



E-CONTROL

TÄTIGKEITSBERICHT 2012



**RAHMENBEDINGUNGEN,
DIE BEWEGUNG IN DEN
ENERGIEMARKT BRINGEN.**

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

INHALT

VORWORT	4
Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2012	12
PREIS- UND MENGENENTWICKLUNG IN 2012	12
> Strommarkt	12
> Gasmarkt	25
ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS 2012	33
> Neues Marktmodell Gas	33
> Neue Verordnungen der E-Control	42
> REMIT	45
> Rechtlicher Rahmen Ökostrom	48
> Regulierung der Netze	50
Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2012	52
STROMMARKT	52
> Regulierung der Netze: Tarifierung in 2012	52
> Aufsicht Marktteilnehmer	54
> Ausgleichsenergiemarkt	59
> Marktmonitoring	60
> Bericht Unbundling/Zertifizierung	62
> Marktintegration/Grenzüberschreitende Lieferungen	62
> Versorgungssicherheit	64
> Stromkennzeichnungsbericht	72
> Internationale Mitarbeit im Strombereich	74

GASMARKT	77
> Regulierung der Netze: Tarifierung Gas 2012	77
> Marktintegration/Grenzüberschreitende Lieferungen	80
> Bericht Unbundling/Zertifizierung	83
> Aufsicht Marktteilnehmer	84
> Ausgleichsenergiemarkt	88
> Speichermarkt	90
> Marktmonitoring	92
> Aufgaben im Gasbereich aus Energielenkung	93
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	94
STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN	97
> Bericht Unbundling TSO Strom und Gas	97
> Statistische Aufgaben	97
> Rechtsmittelverfahren	98
> Öffentlichkeitsarbeit	98
> Endkundenthemen	100
> EU-Vergleich – Mengen und Preise	106
> Tätigkeit der Streitschlichtungsstelle	126
<hr/>	
Twinningprojekte	138
<hr/>	
Jahresabschluss der Energie-Control Austria	140
<hr/>	

VORWORT



Dr. Reinhold Mitterlehner
Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend

Mehr Transparenz und Wettbewerb

Der kontinuierliche Ausbau von Erneuerbaren Energien, die steigenden Ansprüche an die Energieeffizienz und die laufende Umsetzung des Dritten Energiebinnenmarktpakets schaffen zahlreiche Chancen und Herausforderungen für den Energie-Standort Österreich. In diesem Zusammenhang setzt die E-Control flankierende Maßnahmen für einen kompetitiven und versorgungssicheren Energiemarkt. Ihr Themenfeld umfasst insbesondere die Wettbewerbsaufsicht und die Netzregulierung sowie die Schaffung von mehr Transparenz und Information für die Endkunden.

Die vom Wirtschaftsministerium gesetzlich forcierte nationale Umsetzung des Dritten EU-Energiebinnenmarktpakets brachte auch im Jahr 2012 mehrere Neuerungen für Unternehmen und Konsumenten. So ist es jetzt für Kunden noch leichter, den Strom- oder Gasanbieter zu wechseln, da die technischen Abläufe besser geregelt und automatisiert worden sind. Unser Ziel ist es, dass die Konsumenten von ihren Wechselmöglichkeiten stärker Gebrauch machen und damit nicht nur Geld sparen, sondern auch den Wettbewerb am Strom- und Gasmarkt ankurbeln. In diesem Sinne wurden auch die Informationen, die dem Kunden auf seiner Rechnung zur Verfügung zu stellen sind, überarbeitet und im Sinne einer

höheren Transparenz verbessert. Darüber hinaus kann sich der Stromkunde aufgrund der strengen Kennzeichnungs-Verpflichtungen noch leichter gegen Atomstrom aussprechen und so den Markt entsprechend steuern.

Mit dem 2011 novellierten Ökostromgesetz, das 2012 in wesentlichen Teilen in Kraft getreten ist, setzen wir auf einen ambitionierten und zugleich effizienten Ausbau Erneuerbarer Energien. Umfragen zeigen, dass die Österreicher bereit sind, mehr für nachhaltig erzeugten Strom zu bezahlen. Gleichzeitig müssen wir ein Ausufern des Umlagesystems vermeiden und Energie leistbar halten. Daher deckeln wir anders als in Deutschland die jährliche Fördersumme und haben degressive Elemente in der Tarifförderung etabliert, um den Weg in Richtung Marktreife weiter zu forcieren. In Kombination mit den verstärkten Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz trägt der Ökostrom-Ausbau dazu bei, dass die Energiewende in Österreich erfolgreich vorangetrieben wird.

Im Jahr 2012 haben das Wirtschaftsministerium und die E-Control in Abstimmung mit dem Sozialministerium die Rahmenbedingungen zur Einführung intelligenter Stromzähler in Österreich festgelegt. Gemäß den Vorgaben der Europäischen Union sollen die „Smart

Meter“ dazu beitragen, den Elektrizitätsmarkt offener und effizienter zu machen, wobei gleichzeitig die technischen Herausforderungen durch volatile Ökostrom-Einspeisungen leichter bewältigt werden können. Zudem hat der Stromkunde die Möglichkeit, seinen Verbrauch regelmäßig und vor allem zeitnah zu kontrollieren. Durch eine entsprechende Anpassung des Verbrauchsverhaltens verringert sich der Stromverbrauch und sinken die Energiekosten.

Im Gasbereich gilt seit Ende 2012 das neue „Entry-Exit-Modell“. Damit fallen im Fernleitungssystem die Tarife für die Nutzung des Gasnetzes transport- und streckenunabhängig sowie nur noch für die Ein- und Auspeisung an. Davon profitiert der Gashandel, da nur mehr an einem virtuellen Punkt im Netz gehandelt wird und es somit mehr Wettbewerb gibt. Zusätzlich kann Österreich so seine Drehscheibenfunktion am internationalen Gasmarkt ausbauen. Als Brückenenergieträger leistet Erdgas einen wichtigen Beitrag zur Absicherung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und für die Versorgungssicherheit insgesamt.

Der Spritpreisrechner, den die E-Control im Auftrag des Wirtschaftsministeriums betreibt, hat sich auch im Vorjahr positiv entwickelt. Täglich informieren sich zehntausende Auto-

fahrer über die günstigsten Tankmöglichkeiten in Österreich. Damit sorgen wir für mehr Transparenz im Sinne der Kunden und stärken gleichzeitig den Wettbewerb am Treibstoffpreismarkt.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht 2012 stellt die Aufgaben und Arbeitsschwerpunkte der E-Control detailliert dar. Dazu kommen zahlreiche wichtige Zahlen, Daten und Fakten zur Energiewirtschaft. In diesem Sinne wünsche ich allen Interessierten eine spannende Lektüre und der E-Control viel Erfolg bei ihrer weiteren Arbeit.



Dr. Reinhold Mitterlehner
Bundesminister für Wirtschaft,
Familie und Jugend



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

Der vorliegende Tätigkeitsbericht 2012 der E-Control Austria, welche seit 2011 eine – teils hoheitlich, teils nichthoheitlich tätige – Anstalt öffentlichen Rechts mit drei Organen (Vorstand, Regulierungskommission, Aufsichtsrat) ist, zeigt deutlich, dass der Umfang der (qualitativ weitgehend europarechtlich vorgegebenen) Aufgaben der E-Control im vergangenen Jahr quantitativ neuerlich gewachsen ist, und zwar sowohl national als auch international. Insbesondere auch das neue Marktmodell Gas (Gaswirtschaftsgesetz November 2011) hat (auch in dieser Hinsicht) deutliche Spuren hinterlassen.

Als Vorsitzender der Aufsichtsbehörde habe ich nicht bloß im Zuge der Aufsichtsratssitzungen, sondern auch – und **sogar** noch viel öfter – in vielen Gesprächen (insbesondere auch „Nichtgesprächen“) mit Organen und mit Dienstnehmern der E-Control, mit Marktbetroffenen und mit anderen „Insidern“ die Gewissheit gewonnen, dass die Arbeit der E-Control insgesamt auch 2012 wieder eine sehr gute und erfolgreiche war.

Dafür möchte ich als Aufsichtsratsvorsitzender dem Vorstand und seinem Team, der Regulierungskommission, den Betriebsratsver-

tretern und Mitgliedern im Aufsichtsrat sowie dem (auch) für das Energiewesen zuständigen Bundesminister, Herrn Dr. Reinhold Mitterlehner, und seinen Beamten ausdrücklich Danke sagen und gleichzeitig um weitere Unterstützung auch im laufenden Jahr 2013 bitten.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Barfuß', written in a cursive style.

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



DI Walter Boltz
Vorstand der Energie-Control Austria

Das Jahr 2012 war für die E-Control und die gesamte Branche ein sehr arbeitsreiches und herausforderndes Jahr, sowohl im Gas- als auch im Strombereich.

Ein bestimmendes Thema 2012 war die Energiewende in Deutschland, die seit der Atomkatastrophe 2011 in Fukushima intensiv vorangetrieben wird. Der Ausbau der Erneuerbaren Energie ist eine große Herausforderung für das gesamte System der Energieversorgung und hat vielfache Auswirkungen – nicht nur auf Deutschland, sondern auch auf dessen Nachbarländer (darunter auch Österreich). Die Konsequenzen der deutschen Energiewende machen deutlich, dass es in Europa im Energiebereich eine bessere europäische Zusammenarbeit und Koordination benötigt.

Die Umsetzung des dritten EU-Pakets und die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes sind der E-Control ein wichtiges Anliegen. Bis 2014 soll der EU-Energiebinnenmarkt endlich verwirklicht sein. Die E-Control wird sich auch weiterhin intensiv

auf EU-Ebene und in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) engagieren.

Ein Schwerpunkt unserer Arbeit auf europäischer Ebene ist darüber hinaus die EU-Verordnung über „Integrität und Transparenz des Energiemarktes“ (REMIT) gewesen, die seit Dezember 2011 in Kraft ist und bei der es nun um die konkrete Umsetzung geht.

Im Gasbereich lag der Fokus auf den Arbeiten am neuen österreichischen Gasmarktmodell. Dieses bedeutet die größten Veränderungen für die Gasbranche seit der Liberalisierung des Gasmarktes 2002. Für die Gaskunden sind die Effekte des neuen Marktmodells positiv: Es ist mit neuen Anbietern, mehr Wettbewerb und folglich niedrigeren Gaspreisen zu rechnen.

Von günstigeren Energiepreisen könnten viele Konsumenten auch profitieren, wenn sie zu alternativen Strom- oder Gaslieferanten wechseln würden. Der E-Control ist es daher

wichtig, die Konsumentinnen und Konsumenten über ihre Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren und gleichzeitig zu ermutigen, diese auch zu nützen. Dazu wurde im Herbst 2012 eine österreichweite Beratungstour gestartet, bei der Experten der E-Control in Gemeinden in allen Bundesländern vor Ort Beratungen zu diesen Themen boten. Darüber hinaus setzte sich die E-Control 2012 konsequent für eine weitere Stärkung der Rechte der Energiekonsumenten ein.

Die Zusammenarbeit mit der Branche und anderen Partnern verlief im vergangenen Jahr in einem konstruktiven und sachlichen Klima. Der E-Control ist es wie immer wichtig, alle Betroffenen in einem offenen und transparenten Prozess bestmöglich einzubinden. Durch die gute Kooperation konnten 2012 mehrere Weichenstellungen für den österreichischen Energiemarkt auf den Weg gebracht werden.

Ich möchte mich an dieser Stelle bei unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, bei unseren Partnern, Wegbegleitern und der gesam-

ten Branche für das Engagement und die Zusammenarbeit bedanken.

Wir haben ein spannendes und arbeitsintensives Jahr hinter uns. Das neue Jahr wird nicht minder spannend werden. Ich freue mich schon auf die gemeinsame Bewältigung der neuen Herausforderungen im Jahr 2013.



DI Walter Boltz
Vorstand Energie-Control Austria



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

2012 war ein spannendes, intensives und von verschiedensten Themen geprägtes Jahr. Die E-Control hat zahlreiche Projekte auf den Weg gebracht, viele lange Diskussionen geführt und wichtige Weichenstellungen eingeleitet.

Ein immer wiederkehrendes Thema 2012 war die Diskussion um digitale Stromzähler (Smart Meter). Bis 2019 sollen 95 Prozent der österreichischen Haushalte die digitalen Stromzähler besitzen. Die E-Control begrüßt die Einführung, da Konsumenten damit erstmals zeitnah über ihren Stromverbrauch Bescheid wissen und entsprechende Einsparungspotenziale heben können. Außerdem sind Smart Meter ein wichtiger Baustein auf dem Weg zu intelligenten Stromnetzen und hin zur Energiewende. Mit der DAVID-VO (Datenformat- und Verbrauchsinformationsdar-

stellungs-Verordnung) hat die E-Control im September vergangenen Jahres den letzten Pfeiler für die Einführung von Smart Meter im Strombereich eingeschlagen. In der Verordnung wird geregelt, wie Kunden schnell und sicher Informationen über ihren Stromverbrauch und ihre Kosten erhalten.

Große Aufmerksamkeit wurde auch dem Thema Stromkennzeichnung zuteil. Seit 2002 müssen Stromlieferanten auf den Stromrechnungen sowie den Werbe- und Informationsmaterialien ausweisen, aus welchen Energieträgern der von ihnen gelieferte Strom erzeugt wurde. 2012 wurde die im September 2011 erlassene Stromkennzeichnungsverordnung der E-Control, mit der die Transparenz für die Konsumenten erhöht wird, erstmals angewendet. Auch im vergangenen Jahr zeigte sich, dass es

den heimischen Haushalten wichtig ist, zu wissen, wo ihr Strom herkommt. Die Konsumenten können sich dabei auf die strengen und transparenten Regelungen der Stromkennzeichnung, der Umsetzung dieser Regeln durch die Stromlieferanten und der jährlich stattfindenden Überprüfung durch die E-Control verlassen.

Energieeffizienz ist der Schlüssel zur Erreichung aller energie- und klimarelevanten Zielsetzungen und ist für eine nachhaltige Energieversorgung unerlässlich. Die E-Control hat sich daher 2012 verstärkt dem Thema Energieeffizienz gewidmet und wird sich auch im heutigen Jahr stark in die Diskussion einbringen.

2012 wurden intensive Verhandlungen über die nächste Regulierungsperiode ab 2014 geführt. Hier haben wir uns um einen tragfähigen Kompromiss bemüht, aber auch darauf geachtet, dass sich die Mehrbelastungen für die Endkunden auf einem vertretbaren Niveau befinden.

2013 wird kein Spaziergang, es stehen uns viele Herausforderungen bevor. Ich bin aber zuversichtlich, dass wir alle Projekte zusammen mit der Branche gut voranbringen, und freue mich auf die gemeinsame Bewältigung.

2013 wird kein Spaziergang, es stehen uns viele Herausforderungen bevor. Ich bin aber zuversichtlich, dass wir alle Projekte zusammen mit der Branche gut voranbringen, und freue mich auf die gemeinsame Bewältigung.



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

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2012

Preis- und Mengenentwicklung in 2012

STROMMARKT

Verbrauchsentwicklung

Die inländische Nachfrage an elektrischer Energie war 2012 mit einer Zuwachsrate von rd. 1,0% wieder deutlich höher als im Vorjahr, wobei alleine auf den Schalttag rd. 0,3 Prozentpunkte entfielen. Die Auswirkung der anderen, für die Verbrauchsentwicklung wesentlichen Einflussfaktoren ist für 2012 schwieriger festzumachen. Bei der Stromverbrauchsentwicklung ist festzuhalten, dass in jedem Quartal ein Zuwachs gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres zu verzeichnen war, wobei die Entwicklung der einzelnen Monate sehr unterschiedlich war: In fünf Monaten waren Verbrauchsrückgänge zu verzeichnen, wobei im März mit einem Rückgang

um 1,7% oder 0,1TWh der höchste und im Mai mit 0,5% der niedrigste Rückgang gegeben waren. In den anderen sieben Monaten waren Zuwächse zwischen 1,0% im August und 2,0% im Juni, mit einem Extremwert von 8,2% im Februar zu verzeichnen.

Auffällige Trends waren bei der Stromverbrauchsentwicklung in den ersten drei Quartalen 2012 nicht festzustellen, auch wenn das BIP in allen Quartalen gestiegen ist. Die schwache Konjunktur und die Temperaturentwicklung haben beide zu einem nur mäßigen Stromverbrauchszuwachs geführt.

Die Verbrauchsentwicklung war in den beiden Bereichen Öffentliches Netz und Gesamte

Stromverbrauch in % (links) ■
 reales BIP in % (links) /
 Temperatur in Grad C (rechts) /

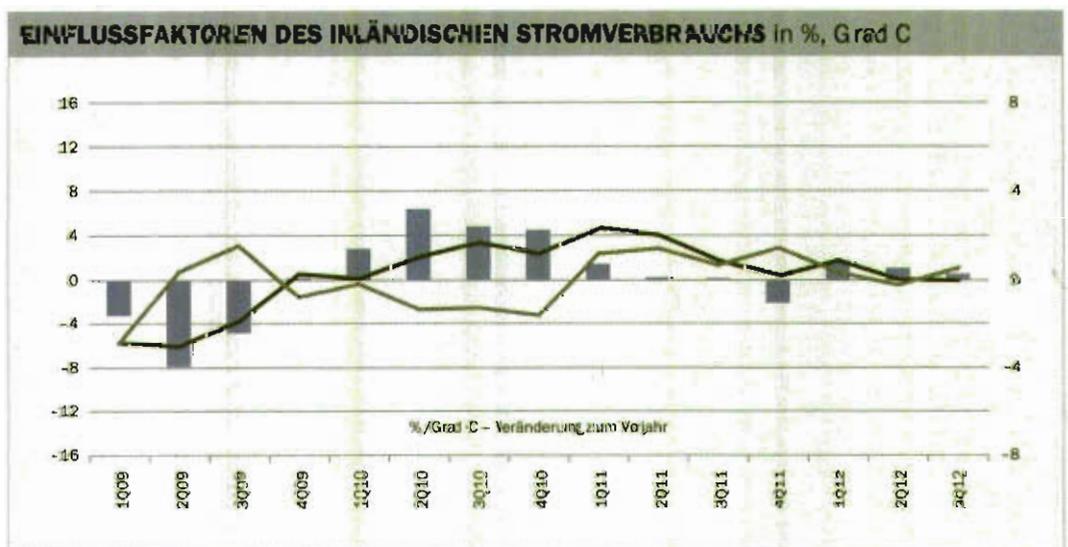


Abbildung 1
 Einflussfaktoren des Inlandstromverbrauchs

Quelle: E-Control, OeNb, ZAMG, WIFO

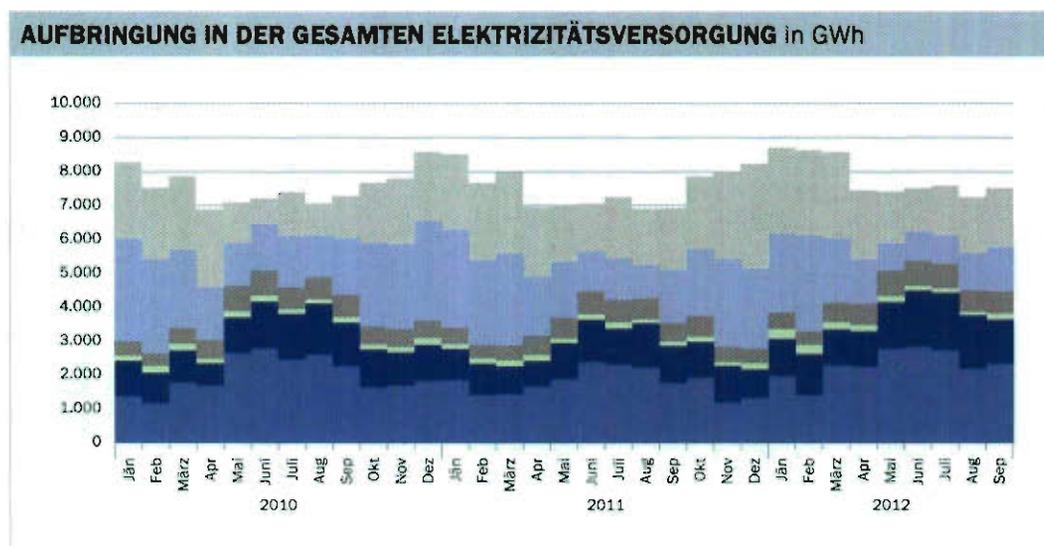
Versorgung unterschiedlich: Für den Strombezug ist ein Zuwachs um 1,2% zu verzeichnen, der damit recht deutlich über dem gesamten Verbrauchsanstieg von 1,0% liegt. Dementsprechend ist anzunehmen, dass der Stromverbrauch der kleineren und mittleren Abnehmer, und hier insbesondere der Haushalte, zum Teil deutlich gestiegen, während der Stromverbrauch der großen (industriellen) Stromverbraucher tendenziell stagnierend bzw. rückläufig gewesen sein dürfte.

Entwicklung der Stromaufbringung

Nachdem im Vorjahr ein auch im langjährigen Vergleich schlechtes Wasserdargebot gegeben war, das sich in einem Erzeugungskoeffizienten von 0,88 ausgedrückt hat, war 2012 wieder ein sehr gutes Wasserjahr: Für das gesamte Jahr 2012 lag der Erzeugungskoeffizient

der großen Laufkraftwerke bei 1,11. Dementsprechend war die Erzeugung der Laufkraftwerke um rd. ein Viertel und diejenige der Speicherkraftwerke um ein knappes Drittel höher als 2011. Demgegenüber ging die Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken um knapp ein Fünftel zurück und der Importüberschuss wurde auf rd. ein Drittel des Vorjahreswertes reduziert.

Das gute Wasserdargebot hat bei den Speicherkraftwerken nicht zu einem deutlich höheren Speicherstand zum Ende des Berichtszeitraumes geführt, da die Erzeugung sehr hoch war. Deshalb waren die Speicherstände zum Jahresende etwas geringer wie im Vorjahr. Die Brennstoffvorräte waren demgegenüber mit einem Wärmeäquivalent von rd. 1,5 TWh deutlich höher als zum Jahresende 2011.



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

Abbildung 2
Monatliche Stromaufbringung

Quelle: E-Control

Entwicklung der Ökostrommengen

In den Jahren 2002 bis 2010 gab es ein kontinuierliches Mengenwachstum an gemäß Ökostromgesetz geförderten sonstigen Ökostromtechnologien (exklusive Kleinwasserkraft). Im Jahr 2011 gab es jedoch einen leichten Rückgang beim geförderten sonstigen Ökostrom. Die Mengen (aus Windkraft, Biomasse fest, Biogas, Biomasse flüssig, Photovoltaik) sind im Zeitraum von 412 GWh im Jahr 2002 auf 4.464 GWh im Jahr 2011 gestiegen. Verglichen mit dem Jahr 2010 ist der sonstige Ökostrom von 4.647 GWh auf 4.464 gefallen. Mengenmäßig am stärksten ausschlaggebend ist eine verringerte Einspeisung aus Windkraftanlagen.

Die Mengen an von der OeMAG abgenommener geförderter Kleinwasserkraft schwankten in den vergangenen Jahren teils beachtlich.

Von 2004 bis 2009 gingen diese stark 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 hatte sich die Menge an von der OeMAG abgenommener Kleinwasserkraft von 2009 auf 2010 mehr als verdoppelt. Von 2010 auf 2011 kam es erneut zu einer Reduktion, wobei die abgenommene Menge von 1.258 GWh auf 988 GWh gesunken ist.

Die bisher verfügbaren Daten für 2012 zeigen (bis inklusive zweitem Quartal 2012) für sonstigen Ökostrom eine höhere Einspeisung als im Vergleichszeitraum des Jahres 2011.

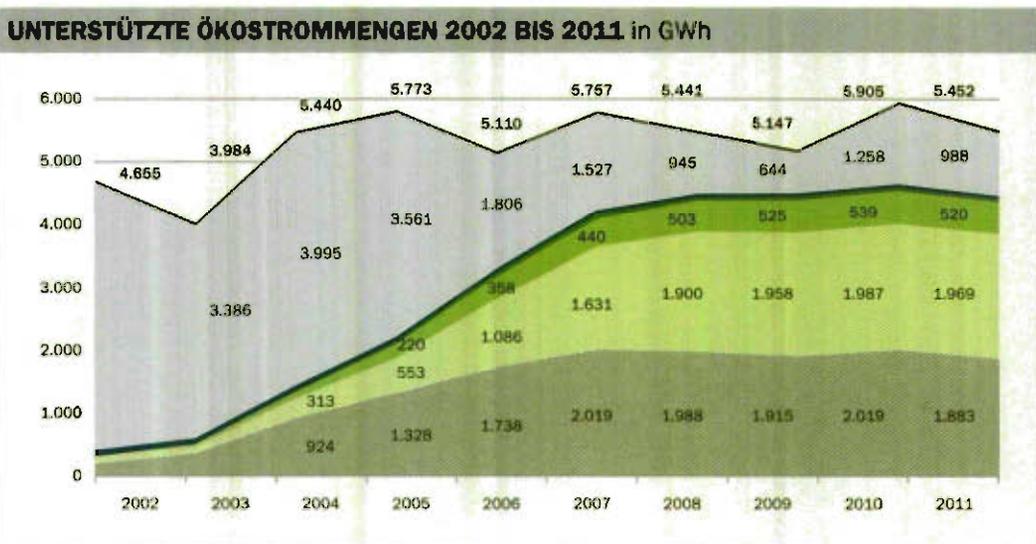


Abbildung 3
 Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2002 bis 2011

Quelle: E-Control, OeMAG

ÖKOSTROM - EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH

1. HJ 2012 sowie Vergleich zum 1. HJ 2011

Energieträger	Einspeisemengen in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostrom- Einspeiseanteil in % an der Gesamt- abgabemenge	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
1. HJ 2012 *)				
Kleinwasserkraft (unterstützt)	482	26,6	1,6 %	5,53
Sonstige Ökostromanlagen	2.684	301,6	8,9 %	11,24
Windkraft	1.357	107,7	4,5 %	7,93
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	1.001	139,8	3,3 %	13,97
Biomasse gasförmig	277	39,7	0,9 %	14,34
Biomasse flüssig	0,3	0,03	0,001 %	12,48
Photovoltaik	33	13,4	0,11 %	40,93
Deponie- und Klärgas	17	1,0	0,06 %	6,22
Geothermie	0,4	0,02	0,001 %	5,02
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.166	328,2	10,6 %	10,37
1. HJ 2011 **)				
Kleinwasserkraft (unterstützt)	543	31,6	1,8 %	5,81
Sonstige Ökostromanlagen	2.268	257,4	7,7 %	11,35
Windkraft	977	75,8	3,3 %	7,76
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	986	134,3	3,4 %	13,61
Biomasse gasförmig	260	36,7	0,9 %	14,13
Biomasse flüssig	7	0,9	0,02 %	13,26
Photovoltaik	16	8,2	0,06 %	50,17
Deponie- und Klärgas	21	1,5	0,07 %	7,02
Geothermie	0,6	0,03	0,002 %	5,48
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.811	289,0	9,6 %	10,28

Tabelle 1
Ökostromeinspeisemengen
und -vergütungen im 1. Halb-
jahr 2012 im Vergleich zum
1. Halbjahr 2011

*) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 29.988 GWh für das 1. Halbjahr 2012 (vorläufiger Wert)

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

Quelle: OeMAG, Februar 2012 – vorläufige Werte

Ausschlaggebend dafür ist hauptsächlich der erneute Anstieg der Einspeisung aus Windkraft. Die Gesamtabgabemenge im öffentlichen Netz ist von 9,6% auf 10,6% im Vergleichszeitraum 1. Quartal 2012 und 1. Quartal 2011 gestiegen. Und das, obwohl im selben Zeitraum auch die Gesamtabgabemenge aus dem öffentlichen Netz an Endverbraucher von 29.432GWh auf 29.998GWh gestiegen ist.

Ökostrom soll weiter stark ausgebaut werden. Das Ökostromgesetz beinhaltet konkrete Ausbauziele (§ 4). Diese zielen für den Zeitraum 2010 bis 2020 auf den Ausbau der Erneuerbaren ab: um 1.000MW Wasserkraft (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von 4TWh), um 2.000MW Windkraft (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 4 TWh), für den Fall entsprechender Rohstoffverfügbarkeit 200MW Biomasse (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 1,3TWh) und 1.200MW Photovoltaik (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 1,2 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 20MW 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.

Im Bereich der Windkraft darf aus zwei Gründen mit einem starken Zuwachs der installierten Leistung gerechnet werden. Zum einen ist dies der Wartelistenabbau, wodurch Projekte im Umfang von 472MW eine sofortige Förderzusage erhalten haben, und zum anderen sind das die beschlossenen Tarife für das 2. HJ 2012 und das Jahr 2013. In Kombination mit der Aufstockung der Fördermittel (11,5 Mio. Euro sowie ein Anteil am Resttopf) ist zu erwarten, dass das Ziel des zusätzlichen Ausbaus der Windkraft in Höhe von 700MW bis zum Jahr 2015 bzw. 1.000MW bis zum Jahr 2020 erfüllt werden wird.

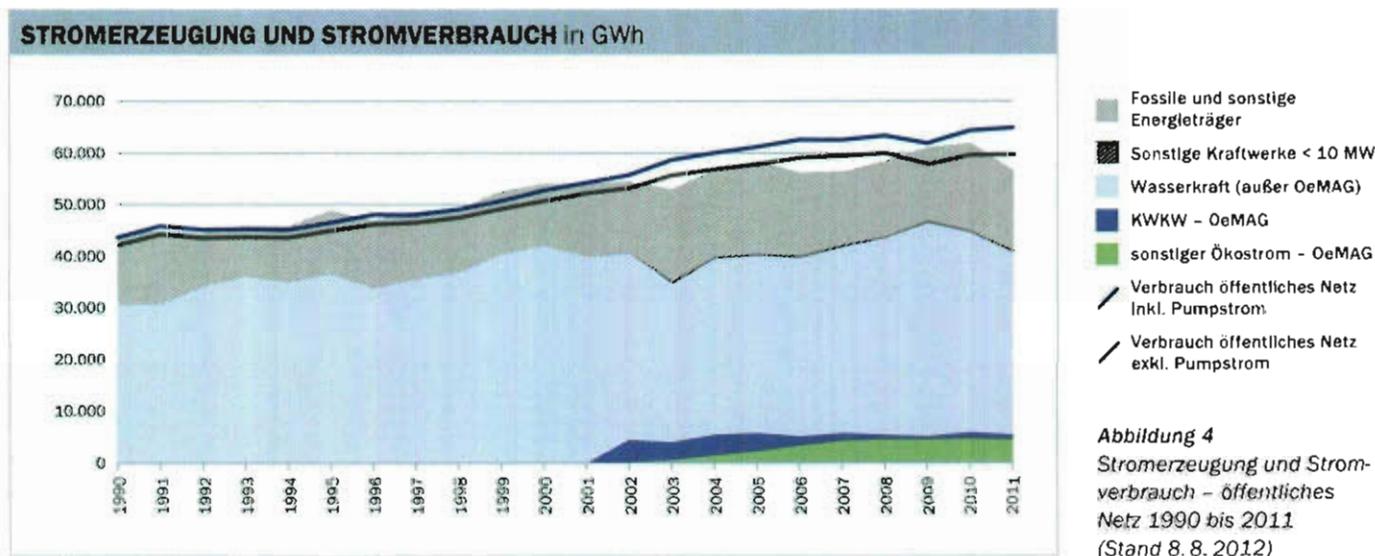
Relativ hohe Kosten der Anlagenerrichtung und der Betriebs- und Rohstoffkosten haben zu einer Stagnation der installierten Kapazitäten von Biogas und „fester Biomasse“ geführt. Vor allem sehr hohe und volatile Brennstoffkosten haben zu unverhältnismäßig hohen Stromerzeugungskosten geführt. Auch für das Jahr 2011 wurde wieder ein Rohstoffkostenzuschlag für Biogas-Anlagen, die vor dem Jahr 2009 bereits im Vertragsverhältnis

mit der OeMAG standen, beschlossen. Dieser betrug 2 Cent/kWh. Im Bereich Biomasse und Biogas fließt in die Prognose zur Zielerreichung bis 2015 ein zusätzlicher Ausbau von 100 MW bzw. 600 GWh von vorwiegend geförderten Biomasseanlagen ein. Das ÖSG 2012 sieht bis zum Jahr 2020 einen zusätzlichen Ausbau von insgesamt 200 MW im Bereich Biomasse und Biogas vor.

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.

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch¹ an sich sowie auch die erzeugten Mengen gestiegen. So wurden im Jahr 1990 im öffentlichen Netz 43,5 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und 44,1 TWh Strom produziert, der Anteil Strom aus Erneuerbaren am Verbrauch lag bei 70%.

Bis zum Jahr 2011 stieg die verbrauchte Menge um 48% an. 2011 wurden 64,8 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 56,6 TWh Strom produziert. Der Anteil der Erneuerbaren lag im Jahr 2011 bei 63%.



Quelle: E-Control

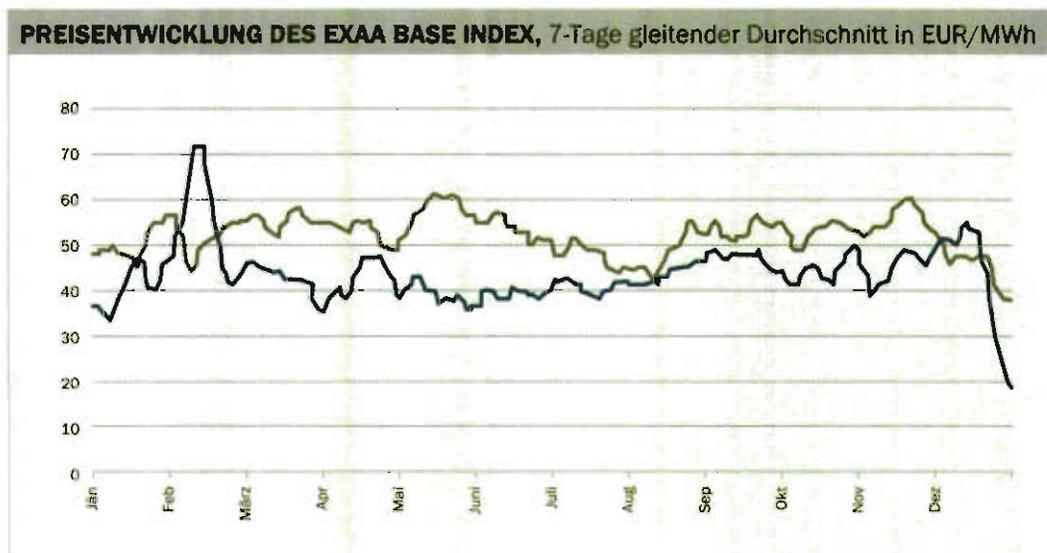
¹ Die Daten zum Stromverbrauch beziehen sich auf die Statistiken der E-Control. Der Stromverbrauch setzt sich zusammen aus Bruttostromerzeugung + physikalische Importe - physikalische Exporte. Der Anteil Pumpstrom ist inkludiert.

Großhandelspreisentwicklung Strom

Das Jahr 2012 war am Kassa- und Terminmarkt ein verhältnismäßig günstiges Jahr. Im Kassamarkt gab es zwar Anfang des Jahres aufgrund der Witterungsbedingungen und Kraftwerkssituation Preisausschläge, diese preistreibenden Tendenzen waren aber von lediglich kurzer Dauer. Im Frühjahr fielen die Preise für Base-Day-ahead-Lieferungen auf rund 40 EUR/MWh und waren damit weit günstiger als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Ähnlich wie im Vorjahr kam mit Herbstbeginn der Anstieg der Preise, allerdings ebenfalls auf ein niedrigeres Niveau als im Vorjahr. Volatile

Windeinspeisung sowie Nachfrageschwankungen sorgten in dieser Phase für größere Volatilität als noch im Frühjahr oder Sommer.

Am Terminmarkt 2012 setzte ein regelrechter Preisverfall ein. Wurde zu Beginn des Jahres der 2013-Jahres-Grundlast-Kontrakt noch bei rund 52 EUR/MWh gehandelt, so endete das Jahr bei einem Tiefstwert von gut 45 EUR/MWh. Damit näherte sich das Jahresband gegen Ende des Jahres, wie zu erwarten, dem Spotmarktpreis an. Entscheidend für die fallende Preiserwartung der Händler waren vermutlich sowohl Faktoren auf der Angebots- als



2011 /
2012 /

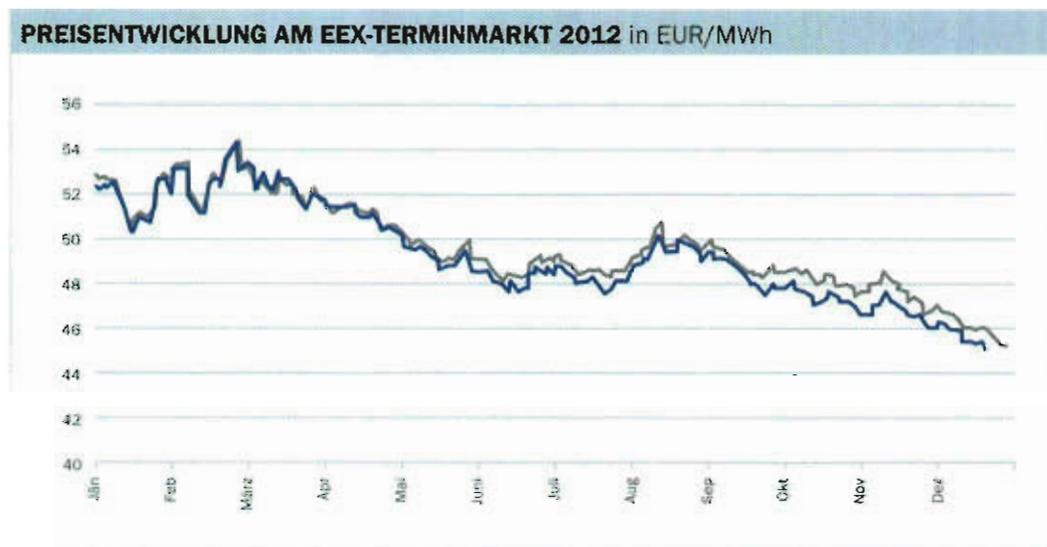
Abbildung 5
Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7-Tage gleitenden Durchschnitt

Quelle: EXAA, Berechnungen E-Control

auch auf der Nachfrageseite. Nachdem Prognosen für das Wirtschaftswachstum in der EU vor allem im 4. Quartal für das Jahr 2013 und 2014 nach unten korrigiert worden waren, beeinflusste dies die Einschätzung der zu erwartenden Nachfrage. Andererseits wurden die Jahreskontrakte anderer Primärenergieträger, allen voran Kohle und Gas, auf einem stabilen oder zeitweilig günstigen Niveau gehandelt.

Sowohl im kurzfristigen wie auch im langfristigen Markt hatte das historisch niedrige Niveau der CO₂-Zertifikatspreise einen erheblich preis-senkenden Einfluss. So lag der Kontrakt mit

Fälligkeit Mitte Dezember 2012 durchwegs und streckenweise deutlich unter 10 EUR/t. So notierte zum Beispiel im Mai 2012 der CO₂-Kontrakt im Durchschnitt bei lediglich 6,75 EUR/t, im Gegensatz dazu wurden im Jahr 2010 und 2011 respektable Durchschnittswerte von 15,58 bzw. 13,83 EUR/t erreicht. Grund für diesen Preisverfall ist der durch die wirtschaftliche Entwicklung bedingte Zertifikatsüberschuss. Aus diesem Grund gibt es nun auf europäischer Ebene Diskussionen, wie und ob das Europäische Emissionshandelssystem modifiziert werden soll.



2013 Base
2014 Base

Abbildung 6
Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base-Kontrakt für die Lieferjahre 2013 bzw. 2014

Quelle: EEX

Endkundenpreisentwicklung Strom

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 7* dargestellt. Berücksichtigt werden dabei die Gesamtkosten, d. h. Energiepreis, Kosten für die Netznutzung sowie die Steuern und Abgaben, die von Endkunden zu zahlen sind.

Vor und zu Beginn der vollständigen Marktöffnung im Oktober 2001 ist der Gesamtpreis vor allem aufgrund des beginnenden Wettbewerbs gesunken. Der davor deutlich erkennbare Anstieg im Juni 2000 ist auf die Verdoppelung der Energieabgabe zurückzu-

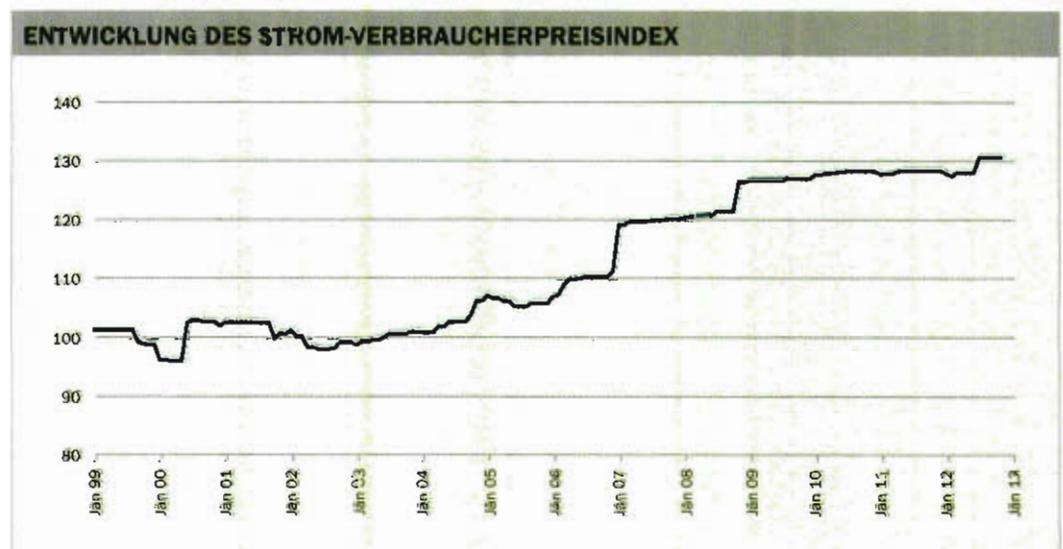


Abbildung 7
Entwicklung des Strom-VPI
(Index Oktober 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

führen. Seit Beginn 2002 bis Ende 2008 ist die Entwicklung steigend, unterbrochen nur durch die Senkungen der Systemnutzungsentgelte, welche in der Regel zum Jahresbeginn von der Regulierungskommission neu verordnet werden. Anfang 2003 verursachte die Einführung der Öko- sowie KWK-Zuschläge einen weiteren Anstieg des Gesamtpreises. Seit Beginn 2009 bewegen sich die Preise infolge der Wirtschaftskrise seitwärts mit leichten Schwankungen. Die Preissenkungen infolge der Netztarifsenkungen oder auch wie am Beginn 2012 verstärkt durch die Ökostromkostenreduktion wurden schnell durch die Energiepreiserhöhung einiger Lieferanten eingeholt. Mit 1. Jänner 2012 wurde der Verrechnungspreis für Ökostrom gesenkt, was nur von einigen Lieferanten an die Kunden weitergegeben wurde. Die Umstellung des Ökostromfördersystems mit 1. Juli 2012 hat gewisse Kostenerhöhungen für Haushaltskunden bewirkt, welche auch teilweise auf die geringere oder gar keine Weitergabe der dadurch entfallenen Kosten (Mehraufwendungen §19 ÖkostromG) einiger Lieferanten an ihre Kunden zurückzuführen ist.

Somit erreichte der VPI Strom Mitte des Jahres den höchsten Stand seit 1999. Danach waren bis zum Jahresende fast keine Preisänderungen zu beobachten.

Im November 2012 war ein Plus von 1,8% im Vergleich zum November 2011 zu verzeichnen.

Eine detaillierte Darstellung der Energiepreisänderungen bei den angestammten Lieferanten ist *Tabelle 2* zu entnehmen. Während die meisten Unternehmen ihre Energiepreise entsprechend oder nur teilweise dem Wegfall von Mehraufwendungen nach § 19 Ökostromgesetz angepasst haben, führten die angestammten Lieferanten in Oberösterreich und in der Steiermark neue Preismodelle nicht nur für die Neukunden, sondern auch für die Bestandskunden ein, sodass nicht nachvollziehbar ist, wie viel dieser Kosten bzw. ob sie diese überhaupt ihren Kunden weitergegeben haben.

Die Gesamtkosten unterscheiden sich stark nach Netzgebieten – zum einen aufgrund der höchst unterschiedlichen Energiepreise der regionalen Lieferanten, welche nur bei großen Lieferanten zuletzt im Dezember eine Spannbreite von +/-18% ausgemacht hat. Zum anderen variieren die Netzkosten auch nach Netzgebieten, und die Kunden in den städtischen Gebieten zahlen noch die Gebrauchsabgabe (z. B. in Wien), sodass auch diese Kostenkomponenten österreichweit nicht gleich hoch sind.

PREISÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN 2012		
Lieferant	Inkrafttreten der Preisänderung	Energiepreis
Linz Strom	01.01.2012	-0,70%
Energie AG	01.01.2012	-0,66%
Wien Energie	01.01.2012	-3,25%
EVN	01.01.2012	-3,26%
BEWAG	01.01.2012	-3,39%
Innsbrucker Kommunalbetriebe	01.02.2012	-4,57%
Tiwag	01.02.2012	-4,24%
Salzburg AG	01.02.2012	-2,66%
VKW	01.03.2012	-4,90%
Energie Graz *)	01.03.2012	8,53%
Steweag-Steg *)	01.03.2012	8,84%
Energie AG Neukunden *)	01.06.2012	0,58%
Energie AG Bestandskunden (inkl. einmaliger Rabatt) *)	01.07.2012	-4,10%
BEWAG	01.07.2012	-4,13%
LINZ STROM *)	01.07.2012	-3,85%
Salzburg AG	01.07.2012	-4,62%
VKW	01.07.2012	-4,42%
Tiwag	01.07.2012	-5,50%
EVN	01.07.2012	-4,76%
Wien Energie	01.07.2012	-4,31%
Energie Graz	01.07.2012	-4,65%
Innsbrucker Kommunalbetriebe	01.07.2012	-5,28%
Kelag	01.07.2012	-3,87%
Verbund	01.07.2012	-4,20%
Energie Klagenfurt	01.07.2012	-4,11%
Energie Klagenfurt österreichweit	01.07.2012	-5,75%
Steweag-Steg	01.07.2012	-4,72%

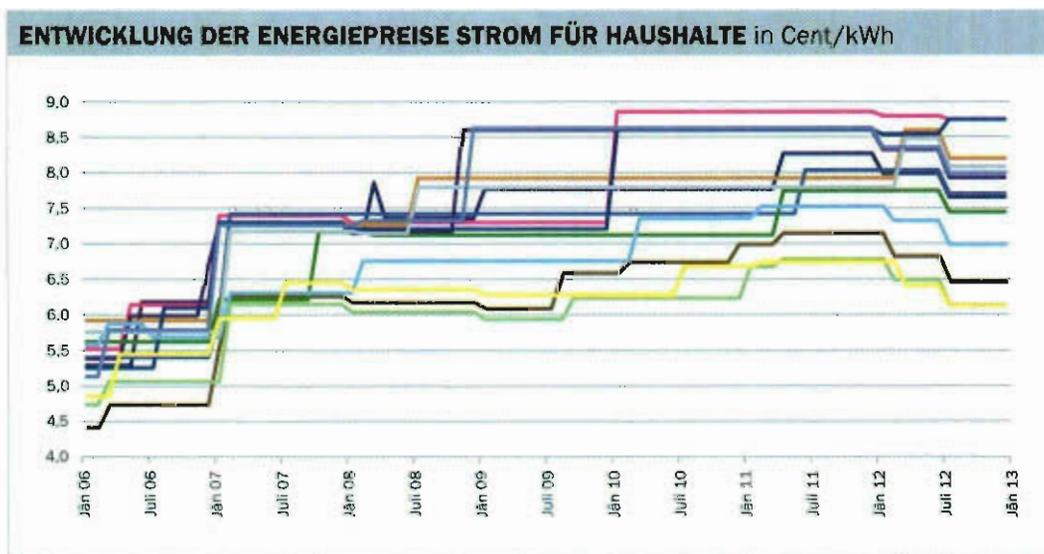
Tabelle 2
 Preisänderungen der
 Stromlieferanten in 2012
 (Musterhaushalt mit
 3.500 kWh/Jahr)

*) Preismodell- bzw. Produktänderung

Quelle: E-Control

Die Entwicklung der Energiepreise Strom für Haushalte wird in *Abbildung 8* dargestellt. Da ist auch zu erkennen, dass die Differenz zwischen den günstigsten und teuersten Lieferanten in den letzten Jahren gewachsen ist.

Dies ist wiederum mit den unterschiedlichen Verkaufsstrategien der einzelnen Unternehmen, Vertriebskosten sowie Beschaffungsstrategien zu begründen.



- BEWAG
- Energie AG
- Energie Graz
- Energie Klagenfurt
- EVN
- Innsbrucker KB
- KELAG
- Linz Strom
- Salzburg AG
- Steweag-Steg
- Tiweg
- VKW
- Wien Energie

Abbildung 8
Entwicklung der Haushaltspreise Strom, reine Energie (exkl. Rabatte auf Energiekosten, Netzkosten, Steuern und Abgaben), im jeweiligen Netzgebiet, Standardprodukt des regionalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Industriekunden

Die Ergebnisse der Industriekundenpreiserhebung der E-Control (*Abbildung 9*) zeigen 2012 im Vergleich zum Vorjahr eine Verringerung der Industriestrompreise. Primärer Einflussfaktor für die Industriestrompreise ist die Entwicklung

der Großhandelspreise, die zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließen. Durch das neue Ökostromgesetz werden die Mehraufwendungen für Ökostrom nicht mehr von den Lieferanten verrechnet. Dadurch sanken die Energiepreise im 2. Halbjahr.

// Einleitung

/ Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2012

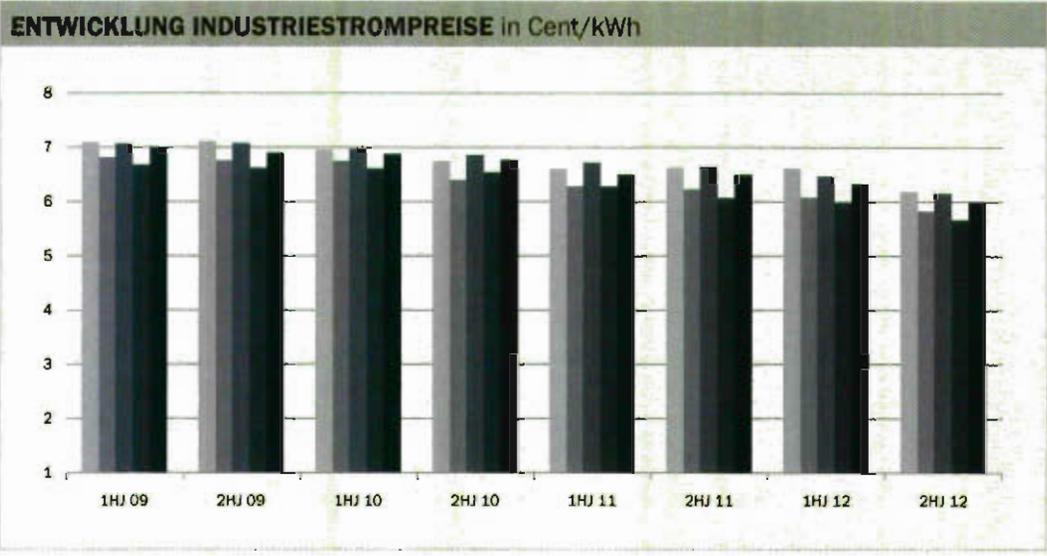


Abbildung 9
Ergebnisse der Industrie-
strompreiserhebung

Quelle: E-Control

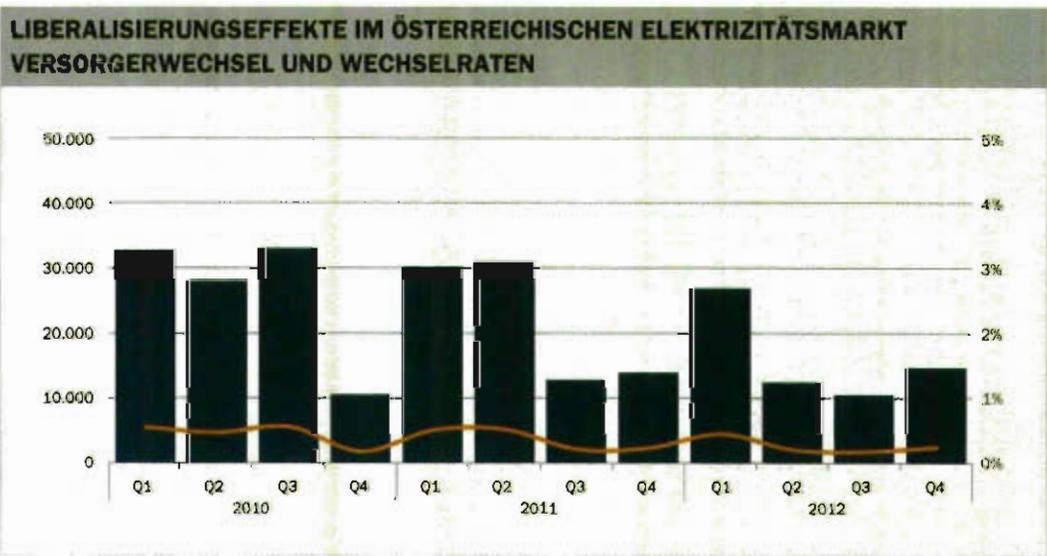


Abbildung 10
Liberalisierungseffekte
im österreichischen
Elektrizitätsmarkt
Versorgerwechsel und
Wechselraten

Quelle: E-Control

Entwicklung der Wechselzahlen

Insgesamt haben 2012 etwa 64.500 Stromkunden ihren bisherigen Versorger gewechselt, was einer Wechselrate von 1,1% entspricht. 2011 haben demgegenüber knapp 88.000 Stromkunden gewechselt. Von den 64.500 Wechslern waren 2012 rund 40.000 Haushalts- und knapp 22.000 sonstige Kleinkunden sowie etwas mehr als 2.000 lastganggemessene Kunden, während im Vorjahr rund 60.000 Kunden im Haushaltsbereich, 26.300 sonstige Kleinkunden und knapp 1.600 lastganggemessene Kunden ihren jeweiligen Versorger gewechselt haben.

GASMARKT

Wie bereits in den vergangenen Jahren zeigte die Entwicklung des inländischen Gasverbrauchs einen deutlich anderen Verlauf als jene des Stromverbrauchs: Während Letzterer sowohl 2011 als auch 2012 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr anstieg, ging der Gasverbrauch zum Teil deutlich zurück, wobei für 2012 ein Rückgang der Abgabe an Endkunden von 4,6% erwartet wird. Damit ist im Erdgasbereich eine deutlich geringere Kopplung an die wirtschaftliche Entwicklung gegeben als im Strombereich.

Die Temperatur hat einen starken direkten und indirekten Einfluss auf die Entwicklung des inländischen Gasverbrauchs, was auf den hohen Anteil des für Heizzwecke eingesetzten Erdgases zurückzuführen ist. Neben dem direkten Einsatz für Heizzwecke im Haus-

haltsbereich ist die Verfeuerung in erdgasbefeuerten KWK-Anlagen sowie in Heizwerken ein ausschließlich temperaturabhängiger Anwendungsbereich. In diesem Zusammenhang sei beispielhaft angeführt, dass allein die Stromerzeugung aus erdgasbefeuerten Kraftwerken im Berichtsjahr 2012 um ein knappes Viertel gegenüber dem Vorjahr zurückging, was nicht zuletzt auf die klimatischen Einflüsse Temperatur und Wasserdargebot zurückzuführen ist. Der Haupteinflussfaktor war aber die Entwicklung der Gas-, Kohle- und CO₂-Preise des vergangenen Jahres. Günstige CO₂- und Kohlepreise machten Gaskraftwerke verhältnismäßig teuer und daher kam Erdgas im deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt weniger zum Einsatz.

Im Kalenderjahr 2012 war mit Ausnahme der Monate Feber, April und Dezember der inländische Erdgasverbrauch immer niedriger als im jeweiligen Vergleichszeitraum des Vorjahres. Die höchsten absoluten Rückgänge waren dabei im März, November und im Mai zu verzeichnen, wobei die relativen Rückgänge in diesen drei Monaten ebenfalls sehr hoch ausfielen.

Während die Erdgasbilanz 2011 wesentlich durch den neuen Gasspeicher Seven Fields beeinflusst worden war, war 2012 die rückgängige Verbrauchsentwicklung der wesentliche Einflussfaktor für die Bilanz.

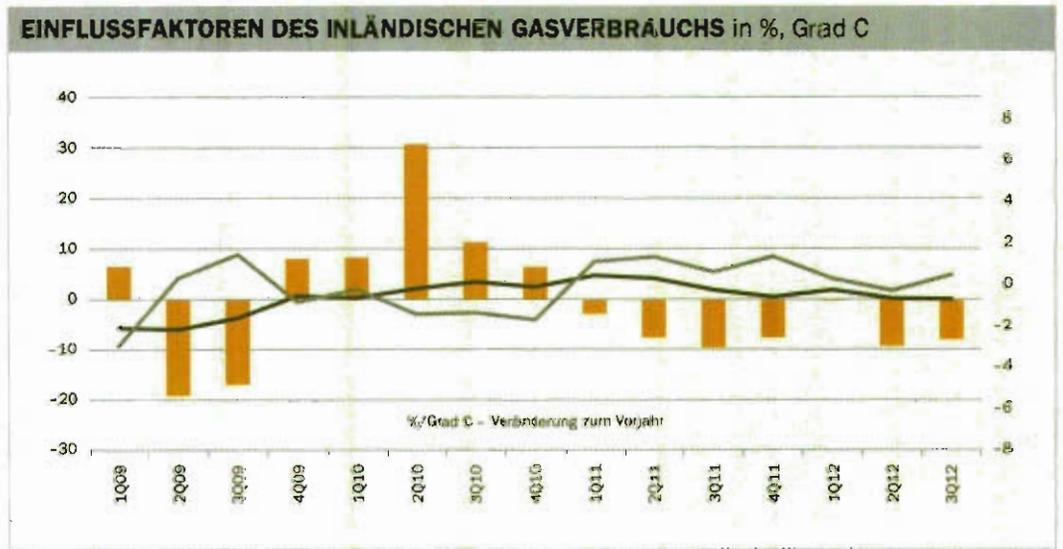


Abbildung 11
Einflussfaktoren des Inland-
gasverbrauchs

Quelle: E-Control, OeNb, ZAMG, WIFO

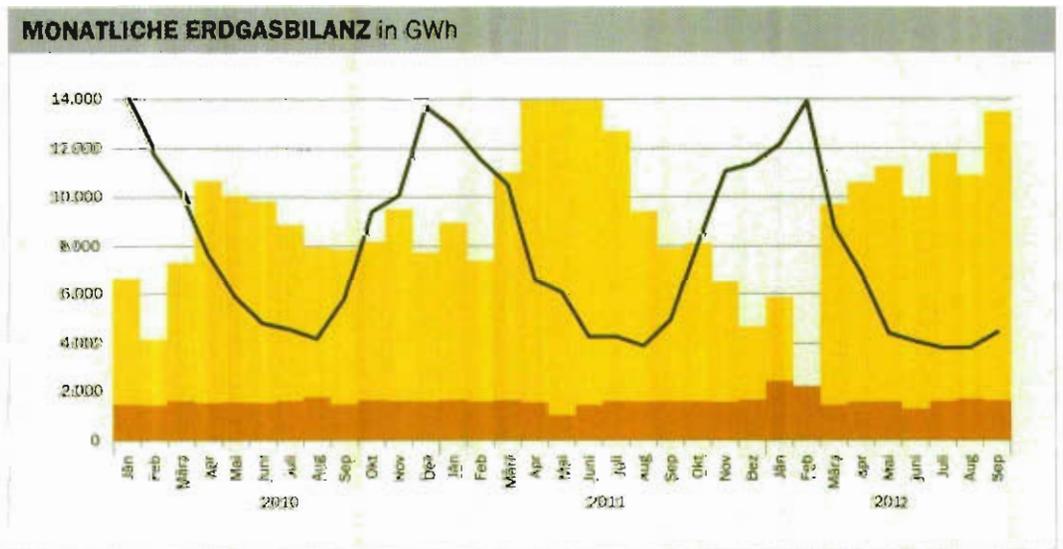


Abbildung 12
Monatliche Erdgasbilanz

Quelle: E-Control

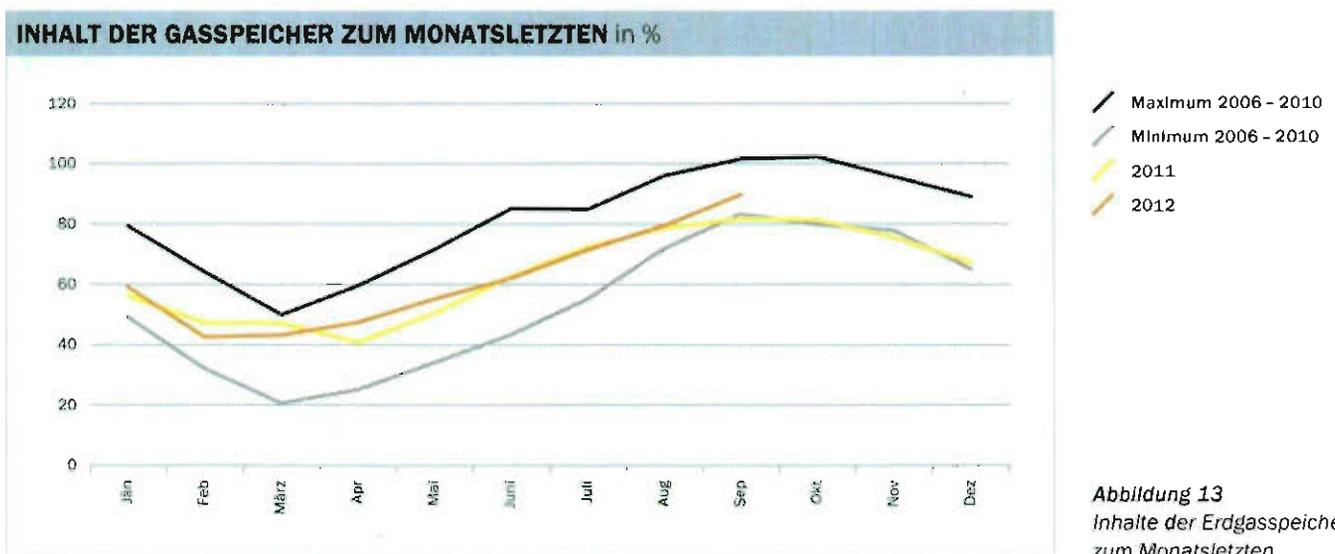


Abbildung 13
Inhalte der Erdgasspeicher
zum Monatsletzten

Quelle: E-Control

Auffallend bei den einzelnen Bilanzkomponenten ist der Rückgang der physikalischen Exporte, wobei die Tatsache, dass Österreich im Februar 2012 erstmals (wieder) zu einem Netto-Exporteur wurde, besondere Erwähnung finden sollte. Der Grund für dieses singuläre Ereignis liegt in zusätzlichen Produktionsmengen zum Jahresbeginn, die zum Teil direkt exportiert wurden. Insgesamt wurden in Österreich im Kalenderjahr 2012 um knapp 10% mehr Erdgas gefördert und um rund ein Fünftel weniger netto exportiert. Die in Speicher eingepressten Erdgasmengen waren etwa gleich hoch wie im Vorjahr, doch erhöhte sich die Entnahme um weit mehr als ein Drittel.

Großhandelspreisentwicklung Gas Spotpreise

Die Spotpreise am CEGH OTC-Spotmarkt sind – wie an den anderen Hubs – in der ersten Februar-Woche mit dem Kälteeinbruch und den Liefereinkürzungen aus Russland deutlich angestiegen. Seit Anfang März 2012 lagen die Spotpreise am CEGH deutlich oberhalb der Spotpreise am deutschen NCG und niederländischen TTF. Mit März 2012 hat die TAG Day-ahead-Auktionen durchgeführt und damit wurde die Verfügbarkeit von Transportkapazitäten nach Italien verbessert. Wesentlichen Einfluss auf die Preisentwicklungen in 2012 am österreichischen Spotmarkt haben daher die italienischen Marktgegebenheiten gehabt.

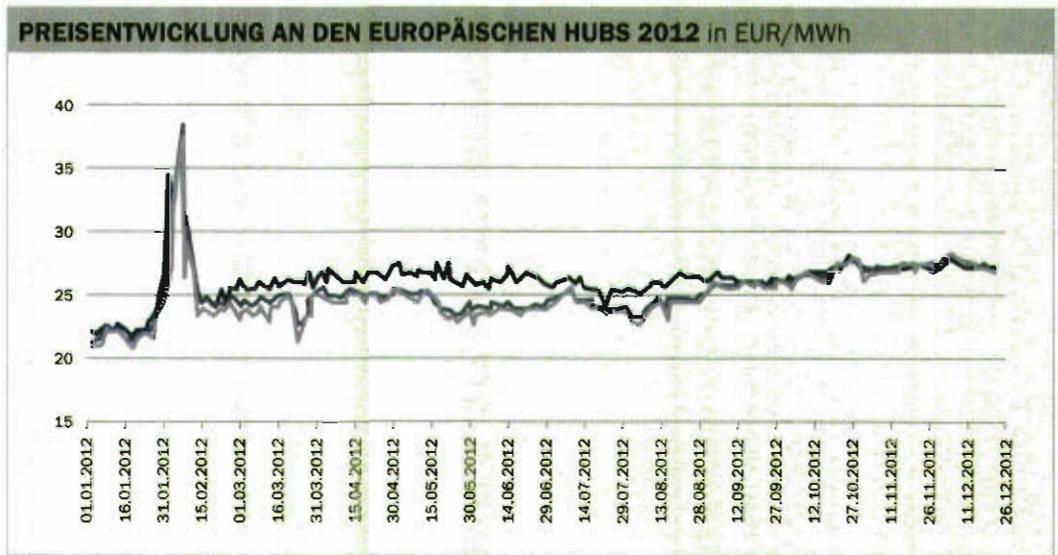


Abbildung 14
 Spotpreisentwicklung am CEGH, NCG und TTF in 2012, in EUR/MWh

Quelle: ICIS Heren

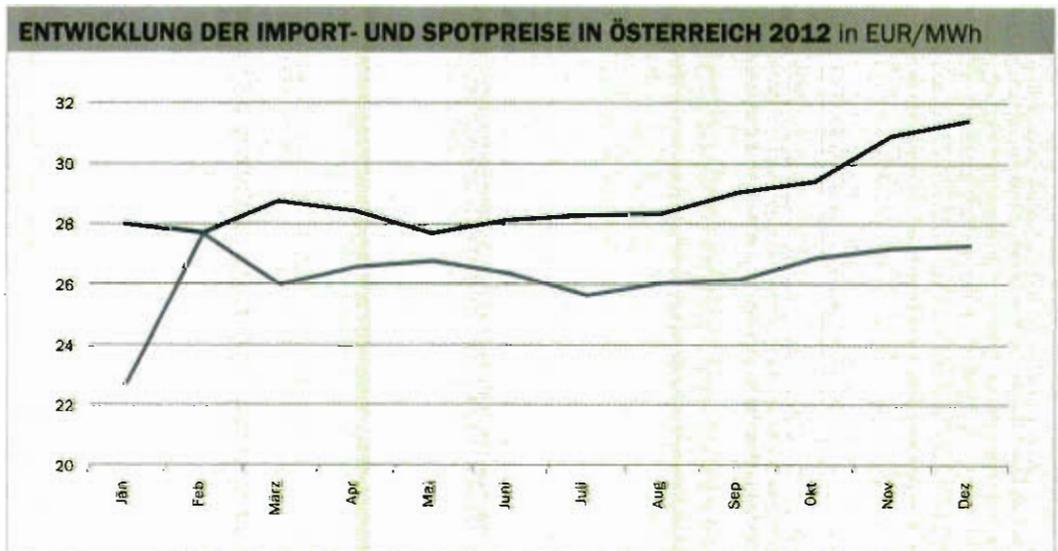


Abbildung 15
 Entwicklung der Importpreise und der Spotpreise in Österreich in 2012

Quellen: ICIS Heren, Statistik Austria, eigene Berechnungen

Die Importpreise für Österreich, die sich im Wesentlichen aus den Preisen aus den langfristigen Verträgen berechnen, sind in 2012 gestiegen und lagen während des ganzen Jahres deutlich oberhalb der Monatsdurchschnittswerte am Spotmarkt (OTC) am CEGH.

In die Vertragsbedingungen für die langfristigen Verträge ist 2012 Bewegung gekommen: Im Jänner 2012 hat sich die Gazprom mit Wingas, GDF Suez, SPP, Ecomgas und Sinergie Italiana auf eine Preissenkung geeinigt.² Die Preisformel in den Verträgen sei geändert worden, um sicherzustellen, dass die Gaspreise auch bei einem weiteren Ölpreisanstieg auf einem bestimmten Niveau bleiben,³ der Anteil der spotpreisgebundenen Vertragsmengen habe sich dagegen nicht verändert.⁴ Diese Kunden nehmen nach Angaben der Gazprom Export ein Viertel der russischen Gasexporte nach Europa ab.⁵

Im März 2012 hat sich ENI, die 23,5 Mrd. m³ jährlich von Gazprom Export beziehen, auf eine rückwirkende Preisreduktion verständigt, ENI muss dafür zukünftig mehr Gas abnehmen.⁶ Im März 2012 hatte sich E.ON mit der norwegischen Statoil auf eine Preisanpassung geeinigt.

Anfang Juli 2012 haben E.ON und Gazprom Export eine Einigung bezüglich der Vertrags-

konditionen gemeldet⁷: Die Einigung ist rückwirkend zum 1. Oktober 2010 erfolgt, das Ergebnis der E.ON soll sich für das erste Halbjahr 2012 um ca. 1 Mrd. Euro verbessern.⁸ Dabei soll es weiterhin Preiselemente mit einer Ölpreisbindung geben, die Preise aber marktnäher sein. Dies würde für E.ON das Preisrisiko aus der Differenz zwischen Öl- und Gaspreisen weitgehend reduzieren. Zudem seien die Verträge weiterhin langfristig. Das internationale Schiedsverfahren zwischen E.ON und Gazprom zu den Gaspreisen wurde aufgrund der Vereinbarung beendet. E.ON hat damit – nach der Einigung mit Statoil im März 2012 – alle langfristigen ölindezierten Verträge nachverhandelt.

Auch österreichische Gaslieferanten haben verbesserte Vertragsbedingungen erhalten, verhandeln jedoch weiter über eine Flexibilisierung der langfristigen Verträge.

Im Dezember 2012 hat Gazprom Export Preissenkungen für 2013 angekündigt, um im Vergleich mit anderen Produzenten wettbewerbsfähig zu bleiben.⁹

Aufgrund dieser Entwicklungen hat das Jahr 2012 auch nach Ansicht der IEA¹⁰ das Ende der Ölpreisindexierung angekündigt, eine Entwicklung, die nicht mehr rückgängig zu machen ist.

² Vgl. Gazprom senkt Preise für Kunden in Europa, in: Die Welt, Nr. 16, 19.01.2012, S. 11

³ Vgl. Argus Media, PGNiG's pricing dispute with Gazprom reaches courts, in: Argus Media, 21.2.2012, www.argusmedia.com

⁴ Vgl. Gazprom gibt Rabatt für europäische Kunden, in: Die Presse, 18.01.2012, S. 16

⁵ Vgl. Gazprom senkt Preise für Kunden in Europa, in: Die Welt, Nr. 16, 19.01.2012, S. 11

⁶ Vgl. ENI to undershoot take-or-pay for 2–3 years, in: Argus Gas Connections, 16.5.2012, S. 4

⁷ Vgl. Lieferverträge: E.ON einigt sich mit Gazprom, in: energate vom 4.7.2012

⁸ Vgl. E.ON Pressemitteilung vom 3.7.2012: E.ON reaches settlement with Gazprom on long-term gas supply contracts and raises Group outlook for 2012, <http://www.eon.com/energy/media/news/press-releases/2012/7/3/eon-reaches-settlement-and-raises-group-outlook-for-2012.html>

⁹ Vgl. energate vom 20.12.2012: Gazprom plant Preissenkung, www.energate.de

¹⁰ Vgl. Interfax Natural Gas Daily, 30.11.2012, www.interfaxenergy.com

Preisentwicklung auf dem Endkundenmarkt Haushaltskunden

Der Verbraucherpreisindex (VPI) Gas der Statistik Austria spiegelt die Entwicklung des Gaspreises in Österreich im Zeitverlauf wider. Kurz vor der Liberalisierung des Gasmarktes im Oktober 2002 kam es zu einem Sinken des VPI. Bis Juni 2003 blieb der VPI unter 100 Indexpunkten, danach stieg er konstant an. Seinen bisherigen Höhepunkt erreichte der VPI im Zuge der Gaskrise im Jänner 2009 mit 152,9 Punkten, danach kam es zu einer deutlichen Reduktion des Gaspreises. Seit Herbst 2010 steigt der VPI jedoch kontinuierlich an. Auch nach dem Ende der Heizperiode setzte sich dieser Trend ununterbrochen fort, da sämtliche Lieferanten im Laufe des Jahres ihre Energiepreise erhöhten. Im Februar 2012 er-

reichte der VPI Gas mit 155,5 Punkten einen neuen Höhepunkt, um im April kaum merklich auf 155,3 zu sinken und bis Ende des Jahres unverändert zu bleiben.

Seit Anfang 2011 verging kaum ein Monat, ohne dass mindestens ein regionaler Gaslieferant seine Energiepreise erhöhte. Diese Preiserhöhungswelle endete zuletzt im Februar 2012 (Tabelle 3). Danach wurden bis Ende des Jahres 2012 keine Änderungen vorgenommen. Mitte November ist ein neuer Gaslieferant, Montana Energie, auf dem österreichischen Massenkundenmarkt aktiv geworden. Die Auswirkungen dieses Markteintritts können erst im Jahr 2013 analysiert werden, wenn die ersten Wechselzahlen bekannt werden.

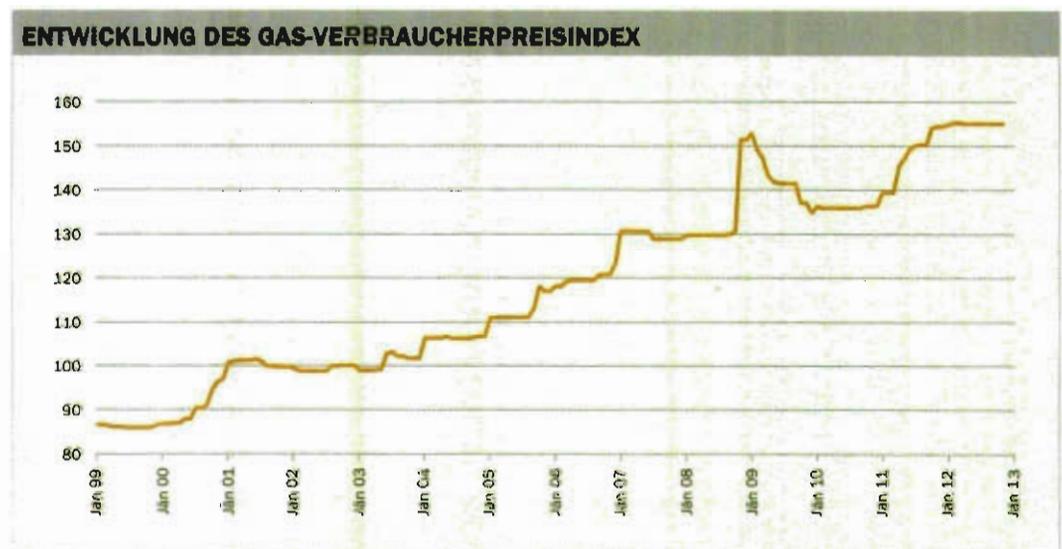


Abbildung 16
Entwicklung des Gas-VPI
(Index Oktober 2002 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

PREISÄNDERUNGEN DER GASLIEFERANTEN 2012		
Lieferant	Inkrafttreten der Preisänderung	Energiepreis
Energie Klagenfurt GmbH (österreichweit)	01.01.2012	+ 12,20 %
Energie Klagenfurt GmbH (regional)	01.01.2012	+ 12,20 %
KELAG Kärntner Elektr.-AG (regional)	01.01.2012	+ 17,80 %
KELAG Kärntner Elektr.-AG (österreichweit)	01.01.2012	+ 16,00 %
TIGAS Erdgas Tirol	01.01.2012	+ 7,10 %
Salzburg AG	01.02.2012	+ 6,90 %

Tabelle 3
Preisänderungen der Gaslieferanten, Jänner bis Dezember 2012 (Musterhaushalt mit 3.500 kWh/Jahr)

Quelle: E-Control

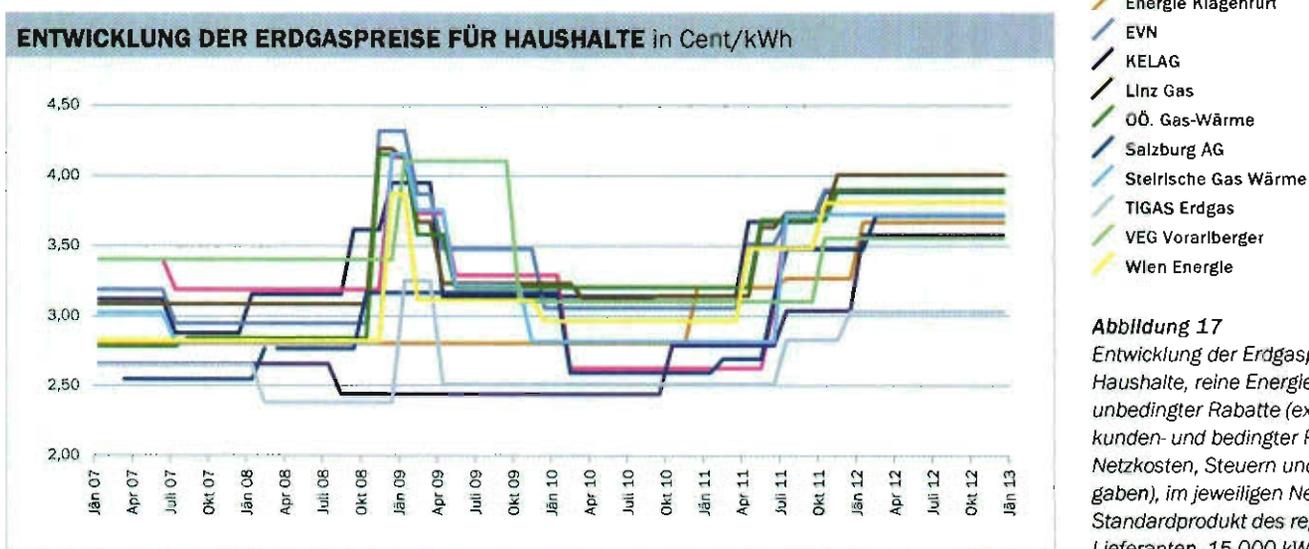


Abbildung 17
Entwicklung der Erdgaspreise für Haushalte, reine Energie abzüglich unbedingter Rabatte (exkl. Neukunden- und bedingter Rabatte, Netzkosten, Steuern und Abgaben), im jeweiligen Netzgebiet, Standardprodukt des regionalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Industriekunden

Die Gaspreise für Industriekunden haben sich 2012 im Vergleich zum Vorjahreswert nur leicht verringert. Dies zeigt die Industriepreiserhebung der E-Control, die 2-mal jährlich durchgeführt wird. Die erhobenen Preise liegen auch in diesem Jahr über den sehr hohen Preisen im 2. Halbjahr 2008 bzw.

1. Halbjahr 2009. Für die Preisbildung der Industriekunden spielen immer stärker die Preise an den europäischen Hubs eine Rolle, z.B. Terminpreise am NCG. Diese sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen, daher kann eine Senkung der Industriepreise auf den weiterhin intensiven Wettbewerb in diesem Marktsegment hindeuten.

Industriepreis Kategorie A ■
 Industriepreis Kategorie B ■
 Industriepreis Kategorie C ■
 Importpreis ■

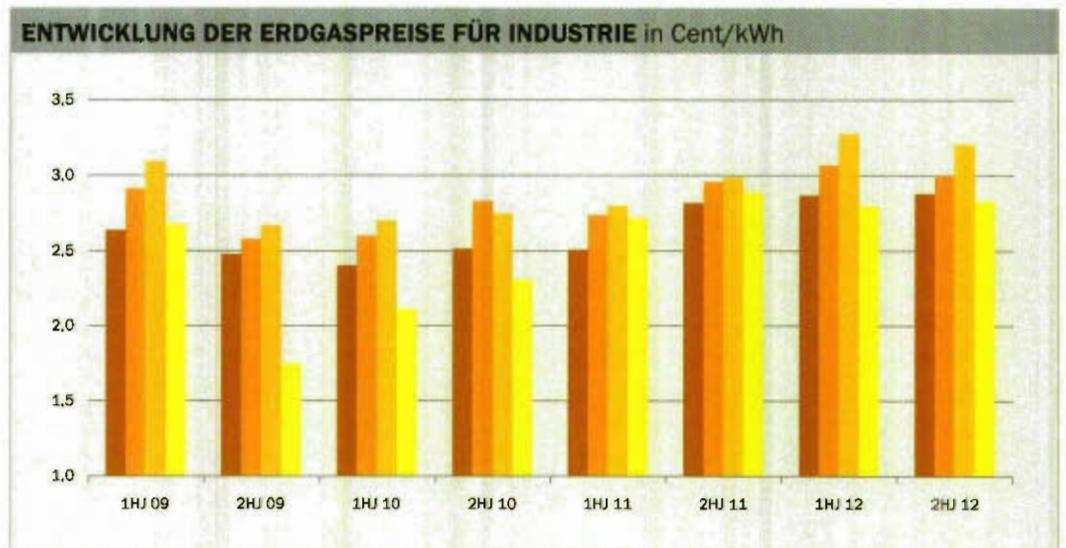


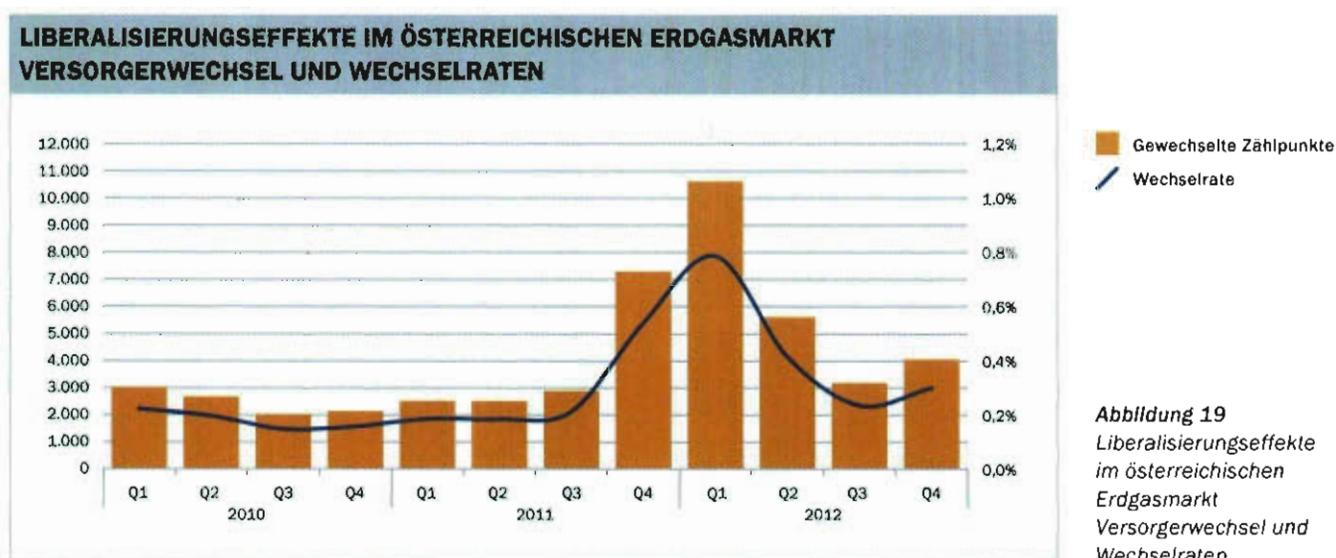
Abbildung 18
Entwicklung der Erdgaspreise für Industrie

Quelle: E-Control

Entwicklung der Wechselzahlen

2012 wechselten mehr als 23.000 Erdgaskunden ihren jeweiligen Versorger, was einer Wechselrate von 1,7% entspricht. Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt, in welchem im Berichtsjahr eine rückgängige Wechselbereitschaft verzeichnet wurde, war im Erdgasbereich ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr festzustellen. Damit ist die Wechselrate erstmals etwas höher als im Elektrizitätsbereich. Bei den Haushalten hat es 2012 mehr

als 21.000 Versorgerwechsel gegeben, was einer deutlichen Steigerung gegenüber 2011 entspricht (rund 15.000 Versorgerwechsel bei den Haushalten). Auch im Bereich der sonstigen Kleinkunden ist eine Zunahme der Wechselbereitschaft zu verzeichnen, nämlich von rund 1.700 auf mehr als 1.800. Bei den lastganggemessenen Endkunden haben 2012 insgesamt 8,2% ihren Versorger gewechselt, was ebenfalls eine deutliche Steigerung (6,1% 2011) darstellt.



Quelle: E-Control

Entwicklung des rechtlichen Rahmens 2012

NEUES MARKTMODELL GAS

Mit dem neuen Gaswirtschaftsgesetz im November 2011 sind die rechtlichen Grundlagen für die Umstellung auf ein neues Gasmarktmodell in Österreich gelegt worden. Dessen Ziele sind vor allem die Belebung des Wettbewerbs und die volkswirtschaftlich betrachtete Kostenoptimierung durch

- > das neue Netzzugangsmodell, mit dem Entry/Exit-System und dem Virtuellen Handlungspunkt, sowie
- > das neue Bilanzierungsmodell, mit der Tagesbilanzierung für SLP-Kunden und den zusätzlichen Anreizen für Netzbenutzer, sich selbst, hinsichtlich der Aufbringung und Abgabe von Erdgas, auszugleichen.

Rechtliche Grundlagen im GWG

Mit dem neuen Gaswirtschaftsgesetz vom 21. 11. 2011 sind folgende neue Marktinstitutionen geschaffen worden:

- > Marktgebietsmanager (§ 13)
- > Verteilergebietsmanager (§ 17)
- > Betreiber des Virtuellen Handlungspunktes (§ 68)

Schon im bisherigen Marktmodell waren folgende Marktteilnehmer vertreten:

- > Verrechnungsstelle für Transaktionen und Preisbildung für Ausgleichsenergie (Bilanzgruppenkoordinator) (§§ 85 – 89)
- > Bilanzgruppen (§§ 90 – 96)

*Der Marktgebietsmanager (MGM)
(§§ 12-16)*

In Österreich gibt es gem. GWG 2011 § 12 drei Marktgebiete: Marktgebiet Ost, Marktgebiet Tirol und Marktgebiet Vorarlberg. Die Aufgaben des MGM sind in § 14 aufgelistet. Neben anderen Aufgaben ist der MGM für die Abrechnung der Ausgleichsenergie im Fernleitungsnetz und für die Erstellung eines koordinierten Netzentwicklungsplans (KNEP) zuständig. Gem. § 15 muss der Marktgebietsmanager zumindest hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von allen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Ausübung der Tätigkeiten gemäß § 14 oder eines Fernleitungsnetzbetreibers gemäß § 7 Abs. 1 Z 20 zusammenhängen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sollen einen MGM benennen, diese Benennung muss von der E-Control genehmigt werden. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg sind keine MGM vorgesehen, da es keine Fernleitungen gibt; im Marktgebiet Ost konnten sich die Fernleitungsnetzbetreiber nicht fristgerecht zum 3.3.2012 auf einen MGM einigen. Daher wurde von der E-Control die Gas Connect Austria GmbH gem. § 13 Abs. 3 GWG 2011 befristet bis zum 30. Juni 2014 als MGM des Marktgebiets Ost benannt.

Der MGM muss hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt von allen Tätigkeiten unabhängig sein, die nicht den Fernleitungsunternehmen entsprechen. Die AGBs des MGM bedürfen der Genehmigung durch die E-Control (§ 16).

*Der Verteilergebietsmanager (VGM)
(§ 17-26)*

Das Verteilergebiet umfasst die Verteilerleitungsanlagen der Netzebenen 1 bis 3 im jeweiligen Marktgebiet. Die Pflichten des VGM sind in GWG 2011 § 18 aufgeführt. Der Verteilergebietsmanager muss gem. GWG 2011 § 20 zumindest hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von allen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Ausübung der Tätigkeiten gemäß GWG 2011 § 18 oder der Erbringung von Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Planung, Steuerung und Kapazitäts- und Netzzugangsverwaltung von Erdgasleitungs- oder Speicheranlagen zusammenhängen und ist in der Rechtsform einer Aktiengesellschaft einzurichten.

Die Verteilergebietsmanager für die drei Marktgebiete in Österreich sind gegenüber der ECA zu benennen. Mit dem Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 hat die AGGM Austrian Gas Grid Management AG die Funktion des Verteilergebietsmanagers im Marktgebiet Ost übernommen. Zusätzlich wurde die AGGM mit Wirkung vom 1.5.2012 zum neuen Verteilergebietsmanager im Marktgebiet Vorarlberg und mit Wirkung vom 1.10.2012 zum neuen Verteilergebietsmanager im Marktgebiet Tirol benannt.

*Der Betreiber des Virtuellen Handlungspunktes
(§ 68)*

Gem. GWG 2011 § 68 ist der Virtuelle Handlungspunkt (VHP) ein dem Marktgebiet zugeordneter virtueller Punkt, an dem Erdgas von Marktteilnehmern, auch ohne Netzzugangsbe-

reichtigung für das betreffende Marktgebiet, gehandelt werden kann. Der Virtuelle Handlungspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht Käufern und Verkäufern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Auch der Betreiber des Virtuellen Handlungspunktes muss gem. GWG § 68 (3) hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig, insbesondere vom vertikal integrierten Erdgasunternehmen, sein und ist in der Rechtsform einer Aktiengesellschaft zu führen. Weitere Bedingungen sind in § 68 enthalten. Ab 1. 1. 2013 ist der CEGH Betreiber des VHPs, benannt durch den MGM.

Bilanzgruppen

Eine wesentliche Veränderung des neuen Marktmodells ist, dass alle Netzbenutzer, auch die der Fernleitungsnetze, entweder eine Bilanzgruppe gründen oder Mitglied in einer Bilanzgruppe sein müssen (§ 90 GWG 2011). Dabei können Bilanzgruppen auch ausschließlich im Fernleitungsnetz tätig sein.

Bilanzgruppenverantwortliche müssen als Voraussetzung für die Registrierung einen Bilanzgruppenvertrag mit dem MGM über die Einrichtung von Bilanzgruppen und das Ausgleichsenergiemanagement abschließen (§ 91 (1) Z 1).

Alle bisherigen Versorger konnten die Registrierungsanforderungen in dem neuen Marktmodell bis 31. 12. erfüllen, so dass diese die Endkundenbelieferung ab 1. 1. 2013 fortführen können.

Festlegen der Marktregeln in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012

Zur Festlegung der neuen Marktregeln sieht der § 41 GWG 2011 eine Verordnungskompetenz für die Regulierungsbehörde vor, dies wurde in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) umgesetzt. Die Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 umfasst einerseits Regelungen zum Netzzugang in Fernleitungs- und Verteilernetzen und andererseits Regelungen zu Bilanzierung in den Marktgebieten auf österreichischem Bundesgebiet.

Die Verordnung ist in vier Teile gegliedert, wobei Teil 1 die Grundsätze inklusive den Begriffsbestimmungen darstellt und Teil 4 die Schlussbestimmungen inklusive den Übergangsbestimmungen sowie das Inkrafttreten der Verordnung regelt. Die inhaltlichen Regelungen für das Marktgebiet Ost sind in Teil 2 der GMMO-VO 2012 festgelegt, für die westlichen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gilt hingegen Teil 3 der Verordnung gemeinsam.

Da diese letztgenannten Marktgebiete physisch nur mit dem Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) in Deutschland verbunden sind, wurde daher in der GMMO-VO 2012 versucht, die Regelungen in Teil 3 so festzulegen, dass eine möglichst barrierefreie Anbindung an den Virtuellen Handlungspunkt im vorgelagerten benachbarten Marktgebiet NCG ermöglicht wird. Gemäß § 35 Abs. 3 GMMO-VO 2012 gelten die Regelungen von Teil 1 und Teil 2 auch für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, sofern in Teil 3 nicht gesonderte Bestimmungen festgelegt sind.

Neuregelung des Netzzugangs zu Fernleitungen

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) sieht wesentliche Neuerungen beim Netzzugang auf Fernleitungsebene vor. Das bisherige System von Kapazitätsbuchungen auf der Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden wird abgelöst durch ein Entry/Exit-System, in dem Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten unabhängig voneinander gebucht und gehandelt werden können.

Kapazitäten an Einspeisepunkten sind von Händlern und Versorgern zu buchen und be-

reichtigen zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz eines Marktgebiets sowie zum Transport der Gasmengen zum Virtuellen Handlungspunkt des Marktgebiets. Kapazitäten an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom Virtuellen Handlungspunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung dieser Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz. Der Virtuelle Handlungspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es den Marktteilnehmern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

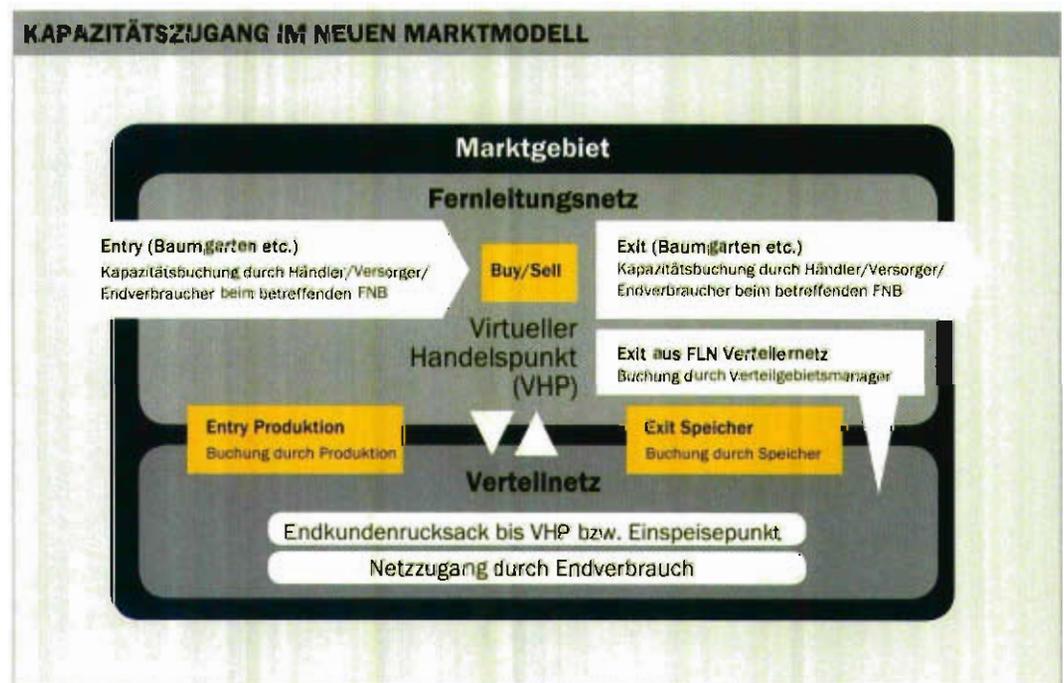


Abbildung 20
Kapazitätszugang
im neuen
Marktmodell

Quelle: E-Control

STANDARDBEZUGSPRODUKTE GEM. CAM NETWORK CODE		
Standardkapazitätsprodukt	Häufigkeit der Auktionen	Anzahl der Produkte pro Auktion und Grenzkopplungspunkt
Jahr	jährlich	15
Quartal	jährlich	4
Monat	monatlich	1
Tag	täglich	1
Within Day	stündlich	1 (Rest of the Day)

Tabelle 4
Standardkapazitätsprodukte
gem. CAM Network Code

Quelle: E-Control

Netzzugang

Die Vergabe von Entry- und Exit-Kapazität erfolgt gemäß § 6 GMMO-VO 2012 ab 1. 4. 2013 durch Versteigerung. Die Erläuterungen zum § 6 GMMO-VO 2012 sehen dazu vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Versteigerung die im ENTSOG Network Code zu Kapazitätsallokation (CAM Network Code) definierten Kapazitätsprodukte mit den definierten Vorlaufzeiten verwenden sollen.

Der CAM Network Code sieht die oben stehenden Standardkapazitätsprodukte vor (Tabelle 4).

Der CAM Network Code sieht zudem folgenden Auktionskalender vor:

- > Die Auktion von Jahreskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im März statt (in Ausnahme zum CAM NC wird die Auktion von Jahreskapazität 2013 am 1. Montag im Mai stattfinden).
- > Die Auktion von Quartalskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im Juni statt.
- > Die Auktion von Monatskapazität findet jeden Monat am 3. Montag des Monats statt.

- > Die Auktion von Tageskapazität findet jeden Tag um 16.30 Uhr statt¹¹.
- > Die Vergabe von Within-Day-Kapazität findet jede Stunde während eines Gastags statt.

Gas Connect Austria, TAG und BOG haben sich an der neu gegründeten europäischen Kapazitätsplattform „PRISMA“ beteiligt, die mit 1. 4. 2013 operativ sein wird.

Gemäß CAM Network Code kommt für Jahres-, Quartals- und Monatskapazität der Ascending-Clock-Auktionsalgorithmus zur Anwendung. Dabei wird in mehreren Runden schrittweise, zuerst in großen Schritten und zum Schluss in kleinen Schritten, der Preis erhöht, um den Markträumungspreis („Clearing Price“) zu ermitteln. Die Anzahl der Runden ist nicht limitiert. Interessierte Netzbenutzer geben in jeder Runde zum angegebenen Preis die nachgefragte Kapazitätsmenge auf der neuen PRISMA-Plattform ein. Übersteigt die nachgefragte Kapazitätsmenge die angebotene Kapazität, so wird durch die schrittweise Erhöhung des Preises jener Preis ermittelt (Markträumungspreis), bei dem sich Kapazitätsnachfrage und -angebot bestmöglich decken.

¹¹ Entspricht Mitteleuropäischer (Sommer-)Zeit (ME(S)Z)

Für Day-ahead- und Within-Day-Auktionen ist es aufgrund der Kurzfristigkeit notwendig, ein vereinfachtes Verfahren vorzusehen. Es kommt daher ein einstufiges Verfahren mit Abbildung einer Gebotskurve (Uniform-Price-Auktionsalgorithmus) zur Anwendung. Interessierte Netzbenutzer haben auf der neuen PRISMA-Plattform die Möglichkeit, eine Gebotsliste einzustellen, in der sie für ihr Unternehmen bis zu 10 Preis-Mengenkombinationen mit jeweils einer Mindestmenge abgeben.

Ausgleichsenergiemodell

Gemäß § 14 Abs. 1 Z 2, 3, 14 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager (MGM) die Aufgaben, Bilanzgruppen zu verwalten, physikalische Ausgleichsenergie abzurufen und die Abrechnung der Ausgleichsenergie im Fernleitungsnetz zu organisieren, in Zusammenarbeit mit dem Betreiber des VHP und den Fernleitungsnetzbetreibern.

Aber nicht nur der MGM hat Bilanzierungstätigkeiten zu erfüllen, sondern auch – und das ähnlich wie im alten Gasmarktmodell – der Bilanzgruppenkoordinator. Seine Aufgaben umfassen gemäß § 87 GWG 2011 nicht nur die Verwaltung der im Verteilergebiet tätigen Bilanzgruppen, sondern auch die Aufbringung von physikalischer Ausgleichsenergie über den Virtuellen Handlungspunkt bzw. über die sogenannte Merit Order List.

Somit sind also zwei genannte Systemerhalter für die Bilanzierung des Marktgebietes Ost maßgeblich entscheidend, der Marktgebiets-

manager und der Bilanzgruppenkoordinator, wobei für beide die genauen Regelungen, wie sie ihren Aufgaben nachkommen müssen, in der GMMO-VO 2011 festgelegt sind.

Der MGM ist für die Bilanzierung des Marktgebietes auf Basis von angemeldeten Werten (Fahrpläne und Nominierungen) verantwortlich. Das heißt, dass er gemäß § 26 Abs. 1 bzw. Abs. 2 GMMO-VO 2012 alle das Marktgebiet Ost betreffenden Gasmengen – also den Saldo von den Handelsgeschäften am VHP, die Ein- und Ausspeisungen auf Fern- und Verteilernetzebene inklusive der Speicher und der Produktion und die angemeldeten Ausspeisungen zu Endverbrauchern – in seiner Bilanzierung berücksichtigt. Der MGM berücksichtigt keine tatsächlich gemessenen Mengen, wie es der BKO für seine Verteilernetz- und Endverbraucherbilanzierung tut.

Der MGM führt seine Marktgebietsbilanzierung in zwei Stufen durch. Zuerst betrachtet er gemäß § 26 Abs. 4 GMMO-VO 2012 die **Mengen** je Bilanzgruppe auf Tagesbasis, also **die Tagesbilanzierung**. Es werden alle **angemeldeten Einspeisungen den Ausspeisungen** gegenübergestellt und der Saldo soll entsprechend Null ergeben. Wenn dies nicht der Fall ist und die Abweichung zwischen Ein- und Ausspeisung größer 24 Megawatt (MW) beträgt, so wird der BGV der jeweiligen BG darüber benachrichtigt und aufgefordert, für einen Ausgleich seiner betroffenen BG zu sorgen, indem er entsprechend renominiert. Kommt der BGV dieser Aufforderung nicht innerhalb von einer

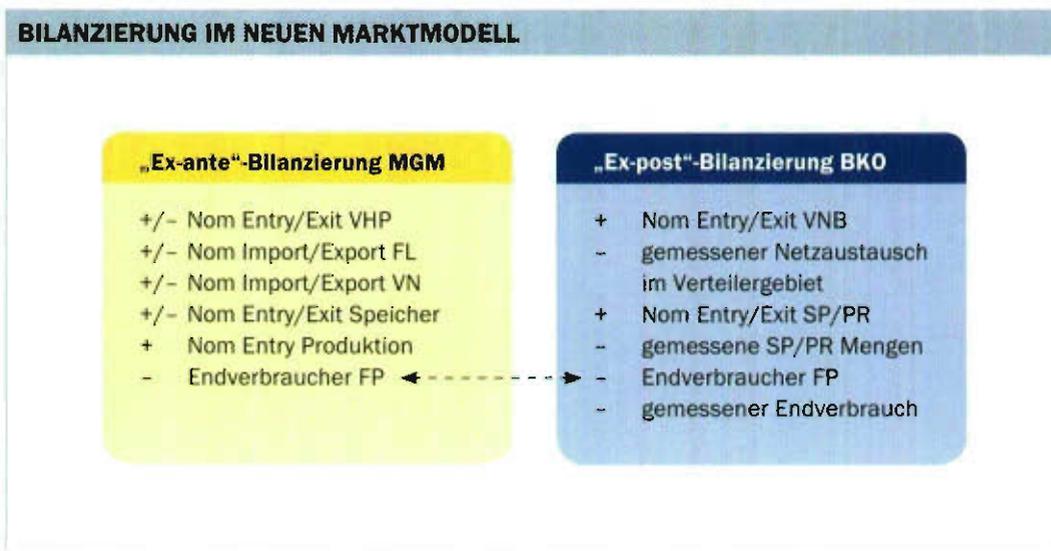


Abbildung 21
Bilanzierung im
neuen Marktmodell

Quelle: E-Control

Stunde nach, so wird wieder der MGM aktiv und stellt die betroffene Bilanzgruppe über einen Kauf oder Verkauf von Gasmengen über die Erdgasbörse am VHP im Namen und auf Rechnung des jeweiligen BGV glatt.

Die zweite Stufe der Bilanzierung des MGM ist gemäß § 26 Abs. 6 GMMO-VO 2012 die stündliche Betrachtung der Anmeldungen je Bilanzgruppe. Es kann natürlich sein, dass das Tagessaldo Null ergibt, einzelne Stunden aber hinsichtlich der Ein- und Ausspeisung ins Marktgebiet abweichen. Es ist den Bilanzgruppen zwar möglich, stündliche Unausgeglichheiten anzumelden, allerdings wird auch hier ein Anreiz geschaffen, der dafür sorgen soll, dass nur wenige dieser Abweichungen auftreten. Diesen

Anreiz stellt der sogenannte Strukturierungsbeitrag dar, der mit einer Höhe von 4 EUR/MWh gedeckelt ist. Es sollen dadurch die Kosten der Strukturierung beim MGM abgedeckt werden, wobei die Höhe des Strukturierungsbeitrages zumindest jährlich neu zu evaluieren ist.

Die Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators für die Endverbraucher, Verteilernetze und Biogaseinspeisungen ist in § 27 GMMO-VO 2012 geregelt, wobei bei der Endverbraucherbilanzierung zwischen Tages- und Stundenbilanzierung unterschieden wird. Der Unterschied liegt aber nicht nur in der täglichen und stündlichen Betrachtung, sondern auch in der marktbasierter Preisbildung für diese bilanzielle Ausgleichsenergie.

Bei den stundenbilanzierten Mengen für Endverbraucher wird gemäß § 32 Abs. 2 GMMO-VO 2012 als Ausgleichsenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des VGM von der Erdgasbörse und der Merit Order List (MOL) herangezogen. Zusätzlich gibt es aber bei der Stundenbilanzierung noch einen Anreiz, möglichst genaue Anmeldungen zu tätigen, indem man bei einem Ausgleichsenergiebedarf noch 20 % auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde mehr zahlt bzw. einen Abschlag von 10 % auf diesen Preis erhält, wenn man zu viel an Menge nominiert hat im Vergleich zum tatsächlichen Verbrauch und somit Ausgleichsenergie verkauft.

Die Preisbildung für Ausgleichsenergie der tagesbilanzierenden Netzbenutzer erfolgt gemäß § 32 Abs. 3 GMMO-VO 2012 nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des VGM an der Erdgasbörse am VHP und nach den Ausgleichsenergieabrufen des VGM von der MOL, wobei hier die Grenzpreise herangezogen werden, also der höchste Einkaufspreis in Bezugsrichtung und der niedrigste Verkaufspreis in Lieferichtung. Dies ist so zu verstehen, dass man in der Tagesbilanzierung zwar nur den Saldo am Ende des Tages ausgleichen muss, untertägige Abweichungen bleiben kostenlos, allerdings bezahlt man bei einem Ausgleichsenergiebezug den an diesem Tag teuersten vom VGM gehandelten Preis bzw. erhält man bei einer

Ausgleichsenergielieferung den an diesem Tag billigsten vom VGM gehandelten Preis.

Hinzu kommt noch auf die Mengen der tagesbilanzierenden Netzbenutzer die sogenannte Umlage gemäß § 32 Abs. 6 GMMO-VO 2012. Diese ist wie folgt festgelegt:

„Sollte sich aus der Ausgleichsenergieverrechnung des Bilanzgruppenkoordinators eine Unter- oder Überdeckung ergeben, so wird diese jeweils für die folgenden sechs Monate festgesetzt und mittels einer verbrauchsabhängigen Umlage auf die Mengen der Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 5 und 7 [Anmerkung: dies sind die Tagesbilanzierer gemäß GMMO-VO 2012], auf Basis der Bestimmungen in den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators, an die Bilanzgruppenverantwortlichen weiterverrechnet. Die Umlage wird ein Bestandteil der Ausgleichsenergieverrechnung und ist in Cent/kWh auszuweisen.“

Die Höhe dieser Umlage ist also zum Marktstart noch nicht bekannt und muss erst evaluiert und mit realen Werten berechnet werden.

Der BKO bilanziert aber nicht nur die Endverbraucher gegen die tatsächlichen Messwerte, sondern auch die Netzverlustbilanzgruppen im Verteilergebiet für Eigenverbrauch und Netzverluste und die Einspeisungen der Bio-

gasbilanzgruppen sowie den sogenannten „kleinen Grenzverkehr“.

Neuerung der Tarifierung im Entry-Exit-Modell

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

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

Aus einer gemeinschaftsrechtskonformen Umsetzung in Österreich ergeben sich zahlreiche Änderungen in der Ermittlung der bisher distanzabhängigen Netznutzungsentgelte. Das neue Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) regelt die Grundlagen für die Ermittlung der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber und der neu festzulegenden Entgelte.

Die E-Control hat dazu bereits im Oktober 2011 den Gutachter KEMA mit der Ausarbeitung konkreter Entgeltgestaltungsoptionen beauftragt. Dieses Gutachten wurde im Jahr 2012 fertig gestellt und veröffentlicht.

Ausgehend von den bei der Methodenüberprüfung festgestellten Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber, übermittelten diese gemäß § 72 GWG 2011 einen Vorschlag für die Entry-/Exit-Tarife. Die E-Control überprüfte diese vorgeschlagenen Tarife anhand mehrerer Kriterien.

Nebenkriterien bei der Ermittlung waren noch die Vermeidung von hohen Tarifsprüngen bei der Überführung der bisherigen distanzabhängigen Tarife in die Entry/Exit-Verträge, um keine Verteuerungen für die Shipper zu erhalten und dadurch die Gefahr zu vermeiden, dass diese die Verträge kündigen. Eine weitere Nebenbedingung der Netzbetreiber war, dass alle Netzbetreiber – trotz einheitlichem Marktgebiet – ihre Erlöse möglichst selbst erwirtschaften und keine Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern notwendig waren.

Nach einem intensiven Konsultationsprozess mit zahlreichen Stellungnahmen und Anhörungen wurden die Entry-Exit-Tarife in der Sitzung der Regulierungskommission vom 19. September 2012 beschlossen, um den Fernleitungsnetzbetreibern genügend Zeit zu geben, die bisherigen Verträge zu überführen.

NEUE VERORDNUNGEN DER E-CONTROL **Verordnungen zur Qualität der Netzdienstleistungen – Gas und Strom**

Zur Umsetzung der RL 2009/73/EG ermächtigt § 30 GWG 2011 die E-Control, eine Verordnung zur Qualität der Netzdienstleistung für an das Netz angeschlossene Endverbraucher zu erlassen. Diese Verordnung ist am 1. Jänner 2013 in Kraft getreten. Sie enthält einheitliche Standards für die kommerzielle und technische Qualität der Netzdienstleistung sowie Standards in Bezug auf die Behandlung von Versorgungsunterbrechungen. Diese beinhalten auch die Überwachung der Zeit für Netzanschluss und -reparatur.

Im Jahr 2011 wurde die für die Durchführung von Netzzutritten benötigte Zeit nicht direkt überwacht. Da die individuellen Gegebenheiten und Bedürfnisse der Netzzugangsberechtigten stark variieren, wurde von einem Monitoring der Anschlusszeiten auch in der Verordnung zu Qualität der Netzdienstleistung abgesehen. Die Zeit, welche für die Beantwortung von Anträgen auf Netzzutritt benötigt werden kann, ist mit maximal 14 Tagen festgesetzt. Weiters muss eine verbindliche Frist für die Durchführung des Netzzutritts vereinbart werden.

Ebenfalls in Umsetzung einer Richtlinie (2009/72/EG) wurde 2012 die Verordnung über die Qualität der Netzdienstleistungen Strom erlassen. Nach ihrer Kundmachung am 21. Dezember 2012 wird sie am 1. Juli 2013 in Kraft treten. Sie legt im Bereich der kommerziellen Qualität inhaltlich glei-

che Standards wie für den Gassektor fest, die technischen Standards sind im Strom jedoch weitreichender als im Gas. Insbesondere werden Grenzwerte für die Dauer von (statistisch berechneten) Versorgungsunterbrechungen auf Kundenebene als Standard festgeschrieben. Sowohl das GWG 2011 als auch das EIWOG 2010 sehen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards die Übermittlung sowie Veröffentlichung der in der Verordnung festgelegten Kennzahlen vor.

Durch die erstmals erlassenen Qualitätsverordnungen für Strom und Gas der E-Control sollen die Energiekunden somit von einem besseren Service ihres Netzbetreibers profitieren. Kunden bekommen zukünftig die Dienstleistungen des Netzbetreibers auf Basis festgelegter Qualitätsstandards. Dadurch soll die an sich schon gute Servicequalität weiter steigen. So ist beispielsweise eine Rechnerkorrektur künftig binnen zwei Tagen durchzuführen. Sofern ein Netzbetreiber einen Termin vereinbart, etwa für die Zählerablesung, müssen Zeitfenster von nur zwei Stunden angeboten werden. Anfragen und Beschwerden sind binnen fünf Arbeitstagen zu beantworten. Zudem muss der Netzbetreiber Kunden, die sich beschweren, über die Möglichkeit informieren, ein Verfahren vor der Schlichtungsstelle der E-Control einleiten zu können. In EIWOG und GWG ist außerdem geregelt, dass im Falle einer Vertragsbeendigung – z.B. durch einen Lieferantenwechsel – dem Kunden spätestens sechs Wochen später die Endabrechnung übermittelt werden muss.

Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs VO 2012 (DAVID-VO 2012)

Gemäß der RL 2009/72/EG haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.

Gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 hat die E-Control jene technischen Mindestfunktionalitäten durch Verordnung zu bestimmen, denen intelligente Messgeräte iSv § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 zu entsprechen haben und die gemäß § 59 EIWOG 2010 bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen sind (umgesetzt durch die IMA-VO 2011). Die Rahmenbedingungen für die Einführung dieser Geräte sind durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 festzulegen (umgesetzt durch die IME-VO).

Mit der Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012) wird nunmehr der dritten Verordnungsermächtigung gemäß § 84 Abs. 4 EIWOG 2010 entsprochen, und es werden Datenformate zur Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Darstellung der Verbrauchsinformation an die Kunden festgelegt.

Mit dem zeitnah gemessenen Stromverbrauch ist es möglich, die Endverbraucher von elektrischer Energie über den Verbrauch und das Nutzverhalten umfassend zu informieren. Auf Basis dieser Informationen kann der Endverbraucher seinen Verbrauch von Strom optimieren und reduzieren, womit ein wichtiger Beitrag hinsichtlich der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen wie Steige-

rung der Energieeffizienz oder Reduktion der Treibhausgasemissionen geleistet wird.

Zudem hat der Endverbraucher die Möglichkeit, Dritte wie z.B. Energieberater zu ermächtigen, die Daten zum Zwecke der Effizienzsteigerung zu analysieren und dadurch weitere Einsparungspotentiale zu erkennen und zu nutzen.

Ein Verbrauchsfeedback an den Kunden durch den Netzbetreiber und/oder den Lieferanten ist ein probates Mittel, um positive Effekte im Sinne der Energieeffizienz zu erreichen. Sozioökonomische Begleitstudien von verschiedenen Projekten haben gezeigt, dass mit einfachen Verbrauchsfeedbackinstrumenten wie einer Website und/oder regelmäßigen schriftlichen Verbrauchsinformationen die Nachfrage nach Strom bei den Kunden reduziert werden kann.

Die vorliegende Verordnung definiert nur einen Mindeststandard von Informationen und Informationsweitergabe. Weiterentwicklungen, zusätzliche Dienstleistungen, Nutzung von modernen Informations- und Kommunikationstechnologien etc. können natürlich zusätzlich von Netzbetreibern und Lieferanten umgesetzt werden. Damit können die Basisinformationen erweitert und mit zusätzlichen Instrumenten weitere Energieeffizienzpotenziale realisiert werden.

Eine Evaluierung der seitens der Netzbetreiber und Lieferanten vorgesehenen Verbrauchsinformationsverpflichtungen im Hinblick auf ihre Verständlichkeit und den Nutzen erfolgt im Wege der Berichts- und Monitoringverpflichtungen gemäß § 2 der IME-VO des BMWFJ.

Mit 24. 9. 2012 wurde die DAVID-VO 2012 im Bundesgesetzblatt kundgemacht.

Wechselverordnungen

Die aktuellen EU-Binnenmarkttrichtlinien für den Strom- und Gasmarkt (RL 2009/72/EG bzw. RL 2009/73/EG) sehen vor, dass Kunden ihren Lieferanten innerhalb von drei Wochen wechseln können. Diese EU-Vorgabe wurde im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG 2010) bzw. Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) in nationales Recht umgesetzt.

Die Bestimmungen des § 76 EIWOG 2010 bzw. § 123 GWG 2011 legen bestimmte Vorgaben fest, welche nun durch die Regulierungsbehörde mit Verordnung geregelt wurden (u. a. Verfahren des Wechsels, der Neuanmeldung und der Abmeldung, Austausch verfahrensrelevanter Daten über eine durch die Verrechnungsstelle dezentral betriebene Plattform, Bereitstellung der Daten auf Anfrage in elektronischer und standardisierter Form).

Das bisher im Einsatz befindliche Lieferantenwechsel-System in Österreich besteht in seinen wesentlichen Komponenten (Prozessablauf, Datenformat und Datenübermittlung) seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 und wurde in den letzten Jahren nur geringfügig geändert bzw. weiterentwickelt.

Zielsetzung der Regulierungsbehörde für eine umfassende Neugestaltung des Lieferantenwechsels in Österreich war es einerseits, die

EU- bzw. nationalen gesetzlichen Vorgaben bestmöglich zu erfüllen, andererseits die Prozesse und IT & Kommunikationsinfrastruktur so zu gestalten, dass der Ablauf der Prozesse transparenter wird und durch weitestgehende Automatisierung und Standardisierung eine raschere und effizientere Abwicklung der Prozesse zwischen den Unternehmen (Lieferanten und Netzbetreibern) auch unternehmensintern erreicht wird.

Im Juni 2012 wurden von der E-Control die Verordnungen über den Lieferanten- bzw. Versorgerwechsel, die Neuanmeldung und die Abmeldung (Wechselverordnung Strom 2012 und Wechselverordnung Gas 2012) veröffentlicht. Die wesentlichen Neuerungen der neuen Wechselverordnungen im Überblick:

- > Der Wechsel des Lieferanten kann an jedem beliebigen Tag im Jahr erfolgen (keine monatlichen Wechselstichtage mehr). Damit sind auch Wunsch-Wechseltermine des Kunden möglich.
- > Der Wechsel des Kunden zum neuen Lieferanten hat spätestens drei Wochen nach Kenntnisnahme durch den Netzbetreiber zu erfolgen.
- > Der neue Lieferant kann mit Vollmacht des Kunden vor der eigentlichen Einleitung des Wechsels für die korrekte Durchführung des Wechsels erforderliche Daten beim Netzbetreiber (z. B. Zählpunktbezeichnung) bzw. beim bisherigen Lieferanten (z. B. Bindefristen) abfragen.

- > Die Prozesse sind in der Regel automatisiert abzuwickeln.
- > Der Datenaustausch im Zuge des Lieferantenwechsels bzw. der An- und Abmeldung zwischen Lieferanten und Netzbetreiber erfolgt grundsätzlich über ein sicheres Kommunikationssystem, das von den Verrechnungsstellen betrieben wird.
- > Der Datenaustausch über ein gemeinsames Kommunikationssystem ermöglicht auch eine jederzeitige Nachverfolgbarkeit der Prozesse. Das Kommunikationssystem mit der verpflichtenden Authentifizierung stellt ein nach dem Stand der Technik sicheres System zum Datenaustausch dar, das Zugriff auf Daten durch unbefugte Dritte verhindert.
- > Der Kunde wird frühzeitig über den geplanten Wechseltermin informiert.

REMIT

Die Verordnung (EU) No 1227/2011, besser bekannt als REMIT, ist am 28. Dezember 2011 in Kraft getreten. REMIT verbietet Marktmanipulation und Insiderhandel im Energiegroßhandelsmarkt und legt Transparenzvorschriften für diese Märkte fest. Seit dem Inkrafttreten von REMIT sind Marktteilnehmer verpflichtet, Insiderinformationen zu veröffentlichen. Darüber hinaus sind Personen, die beruflich Transaktionen mit Energiegroßhandelsprodukten arrangieren, verpflichtet, die nationale Regulierungsbehörde unverzüglich zu informieren, wenn sie einen begründeten Verdacht haben, dass eine Transaktion gegen

das Verbot des Insiderhandels oder das Verbot der Marktmanipulation verstößt. Zudem sind sie verpflichtet, wirksame Vorkehrungen und Verfahren einzuführen und beizubehalten, mit denen Verstöße gegen das Verbot des Insiderhandels oder das Verbot der Marktmanipulation festgestellt werden können.

Die E-Control arbeitet seit Inkrafttreten von REMIT intensiv an der nationalen Umsetzung der Verordnung. Um eine effektive Umsetzung der REMIT sicherzustellen, arbeitet die E-Control eng mit anderen relevanten österreichischen Behörden der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und den Marktteilnehmern zusammen. Die enge Zusammenarbeit zwischen Finanzmarktaufsicht und der E-Control wurde im Juni dieses Jahres auch durch ein gemeinsames Kooperationsabkommen formalisiert. Dieses Abkommen regelt die Form der Zusammenarbeit zwischen den beiden Behörden, den institutionalisierten Informationsaustausch sowie die gegenseitige Hilfestellung bei laufender Überwachung und Verfolgung von Missbrauchsfällen.

Um die erfolgreiche Umsetzung der REMIT auch auf europäischer Ebene zu unterstützen, beteiligte sich die E-Control aktiv an der Erarbeitung entsprechender REMIT-Interpretationshilfen durch ACER sowie dem REMIT Registrierungsformat und der Empfehlung bzgl. Transaktions- und Fundamentaldatenübermittlung an die Europäische Kommission.

Die effektive und rechtzeitige Veröffentlichung von Insider-Information durch Marktteilnehmer stellt eine wesentliche Forderung der REMIT dar. Um die Marktteilnehmer bei Einhaltung dieser Verpflichtung aktiv zu unterstützen, wurde durch den Central European Gas Hub (CEGH) im Oktober 2012 die CEGH REMIT Plattform gestartet. Diese bietet Großhandelsmarktteilnehmern im Gashandel die Möglichkeit, Insider-Informationen gemäß Artikel 4 der REMIT effektiv und rechtzeitig zur Veröffentlichung zu bringen. Da eine zentrale Plattformlösung deutlich zur Erhöhung der Markttransparenz beitragen kann und dieser Zugang auch die von ACER bevorzugte Lösung darstellt, wird die Nutzung der CEGH REMIT Plattform (siehe www.cegh.at/remit) von der E-Control befürwortet.

2013 werden weitere Maßnahmen zur vollständigen Umsetzung von REMIT gesetzt. Einen wichtigen Schritt stellt dabei die Veröffentlichung der Durchführungsrechtsakte der Europäischen Kommission dar, die definieren, welche Verträge und Derivate der REMIT unterliegen. Diese Rechtsakte werden voraussichtlich Mitte 2013 veröffentlicht werden. Drei Monate nach deren Inkrafttreten sind Energiegroßhandelsmarktteilnehmer dazu verpflichtet, sich bei der zuständigen nationalen Regulierungsbehörde zu registrieren, um am Energiegroßhandel teilnehmen zu dürfen. Sechs Monate nach Erlassung der Rechtsakte sind Energiegroßhandelsmarktteilnehmer zudem dazu verpflichtet, Aufzeichnungen von Transaktionen und Fundamentaldaten zu übermitteln.

Um die rechtlichen Verpflichtungen der REMIT effizient umsetzen zu können, hat die E-Control im September dieses Jahres die Beschaffung einer Handelsüberwachungssoftware gestartet. Ziel ist es, Gas- und Strommärkte sowohl auf nationaler als auch auf regionaler Ebene zu überwachen und durch die Unterzeichnung entsprechender Kooperationsvereinbarungen mit anderen nationalen Regulierungsbehörden eine koordinierte grenzüberschreitende Vorgehensweise gegen allfällige marktmissbräuchliche Praktiken im Energiegroßhandel sicherzustellen. Die Umsetzung der REMIT in nationales Recht wird die E-Control zudem mit zusätzlichen Ermittlungsbefugnissen ausstatten und die Verhängung entsprechender Sanktionen im Falle einer Nichteinhaltung der REMIT ermöglichen.

Energiegroßhandels-Transaktionsdaten-Aufbewahrungsverordnung – ETA-VO

Mit Inkrafttreten der REMIT gelten die darin geregelten Insiderhandels- und Marktmanipulationsverbote unmittelbar, und die Marktüberwachung durch ACER (in Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden) findet formal Anwendung. Die Datenerhebung durch ACER kann aber erst sechs Monate nach dem Inkrafttreten der von der EU-Kommission zu erlassenden Durchführungsrechtsakte erfolgen.

Dieser Übergangszeitraum zwischen Inkrafttreten der REMIT und Inkrafttreten der Durchführungsrechtsakte zur Datenerhebung durch ACER kann jedenfalls mehrere Monate oder unter Umständen sogar Jahre dauern. In

diesem Übergangszeitraum ist eine Datenerhebung in Ermangelung einer zeitnahen Umsetzung der neuen REMIT-Kompetenzen der nationalen Regulierungsbehörden in nationales Recht nur unter Rückgriff auf die allgemeinen Überwachungs- und Aufsichtsrechte der nationalen Regulierungsbehörden möglich. Dabei wird es entscheidend auf die Qualität der auf Grundlage der Aufbewahrungspflicht durch die Marktteilnehmer aufbewahrten Transaktionsdaten ankommen.

Um eine einheitliche Datenqualität und einheitliche Dateninhalte bei der Aufbewahrung von Transaktionsdaten durch die Marktteilnehmer sicherzustellen wurde der E-Control gemäß § 88 Abs. 4 EIWOG 2010 und § 131 Abs. 3 GWG 2011 die Aufgabe übertragen, mit Verordnung die Aufbewahrungspflichten für Strom und Gashändler für näher zu regelnde Transaktionsdaten über Transaktionen mit anderen Strom- und Gashändlern und Übertragungsnetzbetreibern bzw. Fernleitungsnetzbetreibern näher zu bestimmen (Energiegroßhandels-Transaktionsdaten-Aufbewahrungsverordnung – ETA-VO). Die Transaktionsdaten sind der E-Control, der Bundeswettbewerbsbehörde sowie der EU-Kommission zur Erfüllung ihrer Aufgaben bei Bedarf jederzeit in einer von der E-Control vorgegebenen Form zur Verfügung zu stellen. Die Aufbewahrungsdauer beträgt fünf Jahre. Diese Aufzeichnungen dienen ausschließlich dazu, es den zuständigen Behörden zu ermöglichen, die Einhaltung der für Strom- und Erdgashändler geregelten Pflichten zu prüfen.

Gasstatistik-Verordnung 2012

Ausschlaggebend für eine Novellierung der Gasstatistik-Verordnung 2005 idF der 1. Gasstatistik-Verordnung-Novelle 2008 war die Notwendigkeit, die Meldepflichten den aufgrund des neuen Marktmodells geänderten Rahmenbedingungen anzupassen. Darüber hinaus waren auch erweiterte Informationspflichten gegenüber dem Markt sowie Änderungen aufgrund der europäischen Normen zu berücksichtigen.

Diese wesentlichen inhaltlichen Änderungen haben dazu geführt, dass einer Neuerlassung der Vorzug gegenüber einer Novellierung der bestehenden Regelungen gegeben wurde. Damit konnten auch eine bessere Übersichtlichkeit sowie eine strukturelle Anpassung an die Elektrizitätsstatistik-Verordnung erreicht werden.

Wesentliche inhaltliche Änderungen betreffen einerseits zusätzliche marktspezifische Informationen und andererseits Klarstellungen bzw. Vereinheitlichungen von Erhebungsmerkmalen. Die statistischen Erhebungen über „andere gasförmige Energieträger“ wurden gestrichen, sodass nunmehr seitens der E-Control nur noch jene „sonstigen Gas-mengen“ erfasst werden, die entweder in das Gasnetz eingespeist oder zur Verstromung verwendet werden. Alle anderen „sonstige Gas-mengen“ sollen hinkünftig von der Bundesanstalt Statistik Österreich abgedeckt werden.

Die Gasstatistik-Verordnung 2012 wurde als BGBl. II Nr. 475 am 21. Dezember 2012 veröffentlicht und tritt mit 1. Jänner 2013 in Kraft. Aufgrund des Inkrafttretens zum Jahreswechsel 2012/13 konnten die Übergangsbestimmungen auf das notwendige Minimum reduziert werden.

RECHTLICHER RAHMEN ÖKOSTROM

Ökostromgesetz

Im Juli 2011 wurde im Nationalrat das Ökostromgesetz 2012 beschlossen. Mit Kundmachung im Bundesgesetzblatt am 29. Juli 2011 traten einzelne Teile (Warteschlangenabbau von Wind und Photovoltaik) bereits in Kraft. Vollständig in Kraft trat das Gesetz nach der Genehmigung durch die Europäische Kommission am 1. Juli 2012. Die wesentlichen Neuerungen bzw. Anpassungen sind nachfolgend auszugsweise dargestellt:

- > Die Abhängigkeit Österreichs von Atomstromimporten ist bis zum Jahr 2015 bilanziell zu beseitigen (§ 4 Abs. 1 Z. 7). Jene Mengen, die derzeit bilanziell Atomstromimporten zugeordnet werden können, sind durch zusätzliche Erzeugung aus erneuerbaren Technologien zu ersetzen.
- > Bis zum Jahr 2015 sind 15% der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen in Form von gefördertem Ökostrom aufzubringen (§ 4 Abs. 2).
- > Es wurden Ausbauziele bis 2020 formuliert. Demnach hat im Zeitraum 2010 bis 2020 ein Ausbau von Wasserkraft im Ausmaß von 1.000 MW (oder etwa 4 TWh), ein Ausbau von Windkraft im Ausmaß von 2.000 MW (oder etwa 4 TWh), ein Ausbau von Biomasse und Biogas im Ausmaß von 200 MW

- (oder etwa 1,3 TWh) sowie ein Ausbau von Photovoltaik von 1.200 MW (oder etwa 1 TWh) unter Verfügbarkeit der Rohstoffe bzw. der Standorte zu erfolgen (§ 4 Abs. 3 und 3).
- > Anpassungen insbesondere aufgrund der Erneuerbaren Richtlinie 2009/28/EG zu Herkunftsnachweisen für Ökostrom (§§ 10, 11): Die E-Control ist als zuständige Stelle für die Überwachung, Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Herkunftsnachweise benannt. Basis für die Erstellung von Herkunftsnachweisen sind Nettostromerzeugungsmengen. Ein Herkunftsnachweis muss künftig mehr Angaben als bisher umfassen. Die E-Control hat Preise für Herkunftsnachweise, die im Zuge der Kontrahierungspflicht von der OeMAG übertragen werden, zu verordnen.
- > Einspeisetarife wird es künftig auch für Ökostromanlagen auf Basis von Kleinwasserkraft mit einer Engpassleistung von bis zu 2 MW geben (§ 12 Abs. 1 Z. 2).
- > Für gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlagen von 5 kWp bis 500 kWp gibt es die Möglichkeit, einen Tarif von 18 Cent/kWh über den Zeitraum von 13 Jahren zu beantragen (Netzparitäts-Tarif, § 14 Abs. 6).
- > Nach Annahme des Antrags durch die OeMAG müssen Photovoltaikanlagen innerhalb von 12 Monaten errichtet werden, Kleinwasser-, rohstoffabhängige und Windkraftanlagen innerhalb von 36 Monaten sowie sonstige Anlagen innerhalb von 24 Monaten (§ 15 Abs. 6).
- > Anträge von Photovoltaikanlagen werden nach Ausschöpfen des Unterstützungsvolumens der Ökostromabwicklungsstelle von dieser abgelehnt. Ein Wartelistenaufbau ist demnach nicht mehr möglich (§ 15 Abs. 7).

- > Die Einspeisetarife werden weiterhin per Verordnung festgelegt. Künftig können Einspeisetarifverordnungen auch für zwei oder mehrere Kalenderjahre im Vorhinein festgelegt werden. Bis zum Inkrafttreten einer neuen Verordnung gelten die für das jeweilige Vorjahr festgelegten Preise mit einem festgelegten Abschlag (§ 19).
- > Unter bestimmten Voraussetzungen wird ein Technologie- und KWK-Bonus gewährt (§ 21).
- > Für Anlagen auf Basis von Biogas und flüssiger Biomasse wird für Bestandsanlagen, für die zum 20. Oktober 2009 ein Vertrag über die Kontrahierung von Ökostrom durch die Ökostromabwicklungsstelle zu Einspeisetarifen bestand, ein Betriebskostenzuschlag gewährt. Für diesen Betriebskostenzuschlag stehen maximal 20 Mio. Euro jährlich zur Verfügung (§ 22).
- > Investitionszuschüsse für Ablauge betragen zwischen 300 Euro/kW und 120 Euro/kW bzw. maximal 30% der Investitionskosten (§ 25).
- > Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraft sind mit 16 Mio. Euro jährlich begrenzt. Für das Jahr 2013 werden einmalig weitere 20 Mio. Euro bereitgestellt. Kleinwasserkraftanlagen bis zu 500 kW erhalten max. 30% der Investitionskosten bzw. max. 1.500 Euro pro kW ausbezahlt, Kleinwasserkraftanlagen bis 2 MW max. 20% bzw. 1.000 Euro pro kW, Anlagen bis 10 MW max. 10% bzw. 400 Euro pro kW (§ 26).
- > Investitionszuschüsse für mittlere Wasserkraftanlagen sind bis 2014 jährlich mit max. 7,5 Mio. begrenzt. Anlagen erhalten max. 10% der Investitionskosten bzw. max. 400 Euro/kWh sowie max. 6 Mio. Euro pro Anlage als Investitionszuschuss ausbezahlt (§ 27).
- > Änderungen im Finanzierungssystem: Die Fördermittel setzen sich künftig zusammen aus einer Ökostrompauschale (früher Zählpunktpauschale), dem Verkauf von Ökoenergie sowie den dazugehörigen Herkunftsnachweisen an die Stromhändler, einem Ökostromförderbeitrag, Verwaltungsstrafen, Zinsen und sonstigen Zuwendungen (§ 44).
- > Die den Stromhändlern und -lieferanten zugewiesenen Strommengen sind mit Day-ahead-Spotmarktpreisen zu verrechnen (§ 41 Abs. 2).
- > Ökostrompauschale NE 7: 11 Euro, NE 6: 320 Euro, NE 5: 5.200 Euro, NE 4: 35.000 Euro, NE 1 bis 3: 35.000 Euro jährlich (§ 45).
- > Netzbetreiber führen monatlich an die Ökostromabwicklungsstelle einen bestimmten Prozentsatz (durch Verordnung festgelegt) von den Netznutzungs- und Netzverlustentgelten ab (§ 48).
- > Kostendeckelung beim Ökostromförderbeitrag gemäß § 49 und Befreiung von der Ökostrompauschale für einkommensschwache Haushalte gemäß § 46: Haushalte, welche bestimmte Einkommengrenzen nicht überschreiten, können auf Antrag von der Ökostrompauschale und dem 20 Euro übersteigenden Ökostromförderbeitrag befreit werden. Der Antrag muss bei der Gebühren Info Service GmbH (GIS), die auch für die Befreiung von Rundfunk- und Fernsehgebühren zuständig ist, gestellt werden. Bis zum Ende des Berichtsjahres wurden laut GIS rund 100.000 Anträge bearbeitet.

- > Wartelistenabbau bei der OeMAG erfolgt durch Gewährung von Einspeisetarifen mit teilweise einem Abschlag. So erhalten Windkraftanlagen, die einen Vertrag mit der OeMAG im Kalenderjahr 2011 oder 2012 erhalten würden, wie bisher 9,7 Cent/kWh, Anlagen, die einen Vertrag im Jahr 2014 oder später erhalten würden, 9,5 Cent/kWh ausbezahlt. Photovoltaikanlagen erhalten einen Abschlag zwischen 2,5 % und 22,5 % (§ 56).
- > Festgelegtes jährliches Unterstützungsvolumen pro Jahr: 50 Mio. Euro (§ 23).

Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 - ÖSET

Am 18. September 2012 wurde die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) kundgemacht. Sie enthält Tarife für das 2. Halbjahr 2012 und das Jahr 2013.

Bei PV-Anlagen (gebäudeintegrierte und auf Freiflächen) gibt es mit der ÖSET-VO 2012 einen Tarif für die Größenklasse 5 kWp bis 500 kWp. Für beide Kategorien sind die Tarife gesunken und wurden mit entsprechenden Abschlägen für das Jahr 2013 versehen. Neu ist hierbei, dass für gebäudeintegrierte Anlagen zusätzlich zum Einspeisetarif auch ein Investitionszuschuss für die Anlagen vorgesehen ist. Dieser beträgt 30 % der Investitionskosten, höchstens jedoch 200 EUR/kWp.

Der Tarif für Windkraftanlagen bleibt für das 2. HJ 2012 unverändert und sinkt im Jahr 2013 leicht auf 9,45 Cent/kWh.

Bei „Biomasse fest“ wurde eine neue Kategorie eingeführt – „hocheffiziente Anlagen mit einer Engpassleistung bis 500 kW“. Die Tarife sind durchgehend sehr stark gestiegen, wobei für das Jahr 2013 eine sehr geringe Reduktion beschlossen wurde.

Bei Biogas wurde ebenfalls eine neue Kategorie eingeführt, wobei hier die Unterteilung am oberen Ende um die Klasse „Engpassleistung über 750 kW“ erweitert wurde. Hier kam es zu mäßigen Erhöhungen der Tarife, welche im Jahr 2013 wiederum um 0,07 bis 0,10 Cent/kWh reduziert werden.

Neu sind die nach der eingespeisten Menge gestaffelten Tarife für Kleinwasserkraftanlagen bis 2 MW. Für die kleinste Kategorie (Neubau bis 500.000 kWh) liegen diese mit 10,60 Cent/kWh deutlich über dem Einspeisetarif für Windkraftanlagen. Für das Jahr 2013 wurde auch hier eine Reduktion der Einspeisetarife beschlossen, wobei sich diese zwischen 0,03 bis 0,05 Cent/kWh beläuft.

Bei den übrigen Technologien sind die Tarife im Wesentlichen ident mit jenen der Ökostromverordnung 2012.

REGULIERUNG DER NETZE

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 zugestanden Erlösen für die Dauer der Regulierungsperiode entkoppelt. Eine geprüfte Kostenbasis wird mittels Auf- und Abschlagsfaktoren, welche im Wesentlichen die Preissteigerungen der Branche sowie die branchen- und unternehmensspezifische Effizienzentwicklung abbilden, jährlich neu angepasst. Unter Berücksichtigung von Investitions- und Betriebskostenfaktoren, welche die Entwicklung der Kapital- und Betriebskosten während der Regulierungsperiode berücksichtigen, wird die angepasste Kostenbasis in jährlich neu bestimmte Entgelte übergeleitet. Während im Strombereich die Unternehmen gefordert sind, ihre Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden von jeweils 4 Jahren abzubauen, beträgt der Zeitraum im Gasbereich 10 Jahre (unterteilt in zwei Regulierungsperioden von jeweils 5 Jahren).

Im Gasverteilernetzbereich wurde für 2012 die Kostenermittlung zum letzten Mal anhand der Systematik für die erste Regulierungsperiode durchgeführt. Für die zweite Regulierungsperiode (1.1.2013 – 31.12.2017) wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst. Zwar wurde der Zielwert (Effizienzziel) mit Ende 2017 unverändert beibehalten, jedoch wurde auf Basis einer geprüften Kostenbasis des Geschäftsjahres 2011 und anhand eines Zielerreichungsgrades der Kostenpfad für die zweite Periode neu „eingestellt“. Weiters wurden sowohl die

Erweiterungsfaktoren (Betriebskosten- und Investitionsfaktoren) als auch der Finanzierungskostensatz einer Revision unterzogen. Darüber hinaus wurde im Rahmen der Regulierungsformel ein Qualitätselement eingeführt, welches jedoch bis auf Weiteres keine Wirkung entfalten wird. Für die Stromverteilternetze wird aktuell an der Ausgestaltung für die dritte Anreizregulierungsperiode gearbeitet. Im Gegensatz zu den Gasnetzen wird hier ein neuerlicher Effizienzvergleich mit einem ausgeweiteten Sample (Unternehmen mit einer Abgabemenge größer 50 GWh im Jahr 2008) durchgeführt werden. Darüber hinaus werden bereits implementierte Regulierungsparameter evaluiert und gegebenenfalls einer Anpassung unterzogen. Die dritte Anreizregulierungsperiode für die Stromverteilternetze wird am 1.1.2014 beginnen. Im Bereich der Stromübertragung bzw. Gasfernleitungen werden die Netzentgelte nach wie vor auf Basis jährlicher Kostenprüfungen sowie anhand genehmigter Tarifmethoden bestimmt. Die Tarifmethoden der Gasfernleitungen wurden im Jahr 2012 neu evaluiert und angepasst.

Innerhalb der obig dargestellten Systematik werden die Systemnutzungsentgelte mit 1.1. des jeweiligen Jahres für 15 Netzgebiete im Bereich der Strominfrastruktur und für 20 Gasverteilternetze jährlich neu angepasst und in den jeweiligen Verordnungsnovellen verlaublich.

TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE 2012

Strommarkt

REGULIERUNG DER NETZE: TARIFIERUNG IN 2012

Auf Grundlage des EIWOG 2010 wurden im Entgeltverfahren 2012 die Kosten und Mengengerüste aller Stromverteiler mit über 50 GWh Abgabemenge im Jahr 2008 bestimmt und die Tarife für das Jahr 2013 ermittelt. Dies erfolgte nun schon zum zweiten Mal 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 Ausgleichsmechanismus 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 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 zu einer Reduktion der Netzentgelte von durchschnittlich rund 0,5% (Gesamtösterreich über alle Netzebenen bewertet mit Mengenbasis des Jahres 2011) geführt hat, sind die Entgelte im Rahmen der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) 2013 im Durchschnitt über alle Netzebenen um 1,8% gestiegen. Ein Großteil dieser Erhöhung entfällt vor allem auf den Netzbereich Wien und

ist in erster Linie auf massive Erhöhung der Kosten im Zusammenhang mit den gesetzlichen Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, die dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben (Pensionsverpflichtungen), zu begründen. Insgesamt erhöhen sich für 2013 die Kosten um rund 29 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr, wobei 23 Mio. EUR auf den Netzbereich Wien zurückgeführt werden können. Es zeigt sich somit, dass im Schnitt die verbleibenden Netzbereiche grundsätzlich eine stabile Entwicklung aufgewiesen haben.

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 seit letztem Jahr wieder etwas im Steigen und der Druck auf die Tarifhöhe wurde dadurch etwas gemindert. Im Rahmen der kommenden Ermittlungsverfahren im Jahr 2013 wird eine neue Startkostenbasis für die dritte Regulierungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt. Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze und den Preissteigerungen für Netzbetreiber Entgeltsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2013

Tarifanpassung pro Ebene	SNT-VO 30.09.2001 - 01.01.2003		SNT-VO 01.01.2008		SNT-VO 01.01.2009		SNT-VO 01.01.2010		SNT-VO 01.01.2011		SNE-VO 01.01.2012		SNE-VO 01.01.2013		Gesamt Mengenbasis 11	
	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %
Ebene 3	-0,53	-1,6	-0,26	-0,7	-0,47	-1,2	-1,82	-4,3	-0,31	-0,8	0,01	0,0	0,07	0,2	-11,91	-20,7
Ebene 4	-0,58	-1,1	-0,02	0,0	0,07	0,2	-1,63	-3,5	-0,24	-0,5	-0,50	-1,1	0,88	1,8	-8,78	-15,2
Ebene 5	-12,59	-5,6	-0,85	-0,4	-1,22	-0,6	-8,93	-3,8	-2,00	-0,9	-1,38	-0,6	4,49	2,0	-77,22	-25,2
Ebene 6	-0,91	-0,5	0,01	0,0	0,64	0,4	-5,18	-3,0	-0,18	-0,1	-1,10	-0,7	2,45	1,5	-35,28	-17,1
Ebene 7 - gemessen	-9,17	-4,7	-1,72	-0,9	-1,16	-0,6	-10,98	-5,2	-3,75	-1,9	-1,88	-1,0	4,72	2,3	-82,52	-28,7
Ebene 7 - nicht gemessen	-124,82	-10,0	-5,38	-0,6	-3,85	-0,4	-33,90	-3,7	-6,04	-0,7	-4,13	-0,5	16,79	1,8	-374,57	-28,9
Ebene 7 - unterbrechbar	0,71	1,5	-0,25	-0,4	-0,62	-1,0	-2,09	-3,8	-0,87	-1,7	1,48	2,9	0,23	0,4	-10,77	-18,4
	-147,9	-7,5	-8,5	-0,5	-6,6	-0,4	-64,5	-3,8	-13,4	-0,8	-7,5	-0,5	29,6	1,8	-601,0	-26,7

Tarifanpassung pro Netzbereich	SNT-VO 30.09.2001 - 01.01.2003		SNT-VO 01.01.2008		SNT-VO 01.01.2009		SNT-VO 01.01.2010		SNT-VO 01.01.2011		SNE-VO 01.01.2012		SNE-VO 01.01.2013		Gesamt Mengenbasis 11	
	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %
Burgenland	-14,6	-15,6	-0,5	-0,9	-1,4	-2,6	-2,6	-4,9	-1,1	-2,1	1,2	2,3	-1,5	-3,0	-42,3	-44,0
Kärnten	0,0	0,0	0,3	0,2	1,5	1,4	3,6	3,1	-0,3	-0,2	3,2	2,5	5,1	4,0	-3,1	-2,4
Klagenfurt	0,5	2,5	-0,5	-2,7	0,7	3,8	-0,7	-3,2	0,1	0,3	0,4	1,7	-0,1	-0,5	-3,2	-13,4
Niederösterreich	-10,8	-4,1	-1,9	-0,8	2,7	1,2	-6,1	-2,6	2,3	1,0	-0,4	-0,2	-1,6	-0,7	-59,8	-20,0
Oberösterreich	-12,4	-5,3	-2,2	-1,1	-2,1	-1,1	-12,7	-6,0	-1,0	-0,5	-0,3	-0,2	-0,9	-0,4	-90,4	-30,1
Linz	-4,2	-5,1	-2,3	-3,3	-2,9	-4,0	-0,2	-0,3	-0,9	-1,3	-0,5	-0,8	-1,6	-2,4	-28,9	-31,2
Salzburg	-28,9	-16,1	-1,2	-1,0	-2,2	-1,9	-6,5	-5,6	-2,7	-2,4	-3,4	-3,2	1,4	1,3	-74,2	-41,0
Steiermark	-39,0	-15,1	-1,7	-0,7	-11,8	-4,9	-9,9	-4,2	-5,0	-2,2	-5,9	-2,8	-2,6	-1,2	-155,1	-41,2
Graz	-6,0	-12,9	-0,7	-2,2	-0,2	-0,5	0,7	2,3	-0,8	-2,4	-1,1	-3,7	0,6	1,8	-18,3	-37,4
Tirol	-3,6	-2,4	0,0	0,0	2,4	1,7	-5,7	-3,9	4,0	2,8	-3,2	-2,2	4,0	2,7	-31,6	-17,1
Innstruck	-0,2	-0,6	0,0	0,0	0,1	0,3	-1,2	-4,1	-0,3	-1,1	0,5	1,8	0,7	2,4	-2,1	-6,8
Vckraflberg	-1,8	-2,2	-0,1	-0,1	1,1	1,5	-4,0	-5,0	-1,3	-1,8	0,5	0,6	2,9	3,7	-9,3	-11,2
Wien	-26,9	-7,7	2,4	0,8	5,4	1,7	-19,2	-5,9	-6,5	-2,1	0,6	0,2	23,1	1,1	-82,8	-20,5
Kleinwalsertal	0,0	0,0	0,0	-2,4	0,0	-0,2	0,0	1,6	0,1	3,2	0,0	0,0	0,2	9,1	0,1	6,5
	-147,9	-7,5	-8,5	-0,5	-6,6	-0,4	-64,5	-3,8	-13,4	-0,8	-8,6	-0,5	29,6	1,8	-601,0	-26,7

Tabelle 5

Übersicht Anpassung Netznutzungs- und Netzverlustentgelt von 2001 bis 2013

Quelle: E-Control

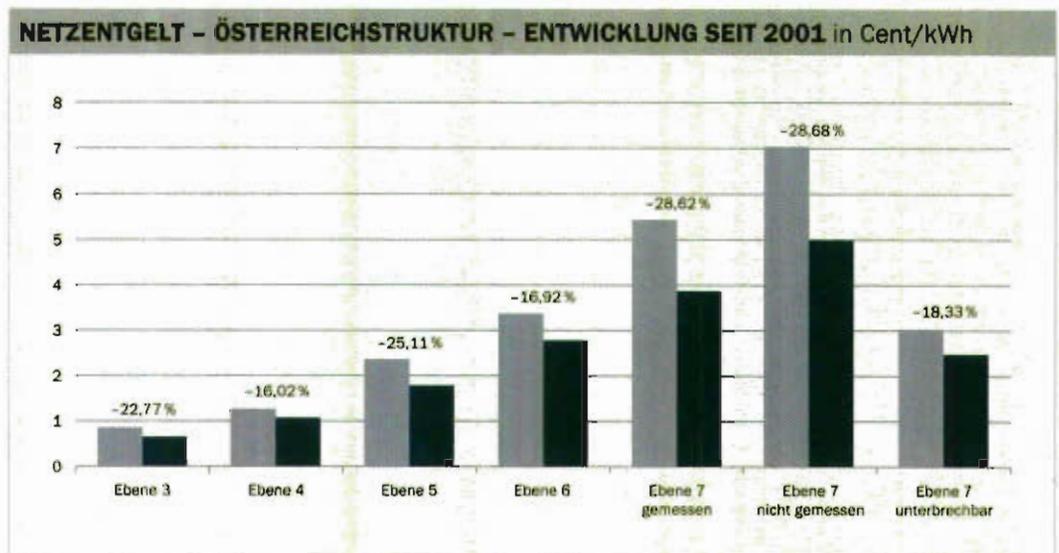


Abbildung 22
Entwicklung der Netzentgelte
Strom seit 2001

Quelle: E-Control

AUFSICHT MARKTEILNEHMER

Aufsicht Regelzonenführer (Langfristplanung, NEP)

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG ist die E-Control zur Überwachung der Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern APG und VÜN gemäß § 37 EIWOG heuer zum zweiten Mal die Netzentwicklungspläne eingereicht und Ende November 2012 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahres-Netzentwicklungspläne zu erstellen. Dieser hat Szenarien als Grundlage für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie die einzelnen Projekte mit detaillierter Beschreibung zu beinhalten.

Die Netzentwicklungspläne werden sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control konsultiert. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control.

Per Bescheid werden die positiv bewerteten Projekte genehmigt. Erstmals wurden heuer auch Projekte in die Netzentwicklungspläne aufgenommen, die keines vollständigen Neubaus von Leitungen bedürfen, sondern die Adaption von bestehenden Netzen beinhalten. Dies wird grundsätzlich als positiv bewertet, jedoch könnten aufgrund fehlender Informationen nicht alle Projekte in ausreichendem Maße und abschließend geprüft werden, sodass jene Projekte im heurigen Jahr nicht genehmigt werden konnten.

Der Prozess der Erstellung und Genehmigung der Netzentwicklungspläne konnte im Vergleich zum ersten Jahr der Genehmigung, 2011, wesentlich verbessert werden und wird auch in den nächsten Jahren weiterentwickelt werden.

Aufsicht Clearingstellen Strom und Gas

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgte im Jahr 2012 eine Überarbeitung der Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators für die Regelzone Ost (AGCS Gas Clearing and Settlement AG) zur Umsetzung des Restlastverfahrens im Clearing. Die optionale Einführung des Restlastverfahrens und die dadurch erforderlichen Marktregeländerungen wurden im Jahr 2010 von der E-Control gemeinsam mit den Marktteilnehmern konsultiert. Somit wurden die Voraussetzungen geschaffen, um eine Aufteilung des Restlastfehlers in jenen Netzgebieten vorzunehmen, in denen der Netzbetreiber den Bottom-up-Ansatz zur Verbrauchsermittlung verwendet.

Im Zuge des Tarifprüfungsverfahrens 2012 wurden die Kosten der Verrechnungsstellen gemäß der bestehenden Regulierungssystematik übergeleitet und auch neuerlich überprüft. Prüfungsgegenstand war die Kostenbasis (ausgehend vom letztverfügbaren abgeschlossenen Geschäftsjahr 2011), die Feststellung von aufzurollenden Plan-Ist-Abweichungen und eine Berücksichtigung außerordentlicher Effekte. Zielsetzung des Verfahrens war unter anderem die Aktualisierung des Clearingentgeltes unter Berücksichtigung von sich verändernden Parametern, wie Mengenentwicklung, Kostensteigerungen/Inflation, Zinsentwicklungen sowie die Berück-

sichtigung zusätzlicher Aufgaben, die von den Verrechnungsstellen durch die Änderungen im rechtlichen Umfeld übernommen werden müssen, für einen Betrachtungszeitraum von 2 Jahren.

Als zusätzliche Aufgaben haben ab dem Jahr 2013 insbesondere die neuen gesetzlichen Vorgaben (insbesondere § 76 Abs. 3 EIWOG 2010 sowie § 123 Abs. 3 GWG 2011) im Zusammenhang mit dem Betrieb der Wechselplattform sowie die Realisierung des neuen Gasmarktmodells Einfluss auf die Kosten der Verrechnungsstellen. Durch vorbereitende Aktivitäten, wie z.B. die Ausschreibung, Programmierung und Implementierung der Wechselplattform, kommen entsprechende Kosteneffekte auch bereits im Jahr 2012 zum Tragen. Diese Veränderung der gesetzlichen Vorgaben bedingt eine Erhöhung des Clearingentgeltes für Verbrauchsmengen ab dem Jahr 2013.

Die Verrechnungsstelle A&B wird zukünftig nur noch für das Gas-Clearing in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg verantwortlich sein. Sie steht hierbei wie die Verrechnungsstelle AGCS in der Verantwortung, sich auf die neuen Aufgaben und Rahmenbedingungen gemäß dem geänderten rechtlichen Umfeld vorzubereiten. Folglich hat auch sie sich entsprechend aufzustellen, um die neuen Aufgaben, die sich aus der Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben ergeben, ab dem Jahr 2013 erfüllen zu können. Unabhängig von der Größe der jeweiligen Verrechnungsstelle fallen für bestimmte Themen dabei Mindestkosten je Verrechnungsstelle an.

Da die Kosten, die aus den zusätzlichen Aufgaben resultieren, im Verhältnis zu der heutigen Kostenbasis der A&B sehr hoch sind, ist von der Vorgehensweise, ein einheitliches Clearingentgelt für das Marktgebiet Ost und die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg festzulegen, abzugehen. Für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ist eine deutliche Steigerung des Clearingentgeltes ab dem Jahr 2013 erforderlich, um auch zukünftig die durchschnittlich angemessenen Kosten in der A&B entsprechend abzudecken.

Die geänderten Clearingentgelte für Strom und Gas treten für Abrechnungszeiträume ab dem 1. Jänner 2013 in Kraft. Da die Clearingstellen gelegentlich auf Antrag von Marktteilnehmern Nachverrechnungen bereits abgeschlossener Zeiträume vornehmen und das obligatorische Zweite Clearing erst 14 Monate nach Abschluss der jeweiligen Periode stattfindet, wurde klargestellt, dass in diesen Fällen, das heißt für Perioden vor dem Stichtag, weiterhin die Tarifansätze der Vorgängerverordnung zur Anwendung kommen.

Durch die Änderungen der Marktregeln entfällt für Gas die Festlegung eines Clearingentgeltes für den Handelsumsatz im Marktgebiet Ost ersatzlos, da der Handel im Marktgebiet Ost ab 1. Jänner 2013 über den Central European Gas Hub (CEGH) als Betreiber des Virtuellen Handlungspunktes erfolgt. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg tritt das Marktmodell neu erst mit 1. Oktober 2013 in Kraft. Daher erfolgt der Handel in diesen Marktgebieten erst ab 1. Oktober 2013 über den Virtuellen Handlungspunkt des vorgelagerten Marktgebietes NetConnect Germany in Deutschland. Somit

fällt von 1. Jänner 2013 bis 30. September 2013 weiterhin ein Clearingentgelt für den Handelsumsatz in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg an. Die Höhe des Clearingentgeltes für den Handelsumsatz in diesen Marktgebieten bleibt dabei unverändert.

Neben den Aktivitäten zur Festsetzung der Clearingentgelte war die Tätigkeit der APCS für Strom von Umstellungen in der Regenergiebeschaffung und der Übernahme der Clearingaktivitäten (1. Clearing) für die Regelzone VKW mit Anfang 2012 gekennzeichnet. Mit dem Übergang der Beschaffung der Minutenreserve zu APG und der Erweiterung der marktbasierter Sekundärregelbeschaffung sind etwas geänderte Schnittstellen- und Kommunikationserfordernisse zwischen APG und APCS entstanden. Ebenso mussten für die Durchführung des 1. Clearings für die Bilanzgruppen der Regelzone VKW ab 1. 1. 2012 eine Datenmigration vorgenommen werden. Die diesbezüglichen Umstellungen verliefen weitgehend reibungslos. Weiters hat APCS eine zeitgemäße Internetveröffentlichung von Marktdaten gestartet. Damit soll den Marktteilnehmern ein komfortabler Zugang zu relevanten Informationen ermöglicht werden. Die genauen Informationsinhalte werden bei einer weiteren Ergänzung des Datenangebots abzustimmen sein.

Aufsicht Bilanzgruppenverantwortliche

Im Jahr 2012 wurden 14 Anträge auf Zulassung als Bilanzgruppenverantwortlicher gestellt, wobei diese Zahl in etwa den in den Vorjahren eingebrachten Anträgen entspricht. Bis Jahresende wurden zehn Unternehmen als neue Bilanzgruppenverantwortliche zuge-

lassen. In einzelnen Fällen mussten bereits erteilte Genehmigungen auf Grund des Wegfalls von Genehmigungsvoraussetzungen entzogen werden.

Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen

2012 erarbeitete die E-Control in Zusammenarbeit mit Vertretern der Netzbetreiber eine neue Musterfassung für Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz. Bis Juni 2012 wurde eine neue, an das EIWOG 2010 angepasste Fassung zu einem Großteil entwickelt.

Leider war es nicht möglich, die Musterfassung zur Gänze abzuschließen. Grund dafür war, dass die Qualitätsstandardsverordnung gem. § 19 EIWOG, die in die Allgemeinen Bedingungen gem. § 19 Abs. 3 übernommen werden muss, erst zu Jahresende 2012 erlassen wurde.

Die Allgemeinen Bedingungen sollen als „Musterfassung“ von der gesamten Branche mitgetragen werden. Dazu ist es notwendig, ein ausgereiftes und abgeschlossenes Produkt vorzulegen. Da die obengenannte Verordnung erst gegen Jahresende 2012 erlassen worden ist, kann die Entwicklung der Musterfassung erst im Folgejahr abgeschlossen werden.

Die Netzbetreiber wenden daher derzeit noch die alten Bedingungen an. Dort, wo es Verpflichtungen gibt, die sich unmittelbar aus dem Gesetz ergeben, sind die Bestimmungen des EIWOG 2010 und der auf dieser Basis erlassenen Verordnungen unmittelbar anzuwenden.

Genehmigung Allgemeine Lieferbedingungen (Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie)

Die Regulierungskommission, welche gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG für die Untersagung der Anwendung von Allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie gem. § 80 EIWOG 2010 (Allgemeine Lieferbedingungen) zuständig ist, hat in diesem Jahr eine erhebliche Anzahl von Allgemeinen Lieferbedingungen geprüft. In den meisten Fällen waren die Lieferanten bzw. Versorger in Bezug auf die als erforderlich erachteten Änderungen durchaus kooperativ, das Prüfungsverfahren wurde daher eingestellt und die Anwendung nicht untersagt. In vereinzelt Fällen war jedoch die Untersagung mit Bescheid erforderlich. Die Untersagungsbescheide sind auf der Homepage der E-Control auffindbar.

Aufsicht Handelsplätze (EPEX/EXAA)

Der Handel an Handelsplätzen und insbesondere an der Strombörse erfolgt für 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 und die Endkundenpreise.

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 bietet werktags Day-ahead-Handel mit einer täglichen Auktion um 10:15 Uhr. Neben physischer Erfüllung in der Regelzone APG ist auch Handel in deutschen Regelzonen möglich. Der Stromspotmarkt der Wiener Börse AG wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit nach dem österreichischen Börsengesetz 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 Börsengesetz überwacht.

Die EEX bot ursprünglich einen Stromspotmarkt mit Day-ahead-Handel mit einer täglichen Auktion um 12:00 Uhr sowie einen Stromterminmarkt mit Stromfutures und -optionen an. Seit 2008 wurden der deutsch-österreichische Spotmarkt in ein gemeinsames Joint-Venture mit der französischen Energiebörse Powernext S.A., die EPEX Spot in Paris, ausgelagert.

Das Clearing (Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Wertpapier- und Termingeschäften) börslicher und außerbörslicher Geschäfte (OTC Clearing) der EEX und der EPEX Spot übernimmt die European Commodity Clearing AG (ECC), eine Tochtergesellschaft der Börse.

Die EEX 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.

Die EEX betreibt darüber hinaus eine Transparenzplattform, die zunächst auf freiwilliger Basis und seit dem 1.11.2009 auf gesetzlicher Grundlage die Veröffentlichungspflichten von Kraftwerksdaten durch deutsche Kraftwerksbetreiber in Umsetzung der EU-Transparenzleitlinien unter Aufsicht der Bundesnetzagentur wahrnimmt. Seit 2011 erfolgen über diese Transparenzplattform auch die Pflichtveröffentlichungen eines Teils der österreichischen Fundamentaldaten und die bisher freiwilligen Veröffentlichungen österreichischer Kraftwerksbetreiber.

Alle drei Strombörsen sind durch die Aktivitäten in Österreich bzw. über die gemeinsame Preiszone mit Deutschland für den österreichischen Strommarkt von besonderer Relevanz. In Österreich erfolgt ein Monitoring des Energiegroßhandels durch die E-Control, soweit hierfür nicht die Länder zuständig sind. In Deutschland ist für ein Monitoring des Energiegroßhandels die Bundesnetzagentur zuständig. In Frankreich erfolgt ein umfangreiches Monitoring des Energiegroßhandels durch die französische Energieregulierungsbehörde Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

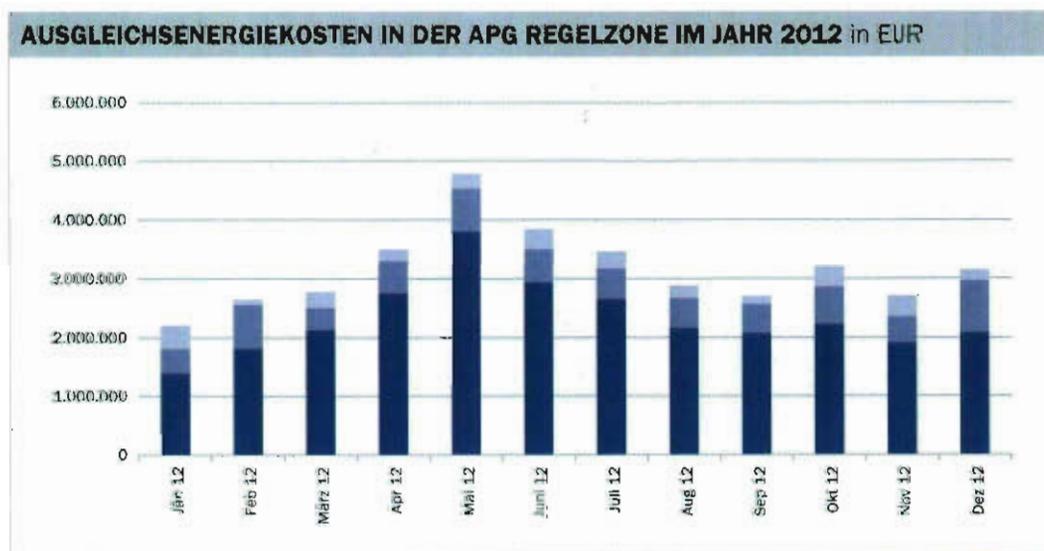
Als Folge der Umsetzung von Engpassmanagementverfahren wie Market Coupling, wo Strombörsen systematisch definierte Rollen einnehmen und Tätigkeiten ausüben, wird die Regulierung von Handelsplätzen zunehmend relevant. Das beinhaltet einer-

seits Marktregelungen, welche Einfluss auf Engpassmanagementverfahren haben, aber auch Kostenaspekte, da vielfach monopolistische Strukturen entstehen. Deshalb wird wegen der oben skizzierten diversifizierten Aufsichtsstrukturen eine verstärkte regulatorische Koordinierung bei der Aufsicht über Handelsplätze und bei der Gestaltung der Handelsregeln unerlässlich. Die E-Control koordiniert sich eng mit APG und dem BMWFJ für die Abdeckung Österreichs durch Börsen für Engpassmanagementverfahren bzw. mit ausländischen Regulierungsbehörden bei Fragen von grenzüberschreitender Relevanz.

AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Die Kosten für Regelenergie (exklusive Primärregelung) beliefen sich im Jahr 2012 auf

37,68 Mio. Euro. Die Aufteilung der Kosten auf die einzelnen Komponenten wird in Abbildung 23 dargestellt. Damit sind spürbare Kostensteigerungen gegenüber den vorangegangenen Jahren zu verzeichnen. Diese sind vorwiegend durch die seit Anfang 2012 neue Beschaffung der Sekundärregelung über marktbasierende Ausschreibungen begründet. Durch die technisch anspruchsvolle Produktqualität und den eingeschränkten Anbieterkreis ist verstärktes Augenmerk auf alle Komponenten der Beschaffung zu legen, um überhöhte Preise zu verhindern. Nach einem Beobachtungszeitraum erwägt die E-Control unterschiedliche Maßnahmen zur Erhöhung der Marktliquidität und zur Herstellung eines wettbewerbsorientierten Preisniveaus.



■ Kosten UCTE
■ Kosten TertReg
■ Kosten SekReg inkl. Ausfallsreserve
■ Ausfallsreserve

Abbildung 23
Ausgleichsenergiekosten in der APG Regelzone im Jahr 2012

Quelle: APCS

Eine wesentliche Rolle dabei werden Marktintegrationsschritte mit angrenzenden Märkten spielen. Zwischen deutschen und österreichischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden wurden in den vergangenen Monaten Planungen über den grenzüberschreitenden Austausch von Regulenergieprodukten abgestimmt. Die Übertragungsnetzbetreiber starten nun die Umsetzung, sodass im Laufe des kommenden Jahres erste Ergebnisse zu verzeichnen sein werden. Für die Regulierungsbehörden bedeutet das, dass ggf. Anpassungen des Markt- und Regulierungsrahmens erforderlich sein werden.

MARKTMONITORING

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

Das EIWOG 2010 bzw. die entsprechenden Ausführungsgesetze der Bundesländer sehen betreffend Marktüberwachung (Marktmonitoring) folgende Aufgaben vor:

- > die Versorgungssicherheit in Bezug auf Zuverlässigkeit und Qualität des Netzes sowie die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistungen,
- > den Grad der Transparenz am Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Großhandelspreise,
- > den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandelsebene und Endverbrauchersebene einschließlich etwaiger Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen,

- > etwaige restriktive Vertragspraktiken einschließlich Exklusivitätsbestimmungen, die große gewerbliche Kunden daran hindern können, gleichzeitig mit mehreren Anbietern Verträge zu schließen oder ihre Möglichkeiten dazu beschränken,
- > die Dauer und Qualität der von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern vorgenommenen Neuanschluss-, Wartungs- und sonstiger Reparaturdienste,
- > die Investitionen in die Erzeugungskapazitäten mit Blick auf die Versorgungssicherheit.

Zur Wahrnehmung dieser Überwachungsaufgaben sind bereits im Bundesgesetz Mindestvorgaben festgelegt, indem von Netzbetreibern, Verteilernetzbetreibern und Lieferanten (Versorger) bestimmte Daten jedenfalls zu erheben sind. Parallel dazu hat die Regulierungsbehörde gemäß § 88 Abs. 8 EIWOG 2010 die Formate der von den Netzbetreibern, Verteilernetzbetreibern und Lieferanten (Versorger) zu liefernden Daten zu definieren. Die Daten sind in weiterer Folge von den Meldepflichtigen auf elektronischem Wege sowohl an die betreffende Landesregierung als auch an die Regulierungsbehörde bis spätestens 31. März des jeweiligen Folgejahres zu übermitteln.

Gegen Ende des Jahres 2011 stellte die E-Control Vorschläge betreffend die Datenformate den Landesregierungen als Arbeitsgrundlage zur Verfügung. Im Laufe des ersten Halbjahres 2012 wurden auf Basis dessen gemeinsam mit den Vertretern der Landesregierungen die Formatvorschläge entsprechend

der bundeslandspezifischen Datenansprüche weiterentwickelt. Die größte Herausforderung in der Erarbeitung der Datenabfrage war es, ein einheitliches Format vorzugeben, während inhaltlich die Datenanforderung an die Meldepflichtigen in den jeweiligen Bundesländern – trotz gleichlautender Überwachungsaufgabe – zum Teil stark divergierte. Manche Landesregierungen sahen die Abfrage der im ElWOG 2010 (und im jeweiligen Ausführungsgesetz) mindestens geforderten Daten als hinreichend zur Erfüllung ihrer Überwachungsaufgaben, während andere Landesregierungen detailliertere Dateninhalte als notwendig erachteten. Zudem war es wichtig, für alle Beteiligten die automatische Verarbeitung der gemeldeten Daten zu gewährleisten.

Als praktikabelste Vorgangsweise – auch im Sinne der Erhebungseffizienz – wurde letztlich die Erstellung einer maximalen Version des Erhebungsbogens im EXCEL-Format ausgewählt, welche sämtliche von den Bundesländern gewünschten Datenabfragen umfasst. Die gemeinsam erarbeitete Maximalversion erlaubt den Landesbehörden, entsprechend ihren spezifischen Datenanforderungen, durch Wegblenden bestimmter Passagen den Erhebungsbogen anzupassen, während die elektronische Verarbeitung der Meldedaten weiterhin gewahrt bleibt.

Die Landesbehörden können gemäß dem Territorialprinzip nur Angaben über Daten innerhalb der Bundeslandgrenzen einfordern. Oftmals sind Meldepflichtige über mehrere bis zu alle Bundesländer hinweg tätig und könnten damit bis zu neun Datenabfragen der jewei-

ligen Bundesländer – mit teilweise gleichen, aber nicht identen Inhalten – gegenüberstehen. Manche Überwachungsaufgaben lassen zudem eine bundesweite Betrachtung oder einen Vergleich zwischen den Bundesländern als sinnvoll erscheinen. Dies erfordert eine hochwertige und einheitliche Datenqualität. Mit diesem Hintergrund wurde ergänzend zu der Maximalversion des Erhebungsbogens eine Ausfüllhilfe erarbeitet. Diese unterstützt durch ihre Definitionen und Erläuterungen die Meldepflichtigen bei der Berechnung und Angabe der Meldedaten, sichert eine bundesweit weitgehend übereinstimmende Interpretation der Datenabfrage und macht letztlich Daten über die Bundeslandgrenzen hinweg vergleich- und aggregierbar.

Die gemeinsamen Arbeiten an den Erhebungsbögen und den Ausfüllhilfen wurden im Sommer 2012 abgeschlossen. Die Landesregierungen konnten somit auf Basis der erarbeiteten Maximalversion die landesspezifische Datenabfrage erstellen und die notwendigen Arbeiten zur eigentlichen Aufforderung der Meldepflichtigen abschließen. Seitens der E-Control wurde zu bundeslandspezifischen Fragestellungen während des gesamten Jahres Unterstützung geboten.

Die ersten Überwachungsdaten sollten spätestens am 31. März 2013 an die Landesregierungen und die E-Control übermittelt werden. Inwieweit die gemeldeten Daten tatsächlich die Erfüllung der Überwachungsaufgabe gewährleisten, hängt wesentlich von der Qualität und Vollständigkeit der gelieferten Daten ab.

BERICHT UNBUNDLING / ZERTIFIZIERUNG

Für Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber stehen jetzt vier gleichwertige Entflechtungsmodelle zur Verfügung:

- > eigentumsrechtliche Entflechtung¹²,
- > unabhängiger Netzbetreiber (ISO)¹³,
- > unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO)¹⁴,
- > eine wirksamere Unabhängigkeit als die Bestimmungen über den unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (ITO+)¹⁵.

Bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung stehen somit tiefgreifende strukturelle Änderungen an. Die Netzgesellschaft, die nunmehr zivilrechtlicher Eigentümer des Übertragungsnetzes zu sein hat, muss weiters 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 ausnahmsweise zwar im gesellschaftsrechtlichen Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens verbleiben, muss gleichzeitig aber strenge und umfassende Unabhängigkeitsvorschriften erfüllen.

Im Strombereich wählten die österreichischen TSO einerseits das ITO-Modell und andererseits die Option der eigentumsrechtlichen Entflechtung (V ZER 01/11, V ZER 02/11, abruf-

bar unter <http://www.e-control.at/de/recht/entscheidungen/vorstandstrom>). Alle beiden TSO wurden von der Regulierungsbehörde zertifiziert.

MARKTINTEGRATION / GRENZÜBERSCHREITENDE LIEFERUNGEN

Die Initiativen zur Schaffung eines gemeinsamen europäischen Strombinnenmarktes wurden durch regionenübergreifende Koordination über ACER im Jahr 2012 verstärkt. Nachdem 2011 regionale Umsetzungsroadmaps für die Erreichung der Marktintegrationsziele im Jahr 2014 erarbeitet wurden, wird nun die Umsetzung der Planungen vorangetrieben. Dabei sind die vier Kernthemenbereiche langfristige Kapazitätsvergaben, Day-ahead Market Coupling, implizit-kontinuierliche Intra-day-Vergabe und Kapazitätsberechnung nach wie vor Arbeitsschwerpunkte. Mittlerweile treten die definierten Abgrenzungen der Regionen etwas in den Hintergrund und regionenübergreifende Initiativen gewinnen an Bedeutung.

Die längerfristigen Kapazitätsvergaben sollen zukünftig nach einheitlichen europäischen Regeln durchgeführt werden. Die Regulierungsbehörden haben dazu in den vergangenen Monaten einen Eckpunktevorschlag erstellt und konsultiert. Für Day-ahead Market Coupling wird in der sog. Region North-West Europe (NWE, bestehend aus Central-Western Europe, Skandinavien und Großbritannien) ein Kernprojekt für einheitliches „Price Coupling“ erarbeitet. Geographisch ähnlich – jedoch mit etwas Verzögerung – wird die Intra-day-Lösung

¹² Ownership Unbundling.

¹³ Independent System Operator.

¹⁴ Independent Transmission Operator.

¹⁵ Von vielen ITO+ bezeichnet, da der Netzbetreiber eindeutig eine wirksamere Unabhängigkeit als die Bestimmungen über den ITO gewährleisten muss.

vorbereitet. Zur Kapazitätsberechnung sind für lastflussbasierte Verfahren Vorarbeiten in den Regionen Central-Western Europe und Central-Eastern Europe in Ausarbeitung.

Österreich ist durch die zentrale Lage in den unterschiedlichen Initiativen vielfach federführend eingebunden. Die zukünftigen europäischen langfristigen Auktionsregeln werden sich an den bestehenden Regeln der Regionen CWE/CSE orientieren. Diese werden bereits an den österreichischen Grenzen zu Italien und zur Schweiz angewandt. Zusätzlich werden auch Elemente der existierenden Regeln der CEE-Region einfließen. Die E-Control hat im November 2012 die einheitlichen Auktionsregeln der CEE-Region erstmalig gemäß den landesgesetzlichen Bestimmungen in Umsetzung § 23 Abs. 2 ElWOG genehmigt. Im Hinblick auf die Entwicklung von Regelungen in europäischen Network Codes und die einheitlichen Auktionsregeln wären weitreichendere Änderungsschritte wünschenswert gewesen, diese waren jedoch durch die erforderliche regionale Koordination nicht völlig möglich. So werden die Anpassungen in den kommenden zwei Jahren erforderlich werden.

Die Market-Coupling-Umsetzung in der Region NWE betrifft keine österreichische Grenze direkt, Österreich ist jedoch über die gemeinsame Preiszone mit Deutschland und die Mitgliedschaft im Pentilateralen Energieforum involviert. Das Projekt wird sich gegenüber der ursprünglichen Planung (Ziel Ende 2012) voraussichtlich auf Herbst 2013 verzögern. Danach sollen zeitnah auch andere Regionen

und Grenzen angekoppelt werden. Um dafür vorbereitet zu sein, wird derzeit durch APG, das BMWFJ und die E-Control Lösungen für die Abdeckung Österreichs (und den Market Coupling Grenzen) durch Strombörsen erarbeitet, die für die entsprechenden Projekte im Jahr 2013 vorliegen werden. Das österreichische Marktgebiet ist seit Herbst 2012 auch direkt in den börslichen europäischen Intra-day-Handel eingebunden. Bislang war es erforderlich, den Zugang zu Strombörsen über deutsche Regelzonen zu suchen. Nunmehr wird die bestehende Handelsplattform von EPEX Spot auch für die Regelzone APG verwendet, was direkten untertäglichen Handel von Stundenprodukten ermöglicht.

Die E-Control ist weiterhin die koordinierende Regulierungsbehörde für die Region CEE. Nachdem für die Region die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung zur Umsetzungsreife gebracht wurde, bestanden jedoch Auffassungsunterschiede über die Priorisierung der Umsetzungsschritte, sodass im 1. Quartal 2012 eine gemeinsame Deklaration von ACER und den Regulierungsbehörden der Region vereinbart wurde, um die Schritte für die Zielerreichung vorzugeben. Als Ziel wurde gesetzt, Market Coupling und lastflussbasierte Kapazitätsvergaben in einem Schritt Ende 2013 einzuführen. Durch Verzögerungen in den Vorbereitungen und in den Market Coupling Initiativen in NWE wird die Zeitplanung nicht völlig aufrechterhalten werden können.

Wie bisher führt CAO sämtliche Tages-, Monats- und Jahresauktionen für die Region nach einheitlichen Regeln durch.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die Energie-Control GmbH hat gemäß § 20i Absatz 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Durch die Überführung der Energie-Control GmbH in eine Anstalt öffentlichen Rechts per 3. März 2011 wurden auch die Aufgaben in diesem Bereich der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) festgelegt. Konkret bestimmt das Energie-Control-Gesetz (idF BGBl. I Nr. 110/2010) in § 21 Absatz 1 per Verfassungsbestimmung, dass die Aufgaben im Energielenkungsgesetz 1982 in den Zuständigkeitsbereich der Regulierungsbehörde fallen.

Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeit zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können gemäß Absatz 2, § 20i Energielenkungsgesetz für die langfristige Planung verwendet werden. Zudem hat die

„E-Control [...] jährlich jeweils bis 31. Juli einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 20i und § 20j Energielenkungsgesetz 1982 zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln.“

(E-ControlG § 28 Absatz 3)

Monitoring Pflichten im Detail

Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 20i Energielenkungsgesetz, Absatz 1 betreffen insbesondere:

- > das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt;
 - > die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot;
 - > die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten;
 - > die Qualität und den Umfang der Netz-wartung;
 - > Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie
 - > die Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Netzen.
- (Energielenkungsgesetz 1982 § 20i Absatz 1)

Entwicklung von Angebot und Nachfrage

In den letzten 30 Jahren hat die Nachfrage nach elektrischer Energie in Österreich beinahe stetig zugenommen. Die größte Ausnahme bildet dabei das Jahr 2009, welches aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise und dem daraus resultierenden Rückgang in der Industrieproduktion einen Verbrauchsrückgang von -3,57 Prozent hinnehmen musste. Auch im Jahr 2008 wurde bereits ein, wenn auch geringerer, Nachfragerückgang beobachtet. Eine negative jährliche Änderungsrate gab es beim Stromverbrauch seit 1977 lediglich im Jahr 1992.

Im Jahr 2010 kam es dann wieder zu einem Nachfrageanstieg, während im Jahr 2011 erwartet werden kann, dass der energetische Endverbrauch (der Statistik Austria) gegenüber 2010 stabil bleibt, da der Bruttoinlandsstromverbrauch (der E-Control) beinahe gleich blieb. Somit wurde das Vorkrisenniveau beinahe wieder erreicht, allerdings könnte, je

nach Temperatur- und Wirtschaftslage, die Situation im Jahr 2012 bzw. 2013 wieder eine neue Entwicklung bringen. Die Analysen in diesem Bericht stützen sich, aufgrund der für das Modell benötigten Aufschlüsselung Industrie/Haushalte, auf den energetischen

Endverbrauch der Statistik Austria. Dabei entspricht der Bruttoinlandsstromverbrauch der gesamten Versorgung der Summe aus energetischem Endverbrauch, Stromverbrauch des nicht-elektrischen Energiesektors, Netzverluste und Eigenbedarf.

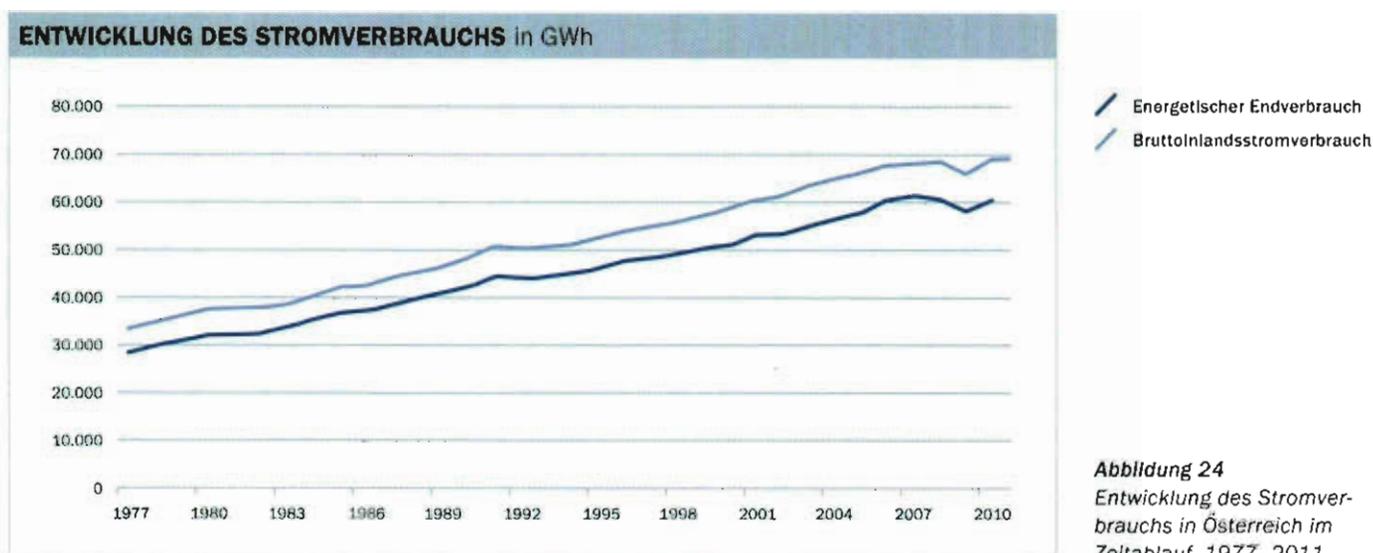


Abbildung 24
 Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977-2011

Quelle: E-Control, Statistik Austria

Aufgaben im Strombereich aus Energielenkung

Auf Einladung der TIWAG-Netz AG haben Vertreter der E-Control im Mai 2012 an einer Landeskatastrophenschutzübung in Tirol als Beobachter teilgenommen. Dabei waren die Übungsannahmen dergestalt, dass regional begrenzte Netze teilweise nur eingeschränkt aus dem übergelagerten Netz versorgt werden konnten, sodass Lenkungsmaßnahmen sowohl auf der Verbraucher- wie auch auf der

Erzeugerseite notwendig wurden. Aufgrund der Übungsannahmen wurde aus einem lokal begrenzten Störfall eine Krisensituation, die letztendlich zum Ergreifen bundesseitiger Lenkungsmaßnahmen hätte führen können. Allerdings wurde dieser Schritt, da es sich um eine Übung im Rahmen des Landeskatastrophenschutzes handelte, bewusst nicht mehr gesetzt bzw. die Annahmen so geändert, dass sie nicht notwendig wurden.

Trotzdem konnten auch für die Energielenkung wesentliche Erkenntnisse, insbesondere für den Zeitraum unmittelbar vor dem Ergreifen bundeseinheitlicher Krisenmaßnahmen, sowohl bezüglich der Abstimmung zwischen den diversen Akteuren im Energiebereich wie auch zwischen diesen und den Behörden gewonnen werden.

Im Juni nahm die E-Control, gemeinsam mit Experten der Regelzonenführer, Netzbetreiber und Versorger als aktive Spieler an dem vom Innenministerium und dem Kuratorium Sicheres Österreich durchgeführten Cyberplanspiel teil. Dabei lag der Fokus in einem nahezu Echtzeitablauf insbesondere auf der Kommunikation, auf den sich ergebenden organisatorischen Abläufen sowie auf der Zusammenarbeit innerhalb der Branche(n) sowie mit und zwischen den verschiedenen Behörden. Für den Elektrizitäts- und Edgasbereich konnten einige wesentliche Erkenntnisse sowohl für den Bereich der Entscheidungsstrukturen wie auch für den der Abläufe gemacht werden. Darüber hinaus wurden einige mögliche Schwachstellen definiert, die nicht ursächlich mit den Lenkungsmaßnahmen im Krisenfall zu tun haben.

Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2011

Die Versorgungszuverlässigkeit stellt ein Teilgebiet der Versorgungsqualität dar. Sie beschreibt das störungsfreie Funktionieren von einzelnen Netzelementen sowie den Netzen insgesamt und wird über die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen beurteilt. Diesem Thema wird seitens der österreichischen Regulierungsbehörde ein sehr hoher Stellenwert eingeräumt, weshalb die

Versorgungszuverlässigkeit in Österreich seit 2002 von der E-Control kontinuierlich überwacht wird. Die Durchführung, Erhebung und Publikation der statistischen Auswertung der Versorgungsunterbrechungen in Österreich erfolgt auf Grundlage der Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätsstatistikverordnung 2007).

Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden von Beginn an in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Oesterreichs Energie“) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst.

Die Auswertung erfolgt nach international angewendeten Standards. Als Bezugsgröße für die Bestimmung der Indikatoren kann die Leistung, die Anzahl der Kunden oder Netzstationen gewählt werden. Der historisch für die Österreich-Auswertung gewählte Bezug ist die Transformatornennscheinleistung (ASIDI).

Die seitens der E-Control durchgeführten Auswertungen ergeben, dass die Sicherheit der heimischen Stromversorgung im vergangenen Jahr einen neuen Spitzenwert erreicht hat. 2011 betrug die Dauer der Stromausfälle durch ungeplante Versorgungsunterbrechungen (ohne geplante Unterbrechungen) 27,48 Minuten, was der niedrigste Wert seit Beginn der Erhebungen ist. Die Verfügbarkeit der österreichischen Stromversorgung liegt bei 99,99 Prozent.

Der ASIDI-Wert für die Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen liegt für das Berichtsjahr 2011 für Österreich bei 48,73 min (2010: 51,64 min). Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 21,26 min und 27,48 min.

Die Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen mit der Bezugsgröße Netzbewerber (SAIDI) ist mit einer Einschränkung zu betrachten, da die Anzahl der betroffenen Netzbewerber von einigen Netzbetreibern zurzeit lediglich geschätzt wird. Verglichen mit Vorjahreswerten ergibt auch dieser Wert für das Berichtsjahr 2011 für Österreich einen Rekordwert von 44,96 min (2010: 53,8 min). Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 16,89 min und 28,07 min.

In *Abbildung 25* ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2011 dargestellt. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Österreich ist geprägt von atmosphärischen Einwirkungen, wie Regen, Schnee und Gewitter. Ausgewiesene Naturkatastrophen wie die Hochwasser 2005 und 2011, die europaweite Störung im Höchstspannungsnetz am 4. November 2006, die Stürme „Kyrill“, „Paula“ und „Emma“ der Jahre 2007 und 2008 sowie Nassschnee in der Steiermark im Jahr 2009 wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Im Verlauf des Jahres 2011 gab es ein räumlich begrenztes Vorkommen dieser Art, so blieb auch die Anzahl der naturbedingten Ausfälle niedrig.



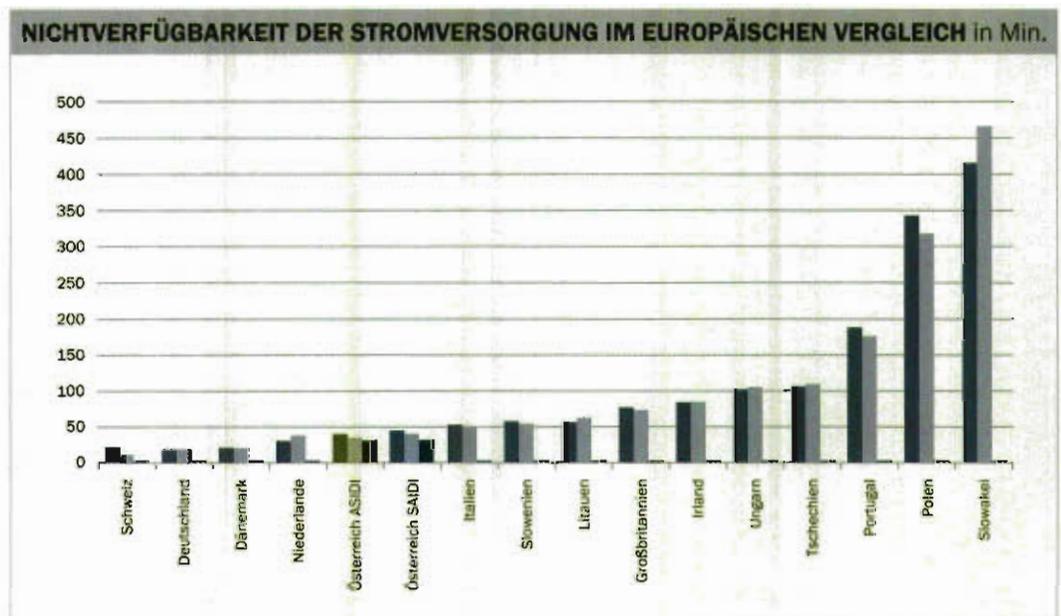
Abbildung 25
Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

Ein detaillierter internationaler Vergleich ist aufgrund der oft unterschiedlichen Bewertungskriterien schwierig¹⁶, dennoch lässt sich ableiten, dass auch im internationalen Vergleich der österreichische ASIDI-Wert einer der niedrigsten ist. Das bestätigen die Ergebnisse des kürzlich erschienenen fünften CEER-Benchmarking Reports¹⁷ *Abbildung 26* bietet

einen Eindruck der Bandbreite der Ergebnisse von Zuverlässigkeitsanalysen der Vorjahre in Europa. Es ist zu erwarten, dass Österreich mit 27,48 Minuten auch 2011 bei ungeplanter Nichtverfügbarkeit (ohne geplante Versorgungsunterbrechungen und ohne Naturkatastrophen) europaweit eine sehr gute Position einnehmen wird.

Abbildung 26
Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen im europäischen Vergleich (SAIDI, nur für Österreich auch ASIDI)¹⁸



Quelle: 5th Benchmarking Report; E-Control

¹⁶ CEER, 5th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf

¹⁷ siehe Fußnote 16

¹⁸ 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.

Langfristprognose

Erwarteter Stromverbrauch in Österreich

Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das detaillierte empirische Nachfragemodell MEDA in der aktuellen Fassung verwendet. Dieses Modell bietet unter anderem die Möglichkeit, unter Festlegung der exogenen Parameter (Wirtschafts-, Preis-, Temperatur- und Einkommenswachstum), die Entwicklung der Stromnachfrage detailliert zu prognostizieren. Eine umfassende Beschreibung des Modells und der einfließenden Parameter findet sich in den vergangenen Monitoring-Berichten der E-Control, insbesondere aus den Jahren 2006 und 2007 (veröffentlicht auf www.e-control.at).

Auf Grundlage verschiedener Annahmen bezüglich der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2020 ein energetischer Endverbrauch von 70.189 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,52% entspricht. Dies ist ein Anstieg gegenüber der Prognose vom Vorjahr, hier wurde ein Zuwachs von durchschnittlich rund 1,3% prognostiziert. Im Jahr davor wurde hingegen ein durchschnittliches Wachstum von 1,4% pro Jahr bis 2018 prognostiziert. Hauptverant-

wortlich für diese Schwankungen zeigen sich der starke Verbrauchsrückgang in den Jahren 2008 und 2009, welcher innerhalb des Modells einen dämpfenden Effekt hatte, und der sprunghafte Nachfrageanstieg im Jahr 2010, welcher wiederum einen umgekehrten Effekt hatte.

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit Verbrauchsprognosen der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG ENER) sowie der Prognose von ENTSO-E, so lässt sich festhalten, dass tendenziell eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird. DG ENER¹⁹ kommt mit ihrem Modell PRIMES auf ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2000 und 2010 von 1,7% und zwischen 2010 und 2020 von 1,4%. ENTSO-E²⁰ wiederum erwartet in ihrem „System Adequacy Forecast 2010-2025“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Europa (bis 2020) um 1,47% wobei Österreich hier laut ENTSO-E im Mittel liegt. In *Abbildung 27* werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt. Generell ist aber auffällig, dass die Endwerte für 2020 sehr nahe aneinander liegen.

¹⁹ Dazu: http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm

²⁰ Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC_SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf

E-Control
 DG TREN
 ENTSO-E Mittel

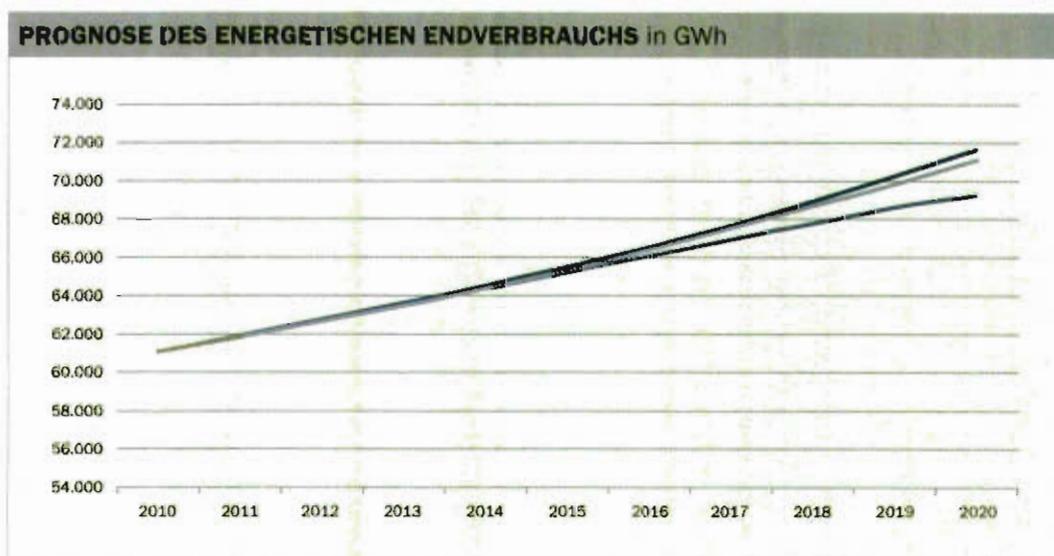


Abbildung 27
 Prognose des energetischen
 Endverbrauchs im Vergleich
 2011-2020

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

Erwartete Stromerzeugung in Österreich

Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speichereinhalte von (Pump-)Speicherkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumen, Wasserführung etc. geringer ist als die installierte Kraftwerksleistung. In der Umsetzung des § 20i Abs. 1 Energieleitungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) wurden für den diesjährigen Report die Kraftwerksausbauprojekte bis zum Jahr 2020 erhoben. Das Hauptaugenmerk bei der Erhebung gemäß Energieleitungsgesetz liegt auf Wasser- und Wärmekraftwerken, da Projekte aus Erneuerbaren Energiequellen (Windenergie, Biomasse, PV etc.) einerseits einer großen Abhängigkeit von

den ergriffenen Fördermechanismen unterliegen, andererseits, wie die Vergangenheit gezeigt hat, können solche Kraftwerksanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut und in Betrieb genommen werden. Da auf Basis der Ökostromgesetz-Novelle 2011 für den Zeitraum der Jahre 2010 bis 2020 eine Zunahme von 2.200 MW bei Wind-, Biomasse- und Biogasanlagen angestrebt wird, ist dies ebenfalls in der Vorschau zu berücksichtigen. Aufgrund der gesetzlichen Grundlage wird dafür die Realisierungswahrscheinlichkeit für diesen Prognosebericht mit 100% angenommen.

Deckungsrechnung bis 2020

Basierend auf der mit Hilfe von MEDA prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung lässt sich nun die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonometrisch, schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring-Berichten

der E-Control ausführlich beschrieben.²¹ Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2012 und 2020 von 150 MW) wird in *Abbildung 28* zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Szenario 1 umfasst alle Projekte, die „in Bau“ sind oder für die „Außerbetriebnahme“ vorliegt, und ist somit das möglichst konservative Szenario, Szenario 2 berücksichtigt zusätzlich alle Projekte des Status „Eingereicht“. Im Gegensatz dazu wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100% verwirklicht werden.

Hieraus wird schließlich ersichtlich, dass das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2020 die prognostizierten Lastspitzen decken kann und somit keine Versorgungsprobleme erwartet werden. Allerdings ist dies auch davon abhängig, inwieweit geplante Projekte auch tatsächlich umgesetzt werden, was aus heutiger Sicht einer gewissen Unsicherheit unterliegt. ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 ebenfalls von einer komfortablen Situation aus.²² Auch im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss (auch nach Abzug einer adäquaten Sicherheitsmarge) an einem durchschnittlichen Jänner 2020 von rund 3 GW vorhanden.

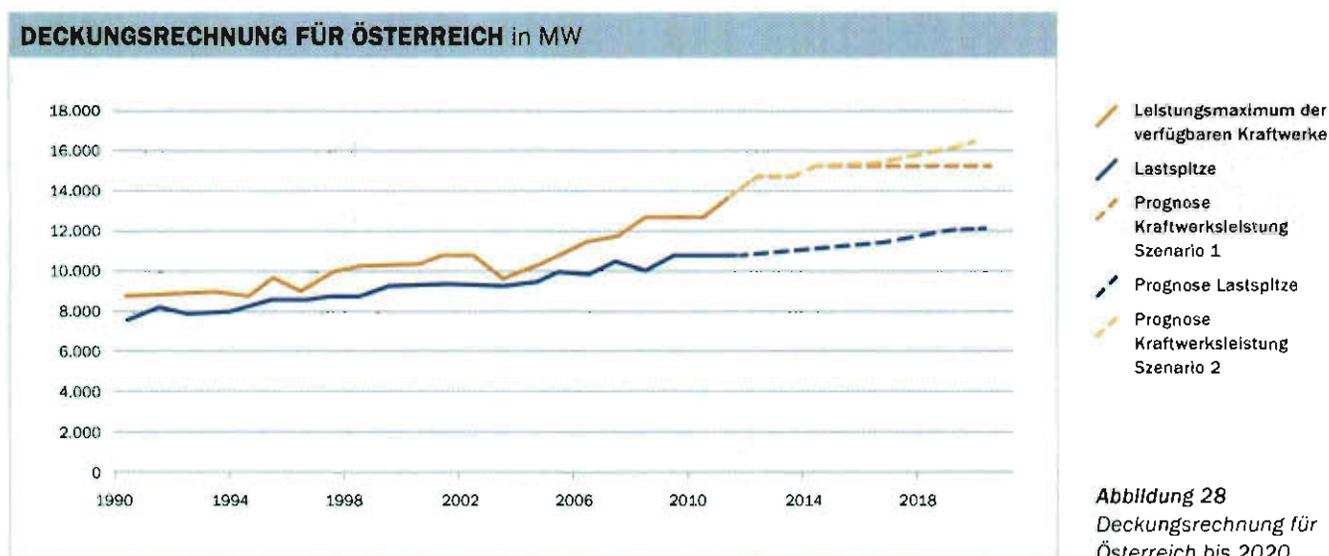


Abbildung 28
Deckungsrechnung für Österreich bis 2020

Quelle: E-Control

²¹ Siehe insbesondere den Bericht des Jahres 2006 und die Seiten 18ff: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2006-2016-neu.pdf>

²² Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf

STROMKENNZEICHNUNGSBERICHT

Mit der Verabschiedung der Binnenmarkt-Richtlinie (RL 2003/54/EG) im Jahr 2003 wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet, umfassende Maßnahmen im Bereich gemeinwirtschaftlicher Aufgaben zum Schutz der Kunden umzusetzen. Ein wesentlicher Punkt war die Implementierung der Stromkennzeichnung für Lieferanten, die Endverbraucher beliefern.

In Österreich waren die Lieferanten bereits seit dem Jahr 2001 gesetzlich verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile der Stromerzeugung dem Kunden zur Kenntnis zu bringen. Die zu Beginn auf Landesebene geregelte Materie wurde durch die Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) im August 2002 (BGBl I Nr. 149/2002) bundesweit vereinheitlicht.

Die Erneuerbaren-Richtlinie (RL 2009/28/EG) regelt Herkunftsnachweise für Erneuerbare Energieträger. Gem. Art. 15 Abs. 4 sind auf nationaler Ebene zuständige Stellen für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen zu benennen. Gem. § 10 Abs. 1 Ökostromgesetz 2012 ist die E-Control mit dieser Aufgabe betraut sowie gem. § 78 Abs. 3 EIWOG 2010 für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung zuständig.

Für Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, besteht somit die Verpflichtung, auf den Stromrechnungen und den Werbe- und Informationsmaterialien auszuweisen, aus welchen Energieträgern der von ihnen gelieferte Strom erzeugt wurde und welche Umweltauswirkungen bei der Produktion der Energiemengen entstanden. Die E-Control überprüft die Angaben der Strom-

lieferanten und veröffentlicht die Ergebnisse in einem jährlich erscheinenden Stromkennzeichnungsbericht.

Abgewickelt wird die Stromkennzeichnung 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, ausschließt.

Mit der im September 2011 erlassenen Stromkennzeichnungsverordnung, die die Darstellung der Stromkennzeichnung sowie Herkunftsnachweise regelt, wird ein weiterer Schritt in Richtung Transparenz gegenüber dem Endkunden gemacht.

Die neue Verordnung kam bei der aktuellen Stromkennzeichnungsüberprüfung durch die E-Control erstmals zur Anwendung. Die Stromkennzeichnungsdokumentationen der Lieferanten sind somit für Endkunden noch transparenter und klarer verständlich dargestellt. Insbesondere die zusätzlich zur tabellarischen Darstellung erforderliche Grafik auf der Stromrechnung, die ausschließliche Darstellung eines Versorgermixes unter dem Abschnitt Stromkennzeichnung sowie strenge Kriterien für eine Anerkennung ausländischer Nachweise für die österreichische Stromkennzeichnung und die transparente Darstellung der Herkunftsländer der Nachweise auf der Stromrechnung sorgen für eine hohe Vertrauenswürdigkeit in die österreichische Stromkennzeichnung.

Die E-Control führte im Jahr 2012 erstmals eine elektronische Überprüfung der Stromkennzeichnung durch. Die Resonanz von Seiten der Stromlieferanten ist ob der benutzerfreundlichen Anwendung positiv.

86,1% der für österreichische Endkunden eingesetzten Strommengen werden mittels Nachweisen belegt. Lediglich 13,9% sind nicht deklariert und fallen somit unter den Titel „Strom unbekannter Herkunft“. Durch die Anforderungen der Stromkennzeichnungsverordnung, insbesondere im Zusammenhang mit der Anerkennung ausländischer Nachweise für die österreichische Stromkennzeichnung, kam es zu einer leichten Verschiebung der bekannten eingesetzten Nachweise. Nach wie vor weist Österreich jedoch einen im europäischen Vergleich sehr hohen Anteil an Erneuerbaren Energieträgern in der Stromkennzeichnung aus.

Abbildung 29 veranschaulicht die Näherungswerte für die Österreichische Stromkennzeichnung des Jahres 2011.

Anteil der Erneuerbaren gesunken, fossile gestiegen

Der Anteil der Erneuerbaren Energieträger in der österreichischen Stromkennzeichnung ist im Vergleich zum Vorjahr von 67,4% auf 64,4% gesunken, während jener der fossilen Energieträger von 17,6% auf 21,4% gestiegen ist. Der Anteil an Strom unbekannter Herkunft ist von 14,7% auf 13,9% gesunken. Bekannte sonstige Energieträger machen schließlich wie im Vorjahr rund 0,3% aus.

Der Anteil Erneuerbarer Energieträger gemäß Stromkennzeichnung (64,4%) korreliert gut mit dem Anteil der Erneuerbaren Energieträger am Bruttoinlandsstromverbrauch (67,4%). Das Jahr 2011 war ein schlechtes Wasserjahr, wodurch geringere Mengen an Nachweisen aus Wasserkraft zur Verfügung standen. Hingegen wurden vermehrt fossile Nachweise eingesetzt, hierbei fällt insbesondere der Anstieg an eingesetzten Kohlenachweisen auf.

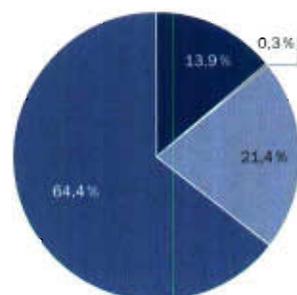
Hoher Anteil an bekannter Herkunft

Positiv zu erwähnen ist, dass 86,1% der Strommengen mit bekannten Energieträgern ausgewiesen werden können, was sogar eine leichte Steigerung im Vergleich zum Vorjahr bedeutet (85,3%). Das ist ein sehr guter Indikator für die hohe Relevanz der Stromkennzeichnung in Österreich. Die Ausstellung der Herkunftsnachweise ist kostenfrei. Die für den Nachweis von fossilen Energieträgern verwendeten Prüfberichte von akkreditierten Stellen sind hingegen kostenpflichtig und dennoch wird der überwiegende Anteil der fossilen Erzeugung gekennzeichnet.

Radioaktiver Abfall verringert, CO₂-Emissionen gestiegen

Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen betragen im Jahr 2011 192,5 g/kWh CO₂ (im Vergleich zum Vorjahr 154,73 g/kWh) sowie 0,1002 mg/kWh (0,1060 mg/kWh 2010) radioaktiven Abfall. Der Anstieg der CO₂-Emissionen ist auf den höheren Anteil an fossilen Energieträgern zurückzuführen. Der radioaktive Abfall ist gesunken, was in erster Linie mit dem geringeren Anteil an Strom unbekannter Herkunft in Verbindung steht.

**NÄHERUNGSWERTE
STROMKENNZEICHNUNG
2011**



- Strom unbekannter Herkunft ENTSO-E Mix
 - Bekannte sonstige Primärenergieträger
 - Bekannte fossile Energieträger
 - Bekannte Erneuerbare Energieträger
- Umweltauswirkungen
CO₂: 192,5 g/kWh
radioaktiver Abfall: 0,1002 mg/kWh

Abbildung 29
Näherungswerte für die österreichische Stromkennzeichnung des Jahres 2011

Quelle: E-Control

Große Anzahl reiner Grünstromanbieter

Insgesamt wird im Jahr 2011 von 47 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 4.137 GWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist ein Rückgang der Strommengen der Ökostromanbieter zu erkennen, da ein großer Landesenergieversorger als reiner Grünstromanbieter weggefallen ist.

Darstellung der Stromkennzeichnung gemäß Stromkennzeichnungsverordnung 2011

Die im September 2011 erlassene Stromkennzeichnungsverordnung brachte im Wesentlichen Neuerungen in der Darstellung der Stromkennzeichnung gegenüber dem Endkunden, spezifische Regelungen für die Ausgestaltung von (Herkunfts-)Nachweisen sowie der Anerkennung von ausländischen Nachweisen für die österreichische Stromkennzeichnung.

So ist beispielsweise die Darstellung in Form eines Diagramms zusätzlich zur Tabelle sowie die Ausweisung der Herkunftsländer der Nachweise im Abschnitt Stromkennzeichnung erforderlich. Etwaige Produktmixe, die im Zusammenhang mit der gesetzlichen Stromkennzeichnung dargestellt werden, sind unzulässig.

Die Stromlieferanten weisen großteils eine den gesetzlichen Grundlagen entsprechende Stromkennzeichnung auf ihren Stromrechnungen sowie Werbe- und Informationsmaterialien aus.

Von einigen Stromlieferanten sind Verbesserungen hinsichtlich der fehlenden Erwähnung

der Stromkennzeichnungsverordnung bei den gesetzlichen Grundlagen sowie der korrekten Ausweisung des radioaktiven Abfalls in mg/kWh erforderlich. Probleme bestehen teilweise auch beim korrekten Ausweis der sonstigen Ökoenergie sowie des ENTSO-E-Mixes. Manche Lieferanten nahmen lediglich eine tabellarische Darstellung der Stromkennzeichnung auf der Stromrechnung vor, ohne eine Grafik abzubilden.

Ausländische Nachweise

Die Verwendung ausländischer Nachweise für die österreichische Stromkennzeichnung wird sorgfältig überprüft. Es können lediglich Herkunftsnachweise aus Ländern anerkannt werden, in denen eine Stromkennzeichnung gem. EU-RL 2009/72/EG existiert und Doppelzählungen ausgeschlossen sowie die Anforderungen des Art. 15 der Erneuerbaren-Richtlinie 2009/28/EG umgesetzt sind. Für die Stromkennzeichnung 2011 wurden keine diesen Kriterien widersprechenden Herkunftsnachweise eingesetzt.

Die für die Stromkennzeichnung eingesetzten Nachweise stammen zum Großteil aus Österreich (79,94%). Aus dem Ausland werden Nachweise vorwiegend aus Norwegen importiert und eingesetzt.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH

Die E-Control hat gemäß § 22 des Energie-Control-Gesetzes für die Förderung und Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes Sorge zu tragen. Daher engagiert sich die E-Control auch in den entsprechenden Arbeitsgruppen im Strombereich,

sowohl bei der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) als auch im Council of European Energy Regulators (CEER). Die E-Control leitet etliche Task Forces, da durch die zentrale Lage Österreichs im stark vermaschten Stromnetz Mitteleuropas eine aktive Rolle notwendig ist, um die grenzüberschreitenden Auswirkungen rechtzeitig einzuschätzen und zu gestalten.

Auch in der Regionalinitiative im Elektrizitätsbereich ist die E-Control vertreten und ist sogar leitende Regulierungsbehörde in der Region Zentralosteuropa (CEE).

Infrastructure Task Force

Im Infrastrukturbereich werden aktuell vier Themenblöcke bearbeitet:

- > Das Energieinfrastrukturpaket der EU, zu welchem Ende 2012 eine Einigung gefunden wurde. Es geht u. a. um die Projektbewertung (schwerpunktmäßig im Übertragungsbereich) und die anschließende Identifikation von Projekten im gemeinsamen Interesse (PCI). Einige Regulatoren unter der Leitung der E-Control haben in 2012 eine gemeinsame Studie für die bestgeeignete Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse beauftragt und abgewickelt.
- > Der europäische Zehnjahresnetzentwicklungsplan (TYNDP) ist jedes zweite Jahr vom Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zu erstellen. ACER analysiert und kommentiert den Plan in einer offiziellen Stellungnahme (Opinion).
- > Das Schema der Kompensation zwischen TSOs (ITC) ist für Österreich von zentraler Bedeutung und wird derzeit von ACER einer

Neubewertung hinsichtlich des Gesamtbudgets unterzogen.

- > Für den Bereich Tarifierung der Übertragungsnetze wurde im Jahr 2012 eine Umfrage unter den Regulierungsbehörden durchgeführt, die Auswertung wird analysiert und weitere Schritte sind Anfang 2013 zu beschließen.

Electricity Networks and Markets

Die europäischen Harmonisierungsschritte, die grundsätzlich im dritten Binnenmarktpaket vorgesehen sind, werden über ACER-Rahmenrichtlinien und ENTSO-E-Netzkodizes in direkt anwendbaren europäischen Rechtsakten konkretisiert. Die Prioritäten der Gesetzgebung werden zwischen Europäischer Kommission, Übertragungsnetzbetreibern und Regulatoren trilateral abgestimmt. Die Themenbereiche Netzanschluss, Engpassmanagement und System Operation wurden bislang als vorrangige Netzkodizes bearbeitet.

Mitarbeiter der E-Control leiten dabei gemeinsam mit Kollegen der belgischen Regulierungsbehörde CREG die Arbeitsgruppe (ACER Electricity Network and Markets, AENM) zur Koordination über alle Themenbereiche. Eine den Vorgaben der Rahmenrichtlinien entsprechende Regelumsetzung in den Netzkodizes erfordert eine enge Abstimmung während des gesamten Prozesses und über die Themenbereiche hinweg. Die Arbeitsgruppen der Regulatoren verfolgen die ENTSO-E Prozesse inhaltlich genau und zeitnah, um danach innerhalb der verfügbaren Dreimonatsfrist eine sog. „Reasoned Opinion“ zum Entwurf des Netzkodex abgeben zu können.

Eine Rahmenrichtlinie zu Regelenergiemärkten konnte von der Arbeitsgruppe im September erfolgreich abgeschlossen werden. Im Jahr 2012 konnten erste Erfahrungen mit konkreten Netzwirkkodizesvorschlägen gemacht werden. Als Pilotprojekt durchlief der Code-Entwurf für Anforderungen an Erzeugungsanlagen den Prozess. Da in vier Punkten Verbesserungen erforderlich sind, wurde ENTSO-E von ACER im Herbst aufgefordert, einen geänderten Entwurf vorzulegen. Ähnlich verlief der Prozess zum Netzwirkcode zu Engpassmanagement zu Day-ahead, Intra-day und Kapazitätsberechnung.

Ein weiterer Schwerpunkt der E-Control-Mitarbeiter war die Begleitung der Netzwirkkodizes zu Netzbetriebssicherheit, Betriebsplanung und Fahrplanmanagement sowie FrequenzLeistungsregelung. Diese Kodizes werden 2013 abgeschlossen bzw. Gegenstand einer ACER Reasoned Opinion sein.

Besonderes Augenmerk ist auf code-übergreifende Punkte wie z.B. Konsistenz der Definitionen und Schnittstellen, einheitliche Behandlung von Kostengesichtspunkten, Umsetzungsmonitoring oder regulatorische Genehmigungen zu legen. Im kommenden Jahr werden die Arbeiten an den noch unvollständigen Code-Entwürfen abgeschlossen bzw. weitere ACER Reasoned Opinions ausgearbeitet.

AIB (Association of Issuing Bodies)

Die E-Control ist seit 2002 Mitglied in der Association of Issuing Bodies, einer Vereinigung von Ausgabestellen für Herkunftsnachweise. Mit Stand Ende 2012 hat AIB 18 Mitglieder, die 16 Länder repräsentieren (Belgien teilt sich in die Regionen Flandern, Wallonien und Brüssel mit eigenen Ausgabe-

stellen für Nachweise). Im Jahr 2013 sollen weitere Mitglieder hinzukommen; aber auch Länder, die keine Mitgliedschaft anstreben, können ab 2013 unter dem Status „Hub User“ die AIB-Schnittstelle benutzen. AIB stellt die technische Schnittstelle für den Handel mit Herkunftsnachweisen zur Verfügung, die von den Mitgliedern für den internationalen Handel genutzt wird. Nachweise, die über diese Schnittstelle transferiert werden, müssen einem Standard genügen, dem sogenannten EECS-Standard (European Energy Certificate System). EECS hat sich zu einem effektiven, zuverlässigen und fälschungssicheren Qualitätsmerkmal in Europa entwickelt. Der Standard garantiert die Einhaltung der Vorgaben der Europäischen Richtlinien und ist objektiv, nicht diskriminierend, transparent und kosteneffizient. AIB bietet ein Forum für Mitglieder, in dem europäische Umsetzungen sowie nationale, länderspezifische Kriterien bis hin zu Themen rund um die Stromkennzeichnung diskutiert werden. Die Europäische Kommission unterstützt AIB, in dem sie an Diskussionen teilnimmt und Vorschläge für eine optimale Umsetzung der europäischen Vorgaben einbringt.

Die E-Control stellt seit Juli 2012 ein Mitglied im AIB-Board und ist weiters in diversen Arbeitsgruppen vertreten.

Im Jahr 2012 wurden 2,6 Mio. österreichische Herkunftsnachweise mit dem zusätzlichen Qualitätsmerkmal EECS generiert. 4,4 Mio. Nachweise wurden aus dem österreichischen System exportiert, 13,2 Mio. importiert. 9,4 Mio. EECS-Nachweise wurden für die österreichische Stromkennzeichnung im Jahr 2012 eingesetzt. Die Zahlen sind vorläufig. Geringfügige Änderungen per 31.12.2012 sind möglich.

EECS-GOs 2012 (vorläufige Daten) in MWh					
Jahr	Generierung	Transfer	Entwerten	Export	Import
1. Quartal 2012	1.449.678	9.917.240	4.713.607	1.937.678	4.471.597
2. Quartal 2012	153.911	3.081.935	4.251.142	489.562	1.019.275
3. Quartal 2012	668.243	1.326.505	443.969	878.848	1.429.965
4. Quartal 2012	394.971	3.440.045	25.246	1.128.891	6.289.311
2012 gesamt	2.666.803	17.765.725	9.433.964	4.434.979	13.210.148

Tabelle 6
EECS-GOs 2012
(vorläufige Daten)

Quelle: Stromnachweisdatenbank, Stand 18. 12. 2012

Gasmarkt

REGULIERUNG DER NETZE:

TARIFIERUNG GAS 2012

Transittarife

Seit 1. Jänner 2007 erfolgte der Erdgastransit im Fernleitungsnetz zu den von der E-Control-Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tarifberechnungsmethoden. GWG 2011 legt fest, dass die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz durch Verordnung der Regulierungskommission gem. § 70 Abs. 1 letzter Satz GWG 2011 zu erfolgen hat. Diese Verordnung erfolgt gem. § 82 GWG 2011 auf Basis einer vom Vorstand der E-Control zu genehmigenden Methode, wobei im gleichen Bescheid die Kosten und das Mengengerüst festzusetzen sind.

Die Methode hat den Anforderungen des Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L Nr. 211 vom 14.08.2009, S. 36) zu entsprechen. Nach diesen Bestimmungen müssen die Tarife der Notwendigkeit der Netzintegrität

und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Es ist sicherzustellen, dass für die Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, einerseits die Effizienz zu steigern und andererseits auch notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können. Erlöse aus markt-orientierten Kapazitätsvergabeverfahren sind bei der Erstellung der Methode zu berücksichtigen. Darüber hinaus legt § 82 Abs. 1 GWG 2011 fest, dass § 80 GWG 2011 sinngemäß anzuwenden ist. Demnach müssen die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten von Eigen- und Fremdkapital umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragssteuern zu berücksichtigen sind. Auch geförderte Finanzierungen sind angemessen zu berücksichtigen.

Die durch Anwendung der Methode durch den Fernleitungsnetzbetreiber ermittelte Höhe der Kosten sowie das Mengengerüst sind der Regulierungsbehörde nachzuweisen und zu belegen. Die Genehmigung hat jedenfalls zu erfolgen, wenn die Voraussetzungen gemäß § 82 Abs. 1 und 2 GWG 2011 erfüllt sind und die aus diesen Methoden resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Fernleitungstarife (Fernleitungsentgelte), die der Regulierungsbehörde gleichzeitig mit der zu genehmigenden Methode vorzulegen sind, für vergleichbare Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union liegen.

Es wurden somit im Zuge der Verfahren mit den drei Fernleitungsnetzbetreibern in Österreich einerseits die in der Methode 2007 prognostizierten Kosten und Erlöse mit den tatsächlich angefallenen Kosten und Erlösen verglichen und die Differenzen aufgerollt. Andererseits wurden die von den Unternehmen für die nächsten Jahre prognostizierten Kosten, Investitionen und kommittierten Kapazitäten einer Prüfung unterzogen und nach mehreren Korrekturrunden schlussendlich die von den Unternehmen jeweils eingereichte Methode vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt. Dadurch war die Voraussetzung geschaffen, dass die Regulierungskommission die Entry/Exit-Entgelte festsetzen konnte.

Verteilernetz Gas

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 Novelle 2013) waren, wie schon in den Jahren zuvor, die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem geplanten gesamten Investitionsvolumen von mehr als 600 Mio. EUR bis voraussichtlich Ende 2013 wesentliche Rahmenbedingungen für die

Entwicklung der Entgelte. Inzwischen wurden Investitionen in Höhe von 402 Mio. EUR getätigt, hieraus resultierten bereits Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) von über 30 Mio. EUR, welche durch die Netzentgelte zusätzlich zu tragen sind.

Die Kosten für die Süd- und Westschiene sind wesentliche Einflussfaktoren für die Kostenermittlung, da die Investitionsabgeltung beinahe 40 % der Kosten der Fernleitungen bzw. rund 6,5 % der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

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

Die Tarifierungsmenge ist, im Gegensatz zum letzten Jahr, wieder gesunken. Als Mengengröße wird ein Drei-Jahres-Mittel der letzten verfügbaren Jahre herangezogen, für die Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) wurden die Mengen des Jahres 2008 bis 2010 herangezogen, für die ab 1. 1. 2013 in Kraft getretene Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung GSNE-VO 2013 die Mengen des Jahres 2009 bis 2011. Grund dafür ist der eingeschränkte Kraftwerkseinsatz. Daraus resultiert eine Senkung der Tarifierungsmenge um rund 3 %.



Abbildung 30
Tarifierungsmenge für
Tarifbasis 2013

Quelle: E-Control

Aufgrund der im Jahr 2012 durchgeführten Kostenprüfung der Gasverteilernetzbetreiber zur Ermittlung der Kostenbasis für das Jahr 2013, welche entsprechend der Regulierungsparameter für die 2. Anreizregulierungsperiode in Gas angepasst wurde, konnten die kostentreibenden und somit tarifierhöhenden Auswirkungen, bedingt durch die Entwicklung der Tarifierungsmenge und Investitionstätigkeit, zum großen Teil ausgeglichen werden. Durch die für die GSNE-VO 2013 erstmals angewandte neue Methodik der Kostenwälzung, ist die Spreizung der Tarifenwicklung zwischen den einzelnen Bundesländern deutlich unterschiedlich. In den Netzbereichen Burgenland, Kärnten, Niederösterreich und Salzburg sind diese Faktoren relativ stabil und es ergeben sich für diese Netzbereiche daher nur geringfügige Änderungen der Netz-

nutzungsentgelte. Stärkere Änderungen gibt es etwa im Netzbereich Steiermark, wobei hier die Änderungen sehr stark durch die Investitionen in die Südschiene getrieben sind, denen jedoch aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine steigende Absatzmenge gegenübersteht. Im Netzbereich Wien kam es zu einer maßgeblichen Erhöhung der Netzentgelte, die in erster Linie auf die massive Erhöhung der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 zurückzuführen ist. Die Senkung der Entgelte im Netzbereich Oberösterreich ist zum einen Teil auf die neue Methodik der Kostenwälzung zurückzuführen, zum anderen Teil durch Mengensteigerungen bedingt. Die Netzbereiche Tirol und Vorarlberg sind aufgrund separater Verteilgebiete nicht von der Umstellung der Kostenwälzungsmethodik betroffen.

Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte resultiert einerseits aus den Kosten- und Mengenentwicklungen der Netzbereiche und andererseits aus Änderungen hinsichtlich des neuen Marktmodells. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh) seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um mehr als 3 % gesenkt wurde.

Aktuell wurden die Netznutzungsentgelte im Gasbereich somit mit 1.1.2013 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VÖ 2013 Novelle 2013) angepasst. Wie auch im Strombereich seit dem Jahr 2011 wurde 2012 die Entgeltermittlung erstmals im Rahmen eines Bescheidverfahrens abgewickelt. Netzbetreiber haben analog zu den Stromnetzen einen Bescheid über ihre festgestellte Kosten- und Mengenbasis als Grundlage für die Entgelte des Jahres 2013 erhalten.

Durch das Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 wurde ein wesentlicher Schritt für die Umsetzung des 3. Liberalisierungspakets gesetzt. Das Gesetz sieht vor, dass die Fernleitungsnetzentgelte ab 1.1.2013, mit dem Inkrafttreten des neuen Gasmarktmodells nicht mehr auf Basis von Vertragspfaden, sondern auf Basis eines Entry-Exit-Systems ausgestaltet werden sollen. Das bedeutet, dass die Netzbenutzer keinen Transportpfad mehr buchen, sondern lediglich Einspeisekapazitäten, um Gas in das Marktgebiet einzuspeisen, und Ausspeisekapazitäten, um Gas wieder aus dem Markt-

gebiet zu entnehmen (Entry/Exit-System). Die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen bedeuten für den österreichischen Gasmarkt eine durchgehende Umgestaltung der bisherigen Prozesse und die Etablierung eines Virtuellen Handelspunktes für das Marktgebiet Ost in Österreich. Damit soll eine höhere Liquidität und damit verbunden mehr Wettbewerb geschaffen werden.

MARKTINTEGRATION/GRENZÜBERSCHREITENDE LIEFERUNGEN

Central East European Trading Region

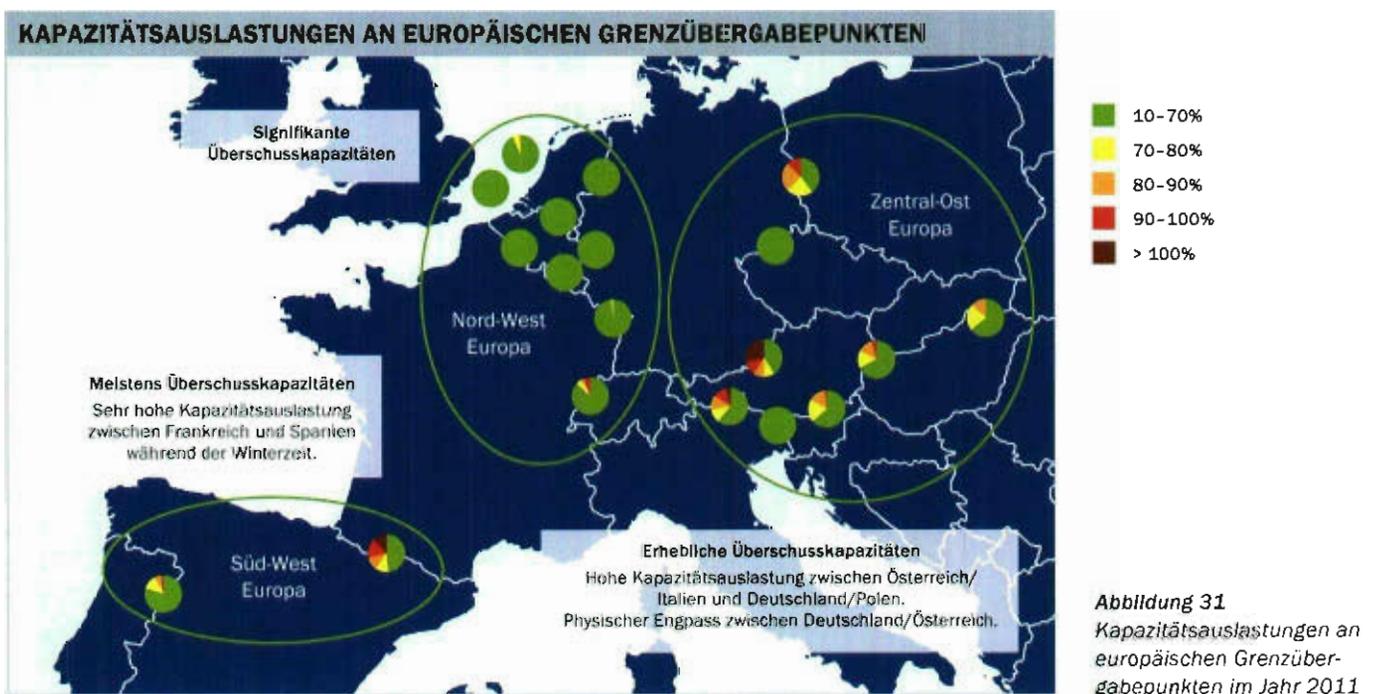
Beim 18., 19., 20. sowie 21. EU-Gasregulierungsforum (Madrid Forum) wurden die europäischen Energieregulatoren aufgefordert, den Diskussionsprozess zur Erstellung eines europäischen Zielmarktmodells zu koordinieren bzw. die Implementierung voranzutreiben. Gem. § 12 Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011 können die österreichischen Marktgebiete auch mit benachbarten Netzen integriert werden, wobei die Genehmigung der grenzüberschreitenden Marktintegration durch die Regulierungsbehörde zu erfolgen hat.

Im Rahmen der Tätigkeiten in der Regionalen Initiative Süd Süd-Ost der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) wurde E-Bridge Consulting beauftragt, sich zum einen die Auslastung der europäischen Grenzkuppelpunkte und damit die generelle Machbarkeit von Marktintegration aus Sicht der bestehenden Leitungskapazitäten anzusehen und zum anderen für zwei Regionen rund um Österreich potenzielle makroökonomische Effekte einer solchen Marktintegration zu bewerten²³.

²³ E-Bridge Consulting, 2012. Study on cross-border market integration – macroeconomic analysis of CEE region.

Außerdem beauftragte ECA eine Fallstudie, zusammen mit dem tschechischen Fernleitungsnetzbetreiber NET4GAS, dem slowakischen Fernleitungsnetzbetreiber eustream sowie der österreichischen Gasbörse Central

European Gas Hub (CEGH), um Prinzipien einer solchen grenzüberschreitenden Marktintegration aus einem institutionellen Blickwinkel zu erarbeiten²⁴.



Quelle: E-Bridge Consulting 2012

Aus der Analyse der Auslastungsdaten der europäischen Grenzübergabepunkte im Jahr 2011 ist ersichtlich, dass prinzipiell ausreichend Kapazitäten für grenzüberschreitende Marktintegration in Europa verfügbar sind. Der Engpass am deutsch-österreichischen

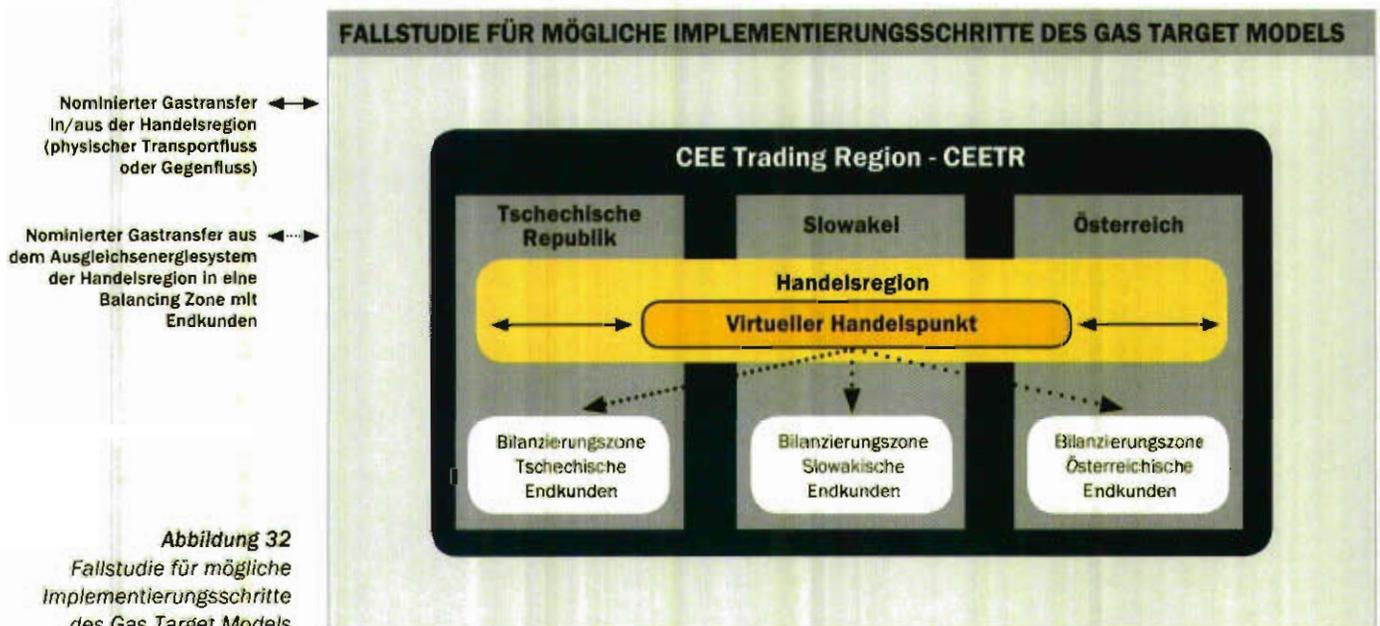
Grenzübergabepunkt Oberkappel sowie die relativ hohe Auslastung am österreichisch-italienischen Grenzübergabepunkt Arnoldstein stellen allerdings für Österreich eine Beschränkung der weiteren Integration mit dem deutschen bzw. italienischen Markt dar.

²⁴ WECOM, 2012, Case study on identification of possible implementation steps of the measures proposed in the Gas Target Model.

Für die Regionen Österreich, Tschechische Republik und die Slowakische Republik (Central East European [CEE] Region) bzw. Österreich und Italien wurden die potenziellen makroökonomischen Effekte einer grenzüberschreitenden Marktintegration betrachtet. Aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit für Tschechien und die Slowakei sowie aufgrund der Tatsache, dass die Endkundenpreise in diesen Ländern derzeit reguliert werden, wurde bei der makroökonomischen Analyse ein konservativer Ansatz gewählt. Für die CEE-Region wurden Wohlfahrtsgewinne

von über € 15 Mio errechnet. Weiters ergab die Analyse, dass die Kapazitäten in dieser Region für eine implizite Allokation von Gas und Kapazitäten, das sogenannte market coupling, ausreichend sein dürften.

Aufgrund der schlechten Datenlage für Italien sowie der modell-inhärenten Risiken wurden qualitative Aussagen zu den Effekten einer Marktintegration in dieser Region getätigt. Die Studie kam zu dem Schluss, dass positive Erfahrungen der CEE-Region eine Ausdehnung auf die zweite Region sinnvoll erscheinen lässt.



Quelle: WECOM 2012

Im Rahmen der Studie wurde ein Modell für die mögliche Implementierung des Trading-Region-Konzepts, welches aus dem, von CEER entwickelten und vom Madrid Forum unterstützten, Gas Target Model bekannt ist, für die Region Österreich, Tschechien und Slowakei erarbeitet.

Generell bezeichnet „Trading Region“ eine grenzüberschreitende Integration der Fernleitungsebenen mit der Etablierung von einem Virtuellen Handlungspunkt (VHP) für die gesamte Region. In jedem Land bleiben sogenannte End User Zones bestehen. Der Gaskonsum von Endkunden wird in diesen Zonen nach nationalen Regeln ausgeglichen. Ziel einer solchen Marktintegration ist u.a. die Erhöhung von Liquidität auf dem VHP. Generell ist festzuhalten, dass das im Rahmen dieser Studie erarbeitete Konzept dem neuen österreichischen Marktmodell, vor allem in Bezug auf Kapazitätsbewirtschaftung, Tarifierung und Ausgleichsenergiebewirtschaftung, weitestgehend entspricht.

In Hinblick auf § 12 GWG 2011 sowie in Hinblick auf die Ergebnisse der E-Bridge-Studie, die Wohlfahrtsgewinne einer Marktintegration mit Tschechien und der Slowakei prognostiziert, wird im Jahr 2013 weiter an einem Konzept für eine mögliche grenzüberschreitende Marktintegration gearbeitet werden. Für eine tatsächliche Implementierung einer Trading Region ist eine vertiefte Analyse und Weiterentwicklung der vorliegenden Konzepte erforderlich.

BERICHT UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Für Fernleitungs- bzw Übertragungsnetzbetreiber stehen jetzt vier gleichwertige Entflechtungsmodelle zur Verfügung:

- > eigentumsrechtliche Entflechtung²⁵,
- > unabhängiger Netzbetreiber (ISO)²⁶,
- > unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO)²⁷,
- > eine wirksamere Unabhängigkeit als die Bestimmungen über den unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (ITO+)²⁸.

Bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung stehen somit tiefgreifende strukturelle Änderungen an. Die Netzgesellschaft, die nunmehr zivilrechtlicher Eigentümer des Übertragungsnetzes zu sein hat, muss weiters 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 ausnahmsweise zwar im gesellschaftsrechtlichen Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens verbleiben, muss gleichzeitig aber strenge und umfassende Unabhängigkeitsvorschriften erfüllen.

²⁵ Ownership Unbundling.

²⁶ Independent System Operator.

²⁷ Independent Transmission Operator.

²⁸ Von vielen ITO+ bezeichnet, da der Netzbetreiber eindeutig eine wirksamere Unabhängigkeit als die Bestimmungen über den ITO gewährleisten muss.

Im Gasbereich wählten die österreichischen TSO zweimal das ITO- und einmal das ISO-Modell (vgl. V ZER G 01/12 bis 03/12, abrufbar unter <http://www.e-control.at/de/recht/entscheidungen/vorstand-gas>). Alle drei TSO wurden (zum Teil unter Anwendung von Bedingungen) zertifiziert. Ein TSO wurde als ein vom Regulierungsregime ausgenommener TSO qualifiziert und für die in der Ausnahmerechtsentscheidung festgelegten Dauer zertifiziert.

AUFSICHT MARKTEILNEHMER

Netzausbauplanung Gas: Langfristige Planung (LFP) und Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)

Im GWG 2011 ist der Verteilungsmanager für die jährliche Erstellung einer Langfristigen Planung (LFP) für einen Planungszeitraum von mindestens zehn Jahren verantwortlich. Weiters sieht das GWG 2011 vor, dass der Marktgebietsmanager jährlich, in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern, einen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP), unter Berücksichtigung der LFP, erstellt. Bei der Erstellung dieser beiden Netzausbauminstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr 994/2010 zu berücksichtigen.

Der Verteilungsmanager hat nach § 22 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine LFP für das Marktgebiet Ost ge-

mäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG 2011 zu erstellen. Die Ziele des KNEP sind in § 63 GWG 2011 geregelt. Diese Bestimmungen sehen vor, dass es Ziel der Netzausbauminstrumente ist, das Netz hinsichtlich

- > Deckung der Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- > Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- > Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen sowie
- > Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Versorgungssicherheitsverordnung im Marktgebiet

zu planen.

Bei der Absatzprognose und Maßnahmenplanung der LFP wird gemäß den Zielen des § 22 GWG 2011 von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen.

Seit der LFP 2011 ist es gängige Praxis, vor der Einreichung zur Genehmigung eine Konsultation der Ausbauprojekte bei betroffenen Marktteilnehmern durchzuführen. Für den KNEP ist dies eine gesetzliche Verpflichtung. Eine solche Konsultation wurde im Rahmen der Erstellung der Netzausbauplanungen 2012

durchgeführt, um sicherzustellen, dass alle Anforderungen der betroffenen Marktteilnehmer in den Planungen berücksichtigt worden sind sowie Auswirkungen auf die betroffenen Infrastruktursysteme abgestimmt werden können.

Im Herbst 2012 musste der KNEP erstmals bei der Behörde zur Genehmigung eingereicht werden. Aufgrund des sachlichen Zusammenhangs der beiden Netzausbaupläne wurde von Seiten der E-Control angeregt, die Prozesse für die Erstellung parallel laufen zu lassen. Die E-Control hat für beide Planungen eine Konsultation der Netzbenutzer durchgeführt und die Ergebnisse auf der Homepage der E-Control veröffentlicht.

Aufgrund der Rückmeldungen der Netzbenutzer mussten weitere Rückfragen bei den betroffenen Verteilgebietsmanager, Marktgebietsmanager und Fernleitungsnetzbetreibern gehalten werden, welche eine Genehmigung im Jahr 2012 nicht möglich gemacht haben.

Ausbaumaßnahmen gemäß Langfristiger Planung 2012

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre sowie die Prognosen für die Absatzentwicklung und Aufbringung von Erdgas zeigen, dass an dem bereits vorgesehenen Konzept für den Ausbau der Gasinfrastruktur, welches in der Feasibility Study 07 erarbeitet wurde, auch für den Planungszeitraum von 10 Jahren festgehalten werden muss. Die Projekte, die in der vorhergehenden LFP (2011) erarbeitet wurden, sind auch

nach den aktuellen Prognosen geeignet, um die künftigen Kapazitätsanforderungen bis in das Gasjahr 2022 zu erfüllen.

Das zentrale Projekt der LFP 2012 ist die Anbindung des Speichers Haidach an das Marktgebiet Ost. Aufgrund von verbindlichen Nutzungs-Kommittierungen der Speicherunternehmen hat der Verteilgebietsmanager ein entsprechendes Projekt entwickelt und zur Genehmigung eingereicht. Aus Sicht der E-Control ist eine solche direkte Anbindung ein weiterer wichtiger Beitrag zur Entwicklung von Wettbewerb in Österreich sowie zur Versorgungssicherheit.

Ausbaumaßnahmen gemäß Koordiniertem Netzentwicklungsplan 2012

Der zentrale Punkt in dem ersten KNEP ist der physische Engpass am Grenzübergabepunkt Oberkappel. Um diesen für die Entwicklung des heimischen Marktes neuralgischen Punkt zu überwinden, hat der betroffene Fernleitungsnetzbetreiber ein Projekt zur Genehmigung eingereicht. Aus Sicht der Behörde ist die Lösung dieses Problems von höchster Priorität und muss beschleunigt werden.

Bei dem erstmals erstellten KNEP ist allerdings für die Zukunft eine bessere Zusammenarbeit und Koordination zwischen den für die Erarbeitung verantwortlichen vier heimischen Fernleitungsnetzbetreibern und dem Marktgebietsmanager, wie auch dem Verteilergebietsmanager, die für die Erstellung der LFP verantwortlich zeichnet, wünschenswert.

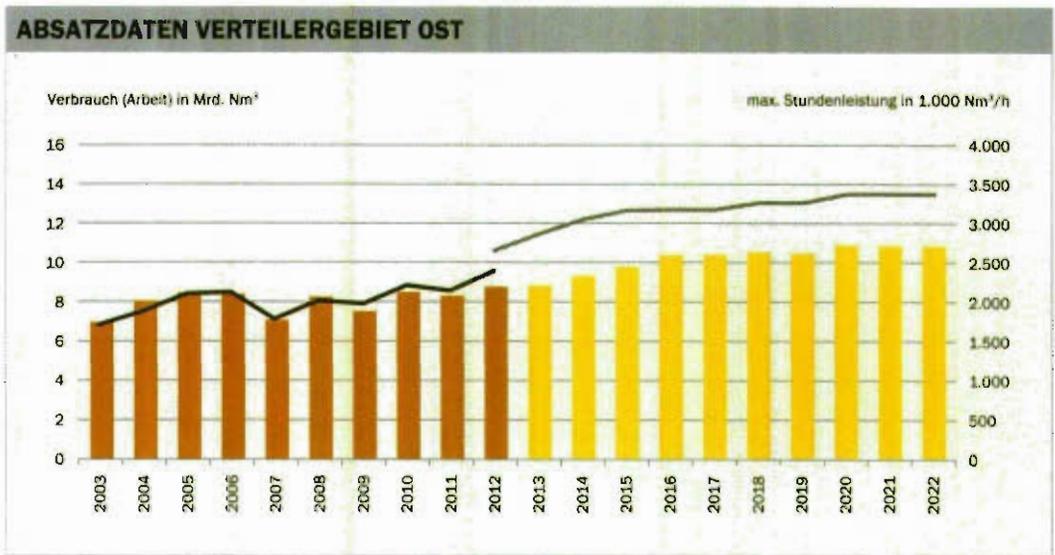


Abbildung 33
 Maximale Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost. IST-Werte für die Gasjahre 2003 bis 2012 und Prognose für das Absatzszenario NB_Max für die Gasjahre 2013 bis 2022

Quelle: AGGM 2012



Abbildung 34
 Anzahl der zugelassenen Bilanzgruppenverantwortlichen

Quelle: AGCS

Aufsicht Bilanzgruppenverantwortliche

Mit September 2012 gibt es in Österreich 62 Gasversorgungsunternehmen, welche in 37 zugelassenen Bilanzgruppenverantwortlichen (*Abbildung 34*) organisiert sind. 36 Bilanzgruppenverantwortliche sind im Marktgebiet Ost eingerichtet, von denen 9 ebenfalls in einem anderen Marktgebiet zugelassen sind. Nicht alle der zugelassenen Bilanzgruppenverantwortlichen waren auch schon im österreichischen Erdgasmarkt aktiv.

Mit der Umstellung auf das neue Gas-Marktmodell mussten auch die Vertragsbeziehungen zwischen den Marktteilnehmern nach den Bestimmungen des GWG 2011 angepasst werden. Den Vertragsverhältnissen liegen Allgemeine Bedingungen zugrunde, die von der Regulierungsbehörde zu genehmigen sind. Neu zu genehmigen waren dabei die Bedingungen des Marktgebietsmanagers für das Verhältnis zu Bilanzgruppenverantwortlichen und die des Betreibers des Virtuellen Handelspunkts. Die Allgemeinen Bedingungen des Verteilergebietsmanagers für das Verhältnis zu Bilanzgruppenverantwortlichen und zu Netzbetreibern stützen sich zum Teil auf die bisherigen Bedingungen des Regelzonenführers; anzupassen waren darüber hinaus die Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators und jene der Fernleitungsnetzbetreiber.

Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen

Für die Allgemeinen Bedingungen der Verteilernetzbetreiber erarbeitete die Behörde in Abstimmung mit Netzbetreibern sowie Vertretern der Netzbenutzer eine Musterfassung, welche die 21 Verteilernetzbetreiber der Einreichung ihrer Bedingungen zugrunde legten. Zudem wurden die in der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung festgelegten Standards und, wo erforderlich, vertragliche Regelungen in Ergänzung zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 aufgenommen. Alle genehmigten Allgemeinen Bedingungen sind auf der Website der E-Control veröffentlicht.

Genehmigung Allgemeine Lieferbedingungen (Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas)

Die Regulierungskommission, welche gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG für die Untersagung der Anwendung von Allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas gem. § 125 GWG 2011 (Allgemeine Lieferbedingungen) zuständig ist, hat in diesem Jahr eine erhebliche Anzahl von Allgemeinen Lieferbedingungen geprüft. In den meisten Fällen waren die Lieferanten bzw. Versorger in Bezug auf die als erforderlich erachteten Änderungen durchaus kooperativ und wurde das Prüfungsverfahren daher eingestellt und die Anwendung nicht untersagt. In vereinzelten Fällen war jedoch die Untersagung mit Bescheid erforderlich. Die Untersagungsbescheide sind auf der Homepage der E-Control auffindbar.

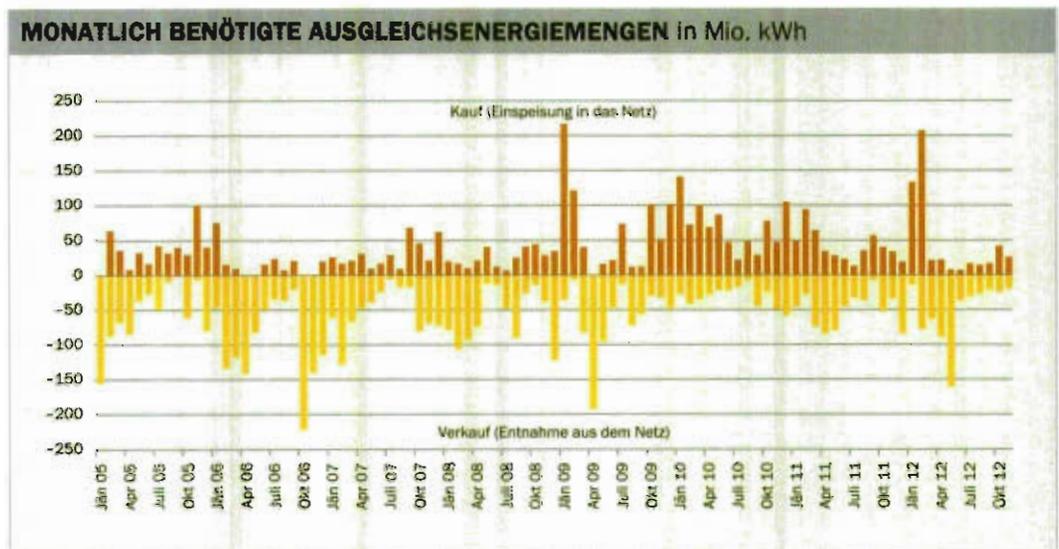


Abbildung 35
Monatlich benötigte
Ausgleichsenergiemengen

Quelle: AGCS

AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Die vom Verteilergiebtsmanager des Marktgebietes Ost monatlich benötigten physikalischen Ausgleichsenergiemengen (Kauf und Verkauf) bewegten sich im Jahr 2012 auf dem seit 2005 zu beobachtenden geringen Niveau (Abbildung 35), wobei im Februar 2012 eine ähnlich hohe Mengenspitze wie in der Gaskrise im Jänner 2009 zu beobachten war, hervorgerufen durch europaweit niedrige Temperaturen und damit verbunden Liefer einschränkungen.

Der seit 2005 zu beobachtende Trend, dass die durch den Verteilergiebtsmanager abgerufene Ausgleichsenergiemenge in der Regel bei ca. 1-2% des gesamten Gasverbrauches pro Monat liegt, setzte sich auch im Jahr 2012 fort (Abbildung 36), wobei der Trend in den letzten Monaten auch deutlich unter 1% zeigt.

Es konnte auch im Jahr 2012 beobachtet werden, dass der Ausgleichsenergiemarkt in gewissem Ausmaß auch die Funktion eines Spotmarktes übernimmt, indem einige Bilanzgruppen den Ausgleichsenergiemarkt zum Kauf und Verkauf von Gas durch Über- und Unterlieferungen benutzen. Die Menge an bilanzieller Ausgleichsenergie (Summe der Absolutbeträge der Über- und Unterlieferungen der einzelnen kommerziellen Bilanzgruppen) im Jahr 2012 betrug 5,75% des Gesamtverbrauches an Gas im Marktgebiet Ost und war damit höher als der Wert des Jahres 2011 von 4,9%.

2012 sind die Preise für Ausgleichsenergie, nach einem starken Anstieg im Februar, wieder in Richtung Vorjahresniveau gesunken und dort sind sie für 2012 auch relativ konstant geblieben (Abbildung 37).

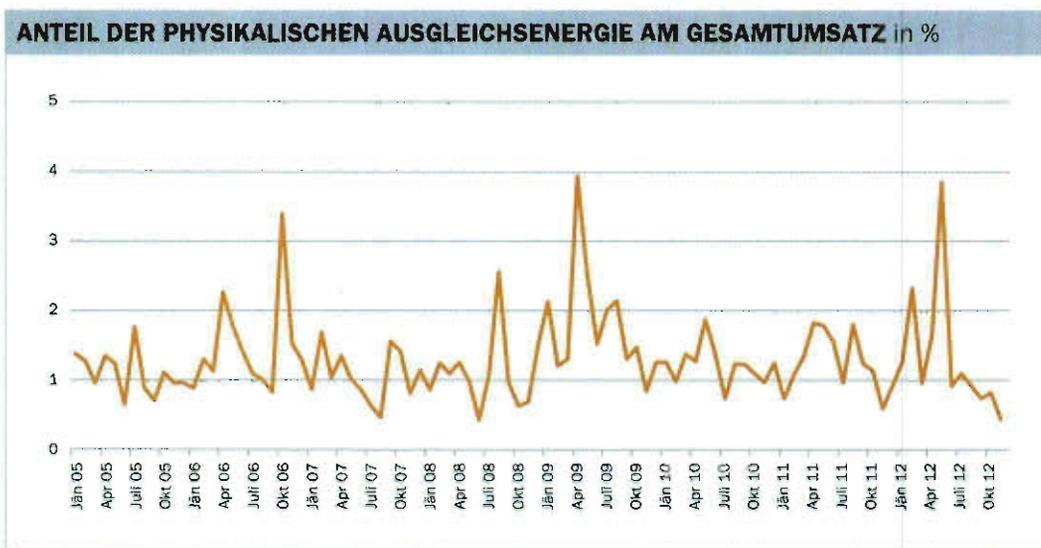


Abbildung 36
Anteil der physikalischen Ausgleichsenergie am Gesamtumsatz

Quelle: AGCS

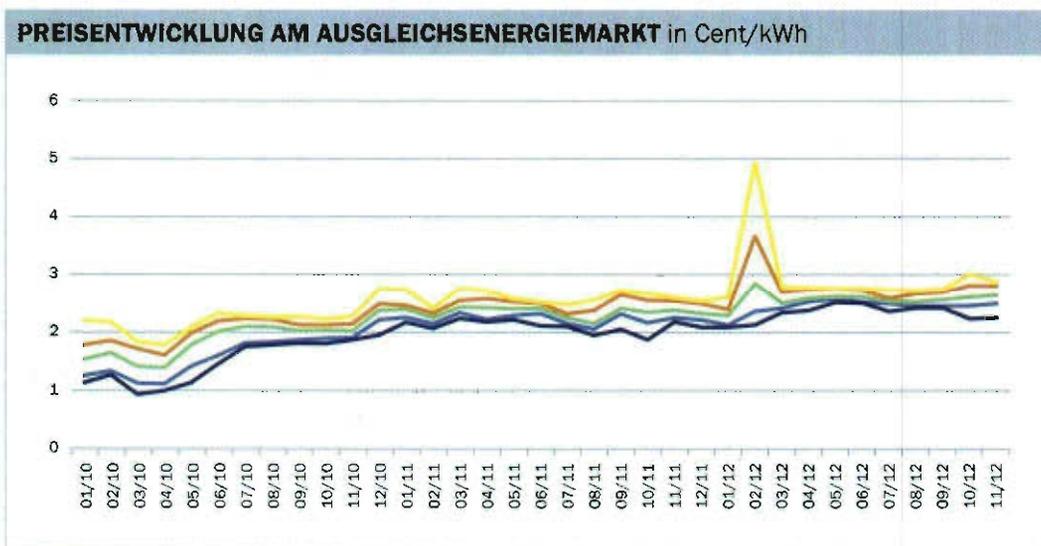


Abbildung 37
Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt

Quelle: AGCS

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

SPEICHERMARKT

Entwicklung des Speichermarktes in 2012

Aufgrund der geologischen Voraussetzungen gibt es in Österreich ausschließlich Porenspeicher. Die Entwicklung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten zu Gasspeichern wird von verschiedenen Speicherunternehmen nur in Kooperation mit OMV oder RAG durchgeführt,

da diese die Produktions- und Speicherlizenzen halten.

Die Speicherkapazitäten in Österreich wurden in 2011/2012 um 50% gegenüber 2010 auf 7,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen erhöht. Mit 1. April 2011 wurde die zweite Ausbaustufe des Erdgasspeichers Haidach fertig gestellt und das Arbeitsgasvolumen auf 2,64 Mrd. m³ erhöht. Die erste Ausbaustufe des von RAG und E.ON Gas Storage entwickelten Joint-Venture-Speichers „7Fields“ mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 1,1 Milliarden Kubikmetern Erdgas wurde in 2011 in Betrieb genommen. Ebenfalls wurde der RAG-eigene Speicher

SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH						
Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicher-rate in cm/h	Anteil an gesamter Einspeicher-rate	Entnahme-rate in cm/h	Anteil an gesamter Entnahme-rate	Arbeitsgas-volumen in mcm	Anteil an gesamtem Arbeitsgas-volumen
OMV-Schönkirchen	650.000	22,53 %	960.000	27,07 %	1.780	24,02 %
OMV-Tallesbrunn	125.000	4,33 %	160.000	4,51 %	400	5,40 %
OMV-Thann	115.000	3,99 %	130.000	3,67 %	250	3,37 %
OMV Speicher gesamt	890.000	30,85 %	1.250.000	35,24 %	2.430	32,79 %
RAG-Puchkirchen	520.000	18,02 %	520.000	14,66 %	1.100	14,84 %
RAG-Haidach 5	20.000	0,69 %	20.000	0,56 %	16	0,22 %
RAG-Aigelsbrunn	50.000	1,73 %	50.000	1,41 %	100	1,35 %
RAG Speicher gesamt	590.000	20,45 %	590.000	16,63 %	1.216	16,41 %
Astoria-Haidach	333.333	11,55 %	366.667	10,34 %	867	11,69 %
Gazprom-Haidach	666.667	23,11 %	733.333	20,67 %	1.733	23,39 %
Eon-Gas-Storage-7fields	405.030	14,04 %	607.000	17,11 %	1.165	15,72 %
Summe	2.885.030	100,00 %	3.547.000	100,00 %	7.411	100,00 %

Tabelle 7
Speicherkapazitäten
in Österreich,
Stand Dezember 2012

Quelle: Homepages der Unternehmen: www.omv.com; www.rohoel.at; <http://www.astora.de/speicher.html>; www.eon-gas-storage.de; <http://www.gazpromexport.ru/en/haidah/>

Aigelsbrunn mit einem Arbeitsgasvolumen von 100 Mio. m³ AGV Erdgas in Betrieb genommen.

Zudem wird auch der Speicher LAB in der Slowakei von österreichischen Unternehmen über die Leitung MAB genutzt. Dieser Speicher hat ein AGV von 652 Mio. m³ und eine Entnahmelistung von 285.416 m³/h.²⁹

Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen des Speichermarktes

Seit dem 3. März 2011 gelten die Transparenzvorschriften des Artikels 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 für die Betreiber von Speicheranlagen sowie die Bestimmungen des Artikels 15 betreffend die Dienstleistungen für den Zugang Dritter zu Speicheranlagen. Eine unmittelbare Umsetzung in nationales Recht wurde nicht vorgenommen.

Der Zugang zu Gasspeichern ist auch mit dem GWG 2011 auf verhandelter Basis beibehalten worden (§ 98 (1)). Dies bedeutet im Wesentlichen, dass der Speicherinteressierte keinen garantierten Zugang zu Speichern hat, sondern nur wenn Speicherkapazitäten verfügbar sind (§ 97 (2)). Für die Überprüfung des Zugangsregimes hat die E-Control alle 3 Jahre oder auf Anfrage eines Speicherunternehmens bzw. eines Speicherzugangsberechtigten einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen und zu veröffentlichen (§98 (2)). In § 98 (2) sind Kriterien für die Analyse dieser Situation und der Wettbewerbsintensität festgehalten worden, z.B. Preisvergleiche, Produktangebote und seine Nutzung. Das BMWFJ hat diesen Bericht bei der Beurteilung, ob verhandelter oder regulierter Speicherzugang zugelassen werden soll, zu

berücksichtigen; die Entscheidung darüber fällt also das BMWFJ.

Die genauen Zugangsregeln sind im GWG 2011 in §§ 97 ff. festgeschrieben. Im Vergleich zum GWG 2008 sind die anzuwendenden Zugangsregeln genauer festgelegt worden: Das Kapazitätsvergabeverfahren muss nach der jeweiligen Kapazitätssituation ausgewählt werden: Eine Auktion hat dann zu erfolgen, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist. Dies spiegelt die Anforderungen an Kapazitätszuweisungsmechanismen aus Artikel 17 und Artikel 22 der EU VO 715/2009 wider.

Die Regulierung der Speicherentgelte erfolgt nach wie auf der Basis eines Preisobergrenze, die sich an den Speicherentgelten in anderen Mitgliedstaaten orientiert: Die Speicherentgelte dürfen nicht höher als 20% des Durchschnitts veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; Wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenbasis der Preisansätze bestimmen (§ 99(2)). Nach wie vor müssen alle Speicherverträge der E-Control vorgelegt werden (§ 101).

Betreffend Engpassmanagement sieht § 104 GWG 2011 die Errichtung bzw. die Kooperation bei der Errichtung einer übergeordneten Handelsplattform für Sekundärmarktkapazitäten durch Speicherunternehmen vor. Um das Horten von Kapazitäten zu vermeiden, sind einerseits entsprechende Maßnahmen in den Verträgen vorzusehen, andererseits sind nicht genutzte kontrahierte Kapazitäten im Engpassfall durch den Speichernutzer über die Sekundärmarktplattform an Dritte zu verkaufen.

²⁹ Vgl. <http://pozagas.sk/en/ungsf-lab-4/>

Überwachung der Umsetzung der Vorgaben aus dem 3. Paket

Erfüllung der Transparenzanforderungen

Die E-Control hat im Zuge der Überwachungs- und Aufsichtsfunktion gemäß § 24 Abs. 1 E-ControlG festgestellt, dass die fünf Betreiber von Speicheranlagen, Rohölaufsuchungsgesellschaft (RAG), OMV Gas Storage (OGS), E.ON Gas Storage (EGS), Gazprom Export, Wingas und Wienenergie Speicher (WESp) die entsprechenden Anforderungen nicht vollständig erfüllt haben bzw. unterschiedlicher Auffassung hinsichtlich des Erfüllungsgrades waren.

Aus diesem Grund wurden seitens der E-Control Auslegungsgrundsätze entwickelt, die die Rechtsansicht der Regulierungsbehörde zur Umsetzung der für Speicheranlagen betreffenden Transparenzanforderungen (Artikel 19 VO (EG) Nr. 715/2009) und Dienstleistungen für den Zugang Dritter (Artikel 15 (2) lit b und c VO (EG) Nr. 715/2009) wiedergeben und diesbezügliche Mindestanforderungen festgelegt.

Die von der E-Control getroffene Auslegung und damit Konkretisierung der relevanten Bestimmungen verfolgt den Zweck, den Speicherkunden alle für eine fundierte Entscheidung erforderlichen Informationen auf einfache und nichtdiskriminierende Weise zur Verfügung zu stellen. Die mit den Speicherunternehmen akkordierten Auslegungsgrundsätze wurden auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und inzwischen auch entsprechend umgesetzt.

Für 2013 sieht die E-Control im Zuge des laufenden Monitoring eine weitere nationale sowie über die CEER Gas Storage Task Force (GST TF) eine erstmals auf breiter Basis inter-

national durchgeführte Überprüfung der Umsetzung der Transparenzanforderungen vor.

Sekundärmarkt

Die E-Control hat im Rahmen ihrer Überwachungsaufgaben den Umsetzungsstatus der Verpflichtungen gemäß § 104 (1) GWG 2011 im Zuge eines Schreiben an sämtliche in Österreich tätigen Speicherunternehmen erhoben und in diesem Zusammenhang die Wichtigkeit und Dringlichkeit der Schaffung einer zentralen Plattform bzw. des Anschlusses an eine bereits etablierte Handelsplattform für Speicher-Sekundärkapazitäten betont. Dieses Ziel wird in 2013 von Seiten der E-Control weiterverfolgt werden.

MARKTMONITORING

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

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

Erstmals seit der Einführung der Regulierung hat die E-Control die Möglichkeit, Daten für diese Überwachungsaufgaben regelmäßig zu erheben, bisher war nur eine Erhebung für statistische Zwecke möglich. Rechtliche Grundlage dafür wird eine neu zu konzipierende Verordnung gem. (§ 131 (2)) sein. Dabei hat die Verordnung zumindest die im GWG aufgelisteten Daten (§131 (2)) zu enthalten. Die Verordnung wurde in 2012 vorbereitet und soll im ersten Quartal 2013 in Kraft treten.

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

AUFGABEN IM GASBEREICH AUS ENERGIENLENKUNG

Im Jänner 2012 wurde eine Energielenkungsübung durchgeführt. Ausgehend von einer fiktiven Unterbrechung der Erdgasimporte am Knoten Baumgarten wurden weitere einschränkende Maßnahmen sowohl auf der Erdgas- wie auch auf der Stromseite angenommen, sodass es zu Versorgungsproblemen im Großraum Salzburg Stadt kommt. Dabei wurden einerseits die gegenseitige Beeinflussung der drei leitungsgebundenen Energieträger Gas, Strom und Fernwärme

analysiert und andererseits das Zusammenwirken der verschiedenen Entscheidungsträger in Bund und Ländern sowie der unterschiedlichen Marktteilnehmer beübt.

Die aus der Übung gewonnenen Erfahrungen haben zu einer Diskussion verschiedener Entscheidungs- und Durchführungsabläufe geführt, wobei die aufgeworfenen Fragen noch teilweise einer endgültigen Beantwortung bedürfen. Anzumerken ist weiters, dass kurze Zeit nach Beendigung der Übung Teile der angenommenen Szenarien insofern Wirklichkeit geworden sind, als im Stadtgebiet Salzburg Einschränkungen in der Wärme- und Stromversorgung aufgetreten sind. Konkrete, unter Übungsbedingungen gewonnene Erfahrungen konnten somit unmittelbar zur Lösung einer Versorgungs einschränkung angewendet werden.

Eine der wesentlichen Erkenntnisse aus der Salzburger Übung war die gegenseitige Beeinflussung der drei leitungsgebundenen Energieträger und die sich daraus ergebenden Einschränkungen. Da das Energielenkungsgesetz einerseits Lenkungsmaßnahmen im Elektrizitäts- und Erdgasbereich sehr genau regelt, den Fernwärmebereich demgegenüber aber nicht als eigenen Regelungsbereich kennt und andererseits Maßnahmen im Krisenfall nicht energieträgerübergreifend getroffen werden können, wurde diese Problematik mit dem für Energielenkung zuständigen BMWFJ diskutiert. Als Ergebnis dieser Diskussion wurde ein Vorschlag zu einer Novellierung des Energielenkungsgesetzes erarbeitet, der sich derzeit noch in einem Diskussionsstadium befindet.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH

Zu den Aufgaben der E-Control zählt gem. § 22 Z. 4 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) auch die Zusammenarbeit zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes. Die E-Control kommt dieser Aufgabe im Gasbereich vor allem durch die aktive Mitarbeit im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agentur) sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach. Darüber hinaus arbeitet E-Control auch auf regionaler Ebene zusammen mit anderen Regulatoren im Rahmen der ACER Gas Regional Initiative. E-Control sitzt gemeinsam mit der italienischen Regulierungsbehörde Autorità per l'energia elettrica e il gas der Gas Regionalen Initiative Süd Süd-Ost vor.

Mitarbeit in Agentur und CEER

Die internationale Mitarbeit im Gasbereich im Jahr 2012 war einerseits geprägt von den europäischen Aufgaben im Rahmen der Mitarbeit in der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden sowie andererseits von dem CEER-Arbeitsprogramm. Aufgabe der Agentur ist es unter anderem, die Zusammenarbeit von Regulierungsbehörden zu fördern, unverbindliche Rahmenleitlinien zu entwickeln sowie die Einhaltung von Europäischen Vorgaben zu monitoren.

Erarbeitung weiterer Rahmenleitlinien

Im Fokus der Arbeit stand im Jahr 2012 die Umsetzung des Dritten EU-Binnenmarktpaketes, welches unter anderem gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 die Erarbei-

tung von Rahmenleitlinien durch die Agentur zu speziellen Themen vorsieht. Diese Rahmenleitlinien dienen der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen (ENTSOG) als Grundlage für die Erarbeitung von detaillierten Netzkodizes. Die Europäischen Regulatoren unterstützen ENTSOG proaktiv und zeitlich in der Erarbeitung der Netzkodizes, um sicherzustellen, dass diese die Vorgaben der Rahmenleitlinien bestmöglichst abbilden.

Die ersten beiden Rahmenleitlinien hatte die Agentur bereits in 2011 zu Kapazitätsallokation bzw. Ausgleichsenergiebewirtschaftung in Europäischen Gasfernleitungsnetzen erarbeitet. Im Jahr 2012 verabschiedete die Agentur im Rahmen des weiterführenden Prozesses gemäß Artikel 6 Abs. 4 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 begründete Stellungnahmen zu diesen Netzkodizes.

In 2012 lag der Schwerpunkt auf der Fertigstellung der Rahmenleitlinie zu Interoperabilität und Datenaustausch und der Erarbeitung der Rahmenleitlinie zu Regeln für harmonisierte Fernleistungsentgeltstrukturen.

Die E-Control hat im Rahmen ihrer internationalen Mitarbeit an diesen für die europäische Marktintegration äußerst wichtigen Projekten aktiv mitgearbeitet. Die neuen Rahmenrichtlinien haben wesentlichen Einfluss auf die innerösterreichische Umsetzung des GWG 2011. Die im Netzkodex zu Kapazitätsallokation festgelegten Grundsätze wurden in der Gas-Marktmittel-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) bereits berücksichtigt. So ist in der GMMO-VO 2012 zum Beispiel vorgesehen, dass Kapazi-

täten durch Versteigerung vergeben werden sollen, dass Fernleitungsnetzbetreiber gebündelte Produkte anbieten sollen und dass es verpflichtende Quoten für die Vergabe von kurz- und mittelfristigen Kapazitäten geben soll. Auch die im Netzkodex zu Ausgleichsenergiebewirtschaftung enthaltenen Grundsätze wurden in die GMMO-VO 2012 aufgenommen, beispielweise dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Ausgleichsenergieabwicklung über den Kauf/Verkauf von standardisierten Produkten am Großhandelsmarkt durchführen müssen. Ebenso ist eine Tagesbilanzierung vorgesehen, wo am Tagesende die Abweichungen der vorangegangenen 24 Stunden ausgeglichen werden müssen.

Madrid Forum

Die halbjährlich von der Europäischen Kommission in Madrid organisierten Gasregulierungsforen dienen der Diskussion relevanter Themen zur Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes. Vertreter der Europäischen Kommission, der Agentur, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie sowie betroffener europäischer Interessenvertretungen nahmen am 21. und 22. Madrid Forum teil, welche im März 2011 bzw. Oktober 2012 stattfanden.

Die E-Control präsentierte bei den Foren die Arbeit der Regulatoren im Speziellen zu Harmonisierung von Tarifstrukturen im Fernleitungsnetzbereich sowie zur freiwilligen regionalen Umsetzung des Zielmodells für den Erdgasbinnenmarkt und trug damit wesentlich zur Diskussion und Weiterentwicklung dieser Themen bei.

Gas Regionale Initiative SSO

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

Umsetzung von Pilotprojekten und Markintegration in der Region

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

Ein neuer Schwerpunkt der regionalen Arbeit ist die frühzeitige Umsetzung von Vorschriften des Netzkodex zur Kapazitätsallokation im Rahmen freiwilliger Pilotprojekte. Die E-Control unternimmt gemeinsam mit der italienischen Regulierungsbehörde AEEG das Pilotprojekt zur gebündelten Vergabe von Day-ahead-Kapazität am Grenzübergabepunkt Tarvisio/Arnoldstein. Ziel des Projektes ist es, gebündelte Day-ahead-Kapazitäten über eine gemeinsame Plattform zu versteigern und damit den kurzfristigen Gashandel zwischen Österreich und Italien zu fördern.

Gas Storage Task Force

In der Gas Storage TF hat die E-Control die Rolle des Vorsitzenden zusammen mit der niederländischen Regulierungsbehörde übernommen. Die GST TF hatte in 2012 die Aufgabe, die Umsetzung des Artikels 33 der Dir. 75/2009 in den Mitgliedstaaten zu überprüfen. Auf der Basis eines internen Fragebogens wurden unter anderem die verwendeten Kriterien für die Festlegung des Zugangsregimes analysiert und in einem Bericht zusammengefasst, der auf der CEER-Homepage veröffentlicht wurde.

Eine weitere Aufgabe ist die Überprüfung der Umsetzung der Transparenzanforderungen aus der Verordnung. In diesem Bereich ar-

beitet die TF mit GSE zusammen, um ein gemeinsames Verständnis darüber zu erhalten, welche Daten und in welchem Detaillierungsgrad diese veröffentlicht werden sollen. Diese Aufgabe wird 2013 abgeschlossen werden.

ACER als Partner der Regionalen Initiativen

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

Ausblick

Im Rahmen des Agentur- und CEER-Arbeitsprogramms für 2013 werden vor allem die Erarbeitung von weiteren Rahmenleitlinien sowie die Überwachung der Einhaltung der neuen europäischen rechtlichen Vorgaben im Mittelpunkt stehen. Dabei wird eine enge Kooperation mit der Europäischen Kommission, der Europäischen Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) sowie allen anderen Stakeholdern entscheidend für den Fortschritt der Arbeit sein.

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

BERICHT UNBUNDLING TSO STROM UND GAS

Nach Zertifizierung eines TSO als ISO oder ITO hat die Regulierungsbehörde besondere Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen.

So hat die Regulierungsbehörde die vertraglichen Beziehungen z. B. zwischen ITO und dem vertikal integrierten Unternehmen zu überwachen und Verträge vorab zu genehmigen. Seit den erfolgten Zertifizierungen werden von den TSO daher laufend Anträge auf Genehmigung ihrer Verträge gestellt.

STATISTISCHE AUFGABEN

Die E-Control nimmt die ihr vom Gesetzgeber sowohl im Bereich der Elektrizitäts- und Erdgasstatistiken wie auch im Bereich der Energielenkung zugeordneten Aufgabenbereiche wahr. Für beide Bereiche sind umfassende Datenerhebungen durchzuführen, wobei teilweise gleiche Erhebungsinhalte für die beiden Aufgabenbereiche bestehen. Dazu werden die entsprechenden Erhebungen, den Geboten der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit folgend, nach Möglichkeit gemeinsam durchgeführt.

Im Erdgasbereich sind insgesamt rd. 100 und im Elektrizitätsbereich rd. 600 Branchenun-

ternehmen sowohl für Zwecke der Statistik wie auch für jene der Energielenkung meldepflichtig. Generell sind eine ausgezeichnete Meldemoral und eine sehr hohe Datenqualität gegeben, was sich unter anderem in einer hohen Aktualität der Monats- und Jahresstatistiken sowie in deren anerkannten Qualität ausdrückt. Trotzdem mussten im Erdgasbereich 15 und im Elektrizitätsbereich nahezu 250 Mal zumindest zweimal gemahnt werden. Auch wurden erstmals zwei Gas- und fünf Elektrizitätsunternehmen bei den Bezirksbehörden wegen Nichterfüllung ihrer Meldepflichten angezeigt.

Über die statistischen Publikationen der Elektrizitäts- und Erdgasbilanzen sowie der entsprechenden Marktinformationen hinaus hat die E-Control monatlich statistische Auswertungen insbesondere an die internationalen Organisationen EUROSTAT und IEA/OECD übermittelt. Diese Meldungen erfolgen einerseits zur Erfüllung der Meldepflichten gegenüber der EU und andererseits im Rahmen internationaler Vereinbarungen mit IEA/OECD. Dabei wurde E-Control im Frühjahr 2012 vonseiten des zuständigen Fachministeriums auch mit der monatlichen Übermittlung der entsprechenden Erdgasmeldungen betraut.

RECHTSMITTELVERFAHREN

Mit dem E-ControlG (BGBl. I Nr. 110/2010 idF 107/2011) wurde ein neuer Rechtsschutz bei Entscheidungen des Vorstands der E-Control in Angelegenheiten der Feststellung der Kostenbasis gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 und § 69 Abs. 1 GWG 2011 sowie Entscheidungen über die Methode gem § 69 Abs. 2 GWG 2011 eingeführt.

Nach § 9 Abs. 2 E-ControlG hat über derartige Beschwerden die Regulierungskommission der E-Control zu entscheiden. Der Vorstand der E-Control stellt der Regulierungskommission Mitarbeiter zur Verfügung, die an den Entscheidungen des Vorstandes weder direkt noch indirekt mitwirken, weshalb die Stabstelle Rechtsmittelverfahren eingerichtet wurde. Die Mitarbeiter der Stabstelle Rechtsmittelverfahren unterliegen in Ausübung ihrer Tätigkeit keinen Weisungen des Vorstandes und wickeln die Rechtsmittelverfahren – als Teil der Geschäftsstelle von E-Control – vor der Regulierungskommission ab.

2011/2012 haben sechs Unternehmen im Strombereich Beschwerde gem § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 erhoben. Die Regulierungskommission hat gemeinsam mit der Stabstelle Rechtsmittelverfahren diese Beschwerden binnen sechs Monaten bearbeitet und neue Bescheide erlassen (vgl dazu R REM 01/11 bis 06/11; abrufbar unter: <http://www.e-control.at/de/recht/entscheidungen/entscheidungen-regulierungskommission#2463>).

Gegen alle Bescheide der Regulierungskommission wurde VwGH-Beschwerde erhoben.

2012/2013 haben siebzehn Unternehmen gem § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 im Strombereich und vier Unternehmen gem § 69 Abs. 1 GWG 2011 im Gasbereich Beschwerde erhoben. Die Regulierungskommission bearbeitet gemeinsam mit der Stabstelle Rechtsmittelverfahren diese Beschwerden binnen sechs Monaten und erlässt neue Bescheide.

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

Neben den umfassenden regulatorischen Tätigkeiten der E-Control im liberalisierten Strom- und Gasmarkt übt die E-Control auch eine Informations- und Service-Funktion aus. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control im Jahr 2012 eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel dabei ist unter anderem, die Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren, damit diese umfassend von den Vorteilen der freien Lieferantenwahl profitieren können.

Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Presseaussendungen, Pressekonferenzen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert.

Die E-Control veranstaltete 2012 weiters regelmäßig Informationsveranstaltungen für Bran-

chenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen der Energiepolitik. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren 2012 Experten der E-Control vertreten, wo sie in Vorträgen zu aktuellen energierelevanten Themen referierten.

Darüber hinaus wurden von Mitarbeitern der E-Control Artikel, Fachkommentare und Beiträge für verschiedene Fachmedien verfasst.

Übersetzungen als Dienstleistungen

Um der wachsenden internationalen Dimension nationaler österreichischer Themen im Zuge der Schaffung des europäischen Binnenenergiemarktes Rechnung zu tragen, war die E-Control 2012 wie auch in den Vorjahren bestrebt, den Marktteilnehmern und der Öffentlichkeit zentrale Informationen sowohl in deutscher als auch englischer Sprache zur Verfügung zu stellen. Obwohl rechtsunverbindlich, verbessern die Übersetzungen die Zugänglichkeit des österreichischen Regulierungsrahmens für nicht-deutschsprachige Interessenten, indem sie einen Einstieg in das System bieten und auf die gültigen (deutschsprachigen) Rechtsnormen verweisen.

In diesem Sinne veröffentlichte die E-Control bereits im Herbst 2011 eine englische Fassung des GWG 2011 und im Herbst 2012 eine Übersetzung des EIWOG 2010, die auch dem Bundeskanzleramt zur Aufnahme in das englische Rechtsinformationssystem des Bundes zur Verfügung gestellt wurden.

Auch der Marktregelprozess zur Einführung des neuen Gasmarktmodells für Österreich wurde in wesentlichen Punkten in englischer Sprache begleitet und die Gas-Marktmodell-VO 2012 sowie Kapitel 1–3 der Sonstigen Marktregeln Gas sind als Übersetzungen verfügbar.

Das englischsprachige Angebot der E-Control umfasst:

- > österreichische Gesetze (EIWOG 2010, GWG 2011);
- > Verordnungen (Wechsel-VO Strom, IMA-VO 2011, Gas-Marktmodell-VO 2012, GSNE-VO 2012, Gasnetzdienstleistungsqualitäts-VO etc.);
- > Marktregeln (Kapitel 1–10 der Sonstigen Marktregeln Strom und Kapitel 1–3 der Sonstigen Marktregeln Gas);
- > Berichte und Publikationen (Jahresbericht, Ökostrombericht, Statistik-Broschüre etc.).

Aufgrund der positiven Resonanz von Seiten der Teilnehmer am österreichischen Gas- und Strommarkt, aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland und von Institutionen auf internationaler Ebene wird die E-Control derartige Übersetzungen auch 2013 weiterhin veröffentlichen. Neben einer englischen Fassung des Ökostromgesetzes 2012 sind auch deutsche Übersetzungen einiger Rahmenleitlinien der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden angedacht, um die Entwicklungen auf europäischer Ebene für österreichische Marktteilnehmer und Interessenten greifbarer zu machen.

ENDKUNDENTHEMEN

Preisvergleiche Haushalte

Der monatliche Preismonitor der E-Control, welcher auf der Website veröffentlicht wird, zeigt für den jeweils aktuellen Monat den **Gesamtkostenvergleich** für Strom und Gas zwischen dem Billigstbieter und dem regionalen Lieferanten (Abbildung 38).

Die Preisspanne für Haushalte reicht bei Strom von 550EUR/Jahr beim Billigstbieter in Graz bis zu 740EUR/Jahr beim angestammten Lieferanten in Oberösterreich. (Berechnungsbasis Durchschnittshaushalt 3.500kWh/Jahr, Preisstand Dezember 2012). Das höchste Einsparpotenzial beim Wechsel von einem regionalen

Versorger zum Billigstbieter von 140EUR/Jahr war in Oberösterreich zu finden, was eine deutliche Steigerung im Vergleich zum Vorjahreswert von 114EUR/Jahr darstellt. Etwa über 100EUR/Jahr könnten sich auch die Haushalte in Wien, Niederösterreich und der Steiermark dabei ersparen.

Die Erhöhung des Einsparungspotenzials in den letzten Monaten ist nur teilweise auf die höheren Neukundenrabatte zurückzuführen. Auch die Energiepreise bei den jeweiligen Bestbietern wurden zwischen 4% und 10% gesenkt, sodass die Gesamtkosten beim Bestbieter ohne Neukundenrabatte im 2012 niedriger als im Vorjahr liegen.

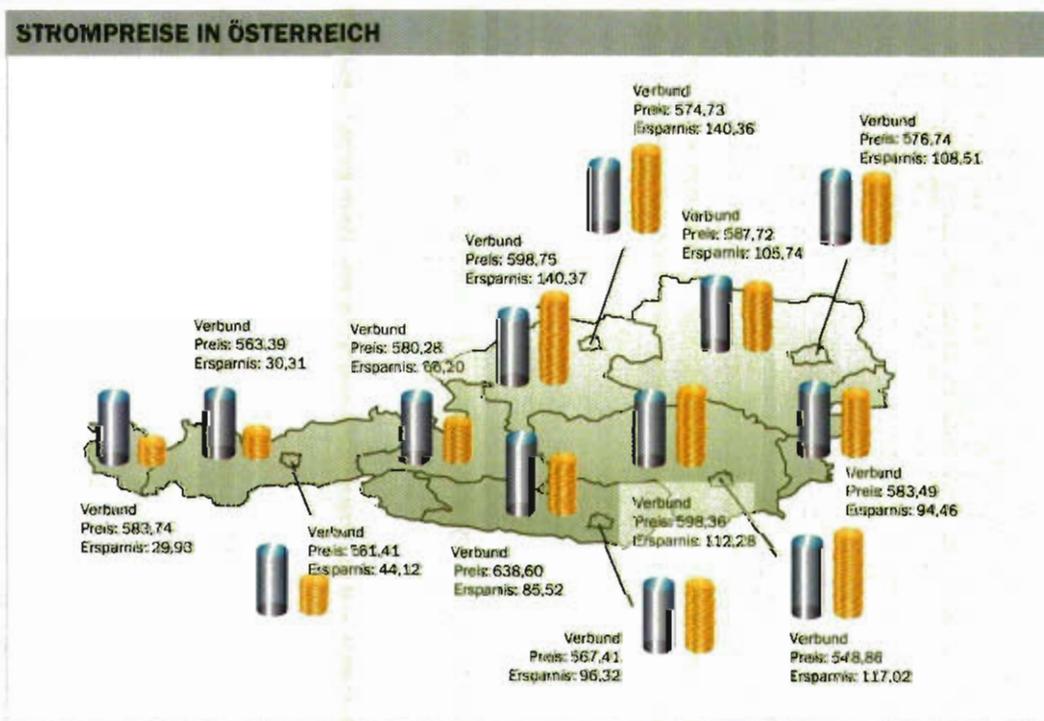


Abbildung 38
Haushaltsstromkosten (abzüglich Neukundenrabatte) beim jeweils günstigsten Anbieter innerhalb der großen Netzgebiete und das Einsparpotenzial gegenüber dem am häufigsten genutzten Produkt des lokalen Lieferanten (Jahreskosten ohne Rabatte inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben, Berechnungsbasis 3.500 kWh/Jahr, Stand 1. 12. 2012)

Quelle: E-Control