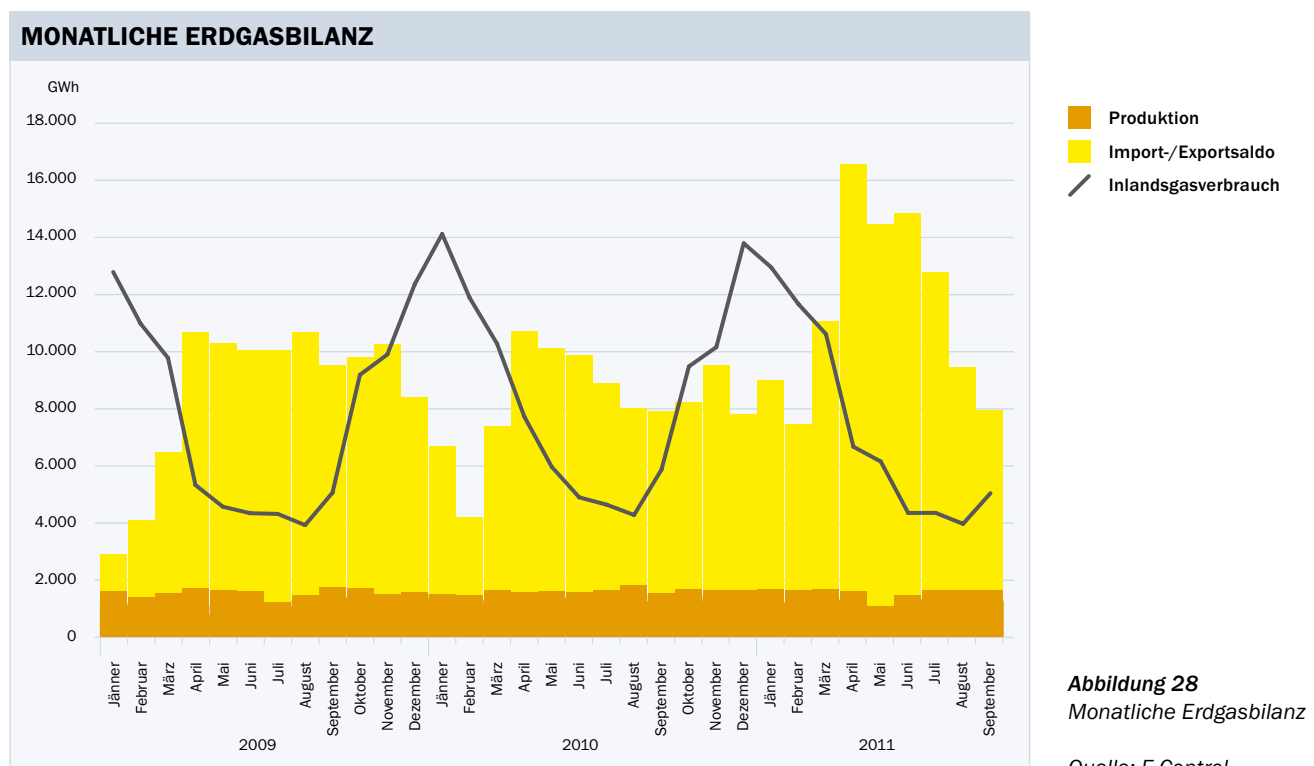


Abbildung 28
Monatliche Erdgasbilanz

Quelle: E-Control

Die Erdgasbilanz 2011 wurde auch wesentlich durch den neuen Gasspeicher Seven Fields beeinflusst – seine Befüllung vor allem im zweiten und dritten Quartal bewirkte einerseits eine Erhöhung der Einpressung um 22,1 TWh oder 2,0 Mrd. Nm³ bei gleichzeitiger Reduktion der Entnahme um 10,6 TWh oder 1,0 Mrd. Nm³ sowie andererseits eine Erhöhung der Netto-Importe um 30 TWh oder 2,7 Mrd. Nm³. Dementsprechend war Ende September in Österreich der höchste bisherige Speicherinhalt mit 67,9 TWh oder 6,1 Mrd. Nm³ gegeben, wobei aber nicht die gesamte gespeicherte Erdgasmenge dem Inland zur Verfügung steht.

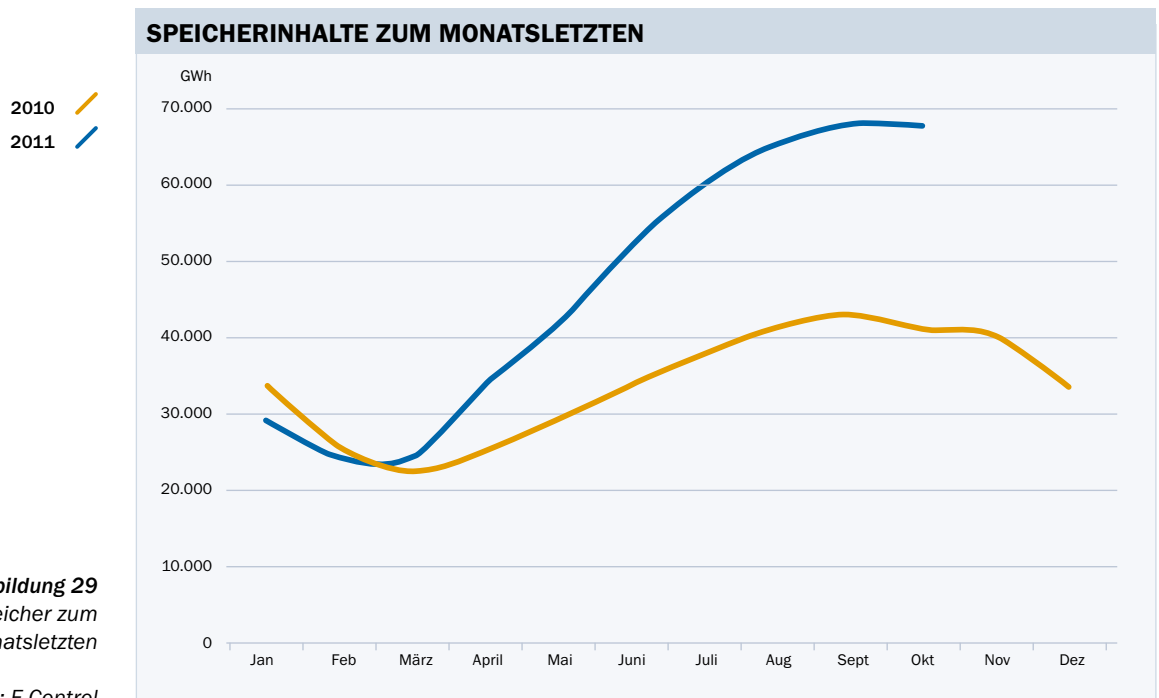
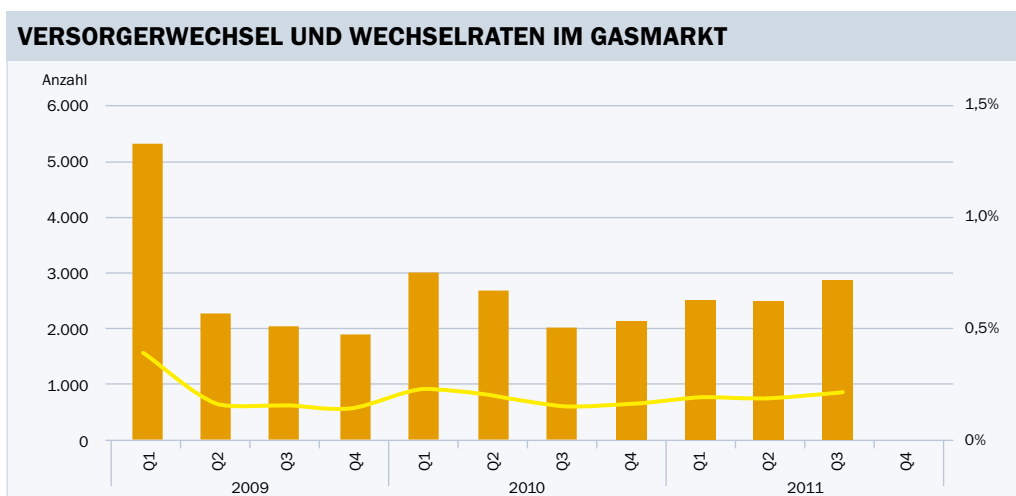


Abbildung 29
 Inhalte der Erdgasspeicher zum Monatsletzten

Die Wechselbereitschaft war im Erdgasbereich immer geringer als im Elektrizitätsbereich. Dieser Trend blieb auch in den ersten drei Quartalen 2011 bestehen, in denen mit knapp 8.000 Erdgaskunden etwa gleich viele ihren Versorger wechselten wie in derselben Periode des Vorjahres. Die Wechselrate lag dabei bei 0,6%. Die höchsten Wechselraten waren in der Steiermark mit 1,0% sowie in Ober- und Niederösterreich mit jeweils 0,8% gegeben. In Kärnten und Wien wechselten jeweils 0,5% der Erdgaskunden, während in allen anderen Bundesländern stark unterdurchschnittliche Wechselraten zu verzeichnen waren.



■ Anzahl
— Wechselrate in %

Abbildung 30
Monatliche Versorgerwechsel im österreichischen Erdgasmarkt

Quelle: E-Control

PREISENTWICKLUNG AN GROSSHANDELSMÄRKTEN

Durch die Volksaufstände in Ägypten und in Libyen sowie dem Erdbeben in Japan mit seinen Folgen sind die Ölpreise in den ersten drei Monaten 2011 deutlich gestiegen. Die Gaspreise in den langfristigen Verträgen in Kontinentaleuropa haben sich aufgrund der weiterhin dominierenden Preisanbindung an den Ölpreis in 2011 weiter erhöht.

EIPI 
Prognose E-Control 

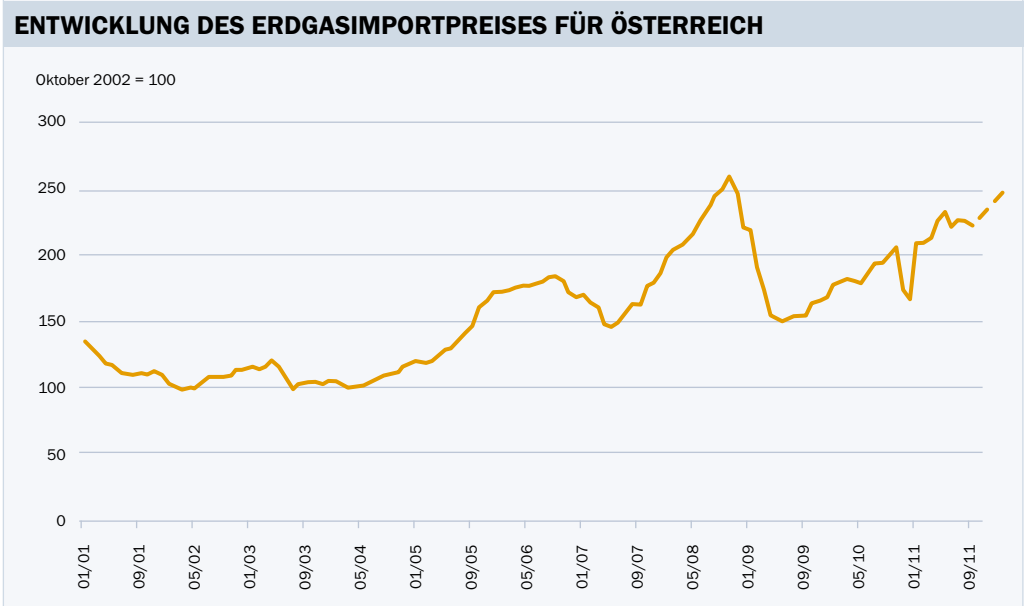


Abbildung 31

Entwicklung des Erdgasimportpreisindex EIPI, gestrichelt: Prognose ECA; Oktober 2002 = 100

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Statistik Austria

Die Gasspotpreise sind seit Beginn der Unruhen in Ägypten und Libyen angestiegen, wesentlicher Preistreiber war aber der gestiegene Ölpreis, nicht die gestiegene Gasnachfrage. Zunächst starke Auswirkungen hatte das Erdbeben in Japan, da erwartet wurde, dass mehr LNG nach Japan fließen wird, um die Ausfälle der Kernkraftwerke mit Stromerzeugung in Gaskraftwerken zu ersetzen. Da die LNG-Lieferungen nach Großbritannien zumeist auf Spotverkäufen resultieren, wurden für den NBP die deutlichsten Preisauswirkungen erwartet. Der NBP als liquidester Hub in Europa ist preisbestimmend auch für die anderen Hubs, er fungiert auch als Transithub für die LNG-Lieferungen.



Insgesamt haben die Unsicherheiten über die Entwicklung in Libyen und in Japan zu einem Preisanstieg an den Hubs geführt, der aber eher psychologisch begründet war. Ab 21. März war daher schon wieder eine Preissenkungstendenz zu erkennen. Seit Anfang August sind dann die Spotpreise wieder deutlich angestiegen – um bis zu 4 EUR/MWh, allerdings nicht begründet durch Fundamentaldaten des Gasmarktes, sondern durch die Krise an den Finanzmärkten.²⁵ Im September war die Transportverbindung zwischen Großbritannien und Belgien (Interconnector) aufgrund geplanter Wartungsarbeiten unterbrochen. Dies hatte keine deutlichen Ausschläge zur Folge, aber nach der Wiedereröffnung sind die Preise massiv eingebrochen.

Die Terminpreise (Month Ahead) waren im März niedriger als die Spotpreise aufgrund der aktuellen Ereignisse in Japan zu dieser Zeit. Ähnliches wiederholte sich im August/September 2011.

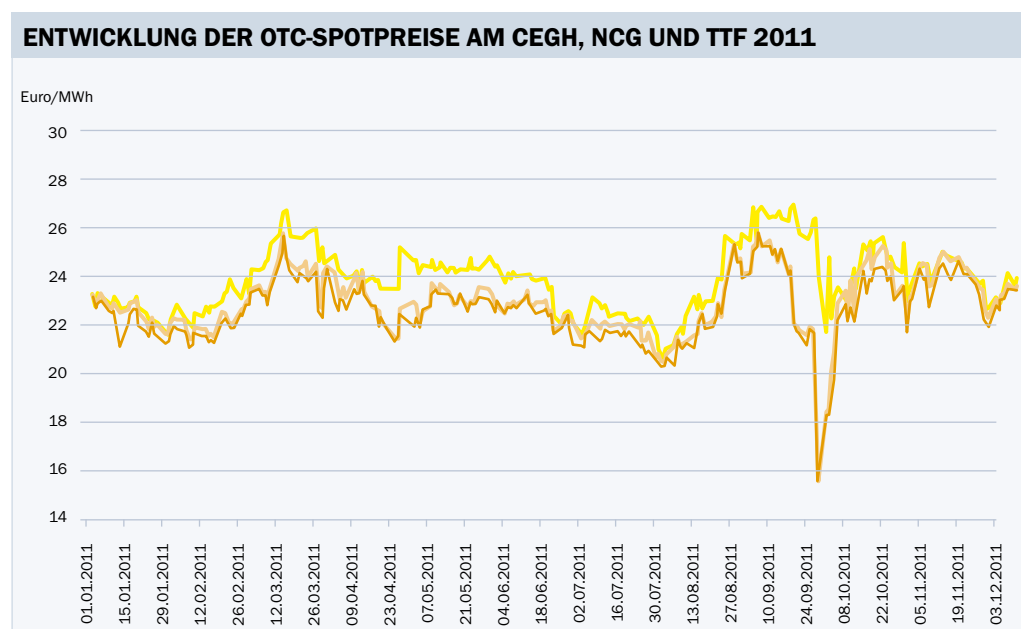


Abbildung 32
Preisentwicklung im OTC Day Ahead 2011, am NCG, TTF und CEGH

²⁵ Am 6.8. 2011 hat die Ratingagentur Standard & Poor's die Kreditwürdigkeit der USA herabgestuft; vorher hatte sich der US-amerikanische Kongress nach wochenlangem Streit auf eine Anhebung der Schuldenobergrenze geeinigt und so eine drohende Zahlungsunfähigkeit abgewendet. Folge der Absenkung des Ratings war ein Crash an den Börsen.

Der auch 2011 weiterhin bestehende Preisabstand zwischen Gaspreisen in den langfristigen, größtenteils ölindezierten Verträgen und den Hubpreisen hat zur einer anhaltenden Diskussion der Vertragsbestandteile der langfristigen Verträge geführt. Die europäischen Importeure sind in Verhandlungen mit allen Produzenten über flexiblere Vertragsgestaltung, teilweise wurden auch Schiedsverfahren eingeleitet. Nach Angaben der Gazprom soll Eon Ruhrgas um eine 100% Indexierung der Gaspreise in den Langfristverträgen an den Spotpreisen angefragt haben.²⁶ Dies wurde jedoch von Gazprom abgelehnt. In den Langfristverträgen der Gazprom für Kontinentaleuropa sollen durchschnittlich 7% der Gas-mengen spotpreis-indexiert sein. Zudem konnten die Importeure eine Reduzierung der Mindestabnahmemengen erreichen; wenn sie diese unterschreiten, werden Gasmengen, die spotpreisindexiert sind, wieder ölpreisindexiert verrechnet.

Die Diskussion um die starren Vertragsklauseln in den langfristigen Verträgen ist jedoch noch nicht beendet. Auch österreichische Unternehmen verhandeln mit den Anbietern: Eongas hat Mitte Januar eine Preissenkung, aber keine Änderung der Ölpreisanbindung erreichen können²⁷; STGW hat den Weg vor das Kartellgericht gewählt.²⁸

PREISENTWICKLUNG FÜR ENDKUNDEN

Haushaltskunden

Der Verbraucherpreisindex (VPI) Gas der Statistik Austria spiegelt die Entwicklung des Gaspreises in Österreich im Zeitverlauf wider. Nach der Liberalisierung des Gasmarktes im Oktober 2002 kam es kurzzeitig zu einem deutlichen Sinken des VPI. Bis Juni 2003 blieb der VPI unter 100 Indexpunkten, danach stieg er konstant an. Seinen bisherigen Höhepunkt erreichte der VPI im Zuge der Gaskrise im Januar 2009 mit 152,9 Punkten, danach kam es zu einer deutlichen Reduktion des Gaspreises. Seit Herbst 2010 steigt der VPI jedoch kontinuierlich an. Auch nach dem Ende der Heizperiode setzte sich dieser Trend ununterbrochen fort, da sämtliche Lieferanten im Laufe des Jahres ihre Energiepreise erhöhten. Im Oktober erreichte der VPI Gas mit 154,2 Punkten einen neuen Höhepunkt. Im Vergleich November des Vorjahres erhöhte er sich um 13,4 Prozent.

²⁷ Vgl. die Presse vom 18.1.2012, Gazprom gibt Rabatt für europäische Kunden; Interfax vom 17.1.2012: Gazprom adjusts prices for European buyers to market conditions.

²⁸ Vgl. Format 41/11, S. 40/41; Der Riese und der Zwerg

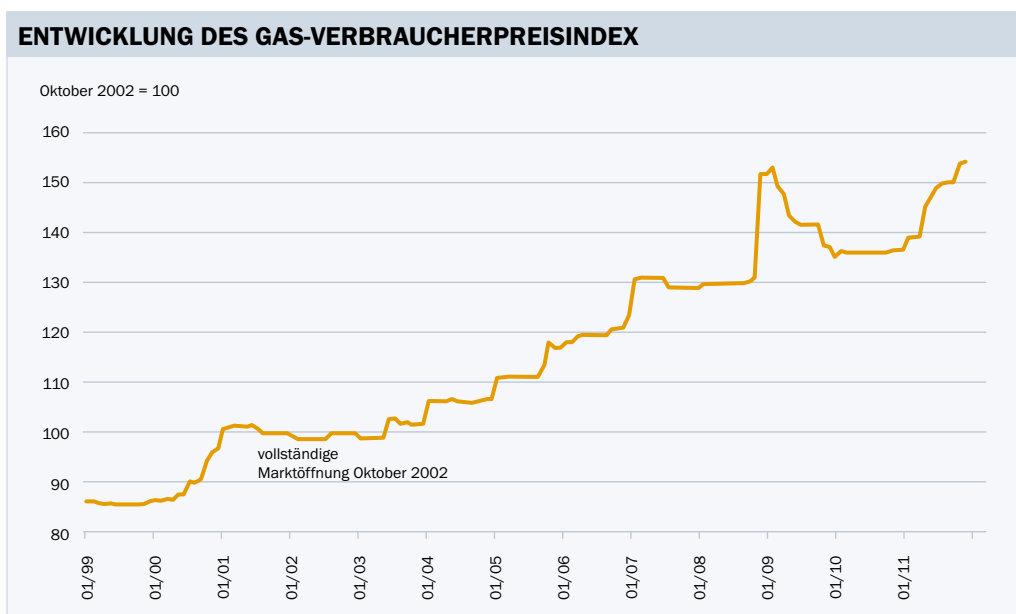


Abbildung 33
Entwicklung des Gas-VPI
(Index 2002 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Seit April 2011 verging kaum ein Monat bis Ende des Jahres, ohne dass nicht mindestens ein regionaler Gaslieferant seine Energiepreise erhöhte. Bei den Unternehmen der Energie Allianz war der Umfang der Energiepreiserhöhungen am größten, gefolgt von den oberösterreichischen Gaslieferanten OÖ Gas-Wärme und Linz Gas Vertrieb. In *Tabelle 9* sind die Preiserhöhungen der regionalen Lieferanten im Jahr 2011 dargestellt.

PREISERHÖHUNGEN 2011		
Lieferant	Gesamtpreis (Energie, Netz, Steuern und Abgaben)	Energiepreis
BEGAS Energievertrieb GmbH & Co KG	13%	24%
Energie Graz GmbH & Co KG	8%	13%
Energie Klagenfurt GmbH	0%	0%
EVN Energievertrieb GmbH & Co KG	13%	22%
KELAG – Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	0%	0%
Linz Gas Vertrieb GmbH & CoKG	13%	24%
OÖ. Gas-Wärme GmbH	11%	20%
Salzburg AG	8%	16%
Steirische Gas Wärme GmbH	8%	13%
TIGAS Erdgas Tirol GmbH	6%	13%
VEG Vorarlberger Erdgas GmbH	9%	15%
WIEN ENERGIE Vertrieb GmbH & CO KG	16%	28%

Tabelle 9
 Preiserhöhungen 2011
 regionaler Lieferanten (Energie,
 Netz, Steuern und Abgaben)

Quelle: E-Control

Die Preiserhöhungen sind eine große finanzielle Belastung für Österreichs Konsumenten. Nach Schätzungen lagen die Margen der Gasanbieter nach den Preiserhöhungen am obersten Ende der Bandbreite der letzten zwei Jahre. Ob das Ausmaß der Preiserhöhungen durch die Situation an den Großhandelsmärkten gerechtfertigt werden kann, ist zu hinterfragen. Gashändler, die an den europäischen Großhandelsmärkten tätig sind – sowie die Vorlieferanten einiger österreichischer Gaslieferanten –, können von den günstigeren Spotpreisen im Sommer profitieren und Gas für den hochpreisigen Winter einspeichern; auch die Terminpreise für Gaslieferungen im Winter 2012 und für das Kalenderjahr 2012 sind seit der Preiserhöhungswelle im Frühjahr nicht deutlich gestiegen.

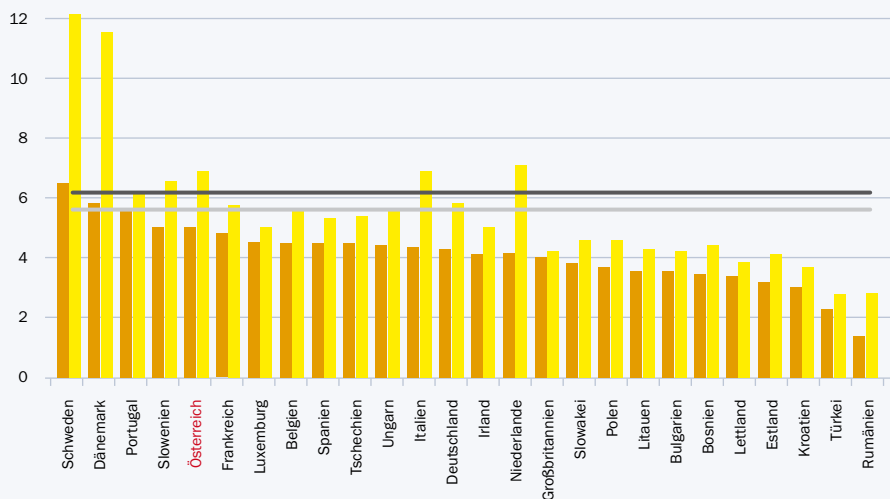
Im ersten Halbjahr 2011 befanden sich die Haushaltsgaspreise in Österreich im Vergleich zu anderen europäischen Ländern im oberen Drittel, d. h. über den EU-27, aber auch über EU-15-Durchschnitten (*Abbildung 35*).

Die Zuordnung der Steuern und Abgaben bzw. deren getrennte Ausweisung ist nicht in allen Ländern gleich. Deshalb könnte der Vergleich der Energie- und Netzkosten zu einem anderen Ergebnis führen als der Vergleich der Gesamtkosten. Für die Haushaltskunden ist jedoch ausschließlich der Gesamtpreis inklusive aller Steuern und Abgaben relevant.



HAUSHALTSGASPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH

Cent/kWh



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

Abbildung 34
Haushaltsgaspreise (Energie, Netz) im europäischen Vergleich in Cent/kWh (1. Halbjahr 2011, D2 5.555,60 – 55.556 kWh/a)

Quelle: Eurostat

Die Gaspreisentwicklung für Haushaltskunden im EU-15/27-Durchschnitt ist steigend seit Mitte 2010. Zwischen dem 1. Halbjahr der Jahre 2010 und 2011 stiegen die Preise im EU-Schnitt um 6,8%. Die Preisentwicklung in den einzelnen Mitgliedstaaten zeigt den gleichen Trend unterschiedlicher Stärke. In Deutschland und Großbritannien befinden sich die Preise auf einem deutlich niedrigeren und in Schweden und Dänemark auf einem deutlich höheren Niveau als in Österreich (Abbildung 35).

- Dänemark —
- Schweden —
- Deutschland —
- Spanien —
- Frankreich —
- Italien —
- Niederlande —
- Österreich —
- Großbritannien —
- EU-25/27 —
- EU-15 —

GASPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE IM EU-VERGLEICH

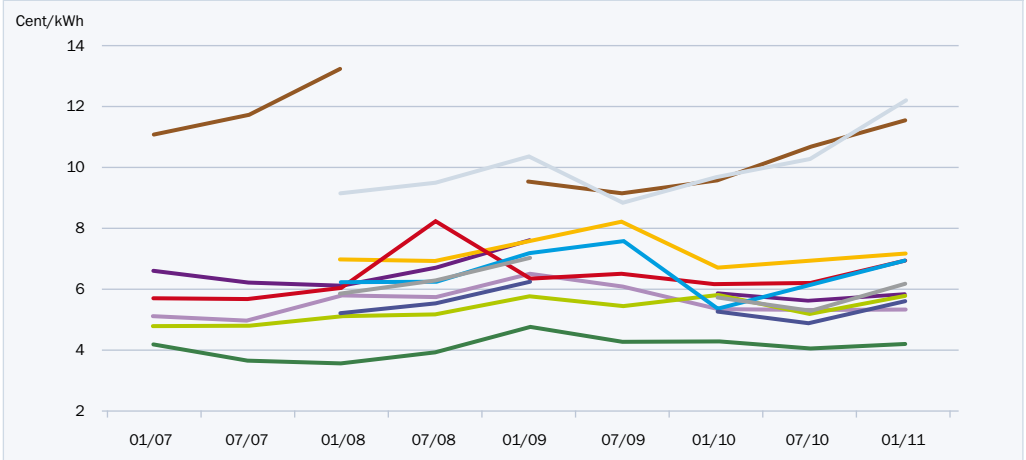


Abbildung 35
 Gaspreisentwicklung Haushalte
 im EU-Vergleich, in Cent/kWh
 (1. Halbjahr 2011, D2 5.555,60
 – 55.556 kWh/a)

Quelle: Eurostat

Household Energy Price Index: HEPI

Seit Ende 2009 zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15 (HEPI) eine stark steigende Tendenz. Die Gaspreise für Haushaltskunden in Wien sind dagegen 2010 zunächst stabil geblieben und mit Anfang 2011, dem EU-weiten Trend folgend, stark gestiegen. Im Oktober 2011 erreichte der HEPI das Niveau vor Jänner 2009, aber die Preise in Wien überholten dieses noch um 1,1 Prozentpunkte (Abbildung 36).

Nur die Haushalte in Rom, Kopenhagen und Stockholm zahlen mehr als diejenigen in Wien. Wesentlich weniger zahlen die Haushalte in Paris, Berlin, Amsterdam und London.

HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX: HEPI

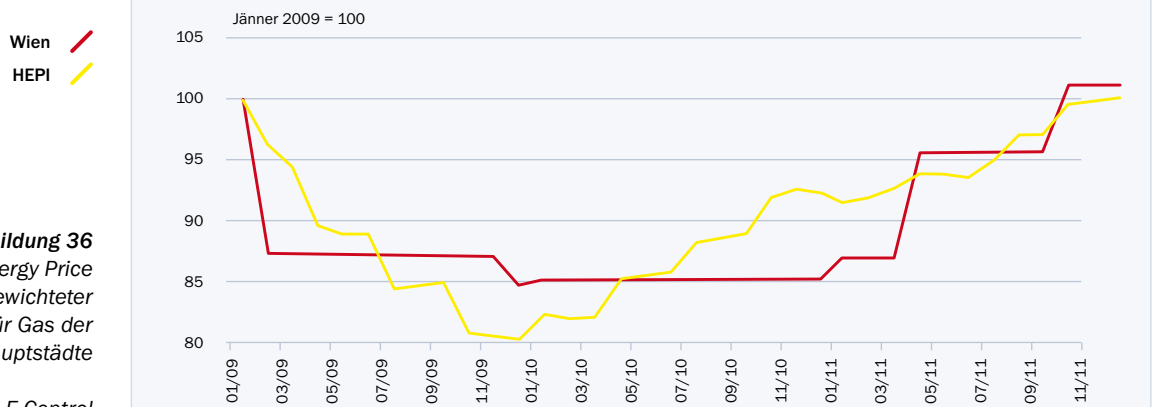


Abbildung 36
 HEPI (Household Energy Price
 Index) – mengengewichteter
 Haushaltspreisindex für Gas der
 EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control



Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Gas

REGULIERUNG DER NETZE: TARIFIERUNG GAS

Die Netznutzungsentgelte im Gasbereich wurden mit Beginn des Jahres 2011 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2011) angepasst.

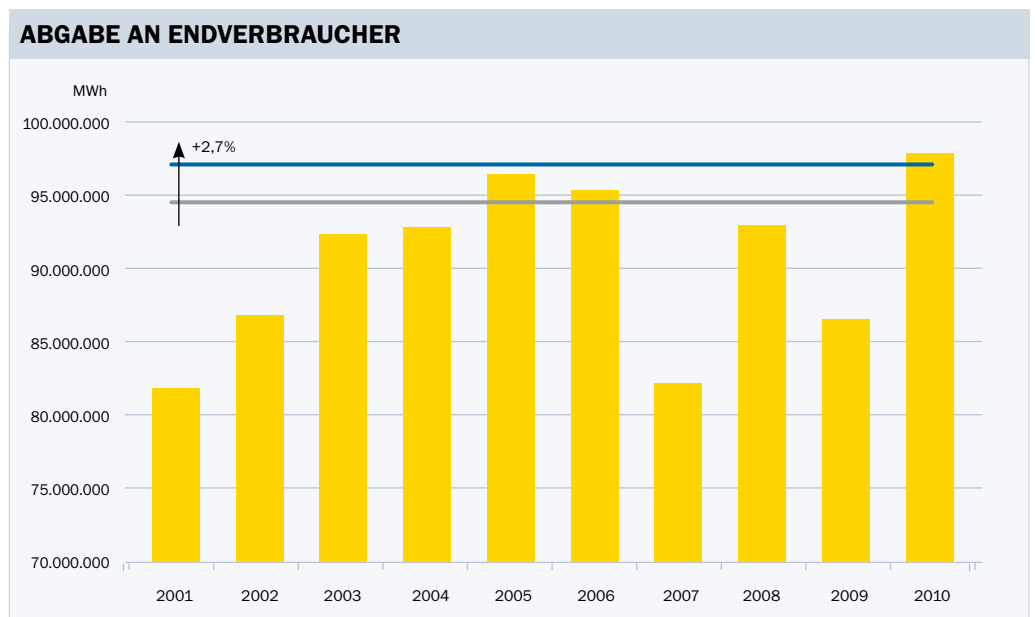
Die Rahmenbedingungen für die Gas-Netznutzungsentgelte waren für die Verordnung ungünstig. Die branchenspezifische Teuerungsrate liegt mit 2,36% im Durchschnitt der letzten Jahre. Hauptfaktor der Tarifierhöhungen ist neben den notwendigen und massiven Investitionen in die Erweiterung der Infrastruktur auch der gravierende Mengenrückgang in den die Heizperioden 2007 bis 2009.

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) können, wie schon in den letzten Jahren, die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem geplanten gesamten Investitionsvolumen von mehr als 600 Mio. Euro bis voraussichtlich Ende 2013 genannt werden. Inzwischen wurden Investitionen in Höhe von 402 Mio. Euro getätigt, hieraus resultierten für die Tarife bereits Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) von 36 Mio. EUR.

Die Süd- und Westschiene sind ein wesentlicher Einflussfaktor für die Kostenermittlung, da die Investitionsabgeltung beinahe 40% der Kosten der Fernleitungen bzw. rund 7,5% der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Um auch im Verteilnetz Investitionen und zusätzliche Betriebskosten während der Anreizregulierung abdecken zu können, wird für Verteilnetzbetreiber ein Investitions- und Betriebskostenfaktor gewährt, der zusätzliche Anreize für Investitionen im Verteilnetz bringen soll. Diese beiden Faktoren stellen sicher, dass Verteilnetzbetreiber ihre bestehenden Gasnetze sicher und zuverlässig betreiben können und darüber hinaus auch Erweiterungen zur Gewinnung neuer Kunden ermöglicht werden.

Positiv zu erwähnen ist die Entwicklung der Tarifierungsmenge, die im Gegensatz zum letzten Jahr wieder gestiegen ist. Als Mengenbasis wird ein 3-Jahres-Mittel der letzten verfügbaren Jahre herangezogen, für die Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) wurden die Mengen des Jahres 2008 bis 2010 herangezogen. Daraus resultiert eine Steigerung der Tarifierungsmenge von rund 2,7%, welche aufgrund der Berechnungssystematik positiv auf die Tarifierwicklung wirkt.



Gesamtabgabe an Endverbraucher ■
 Tarifierungsmenge Vorjahr —
 Tarifierungsmenge aktuell —

Abbildung 37
 Abgabe an Endverbraucher,
 Basis Entgeltermittlung

Quelle: E-Control

Aufgrund der wesentlichen Aspekte der Investitionstätigkeit und der Entwicklung der Tarifierungsmenge unter Berücksichtigung der Parameter der Anreizregulierung ergibt sich im Österreichschnitt eine Senkung der Netztarife zum Vorjahr von 1%. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh) seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 deutlich gesenkt wurde.

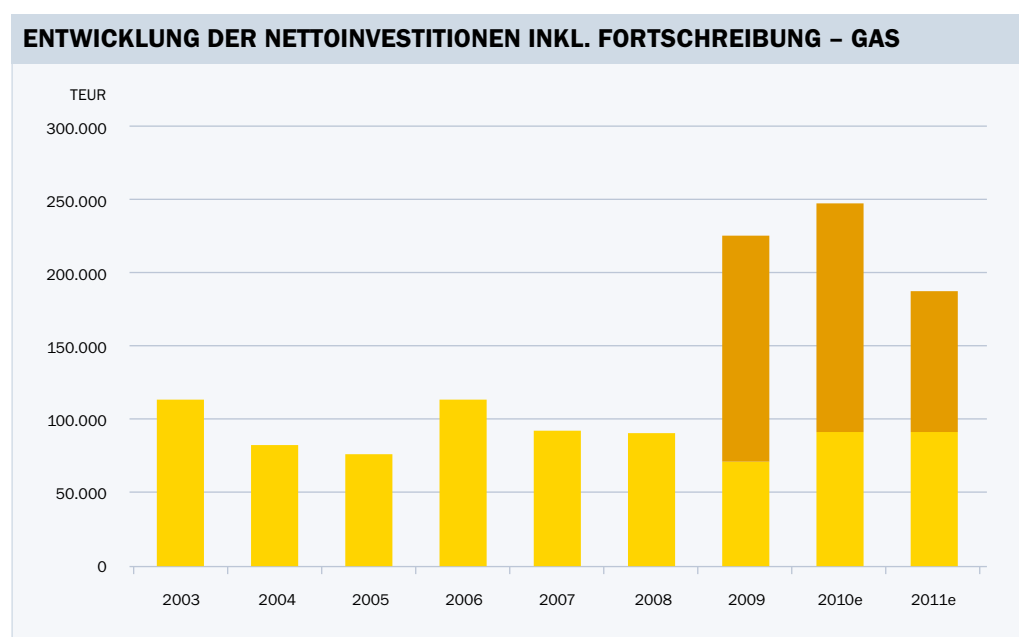
Aktuell wurden die Netznutzungsentgelte im Gasbereich mit 1. Dezember 2012 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) angepasst. Während die Verfahren im Strombereich im Jahr 2011 erstmals im Rahmen eines Bescheidverfahrens abgewickelt wurden, erfolgte die Tarifiermittlung im Gasbereich im Jahr 2011 letztmals im Rahmen des bestehenden einstufigen Verordnungsverfahrens. Eine Umstellung auf Basis des nunmehr 2011 in Kraft getretenen Gaswirtschaftsgesetzes wird im Zuge der Entgeltermittlung im nächsten Jahr erfolgen. Netzbetreiber werden analog zu den Stromnetzen einen Bescheid über ihre festgestellte Kosten- und Mengenbasis als Grundlage für die Entgelte des Jahres 2013 erhalten. Die Kostenbasis für das Jahr 2013 wird entsprechend der Regulierungsparameter für die 2. Anreizregulierungsperiode angepasst.



Durch das Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 wurde der erste Schritt für die Umsetzung des 3. Liberalisierungspakets gesetzt. Das Gesetz sieht vor, dass die Fernleitungsnetzentgelte ab 1. Jänner 2013 nicht mehr auf Basis von Vertragspfaden, sondern auf Basis eines Entry-Exit-Systems ausgestaltet werden sollen. Die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen bedeuten für den österreichischen Gasmarkt eine durchgehende Umgestaltung der bisherigen Prozesse und die Etablierung eines virtuellen Handelspunktes in Österreich. Damit soll eine höhere Liquidität und, damit verbunden, mehr Wettbewerb geschaffen werden. Im Bereich der Fernleitungen wurde weiters im Jahr 2011 mit der Evaluierung der genehmigten Tarifmethoden begonnen. Diese Regulierungssystematik wurde im Jahr 2007 implementiert und sie wird seitens der Behörde alle 4 Jahre überprüft.

Investitionen in das österreichische Gasnetz

Für die Gasnetzbetreiber wurden die Jahre 2003 bis 2010 für die Betrachtung herangezogen. Bei den Infrastrukturprojekten im Gasbereich stehen sowohl die Verknüpfung der zentral- und osteuropäischen Netze als auch der Ausbau des österreichischen Netzes im Vordergrund, um die Versorgungssicherheit innerhalb Österreichs zu erhöhen. Zwar blieb die Investitionshöhe der Gasnetzbetreiber für den laufenden Betrieb im Schnitt seit 2003 nahezu konstant (*Abbildung 38*), dennoch führen außerordentliche Ausbauprojekte, wie das Projekt „Südschiene“, zu signifikanten Abweichungen, welche massive Auswirkungen auf die Kosten der Gasnetzbetreiber haben.



■ Projekt „Südschiene“

Abbildung 38
Entwicklung der Nettoinvestitionen inkl. Fortschreibung Gas

Quelle: E-Control

Für eine adäquate Abgeltung von laufenden Investitionen (exkl. der zuvor erläuterten außerordentlichen Investitionen) während einer Regulierungsperiode wird ein Investitions- und Betriebskostenfaktor angewandt. 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 außerordentliche Projekte der Netzebene 1 (z. B. Projekt „Südschiene“) während der Bauphase angemessene Fremdkapitalzinsen berücksichtigt und fließen damit in die Tarifiermittlung ein. Dieses Anreizsystem minimiert das Risiko für die Netzbetreiber, wodurch die Unternehmen Vorfinanzierungen leichter gewährleisten können.

Durch die Berücksichtigung oben genannter Faktoren 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 die Sicherstellung der hohen Standards im Gasbereich sowie der Versorgungssicherheit des österreichischen Kunden weiter gewährleistet werden kann.

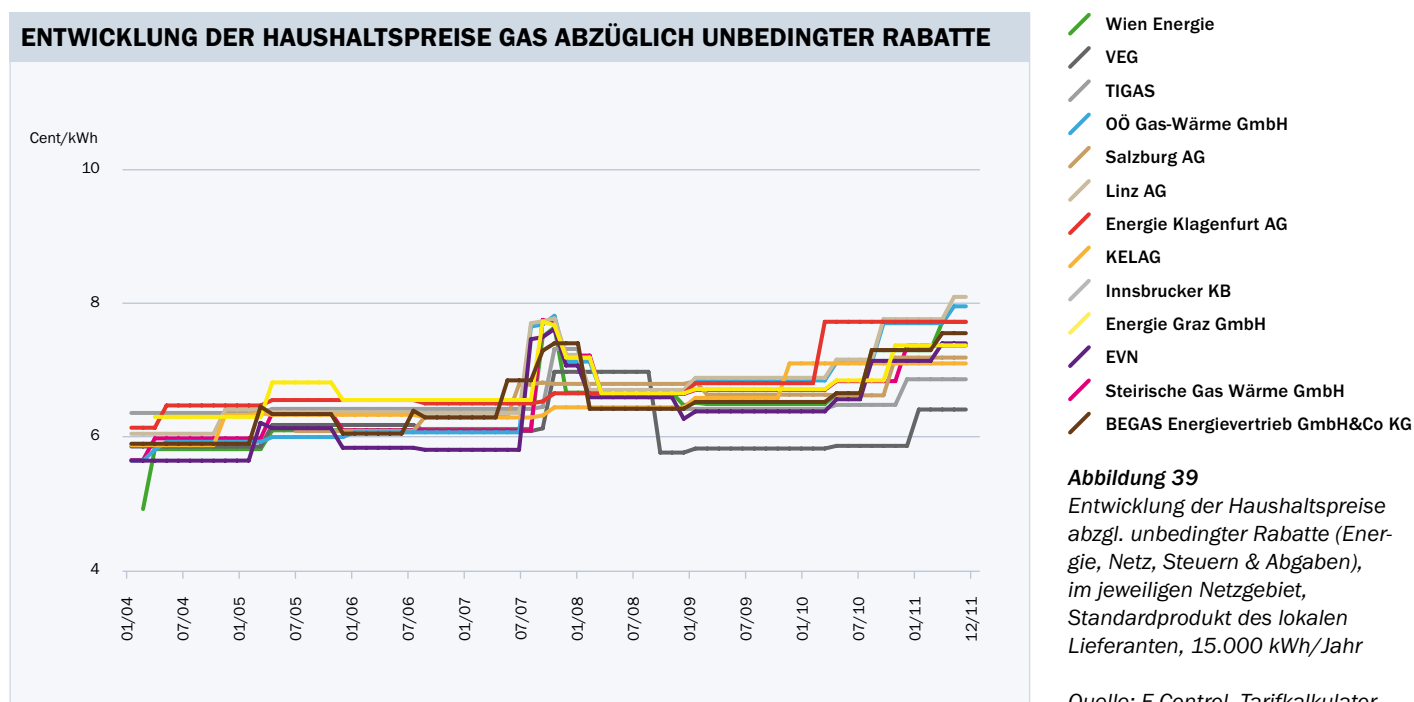
Werden die durchschnittlichen Investitionen der Jahre 2003 bis 2010 für die Jahre 2011 fortgeschrieben und um die Investitionen in das Projekt „Südschiene“ ergänzt, zeigt sich ein weiterhin positiver Verlauf der Investitionstätigkeit trotz Rückgängen aufgrund der Fertigstellungen von Teilbereichen der Südschiene. Dieser Anstieg der Investitionen in den vergangenen Jahren und in der Zukunft führen aber ebenso zu steigenden Kosten, die den Netzbetreibern über die Tarife abgegolten werden. Aus dieser Ausführung geht hervor, dass die Regulierungsbehörde ihren Aufgaben nachgekommen ist, die regulatorischen Rahmenbedingungen für neue nachhaltige Investitionen in die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und dabei die Belastungen für den österreichischen Kunden so gering wie möglich zu halten.



ERDGASPREISVERGLEICHE INDUSTRIE/HAUSHALTE

Gaspreisvergleiche Haushalte

Betrachtet über die letzten fünf Jahre, befinden sich die Gaspreise österreichischer Lieferanten auf einem hohem Niveau, wobei die Bandbreite zwischen dem günstigsten und teuersten regionalen Lieferanten noch nie so groß war. Einige Lieferanten überholten zuletzt die Spitzenpreise von Ende 2008, andere dagegen sind noch weit hinten (Abbildung 39).



Die neuen Anbieter, die neuen Markenprodukte der regionalen Anbieter sowie stark unterschiedliche Preiserhöhungen bis zu 28% (Energiepreise) veränderten in den letzten Monaten die Preiskonstellation am Kleinkundenmarkt in Österreich.

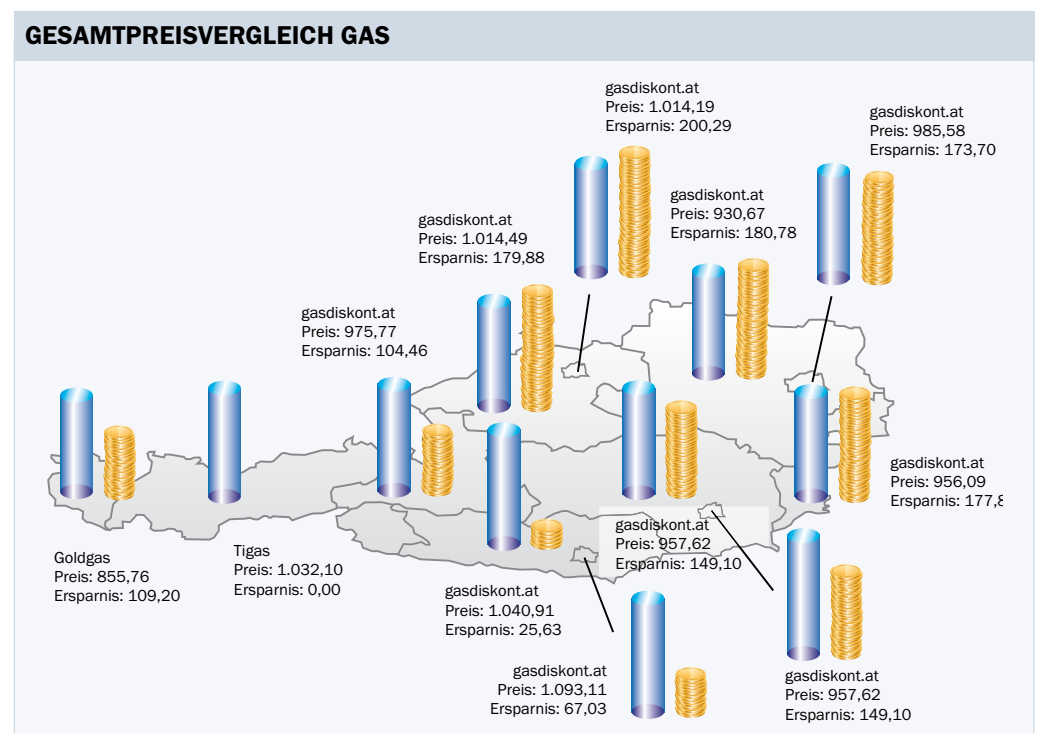
Im Dezember 2011 war das höchste Einsparpotenzial von 200 EUR/a beim Lieferantenwechsel in Linz zu finden, was eine starke Veränderung im Vergleich zum Vorjahreswert von 120 EUR/a ist. Mehr als 170 EUR/a betrug das Einsparungspotenzial auch in Wien, Niederösterreich, Burgenland und Linz. Die Haushalte zahlten zwischen 856 EUR/a in Vorarlberg und 1.215 EUR/a in Linz (Berechnungsbasis Durchschnittshaushalt 15.000 kWh/a). Die Differenz zwischen dem niedrigsten und höchsten Gesamtkostenbetrag hat sich im Vergleich zum Vorjahr (Dez. 2010) um zwei Drittel erhöht.

Generell kann festgestellt werden, dass im zweiten Halbjahr 2011 der Wettbewerb im Kleinkundensegment stark zunahm.

Der monatliche Preismonitor der E-Control, der auf der Website veröffentlicht wird, zeigt für den jeweils aktuellen Monat den Gesamtstromkostenvergleich für Haushalte zwischen dem Billigstbieter und regionalen Lieferanten (*Abbildung 40*).

Abbildung 40
 Haushaltsgaskosten (abzüglich Neukundenrabatte) beim jeweils günstigsten Anbieter innerhalb der großen Netzgebiete und das Einsparpotenzial gegenüber dem am häufigsten genutzten Produkt des lokalen Lieferanten (Jahreskosten inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben, Berechnungsbasis 15.000 kWh/Jahr, Stand 1. Dezember 2011).

Quelle: E-Control





Gaspreisvergleiche Industrie

Im Industriekundenbereich kommt die 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. Vertragsdetails werden jedoch nur bei der Erhebung für Jänner abgefragt.

Die Ergebnisse der Befragung (*Abbildung 41*) zeigen heuer im Vergleich zum Vorjahr ein divergierendes Bild. Während im ersten Halbjahr die Preise in den Kategorien A und B noch sanken, stiegen im zweiten Halbjahr in allen drei Kategorien die Preise an. Die Steigerungen gehen in Einklang mit dem Importpreis. Dieser ist ein wichtiger Einflussfaktor, der zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließt.

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

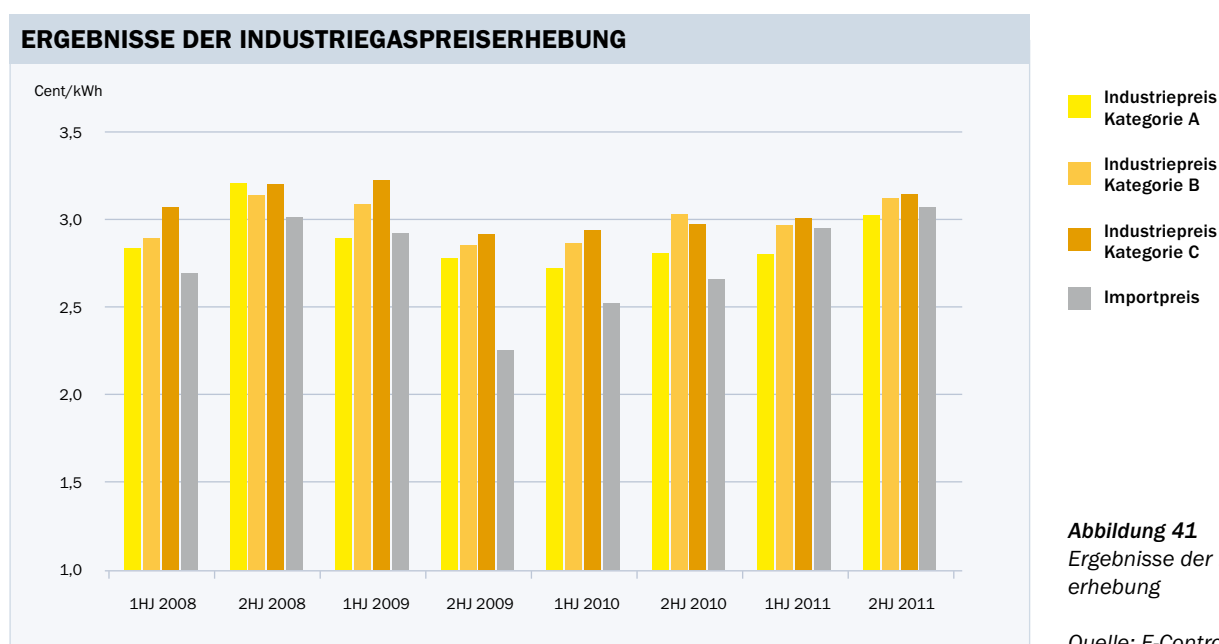


Abbildung 41
Ergebnisse der Industriegaspreiserhebung

GRENZÜBERSCHREITENDE LIEFERUNGEN (TRANSIT)

Von der im Jahr 2011 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 76% 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 2011 geringfügige Änderungen ergeben.

Neues Entry-Exit-Modell

Die Verordnung Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen schreibt im Artikel 13 vor, dass die Tarife für die Netzbenutzer nichtdiskriminierend und pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt werden müssen.

Für die Verbesserung des Wettbewerbs durch liquide Großhandelsgasmärkte ist von entscheidender Bedeutung, dass Gas, unabhängig davon, wo es sich im Netz befindet, gehandelt werden kann. Bereits auf dem 6. Madrid Forum am 30./31. Oktober 2002 haben die meisten Interessengruppen ihre Präferenz für Entry-Exit-Systeme zur Förderung des Wettbewerbs geäußert.

Aus einer gemeinschaftsrechtskonformen Umsetzung in Österreich ergeben sich zahlreiche Änderungen in der Ermittlung der bisher distanzabhängigen Netznutzungsentgelte und auch potenziell eine Verschiebung der Entgelttragung. Das neue Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) regelt die Grundlagen für die Ermittlung der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber und der neu festzulegenden Entgelte. Die konkrete Ausgestaltung der Entry-Exit-Entgelte wird im Jahr 2012 in entsprechenden Verfahren mit den betroffenen Netzbetreibern festgelegt. E-Control hat dazu bereits im Oktober 2011 den Gutachter KEMA mit der Ausarbeitung konkreter Entgeltgestaltungsoptionen beauftragt.



AUFSICHT REGELZONENFÜHRER (LANGFRISTPLANUNG)

Durch das In Kraft-Treten des GWG 2011 ergeben sich auch Änderungen für die langfristige Planung. Zukünftig erstellt der Verteilgebietsmanager jährlich eine langfristige Planung für einen Planungszeitraum von mindestens zehn Jahren. Weiters sieht das GWG 2011 vor, dass der Marktgebietsmanager jährlich, in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern, einen koordinierten Netzentwicklungsplan, unter Berücksichtigung der langfristigen Planung, erstellt. Ziel der langfristigen Planung ist es künftig, auch die Kohärenz zwischen gemeinschaftsweitem Netzentwicklungsplan und koordiniertem Netzentwicklungsplan herzustellen, sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art 6 der Verordnung (EU) Nr 994/2010.

Der Verteilgebietsmanager hat nach § 22 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine langfristige Planung für das Marktgebiet Ost gemäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG 2011 zu erstellen. Diese Bestimmung sieht vor, dass es Ziel der langfristigen Planung ist, Verteilungsanlagen 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 an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speichereinrichtungen zu planen.

Bei der Absatzprognose (*Abbildung 42*) und Maßnahmenplanung wird gemäß den Zielen des § 22 GWG 2011 von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen.

Im Zuge der Genehmigung der langfristigen Planung 2010 wurde von der Behörde ange-regt, vor der Einreichung zu Genehmigung eine Konsultation der Ausbauprojekte bei betroffenen Marktteilnehmern durchzuführen. Eine solche Konsultation wurde im Rahmen der Erstellung der langfristigen Planung 2011 durchgeführt, um sicherzustellen, 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 2011

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre sowie die Prognosen für die Absatzentwicklung und Aufbringung von Erdgas zeigen, dass an dem bereits vorgesehenen Konzept für den Ausbau der Gasinfrastruktur, welches in der Feasibility Study 07 erarbeitet wurde, auch für den Planungszeitraum von 10 Jahren festgehalten werden muss. Die Projekte, die in der vorhergehenden langfristigen Planung (2010) erarbeitet wurden, sind auch nach den aktuellen Prognosen geeignet, um die künftigen Kapazitätsanforderungen bis ins GY 2030 zu erfüllen.

Im Oktober 2011 konnte wie geplant durch Fertigstellung des Abschnittes der Südschiene in Niederösterreich und in der Steiermark der dortige Kapazitätsengpass behoben werden. Das Kraftwerk in Mellach kann daher wie geplant mit ausreichend Erdgas versorgt werden. Der Ausbau der Westschiene geht planmäßig voran.

Das zentrale Projekt der langfristigen Planung 2011 ist die Anbindung des Speichers Haidach an das Marktgebiet Ost. Aufgrund von verbindlichen Nutzungs-Kommittierungen von Netzzugangsberechtigten hat der Verteilgebietsmanager ein entsprechendes Projekt entwickelt und zur Genehmigung eingereicht. Aus Sicht der Energie-Control Austria ist eine solche direkte Anbindung ein weiterer Beitrag zur Entwicklung von Wettbewerb in Österreich sowie zur Versorgungssicherheit. Entsprechend wurde im Rahmen der langfristigen Planung 2011 eine direkte Leitungsverbindung an das Marktgebiet Ost unter der Auflage genehmigt, dass die entsprechenden Transportkapazitäten optimal genutzt und somit die nicht unterbrechbaren Transportkapazitäten maximiert werden müssen.

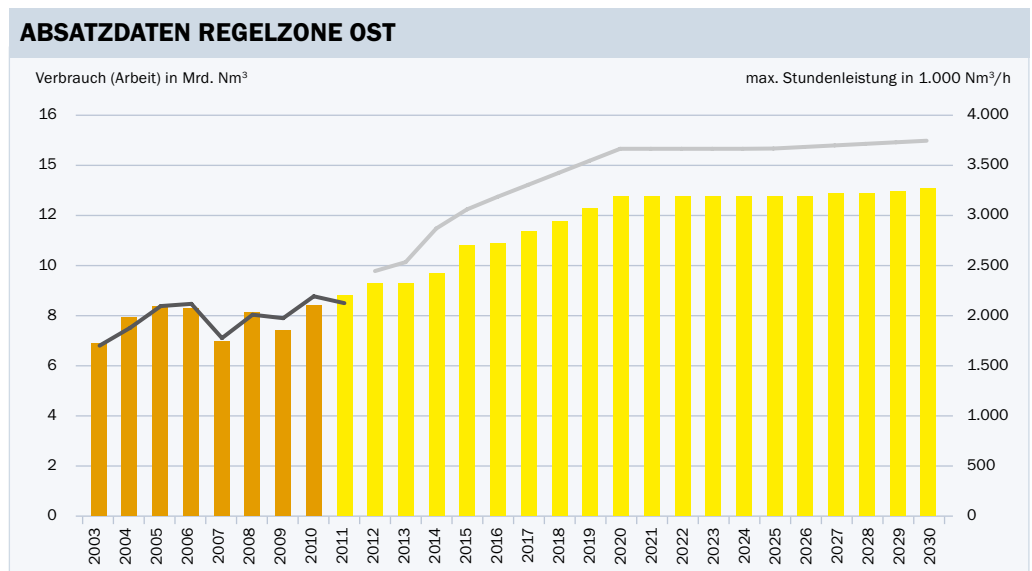


Abbildung 42
 Maximale Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost. IST-Werte für die Gasjahre 2003 bis 2011 und Prognose für das Absatzszenario NB_Max für die Gasjahre 2012-2030

Quelle: AGGM 2011



AUFSICHT CLEARINGSTELLEN

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen ist festzuhalten, dass per 1. Jänner 2011 die Verrechnungsstellen AGCS und APCS jeweils 50% an der Verrechnungsstelle A&B halten und auch einen der beiden Vorstände stellen.

Des Weiteren wurden per 1. November 2011 die allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators A&B für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg an die allgemeinen Bedingungen der Regelzone Ost angenähert und genehmigt sowie die sogenannte Solidarhaftung der Bilanzgruppenverantwortlichen österreichweit auf 10 Mio. Euro angehoben.

AUFSICHT BILANZGRUPPENVERANTWORTLICHE

Ende 2011 gibt es in Österreich 32 zugelassene Bilanzgruppenverantwortliche (Abbildung 43). 31 Bilanzgruppenverantwortliche sind in der Regelzone Ost eingerichtet, von denen 7 ebenfalls in einer anderen Regelzone zugelassen sind. Nicht alle der zugelassenen Bilanzgruppenverantwortlichen waren Ende 2011 auch schon im österreichischen Erdgasmarkt aktiv.

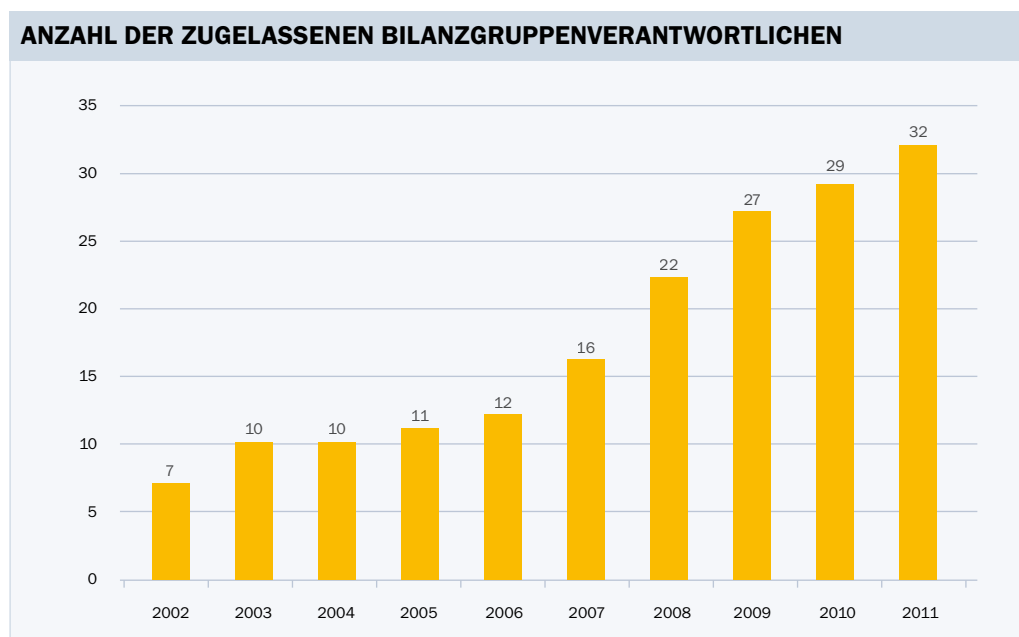


Abbildung 43
Entwicklung der Anzahl der
zugelassenen Bilanzgruppenver-
antwortlichen

Quelle: E-Control

GENEHMIGUNG ALLGEMEINE VERTEILERNETZBEDINGUNGEN

2011 wurden keine Allgemeinen Bedingungen genehmigt, da alle Netzbetreiber über genehmigte Bedingungen verfügen und im Jahr 2011 kein Änderungsbedarf bestand.

GENEHMIGUNG ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN (ALLGEMEINE GESCHÄFTSBEDINGUNGEN FÜR DIE BELIEFERUNG MIT ERDGAS)

Im Jahr 2011 wurden angezeigte Allgemeine Lieferbedingungen auch dahingehend überprüft, ob sie den neuen gesetzlichen Vorgaben des GWG 2011 (in Kraft seit 22. November 2011) entsprechen. Gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG ist die Regulierungskommission nunmehr für die Überprüfung zuständig und kann die Anwendung Allgemeiner Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas gemäß § 125 GWG 2011 untersagen, wenn diese gegen ein gesetzliches Verbot oder gute Sitten verstoßen. In diesem Jahr wurde die Anwendung einer in Allgemeinen Lieferbedingungen enthaltenen Bestimmung seitens der Regulierungskommission untersagt, da die Formulierung dem Verbraucher ein unklares Bild seiner vertraglichen Position vermittelte. Die Formulierung über die sofortige Einstellung der Belieferung „bei Abweisung der Eröffnung eines gerichtlichen Insolvenzverfahrens über das Vermögen des Kunden“ wurde als intransparent erachtet. Da das Unternehmen die als erforderlich erachtete Änderung der Formulierung bzw. Begrenzung auf den Fall der Nichteröffnung eines Insolvenzverfahrens mangels kostendeckenden Vermögens verweigerte, wurde die Verwendung der Formulierung untersagt. Generell ist auch anzumerken, dass die Unternehmen mit der Anzeige Allgemeiner Lieferbedingungen sehr zurückhaltend waren.

AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Die vom Regelzonenführer der Regelzone Ost monatlich benötigten physikalischen Ausgleichsenergiemengen (Kauf und Verkauf) bewegten sich im Jahr 2011 auf dem seit 2005 zu beobachtenden geringen Niveau (*Abbildung 44*).



MONATLICH BENÖTIGTE AUSGLEICHSENERGIEMENGEN

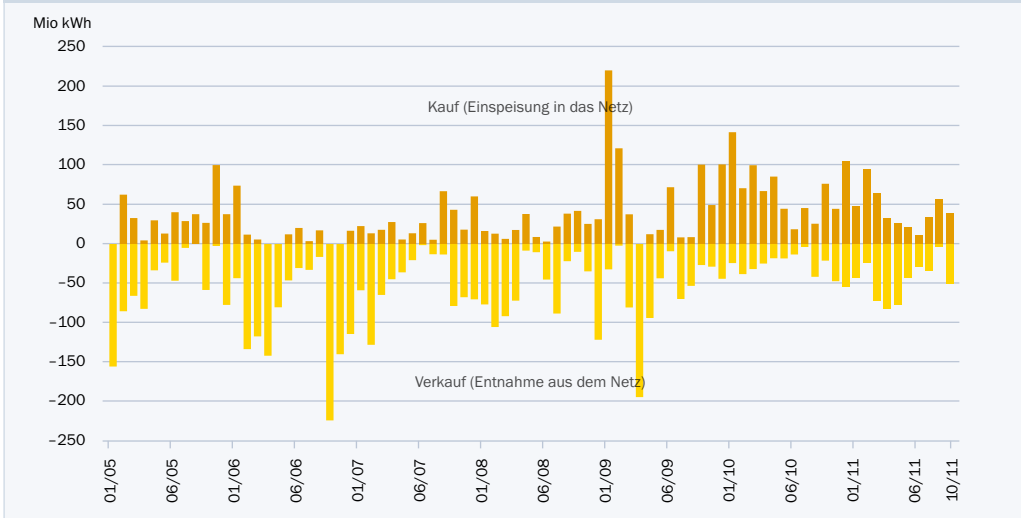


Abbildung 44
 Monatlich benötigte Ausgleichsenergiemengen

Quellen: AGCS, E-Control

Der seit 2005 zu beobachtende Trend, dass die durch den Regelzonenführer abgerufene Ausgleichsenergiemenge in der Regel bei ca. 1–2% des gesamten Gasverbrauchs pro Monat liegt, setzte sich auch im Jahr 2011 fort (Abbildung 45).

ANTEIL DER PHYSIKALISCHEN AUSGLEICHSENERGIE AM GESAMTUMSATZ

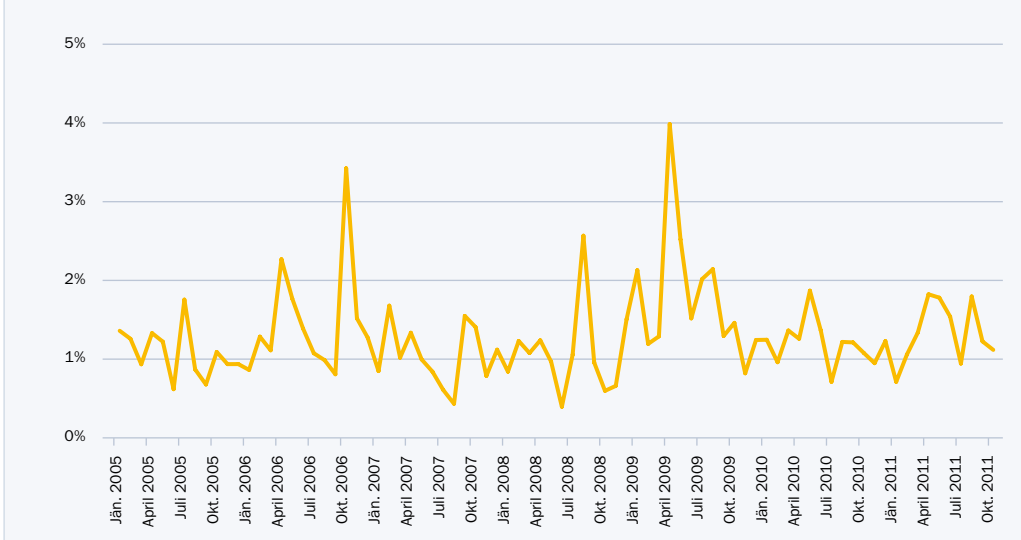


Abbildung 45
 Anteil der physikalischen Ausgleichsenergie am Gesamtumsatz

Quellen: AGCS, E-Control

Es konnte im Jahr 2011 verstärkt beobachtet werden, dass der Ausgleichsenergiemarkt in gewissem 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 2011 betrug 4,9% des Gesamtverbrauchs an Gas in der Regelzone Ost und war damit höher als der Wert des Jahres 2010 von 4%.

2011 sind die Preise für Ausgleichsenergie, nach einer starken Steigerung Ende 2010, zunächst im Februar gesunken, dann aber wieder angestiegen und blieben bis August relativ konstant, wobei gegen Ende des Jahres wieder eine Steigerung zu verzeichnen ist (Abbildung 46).

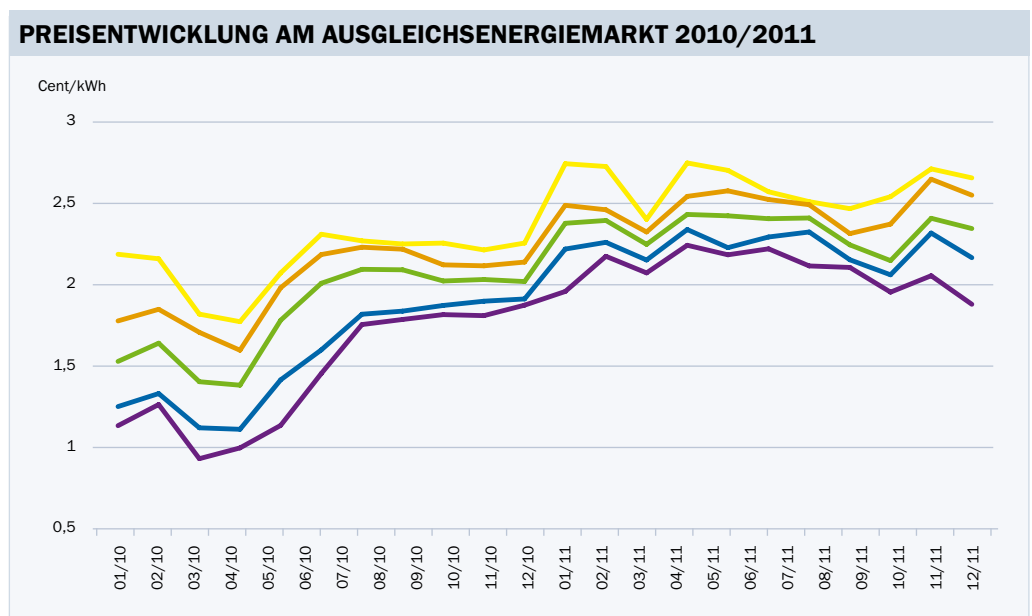


Abbildung 46
 Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt 2010/2011

Quellen: AGCS, E-Control

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.



NEUE SPEICHERKAPAZITÄTEN 2011

Aufgrund der geologischen Voraussetzungen gibt es in Österreich ausschließlich Porenspeicher, die sich aufgrund ihres umfangreichen Speichervolumens vor allem zur Abdeckung saisonaler Bedarfsschwankungen, im Gegensatz zu Kavernenspeicher zur Spitzenabdeckung, eignen. Die Entwicklung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten zu Gasspeichern wird von verschiedenen Speicherunternehmen nur in Kooperation mit OMV oder RAG durchgeführt.

Im Vergleich zum Jahr 2010 sind die Speicherkapazitäten in Österreich um 57% erhöht worden. Bezogen auf die Speicher, die direkt an die Regelzone Ost angebunden sind (nur RAG- und OMV-Speicher), betrug der Zuwachs allerdings nur knapp 3%. Für das nächste Speicherjahr 2012/2013 haben die Speicherunternehmen noch freie Kapazitäten. Speicherunternehmen sind nach VO 715/2009 EU verpflichtet, sowohl langfristige als auch kurzfristige Speicherprodukte anzubieten.

Die Speicherkapazitäten im Speicher Haidach wurde mit 1. April 2011 (Beginn kommerzielle Nutzung) auf ein Arbeitsgasvolumen von 2,64 Mrd. m³ erweitert, dieser Speicher ist damit der größte österreichische Untergrundspeicher. Die Speicherkapazitäten sind auf der Basis von langfristigen Verträgen in einem First-Come-First-Served Verfahren in 2009 vergeben worden. Diese Speicherkapazitäten werden vorwiegend von Gazprom Export und Wingas genutzt.²⁹ In einer jährlichen Auktion jeweils im Januar werden kurzfristige Speicherprodukte (Ein-Jahres-Speicherverträge) angeboten. Im Januar 2011 sind 40 Mio. m³ AGV angeboten worden, aber keine Verträge abgeschlossen worden.³⁰

Im Zuge einer Kooperation – ein ähnliches Modell wie beim Speicher Haidach – zwischen dem Speicherbetreiber RAG als technischer Operator (Errichtung und Betrieb, Lizenzinhaber) und E.ON Gas Storage als Kapazitätsvermarkter wurde der Speicher 7 Fields mit einem Arbeitsgasvolumen von 1,17 Mrd. m³ und 607.000 m³ Ausspeicherleistung und 405.030 m³ Einspeicherleistung in der ersten Ausbaustufe im Jahr 2011 in Betrieb genommen. Dieser Speicher ist ausschließlich an das deutsche Marktgebiet NCG angebunden, bis 2013 ist die Anbindung an die Regelzone Ost oder dann Marktgebiet Ost geplant. Die Allokation der Speicherkapazitäten erfolgte in 2009 und 2011 auf der Basis von First Come First Served. Im Vergabeverfahren 2011 hat Eon Gas Storage einen Rabatt für die langfristigen Produkte (7 Field XLT) angeboten.

Auch RAG baute 2011 ihre Speicherkapazitäten aus. Die Inbetriebnahme des Gasspeichers Agelsbrunn fand am 1. April 2011 statt. Das Arbeitsgasvolumen beträgt ca 100 Mio. m³ und eine Ein- und Ausspeicherleistung von ca 50.000 m³/h. Auch die Vergabe dieser Speicherkapazitäten erfolgt auf der First Come First Served Basis.

²⁹ Vgl. <http://www.gazprom-germania.de/geschaeftsfelder/erdgasspeicher/haidach.html>; „Das Speichervolumen wird vorwiegend von unserer Muttergesellschaft OOO Gazprom export und der WINGAS für die weitere Unterstützung der Versorgungssicherheit mit Erdgas in Europa genutzt.“

³⁰ Vgl. <http://www.gazpromexport.ru/en/haidah/storage/> unter storage services

KAPAZITÄTEN DER ÖSTERREICHISCHEN UNTERGRUNDSPEICHER						
Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicherrate in cm/h	Anteil an gesamter Einspeicherrate	Entnahmerate in cm/h	Anteil an gesamter Entnahmerate	Arbeitsgasvolumen in mcm	Anteil an gesamtem Arbeitsgasvolumen
OMV-Schönkirchen	650.000	21,78%	960.000	27,07%	1.780	23,89%
OMV-Tallesbrunn	125.000	4,19%	160.000	4,51%	400	5,37%
OMV-Thann	115.000	3,85%	130.000	3,67%	250	3,36%
OMV Speicher gesamt	890.000	29,82%	1.250.000	35,24%	2.430	32,61%
RAG-Puchkirchen	520.000	17,42%	520.000	14,66%	1.100	14,76%
RAG-Haidach 5	20.000	0,67%	20.000	0,56%	16	0,21%
RAG-Aigelsbrunn	50.000	1,68%	50.000	1,41%	100	1,34%
RAG Speicher gesamt	590.000	19,77%	590.000	16,63%	1.216	16,32%
Wingas-Haidach	367.400	12,31%	367.400	10,63%	880	11,81%
Gazprom-Haidach	732.600	24,54%	732.600	20,65%	1.760	23,62%
Eon-Gas-Storage-7fields	405.030	13,57%	607.000	17,11%	1.165	15,64%
gesamt	2.985.030	100%	3.547.000	100%	7.451	100%

Tabelle 10
 Speicherkapazitäten in Österreich,
 Stand Dezember 2011

Quellen: Homepage der
 Unternehmen,
 Berechnungen E-Control

Neuer Regulierungsrahmen

Mit in Kraft treten des GWG ist auch der Zugang zum Speicher neu geregelt worden. Dabei ist der Zugang auf verhandelter Basis festgelegt worden (§ 98 (1)). Allerdings hat die E-Control alle drei Jahre oder auf Anfrage eines Speicherunternehmens bzw. eines Speicherzugangsberechtigten einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen und zu veröffentlichen (§98 (2)). In § 98 (2) sind ebenfalls Kriterien für die Analyse dieser Situation und der Wettbewerbsintensität festgehalten worden, z. B. Preisvergleiche, Vergleiche des Produktangebots und seiner Nutzung sowie der Marktkonzentration. Das BMWFJ hat diesen Bericht bei der Beurteilung, ob verhandelter oder regulierter Speicherzugang zugelassen werden soll, zu berücksichtigen; die Entscheidung darüber fällt also das BMWFJ.



Die Regulierung der Speicherentgelte erfolgt nach wie vor über einen Benchmark: Die Speicherentgelte dürfen nicht höher als 20% des Durchschnitts veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenbasis der Preisansätze bestimmen (§ 99(2)). Nach wie vor müssen alle Speicherverträge der E-Control vorgelegt werden (§ 101).

Neu im GWG sind Regelungen zu Kapazitätsvergabeverfahren (§ 103) und Engpassmanagement (§ 104). Kapazitätsvergabeverfahren sind der Regulierungsbehörde anzuzeigen und auf Aufforderung abzuändern oder neu zu erstellen. Das Kapazitätsvergabeverfahren muss nach der jeweiligen Kapazitätssituation ausgewählt werden: Eine Auktion hat dann zu erfolgen, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist.

Zudem haben die Speicherunternehmen gem. § 104 einen transparenten und effizienten Handel von Sekundärkapazitäten zu ermöglichen oder bei der Errichtung einer gemeinsamen Handelsplattform zu kooperieren. Weiters müssen die Speicherverträge Maßnahmen zur Vermeidung des Kapazitätshortens enthalten und ungenutzte Speicherkapazität ist auf Day-ahead-Basis und zumindest unterbrechbar anzubieten.

Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Speicher durch Entry-Exit-System

Waren die Transporte in und aus den Speichieranlagen bis Ende September 2007 kapazitätsmäßig nicht erfasst und somit kostenlos, wurde ab diesem Zeitpunkt aus Gründen der optimalen Nutzung der Transportkapazitäten in den Fernleitungsnetzen eine Fahrplananmeldung für „Sonstige Transporte“ erforderlich sowie ein Entgelt von der E-Control Kommission in der SonT-GSNT-VO (Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung) festgelegt, und zwar ausschließlich für

- > grenzüberschreitende sonstige Transporte aus Speichieranlagen oder von Produktionsanlagen zum Ausspeisepunkt aus der Regelzone
- > grenzüberschreitende Transporte vom Einspeisepunkt zum Ausspeisepunkt aus der Regelzone

Der Begriff „Sonstige Transporte“ umfasst gemäß den Begriffsbestimmungen in § 6 Z 46a GWG 2006 die Transporte von Einspeisepunkten der Regelzone zu Speicheranlagen sowie Transporte von Produktions- oder Speicheranlagen zu Ausspeisepunkten der Regelzone.

Mit Entry-Exit, dem neuen österreichischen Marktmodell per 1. Oktober 2012, und der damit einhergehenden Schaffung eines virtuellen Handelspunktes gehört die direkte Buchung der Sonstigen Transporte des Speicherkunden beim Verteilnetzbetreiber der Vergangenheit an. Das Speicherunternehmen selbst bucht und zahlt die Transportkapazitäten vom Speicher bis zum VHP an den Verteilnetzbetreiber und kann in Folge dem Speicherkunden seinen Anteil weiterverrechnen. Damit hat der Speicherkunde den Vorteil, sich im Vorfeld nicht mehr um Transportkapazitäten in bzw. aus dem Speicher kümmern zu müssen, da diese bereits vom Speicherunternehmen vorgehalten werden.

Faire und gleiche Zugangsbedingungen durch Entflechtung der Speicherunternehmen
Mit den Vorgaben des 3. Energieliberalisierungspakets und der daraus resultierenden nationalen Gesetzgebung hinsichtlich Unbundling im GWG 2011 gibt es nun eine wesentliche Neuerung für Speicherunternehmen, nämlich die zwingende gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung des Speicherunternehmens von sämtlichen Tätigkeitsbereichen, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen. Unter Anwendung von zahlreichen Detailbestimmungen, wie z. B. die Art der Ausübung von Entscheidungsbefugnissen für den Betrieb, die Wartung oder den Speicherausbau, soll die Unabhängigkeit des Speicherunternehmens gewährleistet werden.

Da sämtliche Speicherunternehmen über das vertikal integrierte Unternehmen auch im Gashandel bzw. in der Produktion tätig sind, ist diese Bestimmung ein wichtiger Beitrag zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens bzw. zur Gleichbehandlung neuer Marktteilnehmer und somit in weiterer Folge für mehr Wettbewerb am Endkundenmarkt.

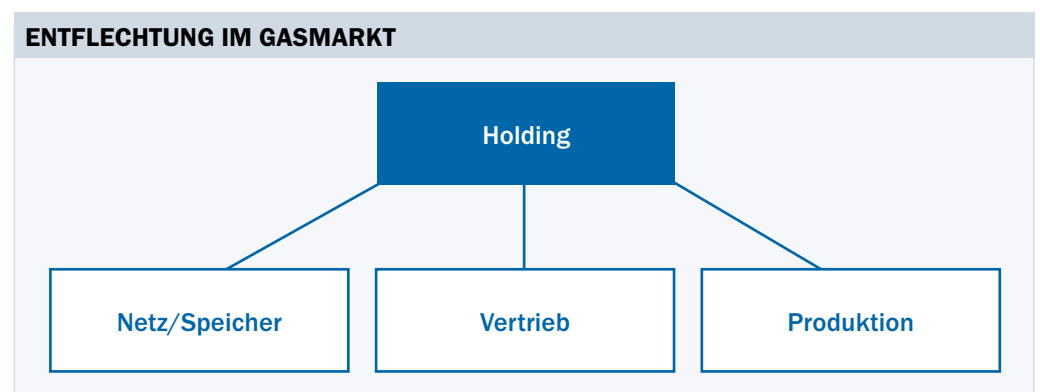


Abbildung 47
Entflechtung im Gasmarkt

Quelle: E-Control



Transparenzanforderungen aus Verordnung 713/2009

Ein wesentlicher Liberalisierungseffekt – unterstützt durch regulatorische Maßnahmen – ist die Verbesserung der Transparenz über Speicherprojekte und -nutzung. Neben den EU-Gesetzespaketen wurde dieser Prozess auch durch die Guidelines of Good Practice for System Storage Operator (GGPSSO) angestoßen. Die Europäische Vereinigung der Speicherbetreiber GSE veröffentlicht auf ihrer Homepage Daten zu den Speicherprojekten in Europa und zur täglichen Nutzung, aggregiert nach Regionen.

Durch die in der vergangenen Dekade zunehmend sowohl national als auch international geforderten Rahmenbedingungen sollen sämtlichen Marktteilnehmern die gleichen Informationen zum selben Zeitpunkt transparent zugänglich gemacht werden, um so faire Voraussetzungen für eine wirtschaftlich und strategisch optimale Entscheidung der Speichernutzung erzielen zu können.

Ein wichtiger Schritt für den österreichischen Speichermarkt wurde durch die stringente Umsetzung der Bestimmungen des 3. Pakets im GWG 2011 (z.B. Veröffentlichung von numerischen Informationen über kontrahierte und verfügbare Ein- und Ausspeicherleistung, über das kontrahierte und verfügbare Volumen auf täglicher Basis) sowie durch die Erweiterung der internationalen GGPSSO vom März 2005 um effektive Kapazitätsvergabeverfahren und Engpassmanagement-Mechanismen, unter dem Co-Vorsitz der E-Control gemeinsam mit dem niederländischen Regulator in der europäischen ERGEG Gas Storage Task Force, gesetzt.

Die Forderung nach einer Kapazitätsbedarfserhebung im Vorfeld einer Speicherinvestition sowie einem auf diesem Ergebnis basierenden angemessenen Vergabeverfahren der Speicherkapazitäten zielt ebenfalls in Richtung einer nicht-diskriminierenden Allokation und somit auf die Gleichbehandlung aller Speicherzugangsberechtigten ab. Ein transparenter, standardisierter Sekundärmarkt und eine dynamische Kapazitätsberechnung sind weitere Schlagworte, die die zukünftige positive Entwicklung und zunehmende Bedeutung des Speichermarktes, vor dem Hintergrund eines funktionierenden Wettbewerbs u.a. in der Endkundenversorgung, verdeutlichen.

AUFGABEN IM GASBEREICH AUS ENERGIELENKUNG

Nachdem bei der im Dezember 2010 gemeinsam mit verschiedenen Bereichen von Wien Energie abgehaltenen Krisenübung einige wichtige Detailbereiche nicht zur Gänze abgehandelt werden konnten, wurde eine Fortsetzungsübung unter Beiziehung der beiden Regelzonenführer AGGM und APG durchgeführt. Auch bei dieser Übung konnten, trotz des vordergründig regionalen Charakters, wesentliche Aspekte des Zusammenspiels und der Abstimmung von regionalen und bundesweiten Krisenmechanismen abgedeckt werden.

Die gemäß § 4 Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung zu meldenden Vorschadaten wurden, ähnlich wie im Elektrizitätsbereich, einer Evaluierung unterzogen. Dabei konnte weitestgehend eine gute Qualität sowohl der gemeldeten Daten wie auch der angewandten Methoden bescheinigt werden.

Mit Inkrafttreten des GWG 2011 sind einige wesentliche Änderungen sowohl bei der Abgrenzung der Regelzone(n) wie auch bei den verschiedenen Abläufen im Marktmodell in Kraft getreten, die im kommenden Jahr umzusetzen sein werden. Daraus ergeben sich allerdings auch Auswirkungen auf einige Bereiche der Energielenkung, sodass grundsätzliche Überlegungen zum Themenbereich Energielenkung notwendig sein werden.

ERWEITERTE ÜBERWACHUNGSAUFGABEN FÜR E-CONTROL IM GASMARKT

Mit dem Inkrafttreten des GWG am 22. November 2011 hat die E-Control erweiterte Kompetenzen im Bereich des Monitorings (Überwachung) erhalten. § 131 GWG ist die Umsetzung des § 41 in der Richtlinie 2009/73/EG, der die Aufgaben der Regulierungsbehörden festlegt. Die Überwachung umfasst die Überwachung über die Einhaltung der Regelungen des GWG (Compliance Monitoring), aber auch die Marktüberwachung (Market Monitoring).

Dabei muss die Regulierungsbehörde unter anderem den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandelsebene und Endkundenebene einschließlich etwaiger Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen überwachen und zudem den Grad der Transparenz am Erdgasmarkt sowie die Netzqualität (§131 (1)).

Erstmals seit der Einführung der Regulierung hat die E-Control die Möglichkeit, Daten für diese Überwachungsaufgaben regelmäßig zu erheben, bisher war nur eine Erhebung für statistische Zwecke möglich. Rechtliche Grundlage dafür wird eine neu zu konzipierende Verordnung gem. (§ 131 (2)) sein. Dabei hat die VO zumindest die im GWG aufgelisteten Daten zu enthalten.



Neben diesem laufenden Monitoring ist der E-Control auch als Aufgabe zugeteilt worden, Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich zu erstellen (§ 21 (2) EC-Gesetz). Dazu ist die E-Control gemäß § 34 EC-Gesetz befugt, in alle Unterlagen von Marktteilnehmern, Netzbetreibern, Speicherunternehmen, Bilanzgruppenverantwortlichen sowie Bilanzgruppenkoordinatoren Einsicht zu nehmen und über alle auf ihre Tätigkeit Bezug habenden Umstände Auskunft zu verlangen.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH

Zu den Aufgaben der Energie-Control GmbH zählte gem. § 7 Abs. 3 Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG) bereits in der Vergangenheit auch die Zusammenarbeit zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes. Im Rahmen der Zielvorgaben des Energie-Control Gesetzes (E-ControlG) trägt die Energie-Control Austria auch weiterhin zur Förderung eines Europäischen Energiebinnenmarktes bei.

Die E-Control kommt dieser Aufgabe im Gasbereich vor allem durch die aktive Mitarbeit im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agentur) sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach. Darüber hinaus arbeitet E-Control auch auf regionaler Ebene zusammen mit anderen Regulatoren im Rahmen der ACER Gas Regional Initiative. E-Control sitzt gemeinsam mit der italienischen Regulierungsbehörde Autorità per l'energia elettrica e il gas der Gas Regionalen Initiative Süd Süd-Ost vor.

Mitarbeit in Agentur und CEER

Die internationale Mitarbeit im Gasbereich im Jahr 2011 war einerseits geprägt von der Errichtung der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden und den damit verbundenen neuen Aufgaben auf europäischer Ebene sowie andererseits vom CEER-Arbeitsprogramm. Aufgabe der Agentur ist es unter anderem, die Zusammenarbeit von Regulierungsbehörden zu fördern, unverbindliche Rahmenleitlinien zu entwickeln sowie die Einhaltung von Europäischen Vorgaben zu überwachen.

Erarbeitung erster Rahmenleitlinien

Im Fokus der Arbeit stand im Jahr 2011 die Umsetzung des Dritten EU-Binnenmarktpakets, das 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. Die ersten beiden Rahmenleitlinien wurden zu Kapazitätsallokation bzw. Ausgleichsenergiebewirtschaftung in europäischen Gas-Fernleitungen verabschiedet. Energie-Control Austria hat im Rahmen ihrer inter-

nationalen Mitarbeit an diesen für die europäische Marktintegration äußerst wichtigen Projekten aktiv mitgearbeitet. Die neuen Rahmenrichtlinien haben wesentlichen Einfluss auf die innerösterreichische Umsetzung des GWG 2011. Beispielsweise ist vorgesehen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Ausgleichsenergieabwicklung über den Kauf/Verkauf von standardisierten Produkten am Großhandelsmarkt durchführen müssen. Ebenso ist eine Tagesbilanzierung vorgesehen, wo am Tagesende die Abweichungen der vorangegangenen 24 Stunden finanziell ausgeglichen werden müssen. Im Zuge der Umsetzung dieser Prinzipien sind die Verteilernetzbetreiber dazu verpflichtet, mit den Fernleitungsnetzbetreibern zu kooperieren, wobei die Grundsätze für ein Marktgebiet harmonisiert anzuwenden sind.

Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan

Fernleitungsnetzbetreiber sind unter dem Dritten Energiebinnenmarktpaket, abhängig vom gewählten Entflechtungsregime, verpflichtet, alle zwei Jahre Zehn-Jahres-Netzentwicklungspläne zu erstellen. Ähnliche Vorgaben gibt es auch für regionale Investitionspläne und europaweite Zehn-Jahres-Netzentwicklungspläne. Die Regulatoren sehen den Netzentwicklungsplan als ein wichtiges Instrument, um Wettbewerb in Europa zu beleben und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. 2011 übermittelte ENTSOG den ersten offiziellen Europäischen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan an die Agentur. Diese hat, aufbauend auf den Erfahrungen der Regulatoren aus der Vergangenheit, diesen Plan überprüft und eine begründete Stellungnahme dazu abgegeben. Aus österreichischer Sicht sind folgende Projekte – teilweise ist eine Investitionsentscheidung bereits getroffen worden – im europäischen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan enthalten:

- > WAG Pipeline Expansion 3,
- > Nabucco Pipeline,
- > Tauerngasleitung,
- > South Stream Pipeline sowie
- > 7 Fields Speicher.

Zielmodell für den europäischen Gasbinnenmarkt

Im Rahmen des 18. regulatorischen Madrid Forums wurde CEER aufgefordert, in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern ein Zielmodell für den europäischen Gasbinnenmarkt zu erarbeiten. Energie-Control Austria beteiligte sich federführend an diesem wichtigen Projekt. Im Rahmen von fünf öffentlichen Workshops, zahlreichen bilateralen Gesprächen und Runde-Tisch-Gesprächen, zwei Konsultationen, einem Webinar sowie mit Unterstützung durch zwei Studien wurde eine Vorstellung entwickelt, wie der europäische Gasmarkt in Zukunft aussehen kann und wie das Ziel eines Binnenmarktes bis 2014, wie vom Europäischen Rat gefordert, erreicht werden kann. Die Empfehlungen der CEER sehen nun vor, dass jeder nationale Regulator einen Maßnahmenkatalog vorlegen soll, wie durch Integration der Märkte ein ausreichend liquider Großhandelsmarkt realisiert werden kann.



Richtlinien für Kapazitätsallokation und Engpassmanagement von Speichern

Auf Basis der in den Jahren 2008 und 2009 erstellten Statusberichten unter Konsultation der SSOs, Speicherkunden und Regulierungsbehörden erarbeitete 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). Die E-Control ist bei diesem Arbeitsschwerpunkt der ERGEG gemeinsam mit der niederländischen Regulierungsbehörde federführend.

Nach einer öffentlichen Konsultation mit den Interessenvertretern sind die überarbeiteten Richtlinien auf dem Madrid Forum im März 2011 präsentiert worden. Von Seiten der GSE gab es nach wie vor Vorbehalte gegen stärkere Regelungen für den Speichermarkt. Daher hat das Madrid Forum die GST TF aufgefordert, diese Vorbehalte nochmals mit der GSE zu diskutieren, was im Juni 2011 in Brüssel stattfand. Wesentliche Probleme wurden in zusätzlichen Kompetenzen für die Regulierungsbehörden, aber auch in zusätzlichen Pflichten für Speicherbetreiber, z. B. bei dem Ausbau der Sekundärmärkte gesehen. Die Richtlinien wurden in der GST TF unter diesen Gesichtspunkten überarbeitet, die Endfassung wurde auf dem Madrid Forum im September 2011 vorgestellt und als positiv bewertet; die Speicherbetreiber wurden aufgefordert – auch mit Unterstützung der EFET und Eurogas –, die freiwilligen Richtlinien umzusetzen.

Die GGPSSO für CAM und CMP wurden im Oktober 2011 auf der Homepage der CEER veröffentlicht. Für 2012 ist das Monitoring der Umsetzung geplant.

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 Agentur, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie sowie betroffener europäischer Interessenvertretungen nahmen am 19. und 20. Madrid Forum teil, welche im März 2011 bzw. September 2011 stattfanden.

Energie-Control Austria präsentierte bei den Foren die Arbeit der Regulatoren im Speziellen zu Harmonisierung von Tarifstrukturen im Fernleitungsnetzbereich sowie zum Zielmodell für den Erdgasbinnenmarkt und trug damit wesentlich zur Diskussion und Weiterentwicklung dieser Themen bei.

Gas Regionale Initiative SSO

Die Gas Regionalen Initiativen (GRI) wurden 2006 gegründet, um das Ziel der Schaffung eines EU-Energiebinnenmarktes über den Zwischenschritt regionaler Integration zu erreichen. Zu diesem Zweck wurden drei GRI (Nordwest, Süd und Süd Süd-Ost) etabliert. Seit ihren Anfängen im Jahr 2006 führt die E-Control zusammen mit der italienischen Regulierungsbehörde AEEG den Vorsitz in der Region Süd Süd-Ost (SSO). In der GRI SSO sind folgende EU-Mitgliedstaaten zusammengefasst: Bulgarien, Griechenland, Italien, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn und Zypern. Die seit März 2011 wirksame Richtlinie 2009/73/EC sieht insbesondere unter Artikel 7 lit 1 eine verstärkte regionale Kooperation vor und stellt den rechtlichen Rahmen für die Arbeit der GRI dar.

Umsetzung von Pilotprojekten und Marktintegration in der Region

Das im Herbst 2011 erstellte Arbeitsprogramm der GRI SSO für die Jahre 2011–2014 stellt Pilotprojekte vor, im Rahmen derer Fernleitungsnetzbetreiber und Regulatoren realistische Schritte zur Erreichung der Ziele der Schaffung eines EU-Energiebinnenmarktes setzen. Von der Einführung harmonisierter Prozesse an Grenzübergangspunkten bis zu grenzüberschreitenden Ausgleichsenergieplattformen wie am CEGH (Central European Gas Hub) und der Implementierung der Vorschläge des Gas Target Models reicht die Palette an Pilotprojekten, die auf freiwilliger Basis umgesetzt werden. Der Erfolg dieser Projekte beruht daher gänzlich auf dem Engagement der beteiligten Akteure.



Versorgungssicherheit als zentrales Thema in der GRI SSO

Nach der Gaskrise im Jahr 2009, die besonders die Länder der GRI SSO besonders hart getroffen hatte, wurde das Thema Versorgungssicherheit als wesentlicher Punkt für die regionale Zusammenarbeit festgelegt. Bis Mitte nächsten Jahres müssen die Mitgliedstaaten der EU ihre Präventionspläne auf regionaler Ebene, besonders mit Nachbarstaaten, austauschen und konsultieren.

ACER als neuer Partner der Regionalen Initiativen

Mit der Gründung von ACER im März 2011 übernimmt die Agentur auch eine koordinierende und unterstützende Funktion in der Arbeit der Regionalen Initiativen. In regelmäßig stattfindenden Koordinierungstreffen werden regionenübergreifend Best-Practice-Beispiele und Erfahrungen ausgetauscht. ACER hat auch eine Monitoringfunktion inne, die die Abstimmung der Arbeitsprogramme der verschiedenen Regionen erleichtern soll.

Ausblick

Im Rahmen des CEER- und Agentur-Arbeitsprogramms für 2012 werden vor allem die Erarbeitung von weiteren 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.

Energie-Control Austria wird 2012 unter anderem federführend an der Erarbeitung von Rahmenleitlinien für Interoperabilität sowie Harmonisierung von Tarifstrukturen im Fernleitungsnetz aktiv sein.

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

Bericht Unbundling Strom und Gas

Die Bestimmungen des 3. Energieliberalisierungspakets wurde mit dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) und dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) in nationales Recht umgesetzt. Die EU-Richtlinie sieht insbesondere für Fernleitungsnetzbetreiber verschärfte Entflechtungsregeln vor (Art 9 ff RL 2009/72/EG bzw. Art 9 ff RL 2009/73/EG). Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen sich dabei nach einem der insgesamt vier Entflechtungsmodelle zertifizieren lassen, vorausgesetzt, die jeweiligen Bestimmungen (Assets, Personal, Eigentümerfrage) werden erfüllt. Zur Auswahl stehen die eigentumsrechtliche Entflechtung, das Konzept eines Unabhängigen Fernleitungsnetzbetreibers ITO (Independent Transmission Operator) bzw. eines wirksameren Unabhängigen Fernleitungsnetzbetreibers ITO+ und das Konzept eines Unabhängigen Netzbetreibers ISO (Independent System Operator), wobei die Gemeinsamkeit in der Umsetzung bis 3. März 2012 liegt. Zu berücksichtigen gilt, dass Fernleitungsunternehmen, die nach dem 3. September 2009 ihre Tätigkeit aufnehmen, jedenfalls der eigentumsrechtlichen Entflechtung unterliegen.

Seitens der zu zertifizierenden Strom-Übertragungsnetzbetreiber bzw. Gas-Fernleitungsnetzbetreiber wurde der Diskussionsprozess mit der Regulierungsbehörde zur Vorabstimmung bereits aufgenommen, wobei im Strombereich bereits ein von E-Control ausgestellter Bescheid an die Europäische Kommission übermittelt werden konnte, die wiederum innerhalb von zwei Monaten ihre Stellungnahme abzugeben hat. Sofern die Kommission die Stellungnahme von ACER, der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, beantragt, verlängert sich in diesem Fall die Zweimonatsfrist um zwei weitere Monate.

Eine positive Entwicklung konnte in der Unterscheidbarkeit im Außenauftritt sowie der Marke des Strom-Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid AG zum Konzern Verbund AG bzw. des Gas-Fernleitungsnetzbetreibers Gas Connect Austria zum Konzern OMV AG festgestellt werden.

Aber auch Strom- bzw. Gas-Verteilernetzbetreiber werden trotz Beibehaltung der gesellschaftsrechtlichen (sowie organisatorischen und buchhalterischen) Entflechtung (Art 26 ff RL 2009/72/EG bzw. Art 26ff RL 2009/73/EG) 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 integrierten Erdgasunternehmen – wahrnehmen zu können.

Weiters müssen Verteilernetzbetreiber gem Art 26 Abs. 3 RL 2009/72/EG bzw. RL 2009/73/EG 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 verbundene Unternehmen verfügen, haben.

Im Rahmen der Entflechtungsaufsicht ist der E-Control die Überwachung und Einhaltung der Entflechtungsvorschriften zugewiesen. Die Gleichbehandlungsberichte der Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber über das Kalenderjahr 2010 wurden bereits auf der Homepage der E-Control veröffentlicht. Mit dem Inkrafttreten des EIWOG 2010 im März 2011 und des GWG 2011 im November 2011 gelten nun die genannten Entflechtungsbestimmungen ohne Übergangsfrist. Daraus ergeben sich für die Regulierungsbehörde für das kommende Jahr die Prüfungsschwerpunkte im Rahmen der Gleichbehandlungsberichte über das Kalenderjahr 2011. Diese werden vor allem die Umsetzung der Ressourcenausstattung beim Verteilernetzbetreiber und darüber hinaus die Unterscheidbarkeit zum vertikal integrierten Unternehmen sowie die Kommunikationsaktivität und die Markenpolitik sein.

Speicherunternehmen

Für Speicherunternehmen gilt gemäß dem 3. Energieliberalisierungspaket (Art 15 RL 2009/73/EG) 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.

Somit wird von den Speicherunternehmen für das Kalenderjahr 2011 nun erstmals von deren Gleichbehandlungsbeauftragten ein Gleichbehandlungsbericht zu erstellen und an E-Control zu übermitteln sein.

Positiv ist in diesem Zusammenhang die OMV Gas Storage GmbH zu erwähnen, die bereits 2010, also vor Inkrafttreten des 3. Pakets, als eigene Speichergesellschaft im OMV Konzern gegründet wurde. Aber auch von Unternehmen wie Wien Energie Speicher GmbH oder E.ON Gas Storage GmbH wurden die Entflechtungsbestimmungen bereits umgesetzt.

Mit jenen Speicherunternehmen, die mit dem Inkrafttreten des GWG 2011 noch nicht vom vertikal integrierten Unternehmen entflochten waren (es ist keine Übergangsfrist vorgesehen), finden seitens E-Control bereits Gespräche zur gesetzeskonformen Ausgestaltung der Umsetzung statt, wobei die Prozesse spätestens zu Beginn des zweiten Quartals 2012 vollständig umgesetzt sein müssen.

Statistische Aufgaben

Generell ist anzumerken, dass sowohl die Datenqualität wie auch die Meldemoral sowohl im Bereich der statistischen Erhebungen wie auch der Erhebungen im Rahmen der Energielenkung als sehr gut zu bewerten sind. Trotzdem gibt es immer wieder Meldepflichtige, die selbst nach mehrmaliger Mahnung entweder keine, nur teilweise oder zum Teil falsche Angaben machen. Im Jahr 2011 wurde daher ein Schwerpunkt darauf gelegt, auch jene kleine Minderheit von der Notwendigkeit guter und zeitgerecht übermittelter Daten zu überzeugen. Mit ganz wenigen Ausnahmen sind alle bisher säumigen Unternehmen ihren Meldepflichten nachgekommen. Lediglich bei einigen wenigen musste eine entsprechende Anzeige bei den Verwaltungsbehörden gemacht werden.

Im Bereich der Elektrizitätsstatistik wurde ein weiteres Hauptaugenmerk auf die stärkere Einbindung externer Datenquellen gelegt. Da für statistische Zwecke eine Untergrenze bei der Meldeverpflichtung besteht, sieht die Elektrizitätsstatistikverordnung vor, dass zur Ergänzung der statistischen Erhebungen auch Daten, die für andere Zwecke erfasst bzw. gemeldet werden, verwendet werden können. Bereits in der Vergangenheit wurden daher zusätzliche Informationen über die jährlich eingespeisten Strommengen von für die Statistik nicht meldepflichtigen Unternehmen bzw. Kraftwerken, die etwa für die Vergütung von Einspeisetarifen oder für Zwecke des Herkunftsnachweises erfasst bzw. gemeldet werden, in die Jahresstatistik eingebunden. Nunmehr wurde auch die Einbindung monatlicher Daten geprüft und eine entsprechende Erweiterung der Monatsbilanz soll erstmals mit der Monatsmeldung für Dezember 2011 vorgelegt werden.

Heuer wurde eine Industriebefragung bei Unternehmen mit einem Jahresenergiebedarf von über 2 GWh zum dritten Mal durchgeführt. In dieser Befragung geht es um Einschätzungsfragen bezüglich der Energiekostenentwicklung bzw. Fragen zum Thema Energiemanagement und Energieversorgung. Mit 225 teilnehmenden Unternehmen wurde ein neuer Höchststand an Teilnehmern erreicht. Die Ergebnisse wurden den Teilnehmern zugesandt und sind auch, wie schon in den Vorjahren, auf der Homepage veröffentlicht.



Endkundenthemen

VERSORGER LETZTER INSTANZ/MAHNVERFAHREN – NEUE REGELUNG

Die Bestimmungen der §§ 77 EIWOG 2010 und 124 GWG 2011, welche die Versorgung in letzter Instanz regeln, wurden aufgrund der Vorgaben des 3. Binnenmarktpakets eingeführt, um dafür Sorge zu tragen, dass für schutzbedürftige Kunden ein angemessener Schutz besteht. Deshalb war es notwendig, Anpassungen bzw. Klarstellungen betreffend die Zumutbarkeit der Grundversorgung, die maximale Höhe der Entgeltverrechnung und die maximale Höhe der forderbaren Vorauszahlung/Sicherheitsleistung vorzunehmen.

Gemäß den erwähnten gesetzlichen Bestimmungen haben Lieferanten, zu deren Tätigkeitsbereich die Versorgung von Haushaltskunden bzw. Verbrauchern zählt, ihren allgemeinen Tarif für die Versorgung in letzter Instanz in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Sie sind verpflichtet, zu diesem geltenden Tarif und ihren allgemeinen Geschäftsbedingungen Verbraucher und Kleinunternehmen, die sich ihnen gegenüber auf die Grundversorgung berufen, mit Erdgas/elektrischer Energie zu beliefern. Einem Verbraucher, der sich auf die Grundversorgung beruft, darf im Zusammenhang mit der Aufnahme der Belieferung keine Vorauszahlung oder Sicherheitsleistung abverlangt werden, welche die Höhe einer Teilbetragszahlung für einen Monat übersteigt.

Da es sich bei § 77 EIWOG 2010 um eine Grundsatzbestimmung handelt, obliegt es den Ländern, nähere Bestimmungen in Ausführungsgesetzen zu regeln. Einige Ausführungsgesetze sind bereits in Kraft. Gemäß § 124 Abs. 1 GWG 2011 besteht eine Ermächtigung der Regulierungsbehörde, nähere Bestimmungen über die Zumutbarkeit einer Grundversorgung und über die Gestaltung der Tarife für Verbraucher durch Verordnung festzulegen. Anlässlich angezeigter allgemeiner Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie setzte sich die für die Prüfung von Allgemeinen Lieferbedingungen zuständige Regulierungskommission bereits mit der Frage auseinander, inwiefern ein Lieferant berechtigt ist, die Versorgung in letzter Instanz zu verweigern, wenn ein Kunde bereits verschuldet ist (Altschulden besitzt). Eine Verpflichtung zur Grundversorgung besteht wohl jedenfalls, sofern eine Vorauszahlung/Sicherheitsleistung entrichtet wird.

Auch kann der Kunde nicht im Rahmen der Versorgung in letzter Instanz zur Bezahlung von Altschulden verpflichtet werden – hinsichtlich der Versorgung letzter Instanz wird vielmehr ein völlig neuer Vertrag geschlossen; die Verpflichtung des (offensichtlich) zahlungsunfähigen Kunden, der sich auf die Versorgung letzter Instanz beruft, die Altschulden aus dem alten Vertrag zu begleichen, erlischt ohnehin nicht. Die im Rahmen der Grundversorgung anfallenden, laufenden Zahlungen hat der Kunde jedoch jedenfalls zu begleichen.

Weiters erkannte die Regulierungskommission, dass hinsichtlich einer Vertragsauflösung aus wichtigem Grund oder einer Aussetzung der Belieferung bei Zahlungsverzug eines Kunden auch durch den Lieferanten das qualifizierte Mahnverfahren gemäß §§ 82 Abs. 3 EIWOG 2010 und 127 Abs. 3 GWG 2011 einzuhalten ist, um Probleme evtl. verschiedener Mahnverfahren und Unklarheiten in der Zuständigkeit zu vermeiden.

Gemäß diesen gesetzlichen Bestimmungen ist der Netzbetreiber in Fällen der Vertragsverletzung nur dann zu einer physischen Trennung der Netzverbindung berechtigt, wenn dem eine zweimalige Mahnung inklusive jeweils mindestens zweiwöchiger Nachfristsetzung vorangegangen ist. Die zweite Mahnung hat auch eine Information über die Folge einer Abschaltung des Netzzuganges nach Verstreichen einer zweiwöchigen Nachfrist sowie über die damit einhergehenden voraussichtlichen Kosten einer allfälligen Abschaltung zu enthalten. Die letzte Mahnung hat mit eingeschriebenem Brief zu erfolgen (qualifiziertes Mahnverfahren).

SONSTIGE ENTGELTE – NEUE REGELUNG

Gem. § 58 EIWOG 2010 sind Netzbetreiber berechtigt, Netzbenutzern für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 1 bis 6 und 8 EIWOG 2010 abgegolten sind und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden, ein gesondertes Entgelt zu verrechnen. Die Entgelte für sonstige Leistungen sind von der Regulierungsbehörde durch Verordnung in angemessener Höhe festzulegen, wobei über die festgelegten Grundsätze der Entgeltermittlung hinausgehend auf die soziale Verträglichkeit Bedacht zu nehmen ist. Entgelte für sonstige Leistungen sind insbesondere für Mahnspesen, sowie die vom Netzbenutzer veranlassten Änderungen der Messeinrichtung festzusetzen. Hinsichtlich des Entgelts für die Abschaltung gemäß § 82 Abs. 3 EIWOG 2010 und Wiederherstellung des Netzzuganges legt der Gesetzgeber fest, dass das zu entrichtende Entgelt insgesamt 30 Euro nicht übersteigen darf. Gem. § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 ist eine über die in § 51 Abs. 2 Z 1 bis 8 EIWOG 2010 angeführten Entgelte hinausgehende Verrechnung in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Netzbetrieb, unbeschadet gesonderter Bestimmungen dieses Bundesgesetzes, unzulässig.

Die Entgelte für sonstige Leistungen sind gem. § 51 Abs. 2 iVm § 49 Abs. 1 EIWOG 2010 in der SNE-VO 2012 in § 11 (Bestimmung von Entgelten für sonstige Leistungen) festgelegt. Festgelegt werden Entgelte für Mahnungen, für vom Netzbenutzer veranlasste Änderungen von Messeinrichtungen, für die Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzuganges, die Ablesung von Messeinrichtungen auf Kundenwunsch sowie die Überprüfung von Messeinrichtungen auf Kundenwunsch. Die Höhe der festgelegten Entgelte orientiert sich an den von den Netzbetreibern bisher verrechneten Entgelten, wobei insb. auf die soziale Verträglichkeit Bedacht genommen wurde.



In Bezug auf die Mahnungen gibt es eine kostenmäßige Abstufung, wonach die erste Mahnung für den Kunden noch keine Kosten verursachen soll (unabhängig von der Form der Übermittlung). Erst für die im Anschluss ergehenden Mahnungen (vgl. § 82 Abs. 3 EIWOG 2010) sind Netzbetreiber berechtigt, Kosten zu verrechnen. Unabhängig von diesem Mahnsystem ist die mögliche Einschaltung von Einrichtungen wie Inkassobüros u.Ä. zu sehen, die auch von dieser Verordnung nicht umfasst ist. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass natürlich das qualifizierte Mahnverfahren gemäß § 82 Abs. 3 EIWOG 2010 jedenfalls immer Anwendung findet.

Im Rahmen einer integrierten Rechnungslegung für Energie und Netz wird im Regelfall der Lieferant anstelle des Netzbetreibers das qualifizierte Mahnverfahren durchführen. Die Regulierungskommission geht in diesem Fall davon aus, dass dabei die in dieser Verordnung für den Netzbetreiber festgelegten Mahnspesen nicht überschritten werden.

Die Kosten für Anbringen/Umstellung/Entfernen der Messeinrichtungen wurden in Form einer Pauschale aufgenommen. Der Einbau eines Lastprofilzählers oder eines Viertelstundenmaximumzählers verursacht höhere Kosten und ist daher mit einer höheren Pauschale zu verrechnen.

Allfällige weitere sonstige Entgelte als jene, die in dieser Verordnung angeführt sind, dürfen gem. § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 unbeschadet gesonderter Bestimmungen des EIWOG 2010 (vgl. die aufwandsorientierte Verrechnung der Blindleistungsbereitstellung gem. § 52 Abs. 3 EIWOG 2010) nicht verrechnet werden.

Darüber hinausgehende Leistungen, die von Netzbetreibern nicht im Rahmen ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber erbracht werden und daher nicht von den Systemnutzungsentgelten abgedeckt sind, können vom Netzbetreiber weiterhin verrechnet werden.

ENDKUNDENAKTIVITÄTEN DER E-CONTROL

Homepage

Das Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich auch 2011 bewährt und wurde weiter intensiv ausgebaut. Die Zahl der Besuche auf der E-Control-Homepage hat sich im Vergleich zum Vorjahr auf knapp eine Million Besuche mehr als verdoppelt. Insgesamt wurden dabei mit rund 6 Millionen Seiten ebenfalls mehr als doppelt so viele Inhalte des Webportals aufgerufen, wie in den 12 Monaten davor.

Mit rund 3,8 Millionen Seitenaufrufen entfielen etwas über die Hälfte der Abfragen auf den Konsumentenbereich, der damit weiterhin der am häufigsten frequentierte Teil innerhalb des Webportals ist. Mit jeweils rund 10% Anteil folgen die beiden Bereiche für Industrie & Gewerbe sowie für die Marktteilnehmer – wobei letzterer von einer relativ kleinen Gruppe von Besuchern dafür besonders intensiv genutzt wird. Die übrigen Seitenbesuche verteilen sich relativ gleichmäßig auf die weiteren Bereiche, wie jener für Presse, für Statistiken und Publikationen etc.

E-Control Online-Tools

Das Hauptinteresse der Besucher liegt nach wie vor bei den funktionellen Online-Applikationen der E-Control. So haben sich 2011 weit über eine halbe Million Verbraucher mit dem Tarifkalkulator über die günstigsten Strom- und Gasangebote informiert.

Mehr als 100.000 Besucher haben mit dem Ende des Vorjahres neu eingeführten Energiespar-Check überprüft, wo in ihren Haushalten Energiesparpotenzial zu finden wäre. Die Inanspruchnahme dieses Services ist besonders erfreulich, da es im Vergleich mit dem Tarifkalkulator etwas mehr Zeit bedarf, um sich mit der Thematik zu befassen. Zeit, die doch immerhin eine gute Anzahl von Konsumenten bereit ist, in ihre häusliche Energieeffizienz zu investieren.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war 2011 jedoch der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums im Sommer neu gelaunchte Spritpreisrechner. Der Spritpreisrechner ist unter www.spritpreisrechner.at eine eigenständige Website, die zu Beginn 2012 bereits um weitere Angebote, wie eine Abfrage nach Bundesländern und Bezirken, erweitert wurde.



Soziale Plattformen

E-Control hat 2010 Präsenzen auf den beiden wichtigsten sozialen Plattformen, Facebook und Twitter, eingerichtet und begonnen, sich dort als vertrauenswürdiger Netzwerkpartner für alle an Energiethemen Interessierten und aktiven User zu etablieren. Mit dem fortschreitenden Medienwandel, weg von den Massenmedien, hin zu einer Masse an Medien, bei dem die klassische One-to-Many-Kommunikation zusehends durch eine One-to-One-Kommunikation abgelöst wird, stellen diese enorm wachsenden Online-Communities einen wichtigen Kanal dar, um zukünftig Verbraucher erreichen und mit wichtigen Informationen versorgen zu können.

Aktuell hat die E-Control auf Facebook eine „gefällt mir“-Community von rund 1.300 aktiven Usern. Die viralen Effekte berücksichtigt, erreichte die Facebook-Präsenz mit 35 Millionen Kontakten eine Verbreitung, wie sie sonst nur über klassische Massenmedien hergestellt werden kann.

Über Twitter verbreitet die E-Control alle wichtigen Termine und Presseverlautbarungen und hat so auch Zugang zu den schnellen Informationswegen des Web 2.0.

Livestream

Als neuen Service, vor allem für Marktteilnehmer, hat die E-Control 2011 begonnen, Veranstaltungen, aber z.T. auch wichtige Arbeitsgruppen-Treffen auf internationaler Ebene per Internet-Livestream in Echtzeit zu verbreiten – je nachdem öffentlich oder auch in geschlossenen Nutzergruppen. Dies hat vor allem den Vorteil, dass Interessenten an bestimmten Themen, die von außerhalb oder aus dem Ausland anreisen müssten und dies aus Zeit- oder Kostengründen nicht können oder möchten, trotzdem über die neuesten Diskussionen, Vorträge oder Präsentationen informiert sind und über die interaktive Chat-Funktion sogar direkt teilhaben können. Dieser innovative und kostengünstige Ansatz der E-Control wurde in der Folge von internationalen Organisationen, wie CEER oder ACER, übernommen, denen die E-Control bei der Einrichtung des Livestream-Services mit Know-how behilflich war.

Der Tarifkalkulator der E-Control: Den besten Preis im Handumdrehn.

Der Tarifkalkulator 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 Tarifkalkulators durchgeführt. Damit wurde dem stetig wachsenden Wunsch der Konsumenten nach einem noch einfacheren Handling Rechnung getragen.

Die Besucheranzahl im Jahr 2011 ist im Vergleich zu 2010 um 13,5% gestiegen (von 485.000 auf 550.000). Dies ist vor allem auf die Erhöhung der Gasabfragen zurück zu führen, welche sich mehr als verdoppelt haben, was wiederum als Ergebnis der kontinuierlichen Gaspreissteigerungen 2011 zu sehen ist. Der Anteil der Gasabfragen im Vergleich zu Stromabfragen stieg von 20 auf 30 Prozent. Zum einen Teil ist die Erhöhung der Besucheranzahl auch der Einführung des Spritpreisrechners zu verdanken, da dadurch der Bekanntheitsgrad des Tarifikalkulators gestiegen ist.

Gemäß § 65 Abs. 2 EIWOG 2010 sind Stromlieferanten seit 1. Jänner 2011 verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit zu übermitteln. Die elektronische Form hierfür ist die Eingabe in den Tarifikalkulator der E-Control. In der ersten Hälfte 2011 organisierte die E-Control Workshops für Lieferanten betreffend Pflege ihrer Daten im Tarifikalkulator als zusätzliche Hilfe für die Neueinsteiger.

Die Ergebnisse lassen sich wohl sehen: 128 neue Registrierungen (insgesamt für Strom/Gas, Lieferanten/Netzbetreiber). Damit hat dieses Jahr die höchste Anzahl der Neuregistrierungen und war bisher eindeutig das intensivste, was die Einpflege von Tarifen und Tarifvariationen angeht. In weiterer Folge gibt es kaum Unternehmen, die ihre Kunden mit Standardprodukten beliefern, welche im Tarifikalkulator nicht registriert sind.

Insgesamt sind 283 Unternehmen registriert, was fast eine Verdreifachung gegenüber dem Jahr 2005 bzw. eine Verdoppelung gegenüber Ende 2010 ist (Tabelle 11).

Tabelle 11
 Im TK erfasste Unternehmen

Quelle: E-Control

IM TARIFFPREISKALKULATOR ERFASSTE UNTERNEHMEN			
TK Stand 30.09.2011 (31.12.2010)	Strom	Gas	Strom/Gas
Netzbetreiber	115 (53)	19 (19)	1
Lieferanten	127 (63)	31 (29)	8

Insgesamt sind acht Gasanbieter quer durch die ganze Regelzone Ost tätig (mit einzelnen Einschränkungen) und nur einer davon auch in der Regelzone West, wobei noch keine Erfahrungen mit der Belieferung in der Regelzone West seitens alternativer Anbieter bekannt sind. Österreichweit sind fünfzehn Stromanbieter tätig, vier davon bieten in bestimmten Gebieten nicht an.



Im August 2011 konnten die Verbraucher zwischen durchschnittlich acht Gasprodukten wählen. Die geringste oder gar keine Auswahlmöglichkeit haben die Kunden in Tirol und Vorarlberg. Dagegen können die Gaskunden im Netzgebiet der Stadtwerke Leoben und Graz zwischen elf unterschiedlichen Produkten auswählen.

Die Stromkunden können im Durchschnitt österreichweit zwischen 22 Stromprodukten auswählen, am wenigsten in Vorarlberg (18) und im Kleinwalsertal (11) und am meisten im Netzgebiet der EVN (26).

Hotline

Die E-Control ist die zentrale Informationsstelle für alle Strom- und Gaskunden. Um die Kontaktaufnahme zu erleichtern, bietet die E-Control den Service einer Energie-Hotline unter der Telefonnummer 0810 10 25 54 (zum Tarif von 0,044 Euro/Minute) an. Damit haben Konsumenten die Möglichkeit, sich umfassend zu den Themen eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes zu informieren. Oft ist die Hotline der erste Ansprechpartner für die Energiekonsumenten, deren Fragen entweder direkt beantwortet werden können, an einen Experten im Haus oder an die Schlichtungsstelle weitergegeben werden.

Von Januar bis Oktober 2011 wurden insgesamt 9.566 Anrufe an der Energie-Hotline bearbeitet; im Vergleich zum Vorjahr, in dem die Hotline 7.715 bearbeitete Anrufe verzeichnen konnte, liegt somit eine Steigerung von 24% vor. Diese Steigerung lässt sich vor allem auf die Einführung des Spritpreisrechners und die Preiserhöhungen großer Gaslieferanten zurückführen, was zu einer anhaltend hohen Anzahl von Anrufen bei der Energie-Hotline der E-Control geführt hat.

Wichtige Themen

Die häufigsten Gründe für einen Anruf bei der Energie-Hotline der E-Control waren neben Tarifikalkulationen vor allem Fragen zum Lieferantenwechsel und Energierechnungen sowie nach der Einführung des Spritpreisrechners im August 2011 Fragen zur Anmeldung bzw. zu dessen Benutzung.

Service rund um die Uhr

Die Energie-Hotline ist von montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Sollte ein Konsument jedoch trotzdem außerhalb der Öffnungszeiten anrufen, erreicht er einen Anrufbeantworter und hat die Möglichkeit, eine Nachricht und seine Telefonnummer zu hinterlassen, woraufhin er verlässlich am folgenden Arbeitstag zurückgerufen wird.

KMU-Energiepreis-Check

Mit dem neuen KMU-Energiepreis-Check hat die E-Control ihre Servicetools um ein Angebot erweitert, das nach dem Prinzip „Kunden informieren Kunden“ funktioniert. Die Bedienung ist denkbar einfach: den aktuellen oder zuletzt bezahlten Strom- oder Gaspreis in Cent/kWh eingeben, dazu das Gültigkeitsjahr sowie die Gewerbeart und die Branche – dann erhält man bereits ein Ergebnis. Nämlich: Preisposition innerhalb der entsprechenden Verbrauchsgruppe Min./Max. Preis, Durchschnitt und Median der Verbrauchsgruppe und Großhandelspreis.

Somit kann der User in etwa einschätzen, ob sein eigener Preis oder der eines vorliegenden Angebots tendenziell eher günstig oder teuer ist, und daraus wichtige Erkenntnisse für sein weiteres Vorgehen ziehen. Hierzu bekommt er auf der Ergebnisseite noch eine Liste aller für ihn in Frage kommenden Lieferanten sowie Informationen über Energiepools und Energieberater.



Abbildung 48
KMU-Energiepreis-Check

Quelle: E-Control



Gleichzeitig erweitert jeder User mit seiner Eingabe die Datenbasis und trägt so zur besseren Information für alle Benutzer bei. Der KMU Energiepreis-Check setzt damit auf das Prinzip „teilen & profitieren“, das den sozialen Netzwerken im Internet grundsätzlich zugrunde liegt. Mehr als 50 Unternehmen beteiligten sich an der Test-Phase und gaben ihr Feedback und dadurch ihren Beitrag zu letzten Verbesserungen vor dem Launch des Tools Anfang des Jahres 2012.

Das Ergebnis ist eine tabellarisch und grafisch dargestellte Übersicht mit folgenden Informationen:

- > Preisposition des Kunden innerhalb der entsprechenden Verbrauchsgruppe
- > Min./Max. Preis, Durchschnitt und Median der Verbrauchsgruppe
- > Großhandelspreis

Beratungstätigkeit/ Messen

Neben telefonischen Auskünften stehen Experten der E-Control interessierten Konsumenten auch im Rahmen von Messen und Beratungstagen Rede und Antwort. Hier sind Informationen über den Lieferantenwechsel, Einsparmöglichkeiten durch den Wechsel eines Energielieferanten und Fragen zu Energierechnungen zentrale Themen.

Im Jahr 2011 war die E-Control auf folgenden Messen und Beratungstagen vertreten:

- > Hausbaumesse von 27. bis 30. Jänner in Graz/ Steiermark
- > Bauen und Wohnen Messe von 10. bis 13. Februar 2011 in Salzburg/ Salzburg
- > Bauen und Energie Messe von 17. bis 20. Februar 2011 in Wien
- > Energiesparmesse von 02. bis 06. März 2011 in Wels/ Oberösterreich
- > Frühjahrsmesse von 10. bis 13. März 2011 in Innsbruck/ Tirol
- > Frühjahrsmesse von 07. bis 10. April 2011 in Dornbirn/ Vorarlberg
- > Beratungstag am 17. Juni 2011 in Ternitz/ NÖ mit dem Konsumentenschutz NÖ
- > Beratungstag am 19. September 2011 in Gänserndorf/ NÖ mit dem Konsumentenschutz NÖ
- > Wiener Herbst Seniorenmesse vom 09. bis 12. November 2011
- > Beratungstag am 16. November 2011 in Graz mit der Arbeiterkammer Steiermark

Öffentlichkeitsarbeit der E-Control 2011

Neben den umfassenden regulatorischen Tätigkeiten der E-Control im liberalisierten Strom- und Gasmarkt übt die E-Control auch eine Informations- und Service-Funktion aus. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control auch im Jahr 2011 eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel dabei ist unter anderem, die Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren, damit diese umfassend von den Vorteilen der freien Lieferantenwahl profitieren können. Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Presseaussendungen, Pressekonferenzen, Hintergrund- und Einzelgesprächen transportiert.

Auch im Jahr 2012 waren die Experten der E-Control bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen vertreten, wo sie in Vorträgen zu aktuellen energierelevanten Themen referierten. Darüber hinaus wurden von Mitarbeitern der E-Control Artikel, Fachkommentare und Beiträge in verschiedenen Fachzeitschriften veröffentlicht.

TÄTIGKEIT DER STREITSCHLICHTUNGSSTELLE

Allgemeines

Im vorliegenden Berichtsjahr haben wieder 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 § 26 Energie-Control Gesetz (insbesondere Streitigkeiten aus Strom- und Gasabrechnungen, Abschaltungen und Fragen im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel) wird die Schlichtungsstelle immer mehr als Anlaufstelle von 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, in Anspruch genommen. 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. Leider hat sich die „Lesbarkeit“ von Strom- und Gasrechnungen auch im letzten Jahr nicht verbessert, weswegen das Aufklärungsbedürfnis über einzelnen Rechnungspositionen ständig steigt. Hier musste die Schlichtungsstelle die Erfahrung machen, dass es oft gar nicht darum geht, dass Rechnungspositionen unrichtig 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 immer öfter 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.

Damit die Schlichtungsstelle tätig wird, reicht ein formloser, aber schriftlicher Streitschlichtungsantrag (per Post, Fax oder in elektronischer Form), der kurz das bisher Geschehene beschreibt und in der Beilage alle relevanten Unterlagen enthält. Eine Beschwerde über Vorfälle, die sich länger als vier Jahre vor dem Zeitpunkt der Anrufung der Schlichtungsstelle zugetragen haben, oder über Entgelte, die vor diesem Zeitpunkt fällig wurden, ist unzulässig. Dasselbe gilt für Streitigkeiten betreffend Forderungen, die gerichtlich oder verwaltungsbehördlich anhängig sind, über 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 1.266 Verfahren geführt, davon 110 im Berichtsjahr.

Zahlen der Schlichtungsstelle 2011

Im Berichtszeitraum 1. Jänner bis 31. Dezember 2011 wurden insgesamt rund 2.406 schriftliche Anfragen an die Schlichtungsstelle gestellt. Dies bedeutet, dass sich im Vergleich zum Vorjahr rund 15% mehr Kunden mit dem Ersuchen um Hilfestellung an die Schlichtungsstelle gewandt haben. Die Zahl der Anfragen hängt immer auch mit der Intensität und Anzahl der Preiserhöhungen im jeweiligen Berichtsjahr zusammen; da 2011 nahezu alle Gaslieferanten ihre Preise erhöht haben, gab es im Vergleich zum Vorjahr einen dementsprechenden Anstieg. Bei 110 Beschwerden (im Vergleich 2010: 86 Verfahren) musste ein formelles Streitschlichtungsverfahren eröffnet werden; alle anderen Beschwerden konnten mittels informalen E-Mail-Verkehrs mit den Unternehmen und Beschwerdeführern gelöst werden. Die Anzahl der Streitschlichtungsverfahren ist daher im Vergleich zum Vorjahr um rund 28% gestiegen. Grund dafür ist, dass sich bei einzelnen Unternehmen die Antwortqualität verschlechtert hat, sodass die Schlichtungsstelle auch bei einfachen Fragen gezwungen war, Fragen nur mehr im Rahmen von formellen Streitschlichtungsverfahren zu stellen.

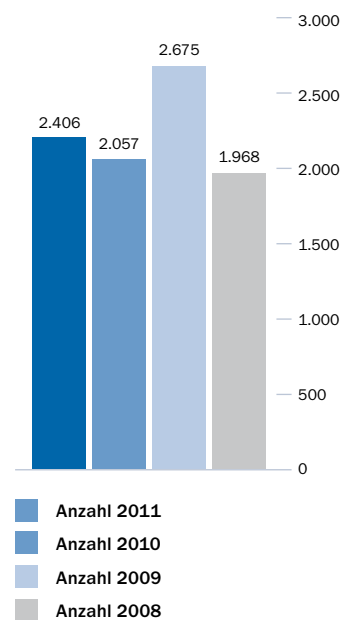


Abbildung 49
Anzahl der Anfragen 2008–2011

Quelle: E-Control

Von den gesamten rund 2.400 Anfragen erreichten die Schlichtungsstelle rund 250 auf postalischem Wege (Post oder Fax), 2.000 auf elektronischem Wege (E-Mail-Adresse schlichtungsstelle@e-control.at oder office@e-control.at) oder über direkte Anfragen über unsere Homepage. Rund 150 Anfragen ergeben sich aus der Weiterbetreuung von Problemstellungen, die von der E-Control-internen Energie-Hotline an die Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle zur Bearbeitung weitergeleitet wurden.

In den *Abbildungen 50* und *51* über die Anzahl der Anfragen je Unternehmen werden Anfragen des jeweiligen Netzbetreibers und des etablierten Anbieters zusammengefasst.

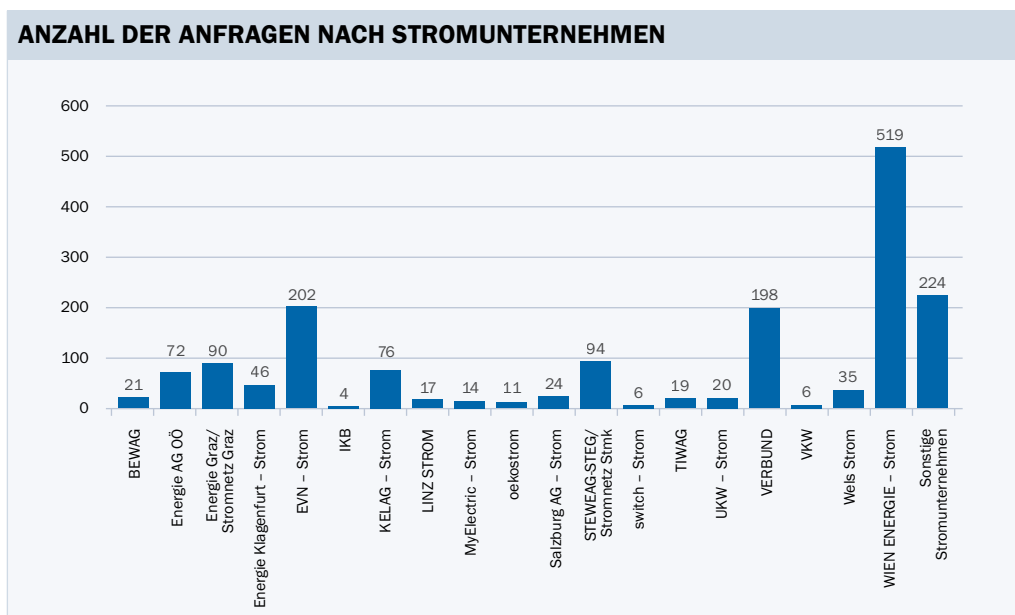


Abbildung 50
 Anzahl der Anfragen nach Strom-
 unternehmen

Quelle: E-Control

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 ist das Preisniveau in Westösterreich immer noch niedriger als in Ostösterreich, weswegen sich viel weniger westösterreichische Kunden beschwert fühlen. So stehen bei der Anzahl der Anfragen an erster Stelle Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG/Wien Energie Stromnetz GmbH mit rund 520 Anfragen, gefolgt von EVN Energievertrieb GmbH & Co KG/EVN Netz GmbH und Verbund AG mit jeweils rund 200 Anfragen.

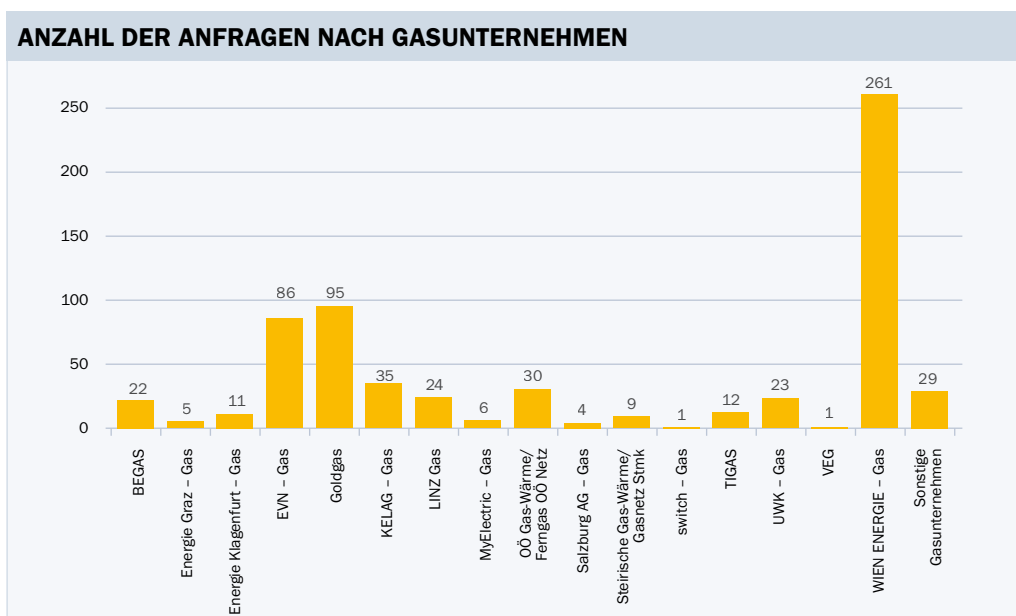
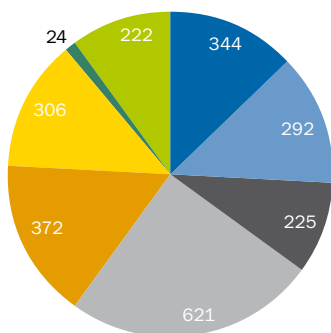


Abbildung 51
Anzahl der Anfragen nach Gasunternehmen

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. Mit 95 Anfragen zu Goldgas im Zeitraum von September bis Dezember 2011 hatten wir in nur 4 Monaten hochgerechnet auf ein Jahr nahezu die gleiche Anzahl an Anfragen wie beim größten Gasversorger Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG.



- Lieferantenwechsel und Abmeldung
- Energiepreis
- Netztarife
- Zähler und Verbrauch
- Zahlungsschwierigkeiten, Abschaltung etc.
- Netzanschluss und Netzbereitstellung
- Qualität + Versorgungssicherheit
- Sonstige Anfragen + Beschwerden

Abbildung 52

Anfragen bei der Schlichtungsstelle nach Themen

Quelle: E-Control

Themen der Streitschlichtungsstelle 2011

Die Themen der bei der Schlichtungsstelle einlangenden Anfragen und Beschwerden haben sich auch im Berichtsjahr nicht wesentlich verändert.

Die Anfragen zu Verbrauchshöhe und Zählerstandsermittlung stellten auch in diesem Jahr wieder den größten Anteil an der Gesamtzahl der Beschwerden und Anfragen dar, gefolgt von Eingaben zu Abschaltungen und Zahlungsschwierigkeiten, Lieferantenwechsel und Fragen rund um den Energiepreis. Probleme mit den Kosten für die Herstellung und/oder Erweiterung von Netzanschlüssen und Netzbereitstellungsentgelt beschäftigen die Schlichtungsstelle mit 13% der Anfragen.

Energiepreise

Hauptthema vieler Anfragen zu den Energiepreisen waren die seit 1. Oktober 2011 durchgeführten Gaspreiserhöhungen. Beginnend mit der EnergieAllianz Gruppe ab 1. Oktober 2011 haben bis zum Ende des Berichtsjahres im Dezember 2011 so gut wie alle Gaslieferanten ihre Kunden über Gaspreiserhöhungen informiert. Festzustellen ist, dass der Informationsgrad der Kunden über die Rechte und Möglichkeiten rund um eine Energiepreiserhöhung in den letzten Jahren erheblich gestiegen ist. Ein Großteil der Kunden weiß, dass es gegen die Preiserhöhung ein Widerspruchsrecht gibt und der alte Lieferant im Falle des Widerspruchs drei Monate weiter zum alten Preis versorgen muss. Schwierigkeiten gibt es aber immer noch mit der Kommunikation über den – aus wirtschaftlicher Sicht – sinnvollsten Versorgungsbeginn bei der Abwicklung des eines Widerspruchs zur Preiserhöhung nachfolgenden Lieferantenwechselprozesses. So kommt es häufig vor, dass Kunden einen Lieferantenwechselprozess starten, ohne dem neuen Lieferanten bekannt zu geben, dass es sich um einen Lieferantenwechsel nach dem Widerspruch zu einer Preiserhöhung handelt und damit eine Weiterversorgungspflicht besteht. Bei der ersten Abrechnung des neuen Lieferanten stellt sich dann heraus, dass der Wechsel vor Ende der Weiterversorgungspflicht durchgeführt wurde und dem Kunden dadurch ein wirtschaftlicher Schaden entstanden ist (der Preis des neuen Lieferanten ist normalerweise höher als der des alten Lieferanten während der Weiterversorgungspflicht).

Zu verständlicher Kundenverärgerung führte im Berichtsjahr wieder die Ankündigung der Energiepreiserhöhung nach Abschluss des Liefervertrages, aber noch vor Beginn der Belieferung. Diesmal akquirierte Kelag im Rahmen der Preiserhöhung der EnergieAllianz Gruppe per 1. Oktober 2011 im September 2011 eine Reihe von neuen Kunden. Diese Kunden erhielten im Oktober 2011 ein Willkommensschreiben mit dem voraussichtlichen Versorgungsbeginn 1. Jänner 2012. Rund ein Monat später teilte Kelag diesen Kunden wiederum mit, dass ein Vertragsverhältnis zum ursprünglichen Preis noch nicht zustande gekommen sei, man aber bereit sei, ein neues Vertragsangebot mit höheren Preisen zu unterbreiten. Die E-Control hat im Rahmen der Konsumentenberatungstätigkeit in einem Schreiben an



die Kelag die Ansicht zum Ausdruck gebracht, dass diese Vorgehensweise nicht den gesetzlichen Bestimmungen entspricht und dem Kunden eine Widerspruchsfrist mit nachfolgender Weiterversorgung für 3 Monate zum nicht erhöhten Preis zu gewähren sei. Kelag hat hier eingelenkt und alle betroffenen Kunden werden – sofern von diesen gewünscht – bis Ende März 2012 zum ursprünglichen Preis versorgt.

Zu großer Kundenverunsicherung im Zusammenhang mit dem Widerspruch zur Preiserhöhung führte auch das Schreiben der Wien Energie Gasnetz GmbH, mit welchem jenen Kunden, die der Preiserhöhung widersprochen hatten, mit der Sperre der Gasanlage gedroht wurde, wenn nicht rechtzeitig ein neuer Liefervertrag vorgelegt werden würde. Grundsätzlich ist die Information des Kunden über die Folgen der Nichtvorlage eines neuen Liefervertrages in Ordnung. Was in dem Schreiben aber verunsicherte, war der Zeitpunkt der Versendung, weil die betroffenen Kunden zum Zeitpunkt des Schreibens bereits neue Lieferverträge abgeschlossen hatten, der neue Lieferant aufgrund der 3-wöchigen Wechselfrist aber noch keine Wechselliste an den Netzbetreiber übermittelt hatte. Die betroffenen Kunden hatten daher alle notwendigen Schritte für eine unterbrechungsfreie Versorgung gesetzt; lediglich der neue Lieferant hatte den Netzbetreiber noch nicht über die Vorlage eines neuen Liefervertrages informiert.

Dauerbrenner Verbrauchs- und Rechnungshöhe – Zählerstandsermittlung

Rechnungsüberprüfungen waren auch im heurigen Jahr wieder das von den Kunden bei der Schlichtungsstelle am meisten nachgefragte Service. Ausgangspunkt für eine Beschwerde über die Rechnungshöhe bei den Kunden ist meistens ein im Vergleich zum Vorjahr wesentlicher höherer Verbrauch in kWh und/oder eine betragsmäßig höhere Rechnung als im Vorjahr. Eine zentrale Frage bei Verbrauchssteigerungen ist immer wieder die Art der Zählerstandsermittlung. Die Schlichtungsstelle kann hier nur die Form der Zählerstandsermittlung (rechnerische Ermittlung, Selbstablesung oder Ablesung durch den Netzbetreiber) überprüfen und bei ordnungsgemäßer Ablesung empfehlen, 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.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass aus Sicht der Schlichtungsstelle der Zählerstand durch den Netzbetreiber immer noch zu oft rechnerisch ermittelt wird. Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen ist eine rechnerische Ermittlung für die Jahresabrechnung nur dann zulässig, wenn der Kunde keine Selbstablesekarte übermittelt hat und ein darauffolgender Ableseversuch des Netzbetreibers erfolglos blieb. Aus vielen Kundenbeschwerden wissen wir aber, dass der Ableseversuch des Netzbetreibers oftmals unterbleibt und stattdessen rechnerisch ermittelt wird.

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

Die Anzahl der Beschwerden zum Lieferantenwechselprozess blieb auch 2011 konstant hoch. Während sich im letzten Berichtsjahr viele Kunden über die lange Bearbeitungszeit von neuen Kundenanträgen bei Energie Klagenfurt GmbH und Verbund AG beschwerten, betrafen diese Anfragen im heurigen Jahr den neu in den Endkundenmarkt eingestiegenen Lieferanten Goldgas GmbH. Wie weiter unten genauer ausgeführt, beschwerten sich Kunden über zu wenig und zu langsame Kommunikationsmöglichkeiten mit dem neuen Anbieter und in weiterer Folge über eine mehrfache Verzögerung beim Lieferbeginn.

Trotz der Verkürzung der Wechselfrist im Bereich Lieferantenwechsel auf drei Wochen gemäß den neuen gesetzlichen Bestimmungen in EIWOG und GWG konnte aus den Anfragen keine Beschleunigung des Wechselprozesses aus Kundensicht festgestellt werden. Eine wesentliche Beschleunigung und bürokratische Vereinfachung ist erst mit einer neuen Verordnung der Energie-Control Austria, die im Laufe des Jahres 2012 in Kraft treten soll, zu erwarten.

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 aufrecht erhalten und versuchen, eine gemeinsame Lösung zu finden, gibt es andere Unternehmen, wo Anlagen bereits nach der ersten Mahnung und manchmal sogar ohne Vorankündigung vom Netz genommen werden. Als Voraussetzung für die Wiedereinschaltung der Anlage 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.

Mit den Regelungen im neuen EIWOG 2010 rund um das bei einer Abschaltung zwingend vorgeschriebene qualifizierte Mahnverfahren liegen hier aber konkretere gesetzliche Bestimmungen vor, die der teilweisen Willkür mancher Netzbetreiber Einhalt gebieten sollten.



Fragen zu Netzanschluss- und Netzbereitstellungskosten

Die Anzahl der Anfragen zu diesem Themenkomplex bleibt jährlich konstant. Da bei Kunden normalerweise nur die laufenden Rechnungen über die Energielieferung und Netznutzungskosten bekannt sind, gibt es zu den komplexen Regelungen rund um die nur einmalig in Rechnung zu stellenden Netzanschlusskosten gleichbleibend viel Informationsbedarf.

Vor allem Haushaltskunden übermitteln der Schlichtungsstelle 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 Kunden, die den Lieferanten gewechselt haben, 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.

Nähere Informationen über die Zusammenarbeit der Schlichtungsstelle mit den einzelnen Unternehmen, die bei der größten Anzahl der Anfragen und Beschwerden betroffen sind, im Rahmen der Streitschlichtung finden Sie in den folgenden Unternehmensberichten.

Unternehmensberichte

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

Mit 780 schriftlichen Anfragen aus dem Wien Energie Konzern kommt wiederum die größte Anzahl der Anfragen aus diesem Unternehmen. Wie auch im letzten Jahr liegt dies in erster Linie daran, dass Wien Energie im Vergleich mit anderen Unternehmen die größte Kundenanzahl aufweist und E-Control nach wie vor im Osten Österreichs bekannter ist als in Westösterreich.

Die Zusammenarbeit mit dem Beschwerdemanagement funktioniert seit Bestehen der Schlichtungsstelle ausgezeichnet. Trotz der ständig steigenden Anzahl der Anfragen werden immer mehr Fälle auf direktem Weg durch rasche Übermittlung von Unterlagen oder einige Telefonate gelöst. Positiv hervorzuheben ist die gute telefonische Erreichbarkeit des Beschwerdemanagements, sodass die Schlichtungsstelle in dringenden Fällen (z. B. drohende Abschaltung oder Wiedereinschaltung der Anlage etc.) den Kunden rasche Hilfe anbieten kann. 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

Dauerbrenner der Anfragen im Berichtsjahr bezüglich Wien Energie Gasnetz GmbH, aber auch teilweise Wien Energie Stromnetz GmbH waren – wie schon in den letzten Jahren – die Fragen bezüglich **Nachverrechnung von Gas- bzw. Stromverbrauchsmengen**. Meist geht es darum, dass bei der Anmeldung des Kunden bei den Unternehmen 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. Die Berücksichtigung der 3-jährigen Verjährungsfrist bei den Nachverrechnungen ohne Einschreiten der Schlichtungsstelle hat sich im Berichtsjahr verbessert, wenn es auch immer noch Fälle gibt, wo es erst nach Einleitung eines Streitschlichtungsverfahrens bzw. der Abgabe einer Schlichtungsempfehlung zu einer positiven Lösung für den Kunden kommt.

Die Frage der Verjährung stellt sich auch immer wieder 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.



Aus zahlreichen Anfragen zum Thema Nachverrechnung und Zählerstandsermittlung ist aus Sicht der Schlichtungsstelle aber ersichtlich, dass bei der Ermittlung der Verbrauchswerte (vor allem im Gasbereich) manchmal mehr Sorgfalt wünschenswert wäre. So werden beispielsweise Zähler zwar jahrelang abgelesen und im Verrechnungssystem erfasst; die Rechnungslegung unterbleibt dann aber. Oder es werden über mehrere Jahre Verbrauchsmengen von 0 kWh in Rechnung gestellt, was dem Kunden oftmals nicht auffällt, weil er ja für Strom und Gas eine gemeinsame Rechnung erhält und der Nullverbrauch bei Gas daher nicht ins Auge sticht. Darüber hinaus wird der Zählerstand öfter rechnerisch ermittelt, als es nach den Bestimmungen der Systemnutzungstarife-Verordnung vorgesehen wäre. Die rechnerische Ermittlung ist nämlich grundsätzlich nur dann erlaubt, wenn der Kunde keine Selbstablesekarte retourniert hat und ein Ableseversuch des Netzbetreibers erfolglos blieb. Aufgrund diverser Kundenbeschwerden liegt aber der Verdacht nahe, dass ein Ableseversuch oftmals gar nicht unternommen wird, sondern einfach sofort die rechnerische Ermittlung durchgeführt wird.

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 Verbrauchsgrenze 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. Auffällig war im Berichtsjahr, dass Rechnungen über das Netzbereitstellungsentgelt erst Jahre nach Überschreitung der jeweiligen Verbrauchsgrenzen gestellt wurden, sodass diese Forderungen bereits verjährt waren. Hier wurden in einigen Fällen Kundenrechnungen aufgrund der Verjährungseinrede wieder storniert.

Seit Einführung eines eigenen Energietarifes für Wärmepumpen durch die Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG erreichen die Schlichtungsstelle immer wieder Anfragen im Zusammenhang mit der **Installation von Doppeltarifzählern**. Diese Installation wird Kunden, die energieseitig nicht von Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG versorgt werden, immer noch regelmäßig verweigert, weil einigen Mitarbeitern des Netzbetreibers nicht klar ist, wofür der Kunde den Doppeltarifzähler benötigt, wenn er denn nicht Energiekunde der Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG ist. Hier muss die Schlichtungsstelle immer wieder dahingehend aufklären, dass im Sinne der Gleichbehandlung alle Netzkunden, unabhängig von welchem Lieferanten sie versorgt werden, Anspruch auf eine derartige Zählleinrichtung haben.

Die Zahl der Beschwerden zu Abschaltungen ist im Vergleich zu anderen Unternehmen eher gering.

Zählervertauschung und/oder damit in Zusammenhang stehende Nachverrechnungen beschäftigten auch im Berichtsjahr regelmäßig die Schlichtungsstelle.

EVN Energievertrieb GmbH & Co KG/EVN Netz GmbH

Im Berichtsjahr wandten sich 28 EVN-Kunden mit schriftlichen Anfragen an die Schlichtungsstelle. Die Zusammenarbeit mit dem Beschwerdemanagement hat sich auch in diesem Berichtsjahr nicht spürbar verbessert. Die Antwortzeiten auf Fragen via E-Mail sind zwar kürzer geworden und die Stellungnahmen in Streitschlichtungsverfahren langen in der überwiegenden Zahl der Fälle innerhalb der 2-Wochen-Frist ein. Bei der inhaltlichen Beantwortung der Fragen werden aber oftmals Fragen nicht berücksichtigt bzw. ergeben sich aus den Antworten Widersprüchlichkeiten, sodass neue Fragen an das Unternehmen gestellt werden müssen.

Aufgrund der schlechten Antwortqualität bei formlosen E-Mail-Anfragen sind bei EVN-Anfragen zunehmend Streitschlichtungsverfahren erforderlich. Der telefonische Kontakt mit den Mitarbeitern des Beschwerdemanagements gestaltet sich schwierig, da diese sehr oft nicht erreichbar sind.

Topthema bei den EVN-Anfragen bleiben weiterhin die Anfragen zu **Abschaltungen, Sicherheitsleistungen und Kauttionen**. Von den insgesamt 288 Anfragen entfielen allein 57 Anfragen auf das Thema Abschaltungen und Inkasso.

Aus den Kundenanfragen geht hervor, dass die Kommunikationsbasis mit den Kunden vor allem bei den Ansprechpartnern in den Bezirksstellen oftmals bereits bei kleinen Rückständen nicht mehr ausreichend vorhanden ist. Die transparente Darstellung der tatsächlichen Rückstände dem Kunden gegenüber erfolgt nicht in ausreichend transparenter Weise, sodass Kunden die Hilfe der Schlichtungsstelle suchten. Die Feststellung des tatsächlichen Rückstandes erstellt sich im Übrigen auch bei den formellen Streitschlichtungsverfahren als schwierig heraus, da seitens EVN unterschiedliche und widersprüchliche Angaben gemacht werden.



Generell ist im Vergleich zu anderen Unternehmen 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 (im Gasbereich) – sehr hohe Sicherheitsleistungen verlangt. Vor allem sozial schwächere Kunden können diese hohen Einmalbeträge im Normalfall nicht aufbringen, weswegen die Anlagen über einen längeren Zeitraum vom Netz genommen werden.

Nach Inkrafttreten des EIWOG 2010 erfuhr die Schlichtungsstelle aus den Stellungnahmen zu einzelnen Streitschlichtungsverfahren, dass das für eine Abschaltung zwingend vorgesehene **qualifizierte Mahnverfahren** gem. § 82 Abs. 3 in diesen Fällen nicht eingehalten wurde, insbesondere dass die letzte Abschaltandrohung nicht mit eingeschriebenem Brief versandt wurde. Erst nachdem EVN in einem Schreiben der Regulierungsbehörde auf die gesetzliche Bestimmung hingewiesen wurde, konnte in den folgenden Verfahren die Abschaltandrohung per eingeschriebenem Brief nachgewiesen werden.

Die Angabe von „**sonstigen Positionen**“ auf EVN-Rechnungen führt zu häufigen Beschwerden. Vor allem bei längerfristigen Rückständen werden diese Beträge nicht mehr in Einzelpositionen dargestellt, sodass unklar ist, welche Leistung (Energieförderung, Netznutzung, Mahnkosten, Abschaltkosten) hier verrechnet wird.

Im Zuge der Gaspreiserhöhungen im Herbst 2011 unternahm EVN Energievertrieb GmbH & Co KG bei allen ehemaligen Kunden eine sogenannte „Rückholaktion“, in dem den Kunden ein Angebot für Optima Gas und Optima Gas Garant unterbreitet wurde. Gegen einen Werbebrief zur Rückholung von ehemaligen Kunden ist grundsätzlich nichts einzuwenden, allerdings führte der Einleitungssatz des gegenständlichen Schreibens zu Verwirrung auf Seiten vieler Kunden. Die EVN begann den Werbebrief mit folgendem Satz: „Es ist Ihnen sicherlich nicht entgangen, dass Ihr zukünftiger Energielieferant die Endkundenpreise mit 1. Jänner 2012 beträchtlich erhöht.“ Dieses Werbeschreiben erhielten Kunden, die zuvor der EVN-Preiserhöhung widersprochen hatten und deren neuer Lieferant in der Zwischenzeit die Kunden ebenfalls über eine Preiserhöhung informiert hatte. Allerdings fanden dieses Schreiben auch solche Kunden in ihrem Briefkasten, deren Lieferant keine Preiserhöhung avisiert hatte. Diese Kundengruppe fühlte sich verständlicherweise verunsichert. Zum Ende des Berichtsjahres war noch offen, ob Lieferanten aus wettbewerbsrechtlichen Erwägungen gegen dieses Schreiben Maßnahmen ergreifen werden.

Energie Graz GmbH & Co KG und Stromnetz Graz GmbH & Co KG

Im Berichtsjahr haben sich 95 Kunden der Energie Graz an die Schlichtungsstelle um Hilfe gewandt. In acht Fällen war die Einleitung eines Streitschlichtungsverfahrens erforderlich.

Die Zusammenarbeit mit dem Beschwerdemanagement gestaltete sich im Berichtsjahr zunehmend schwierig, da Stellungnahmen nur in vereinzelten Fällen zeitgerecht einlangten. In der überwiegenden Anzahl der Anfragen war eine mehrmalige Urgenz der Stellungnahmen erforderlich. In einem Streitschlichtungsverfahren wurde trotz Vorliegen des Verfahrenseinleitungsschreibens und der damit verbundenen Aufschiebung der Fälligkeit der in Rechnung gestellten Beträge die Abschaltung der Strombezugsanlage durchgeführt.

Hauptthema der Anfragen an die Energie Graz stellen mit rund 26% der gesamten Anfragen die Beschwerden wegen Strom- und Gasabschaltungen dar. In einigen Fällen konnte aus den Stellungnahmen im Schlichtungsverfahren festgestellt werden, dass die Strom- und Gasrechnungen pünktlich bezahlt worden waren; die Einstellung der Strom- bzw. Gaszufuhr aber mit Rückständen aus Fernwärmerechnungen begründet wurde. In weiteren Fällen wurde die Abschaltung mit Forderungen aus länger zurückliegenden Strom- bzw. Gasbezugsverträgen in Zusammenhang gebracht; auf Nachfragen der Schlichtungsstelle stellte sich heraus, dass diese Forderungen längst verjährt waren und daher nicht als Begründung für die Abschaltung herangezogen werden konnten. In einem weiteren Fall wurde einer Kundin als Vertragspartnerin der Energie Graz trotz pünktlicher Begleichung aller Rechnungen mit der Einstellung der Stromzufuhr gedroht, weil gegen den im gemeinsamen Haushalt lebenden Lebensgefährten offene Forderungen bestanden.



Steweag-Steg GmbH/Stromnetz Steiermark GmbH

Im Berichtsjahr wandten sich 94 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 in bewährter guter Weise funktioniert. Die Unternehmen waren sowohl bei den Verfahren als auch bei den sonstigen Anfragen größtenteils um eine rasche Antwort bemüht.

Themenmäßig verteilen sich die Anfragen in ausgewogener Weise auf Beschwerden zur Verbrauchshöhe, Zählerstandsermittlung und Lieferantenwechsel. Im Vergleich zum Vorjahr, wo die Schlichtungsstelle regelmäßig wegen Prepaymentzählern befragt wurde, gab es im Berichtsjahr nur mehr wenige Anfragen zu diesem Thema.

Auffallend hingegen waren die Anfragen zu Nachverrechnung wegen einer Funktionsstörung der Doppeltarifzähler im Hinblick auf die Erfassung der Hoch- und Niedertarifzeiten. Hier lag offensichtlich eine Störung der Rundsteuerempfänger vor, weswegen nur eine Tarifzeit erfasst wurde und daher nach Auffinden der Funktionsstörung Nachverrechnungen ausgestellt wurden.

Verbund AG

Die Anzahl der Anfragen Verbund AG betreffend blieb im Vergleich zum Vorjahr mit 198 Anfragen konstant auf hohem Niveau. Während im letzten Jahr vor allem Anfragen zur Preiserhöhung vorherrschend waren, verteilten sich die Anfragen heuer ungefähr zu je einem Drittel auf Fragen zum Lieferantenwechsel, Fragen zu Preisen und Fragen zu Verbrauchssteigerung und Zählerstandsermittlung. Viele Verbund-AG-Anfragen konnten schließlich nur durch Anfragen beim Netzbetreiber gelöst werden, weil ja der Energielieferant nur die Ablesedaten des Netzbetreibers zur Verrechnung bringt. Einige Verbund-Beschwerden stellten sich daher im Ergebnis als Anfragen zur Zählerstandsermittlung des jeweiligen Netzbetreibers heraus. Die Zusammenarbeit mit den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern von Verbund AG funktionierte auch im Berichtsjahr sehr gut.

Goldgas GmbH

Ein rasantes Ansteigen der Anfragen zum Lieferantenwechsel konnte die Schlichtungsstelle mit dem Tätigwerden von Goldgas am Endkundenmarkt im September 2011 registrieren. Ausgelöst durch die Meldung in den deutschen Medien über die kurzfristigen Zahlungsschwierigkeiten der deutschen Muttergesellschaft von Goldgas, informierten sich auch viele österreichische Kunden über die Bonität und Erfahrungen mit dem neuen Anbieter am Endkundenmarkt. Anlaufschwierigkeiten gab es bei der Abwicklung des Lieferantenwechselprozesses an sich, wobei sich viele Kunden über den verspäteten Versorgungsbeginn durch Goldgas beklagten. Aus Sicht der Schlichtungsstelle war Goldgas zu Beginn der Akquisitionstätigkeit durch die Menge der einlangenden Verträge schlicht und einfach überfordert. Darüber hinaus mussten erst grundsätzliche Erfahrungen mit der Abwicklung des Lieferantenwechsels gemacht werden. Gegen Jahresende konnte bereits eine Verbesserung in der Abwicklung und vor allem eine schnellere Reaktion auf Kundenanfragen festgestellt werden.

KELAG und Kelag Netz GmbH

95 Anfragen betrafen im Berichtsjahr den Netzbetreiber Kelag Netz GmbH bzw. den österreichweit anbietenden Energielieferanten KELAG. Die Zusammenarbeit mit dem Beschwerdemanagement funktioniert sehr gut.

Vorherrschendes Thema im Berichtsjahr waren Anfragen und Beschwerden zu den Energiepreisen und hier im Speziellen zu der Gaspreiserhöhung per 1. Jänner 2012. Diese Preiserhöhung verärgerte vor allem jene Kunden, die der Preiserhöhung der Energie-Allianz Gruppe per 1. Oktober 2011 widersprochen und in der Folge einen Energieliefervertrag bei Kelag unterschrieben hatten. Diese Kunden wurden bereits vor dem Versorgungsbeginn ab 1. Jänner 2012 mit der Preiserhöhung konfrontiert. Kelag vertrat hier den Standpunkt, dass trotz Übermittlung eines Vertragsanbotes durch den Kunden im September 2011 im November noch immer kein Vertrag zustande gekommen sei, da Kelag den betroffenen Kunden noch kein schriftlich unterfertigtes Vertragsexemplar übermittelt hatte und daher die Preiserhöhung als neues Vertragsangebot der Kelag an den Kunden zu werten sei. Die E-Control hat in diesem Zusammenhang ein Schreiben an Kelag gerichtet, wonach die Behörde ihre Ansicht zum Ausdruck brachte, dass bereits mit Übermittlung des Willkommenschreiben ein Vertragsverhältnis zustande gekommen sei und daher der Kunde ab Versorgungsbeginn Anspruch auf den bei Vertragsantrag gültigen Preis habe. Die Kelag lenkte ein, gewährte allen Kunden das Widerspruchsrecht gegen die Preiserhöhung und bot die Wiederversorgung zum ursprünglichen Preis bis 31. März 2012 an.



INTERNATIONALE MITARBEIT ENDKUNDENTHEMEN – DIE ARBEIT FÜR KONSUMENTEN IM RAHMEN VON CEER

Die E-Control ist in der europäischen Vereinigung der Regulatoren (CEER – Council of European Energy Regulators) vertreten. Im Rahmen von CEER beschäftigt sich die Retail Markets and Customer Working Group mit konsumentenrelevanten Themen.

Diese Arbeitsgruppe unterteilt sich einerseits in die Customer Empowerment (CEM) Task Force, die sich um Themen rund um den Schutz und die Stärkung von Energiekonsumenten kümmert, sowie andererseits die Retail Market Functioning Task Force, die sich den Themen Analyse und Design des Endverbrauchermarktes sowie Smart Metering widmet.

Auf allen Ebenen sowie in sämtlichen Arbeitsgruppen und Task Forces sind Experten der E-Control involviert und leisten so einen wichtigen Beitrag zu einer besseren Zusammenarbeit der europäischen Regulatoren.

Folgende Berichte wurden im vergangenen Jahr im Rahmen der Retail Markets and Customer Working Group erarbeitet und veröffentlicht:

- > Benchmarking Report on the Roles and Responsibilities of NRAs in Customer Empowerment and Protection as of 1 January 2011

Dieser Bericht beschreibt die momentane Situation und hebt die Aktivitäten in Richtung Stärkung der Konsumenten und Konsumentenschutz der Regulatoren hervor. Dies beinhaltet auch deren Arbeit mit der Branche, Konsumentenorganisationen und öffentlichen Institutionen. Weiters gibt der Bericht einen Einblick in die Ressourcen, die Regulatoren für konsumentenrelevante Aktivitäten zur Verfügung haben.

- > Draft Advice on Price Comparison Tools

Beim dritten Citizens' Energy Forum in London 2010 präsentierte die Europäische Kommission eine Studie, die die Vorteile des liberalisierten Energiemarktes für Konsumenten der 27 Mitgliedstaaten darstellt. Eines der wichtigsten Ergebnisse der Studie war, dass viele Konsumenten keinen Zugang zu neutraler, objektiver Information haben, die sie stärkt und ihnen eine aktive Rolle in einem liberalisierten Energiemarkt gibt, sei es durch einen Produkt- oder Lieferantenwechsel. In einigen Fällen wurde die Information zwar sehr wohl zur Verfügung gestellt, jedoch hatten Konsumenten Probleme, diese zu finden.

Basierend auf diesen Erkenntnissen, schloss die Europäische Kommission, dass der einfache Zugang zu neutraler, objektiver Information ausschlaggebend für die weitere Entwicklung eines europäischen Energiemarktes ist und bat CEER, ein Dokument vorzubereiten, wie diese Informationen Konsumenten zur Verfügung gestellt werden sollen. CEER präsentierte daraufhin im Oktober 2011 17 Empfehlungen zum Aufbau von Preisvergleichstools und zur Darstellung der Information für Konsumenten.

- > Status Review of the Implementation of the Guidelines of Good Practice on Complaint Handling, Reporting and Classification as of 1 January 2011

Durch das Dritte Paket wurde dem Thema Beschwerdebehandlung breiter Raum gegeben. Dem Rechnung tragend, hat CEER Empfehlungen für Beschwerden sowohl für die Unternehmen der Energiebranche als auch für unabhängige Beschwerdestellen erarbeitet. Der aktuelle Bericht bietet einen Überblick über den Stand der Umsetzung in den Mitgliedstaaten.

- > Guidelines of Good Practice on Retail Market Design with a Focus on Supplier Switching and Billing

Diese Guidelines of Good Practice sollen das Handbuch zum Marktdesign, das von einer Arbeitsgruppe der Europäischen Kommission entwickelt und auf dem dritten Citizens' Energy Forum 2010 präsentiert wurde, ergänzen. Zusätzlich wurde dieses Dokument einer öffentlichen Konsultation unterzogen und die Beiträge von 57 Stakeholdern eingearbeitet.

Um als Konsument im Energiemarkt aktiv zu werden, muss grundlegende Information über Marktfunktionalitäten und Konsumentenrechte verfügbar und leicht verständlich sein. Die Schnittstelle zum Konsumenten sollte sich für diesen einfach und intuitiv gestalten. Vor allem Lieferanten sollten transparente, umfangreiche und leicht verständliche Information an Konsumenten weitergeben und mit Anfragen und Beschwerden prompt und effizient umgehen.

Da ein Markt aus einer Anzahl verschiedenster Prozesse besteht, hat CEER sich entschlossen, den Fokus auf zwei Bereiche, nämlich den Lieferantenwechsel und die Rechnungslegung zu legen. Diese gelten als relevanteste Prozesse, da hier der Konsument den häufigsten Kontakt mit dem Energiemarkt hat. Wenn diese Prozesse gut gestaltet sind und funktionieren, kann sich der Konsument positiv im Energiemarkt engagieren, mit dem Ergebnis, dass Vertrauen und Beteiligung geschaffen werden.



> Advice on the Take-off of a Demand Response Electricity Market with Smart Meters

Mit diesem Dokument zielt CEER darauf ab, die Implementierung von Demand Response bei Haushaltskunden und KMUs voranzutreiben. In diesem Dokument werden die Rollen und Verantwortlichkeiten für verschiedene Stakeholder dargelegt, um Demand Response zu realisieren. Zusätzlich werden Voraussetzungen dafür ausführlich dargestellt. Somit kann das Dokument auch als Checkliste verwendet werden.

> 4th Citizens' Energy Forum in London am 26. und 27. Oktober 2011

Die von CEER erstellten Berichte und Dokumente fließen in das von der Europäischen Kommission ins Leben gerufene Citizens' Energy Forum ein, das jährlich im Herbst in London tagt. Ziel des Forums ist es, Beiträge zur künftigen Entwicklung der Energieliberalisierung hinsichtlich Konsumentenrechten zu liefern.

Der besondere Fokus des Forums lag auf der Entwicklung eines auf Wettbewerb beruhenden Marktes, von dem die Konsumenten profitieren können. Alle Redner der Eröffnungssitzung betrachteten den Konsumenten als Zentrum europäischer Energiepolitik und betonten die Wichtigkeit des Citizens' Energy Forum im Bezug darauf. Zusätzlich betonten sie die Wichtigkeit, intensiv mit Konsumentenvertretungen in Europa zusammenzuarbeiten.

Twinningprojekte der E-Control

Allgemein

Twinningprojekte (Verwaltungspartnerschaften) sind eine Initiative der Europäischen Kommission, die die Stärkung der Kapazitäten des Verwaltungsapparates in EU-Kandidaten- und -Bewerberländern sowie in Ländern der europäischen Nachbarschaftspolitik zum Ziel hat. In einem Twinningprojekt arbeiten Expertinnen und Experten von Institutionen im öffentlichen Sektor in Mitgliedstaaten über einen längeren Zeitraum mit ähnlichen Institutionen im Partnerland zusammen, um vor Ort konkrete Fragestellungen zu lösen und so zur Verbesserung der administrativen Strukturen in den Zielländern beizutragen. Eine derartige Zusammenarbeit dient als wesentliche Grundlage für die Unterstützung bei der Umsetzung der im Acquis communautaire definierten Erfordernisse, damit der Beitritts- oder Angleichungsprozess erleichtert und beschleunigt wird.

Twinningprojekte werden von der Europäischen Kommission finanziert und für alle Bereiche der öffentlichen Verwaltung ausgeschrieben; die E-Control bringt sich seit 2007 aktiv in Twinningprojekte im Energiebereich ein.

Institutionelle Stärkung in Mazedonien

Im Jänner 2010 begann die Umsetzung eines Twinningprojekts in Skopje durch die E-Control gemeinsam mit der österreichischen Agentur für Europäische Integration und wirtschaftliche Entwicklung (AEI), EXAA und TÜV. Das Projekt hatte ein EU-Budget von Euro 600.000 zur Verfügung und beschäftigte sich unter dem Titel „Institutional Strengthening of the Energy Regulatory Commission“ mit den vier Themenbereichen Überwachung der Lizenzierung, Marktaufsicht, Optimierung interner Prozesse und Zusammenarbeit mit anderen Institutionen. Gegen Ende der 16-monatigen Laufzeit wurde das Projekt mit einer öffentlichen Veranstaltung in Skopje im April 2011 erfolgreich abgeschlossen.³¹

IT-Landschaft in Algerien

Twinningprojekte werden EU-seitig oftmals auch von mehreren Behörden gemeinsam durchgeführt, um eine optimale Zusammenstellung der Expertise für das Empfängerland zu erzielen. In diesem Zusammenhang wurde die E-Control von der französischen Regulierungsbehörde CRE gebeten, zu einem 1,2-Millionen-Euro-Projekt mit dem algerischen Energieregulator beizutragen. Der Schwerpunkt aus österreichischer Sicht liegt im IT- und Telekommunikationsbereich, der eine eigene Projektkomponente bildet. Das Projekt ist auf zwei Jahre angesetzt, wobei mit der Umsetzung voraussichtlich in der ersten Jahreshälfte 2012 begonnen wird.



Energiemarkt in Kroatien

Nach dem Ende des Mazedonien-Projektes erhielt die E-Control auch den Zuschlag für ein Twinningprojekt zum kroatischen Energiemarkt. Mit einem Budget von Euro 500.000 handelt es sich hier um ein eher kleineres Twinning. Auf österreichischer Seite arbeitet die E-Control für dieses Projekt eng mit der Energieagentur zusammen, wobei auch Beiträge des BMWFJ und der EXAA vorgesehen sind. Auf kroatischer Seite wird das Projektteam vom dortigen Energieministerium und vier weiteren Partnern gebildet.

Inhaltlich wird nach einer eingehenden Analysephase besonderes Augenmerk auf die Entwicklung eines funktionierenden Energiemarktes in Kroatien und eine verstärkte Marktöffnung gelegt; begleitend dazu wird es laufend Informationsveranstaltungen für kroatische Marktteilnehmer geben. Zeitlich liegt das Projekt mit einer zwölfmonatigen Laufzeit und voraussichtlichem Implementierungsstart im zweiten Quartal 2012 im unmittelbaren Vorfeld des EU-Beitritts von Kroatien.

Anreizregulierung in Georgien

Zeitlich etwas versetzt wird die E-Control außerdem im Rahmen eines weiteren Twinning unter Beteiligung der EXAA und der deutschen Bundesnetzagentur die georgische Energieregulierungsbehörde GNERC bei der Entwicklung eines Anreizregulierungssystems unterstützen. Mit der Durchführung dieses Projektes wurde die E-Control im November 2011 beauftragt, woraus sich ein Beginn der Umsetzung mit Mitte 2012 abzeichnet.

Mit einem EU-Budget von Euro 1.100.000 beschäftigt sich das Projekt mit den Teilaspekten der Anreizregulierung, um diese nach europäischem Vergleich zu einem Ansatz für das georgische System zusammenzuführen. In dieses sollen auch Aspekte der Versorgungsqualität mit einfließen.

Mit diesen Projekten ist die E-Control mittlerweile in drei Twinningregionen – Kandidatenländer; Länder des südlichen Mittelmeerraumes; Neue Unabhängige Staaten – vertreten.

Zur optimalen Nutzung von Synergien zwischen den Projekten wurde 2011 mit www.e-twinning.at ein Portal mit Informationen zu allen Twinningaktivitäten der E-Control geschaffen. Interne Bereiche auf der Seite ermöglichen es den jeweiligen Projektteilnehmern, alle relevanten Dokumente, Präsentationen, Fortschritte etc. einzusehen und herunterzuladen. Die Website hat sich mittlerweile als erfolgreiches Kommunikationstool etabliert und wird bei der Europäischen Kommission als Best Practice betrachtet.

Jahresabschluss der Energie-Control Austria 2011

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2011		
	Stand am 31.12.2011 €	Stand am 3.3.2011 €
Aktiva:		
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	1.165.467,58	1.306.422,67
II. Sachanlagen	1.300.067,01	1.025.714,74
	2.465.534,59	2.332.137,41
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte:		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	19.136,36	21.586,71
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	195.597,36	155.711,74
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon aus Steuern: TS 238 € Vorjahr: TS 95 €)	288.059,52	160.414,87
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	2.894.871,13	2.951.114,56
	3.397.664,37	3.288.827,88
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	400.206,59	448.551,28
D. Sondervermögen:		
1. Kraft-Wärme-Kopplung gemäß § 13 ÖkostromG	64.527.581,93	63.632.025,24
2. Stranded Costs gemäß § 69 EIWOG	5.549.856,36	5.474.628,74
3. Ausgleichszahlungen gemäß § 25 EIWOG	547,43	556,37
4. Ausgleichszahlungen gemäß § 23c GWG	6.322,78	6.196,01
	70.084.308,50	69.113.406,36
SUMME Aktiva:	76.347.714,05	75.182.922,93

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2011

Passiva:	Stand am 31.12.2011 €	Stand am 3.3.2011 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
I. Rücklage nach §33 E-ControlG	15.973,17	0,00
III. Bilanzgewinn	4.000,00	0,00
	54.973,17	35.000,00
B. Unversteuerte Rücklagen:		
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen	179.939,20	97.753,13
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	184.361,49	398.361,99
2. Sonstige Rückstellungen	941.945,00	1.028.193,95
	1.126.306,49	1.426.555,94
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	976.154,18	217.836,46
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon aus Steuern: TS 0 € Vorjahr: TS 26 €, davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 159 € Vorjahr: TS 322 €)	3.926.032,51	4.292.371,04
	4.902.186,69	4.510.207,50
E. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	70.084.308,50	69.113.406,36
SUMME Aktiva:	76.347.714,05	75.182.922,93

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG FÜR DEN ZEITRAUM 3.3.-31.12.2011		
	3.3.2011- 31.12.2011 €	1.1.2011- 2.3.2011 €
	1. Umsatzerlöse:	
	a) Erlöse Strommarktliberalisierung	10.215.315,22
	b) Erlöse Gasmarktliberalisierung	2.049.783,15
	c) abz. Erlösschmälerungen Budgetvortrag	3.302.520,47
		0,00
406,12%		13.517.835,69
	2. Sonstige betriebliche Erträge	
	a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	598,90
	b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	900,00
	c) übrige	60.893,38
125,01%		371.031,17
	3. Personalaufwand	
	a) Gehälter	-5.472.908,80
	b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiterversorgungskassen	-1.080.415,02
	c) Aufwendungen für Altersversorgung	-333.274,26
	d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	-227.078,73
	e) Sonstige Sozialaufwendungen	-1.077.987,08
385,77%		-7.162.685,52
	4. Abschreibungen:	
589,51%	Auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-1.004.590,07
	5. Sonstige betriebliche Aufwendungen	
	a) Steuern, soweit sie nicht unter Ziffer 11 fallen	-2.840,43
	b) übrige (davon betreffend Sondervermögen TS 9 €)	-1.890,82
362,98%		-5.657.653,99
		-5.660.494,42
-962,46%	6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	61.096,85
		-7.084,02



	3.3.2011- 31.12.2011 €	1.1.2011- 2.3.2011 €	
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend Sondervermögen TS 1.229 €)	1.262.812,37	148.381,79	751,06%
8. Zinsen und ähnliche Aufwendungen			
a) Zinsaufwand	0,00	0,00	
b) An Begünstigte weitergeleitete Zinserträge	-1.220.183,98	-142.640,58	
	-1.220.183,98	-142.640,58	755,43%
9. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 8	42.628,39	5.741,21	642,50%
10. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	103.725,24	-1.342,81	-7.824,49%
11. Steuern vom Einkommen	-1.566,00	-812,00	
12. Jahresüberschuss/-fehlbetrag	102.159,24	-2.154,81	-4.840,99%
13. Auflösung unverteuerter Rücklagen	82.355,85	8.150,98	
14. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-164.541,92	-5.327,68	
15. Zuweisung zu Gewinnrücklagen	-15.973,17	0,00	
16. Jahresgewinn	4.000,00	668,49	498,36%
17. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	0,00	40.931,44	
18. Bilanzgewinn	4.000,00	41.599,93	-90,38%

Anhang der Energie-Control Austria, 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 Verlustrechnung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen.

Die Gewinn- und Verlustrechnung 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 Verlustrechnung (Zinsähnliche Erträge und Aufwendungen) gesondert ausgewiesen.

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

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

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

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

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Rumpfgeschäftsjahr 2011 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und 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.

Hinsichtlich der Bewertung der Vorräte an Drucksorten und sonstigem Büromaterial wur-

de vom Bewertungsvereinfachungsverfahren des § 209 Abs. 1 UGB (Festwert) Gebrauch gemacht.

Bei der Bemessung der Rückstellungen wurden entsprechend den gesetzlichen Erfordernissen alle erkennbaren Risiken und drohenden 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 Berichtszeitraum ist im Anlagenspiegel angeführt (vergleiche Anlage 1 zum Anhang). Die Zugänge des Rumpfgeschäftsjahres im Anlagevermögen betreffen im Wesentlichen EDV-Soft- und -Hardware sowie Investitionen in die Büroinfrastruktur der Energie-Control Austria (bauliche Investitionen).

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt TS 699 € für das Geschäftsjahr 2012. Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten 5 Jahre betragen TS 2.098 €.

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 20,95 € 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 22,02 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

SONDERVERMÖGEN

Im Bilanzposten Sondervermögen sind liquide Mittel und kurzfristige Veranlagungen mit einer Laufzeit bis 3 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

Die Unterstützungsbeiträge zur Förderung der KWK-Anlagen werden gemäß § 8 KWK-Gesetz iVm § 23 ÖSG von der Energie-Control Austria nach bescheidmäßiger Feststellung der Höhe des Unterstützungstarifs durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend an die begünstigten Anlagenbetreiber ausbezahlt.

Stranded Costs

Auf gesetzlicher Grundlage des § 69 EIWOG (gemäß § 109 Abs. 2 EIWOG 2010, ist diese Bestimmung nicht per 3. März 2011 außer Kraft getreten) 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 idF BGBl II Nr. 311/2005) für den Zeitraum vom 1.10.2001 bis zum 30.6.2006. Gemäß § 5 Abs. 4 E-ControlG ist die Energie-Control Austria 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 Austria 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. Die Aufteilung hat erforderlichenfalls durch Ausgleichszahlungen zu erfolgen (§ 25 EIWOG sowie § 23c GWG). Gemäß § 12 Abs. 3 E-RBG ist die Energie-Control Austria ermächtigt, die Zahlungsmodalitäten per Verordnung festzulegen. Die verordneten Ausgleichszahlungen werden von der Energie-Control Austria im Sinne des Gesetzes eingehoben und weitergeleitet. Gemäß der Rechtslage bevor Inkrafttreten des EIWOG 2010 und des E-Control-Gesetzes im März 2011 und des GWG 2011 im November 2011 waren diese Regelungen für den Umgang mit Ausgleichszahlungen relevant. Eine Berücksichtigung im Jahresabschluss 2011 hat insofern für den Zeitraum vor Inkrafttreten der neuen Rechtslage sowie für eventuell bestehende „Altlasten“ zu erfolgen.

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:

	31.12.2011	2.3.2011
	€	€
Erstellung des Geschäftsberichts	85.000,00	18.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	29.600,00	90.875,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	280.186,00	365.185,16
Prämien Mitarbeiter	495.474,00	173.202,26
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	23.788,00	39.142,50
Sonderzahlungen Mitarbeiter	0,00	169.347,34
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	27.897,00	152.011,00
Zeitausgleichsguthaben und Überstunden	0,00	20.430,69
	941.945,00	1.028.193,95

VERBINDLICHKEITEN

Die Restlaufzeit aller Verbindlichkeiten beträgt weniger als 1 Jahr. Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 158,89 € enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Die im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesenen „Erhaltenen Anzahlungen“ in Höhe von TS 3.706,61 € resultieren aus der Umwidmung des Stammkapitals sowie Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH per 2.3.2011 in eine Vorauszahlung. Diese Vorauszahlung dient zur Verrechnung der von der Republik Österreich gemäß § 32 Abs. 6 E-ControlG an die Energie-Control Austria in Folgejahren zu leistenden Beiträge im Rahmen der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Die konkret von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben sowie die dafür anfallenden und mit der „Erhaltenen Anzahlung“ zu verrechnenden Kosten werden jährlich, unter Bedachtnahme der Liquiditätserfordernisse der Energie-Control Austria, zwischen der Republik Österreich sowie der Energie-Control Austria abgestimmt und zur Verrechnung gebracht.

VERPFLICHTUNGEN AUS SONDERVERMÖGEN

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

Erläuterungen zur Gewinn-und-Verlust-Rechnung

Aufgrund der Umwandlung der Energie-Control GmbH mit Stichtag 2.3.2011 in die Energie-Control Austria ist eine Vergleichbarkeit mit den Zahlen des vorangegangenen Rumpfgeschäftsjahres nur bedingt möglich.

UMSATZERLÖSE		
	3.3.2011–31.12.2011	1.1.2011–2.3.2011
	€	€
Erlöse Strommarktliberalisierung	10.215.315,22	2.049.783,15
Erlöse Gasmarktliberalisierung	3.302.520,47	662.676,81
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	0,00	-41.605,11
	13.517.835,69	2.670.854,85

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE		
	3.3.2011–31.12.2011	1.1.2011–2.3.2011
	€	€
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	598,90	900,00
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	60.893,38	7.149,79
c) Übrige	309.538,89	156.845,38
	371.031,17	164.895,17

PERSONALAUFWAND		
	3.3.2011–31.12.2011	1.1.2011–2.3.2011
	€	€
a) Gehälter	5.472.908,80	1.080.415,02
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	333.274,26	23.638,67
c) Aufwendungen für Altersversorgung	227.078,73	36.183,92
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.077.987,08	327.358,08
e) Sonstige Sozialabgaben	51.436,65	6.910,89
	7.162.685,52	1.474.506,58



AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN

	3.3.2011-31.12.2011 €	1.1.2011-2.3.2011 €
Veränderung Abfertigungsrückstellung	28.060,85	0,00
Freiwillige Abfertigung	53.583,94	0,00
Gesetzliche Abfertigung	183.348,42	0,00
Mitarbeitervorsorgekasse	68.281,05	23.638,67
	333.274,26	23.638,67

MITARBEITER

	zum 31.12.2011	durchschnittlich	zum 2.3.2011	durchschnittlich
Vorstand	2,0	2,0	0,0	0,0
Geschäftsführer	0,0	0,0	1,0	1,0
Angestellte	103,0	102,2	94,0	88,9
	105,0	104,2	95,0	89,9

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

	3.3.2011-31.12.2011 €	1.1.2011-2.3.2011 €
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	2.840,43	1.890,82
b) Übrige	5.657.653,99	1.220.740,54
	5.660.494,42	1.222.631,36

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

	3.3.2011-31.12.2011 €	1.1.2011-2.3.2011 €
Zinserträge	33.960,59	4.079,28
Zinserträge Kraft-Wärme-Kopplung	1.137.937,02	134.879,68
Zinserträge Stranded Costs	90.702,07	9.420,10
Zinserträge Ausgleichszahlungen Steiermark	0,86	0,13
Zinserträge Ausgleichszahlungen Oberösterreich	211,83	2,60
	1.262.812,37	148.381,79

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

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	3.3.2011-31.12.2011	1.1.2011-2.3.2011
	€	€
An Begünstigte weitergeleitete Zinserträge		
Zinsaufwand Kraft-Wärme-Kopplung	-1.135.239,09	-134.529,64
Zinsaufwand Stranded Costs	-88.699,70	-8.733,07
Zinsaufwand Ausgleichszahlungen Steiermark	1.011,63	202,69
Zinsaufwand Ausgleichszahlungen Oberösterreich	2.743,18	419,44
	-1.220.183,98	-142.640,58

Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers im Zeitraum 3.3.2011 bis 31.12.2011 setzen sich wie folgt zusammen:

Prüfungsentgelt	€ 23.000
Steuerberatungsleistungen	€ 23.325
Sonstige Leistungen	€ 41.610

Ergänzende Angaben

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat im Zeitraum 3.3.2011 bis 31.12.2011 betrugen insgesamt € 11.745.



ORGANE DER GESELLSCHAFT

Vorstand:

DI Walter Boltz

Ing. Mag. (FH) Martin Graf, MBA

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Zeitraum 3.3.2011 bis 31.12.2011 folgende

Personen tätig:

Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß

(Vorsitzender)

Dr. Georg Obermeier

(Stellvertreter des Vorsitzenden)

Mag. Sylvia Hofinger

Mag. Gunda Kirchner

Vertreter des Betriebsrates:

Ing. Martin Brozka

Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 27. Jänner 2012

Der Vorstand

DI Walter Boltz

Ing. Mag. (FH) Martin Graf, MBA

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2011				
	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 3.3.2011 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	17.659,83	706,41	0,00	0,00
2. EDV-Software	3.110.144,39	364.366,86	247.502,00	0,00
3. Geleistete Anzahlungen	247.502,00	0,00	-247.502,00	0,00
	3.375.306,22	365.073,27	0,00	0,00
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	633.959,89	25.186,12	0,00	0,00
2. Geschäftsausstattung	1.029.920,85	51.416,51	0,00	3.955,93
3. EDV-Hardware	1.553.266,42	479.779,18	0,00	5.314,72
4. Personenkraftwagen	69.517,44	54.314,40	0,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	636.038,37	164.541,92	0,00	9.140,92
	3.922.702,97	775.238,13	0,00	18.411,57
SUMME	7.298.009,19	1.140.311,40	0,00	18.411,57

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN		
	Stand am 3.3.2011 €	Zuführung €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:		
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2008	11.938,51	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2009	23.963,78	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2010	56.745,15	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2011	5.105,69	164.541,92
	97.753,13	164.541,92



ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2011

	kumulierte Abschreibungen €	Buchwert 31.12.2011 €	Buchwert 2.3.2011 €	Abschreibungen des Geschäftsjahres €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	15.046,08	3.320,16	3.704,17	1.090,42
2. EDV-Software	2.559.865,83	1.162.147,42	1.055.216,50	504.937,94
3. Geleistete Anzahlungen	0,00	0,00	247.502,00	0,00
	2.574.911,91	1.165.467,58	1.306.422,67	506.028,36
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	443.844,89	215.301,12	245.350,67	55.235,67
2. Geschäftsausstattung	706.213,46	371.167,97	424.544,91	104.793,45
3. EDV-Hardware	1.541.597,26	486.133,62	258.066,03	249.986,34
4. Personenkraftwagen	76.306,74	47.525,10	0,00	6.789,30
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	611.500,17	179.939,20	97.753,13	81.756,95
	3.379.462,52	1.300.067,01	1.025.714,74	498.561,71
SUMME	5.954.374,43	2.465.534,59	2.332.137,41	1.004.590,07

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN

	Auflösung durch Zeitablauf €	Auflösung durch Ausscheidung €	Stand am 31.12.2011 €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:			
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2008	11.938,51	0,00	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2009	10.883,28	598,90	12.481,60
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2010	16.689,75	0,00	40.055,40
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2011	42.245,41	0,00	127.402,20
	81.756,95	598,90	179.939,20



Lagebericht der Energie-Control Austria

für das Rumpfgeschäftsjahr 3. März 2011 – 31. Dezember 2011

Einleitung

Mit dem am 3. März 2011 in Kraft getretenen Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010, erfolgte organisatorisch und rechtlich eine Neuordnung der Energieregulierung. Zur Besorgung der Regulierungsaufgaben im Bereich der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft wurde mit 3. März 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 es auch die Energie-Control GmbH war – ein Unternehmen im Sinne des UGB und wurde am 8. April 2011 im Firmenbuch beim Handelsgericht Wien protokolliert.

Die bisher von der Energie-Control GmbH und der Energie-Control Kommission wahrgenommenen Aufgaben gingen mit Inkrafttreten des Energie-Control-Gesetzes auf die neue Regulierungsbehörde über. Neben dem EIWOG 2010, BGBl. I Nr. 110/2010 – dem Materiengesetz für den Elektrizitätsbereich, das ebenfalls am 3. März 2011 in Kraft getreten ist – wurde am 21. November 2011 das neue GWG 2011 kundgemacht; zeitgleich wurden auch Änderungen im Energie-Control-Gesetz vorgenommen, die jedoch keiner weiteren Ausführungen bedürfen. Sowohl das EIWOG 2010 als auch das GWG 2011 setzten das sogenannte 3. Energie-Binnenmarktpaket um. Damit verbunden sind unter anderem zusätzliche Regulierungsaufgaben und eine Internationalisierung der behördlichen Tätigkeiten.

Mit Ablauf des 2. März 2011 wurde somit die Energie-Control GmbH im Wege der Gesamtrechtsnachfolge in die Energie-Control Austria umgewandelt und besteht seither als diese weiter. Der Vorstand der Energie-Control Austria wurde vom Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend mit 25. März 2011 bestellt.

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Die Umsetzung des 3. Energie-Binnenmarktpakets und das neue Energie-Control Gesetz haben zu sichtbaren, umfangreichen Änderungen und zusätzlichen Aufgaben im Regulierungsbereich der Energie-Control Austria geführt. Bis zum Inkrafttreten der neuen gesetzlichen Regelungen wurde entsprechend auf Basis der bereits bestehenden Rechtslage gearbeitet.

Auf Basis des Ökostromgesetzes, dessen Neufassung (Ökostromgesetz 2012, BGBl. I Nr. 75/2011) erst in einem Teilbereich in Kraft getreten ist, wurden für die Antragsjahre 2008 und 2009 insgesamt 4.004 Anträge gestellt wovon 97% bereits abgeschlossen wurden. Mit Ende des Jahres 2011 wurden insgesamt Euro 46,48 Mio. Ökostrommehraufwendungen rückerstattet. Für das Antragsjahr 2010 wurden im Jahr 2011 weitere 1.442 Anträge eingereicht, sodass insgesamt 5.446 Anträge auf Rückerstattung von Ökostrommehraufwendungen gestellt wurden.

FINANZIELLE KENNZAHLEN DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

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

KAPITALSTRUKTURANALYSE	
	Zeitraum 3.3.2011-31.12.2011
1. Fiktive Schuldtilgungsdauer	
Rückstellungen	1.126.306,49
+ Verbindlichkeiten (ohne Sondervermögen)	4.902.186,69
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0,00
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-2.894.871,13
Zwischensumme	3.133.622,05
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	103.725,24
- Steuern	-1.566,00
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	1.004.590,07
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0,00
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	574,68
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	-214.000,50
Mittelüberschuss aus dem EGT	893.323,49
= Fiktive Schuldtilgungsdauer	3,51 Jahre
2. Eigenmittelquote	Zeitraum 3.3.2011-31.12.2011
Eigenkapital	54.973,17
+ Unversteuerte Rücklagen	179.939,20
bereinigtes Eigenkapital	234.912,37
Gesamtkapital (ohne Sondervermögen)	6.263.405,55
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0,00
= Eigenmittelquote	3,75%



LIQUIDITÄTSANALYSE	
	Zeitraum 3.3.2011–31.12.2011
1. Working Capital Ratio*	
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	3.797.870,96
kurzfristige Passiva	5.844.131,69
= Working Capital Ratio	64,99%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad*	
	Zeitraum 3.3.2011–31.12.2011
Rückstellungen	1.126.306,49
+ Verbindlichkeiten (ohne Sondervermögen)	4.902.186,69
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0,00
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-2.894.871,13
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-195.597,36
- sonstige Forderungen	-288.059,52
= Effektivverschuldung	2.649.965,17
Cashflow aus dem Ergebnis	1.082.318,50
= Dynamischer Verschuldungsgrad	2,45 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sondervermögens

KAPITALFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDERVERMÖGEN	
	3.3.2011-31.12.2011
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	103.725
+ Abschreibung	1.004.590
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang vom Anlagevermögen	575
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang von Finanzanlagen	0
+/- Veränderung langfristige Rückstellungen	-214.001
-/+ Veränderung der Vorräte	2.450
-/+ Veränderung Forderungen Lieferungen und Leistungen	-39.886
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	-127.645
-/+ Veränderung aktive Rechnungsabgrenzungsposten	48.345
+/- Veränderung kurzfristige Rückstellungen	-86.249
+/- Veränderung Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	758.318
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	-366.339
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.083.885
Steuern vom Einkommen und Ertrag	-1.566
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	1.082.319
+/- Einzahlungen aus dem Abgang vom Anlagevermögen (ohne FAV)	1.749
+/- Einzahlungen aus dem Abgang von Finanzanlagen	0
- Investitionen in das Anlagevermögen (ohne FAV)	-1.140.311
- Investitionen in das Finanzanlagevermögen	0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-1.138.562
+/- Veränderung Bank- und Finanzierungsverbindlichkeiten	0
+/- Zuschüsse/Entnahmen Eigenkapital	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	0
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes	
+/- Veränderung Kassa/Bank	-56.242
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	0
Veränderung liquider Mittel	- 56.242
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	2.951.115
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	2.894.872



Aufgrund der fehlenden Gewinnorientierung der Energie-Control Austria sind Erfolgskennzahlen als finanzielle Leistungsindikatoren von nur geringer Aussagekraft.

Eigenkapitalbildende Maßnahmen zur Verbesserung der mit rd. 4% geringen Eigenmittelquote sind in Folge der fehlenden Gewinnorientierung, der gesetzlichen Ausgestaltung des Finanzierungsmodus (Einhebung eines ausschließlich kostendeckenden Finanzierungsentgeltes) sowie dem geringen Widmungskapital nur in eingeschränktem Ausmaß möglich. Zusätzlich führt die Umwidmung des Eigenkapitals sowie Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH mit Stichtag 3. März 2011 in eine Vorauszahlung für die in Folgejahren für die Republik Österreich zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse zu einer wesentlichen Erhöhung der Verbindlichkeiten der Energie-Control Austria.

Ein Liquiditätsrisiko in Folge einer vorzeitigen Fälligkeit dieser Verbindlichkeit ist eher gering einzuschätzen, da die Verrechnung der im allgemeinen öffentlichen Interesse wahrgenommenen Aufgaben zwischen der Energie-Control Austria sowie der Republik Österreich nur in beiderseitigem Einvernehmen sowie unter Bedachtnahme der Liquiditätssituation der Energie-Control Austria erfolgen kann. In Kombination mit der zum Bilanzstichtag ermittelten Schuldtilgungsdauer von nur rd. 3,5 Jahren ergibt sich somit für die Energie-Control Austria kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

VORGÄNGE VON BESONDERER BEDEUTUNG NACH DEM SCHLUSS DES GESCHÄFTSJAHRES

Zur Förderung des Wärme- und Kälteleitungsausbaus wurde Ende des Jahres 2011 mit dem Budgetbegleitgesetz 2012, BGBl I Nr. 112/2011 der Abfluss von Euro 25,00 Mio. aus den im Bereich des Sondervermögens gehaltenen liquiden Mittel beschlossen. Dieser Abfluss erfolgt im Geschäftsjahr 2012.

Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die neue Regulierungsbehörde hat durch die oben dargestellten Gesetzgebungsakte ein deutlich erweitertes Aufgabenspektrum erhalten, das nunmehr unter anderem die verpflichtende Wahrnehmung von Aufgaben in folgenden Bereichen vorsieht:

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 gegangen ist auch ein angemessener Ausbau der personellen und finanziellen Ausstattung der Regulierungsbehörde. Eine wesentliche Änderung in der Geschäftspolitik, die die wirtschaftliche Situation und Entwicklung der Regulierungsbehörde nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, ist hingegen für die Zukunft nicht geplant oder ersichtlich. Eine finanzielle Mehrbelastung, sowohl einmaliger als auch dauerhafter Art, hat sich aufgrund der Änderung der Rechtsform oder aufgrund des neuen und erweiterten Aufgabebereichs jedenfalls nicht ergeben, da gesetzliche Finanzierungsregeln auch zukünftig eine entsprechende Deckung vorsehen.

Risikoberichterstattung

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

Die Energie-Control Austria ist aufgrund ihrer oben dargestellten Sonderfunktion unverändert auch zukünftig keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produktionsrisiko ausgesetzt. Die Energie-Control Austria hat wie bisher auch kein Gewinnstreben und daher schließen sich auch alle damit in Zusammenhang stehenden Risiken auf lange Sicht aus. Die Energie-Control Austria steht als Regulierungsbehörde mit ihren Leistungen nicht im Wettbewerb zu Dritten, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben aus. Derzeit sind keine weiteren maßgeblichen Gesetzesänderungen absehbar, die die Aufgaben der Energie-Control Austria im obigen Sinne anders bestimmen. Da somit aus heutiger Sicht keine weiteren Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen erkennbar sind, sind folglich auch hieraus ableitbare Risiken – abgesehen von den Auswirkungen des 3. Energie-Binnenmarktpakets – als sehr gering einzustufen.



Die als Folge des 3. Energie-Binnenmarktpakets resultierenden finanziellen Mehrbelastungen sind durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen in vollem Umfang gedeckt. Eine Änderung dieser gesetzlichen Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko nach sich ziehen, wenn nicht gleichzeitig andere ausgleichende Regelungen getroffen werden.

Wie in den Vorjahren besteht weiterhin für die Energie-Control Austria 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 Austria, 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 Austria ist aufgrund gesetzlicher Regelungen gering. Die Energie-Control Austria ist gemäß Energie-Regulierungsbehördengesetz sowie dem mit 3. März 2011 in Kraft getretenen Energie-Control-Gesetz berechtigt, zur Erfüllung ihrer den Elektrizitäts- und Erdgasmarkt betreffenden Aufgaben, von Höchstspannungsnetzbetreibern bzw. Strom- und Gasregelzonenführern ein kostendeckendes Finanzierungsentgelt einzuheben. Die entsprechenden Vorschriften sowie Vorschaurechnungen für das Jahr 2011 wurden vom Aufsichtsrat genehmigt.

So verlief auch zu Beginn des Jahres 2011 die Einhebung des Finanzierungsentgelts – wie in den Vorjahren – planmäßig. Somit ist auch das Ergebnis der Energie-Control Austria von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Auch nach dem 2. März 2011, nach erfolgter Umwandlung der Energie-Control GmbH in die Energie-Control Austria als Anstalt öffentlichen Rechts im Wege der Gesamtrechtsnachfolge, ergeben sich keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

Oberstes Ziel der Veranlagungsstrategie der Energie-Control Austria ist es nach wie vor, 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 Austria 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 auch ab März 2011 von der Energie-Control Austria vollumfänglich angewandt, um die Risiken, die sich den weiterhin weltumspannenden Verwerfungen an den Finanzmärkten ergeben, für die Energie-Control Austria gering zu halten.

Die Anwendung konservativer Veranlagungsregeln wurde somit erneut auch im Jahr 2011 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, so dass Veranlagungsentscheidungen von Einzelpersonen ausgeschlossen werden.

Aufgrund der Veranlagungsvolumina werden von den Bank- und Kreditinstituten weiterhin nur geringe Verrechnungsspesen angesetzt, andere bankübliche Konditionen entfallen. Die Energie-Control Austria 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 Lehrlingsprogramm sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung eingegrenzt. Alle diese Maßnahmen wurden bereits erfolgreich umgesetzt und tragen heute zu einer deutlich geringeren Fluktuation, hohen Mitarbeiterbindung und Loyalität bei.



RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH DER IT

Die IT-Infrastruktur und die IT-Anwendungen der Energie-Control Austria haben einen wesentlichen Anteil an der Effizienz, Ergebnisqualität und Umsetzungsgeschwindigkeit bei der Aufgabenerfüllung.

Da 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 Austria haben kann, wurde das IT-Risikomanagement bei der Energie-Control GmbH auch mit Beginn des Jahres 2011 erneut verbessert. Zusätzlich wird durch das Ausfallrechenzentrum die Ausfallsicherheit und damit auch die Betriebssicherheit auf konstant hohem Niveau gehalten.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Auch im Jahr 2011 wurde die enge Zusammenarbeit mit nationalen und internationalen Universitäten und Experten fortgesetzt. Weil die Energie-Control Austria sich auf Grund der intensiven Arbeit der vergangenen Jahre innerhalb der europäischen Energieregulatoren als „think tank“ etabliert hat, ist es ihr möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen und damit auch einen wesentlichen Beitrag zur europäischen Strom- und Gasmarktregulierung zu leisten. Die Energie-Control arbeitet weiterhin sehr intensiv daran, das Qualifikationsniveau in allen Organisationsbereichen sehr hoch zu halten.

Wien, am 27. Jänner 2012

Der Vorstand

DI Walter Boltz

Ing. Mag. (FH) Martin Graf, MBA

Bestätigungsvermerk^{*}

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Wir haben den beigefügten Jahresabschluss der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Wien, für das Rumpfgeschäftsjahr vom 3. März 2011 bis zum 31. Dezember 2011 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft. Dieser Jahresabschluss umfasst die Bilanz zum 31. Dezember 2011, die Gewinn- und Verlustrechnung für das am 31. Dezember 2011 endende Rumpfgeschäftsjahr sowie den Anhang.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den Jahresabschluss und für die Buchführung

Die gesetzlichen Vertreter der Anstalt sind für die Buchführung sowie für die Aufstellung eines Jahresabschlusses verantwortlich, der ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt 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 Anstalt 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-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt von Bedeutung ist, um unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen geeignete Prüfungshandlungen festzulegen, nicht jedoch, um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit

^{*} 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.



der internen Kontrollen der Anstalt abzugeben. Die Prüfung umfasst ferner die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden und der von den gesetzlichen Vertretern 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 Anstalt zum 31. Dezember 2011 sowie der Ertragslage der Anstalt für das Rumpfgeschäftsjahr vom 3. März 2011 bis zum 31. Dezember 2011 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 Anstalt 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 27. Jänner 2012

Ernst & Young

Wirtschaftsprüfungsgesellschaft m.b.H.

Mag. Elfriede Baumann
Wirtschaftsprüferin

ppa Mag. Katharina Schrenk
Wirtschaftsprüferin

Anhang

Verordnungen und Bescheide der Energie-Control GmbH sowie der Energie-Control Kommission (bis 2.3.2011) und der Energie-Control Austria sowie der Regulierungskommission der E-Control (ab 3.3.2011)

Strom

VERORDNUNGEN DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011

Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden.

Stromkennzeichnungsverordnung

Verordnung der E-Control über die Regelungen zur Stromkennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern

VERORDNUNGEN DER REGULIERUNGSKOMMISSION DER E-CONTROL

Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, SNE-VO 2012

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL GMBH

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle	1
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators	2
Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen	2
Rückvergütung von Mehraufwendungen für Ökostrom	1.274
Zuweisung	1

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen	6
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators	1
Markt- und Branchenuntersuchung	3
Genehmigung des Netzentwicklungsplans	2
Sekundärregelung	2

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL KOMMISSION

Streitschlichtungsverfahren gem § 21 (2) EIWOG	10
Berufungen	6

BESCHEIDE DER REGULIERUNGSKOMMISSION DER E-CONTROL

Netzzugangsverweigerung	1
Streitschlichtungsverfahren gem § 12 (1) Z 4 E-ControlG iVm § 22 EIWOG 2010	23

Gas

VERORDNUNGEN DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

Wechselverordnung 2011

Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend Wechsel des Versorgers und der Bilanzgruppe

VERORDNUNGEN DER REGULIERUNGSKOMMISSION DER E-CONTROL

Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008-Novelle 2012, GSNT-VO 2008-Novelle 2012

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008 (GSNT-VO 2008) geändert wird.

Gas-Regelzonenführer-Verordnung-Novelle 2012 (Gas-RZF-VO-Novelle 2012)

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer geändert wird.

Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung-Novelle 2012 (Sont-GSNT-VO Novelle 2012)

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2007 geändert wird.

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL GMBH

Finanzierung E-Control 1

BESCHEIDE DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen 2

Genehmigung Allgemeiner Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators 2

Finanzierung E-Control 1

Auskunftsverlangen Wettbewerbsrecht 1

BESCHEIDE DER REGULIERUNGSKOMMISSION DER E-CONTROL

Anzeige Allgemeiner Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas 1

Streitschlichtungsverfahren gem §12 (1) Z 12 E-ControlG, BGBl I Nr. 110/2011
iVm § 21 (2) GWG, BGBl I Nr. 121/2000 1

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Energie-Control Austria, 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 und Mag. (FH) Martin Graf,
Vorstände Energie-Control Austria

Konzeption & Design: FABIAN Design und Werbe GmbH

Text: Energie-Control Austria

Druck: Stiepan & Partner Druck GmbH

© Energie-Control Austria 2012

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. Dezember 2011
