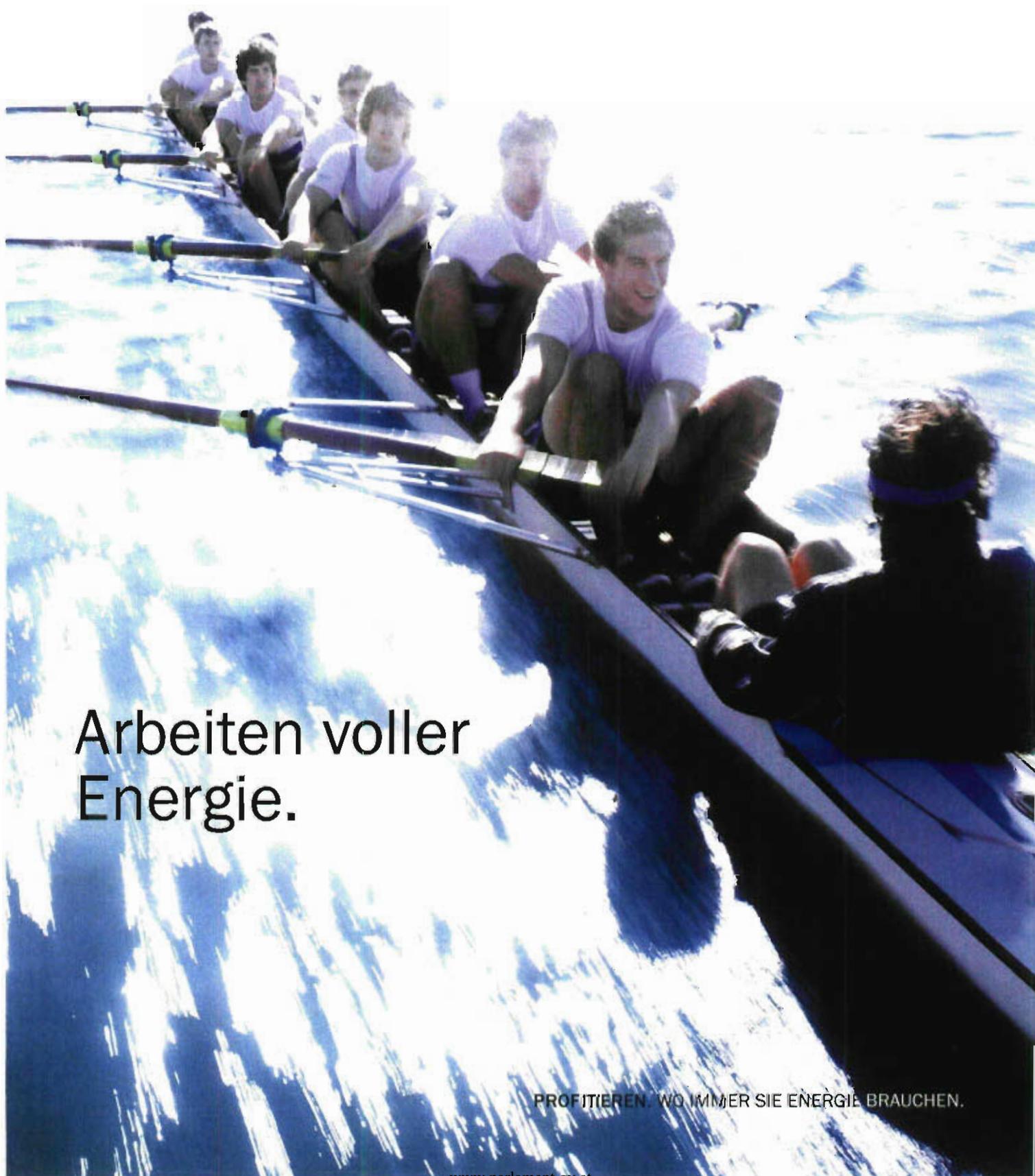




E-CONTROL

TÄTIGKEITSBERICHT 2011



**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 Ausspeisung 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 regelmäßige 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 nicht hoheitlich – 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 black ink, appearing to read 'Barfuß', written in a cursive style.

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.

A handwritten signature in black ink, reading "Walter Boltz". The signature is written in a cursive, flowing style.

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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ 10 Jahre Liberalisierung – Resümee

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 Eongas. 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 Energie liberalisierungsgesetz weit über die europarechtlichen Vorgaben der ersten Energiebinnenmarktrichtlinie 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ 10 Jahre Liberalisierung – Resümee

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 Markteintritt 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

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, ABl 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, ABl 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

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 Mio. Euro angehoben werden, wobei sich dieser Betrag innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inkrafttreten pro Jahr um 1 Mio. Euro reduzieren und je nach Technologie ein unterschiedlich hoher Betrag zur Verfügung stehen wird. Die bereits bestehende Warteliste soll mit zusätzlich 80 Mio. Euro für Windkraft und 28 Mio. 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, ABIL 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 ElWOG 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

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, ABIL 140/16.

**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	Versorgemix 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.

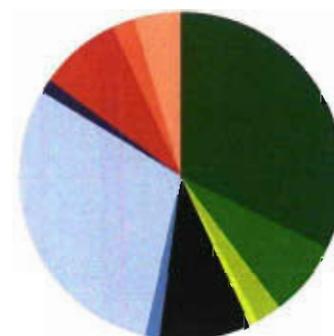


Abbildung 1
Stromkennzeichnung gem. SKV 2011

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, ABl. 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

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 Zukunft 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung der Netzregulierung

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 vier Jahren abzubauen, beträgt der Zeitraum im Gasbereich zehn Jahre (unterteilt in zwei Regulierungsperioden von jeweils fünf 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 verlaubar.

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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung der Netzregulierung

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 Tariferhöhungen 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 Tarifermittlungsmenge 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 Tarifermittlung 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 vier Jahre überprüft.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Endkundenaktivitäten der E-Control 2011

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 Tarifikalkulator 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 Onlinengang 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Endkundenaktivitäten der E-Control 2011

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 zehn Tankstellen zu einer eingegebenen Adresse) zu tätigen. Dabei werden die günstigsten fünf 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Nachhaltigkeitsprojekt

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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Nachhaltigkeitsprojekt

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 Tarifkalkulator 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 Tarifkalkulator 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Nachhaltigkeitsprojekt

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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Internationale Kooperationen – ACER

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 angeufen 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 Netzanschluss 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

Strom

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.

EINFLUSSFAKTOREN DES INLANDSTROMVERBRAUCHS

reales BIP
Stromverbrauch

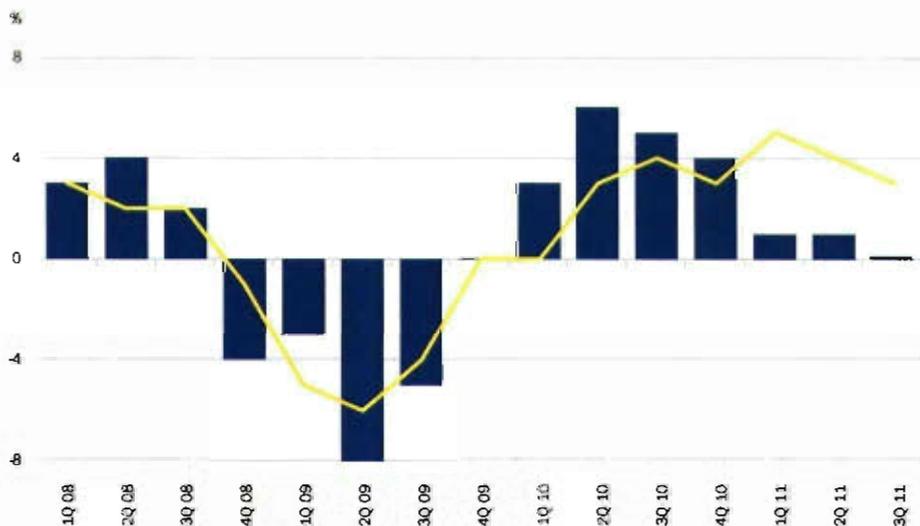


Abbildung 2
Einflussfaktoren des
Inlandstromverbrauchs

Quelle: E-Control

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.

VERBRAUCH IN DER GESAMTEN ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG

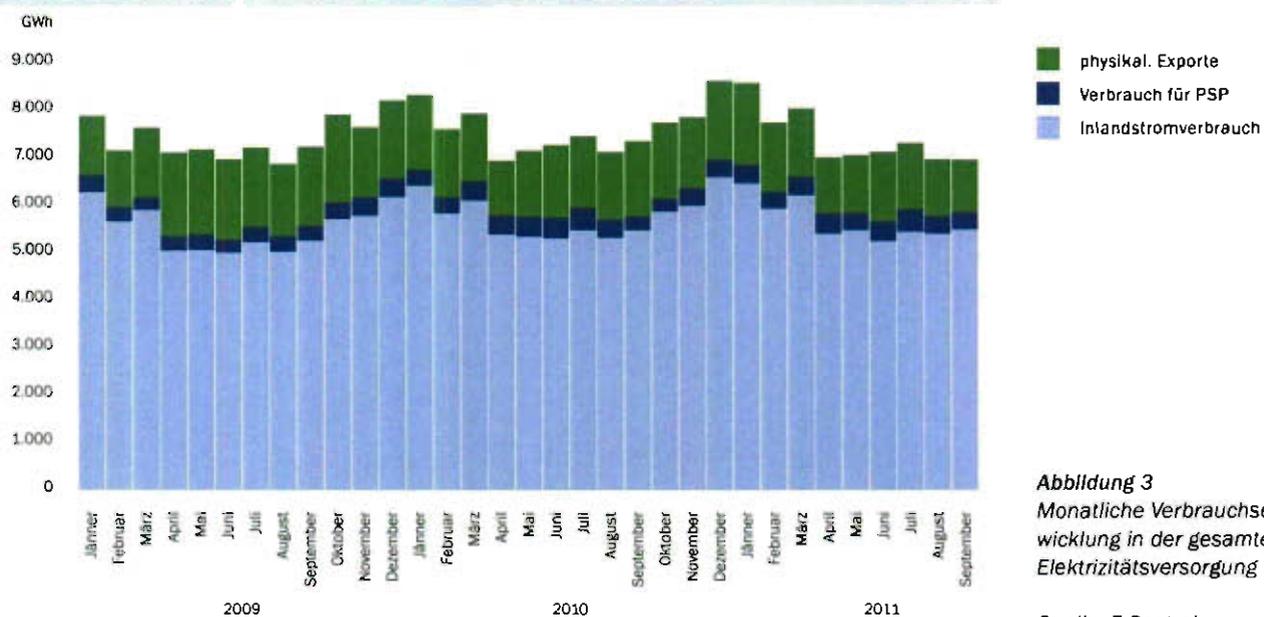


Abbildung 3
 Monatliche Verbrauchsentwicklung in der gesamten Elektrizitätsversorgung

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.

AUFBRINGUNG IN DER GESAMTEN ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG

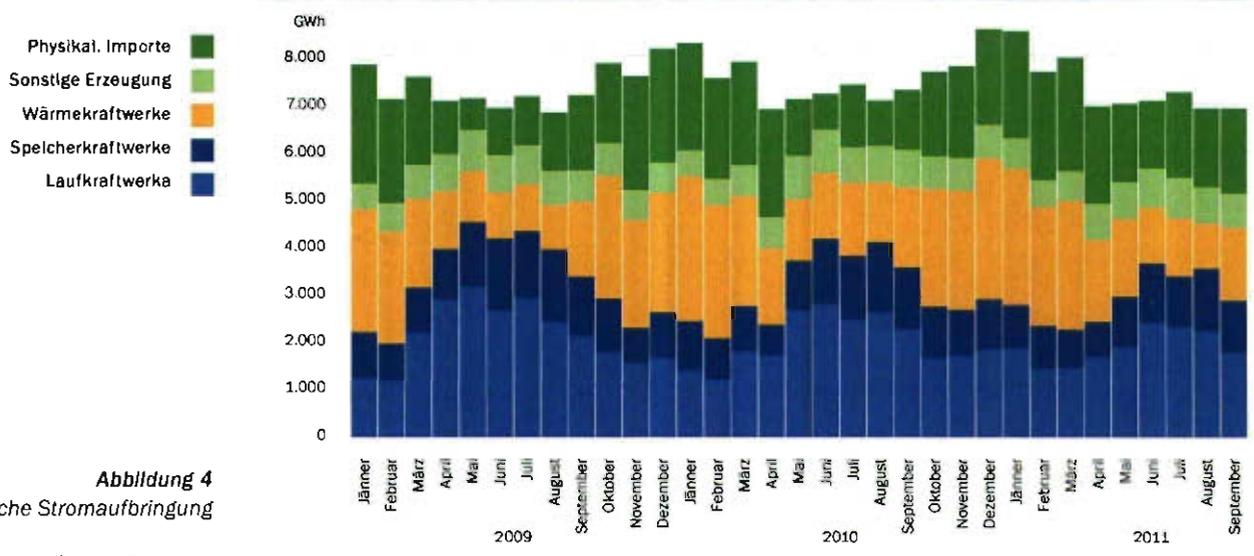
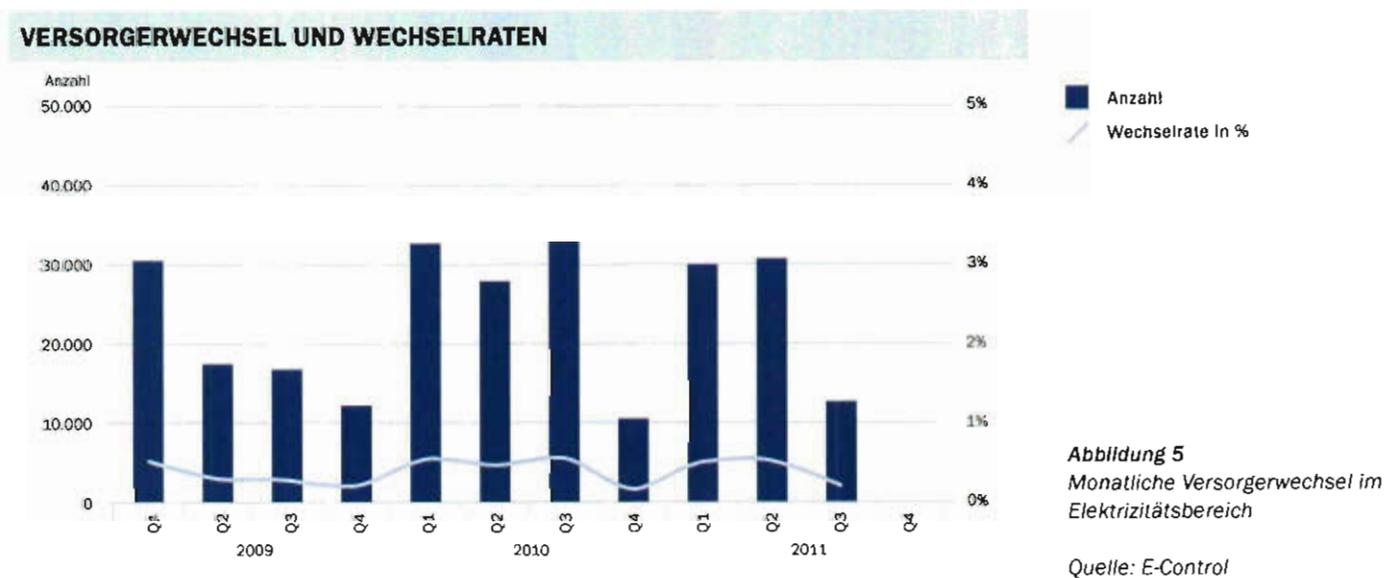


Abbildung 4
 Monatliche Stromaufbringung

Quelle: E-Control

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.



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 Vorjahres 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.

UNTERSTÜTZTE ÖKOSTROMMENGEN 2002 BIS 2010

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

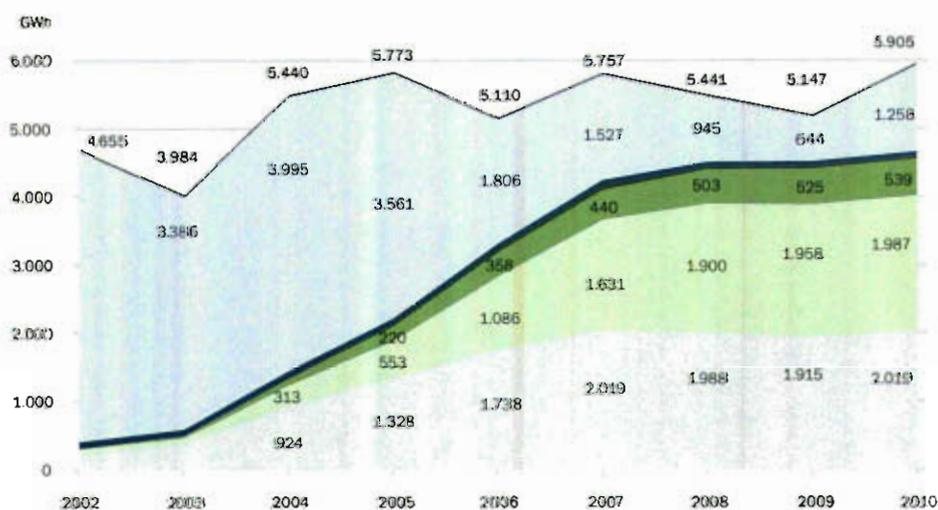


Abbildung 6
Von der OeMAG (ÖKO-BGVs)
abgenommene Ökostrommengen
in den Jahren 2002 bis 2010

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.

ÖKOSTROMEINSPEISEMENGEN 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

// Einleitung // **Strom** // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung am Elektrizitätsmarkt 2011

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. Jänner 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

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung am Elektrizitätsmarkt 2011

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

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 ¹⁸			

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

Quelle: E-Control

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).

ANTRÄGE INVESTITIONSFÖRDERUNG FÜR NEUANLAGEN KRAFT-WÄRMEKOPPLUNG				
	Anzahl genehmigte Anträge	geplante EPL in kW ¹⁷	genehmigte maximale Förderung in Mio. Euro	geplante Kosten in Mio. Euro
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

Tabelle 5
Anträge Investitionsförderung
Kraft-Wärmekopplung

Quelle: OeMAG

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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung am Elektrizitätsmarkt 2011

PREISENTWICKLUNG AM SPOTMARKT STROM DER EXAA

7 Tage gleitender DS 2011 /
7 Tage gleitender DS 2010 /

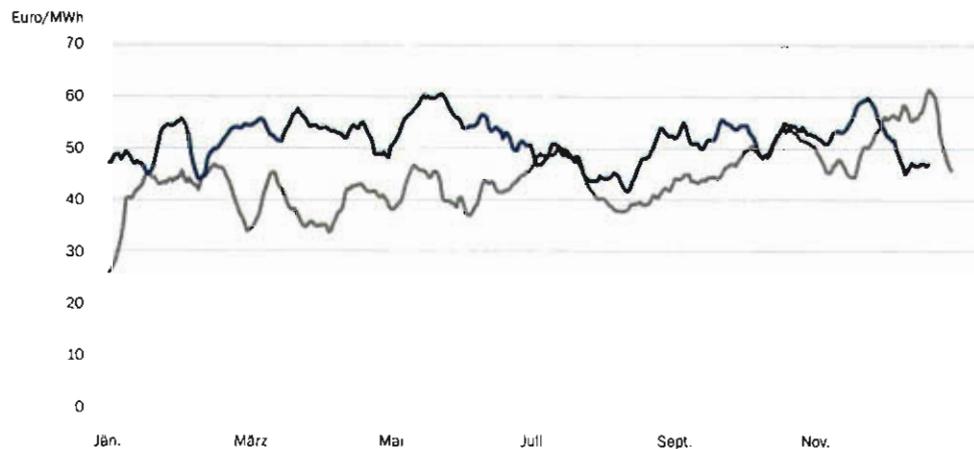


Abbildung 7

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

Quelle: EXAA

PREISENTWICKLUNG AM TERMINMARKT STROM DER EEX

Lieferjahr 2012 /
Lieferjahr 2013 /

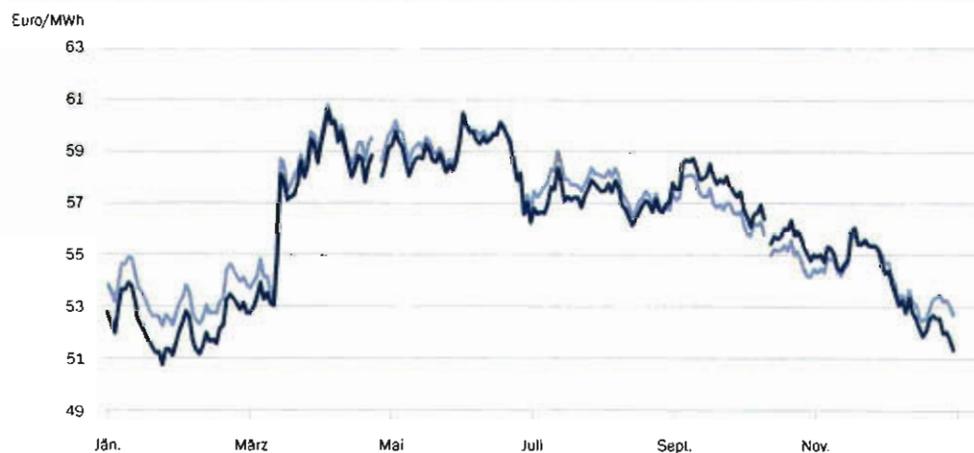


Abbildung 8

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.

ENTWICKLUNG DES STROM-VPI



✓ VPI Strom

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

Quelle: Statistik Austria, E-Control

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung am Elektrizitätsmarkt 2011

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.



ENTWICKLUNG DER HAUSHALTSPREISE STROM OHNE RABATTE

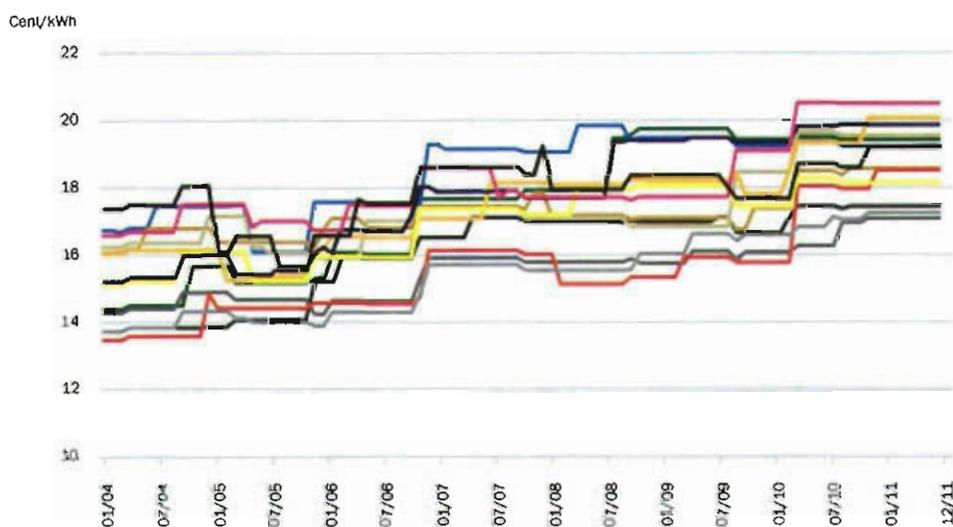


Abbildung 10
Entwicklung der Haushaltspreise
ohne Rabatte (Energie, Netz,
Steuern & Abgaben),
im jeweiligen Netzgebiet,
Standardprodukt des lokalen
Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

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).

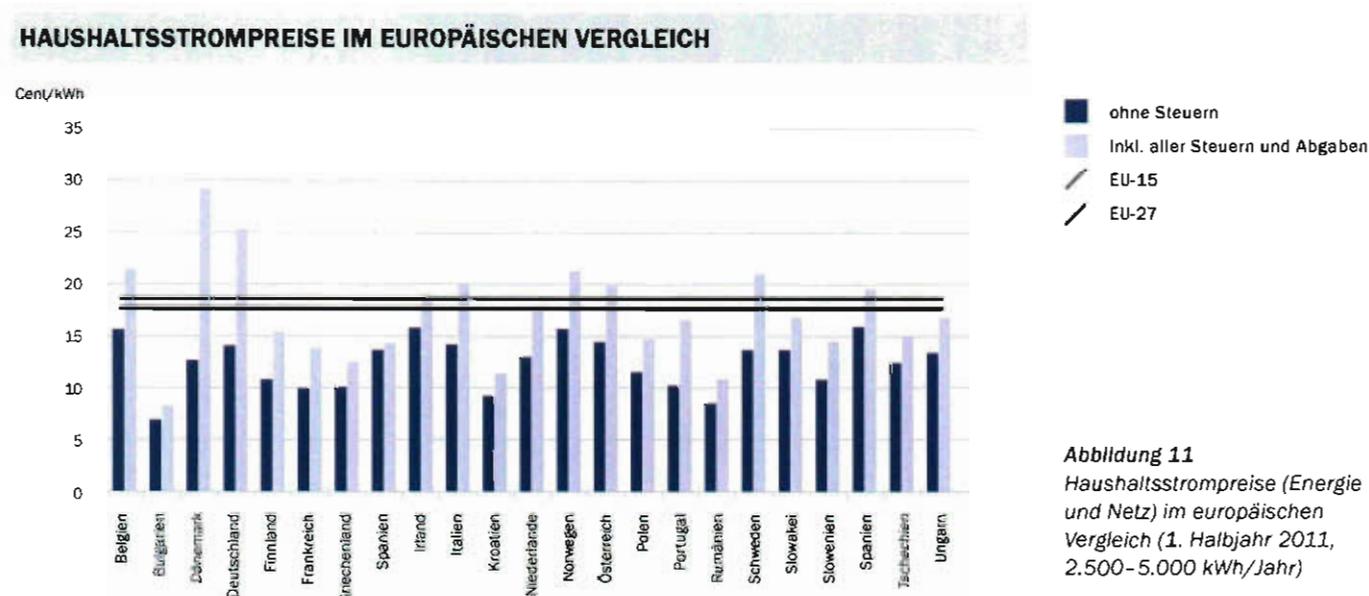
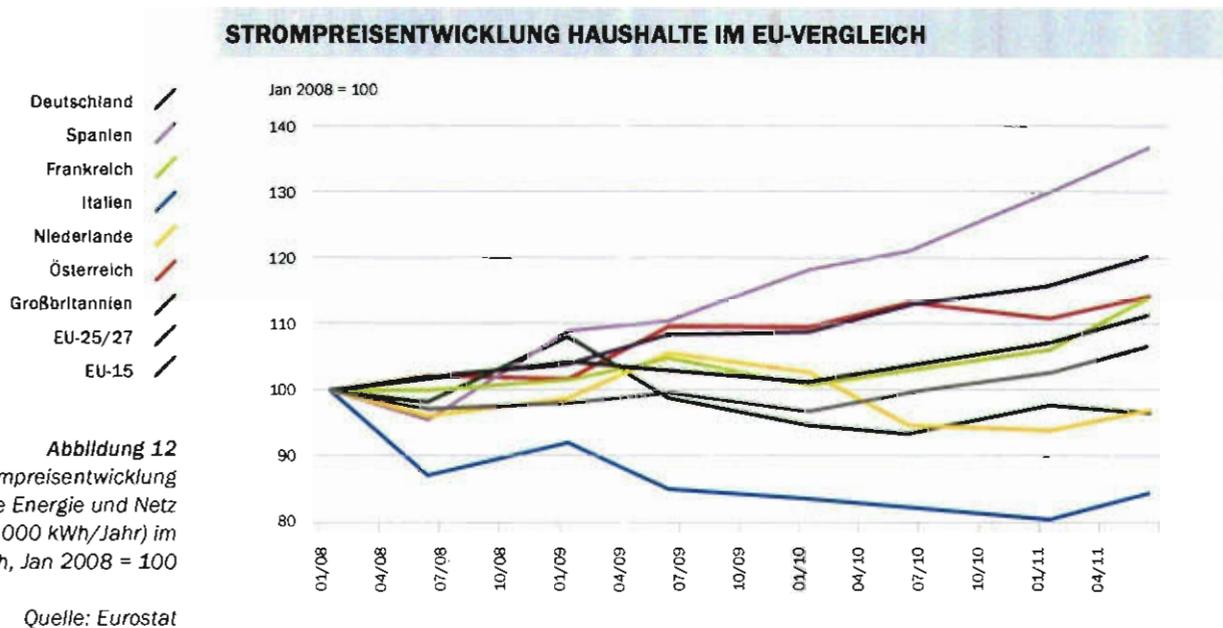


Abbildung 11
Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2011, 2.500–5.000 kWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Entwicklung am Elektrizitätsmarkt 2011



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 Strompreisssteigerungen sind die Preise in Paris und Stockholm noch günstiger als in Wien; in London und Amsterdam waren die Preissenkungen deutlich höher als Wien.

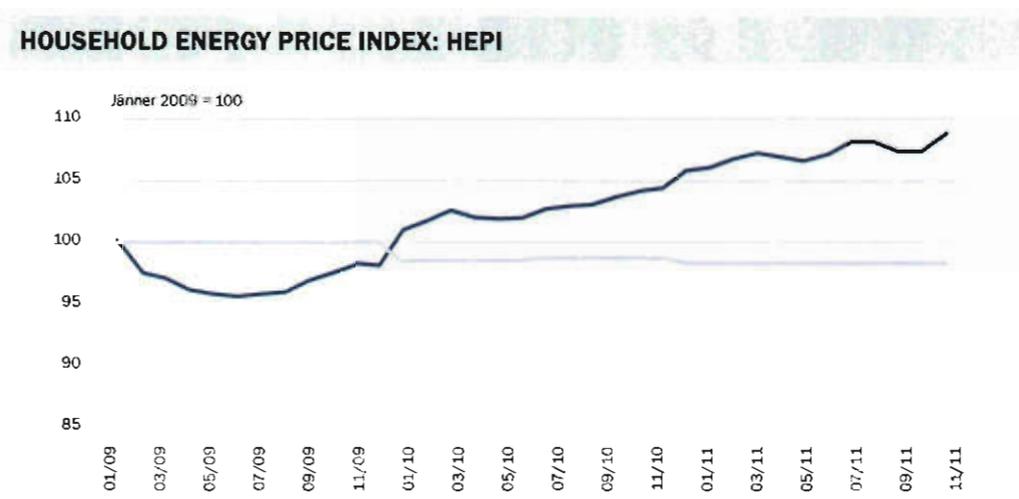


Abbildung 13
 HEPI Strom (Household Energy Price Index) - Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte
 Quelle: E-Control

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Strom

Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Strom

REGULIERUNG DER NETZE: TARIFIERUNG STROM INKL. TARIFVERFAHREN NEU

Auf Grundlage des ElWOG 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 Mengengbasis 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 Mengengbasis 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
SNT-VO Stand: 01.01.2006
SNT-VO Stand: 01.01.2010
SNT-VO Stand: 01.01.2012

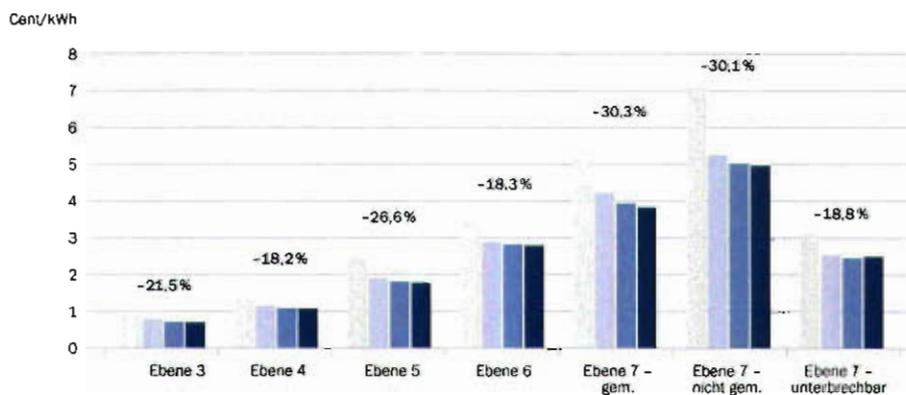


Abbildung 14
Entwicklung der Netzentgelte
Strom seit 2001 für
Standardverbrauch

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.

ENTWICKLUNG DER NETTOINVESTITIONEN – VERTEILNETZ STROM

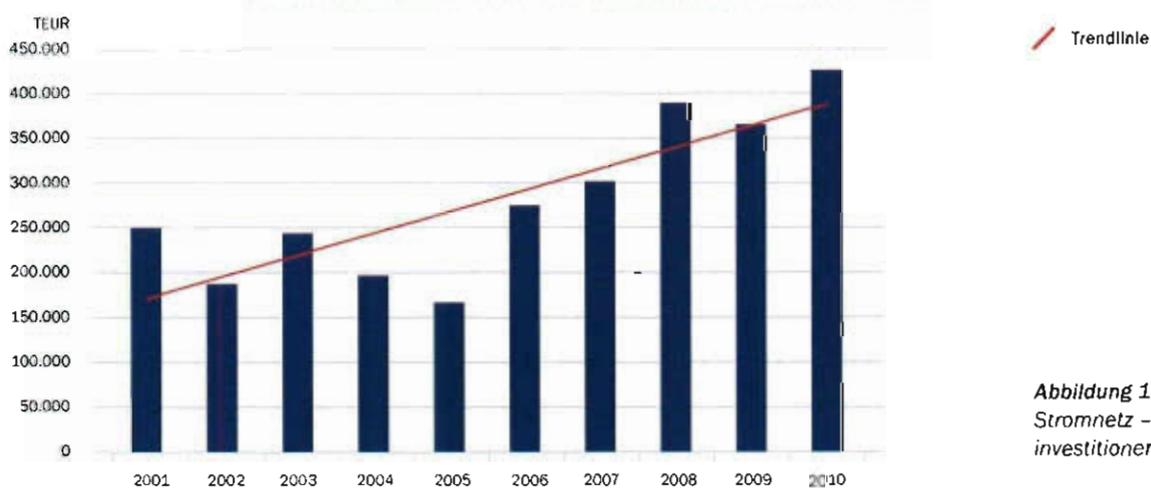


Abbildung 15
Stromnetz – Entwicklung Nettoinvestitionen exkl. APG

Quelle: E-Control

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Aktivitäten der Regulierungsbehörde - Strom

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.

ENTWICKLUNG DER NETZINVESTITIONEN – STROM INKL. ÜBERTRAGUNGSNETZ

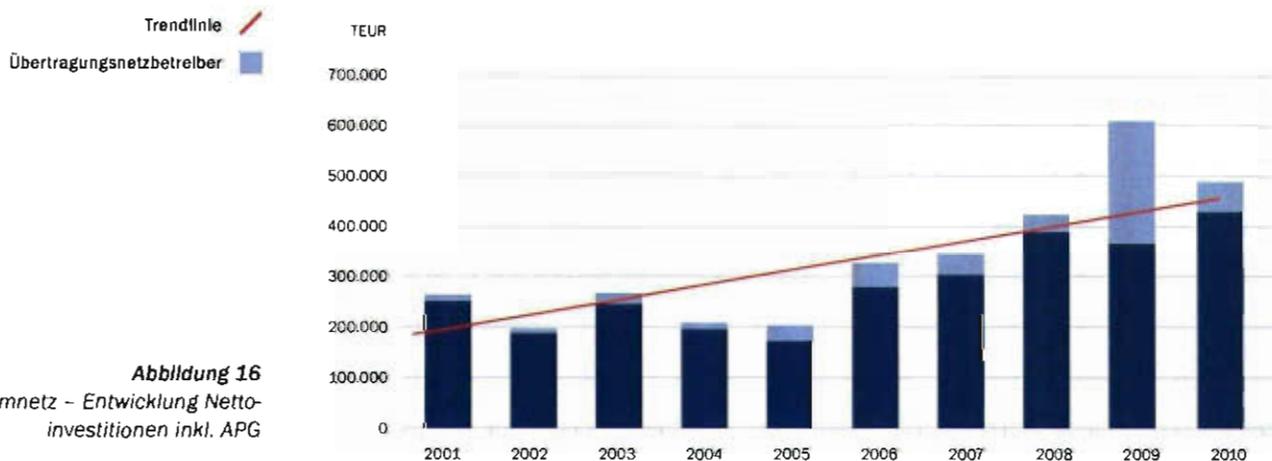


Abbildung 16
Stromnetz – Entwicklung Nettoinvestitionen inkl. APG

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 marktbasierete, 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Strom

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.

GESAMTPREISVERGLEICH STROM

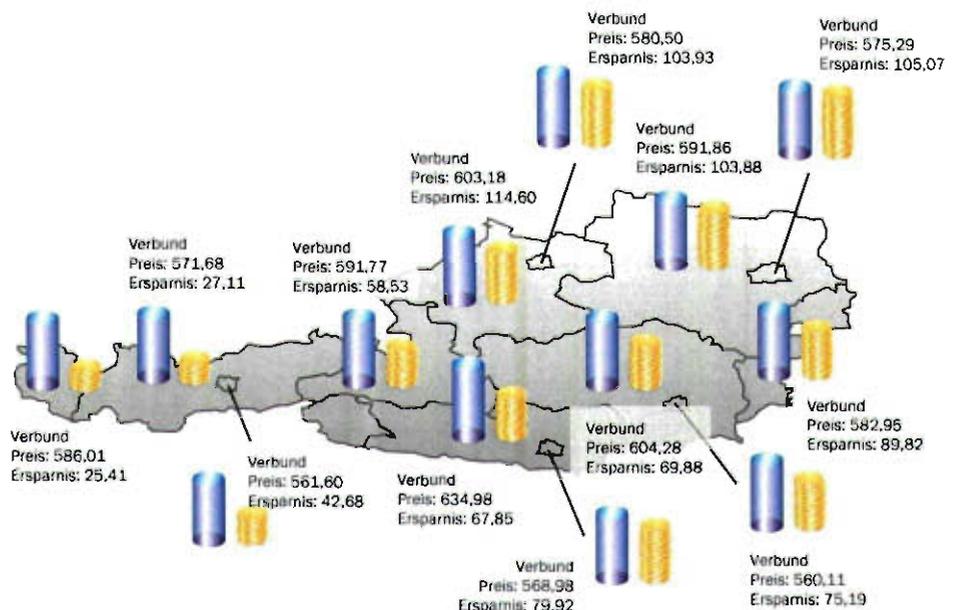


Abbildung 17
Haushaltsstromkosten (abzüglich Neukundenrabatte) beim jeweils günstigsten Anbieter innerhalb der großen Netzgebiete und das Einsparpotenzial gegenüber dem am häufigsten genutzten Produkt des lokalen Lieferanten (Jahreskosten inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben, Berechnungsbasis 3.500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

ERGEBNISSE DER INDUSTRIESTROMPREISERHEBUNG

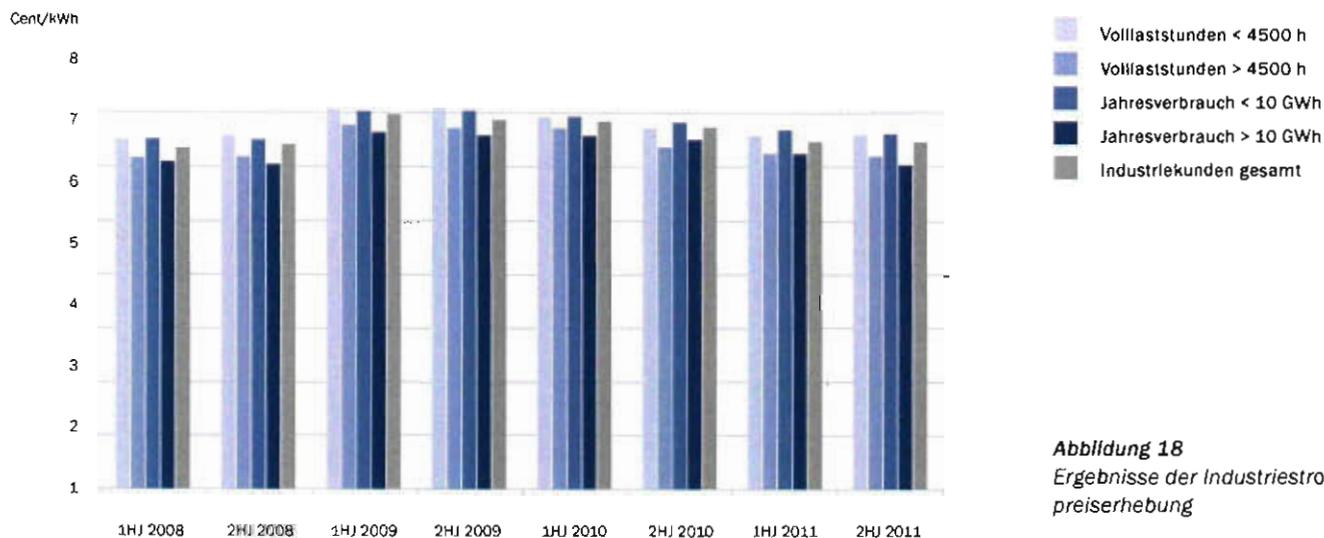


Abbildung 18
Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung

Quelle: E-Control

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 Engpassleistung 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.

REGELENERGIEKOSTEN IN DER APG-REGELZONE

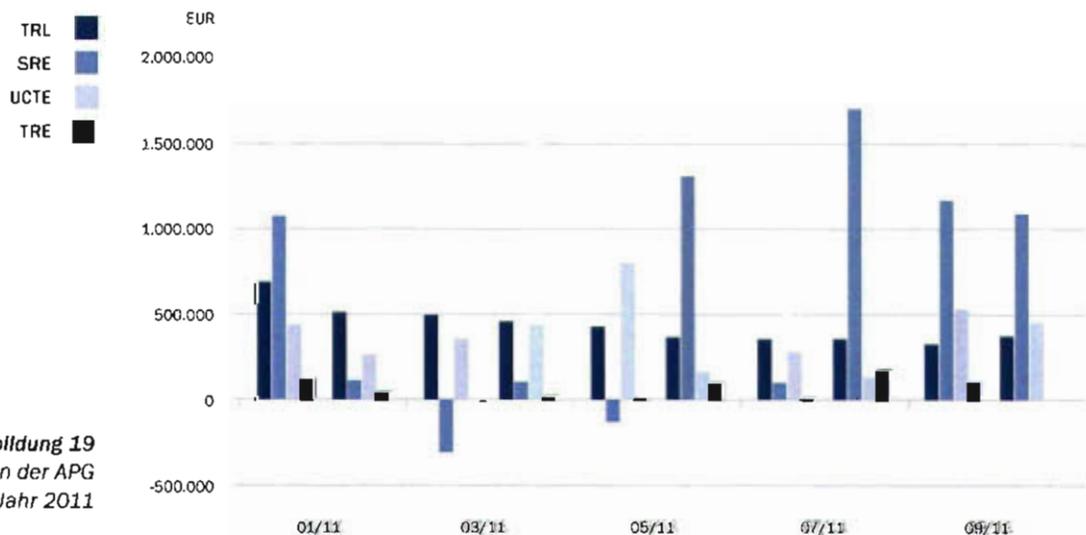


Abbildung 19
Regelenergiekosten in der APG
Regelzone im Jahr 2011

Quelle: APCS

¹⁹ <http://www.apg.at/systemdienstleistungen>

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 Regulatorenebene 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 ElWOG 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 Erzeugungsprognosen 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Strom

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.

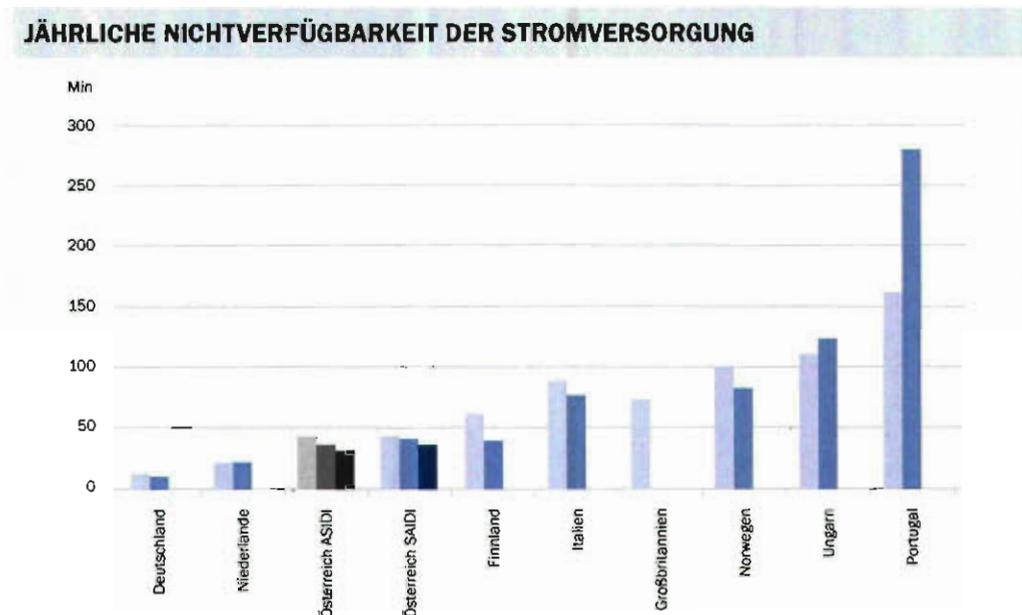


Abbildung 20
Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen im europäischen Vergleich (SAIDI, nur für Österreich auch ASIDI)²⁰

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.

JÄHRLICHE NICHTVERFÜGBARKEIT (ASIDI) DER STROMVERSORGUNG

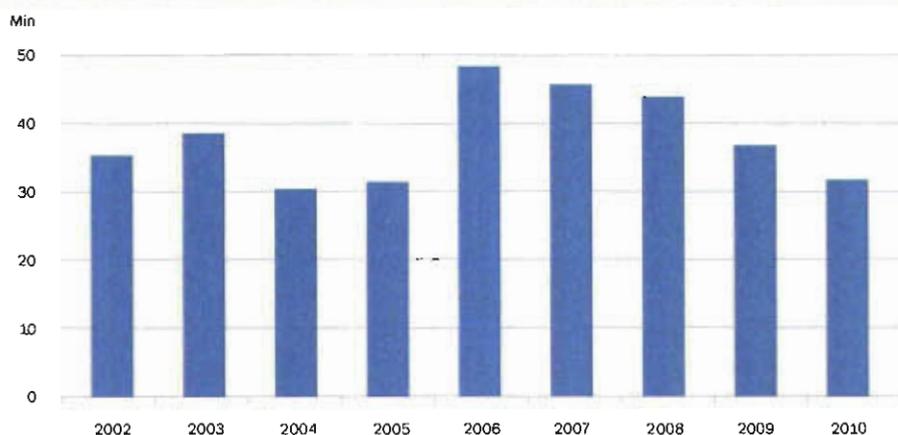


Abbildung 21
Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich

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.

PROGNOSE DES ENERGETISCHEN ENDVERBRAUCHS

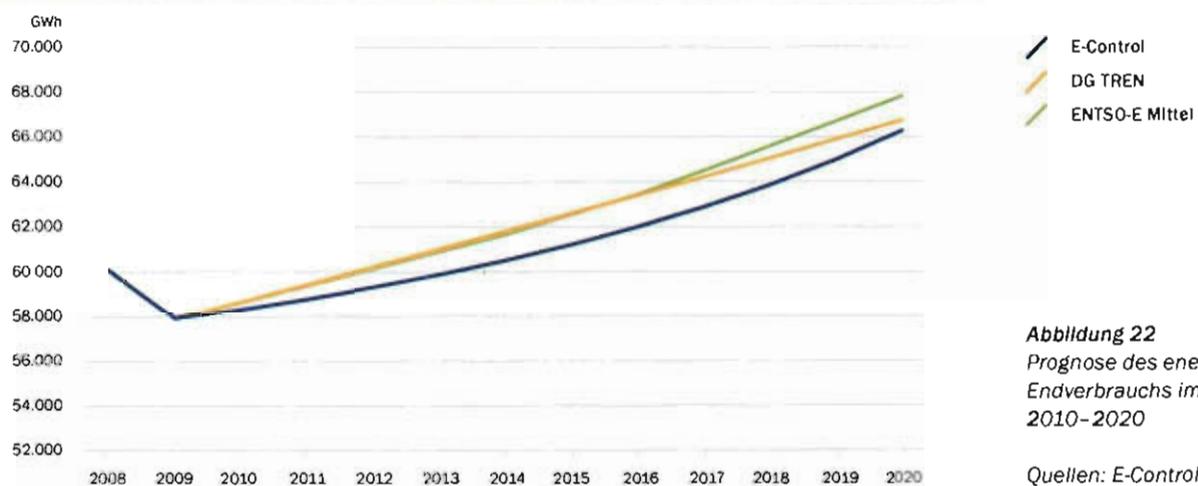


Abbildung 22
Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2010-2020

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>

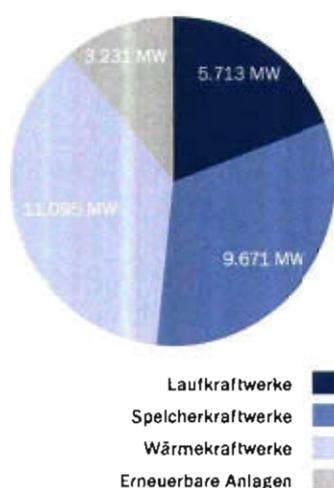


Abbildung 23
Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2020²²

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 rückzuvorgüten 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.

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Strom

ÖKOSTROMRÜCKVERGÜTUNG 2008

Bescheldlauf am	Antragstyp			Auszahlung
	Stattgebung	Abweisung	Gesamt	
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

Bescheldlauf am	Antragstyp			Auszahlung
	Stattgebung	Abweisung	Gesamt	
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).

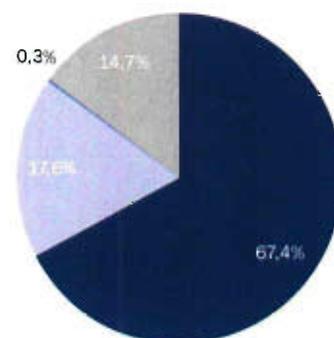
Aufgrund von Hochrechnungen der aktuellen Zahlen wird für das Antragsjahr 2009 mit einem Rückvergütungsbetrag von 23 Mio. Euro gerechnet. Für das Antragsjahr 2010 wird mit ungefähr 1.320 Anträgen und einem daraus resultierenden Rückvergütungsbetrag von 18,2 Mio. Euro gerechnet.

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

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Aktivitäten der Regulierungsbehörde - Strom

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-Marktmissbrauchsrichtlinie 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.

BÖRSENAUFSICHT

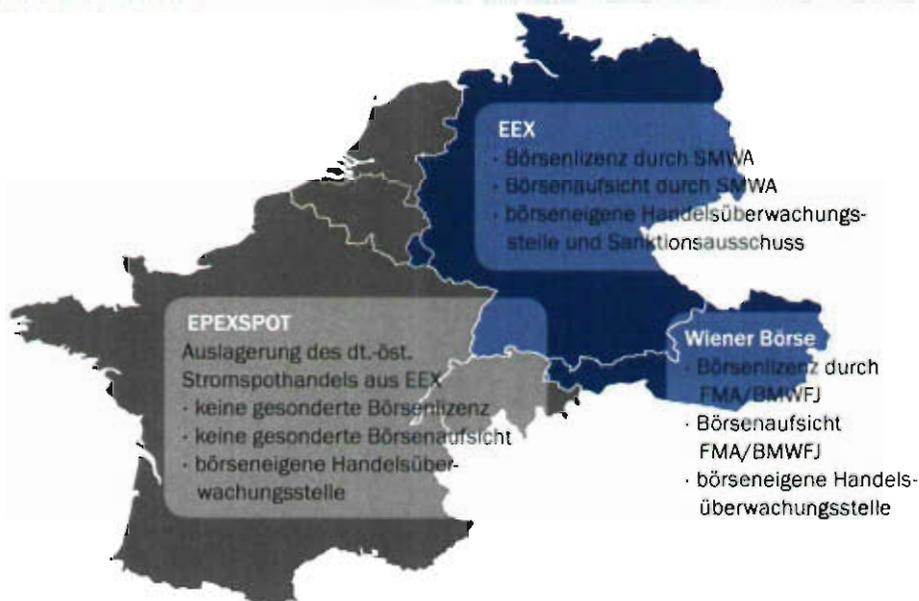


Abbildung 25
Börsenaufsicht

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

// Einleitung // **Strom** // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Aktivitäten der Regulierungsbehörde - Strom

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.

MONITORING DES ENERGIEGROSSHANDELS

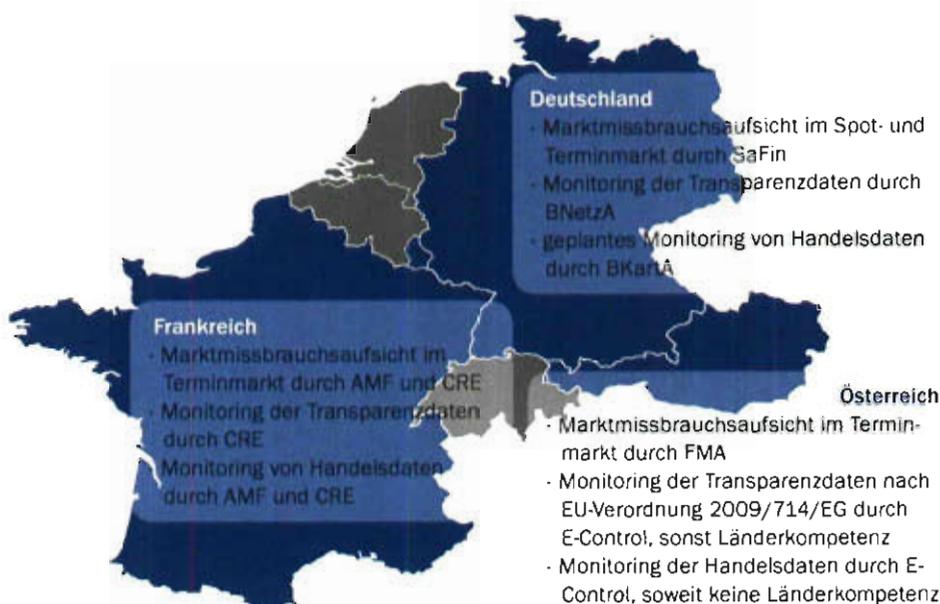


Abbildung 26
Monitoring des Energiegroßhandels

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 Energiespotthandel. 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,

// Einleitung // Strom // Gas // Strom und Gas // Jahresabschluss // Verordnungen und Bescheide
/ Aktivitäten der Regulierungsbehörde – Strom

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.

Gas

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.

EINFLUSSFAKTOREN DES INLÄNDISCHEN ERDGASVERBRAUCHS

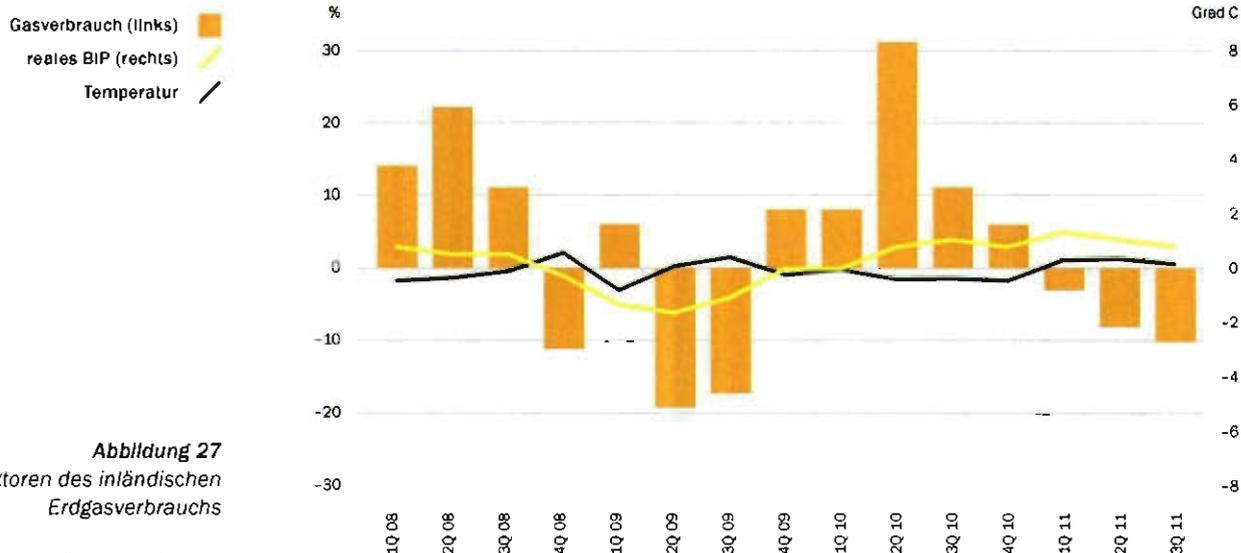


Abbildung 27
Einflussfaktoren des inländischen Erdgasverbrauchs

Quelle: E-Control

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.

MONATLICHE ERDGASBILANZ

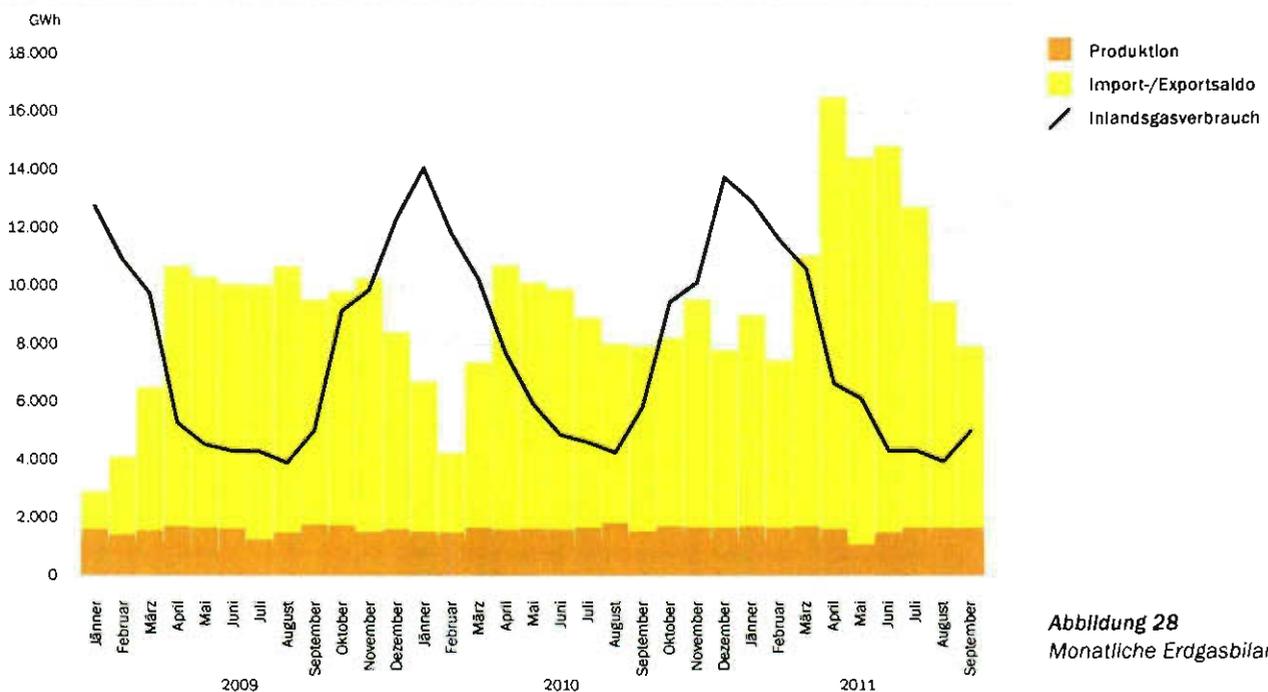


Abbildung 28
Monatliche Erdgasbilanz

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.

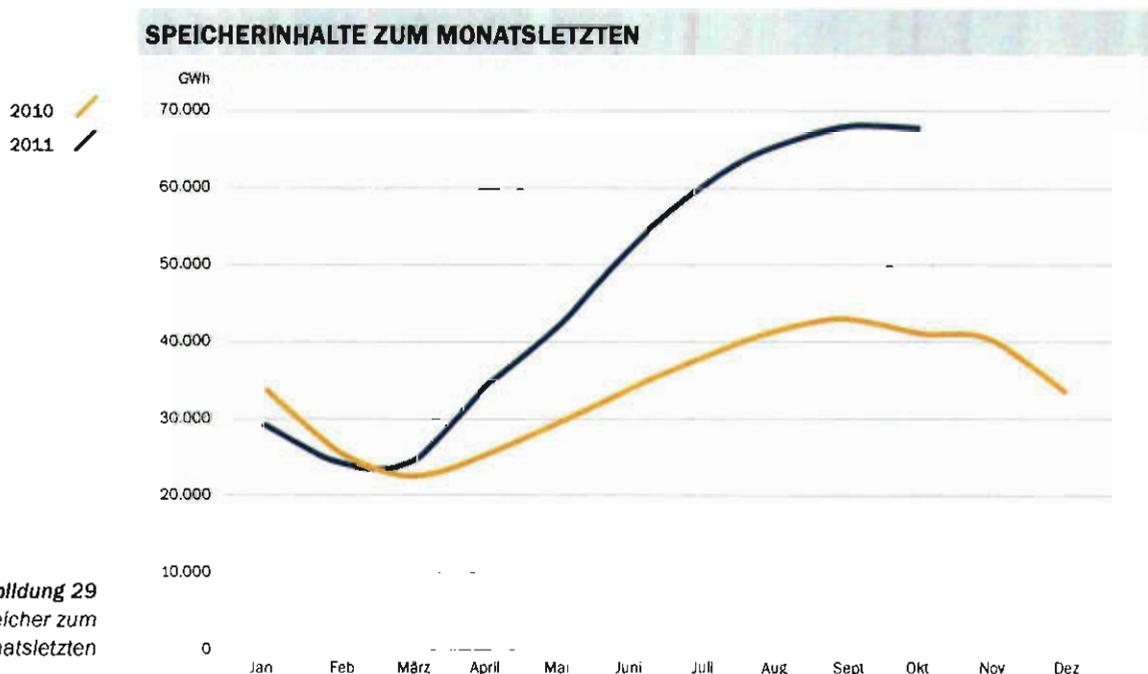


Abbildung 29
Inhalte der Erdgasspeicher zum Monatsletzten

Quelle: E-Control

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.

VERSORGERWECHSEL UND WECHSELRATEN IM GASMARKT

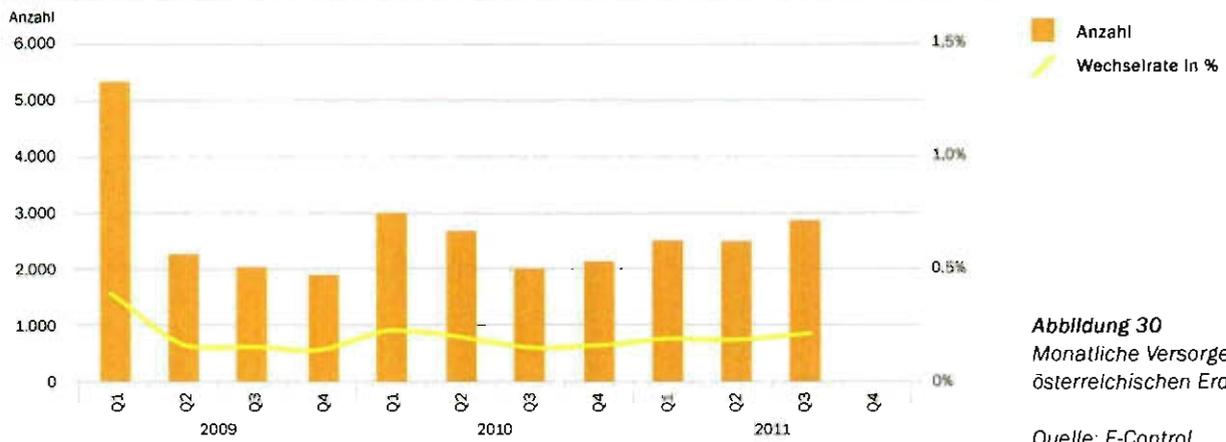


Abbildung 30
 Monatliche Versorgerwechsel im
 österreichischen Erdgasmarkt

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.

ENTWICKLUNG DES ERDGASIMPORTPREISES FÜR ÖSTERREICH

EIPI
Prognose E-Control

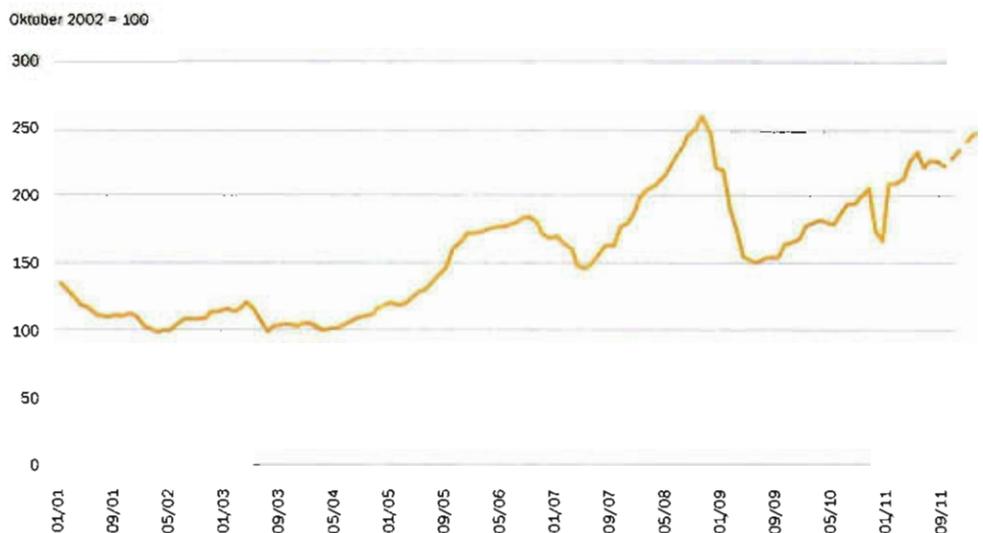


Abbildung 31
Entwicklung des Erdgasimportpreisindex EIPI, gestrichelt: Prognose ECA; Oktober 2002 = 100

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.