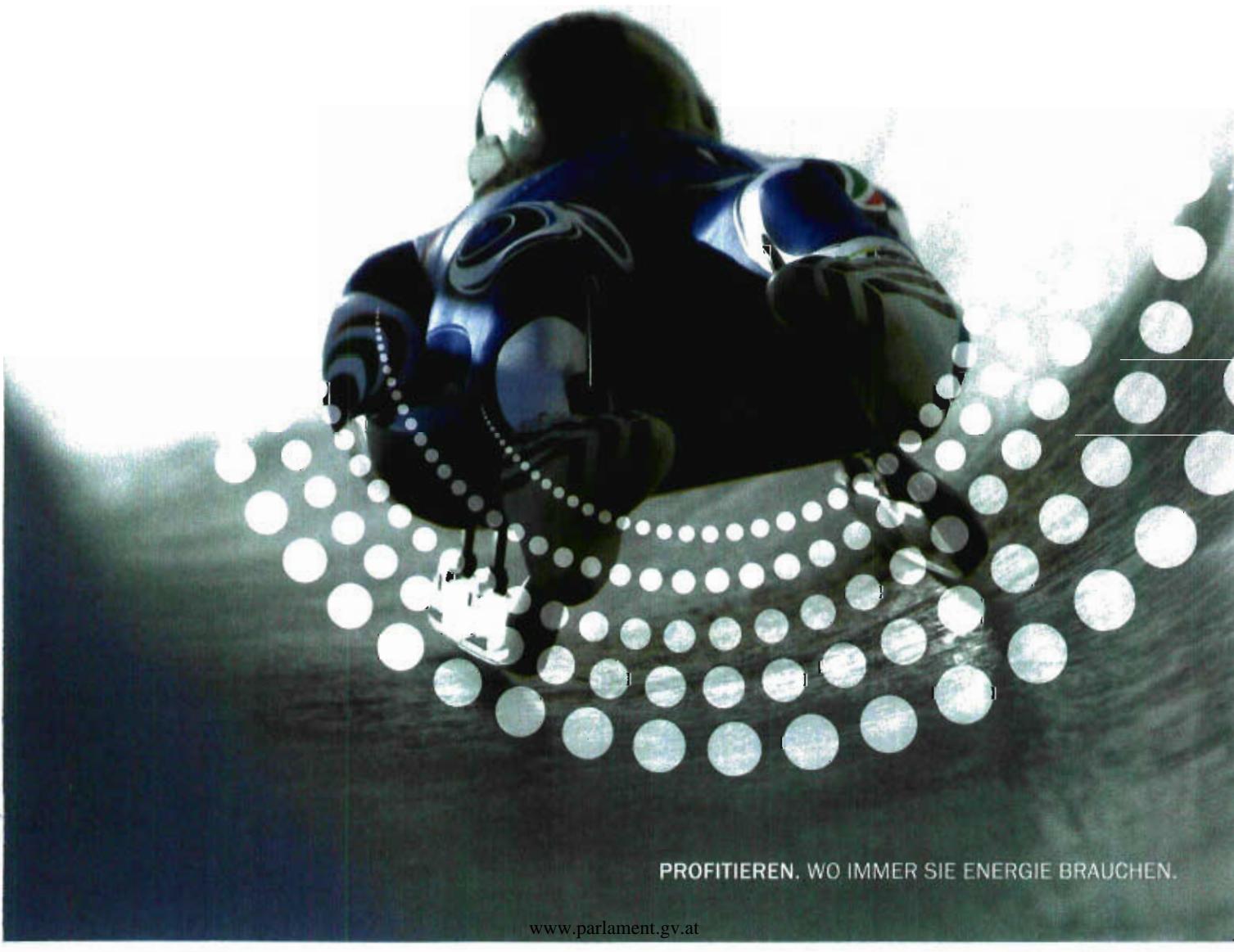




TÄTIGKEITSBERICHT 2013

E-CONTROL

DER ENERGIEMARKT IN BEWEGUNG.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

INHALT

VORWORT

4

Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2013

12

PREIS- UND MENGENENTWICKLUNG IM JAHR 2013

12

- > Strom 12
- > Gas 23

ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2013

31

- > Novellierung EIWOG, GWG und E-Control-Gesetz 31
- > Anpassungen neues Marktmodell Gas im Marktgebiet Ost – GWG und Marktmodell-VO 33
- > Marktmodell Tirol und Vorarlberg 36
- > Änderung Tarifierung 38
- > Qualitäts-VO Gas und Strom 39
- > GAS Monitoring-Verordnung (GMO-VO) 39
- > Wechselverordnung 40
- > Transparenzverordnung über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Stommärkten 40
- > Rechtlicher Rahmen Ökostrom 41

ENTWICKLUNG DES EUROPÄISCHEN RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2013

43

- > Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur 43
- > Rahmenleitlinien und Netzkodizes 44

Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2013

46

STROMMARKT

46

- > Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Tarifierung im Jahr 2013 46
- > Aufsicht Marktteilnehmer 49
- > Ausgleichsenergiemarkt und internationale Integration 50
- > Marktmonitoring 51
- > Unbundling/Zertifizierung 54
- > Versorgungssicherheit 54
- > Marktaufsicht Ökostrom 59
- > Forschungsfelder 61

GASMARKT	61
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Tarifierung Gas im Jahr 2013	61
> Kapazitätsberechnungsmodell	64
> Veränderungen auf der Transportebene	65
> Unbundling/Zertifizierung	67
> Aufsicht Marktteilnehmer	68
> Speichermarkt	76
> Versorgungssicherheit Gas	79
STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN	82
> PCI Strom und Gas	82
> REMIT	84
> Statistische Aufgaben	84
> Öffentlichkeitsarbeit	85
> Übersetzungstätigkeiten	85
> Endkundenthemen	86
> Tätigkeit der Streitschlichtungsstelle	102
INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL	113
> Internationale Mitarbeit im Strombereich	113
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	119
> Internationale Mitarbeit Endkundenthemen - Die Arbeit für Konsumenten im Rahmen von CEER	122
> Internationale Projekte (Twinning, Uganda)	124
> Entwicklungen in der Energiegemeinschaft	126
Jahresabschluss der Energie-Control Austria	128

VORWORT



Dr. Reinhold Mitterlehner
Wirtschafts- und Energieminister

Mehr Wettbewerb und Transparenz am Energiemarkt

Auch im Jahr 2013 sind in Österreich zahlreiche wichtige Weichenstellungen erfolgt, die mehr Wettbewerb und Transparenz am Energiemarkt ermöglichen. In diesem Sinne verbessert die im Sommer 2013 beschlossene Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) die Stromkennzeichnung und bietet zahlreiche Vorteile für Energiekunden. Demnach wird künftig der gesamte Strom, den österreichische Haushalte und Unternehmen beziehen, über einen verpflichtenden Herkunfts-nachweis verfügen. Jeder Verbraucher kennt damit den Strom-Mix seines Erzeugers im Detail und kann eine bewusste Kaufentscheidung treffen. Erst dieses einheitliche und transparente Stromkennzeichnungssystem ermöglicht es den Kunden, ihren Versorger nach ökologischen Kriterien zu wählen und mit ihrer Wahl weitere Investitionsentscheidungen der Energiebranche zu beeinflussen. Auch der Stromkennzeichnungsbericht der Energie-Control Austria zeigt bereits erste positive Trends, die Österreichs Vorreiterrolle in Europa bestätigen.

Energieanbieter-Wechsel erleichtert

Weiter forciert wurde auch der Anbieterwechsel, mit dem sich die Kunden bares Geld sparen und gleichzeitig den Wettbewerb am Strom- und Gasmarkt ankurbeln. Der im Vorjahr erzielte Rekord bei den Wechselzahlen zeigt, dass wir hier gemeinsam mit der E-Control die richtigen Rahmenbedingungen und Maßnahmen gesetzt haben. Der Anbieterwechsel wurde entbürokratisiert und ist nunmehr schneller und einfacher als früher möglich. In diesem Sinne sieht auch der Tarifkalkulator der E-Control einen direkten Link zum Wechselportal des Lieferanten vor. Darüber hinaus sind Stromanbieter ab einer bestimmten Größe verpflichtet, eine eigene Anlauf- und Beratungsstelle für ihre Kunden zu den Themen Stromkosten, Lieferantenwechsel, Stromkennzeichnung, Energieeffizienz und Energiearmut zu schaffen.

Ökostrom effizient ausgebaut

Auf Basis der im Dezember 2013 novellierten Einspeisetarifverordnung wird die erfolgreiche Ökostrom-Ausbauoffensive weiter fortgesetzt und werden wirtschaftlich sinnvolle Projekte auf dem Weg zur Marktreife unterstützt.

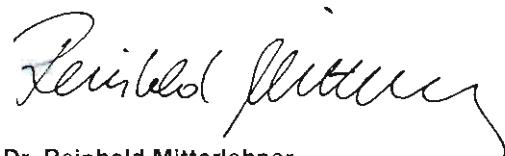
Um einen effizienten Ausbau zu sichern und Druck in Richtung Marktreife zu erzeugen, wurden die Tarife auf Basis eines E-Control-Gutachtens entsprechend angepasst. Wir wollen den Ökostrom-Anteil weiter ausbauen, müssen dabei aber auch die Kostenbelastung für Haushalte, Gewerbe und Industrie berücksichtigen. Der Ausbau von fluktuirenden Erneuerbaren Energien bringt einen steigenden Bedarf nach Ausgleichsenergie mit sich, weshalb auch neue rechtliche Rahmenbedingungen für Pumpspeicherkraftwerke geschaffen wurden. Neue Pumpspeicherkraftwerke werden temporär bis 2020 von Teilen der Netzentgelte befreit: Damit wird einerseits deren Doppelbelastung als Einspeiser und Verbraucher reduziert, andererseits werden Wettbewerbsnachteile zu unseren Nachbarländern beseitigt.

Gasmarkt reformiert

Auch auf dem Gasmarkt hat sich die E-Control für mehr Wettbewerb und eine gesicherte Versorgung in Österreich eingesetzt. Der Systemwechsel zum neuen Gasmarktmodell ist erfolgreich vollzogen worden. Im Laufe des Vorjahres wurden erste Erfahrungen mit

den neuen Rahmenbedingungen gesammelt, woraufhin das System durch zwei Novellen der Gas-Marktmodell-Verordnung weiter optimiert wurde. Auf europäischer Ebene hat die E-Control intensiv an der Erstellung von Gas-Netzkodizes mitgewirkt. Im Bereich der Versorgungssicherheit führte die E-Control eine umfangreiche Analyse der Versorgungsstandards durch und brachte ihre Erkenntnisse auch in die Diskussion auf Unionsebene ein.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht 2013 gibt einen qualifizierten Überblick über die vielfältigen Aufgaben und Arbeitsschwerpunkte der E-Control. Unverzichtbar sind auch die zahlreichen Daten und Fakten zur Energiewirtschaft. Daher bedanke ich mich bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control für ihre wertvolle Arbeit und wünsche ihnen auch in Zukunft viel Erfolg.



Dr. Reinhold Mitterlehner
Wirtschafts- und Energieminister



o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß
Vorsitzender des Aufsichtsrates

Der aktuelle Tätigkeitsbericht macht sehr anschaulich, was alles im Strom- und Gasmarktbereich 2013 vom österreichischen Energieregulator zu bewältigen war. Er zeigt auch klar, dass Österreich im Bereich des Energiemarktes auch von Entwicklungen im übrigen Europa – und sogar weit darüber hinaus – betroffen ist, sodass es immer wichtiger wird, auch auf dem Parkett der EU-Nachbarn und ihrer Energieregulierungsbehörden, insbesondere auch in deren Agentur für die Zusammenarbeit (ACER), mit Augenmaß und Weitblick, bella figura zu machen.

Der Aufsichtsrat der Energie-Control Austria hat auch 2013 die Tätigkeit des Vorstandes sehr aufmerksam – oft sogar stark ins Detail gehend – beobachtet und begleitet.

Als Vorsitzender des Aufsichtsrates bedanke ich mich bei den anderen Mitgliedern des Aufsichtsrates, dem Vorstand und seiner gesamten „Mannschaft“ sowie beim Betriebsrat für die gute, konstruktive Zusammenarbeit. In diesen Dank möchte ich ganz besonders auch Herrn Bundesminister Dr. Reinhold Mitterlehner und seine Beamten miteinschlie-

ßen, zumal das gute Funktionieren der Achse zu unserem Energieminister maßgebend dazu beigetragen hat, dass einiges gegückt ist.



o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß
Vorsitzender des Aufsichtsrates



DI Walter Boltz
Vorstand der Energie-Control Austria

2013 wird als ein Jahr in Erinnerung bleiben, in dem merkbar Bewegung in den heimischen Strom- und Gasmarkt gekommen ist. Es haben deutlich mehr Strom- und Gaskunden ihren Lieferanten gewechselt als in den Vorjahren. Auch an der Preisfront gab es im Herbst endlich Bewegung. Einige größere Energieversorger haben ihre Strom- und Gaspreise gesenkt. Die E-Control hatte schon lange gefordert, dass die Einkaufsvorteile im Großhandel an die Konsumenten endlich weitergegeben werden müssen.

Das Thema Anbieterwechsel erhielt 2013 eine sehr hohe Aufmerksamkeit. Dazu beigetragen haben neben den stetigen Aktivitäten der E-Control auch verschiedenste Aktionen wie die Ökostromverkaufaktion eines Lebensmittelhändlers zu Jahresbeginn oder der vom Verein für Konsumenteninformation zu

Jahresende erstmals in Österreich organisierte Gemeinschaftseinkauf von Strom und Gas. Das alles sind sehr erfreuliche Entwicklungen. Es gibt aber keinen Grund, sich zufrieden zurückzulehnen. Im europäischen Vergleich ist der Wettbewerb auf dem Strom- und Gasmarkt in Österreich nach wie vor gering ausgeprägt. Die E-Control wird sich daher weiter beständig dafür einsetzen, dass die Konsumenten bestmöglich von den Vorteilen eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes profitieren.

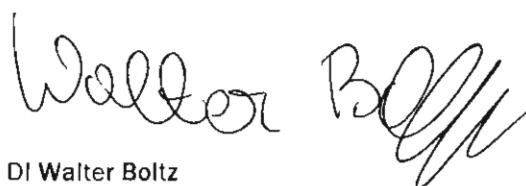
Im Gasbereich trat schrittweise das neue österreichische Gasmarktmodell in Kraft – mit Jahresbeginn im Marktgebiet Ost, mit Anfang Oktober schließlich auch in Tirol und Vorarlberg. Das neue Gasmarktmodell bedeutet die größte Veränderung für die Gasbranche seit der Liberalisierung des Gasmarktes 2002. Die bisherigen Erfahrungen mit dem neuen

Modell sind positiv. So hat sich etwa die Liquidität am Virtuellen Handelpunkt stark erhöht, es sind zahlreiche neue Versorger auf dem Gasmarkt tätig, was den Wettbewerb weiter erhöht.

Sehr intensiv beschäftigte die E-Control und die gesamte Branche weiterhin 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. Die E-Control wird sich auch weiterhin intensiv auf EU-Ebene und in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energie- regulierungsbehörden (ACER) engagieren.

2014 stehen viele neue Herausforderungen bevor. Ich bin aber zuversichtlich, dass wir alle Projekte zusammen mit der Branche gut voranbringen, und freue mich auf die gemeinsame Bewältigung.



DI Walter Boltz
Vorstand Energie-Control Austria



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

2013 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.

Große Aufmerksamkeit wurde 2013 dem Thema Stromkennzeichnung zuteil. Im Juli wurde vom Nationalrat die vollständige Stromkennzeichnung bis 2015 beschlossen. Die E-Control sieht sich gut gerüstet, um die vollständige Stromkennzeichnung sicherzustellen. Bereits seit 2002 müssen Stromlieferanten auf den Stromrechnungen sowie den Werbe- und Informationsmaterialien ausweisen, aus welchen Energieträgern der von ihnen gelieferte Strom erzeugt wurde. Mit den strengen, transparenten

Regelungen zur Stromkennzeichnung, der Umsetzung dieser Regeln durch die Stromlieferanten und der jährlich stattfindenden Überprüfung nimmt Österreich eine Vorreiterrolle in Europa ein.

Bei der Ökostromförderung zeigt sich der Reformbedarf immer deutlicher. So drängt die Europäische Union immer wieder auf Ökostromfördersysteme, die transparenter, effizienter und marktorientierter sind. Diese Vorgaben sind auch in Österreich zu berücksichtigen. Es gilt, weitere große Belastungen der Haushalte durch die Kosten für die staatliche Förderung von Ökostrom zu vermeiden.

Energieeffizienz ist der Schlüssel zur Erreichung aller energie- und klimarelevanten Zielsetzungen und ist für eine nachhaltige

Energieversorgung unerlässlich. Die E-Control hat sich 2013 stark diesem Thema gewidmet. Zwar ist der Entwurf für ein bundesweites Energieeffizienzgesetz im Juni 2013 gescheitert, das Thema ist damit aber nicht vom Tisch. Die E-Control wird sich auch 2014 stark in die Diskussion zum Thema Energieeffizienz einbringen.

Mit 1. Jänner 2014 gilt ein neues Regulierungsmodell für Strom, das die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber in Österreich für die nächsten fünf Jahre regelt. Das neue Modell bringt für die Netzbetreiber einige Vorteile, etwa mehr Planungssicherheit und einen geringeren Verwaltungsaufwand. Für die Erarbeitung des neuen Modells hat die E-Control umfassende Konsultationen mit allen Stakeholdern durchgeführt.

Ich möchte mich an dieser Stelle bei unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, bei unseren Partnern, Wegbegleitern und der gesamten Branche für das Engagement und die gute Zusammenarbeit bedanken und freue mich schon auf die gemeinsame Bewältigung der neuen Herausforderungen im Jahr 2014.



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

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2013

Preis- und Mengenentwicklung im Jahr 2013

STROM

Verbrauchsentwicklung

Im Kalenderjahr 2013 stieg die inländische Nachfrage nach elektrischer Energie insgesamt um 0,45% und der Bezug aus dem öffentlichen Netz um 1,9%. Damit war der gesamte Zuwachs etwas geringer als im Vorjahr, während sich die Bezüge aus dem Netz etwa gleich entwickelt haben. Schalttagbereinigt ergibt sich insgesamt ein Zuwachs um rd. 0,8%, der etwa dem des Vorjahrs entspricht, während der Bereich der öffentlichen Versorgung mit einem Zuwachs von etwa 2,2% deutlich stärker anstieg als im Vorjahr. Ausschlaggebend für die Entwicklung waren einerseits die vor allem im ersten Quartal niedrigeren mittleren Temperaturen sowie der Schalttag im Vorjahr.

Die wie bereits in den Vorjahren deutlich unterschiedlichen Verbrauchsentwicklungen

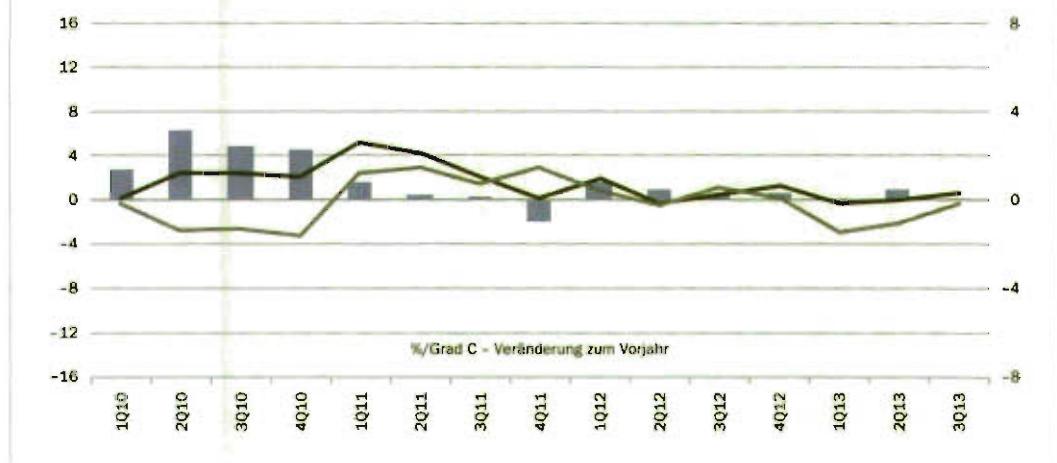
im Bereich des öffentlichen Netzes und der gesamten Versorgung lassen annehmen, dass der Stromverbrauch der kleineren und mittleren Abnehmer, und hier insbesondere der Haushalte, zum Teil überdurchschnittlich gestiegen, während der Stromverbrauch der großen (industriellen) Stromverbraucher tendenziell stagnierend bzw. sogar rückläufig gewesen sein dürfte.

Insgesamt war 2013 ein überdurchschnittliches Wasserdargebot gegeben, was sich in einem Erzeugungskoeffizienten von 1,07 niederschlägt. Da allerdings auch im Vorjahr ein vergleichsweise sehr gutes Wasserdargebot mit einem Erzeugungskoeffizienten von 1,11 gegeben war, ging die Erzeugung der Laufkraftwerke insgesamt um 3,6% zurück. Auch die Speicherkraftwerke erzeugten weniger als im Vorjahr, doch ist dazu anzumerken, dass 2012

EINFLUSSFAKTOREN DES INLÄNDISCHEN STROMVERBRAUCHS in %, Grad C

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

Abbildung 1
Einflussfaktoren des Inland-
stromverbrauchs

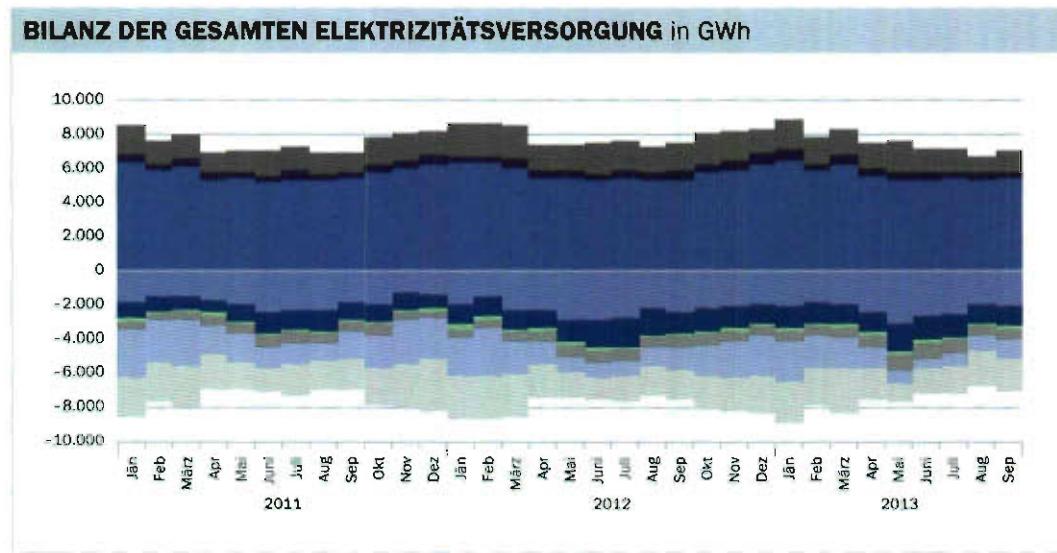


Quelle: E-Control, OeNB, ZAMG, WIFO

sehr hohe Zuwächse zu verzeichnen waren. Die Windkraftwerke erzeugten um 9,6% mehr und die sonstige, unterjährig nicht weiter aufschlüs-

selbare Erzeugung stieg sogar um 10,7%. Demgegenüber ging die Erzeugung der Wärmekraftwerke um 16,8% zurück, was insbesondere auf

BILANZ DER GESAMTEN ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG in GWh

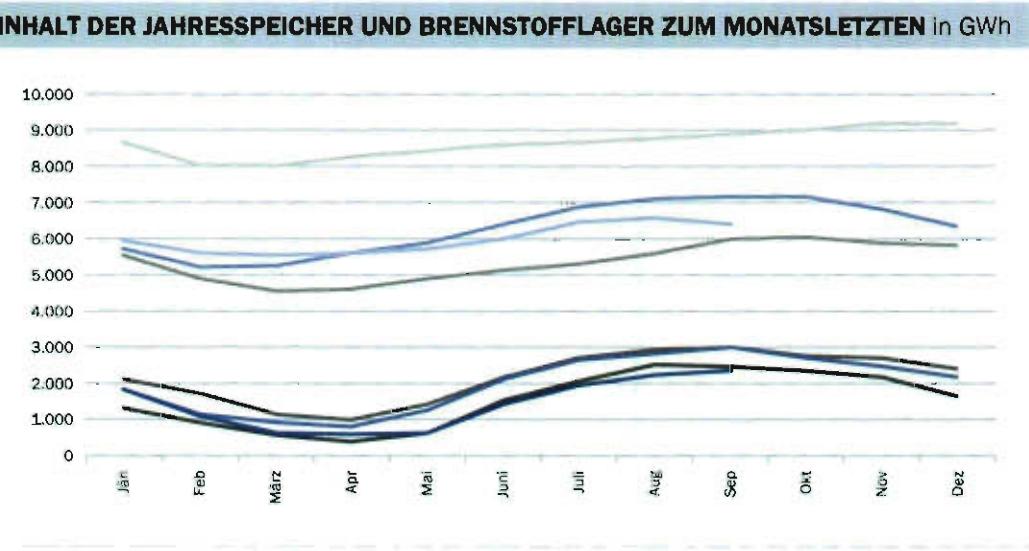


- Physikal. Exporte
- Verbrauch für PSP
- Inlandstromverbrauch
- Laufkraftwerke
- Speicherkraftwerke
- Windkraft
- Sonstige Erzeugung
- Wärmekraftwerke
- Physikal. Importe

Abbildung 2
Monatliche Strombilanz

Quelle: E-Control

INHALT DER JAHRESSPEICHER UND BRENNSTOFFLAGER ZUM MONATSLETZTEN in GWh



- Maximaler Brennstofflagerstand 2002-2011
- Minimaler Brennstofflagerstand 2002-2011
- Brennstofflagerstand 2012
- Brennstofflagerstand 2013
- Maximaler Speicherstand 2002-2011
- Minimaler Speicherstand 2002-2011
- Speicherstand 2012
- Speicherstand 2013

Abbildung 3
Inhalte der Jahresspeicher und Brennstofflager zum Monatsende

Quelle: E-Control

den um nahezu ein Drittel geringeren Einsatz der erdgasbefeuerten Kraftwerke zurückzuführen ist. Aufgrund der Rückgänge der Erzeugung aus Wasser- und Wärmekraftwerken wurde insgesamt um 6,0% weniger Strom im Inland erzeugt als 2012. Die Differenz zwischen steigendem Stromverbrauch einerseits und rückgängiger inländischer Erzeugung andererseits wurde über die Netto-Importe gedeckt: Während im Vorjahr 2,8 TWh netto importiert wurden, waren es 2013 knapp über 7 TWh, was mehr als einer Verdoppelung entspricht.

Das geringere Wasserdargebot, technische, aber auch wirtschaftliche Faktoren dürften dazu geführt haben, dass Ende Dezember in den Speichern nur 1,9 TWh gegenüber 2,2 TWh im Vorjahr vorrätig waren und die

Wärmekraftwerke fossile Brennstoffe mit einem Wärmeäquivalent von 5,5 TWh gegenüber 6,4 TWh vorrätig hatten.

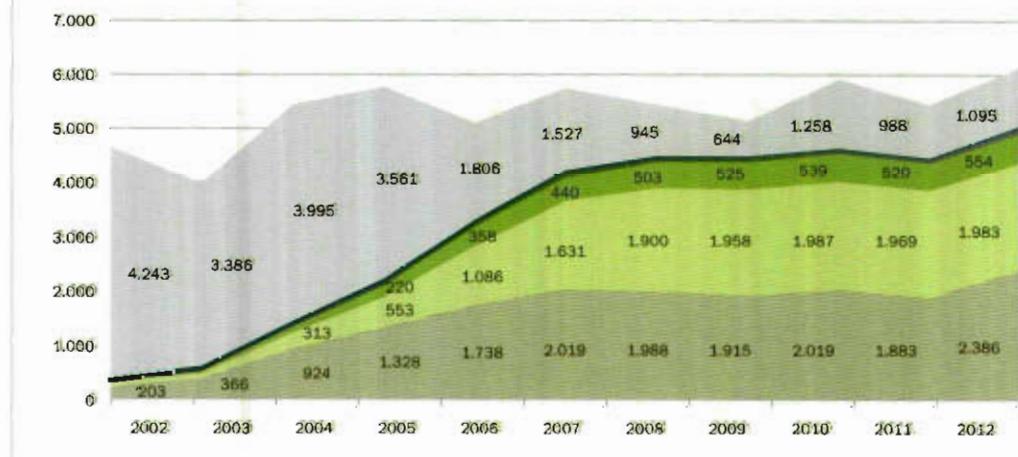
Entwicklung Ökostrom

Nach einem Rückgang im Jahr 2011 stieg der abgenommene Strom der gemäß Ökostromgesetz geförderten sonstigen Ökostromtechnologien (exklusive Kleinwasserkraft) im Jahr 2012 auf ein neues Allzeithoch von 5.057 GWh. Inklusive Kleinwasserkraft wurde von der OeMAG ebenfalls so viel geförderter Ökostrom abgenommen wie nie zuvor. Den größten Beitrag dazu konnte die Windkraft leisten. Hier konnte nicht nur der Rückgang von 2010 auf 2011 kompensiert werden, sondern es kam sogar zu einer Steigerung von 18% verglichen mit 2010.

UNTERSTÜTZTE ÖKOSTROMMENGEN 2002 BIS 2012 in GWh



Abbildung 4
Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2002 bis 2012



Quellen: E-Control, OeMAG

Die bisher verfügbaren Daten für 2013 zeigen bis inklusive zweitem Quartal 2013 für sonstige

Ökostrom eine erhöhte Einspeisung zum Vergleichszeitraum des Jahres 2012.

ÖKOSTROM – EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH

1. HJ 2013 sowie Vergleich zum 1. HJ 2012

Energieträger	Einspeisemengen in GWh	Vergütung netto In Mio. EUR	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamt-abgabemenge	Durchschnittsvergütung In Cent/kWh
1. HJ 2013			1)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	696	36,0	2,4 %	5,17
Sonstige Ökostromanlagen	2.944	342,3	10,3 %	11,63
Windkraft	1.556	128,3	5,4 %	8,25
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.007	137,6	3,5 %	13,66
Biomasse gasförmig *)	280	48,2	1,0 %	17,21
Biomasse flüssig	0,1	0,02	0,0005 %	12,39
Photovoltaik	88	27,4	0,31 %	31,28
Deponie- und Klärgas	13	0,7	0,05 %	5,68
Geothermie	0,08	0,003	0,0003 %	4,20
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.640	378,2	12,7 %	10,39
1. HJ 2012			2)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	482	26,6	1,7 %	5,53
Sonstige Ökostromanlagen	2.684	301,6	9,5 %	11,24
Windkraft	1.357	107,7	4,8 %	7,93
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.001	139,8	3,6 %	13,97
Biomasse gasförmig *)	277	39,7	1,0 %	14,34
Biomasse flüssig	0	0,0	0,001 %	12,48
Photovoltaik	33	13,4	0,12 %	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	11,3 %	10,37

*) 1. HJ 2013 - inklusive Betriebskostenzuschläge

Ein Rohstoffzuschlag für das 1. HJ 2012 von 3 Cent/kWh wurde rückwirkend im 2. HJ 2012 ausbezahlt.

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.554 GWh für das 1. Halbjahr 2013 (Stand 08/2013)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.109 GWh für das 1. Halbjahr 2012 (Stand 08/2013)

Tabelle 1
Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2013 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2012

Ausschlaggebend dafür ist hauptsächlich der erneute Anstieg der Einspeisung aus Windkraft. Die Gesamtabgabemenge im öffentlichen Netz ist von 11,3% auf 12,7% im Vergleichszeitraum 1. Quartal 2013 und 1. Quartal 2012 gestiegen, obwohl im selben Zeitraum auch die Gesamtabgabemenge aus dem öffentlichen Netz an Endverbraucher von 28.109 GWh auf 28.554 GWh gestiegen ist.

Einen wichtigen Schwerpunkt der Ökostromförderungen bilden neue Wasserkraftanlagen und neue Windanlagen. Die Ausbauziele des Ökostromgesetzes 2012 (§ 4) beinhalten für den Zeitraum 2010 bis 2020 den Ausbau der Erneuerbaren um 1.000 MW Wasserkraft (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von 4 TWh), der Windkraft um 2.000 MW Windkraft (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 4 TWh), für den Fall entsprechender Rohstoffverfügbarkeit 200 MW Biomasse (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 1,3 TWh) und 1.200 MW 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 20 MW wird hier nicht berücksichtigt. Aufgrund der Förderung mittels Investitionszuschüssen für kleine und mittlere Wasserkraft sowie der Einspeisetarife für kleine Wasserkraft ist ein Anstieg der Projekte zu erwarten.

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 472 MW 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 700 MW bis zum Jahr 2015 bzw. 1.000 MW bis zum Jahr 2020 erfüllt werden wird.¹

Relativ hohe Kosten der Anlagenerrichtung und der Stromerzeugung 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

¹ Im Jahr 2012 wurden 1.306 MW Windkraft von der OeMAG abgenommen. Bis zum Jahr 2015 sind 1.500 GWh als Zielwert prognostiziert.

Biomasseanlagen ein. Das ÖSG 2012 sieht bis zum Jahr 2020 einen zusätzlichen Ausbau von insgesamt 200 MW im Bereich Biomasse und Biogas vor.

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 in GWh

Ausbauplan zur Zielerreichung gem. Ökostromgesetz 2012	IST 2010	IST 2012	Planwerte 2015	Ausbauplanwerte 2010 bis 2020
Öffentliche Netze – Abgabe an Endverbraucher (Prognose)	55.005	55.748	57.811^{*)}	60.760^{*)}
Kleine und mittlere Wasserkraft	1.258	1.095	3.008	3.258
Windkraft	2.019	2.386	3.519	6.019
Photovoltaik	26	101	526	1.226
Biomasse und Biogas	2.526	2.537	3.126	3.826
sonstiger Ökostrom	74	32	30	30
Gesamtanteil Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2015	5.905	6.152	10.210	14.330
Anteil Erneuerbare an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen	10,7%	11,0%	17,7%	23,6%

^{*)} Ausgangswert 2010: 55.005 GWh (exklusive Verlusten und Verbrauch Pumpspeicherung), jährliche Steigerung 1%

Quelle: E-Control

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

ANTEIL STROM AUS ERNEUERBAREN AM ENDVERBRAUCH in GWh

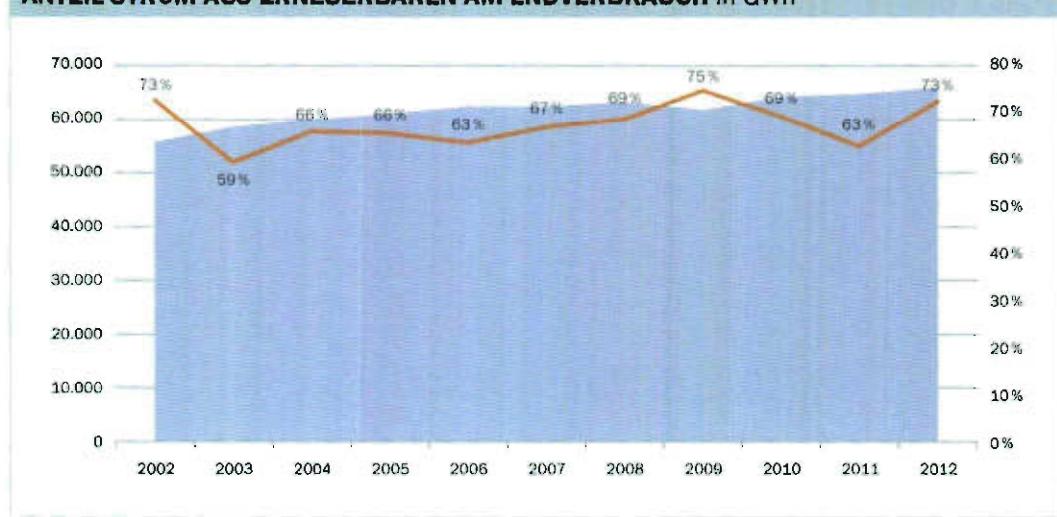


Abbildung 5
Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch

Quelle: E-Control

Wenn die vorgesehenen Ziele des ÖSG erreicht werden und sich die Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen bis zum Jahr 2015 mit einer Steigerungsrate von 1% entwickelt, so würde der Anteil der geförderten Erneuerbaren 17,7% betragen, womit das 15%-Ziel übererfüllt wäre (Tabelle 2).

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch² 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 der Erneuerbaren am Verbrauch lag bei 70%.

Bis zum Jahr 2012 stieg die verbrauchte Menge um 52% an. 2012 wurden 66 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 72,2 TWh Strom produziert. Der Anteil der Erneuerbaren lag im Jahr 2012 bei 73%.

Großhandelspreisentwicklung Strom

Wie das Vorjahr war 2013 geprägt von weitgehenden Niedrigpreisphasen ohne nennenswerte Preisausschläge, wobei im Sommer am Day-ahead-Markt der Grundlastpreisindex über einen längeren Zeitraum auf unter 30 EUR/MWh fiel. Im Vergleich zum Vorjahr ist dies noch einmal ein deutlicher Preisrückgang, wie in Abbildung 6 ersichtlich ist. Die vorrangige Einspeisung subventionierter erneuerbarer Energiequellen in Deutschland, welche außerhalb des Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage stattfindet, prägte in vielen Stunden die Merit Order, welche

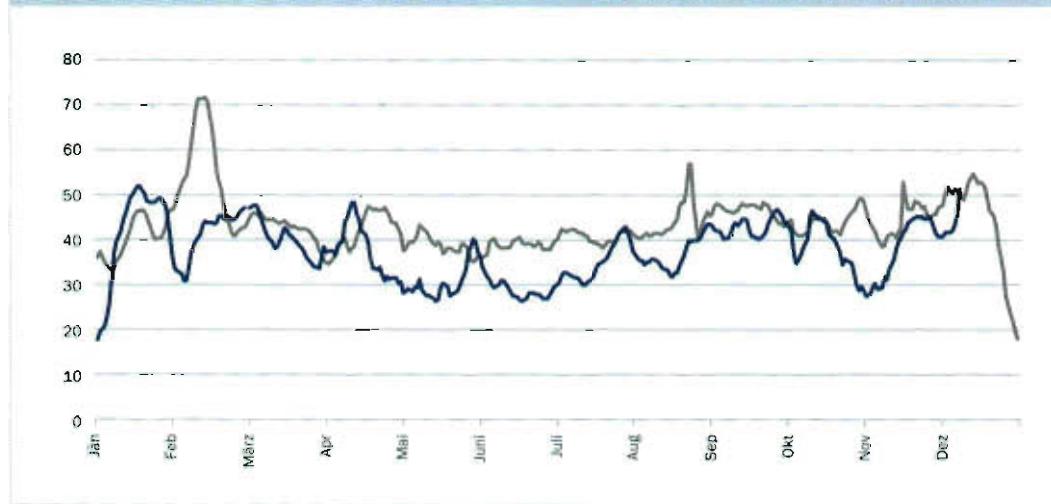
schlussendlich ausschlaggebend für die Preisbildung ist. Zudem führen günstige CO₂- und Kohlepreise weiterhin zu einer, im Vergleich zu Gas, verhältnismäßig günstigeren Stromerzeugung aus Kohle, sodass diese häufig als Grenzkraftwerke eingesetzt wurden.

Auch am Terminmarkt setzte sich der Preisverfall des Jahres 2012 fort. Lediglich mit Beginn der kälteren Jahreszeit wurden die Lieferjahre 2014 und 2015 wieder kurzfristig in Richtung 40 EUR/MWh gedrückt. Diese Aufwärtsbewegung im Herbst war aber nur von kurzer Dauer, so dass gegen Jahresende wieder Preise von an die 36 EUR/MWh erreicht wurden. Im Vergleich dazu gab es zu Jahresbeginn 2012 noch Preise um die 52 EUR/MWh. Dabei konnte auch ab Frühjahr 2013 die sogenannte „Backwardation“ beobachtet werden, nämlich die günstigere Bewertung des weiter in der Zukunft liegenden Kontrakts, in diesem Fall war somit das Lieferjahr 2015 günstiger als das Lieferjahr 2014. Dies liegt vor allem an den vom Markt erwarteten vorteilhaften Bedingungen im Kraftwerkspark – und der erwarteten guten Verfügbarkeit von Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten wie Kernkraft, Wind, PV, Kohle und der andauernden mangelnden Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken im derzeitigen Preisklima. Darüber hinaus lässt die weiterhin schwierige wirtschaftliche Situation in Europa kaum einen dramatischen Nachfrageanstieg von Industrieseite erwarten. Mittelfristig wird erwartet, dass sich die Situation durch den Kernkraftausstieg in Deutschland und die Abschaltung von älteren thermischen Kraftwerken entsprechend ändern könnte.

² Die Daten zum Stromverbrauch beziehen sich auf die Statistiken der Energie-Control Austria. Der Stromverbrauch setzt sich zusammen aus Bruttostromerzeugung, physikalische Importe – physikalische Exporte. Der Anteil Pumpstrom ist inkludiert.

Ein Blick auf die historische Entwicklung der Jahreskontrakte in der Year-ahead-Betrachtung zeigt, dass nominell heuer wieder das Preisniveau von 2005 erreicht wurde.

PREISENTWICKLUNG DES EXAA BASE INDEX, 7 Tage gleitender Durchschnitt in EUR/MWh

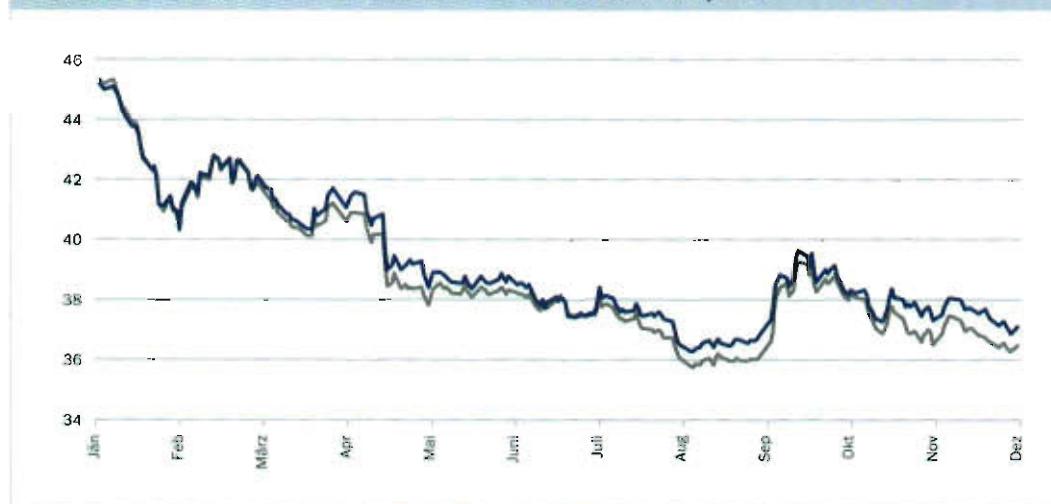


Quelle: EXAA, Berechnungen E-Control

2012
2013

Abbildung 6
Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt

PREISENTWICKLUNG AM EEX-TERMINMARKT 2013 in EUR/MWh



Lieferjahr 2014
Lieferjahr 2015

Abbildung 7
Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base-Kontrakt für die Lieferjahre 2014 bzw. 2015

Quelle: EEX



Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

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

Haushaltskunden

Die Entwicklung des Strompreises von Haushaltskunden wird anhand des Strom-VPI in Abbildung 9 dargestellt. Berücksichtigt werden dabei die Gesamtkosten, d.h. Energie-

preis, 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 Wettbewerbes gesunken. Der davor deutlich erkennbare Anstieg im Juni 2000 ist auf die Verdoppelung der Energieabgabe zurückzuführen. 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. Reduktionen des Gesamtpreises infolge von Netz-

ENTWICKLUNG DES STROM-VERBRAUCHERPREISINDEX

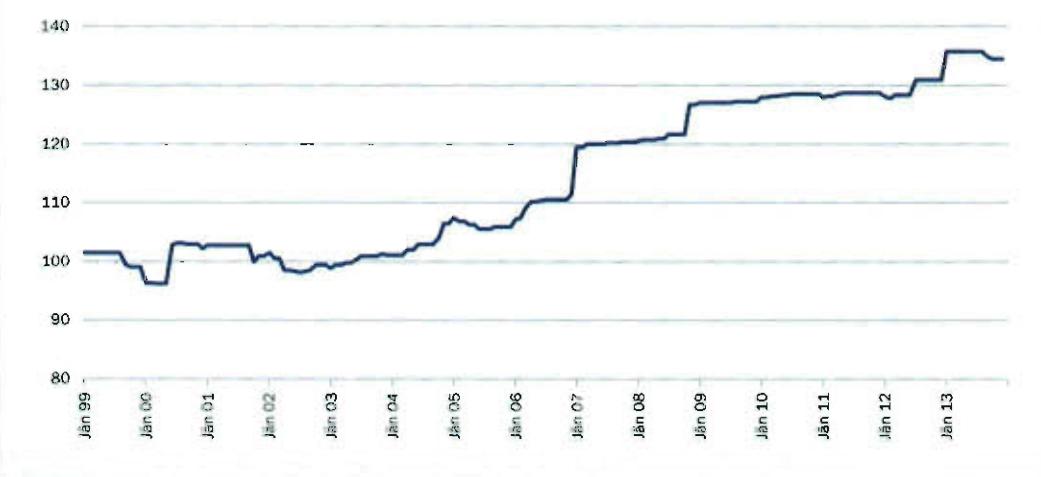


Abbildung 9
Entwicklung des Strom-VPI
(Index Oktober 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

tarifsenkungen wurden meist schnell durch Energiepreiserhöhungen einiger Lieferanten neutralisiert. Der VPI Strom stieg im Jänner 2013 stark an und erreichte mit 135,7 Indexpunkten den höchsten Stand seit 1999.

Der starke Anstieg um fünf Indexpunkte mit Jänner 2013 ist erstens durch eine Erhöhung der Netztarife und zweitens eine Erhöhung der Ökostromkosten zu erklären. Die Veränderung bei den Netztarifen betrug Anfang

2013 zwischen minus 2,83% in Linz und plus 7,6% in Wien, was eine durchschnittliche Veränderung von plus 1,92% bedeutet. Die Ökostromkosten eines Musterhaushaltes stiegen im Jahresvergleich um 64% von 33 Euro/Jahr auf 54 Euro/Jahr exkl. USt.

Eine detaillierte Darstellung der Energiepreisänderungen im Jahr 2013 ist Tabelle 3 zu entnehmen.

PREISÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN 2013

Lieferant	Datum der Preisänderung	Energiepreis
Stadtwerke Kapfenberg	01.01.2013	4,03 %
Verbund	01.09.2013	-13,00 %
Wien Energie	01.10.2013	-3,44 %
EVN	01.10.2013	-3,41 %
Energie Burgenland	01.10.2013	-3,79 %

Quelle: E-Control

Tabelle 3
Preisänderungen der Stromlieferanten 2013

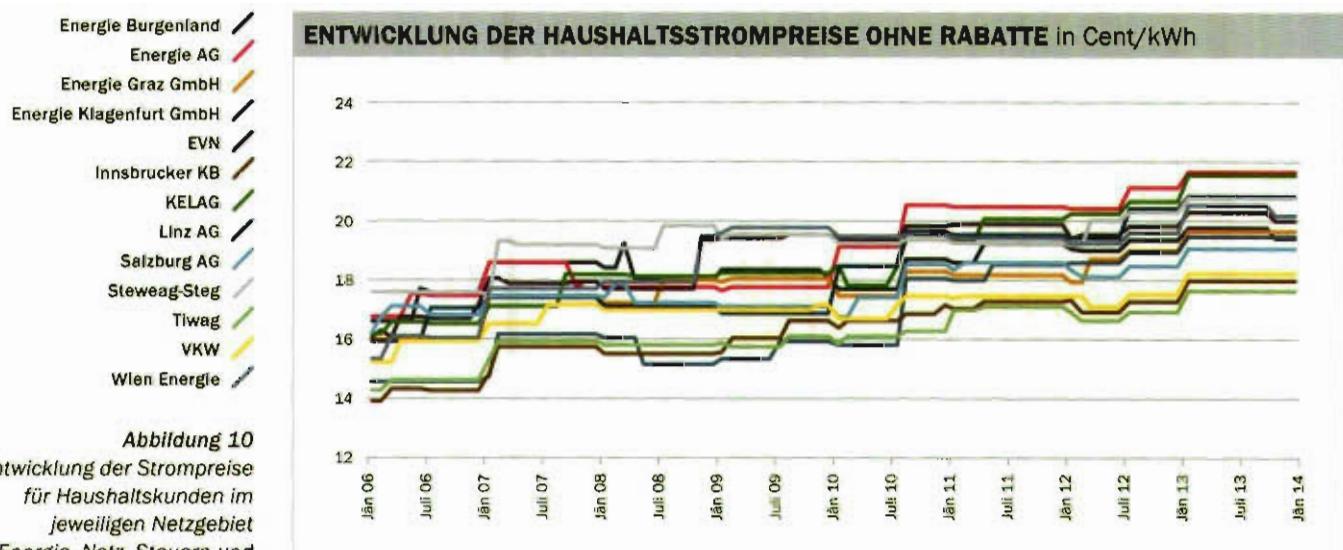


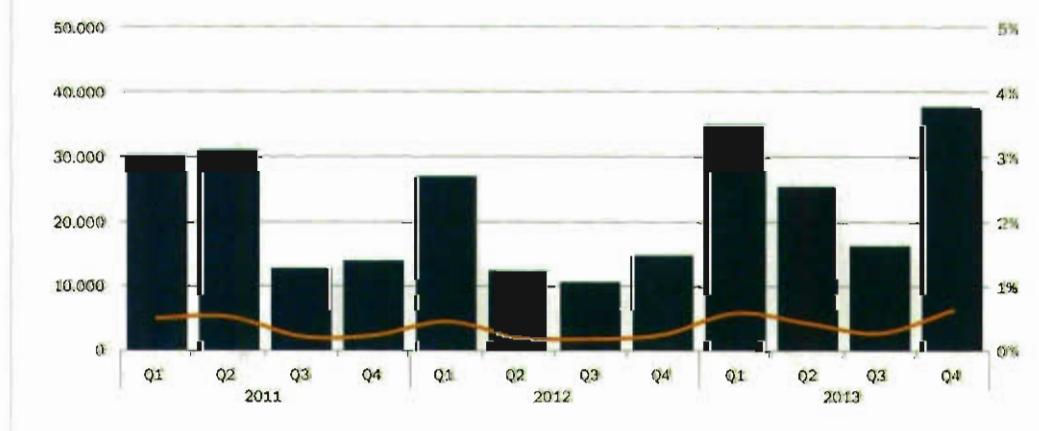
Abbildung 10
Entwicklung der Strompreise
für Haushaltskunden im
jeweiligen Netzgebiet
(Energie, Netz, Steuern und
Abgaben), ohne Rabatte,
Standardprodukt des lokalen
Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

LIBERALISIERUNGSEFFEKTE IM ÖSTERREICHISCHEN ELEKTRIZITÄTSMARKT VERSORGERWECHSEL UND WECHSELRÄTEN

Gewechselte Zählpunkte ■
Wechselrate └

Abbildung 11
Liberalisierungseffekte
im österreichischen
Elektrizitätsmarkt –
Versorgerwechsel und
Wechselraten



Quelle: E-Control

Die Gesamtkosten unterscheiden sich stark nach Netzgebieten und werden in Abb. 10 dargestellt. Die Preisunterschiede zwischen dem günstigsten und dem teuersten österreichischen angestammten Lieferanten betragen in den letzten Jahren stets zwischen 20 und 30%. Dies ist mit den unterschiedlichen Verkaufsstrategien der einzelnen Unternehmen, Vertriebskosten sowie Beschaffungsstrategien zu begründen.

Weiters variieren die Netzkosten nach Netzgebieten, und Kunden in den städtischen Gebieten zahlen häufig noch eine Gebrauchsabgabe (z.B. in Wien), sodass diese Kostenkomponenten nicht österreichweit gleich groß sind.

Entwicklung der Wechselzahlen

Insgesamt haben 2013 mehr als 114.000 Stromkunden ihren bisherigen Versorger gewechselt, was einer Wechselrate von etwa 1,9% entspricht. Damit haben 2013 deutlich mehr Kunden von ihrer Wahlmöglichkeit Gebrauch gemacht. 2012 haben demgegenüber 1,1% oder 64.684 Stromkunden ihren Lieferanten gewechselt. Von den rund 114.000 Wechsler waren circa 78.000 Haushalts- und knapp 32.700 sonstige Kleinkunden sowie knapp 3.500 lastganggemessene Kunden, während 2012 40.540 Kunden im Haushaltbereich, 21.714 sonstige Kleinkunden und 2.430 lastganggemessene Kunden ihren jeweiligen Versorger gewechselt haben. Das bedeutet, dass die Wechselrate bei allen Kundengruppen gestiegen ist.

GAS

Verbrauchsentwicklung

Auch im Berichtsjahr 2013 ging, wie in den beiden Vorjahren, der inländische Erdgasverbrauch zurück, wobei der Rückgang von 4,7% etwa gleich hoch wie im Vorjahr ausfiel. Wesentlicher Einflussfaktor waren die Gaskraftwerke, deren Einsatz um knapp ein Drittel geringer war als 2012. Bei den Haushalten wird demgegenüber ein leichter Zuwachs oder zumindest eine Stagnation des Verbrauchs erwartet.

Größter Einflussfaktor auf den Erdgasverbrauch ist die Temperatur, die aufgrund des direkten und indirekten Einsatzes von Erdgas für Heizzwecke – in individuellen Heizungen vor allem im Haushaltbereich bzw. über Fernwärmeauskopplung in KWK-Anlagen – die Verbrauchsentwicklung maßgeblich beeinflusst. Darüber hinaus spielen auch wirtschaftliche Faktoren, insbesondere die Konkurrenz anderer Primärenergieträger, eine wesentliche Rolle auf den Einsatz und somit den Verbrauch von Erdgas.

Im Kalenderjahr 2013 war die monatliche Verbrauchsentwicklung sehr unterschiedlich. Im ersten Quartal war beispielsweise insgesamt ein Rückgang um 2,6% gegeben, wobei im Jänner und März Zuwächse um 3,9% bzw. sogar 18,3% verzeichnet wurden, die allerdings durch einen Rückgang im Februar um 21,5% mehr als wettgemacht wurden. Das zweite Quartal verzeichnete einen moderaten

// Einleitung

/ Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2013

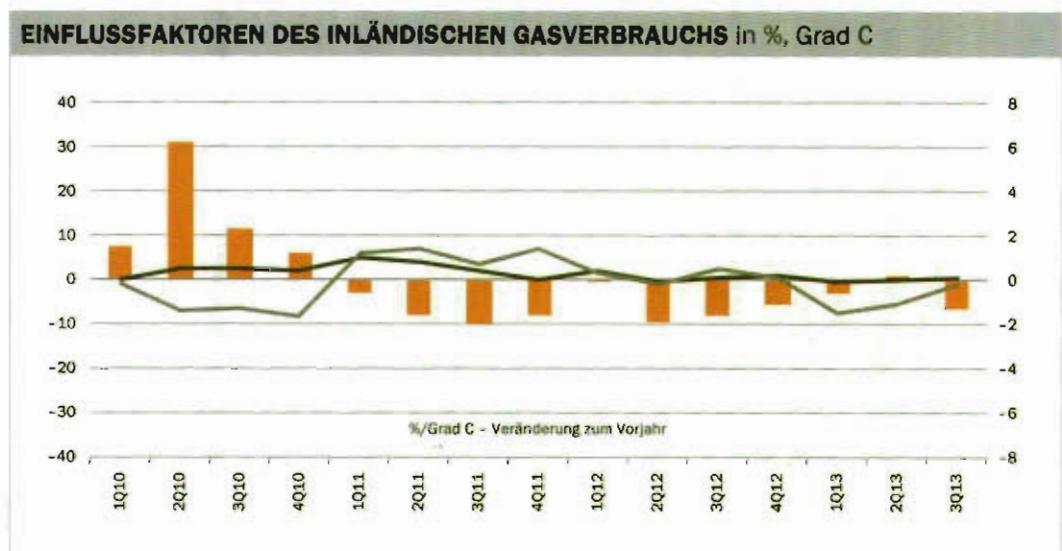


Abbildung 12
Einflussfaktoren des Inlandsgasverbrauchs

Quelle: E-Control, OeNB, ZAMG, WIFO

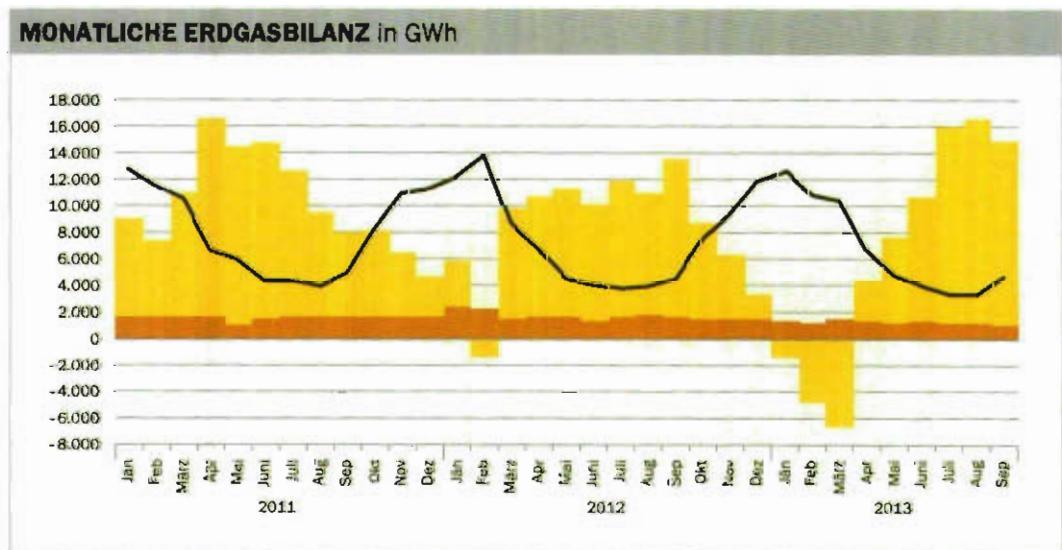


Abbildung 13
Monatliche Erdgasbilanz

Quelle: E-Control

Zuwachs von 0,9%, mit Rückgängen im April und Juni und einem Zuwachs im Mai. Die Inlandsabgabe im dritten Quartal ging um 6,6% zurück, wobei im September ein Zuwachs von 3,4% zu verzeichnen war. Im vierten Quartal war ein Verbrauchsrückgang um 8,6% gegeben, wobei alle drei Monate einen geringeren Verbrauch als im Vorjahr verzeichneten.

Änderungen bei der Speicherbewirtschaftung waren 2013 der wesentliche Einflussfaktor bei der Erdgasbilanz: Da die Speicherbefüllung vergleichsweise spät, erst ab dem dritten Quartal stark einsetzte, ergab sich ein Zuwachs von 13,5% bei der Einpressung, dem im ersten Halbjahr beinahe eine Verdoppelung der Entnahme gegenüberstand, während sie im zwei-

ten Halbjahr um knapp ein Viertel zurückging. Dementsprechend wurde 2013 im Saldo um knapp 8 TWh mehr Erdgas aus den Speichern entnommen als eingespeichert, während im Vorjahr etwa dieselbe Menge netto eingepresst wurde. Auch die Nettoimporte gingen zurück, wobei in den ersten drei Monaten jeweils mehr exportiert als importiert wurde, was auf saisonale Verlagerungen in die Speicher zurückzuführen ist. Die inländische Produktion ging um mehr als ein Viertel zurück.

Aufgrund der geänderten Entwicklung bei der Speicherbewirtschaftung waren mit Ende September knapp 5 Mrd. Nm³ oder 55 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 66% gegenüber 75% im Vorjahr entspricht.

INHALT DER GAS SPEICHER ZUM MONATSLETZTEN in MWh

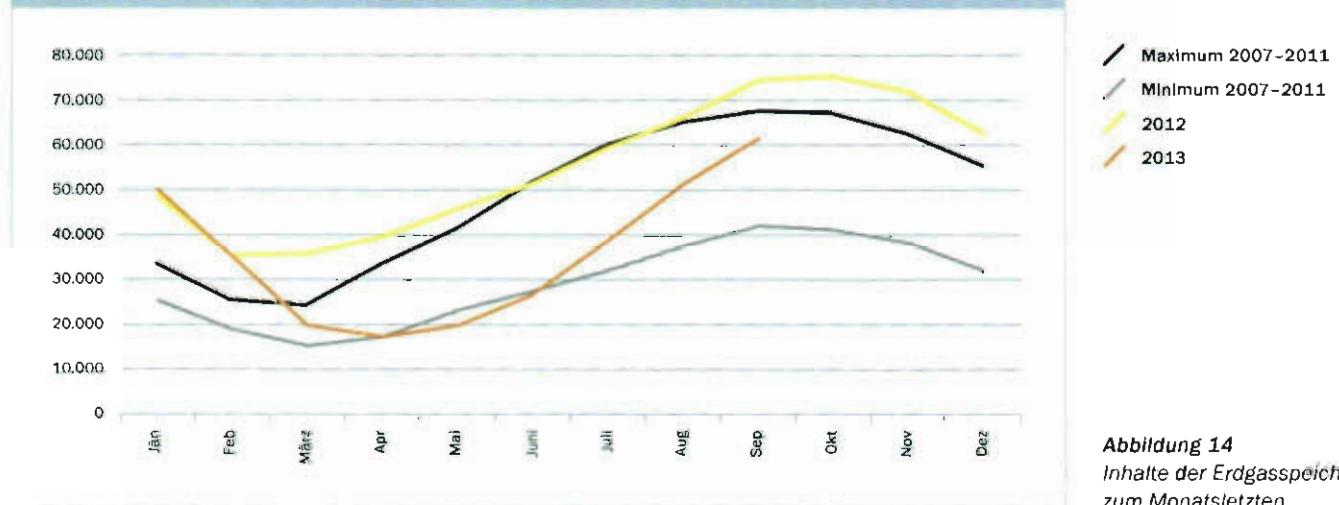


Abbildung 14
Inhalte der Erdgasspeicher
zum Monatsletzten

Quelle: E-Control

Großhandelspreisentwicklung Gas

Im Spotmarkt war die Gaspreisentwicklung generell von relativer Stabilität geprägt, mit geringfügigen Preisausschlägen; am CEGH pendelte der Day-ahead-Preis um die 27-Euro-Marke. Im Vergleich dazu lag der Importpreis, welcher durch langfristige Verträge geprägt ist, bei guten 29 EUR/MWh. Ende März war hingegen gekennzeichnet von einem dramatischen Anstieg der Preise im kurzfristigen Handel. Die Ursache war eine Verkettung von Umständen, die an allen Hubs für einige Tage zu Preisen an die bzw. über 40 EUR/MWh geführt haben. Ausgehend von Großbritannien, wo durch einen Ausfall des Interkonnektors zum Festland und niedrigen Speicherständen am 22. März 2013 ein Rekordpreis von

42 EUR/MWh erzielt wurde, setzte sich der Preisanstieg in den folgenden Tagen auch in Kontinentaleuropa durch. Verschärft wurde die Situation durch die für diese Jahreszeit extrem kalten Temperaturen und die bereits niedrigen Speicherfüllstände, vor allem in Großbritannien und Frankreich, was wiederum zur vermehrten Nachfrage nach Speichergas aus Deutschland führte und auch dort die Preise kräftig antrieb. Zudem gab es in dem Zeitraum ebenfalls vergleichsweise wenig LNG (verflüssigtes Erdgas), welches nach Europa geliefert wurde. Nach Wiederherstellung aller Leitungsverbindungen und mit dem Ansteigen der Temperaturen beruhigte sich der Markt jedoch wieder innerhalb einiger Tage.

GASPREISVERGLEICH EUROPA/USA in EUR/MWh

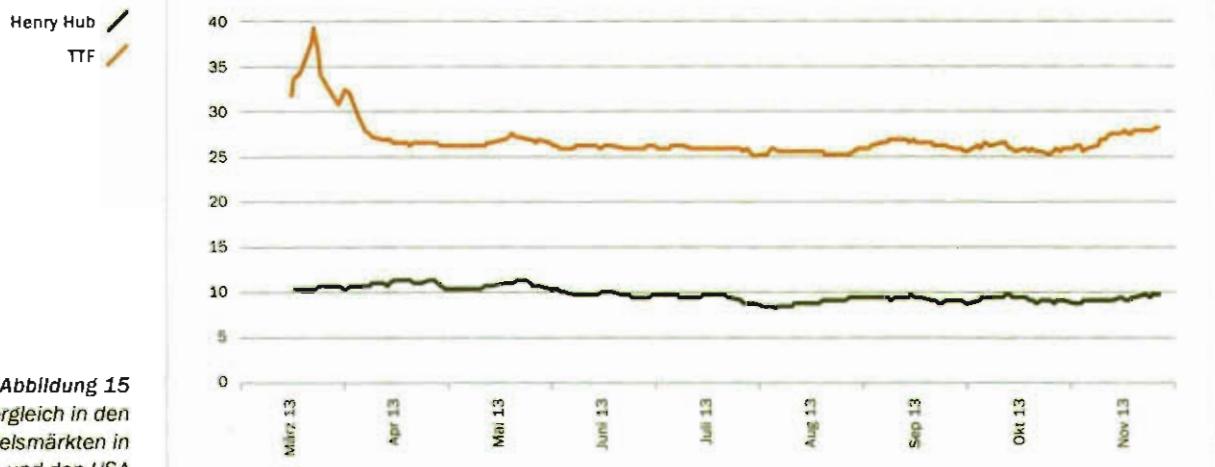


Abbildung 15

Gaspreisvergleich in den Großhandelsmärkten in Europa und den USA

Quelle: GoBoerse, OeNB, Heren, Berechnungen E-Control

Lohnend gestaltet sich auch der Blick über die europäischen Grenzen hinaus, vor allem ein Vergleich zwischen den USA und Europa. Bis vor einigen Jahren ging der Großteil der Energiemodelle und Prognosen davon aus, dass die USA ein Energie-Nettoimporteur bleiben würde. Diese Annahme hat sich durch moderne Fördertechniken und technologischen Fortschritt umgekehrt, in den nächsten 2 bis 3 Jahren könnte die USA in nennenswertem Umfang Öl und LNG (verflüssigtes Erdgas) exportieren. Diese oft zitierte Schiefergasrevolution beschränkt sich eben aber nicht nur auf die Förderung von Gas aus Schiefergesteinsschichten mittels „Fracking“, sondern betrifft auch die vermehrte Förderung von anderen unkonventionellen Gas- und

Ölvorkommen wie zum Beispiel „tight oil“. Da weder Öl noch Gas unbeschränkt über weite Distanzen zu transportieren sind, gibt es in beiden Fällen keinen globalen Markt, sondern regionale Preisunterschiede. Besonders dramatisch fällt dieser im Moment im Gasbereich aus. Während man am zentralen Handelsplatz in den USA, dem Henry Hub, lediglich rund 10 EUR/MWh für Gas bezahlt, werden am niederländischen Hub TTF – dem liquidiesten Gashub Kontinentaleuropas – derzeit rund 27 EUR/MWh fällig. Abbildung 15 zeigt dabei auch die Preisentwicklung bei den Ölsorten Brent (Europa) und WTI (USA).

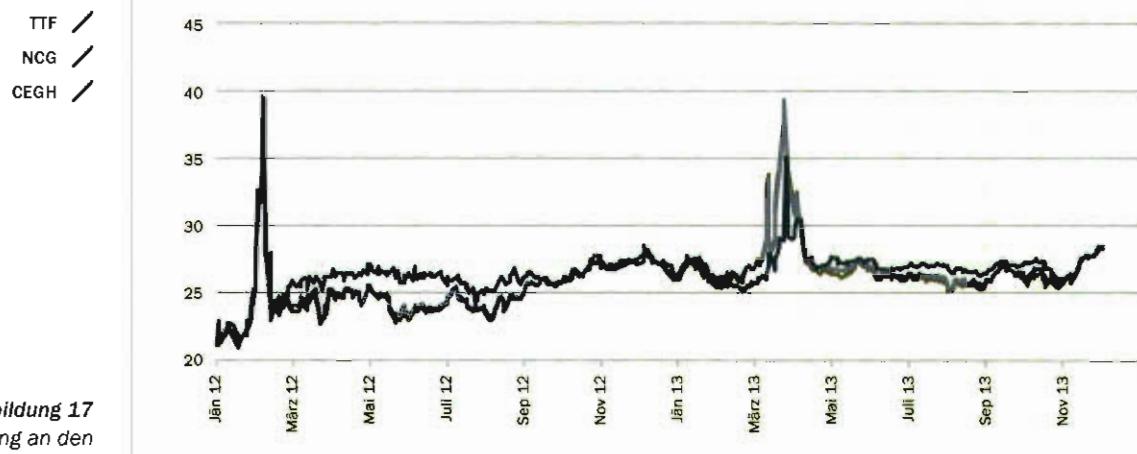


Abbildung 16
Ölpreisvergleich in den Großhandelsmärkten in Europa und den USA

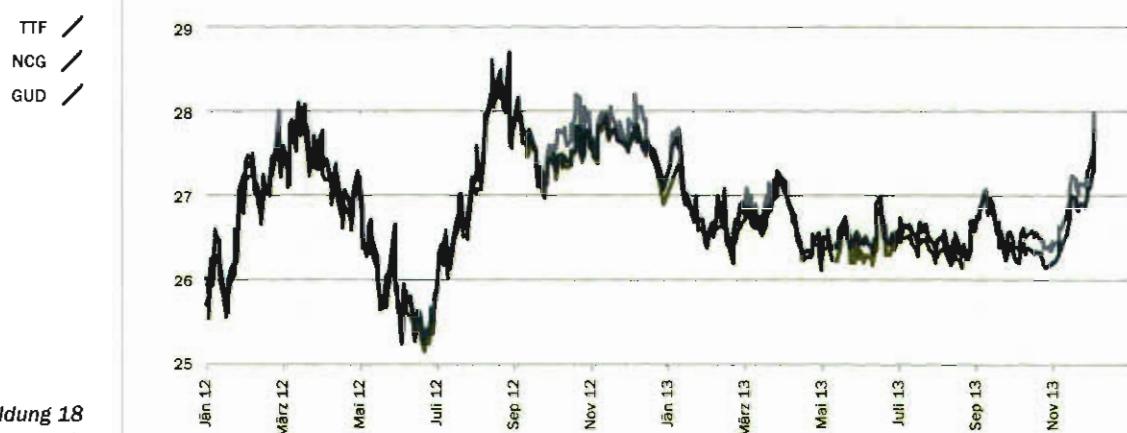
Quelle: GoBoerse, OeNB, Heren, Berechnungen E-Control

// Einleitung

/ Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2013

PREISENTWICKLUNG EUROPÄISCHER GASHUBS AM DAY-AHEAD-MARKT in EUR/MWh

Quelle: CEGHEX, Heren

PREISENTWICKLUNG AM GASTERMINMARKT in EUR/MWh

Quelle: EEX, ICE

Auch im Gasterminmarkt waren eindeutige Impulse nicht auszumachen. Bei den Jahreskontrakten für das Lieferjahr 2014 konnte sich am niederländischen TTF und den deutschen Gashubs NCG und Gaspool die 27 Euro über weite Strecken des letzten Jahres nicht dauerhaft behaupten. Lediglich gegen Ende des Jahres gab es, auch bedingt durch die näher rückende Fälligkeit des Kontrakts, Bewegung in Richtung 28 EUR/MWh.

Preisentwicklung auf dem Endkundenmarkt Haushaltkunden

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 nahe oder unter 100 Indexpunkten, danach stieg er signifikant und erreichte im Zuge der Gaskrise im Januar 2009 152,9 Punkte. Danach kam es zu einer deutlichen Reduktion des Gaspreises. Im Februar 2013 erreichte der VPI Gas mit 155,5 Punkten den Höhepunkt von Februar/März 2012, um erst im Oktober auf 153,7 Indexpunkte zu sinken.

Seit Anfang 2013 haben vier Lieferanten die Energiepreise zwischen 7% und 15% erhöht. Sechs Lieferanten senkten die Preise im Ausmaß zwischen 3% und 11%. Alle anderen Lieferanten hielten die Energiepreise konstant, die Preisdifferenzierung blieb aber durch Ra-

ENTWICKLUNG DES GAS-VERBRAUCHERPREISINDEX



Abbildung 19
Entwicklung des Gas-VPI
(Index Oktober 2002 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

battaktionen aufrecht. Die Entwicklung der Gesamtkosten nach Netzgebieten bei den jeweiligen angestammten Lieferanten wird in Abbildung 20 dargestellt. Die Abbildung zeigt,

dass die Differenz zwischen den günstigsten und teuersten Lieferanten im Laufe der Jahre gewachsen ist und im Dezember 2013 bei ca. 30% lag.

PREISÄNDERUNGEN DER GASLIEFERANTEN 2013

Lieferant	Datum der Preisänderung	Energiepreis
Salzburg AG	01.01.2013	8,29 %
Stadtwerke Kapfenberg	01.01.2013	-10,9 %
Tigas	01.01.2013	7,26 %
Energie Ried	01.01.2013	9,68 %
goldgas - Bestandskunden	01.07.2013	15,27 %
Wien Energie	01.10.2013	-3,42 %
EVN	01.10.2013	-3,51 %
Energie Burgenland	01.10.2013	-3,70 %
Stadtwerke Bregenz	01.10.2013	-5,44 %
VKW	01.10.2013	-5,44 %

Tabelle 4
Preisänderungen der Gaslieferanten 2013

Quelle: E-Control

Energie Burgenland (BEGAS)

Energie Graz

Energie Klagenfurt

EVN

KELAG

Linz Gas

ÖÖ. Gas-Wärme

Salzburg AG

Steirische Gas Wärme

TIGAS Erdgas

VKW (VEG)

Wien Energie

ENTWICKLUNG DER HAUSHALTSGASPREISE OHNE RABATTE in Cent/kWh

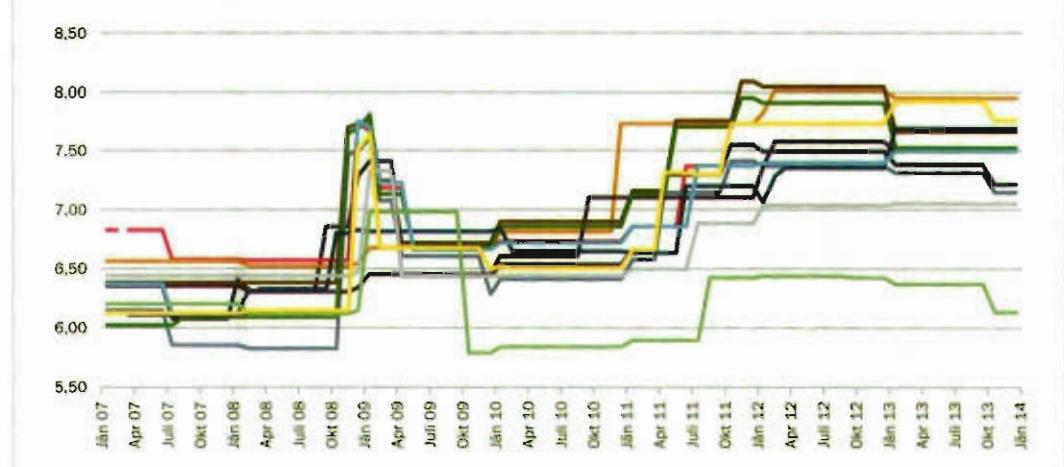


Abbildung 20

Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern & Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

LIBERALISIERUNGSEFFEKTE IM ÖSTERREICHISCHEN ERDGASMARKT VERSORGERWECHSEL UND WECHSELRATEN

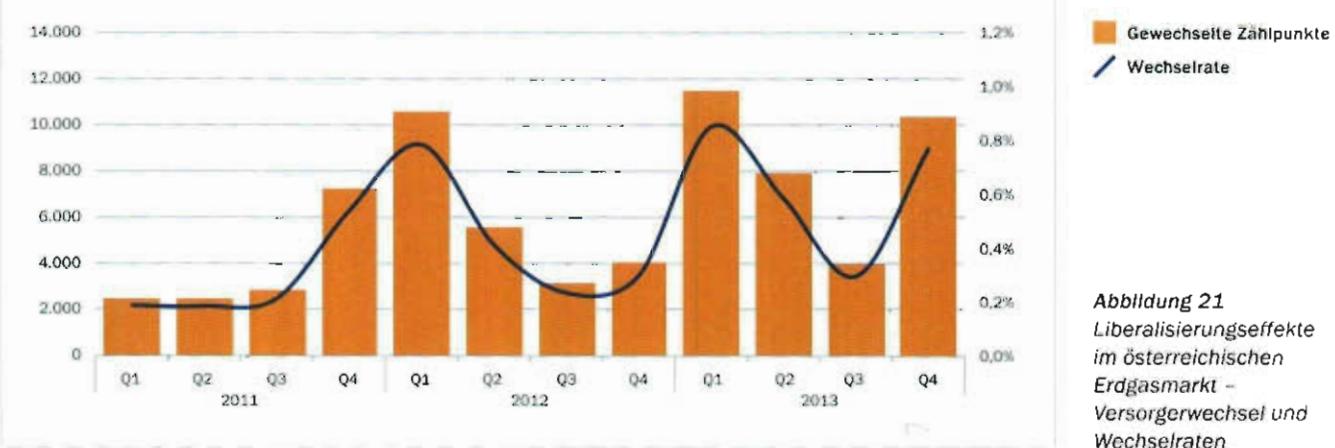


Abbildung 21
Liberalisierungseffekte
im österreichischen
Erdgasmarkt –
Versorgerwechsel und
Wechselraten

Quelle: E-Control

Entwicklung der Wechselzahlen

2013 wechselten mehr als 33.800 Erdgaskunden ihren jeweiligen Versorger, was einer Wechselrate von 2,5% entspricht. Dies ist die höchste Wechselrate seit Beginn der Liberalisierung. Genau wie im Elektrizitätsmarkt war auch im Erdgasbereich ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr festzustellen. Allein in den ersten drei Quartalen 2013 waren gleich viele Versorgerwechsel zu verzeichnen wie im gesamten

Jahr 2012. Im vierten Quartal wechselten dann nochmals über 10.000 Kunden. Die Wechselbereitschaft hat sich sowohl bei den Haushalts- als auch bei den sonstigen Kleinkunden deutlich erhöht, lediglich bei den lastganggemessenen Kunden war sie im Jahresvergleich leicht rückläufig. Bei den Haushaltskunden wechselten 2013 insgesamt 2,4% ihren Versorger, bei den sonstigen Kleinkunden 3,4% und bei den lastganggemessenen Kunden 5,6%.

Entwicklung des rechtlichen Rahmens im Jahr 2013

NOVELLIERUNG ELWOG, GWG UND E-CONTROL-GESETZ

Im § 79a ElWOG 2010 wurde die verpflichtende Stromkennzeichnung eingefügt, wodurch Lieferanten verpflichtet werden, die gesamte an Endverbraucher gelieferte Strommenge

mit Nachweisen zu belegen (für Nicht-Haushaltskunden hat dies erst ab 1. Jänner 2015 zu erfolgen). Damit soll die Transparenz der Stromkennzeichnung erhöht werden, weil die Herkunft jeder MWh belegt ist. Gleichzeitig wurde die Voraussetzung dafür geschaffen,

dass Strom der durch Pumpspeicherkraftwerke erzeugt wird, in das Nachweissystem integriert wird.

Die Novellen des EIWOG 2010, des GWG 2011 und des E-ControlG wurden auch dazu genutzt, die umsetzungsbedürftigen Inhalte der Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) in nationalem Recht festzuschreiben.

So haben die Mitgliedstaaten festzulegen, welche Sanktionen bei einem Verstoß gegen REMIT zu verhängen sind. Sie müssen wirksam, abschreckend und verhältnismäßig sein und sollten mit den im Rahmen der Durchführung der Marktmisbrauchsrichtlinie (RL 2003/6/EG) verabschiedeten Sanktionen im Einklang stehen. Grundsätzlich unterscheiden EIWOG 2010 und GWG 2011 darin zwischen Insider-Handel durch Primärinsider, der als gerichtlicher Straftatbestand ausgestaltet ist, und allen anderen Verstößen gegen REMIT inkl. Marktmanipulation, die in das Verwaltungsstrafrecht fallen.

Zusätzlich wurden der E-Control in §§ 25a und 25b E-ControlG die notwendigen Kompetenzen eingeräumt, um ihre Überwachungs- und Aufsichtsfunktion unter REMIT ausführen zu können.

EIWOG-Novelle 2013 – Neuerungen im Bereich Smart Metering

Durch die EIWOG-Novelle idF BGBI. I Nr. 174/2013 wurden im Bereich der Regelungen für intelligente Messgeräte insbesondere Konkretisierungen und Verbesserungen im Konsumenten- bzw. Datenschutzbereich geschaffen.

Die früheren §§ 83 und 84 EIWOG 2010, die zuvor die Regelungen um intelligente Messgeräte beinhalteten, sind nunmehr auf fünf verschiedene Normen aufgeteilt:

§ 81a – Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte

Diese Regelung entspricht inhaltlich der bisherigen von § 84 Abs. 2 EIWOG 2010, nur wurde durch Abs. 2 eine zusätzliche Regelung aufgenommen, wonach bei gesonderter Rechnungslegung auch Netzbetreiber eine Stromkosteninformation über ihre Kosten gem. SNE-VO idF zu übermitteln haben.

Zusätzlich wurde die Möglichkeit für den Endverbraucher geschaffen, die Informationen auch ablehnen zu können, was in der alten Regelung noch nicht explizit vorhanden war.

§ 81b – Verbrauchs- und Stromkosteninformation ohne Messung durch intelligente Messgeräte

Mit dieser Neuformulierung durch § 84 Abs. 3 EIWOG 2010 wurden die Informationsverpflichtungen für Kunden ohne intelligente Messgeräte jenen mit intelligenten Messgeräten stark angenähert, womit im Unterschied zur früheren Regelung auch der Lieferant als Informationsverpflichteter einbezogen wurde.

§ 83 – Intelligente Messgeräte

Zusätzlich zur IME-VO wurde auch nunmehr in den Gesetzestext die Verpflichtung der Netzbetreiber aufgenommen, über die Einführung von intelligenten Messgeräten und die damit verbundenen Rahmenbedingungen Bericht zu erstatten und die Endverbraucher zeitnah über den Einbau zu informieren. Zudem wur-

de von politischer Seite die Regelung aufgenommen, dass Netzbetreiber im Rahmen der durch die IME-VO bestimmten Vorgaben für die Installation intelligenter Messgeräte den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, zu berücksichtigen haben. Dies ist jedoch nicht als ein bedingungsloser Opt-out-Wunsch zu verstehen, sondern im Rahmen der rechtlichen Vorgaben des Roll-outs und im Rahmen der technischen Machbarkeit hat der Netzbetreiber über die technische und wirtschaftliche Möglichkeit hierüber zu entscheiden.

Weiters wurde eine gesetzliche Regelung aufgenommen, wie die Sichtanzeige am intelligenten Messgerät zu konfigurieren und gegebenenfalls freizuschalten ist, um die datenschutz- und eichrechtlichen Rahmenbedingungen gleichermaßen erfüllen zu können.

§ 84 – Messdaten von intelligenten Messgeräten

Durch die Neuerungen in § 84 gibt es nun sehr detaillierte, umfassende Regelungen, unter welchen (datenschutzrechtlichen) Voraussetzungen welche Werte (Tageswert, Viertelstundenwerte) ausgelesen werden dürfen. Jedenfalls ausgelesen und via Web-Portal dem Endverbraucher zur Verfügung gestellt werden muss ein täglicher Verbrauchswert; detaillierte Viertelstundenwerte sind abhängig von vertraglicher Vereinbarung bzw. Zustimmung.

Die Bereitstellung im Web-Portal ist nunmehr auch gesetzlich mit 36 Monaten begrenzt, zudem wurde klargestellt, dass die Bereitstellung im Falle der Auflösung des Vertragsverhältnisses mit dem Netzbetreiber endet. Der

Endverbraucher hat zudem die Möglichkeit, das Nutzerkonto im Web-Portal zu löschen bzw. löschen zu lassen.

Die Möglichkeit, mittels einer unidirektionalen Kommunikationsschnittstelle die im Gerät erfassten Messdaten auszulesen, ist durch die Novelle nun auch gesetzlich verankert.

§ 84a – Messdaten von intelligenten Messgeräten

In Bezug auf die Weiterleitung der Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten wurden hier auch gesetzlich detaillierte Regelungen geschaffen, insbesondere was die Verwendung von Viertelstundenwerten betrifft. Zudem wurden die Zwecke für die Verwendung dieser Daten genau gesetzlich festgelegt und taxativ in § 84a Abs. 1 EIWOG 2010 wiedergegeben.

ANPASSUNGEN NEUES MARKTMODELL GAS IM MARKTGEBIET OST – GWG UND MARKTMODELL-VO

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) sieht in Umsetzung des dritten EU-Energiebinnenmarktpakets wesentliche Neuerungen beim Netzzugang zu Fernleitungen vor. Das bisherige System von Kapazitätsbuchungen auf der Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden wurde 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 berechtigen zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz eines Marktgebiets und zum Transport der Gasmengen zum virtuellen Handelspunkt. Kapazitäten an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom

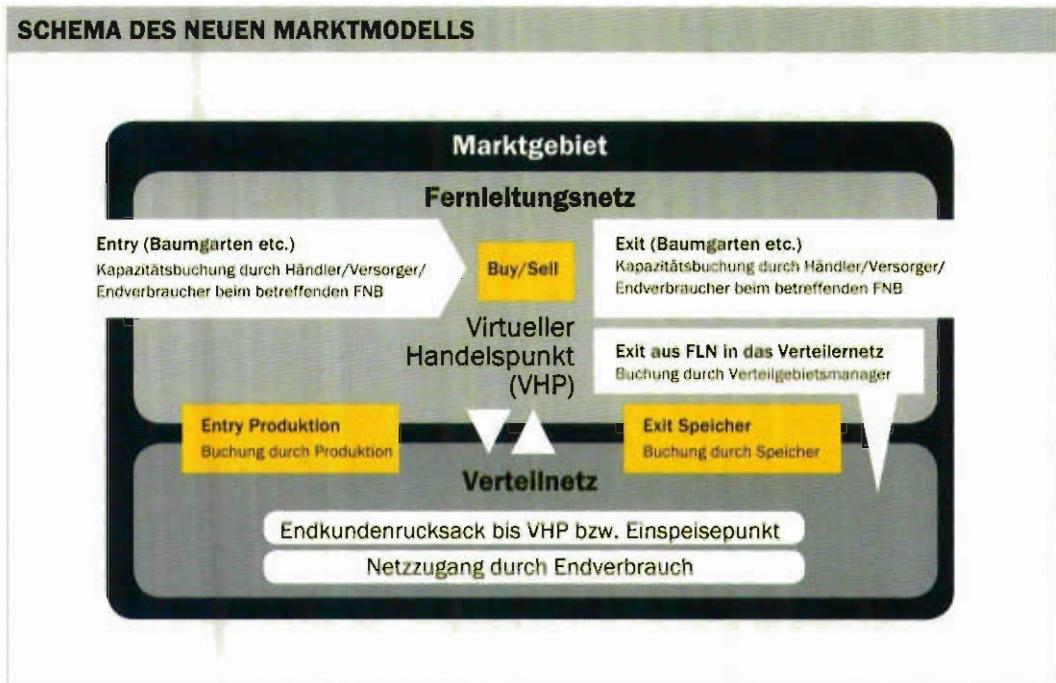


Abbildung 22
Schema des neuen
Marktmodells

Quelle: E-Control

Virtuellen Handelspunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung dieser Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz. Der Virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es den Marktteilnehmern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Aus dem GWG 2011 ergibt sich auch, dass jeder Netznutzer einer Bilanzgruppe angehören muss. Somit wird das bereits bewährte Bilanzgruppensystem aus dem Verteilergebiet nun auch auf die Fernleitungsebene angewandt und umfasst somit das gesamte Marktgebiet. Die Registrierung von Bilanzgruppenverantwortlichen und die Verwaltung der Bilanzgrup-

pen sowie die Ausgleichsenergiebewirtschaftung auf Marktgebietsebene zählt nunmehr zu den Tätigkeiten des von den Fernleitungsnetzbetreibern benannten Marktgebietsmanagers, der diese Registrierungsfunktion in Form eines „One-Stop-Shops“ wahrnimmt und als erste Anlaufstelle für alle neuen Marktteilnehmer fungiert. Die Abwicklung hinsichtlich der Ausgleichsenergiebewirtschaftung der im Verteilergebiet tätigen Bilanzgruppen ist auch im neuen Marktmodell eine Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators. Eine wesentliche Änderung ergab sich aber nicht nur beim Netzzugang zu Fernleitungen, sondern auch hinsichtlich der Bilanzierungssysteme. Sowohl auf Marktgebietsebene als auch auf Verteilergebietsebene wurde eine Tagesbilanzierung

in jeweils unterschiedlicher Ausprägung eingeführt. Bei der vom Marktgebietsmanager durchgeführten Marktgebietsbilanzierung werden einerseits Tagesabweichungen je Bilanzgruppe ausgeglichen und andererseits das Vermeiden von Stundenabweichungen durch den sogenannten Strukturierungsbeitrag beanreizt. Dies soll in Summe dazu führen, dass möglichst wenig Ausgleichsenergie auf Marktgebietsebene entsteht und die Bilanzgruppenverantwortlichen ihre Verantwortung zum Ausgleich ihrer zugehörigen Bilanzgruppen sorgfältig wahrnehmen.

Der Bilanzgruppenkoordinator wickelt auch im neuen Marktmodell die Ausgleichsenergiewirtschaftung im Verteilergebiet ab, wobei auch hier für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von unter 10.000 kWh/h, für die Gasflüsse an den Grenzkopplungspunkten im Verteilergebiet und für Biogaseinspeisungen eine Tagesbilanzierung zur Anwendung kommt. Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung über 50.000 kWh/h sind jedoch nach wie vor stundenbilanziert. Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung zwischen 10.000 kWh/h und 50.000 kWh/h können jährlich zwischen der Tages- und der Stundenbilanzierung optieren, wobei hierfür eine Online-Messung eingerichtet sein muss.

Mit der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) wurde somit ab dem 1. Jänner 2013 ein neues Gasmarktmodell in Österreich erfolgreich umgesetzt. Die ersten Erfahrungen zeigen, dass die Umstellung weitgehend klaglos funktioniert hat und alle Systemvoraussetzungen dank der Anstre-

gungen aller Marktteilnehmer rechtzeitig erfüllt wurden. Von den Marktteilnehmern wurde das neue Modell gut angenommen. Die Handelsaktivitäten am Virtuellen Handelspunkt haben sich, nachdem diese im Dezember 2012 vor der Umstellung zurückgegangen sind, wieder erholt und erreichen sogar neue Spitzenwerte. Auch die Einführung der Tagesbilanzierung, die die Belieferung von Endkunden für Versorger vereinfacht, hat sich bewährt.

Die bisherigen positiven Erfahrungen haben auch Anpassungsbedarf gezeigt. Mit der ersten Novelle der GMMO-VO 2012 im April 2013 wurden insbesondere hinsichtlich der Anwendung von Nominierungs- und Renominierungsregeln von Kapazitäten Klarstellungen vorgenommen. Des Weiteren wurden insbesondere die Bilanzierungsregeln des Bilanzgruppenkoordinators detaillierter beschrieben und hierzu geringfügig geänderte Festlegungen getroffen, die den Markt und die Netzkapazitäten reflektieren. Ergänzungen und Klarstellungen sind ebenfalls zu den besonderen Bilanzgruppen des Bilanzgruppenkoordinators des Marktgebietsmanagers und der Netzbetreiber enthalten. Mit der zweiten Novelle der GMMO-VO 2012 im Oktober 2013 wurden weiterführende Regelungen hinsichtlich der Informationsübermittlungspflichten der Marktteilnehmer, zur Ausgleichsenergiebepreisung und zu den Bilanzierungsregeln in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg festgelegt. Mit der dritten Novelle der GMMO-VO 2012 im Dezember 2013 wurden geänderte Bestimmungen hinsichtlich der Umlagefestlegung über eine Dauer von drei anstatt sechs Monaten durch die Bilanzgruppenkoordinatoren geregelt.

MARKTMODELL TIROL UND VORARLBERG

Hintergrund

Gemäß den rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich sind „Netze oder Teile von Netzen in einem Marktgebiet, welches ausschließlich aus einem angrenzenden Mitgliedstaat versorgt wird und für das es im betreffenden Marktgebiet keinen eigenständigen Ausgleichsenergiemarkt gibt, mit dem angrenzenden Netzbetreiber dieses Mitgliedstaates so operativ abzustimmen, dass eine Teil- oder Vollversorgung aus dem angrenzenden Marktgebiet des Mitgliedstaates möglich wird“. Darüber hinaus können „Netze oder Teile von Netzen, soweit dies der Erfüllung des europäischen Binnenmarkts dienlich ist, mit angrenzenden Netzbetreibern anderer Mitgliedstaaten ein Marktgebiet bilden“.

Unter diesen Gesichtspunkten wurde das Gas-Marktmodell „Crossborder Operating Strongly Integrated Market Area“ (COSIMA) zur engeren Verknüpfung der österreichischen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das Marktgebiet Net Connect Germany (NCG) entwickelt und in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 der E-Control Austria (GMMO-VO) verankert. Mit Wirksamkeit ab 1.10.2013 gilt das Gas-Marktmodell COSIMA für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.

Eigenschaften des Gas-Marktmodells COSIMA

Charakteristisch für COSIMA ist die – aus der Sicht der Lieferanten und Versorger – barrierefreie Anbindung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das Marktgebiet NCG. Dies wird durch eine Befreiung von Kapazitätsbuchun-

gen durch Lieferanten und Versorger erreicht: Die Buchung der erforderlichen Kapazitäten zur Versorgung von Endkunden in Tirol und Vorarlberg erfolgt gesamthaft durch den österreichischen Verteilergebietsmanager (VGM), ohne eine Zuordnung der gebuchten Kapazitäten zu einzelnen Bilanzkreisen in Deutschland bzw. Bilanzgruppen in Österreich vorzunehmen. Die Exit-Kapazität für Erdgas, das in Vorarlberg zur Belieferung von Liechtenstein und Graubünden durchgeleitet wird, ist weiterhin vom Lieferanten bzw. Versorger beim Netzbetreiber terranet bw zu buchen.

Darüber hinaus wurde an COSIMA die Anforderung gestellt, möglichst ohne Veränderungen in den bestehenden Regelwerken der einander benachbarten Marktgebiete auszukommen. Mit der Rolle des VGM für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg als „beauftragter Netzbetreiber/Übersetzer“ zwischen den Regelwerken aller beteiligten Marktgebiete konnte diese Anforderung weitgehend erfüllt werden.

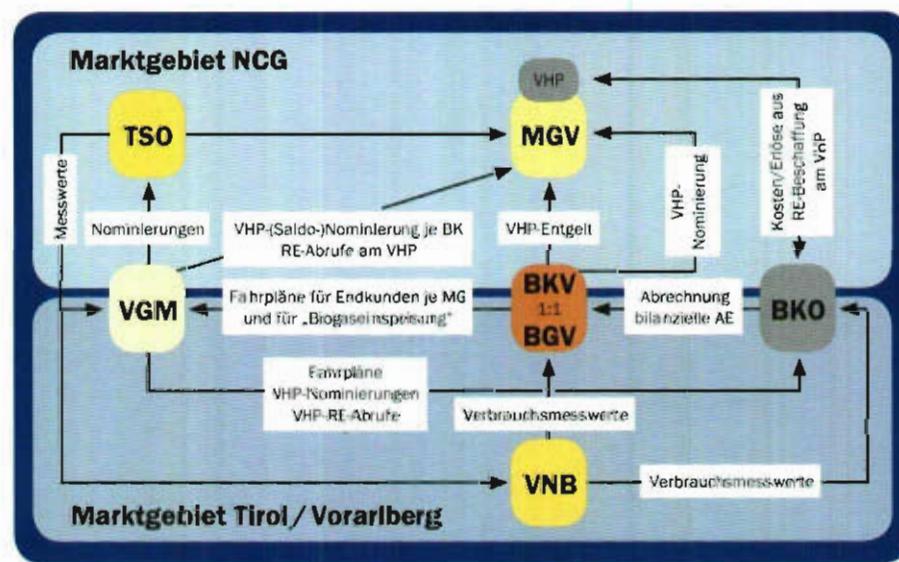
Aus der Sicht der Marktteilnehmer setzt COSIMA lediglich voraus, korrespondierende Bilanzkreise und Bilanzgruppen in den jeweiligen Marktgebieten einzurichten. Dies kann entweder durch Angabe bereits bestehender oder durch Gründung neuer Bilanzkreise/Bilanzgruppen erfolgen. Schließlich muss einer Bilanzgruppe in Tirol oder Vorarlberg gemäß österreichischem Marktmodell genau ein korrespondierender Bilanzkreis im Marktgebiet NCG zur Übergabe von Gasmengen zugeordnet sein.

Kommunikation aus Sicht der Transportkunden

Die Übergabe der für Tirol oder Vorarlberg bestimmten Erdgasmengen erfolgt per Nominierung am Virtuellen Handelpunkt im Marktgebiet NCG (VHP NCG). Der VGM übernimmt die Erdgasmengen am VHP NCG und organisiert den Transport in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Eine am VHP NCG übergebene Gasmenge gilt dabei nach dem Prinzip „alokiert wie nominiert“ unmittelbar als in Tirol oder Vorarlberg eingeliefert. Aus der Perspektive deutscher Bilanzkreise gibt es darüber hinaus keine weiteren Besonderheiten für Transporte in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg zu beachten.

Die Gasmengen, die am VHP NCG von den deutschen Bilanzkreisen übergeben werden, werden den korrespondierenden Bilanzgruppen in Österreich zugeordnet. Fahrplananmeldungen dieser Bilanzgruppen zur Endkundenversorgung (oder auch zur Ein-/Ausspeisung an anderen Stellen in den österreichischen Marktgebieten) werden saldiert und den am VHP NCG von den jeweils korrespondierenden Bilanzkreisen übergebenen Gasmengen gegenübergestellt. Auf diese Gasmengen finden gemäß den österreichischen Marktregeln die Mechanismen der Ausgleichsenergieabrechnung Anwendung. Die Ausgleichsenergieabrechnung erfolgt durch den Bilanzgruppenkoordinator.

KOMMUNIKATIONSWEGE IM MODELL COSIMA



AE = Ausgleichsenergie
 BKO = Bilanzgruppenkoordinator
 BGV = Bilanzgruppenverantwortlicher
 BKV = Bilanzkreisverantwortlicher
 MG = Marktgebiet
 MGV = Marktgebietsverantwortlicher
 TSO = Transmission System Operator
 VGM = Vertellerglebtsmanager
 VHP = Virtueller Handelpunkt
 VNB = Vertellernetzbetreiber

Abbildung 23
Kommunikationswege im Modell COSIMA am Beispiel reiner Endkundenversorgung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: E-Control

ÄNDERUNG TARIFIERUNG

Dritte Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetze

Mit 1. Jänner 2014 wurde die dritte Anreizregulierungsperiode für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber eingeleitet. Die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber werden auf Basis eines entsprechend weiterentwickelten Regulierungsmodells reguliert. Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik wurde im Rahmen von zwei Papieren öffentlich konsultiert und die entsprechenden Festlegungen des Vorstandes sind in einem mehr als 100 Seiten starken Regulierungsdokument zusammengefasst, welches auf der Homepage der E-Control zum Download bereitsteht.

Details zur dritten Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber

Die Regulierungsperiode beträgt nunmehr fünf (bisher jeweils zweimal vier) Jahre und alle geprüften Netzbetreiber (Abgabe von mehr als 50 GWh in 2008 sowie kleinere Oberösterreichische Netzbetreiber) haben individuelle Effizienzvorgaben auf Basis eines relativen Effizienzvergleichs zu erfüllen. Die Unternehmen haben die Hälfte der festgestellten Ineffizienz in diesem Zeitraum aufzuholen. Investitionen und Ausweitung der Unternehmensaufgaben werden während der Periode durch einen Investitions- und Betriebskostenfaktor zeitnah abgebildet. Die Verzinsung auf das eingesetzte Kapital wurde in Analogie ~~zu~~ den Gasverteilernetzen mit 6,42% (4,72% für Fremdkapital und 8,96% für Eigenkapitalgeber) auf Basis einer längerfristigen Betrachtung festgesetzt. Eine generelle Effizienzvorgabe von 1,25% p.a.

sowie die Berücksichtigung von Kostensteigerungen auf Basis einer Inflationsabschätzung runden das Modell ab. Eine wesentliche Weiterentwicklung besteht in der Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs, wodurch Nachteile aus der systembedingten verspäteten Kostenabgeltung ausgeglichen werden. Zum ersten Mal kommt zudem auch ein Regulierungskonto zur Anwendung, welches das Mengenrisiko für die Unternehmen beseitigt.

Das Anreizregulierungsmodell bedeutet für die Unternehmen mehrere wesentliche Vorteile:

- > Investitions- und Planungssicherheit, da die Rahmenbedingungen für die kommenden 5 Jahre fixiert sind,
- > geringerer administrativer Aufwand – die laufende Aktualisierung von Kosten ist weit weniger aufwendig als jährliche Detalkostenprüfungen,
- > Möglichkeit, zusätzliche Gewinne zu erzielen, wenn Unternehmen innerhalb der 5 Jahre zusätzliche – über den Effizienzpfad hinausgehende – Einsparungen erzielen, verbleiben diese innerhalb dieses Zeitraums ~~beim~~ Unternehmen (nach Ablauf einer Regulierungsperiode profitieren im Anschluss die Kunden vom effizienteren Kostenniveau).

Dass das implementierte System der Anreizregulierung ausreichende Investitionsanreize bereitstellt, spiegelt sich in der Investitionstätigkeit der Netzbetreiber wider. In den letzten Jahren sind die Investitionen (brutto wie netto) stetig angewachsen (siehe folgende Darstellungen).

Einige Unternehmen haben das System der Anreizregulierung korrekt erkannt und haben es in den ersten beiden Perioden entsprechend umgesetzt. Einerseits konnten die Unternehmen durch das Anreizsystem zusätzliche Gewinne lukrieren, und andererseits können die Kunden langfristig von

den erzielten Kostensenkungen profitieren – dies spiegelt sich auch in der Tarifentwicklung entsprechend wider. Aufgrund des langwierigen Prozesses zur Ausgestaltung des Regulierungssystems werden die Vorbereitungen für die Folgeperiode auch wieder zeitnah beginnen.

ENTWICKLUNG DER NETTOINVESTITIONEN IM STROMNETZ 2001–2012 in TEUR

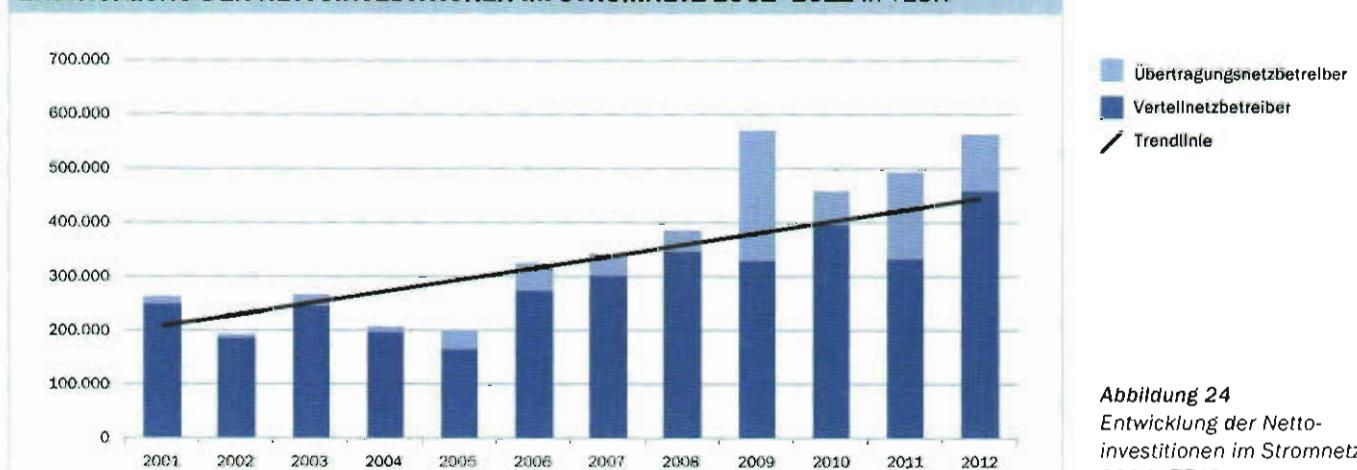


Abbildung 24
Entwicklung der Nettoinvestitionen im Stromnetz 2001–2012

Quelle: E-Control

QUALITÄTS-VO GAS UND STROM

Die Verordnungen über die Qualität der Netzdienstleistungen wurden beide, jene für den Strom- und jene für den Gasbereich, novelliert und dadurch auch enger aneinander angepasst. Unterschiede verbleiben, wo sich die beiden Energieträger unterscheiden, also gibt es z.B. keine Regelung über Spannungsqualität in der Gas QualitätsVO.

GAS MONITORING-VERORDNUNG (GMO-VO)

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

// Einleitung

/ Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2013

Monitoring), aber auch die Marktüberwachung (Market Monitoring).

Dabei muss die Regulierungsbehörde unter anderem den Grad und die Wirksamkeit der Marktoffnung 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 gewesen. Rechtliche Grundlage dafür ist eine neue Verordnung gem. § 131 (2), die am 1.3.2013 in Kraft getreten ist (Verordnung des Vorstands der E-Control über die nähere Regelung der Datenerhebung zur Wahrnehmung der in § 131 Abs. 1 GWG 2011 genannten Überwachungsaufgaben (Gas Monitoring-Verordnung – GMO-VO).

Die in dieser Verordnung angeführten Daten sind von der E-Control insbesondere zur Erfüllung ihrer unter § 21 Abs. 2 Z 3 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBI. I Nr. 110/2010 idF BGBI. I Nr. 107/2011 festgelegten Verpflichtungen (Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Erdgasbereich) sowie zur Erfüllung der Verpflichtung zur Erstellung eines Monitoring-Berichtes gem. § 28 Abs. 1 und Abs. 2 E-ControlG (Art. 41 Abs. 1 lit. e der Richtlinie 2009/73/EG) heranzuziehen. Die Daten werden nur in aggregierter Form veröffentlicht.

In 2013 wurden auf Basis der Datenanforderungen aus der GMO-VO die notwendigen Erhebungsformulare entwickelt und die monatlichen Daten bereits erhoben.

Neben diesem laufenden Monitoring ist der E-Control auch als Aufgabe zugewiesen, 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.

WECHSELVERORDNUNG

Mit Anfang 2013 sind die neuen Wechselverordnungen Strom und Gas in Kraft getreten. Durch die im Herbst erfolgte Novelle des EIWOG 2010 und des GWG 2011 wurden zudem die Kündigungstermine verbessert und der Online-Wechsel neu eingeführt. Zukünftig können Haushaltskunden formfrei über die Website der Lieferanten alle für den Wechsel erforderlichen Willenserklärungen vornehmen.

TRANSPARENZVERORDNUNG ÜBER DIE ÜBERMITTLUNG UND DIE VERÖFFENTLICHUNG VON DATEN IN STROMMÄRKTN

Auf europäischer Ebene wurde mit Juni 2013 der verbindliche Text für eine Transparenzverordnung (VO 543/2013) nach der Beschlussfassung veröffentlicht und in Kraft gesetzt. Die Transparenzverordnung ist ein Anhang zur Verordnung 714/2009 und damit ist gem. § 21 und § 23 Energie-Control-

Gesetz die Regulierungsbehörde mit der Thematik betraut. Die Verordnung hat das Ziel, zu den Themenbereichen Lastdaten, Übertragungsnetzinfrastruktur, Erzeugungsdaten, grenzüberschreitender Energieaustausch und Übertragungsnetznutzung und Regelenergiemärkte eine möglichst einheitliche europäische Veröffentlichungspraxis zu etablieren.

Um diesem Ziel zu entsprechen, wird ENTSO-E beauftragt, eine zentrale Internet-Transparenzplattform für alle europäischen Marktgebiete zur Verfügung zu stellen. Als Zeitrahmen dafür sind 18 Monate vorgesehen, d.h., die Umsetzung hat Ende 2014 zu erfolgen. ENTSO-E hat dazu ein IT-Projekt mit einem externen Lieferanten gestartet. Als Datenlieferanten in die Transparenzplattform sind vorwiegend die nationalen TSOs vorgesehen, die Informationen können jedoch auch von anderen zugelassenen Stellen übermittelt werden. Bislang wurde von ENTSO-E ein „Manual of Procedures“ erstellt, mit Marktteilnehmern konsultiert und an die Agentur zur Abgabe einer Opinion übermittelt. Auf Basis dessen soll im Jahr 2014 die Umsetzung konkretisiert und vorangetrieben werden. Durch die verbesserte Transparenz können Effizienzsteigerungen im Großhandelsmarkt zum Nutzen von Kunden erreicht werden.

RECHTLICHER RAHMEN ÖKOSTROM

Ökostromgesetz 2012

Im Juli 2012 ist ein neues Ökostromgesetz in Kraft getreten. Die Neuerungen aus dem Gesetz haben sich auch sofort auf das Förderersystem ausgewirkt. So wurde erstmals der Ökostromförderbeitrag angewendet, der im zweiten Halbjahr 2012 15,4% betragen hat und im Jahr 2013 auf 24,7% angestiegen

ist. Mit diesem Ökostromförderbeitrag ist der intransparente Aufbringungsmechanismus von der Energiekomponente hin zum Netz verschoben worden. Der Ökostromförderbeitrag wird als prozentueller Aufschlag auf das Netznutzungs- und Netzverlustentgelt vom Netzbetreiber eingehoben. Für einkommensschwache Haushalte gibt es dabei die Möglichkeit zur Befreiung von der Ökostrompauschale und der Deckelung des Ökostromförderbeitrags auf 20 EUR pro Jahr.

Das zusätzliche Unterstützungsvolume wurde von 21 Mio. EUR Anfang 2012 auf 50 Mio. EUR aufgestockt. Den einzelnen Technologien wurden Anteile am zusätzlichen Unterstützungsvolume zugeordnet. Im Bereich der festen Biomasse kleiner 500 kW wurde 2013 nur ein kleiner Teil des Unterstützungsvolume ausgeschöpft. Bei den übrigen Technologien wurden die Mittel teils innerhalb von kürzester Zeit zur Gänze ausgeschöpft. Vor allem im Bereich der Photovoltaik scheinen die geltenden Einspeisetarife einen entsprechend hohen Anreiz dargestellt haben. Nachdem das ÖSG 2012 für Photovoltaikanlagen keine Warteliste mehr vorsieht, musste hier jedoch eine Vielzahl von Anträgen von der OeMAG abgelehnt werden.

Der Rohstoffkostenzuschlag für Biogasanlagen wurde durch den Betriebskostenzuschlag abgelöst. Dieser wurde im zweiten Halbjahr 2012 und 2013 in voller Höhe von 4 Cent/kWh festgelegt. Die Antragsteller müssen der OeMAG und der E-Control nun eine Rohstoffbilanz sowie eine Bilanz über die sonstigen Betriebskosten vorlegen. Die Entwicklung der Kosten ist laufend zu dokumentieren und dem BMWFJ vorzulegen.

Aufgaben der E-Control im Ökostrombereich

Die Energie-Control hat jährlich gemäß § 52 Ökostromgesetz einen Bericht vorzulegen, „in dem analysiert wird, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden, welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind und welche Auswirkungen das für die Endverbraucher hat. Im Bericht sind detaillierte Analysen über Ausmaß und Ursache der Stromverbrauchsentwicklung, ergänzt mit Maßnahmenoptionen zur Reduktion des Stromverbrauchs anzuführen.“ Teil dieses Berichtes können auch Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen des Ökostromgesetzes sein. Weiters soll der Bericht die Mengen sowie Aufwendungen für elektrische Energie aus anerkannten Anlagen auf Basis von erneuerbarer Energie beinhalten. Da der relative Ökostromanteil (dessen Erhöhung Ziel des Gesetzes ist) vom Gesamtverbrauch abhängt, wurde auch die Stromverbrauchsentwicklung zum Inhalt gemacht. Der Ökostrombericht 2013 ist sehr umfassend und auf der Homepage www.e-control.at abrufbar. Der Bericht kann auch als gedruckte Version bestellt werden.

Im Ökostrombericht 2013 werden unter anderem folgende zusammenfassende Erkenntnisse formuliert:

- > Im Jahr 2012 betrug der Anteil des von der Ökostromabwicklungsstelle abgenommenen geförderten Ökostroms 11,0% (6.152 GWh) bezogen auf die gesamte Stromabgabemenge aus öffentlichen Netzen (55.748 GWh für das Jahr 2012).

- > Die eingespeisten geförderten Mengen an Kleinwasserkraft sind von 988 GWh (2011) auf 1.095 GWh (2012) angestiegen und jene der sonstigen Ökostromtechnologien von 4.464 GWh (2011) auf 5.056 GWh (2012).
- > 15% geförderter Ökostrom bis 2015 kann nicht nur erreicht, sondern sogar übererfüllt werden.
- > Für die Förderung gemäß Ökostromgesetz wurden von den Stromkonsumenten im Jahr 2012 Subventionsmittel in Höhe von 412 Mio. Euro aufgebracht. Der Großteil davon (363 Mio. Euro) wird für die Gewährung von verordneten Einspeisetarifen verwendet, die höher sind als Konsumenten üblicherweise für elektrische Energie bezahlen (Marktpreis). Ein geringerer Anteil (20 Mio. Euro pro Jahr) besteht aus der Mittelaufbringung für Investitionszuschüsse für Wasserkraft. Für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wurden 29,47 Mio. Euro aufgebracht.
- Neben den Fördermitteln gemäß Ökostromgesetz sind zusätzliche Förderprogramme für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, wie etwa das Förderprogramm des Klima- und Energiefonds (KLI. EN) für Photovoltaikanlagen bis 5 kW mit einem Förderbudget 2013 in Höhe von 36 Mio. Euro oder auch Zusatzförderungen von Landesregierungen für Photovoltaik und Umweltförderungen für Wärmenutzung bei Biomasse- und Biogas-Kraft-Wärme-Kopplung nicht berücksichtigt.
- > Das Gesamtfördervolumen für Ökostrom hat einen signifikanten Einfluss auf das ge-

samtwirtschaftliche Umfeld der Stromversorgung.

- > Im Zuge der Ökostromrückvergütung wurden 5.449 Anträge eingereicht und bearbeitet. Der Großteil der Anträge wurde im Jahr 2008 (2.275) gestellt. Insgesamt wurden 70 Mio. EUR rückvergütet, wovon 33 Mio. EUR auf 2008 entfielen, 15 Mio. EUR auf 2009 und 22 Mio. EUR auf 2010.

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

- > Beratende Funktionen im Zusammenhang mit dem Ökostromgesetz,
- > Erstellung der Stromkennzeichnungsverordnung,
- > Erstellung von Gutachten für die Ökostromfinanzierung (Preis-Mengengerüst Ökstromförderbeitrag 2013),
- > Erstellung von Gutachten zur Bestimmung der Einspeisetarife für 2014 und 2015,
- > Erstellung von Gutachten zur Bestimmung des Betriebskostenzuschlags für 2013,
- > Erstellung des Stromkennzeichnungsbe-

richtes 2013 als Ergebnis der Aufsichtstätigkeit für die Stromkennzeichnung,

- > Erfassung und Prüfung der Anträge zur Ökostromrückvergütung sowie Bescheid erstellung sowie
- > Aktivitäten bei AIB und RE-DISS.

Stromkennzeichnung

Die am 3. Juli 2013 vom Nationalrat beschlossene Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG), mit der die vollständige Stromkennzeichnung eingeführt wird, machte auch eine Novellierung der ersten Stromkennzeichnungsverordnung aus dem Jahr 2011 notwendig. Die wesentlichen Änderungen bzw. Inhalte der Stromkennzeichnungsverordnung sind:

- > Einführung eines Systems zur Kennzeichnung von Pumpspeicherkraftwerken
- > Wegfall der quartalsweisen Zuordnung
- > Übergangsregelung für die Lieferung von Strom unbekannter Herkunft bis zum Jahr 2015
- > Wegfall der Regelungen zum Strom unbekannter Herkunft ab dem Jahr 2015

Entwicklung des europäischen rechtlichen Rahmens im Jahr 2013

LEITLINIEN FÜR DIE TRANSEUROPÄISCHE ENERGIEINFRASTRUKTUR

Seit 1. Juni 2013 gilt die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur. Kern der Verordnung ist die Auswahl von Infrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse (VGI, auch

„Projects of Common Interest“ – PCI), die in weiterer Folge eine Reihe von Begünstigungen wie beschleunigte Genehmigungsverfahren, Kofinanzierung aus dem EU-Haushalt und die Möglichkeit der grenzüberschreitenden Kostenaufteilung in Anspruch nehmen können.

// Einleitung

/ Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2013

Für die Durchführung von Genehmigungsverfahren sieht die Verordnung die Einrichtung eines „One-Stop-Shops“ vor, d.h. die Benennung einer einzigen nationalen Behörde. Diese trifft entweder selbst eine umfassende Entscheidung (integriertes Schema) oder koordiniert die Erlassung mehrerer Einzelentscheidungen und kann im Säumnisfall selbst eine Einzelentscheidung treffen (koordiniertes Schema) oder übernimmt eine reine Koordinierungs- und Überwachungsfunktion (Kooperationsschema). Das Vorverfahren darf dabei höchstens zwei Jahre, das eigentliche Genehmigungsverfahren höchstens 18 Monate dauern.

Zur Kostenaufteilung bestimmt die Verordnung, dass Kosten prinzipiell durch jene Netzbetreiber getragen werden, in deren Mitgliedstaaten das Projekt einen positiven Nettoeffekt entfaltet, soweit es nicht durch Engpassmanagement-Erlöse o.Ä. abgedeckt ist. Liegt nun in einem Mitgliedstaat ein negativer Nettoeffekt vor (Kosten übersteigen den Nutzen), können andere betroffene Netzbetreiber auf Antrag und nach einer entsprechenden Vereinbarung zwischen den relevanten Regulierungsbehörden zu Kompen-sationszahlungen verpflichtet werden.

Überdies haben ausgewählte PCI Zugang zu **Finanzmitteln der „Connecting Europe Fazilität“**, welche im nächsten mittelfristigen Finanzrahmen der EU (2014-2020) mit Euro 5,1 Mrd. dotiert ist.

RAHMENLEITLINIEN UND NETZKODIZES

Eine der Neuerungen des 3. Binnenmarktpakets besteht in der Entwicklung europäischer Marktregeln für die europäischen Übertragungs- und Fernleitungsnetze. Bemerkenswert hierbei ist, dass die Verordnungen des 3. Pakets die Ausarbeitung dieser Marktre-geln – der Netzkodizes („Network Codes“) – in die Hände der Netzbetreiber selbst, ver-treten durch ENTSO-E und ENTSOG legen. Zunächst erstellt die Agentur im Auftrag der Europäischen Kommission Rahmenleitlinien („Framework Guidelines“), auf deren Basis die Netzbetreiberverbände entsprechende Netzkodizes erarbeiten. Die Netzkodizes werden anschließend von der Europäischen Kommission verrechtlicht, d.h. im Ausschuss-verfahren bzw. künftig als delegierte Rechts-akte erlassen.

Rahmenleitlinien sind nicht als Rechtsakte anzusehen und damit rechtlich nicht verbindlich; sie stellen gewissermaßen die „Bauan-leitung“ für Netzkodizes dar – und zugleich deren Prüfungsmaßstab: Erst wenn sich die Agentur überzeugt hat, dass ein Netzkodex der einschlägigen Rahmenleitlinie entspricht, leitet sie diesen der Kommission weiter und empfiehlt die Annahme als Rechtsakt.

Der erste Netzkodex wurde im Oktober 2013 im EU-Amtsblatt veröffentlicht; es han-delt sich dabei um die Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die

Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Ergänzung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (bis dato als „CAM Network Code“ bekannt). Der Netzkodex stellt in mehreren Punkten einen Modellfall für nachfolgende Netzkodizes sowohl im Gas- als auch im Strombereich dar, jedenfalls in formaler und struktureller Hinsicht.

Die bisherigen Erfahrungen mit dem Prozess zur Erstellung von Netzkodizes zeigen, dass insbesondere aufgrund der Anzahl der betroffenen Akteure und des Detailierungsgrads der zu behandelnden Themen ein durchwegs hoher Abstimmungsbedarf zwischen ENTSOG/ENTSO-E, ACER und der Europäischen Kommission besteht. Vor dem Hintergrund des aufwendigen, bisweilen auch langwierigen Prozesses einerseits und den ressourcenmäßigen und zeitlichen, z.T. aus den Verordnungen resultierenden Beschränkungen andererseits ist bisweilen die Tendenz festzustellen, Regelungsinhalte auf nachfolgende Genehmigungsprozesse, noch zu errichtende Strukturen oder zu erstellende Dokumente auszulagern. Insgesamt zeichnet sich ab, dass die Anwendung und Umsetzung der Netzkodizes auch nach deren Verabschiedung als Verordnung den Regulierungsbehörden noch einiges an Aktivität abverlangen wird, ehe ein vollständiges und konsistentes Regelwerk vorliegt. Nicht zuletzt ist zu erwarten, dass erste Erfahrungen in der Anwendung der Netzkodizes auch zu

Änderungen der Netzkodizes selbst führen werden; hierfür sehen die Rechtsakte des 3. Pakets einen eigenen Novellierungsprozess vor.

Die E-Control wirkt im Rahmen der Tätigkeit der Agentur (zum Teil auch federführend) an der Ausarbeitung und Beurteilung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes mit. In einigen Aspekten werden die in Österreich bestehenden Marktregeln, Allgemeinen Bedingungen, Verordnungen, ggf. auch Gesetze angepasst werden müssen, um nicht in Widerspruch zu den – als Verordnungen der EU-Kommission gegenüber nationalem Recht vorrangigen – Netzkodizes zu geraten.

TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGS- BEHÖRDE 2013

Strommarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG IM JAHR 2013

Während das Stromübertragungsnetz nach wie vor im Rahmen einer Kosten-Plus-Regulierung auf Basis jährlicher Kostenprüfung reguliert wird, unterliegt ein Teil der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber seit 1. Jänner 2006 einer Anreizregulierung, die sich bislang über zwei Regulierungsperioden zu je vier Jahren erstreckte. Die zweite Anreizregulierungsperiode endete mit 31. Dezember 2013. Auf Basis der gesetzlichen Änderungen des ElWOG 2010 sind für die mit 1. Jänner 2014 beginnende 3. Anreizregulierungsperiode deutlich mehr Stromverteilernetzbetreiber von der Anreizregulierung umfasst, da alle Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 in diese Systematik einzubeziehen sind. Die Kostenbasis im Rahmen der Anreizregulierung wird jeweils zu Beginn der Regulierungsperiode bestimmt. Dementsprechend fand im Jahr 2013 eine Kostenprüfung der Netzbetreiber im Strombereich statt, die erstmals für die Entgeltermittlung 2014 herangezogen wurde. Parallel dazu führte die E-Control zur Feststellung der Kosteneffizienz ein Benchmarkingverfahren durch, welches die Kosten des Unternehmens entsprechenden Kostentreibern gegenüberstellt. Ausgehend von der geprüften Kostenbasis im Ausgangsjahr 2011 wird den Unternehmen auf Basis der Ergebnisse des Benchmarkings ein Kostenpfad zur Erreichung des Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode vom Regula-

tor vorgegeben. Somit wurde eine Startkostenbasis für die dritte Regulierungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt. Wie bereits in der zweiten Regulierungsperiode kommen in der dritten Regulierungsperiode sogenannte Erweiterungsfaktoren (Investitions- und Betriebskostenfaktor) zur Anwendung. Erstmals kommt ab dem Jahr 2014 ein Regulierungskonto zum Einsatz (vgl. auch die Regulierung der Gasnetze). Im Rahmen des Regulierungskontos werden Erlösauswirkungen, ausgelöst durch Mengenschwankungen, berücksichtigt.

Das im Jahr 2013 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildet die Basis für die Entgeltermittlung, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelteverordnung (SNE-VO) bzw. deren Novelle, verlautbart wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2014 per 1. Jänner 2014). Da für jeden Netzbereich einheitliche Entgelte ermittelt werden, sorgt ein Ausgleichszahlungsmechanismus dafür, dass Unterschiede in der Erlösstruktur zwischen den Netzbetreibern (Über- bzw. Unterdeckungen) bereinigt werden.

Die im Rahmen der SNE-VO-2012-Novelle 2013 im Mittel über alle Netzebenen um 1,8% gestiegenen Entgelte konnten aufgrund der umfassenden Kostenprüfung und damit einhergehenden Kostensenkungen im Durchschnitt um rund 2,3% für die SNE-

VO-2012-Novelle 2014 gesenkt werden. Ein Großteil dieser Senkung entfällt vor allem auf den Netzbereich Niederösterreich, gefolgt von Linz und Tirol. Insgesamt verringerten sich für 2014 die Kosten um rund 37,5 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr, wobei rund 21,5 Mio. Euro alleine auf den Netzbereich Niederösterreich zurückgeführt werden können. Großes Gegengewicht in diesem Zusammenhang stellte der Netzbereich Wien dar, bei welchem sich die Kosten um rund 13,5 Mio. Euro erhöht haben. Die maßgebliche Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist in erster Linie durch die massive Erhöhung der Kosten im Zusammenhang mit den gesetzlichen Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, die dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Vollliberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben (Kosten in Zusammenhang mit Pensionslasten), begründet.

Im Bereich der nicht gemessenen Kunden kommt es bei einem Großteil der Netzbetreiber zu einer Erhöhung des pauschalen Anteils des Netznutzungsentgeltes. Hierbei wurde auf Stellungnahmen von Netzbetreibern Rücksicht genommen, die eine Anpassung der pauschalen Komponenten im Sinne der verbesserten Verursachungsgerechtigkeit forderten. Neben der Vorgabe der Verursachungsgerechtigkeit ist gem. § 51 Abs. 1 ElWOG 2010 auch die Energieeffizienz zu berücksichtigen, die eine Kostentragung durch verbrauchsabhängige Komponenten vorgibt und somit eine reine Pauschalabgeltung der Netznutzung nicht zulässt. Vor dem Hintergrund dieser widerstrebenden Ziele erscheint

eine Erhöhung und langfristige Vereinheitlichung des Pauschalentgelts in Österreich erforderlich. Hierbei entstehen keine zusätzlichen Einnahmen für Netzbetreiber und es wurde darauf geachtet, dass keine signifikante Mehrbelastung von Kleinkunden entsteht. Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte ist durch mehrere Faktoren beeinflusst, es sind sowohl Investitionskosten als auch die Mengenentwicklungen ausschlaggebend für die Entgeltveränderung.

Seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 konnten die Entgelte bereits so gesenkt werden, dass für die Kunden eine jährliche Ersparnis von knapp 640 Mio. Euro erzielt wird. Im Durchschnitt liegen die Entgelte um mehr als 28% unter den Basiswerten aus 2001. Ergänzend ist hierbei darauf hinzuweisen, dass diese Senkung auf nominellen Werten beruht – unter Berücksichtigung der generellen Inflationsentwicklung liegen die Entgelte um rund 40% unter den Basiswerten aus 2001. Im Rahmen des abgeschlossenen Verfahrens im Jahr 2013 wurde somit eine 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.

// Regulierungsbehörde
 / Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2013

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2014
 Gewichtet nach Mengen 2011

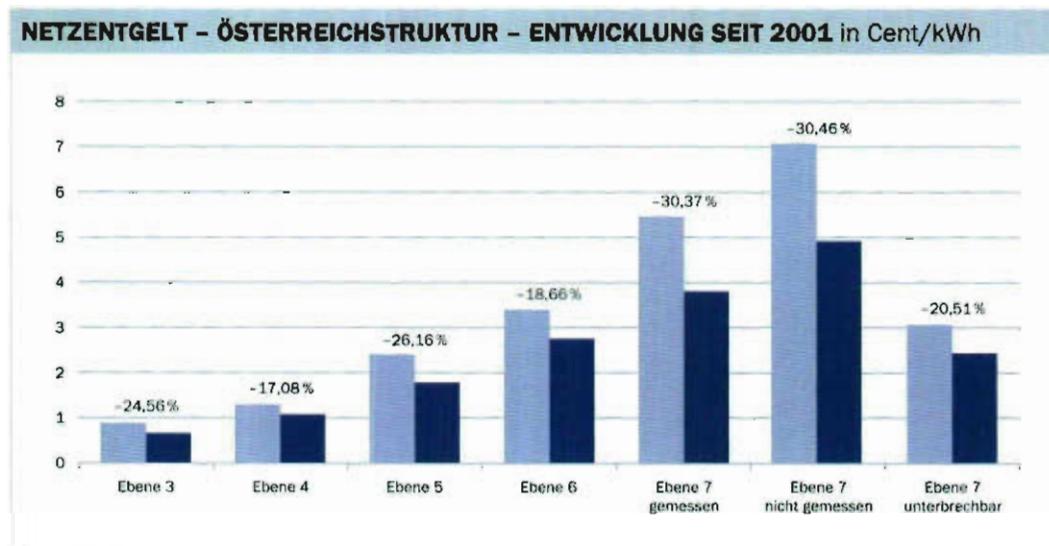
Tarifanpassung pro Ebene	Änderung 2001–2005 bezogen auf 2001		Änderung 2006–2009 bezogen auf 2001		Änderung 2010–2013 bezogen auf 2001		Änderung 2014 bezogen auf 2001		Änderung 2014 bezogen auf Vorjahr		Gesamtänderung bezogen auf 2001	
	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %
Ebene 3	-6,62	-12,9	-3,24	-6,3	-2,04	-4,0	-0,93	-1,8	-0,93	-2,4	-12,84	-24,9
Ebene 4	-6,17	-11,6	-1,10	-2,1	-1,50	-2,8	-0,62	-1,2	-0,62	-1,3	-9,39	-17,6
Ebene 5	-59,93	-19,9	-9,47	-3,2	-7,82	-2,6	-3,22	-1,1	-3,22	-1,4	-80,44	-26,8
Ebene 6	-27,40	-13,4	-3,88	-1,9	-4,00	-2,0	-3,51	-1,7	-3,51	-2,1	-38,80	-18,9
Ebene 7 – gemessen	-56,71	-20,4	-13,90	-5,0	-11,90	-4,3	-4,98	-1,8	-4,98	-2,5	-87,50	-31,5
Ebene 7 – nicht gemessen	-308,50	-24,4	-38,80	-3,1	-27,27	-2,2	-22,75	-1,8	-22,75	-2,6	-397,32	-31,4
Ebene 7 – unterbrechbar	-7,94	-12,4	-0,59	-0,9	-2,24	-3,5	-1,32	-2,1	-1,32	-2,7	-12,09	-18,9
	-473,3	-21,3	-71,0	-3,2	-56,8	-2,6	-37,3	-1,7	-37,3	-2,3	-638,4	-28,3

Tarifanpassung pro Netzbereich	Änderung 2001–2005 bezogen auf 2001		Änderung 2006–2009 bezogen auf 2001		Änderung 2010–2013 bezogen auf 2001		Änderung 2014 bezogen auf 2001		Änderung 2014 bezogen auf Vorjahr		Gesamtänderung bezogen auf 2001	
	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %	Mio. EUR	In %
Burgenland	-32,3	-36,1	-6,0	-6,8	-4,1	-4,5	0,6	0,6	0,6	1,1	-41,8	-43,4
Kärnten	-16,5	-12,6	1,8	1,4	11,6	8,9	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	-3,2	-2,5
Klagenfurt	-3,6	-15,3	0,8	3,3	-0,3	-1,5	0,3	1,5	0,3	1,6	-2,8	-12,0
Niederösterreich	-50,6	-17,3	-3,4	-1,2	-5,8	-2,0	-21,5	-7,3	-21,5	-9,9	-81,3	-27,2
Oberösterreich	-58,6	-20,6	-16,9	-5,9	-14,9	-5,2	-7,1	-2,5	-7,1	-3,5	-97,6	-32,5
Linz	-18,1	-18,5	-7,6	-7,7	-3,2	-3,3	-4,9	-5,0	-4,9	-8,3	-33,8	-36,5
Salzburg	-50,0	-27,9	-13,2	-7,3	-11,1	-6,2	-3,3	-1,9	-3,3	-3,2	-77,5	-42,8
Steiermark	-107,7	-29,5	-24,0	-6,6	-23,4	-6,4	0,9	0,3	0,9	0,4	-154,2	-40,9
Graz	-14,6	-29,8	-3,1	-6,2	-0,6	-1,3	-1,8	-3,7	-1,8	-6,4	-20,1	-41,1
Tirol	-27,2	-15,4	-3,5	-2,0	-0,9	-0,5	-10,3	-5,8	-10,3	-7,2	-41,9	-22,6
Innsbruck	-3,3	-10,5	1,4	4,5	-0,3	-0,9	0,2	0,5	0,2	0,5	-2,0	-6,3
Vorarlberg	-9,3	-10,5	2,0	2,3	-2,0	-2,3	-3,7	-4,2	-3,7	-5,3	-12,9	-15,7
Wien	-81,5	-20,0	0,6	0,2	-2,0	-0,5	13,5	3,3	13,5	4,0	-69,3	-17,1
Kleinwalsertal	-0,1	-6,1	0,0	-1,8	0,3	14,1	-0,1	-5,8	-0,1	-6,1	0,0	0,3
	-473,3	-21,3	-71,0	-3,2	-56,8	-2,6	-37,3	-1,7	-37,3	-2,3	-638,4	-28,3

Tabelle 5

Übersicht Anpassung Netznutzungs- und Netzverlustentgelt von 2001 bis 2014
 Hinweis zur Änderung 2014: Da es im Verfahren 2013 zu einer allgemeinen Entgelsteigerung kam, ist die prozentuelle Änderung zum Vorjahr mit 2,3% höher als jene bezogen auf 2001 mit 1,7%.

Quelle: E-Control



SNT-VO Stand: 30.09.2001
SNE-VO Stand: 01.01.2014

Abbildung 25
Entwicklung der Netzentgelte Strom seit 2001

Quelle: E-Control

AUFSICHT MARKTTEILNEHMER

Aufsicht Regelzonenführer (NEP)

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG ist die E-Control zur Überwachung der Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) gemäß § 37 EIWOG heuer erneut die Netzentwicklungspläne eingereicht und Ende November/Anfang Dezember 2013 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grund-

lage für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie die einzelnen Projekte mit detaillierter Beschreibung zu beinhalten.

Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control. Per Bescheid werden die positiv bewerteten Projekte genehmigt.

Die Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte in nationalem/europäischem Interesse,

Netzverbund- und Netzanschlussprojekte sowie seit 2012 auch Projekte, die keines vollständigen Neubaues von Leitungen bedürfen, sondern die Adaption von bestehenden Netzen zur Leistungssteigerung und optimiertem Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens E-Control positiv bewertet.

Der Prozess der Erstellung und Genehmigung der Netzentwicklungspläne soll in Zukunft, vor allem in Zusammenhang mit der Auswahl von Projects of Common Interest (PCIs) auf europäischer Ebene basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU, weiter entwickelt und verbessert werden. Insbesondere wird dies eine Intensivierung der Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten bedeuten.

Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen für den Zugang zum Verteilernetz
In der ersten Jahreshälfte 2013 konnten die Arbeiten an der neuen Musterfassung für Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz Strom abgeschlossen werden. Die Musterfassung setzt die neueste Novelle zum EIWOG 2010, BGBl. I Nr. 174/2013 und die Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012) in der Fassung der Novelle BGBl. II Nr. 192/2013 um. Die Schwerpunkte der neuen **Musterfassung liegen** in der Erhöhung der **Netzqualität und der Stärkung** der Rech-

te der Netzkunden (EIWOG, Umsetzung der END-VO 2012) sowie bei der zivilrechtlichen Umsetzung der Smart-Meter-Bestimmungen des EIWOG. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die Konsumentenschutzthemen (Recht auf Grundversorgung, genauere Regelung von Mahnungen und Abschaltungen, Vorauszahlungen und Sicherheitsleistungen etc.) gelegt.

Der Regulierungsbeirat wurde im September mit der Musterfassung befasst und nahm diese zustimmend zur Kenntnis. In der Folge wurden die Netzbetreiber aufgefordert, ihre Allgemeinen Bedingungen an die Musterfassung anzupassen und zur Genehmigung einzureichen. Bis zum Jahresende hat bereits ein Teil der Netzbetreiber seine Allgemeinen Bedingungen eingereicht. Mit dem Abschluss der Genehmigungsverfahren ist im Jahr 2014 zu rechnen.

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

AUSGLEICHSENERGIEMARKT UND INTERNATIONALE INTEGRATION

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit Anfang 2012 vollständig marktbasierter durch die Austrian Power Grid (APG). Alle

Marktteilnehmer sind veröffentlicht - gegen Ende des Jahres 2013 sind weitere Anbieter hinzugekommen. Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht.

Im Mai wurde bei der Sekundärregelung eine Kooperation mit Slowenien begonnen, bei der gegenseitige Aktivierungen von Sekundärregelenergie vermieden werden (Netting). Dies hat neben einer Reduktion der abgerufenen Energie und damit der Kostenbasis auch den Effekt, einen Teil der Regelreserven zugunsten der Netzsicherheit freizusetzen.

Seit Juli wird die Primärregelung in Kooperation von APG und dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid beschafft. Aufgrund der höheren Liquidität im Markt und eines veränderten Bieterverhaltens sind die Preise signifikant gesunken.

Um auch neue Marktteilnehmer anzusprechen, wie Industriebetriebe mit Erzeugung und Lasten, wurde gezielt durch Veranstaltungen und auch in einem eigenen Abschnitt der Homepage der E-Control informiert. Damit sich diese neuen Marktteilnehmer auch in den Prozess der Weiterentwicklung der Marktregeln einbringen können, wurde von der APG das Marktforum Regelenergie etabliert.

Weitere Maßnahmen, um die Attraktivität einer Teilnahme zu erhöhen und die Märkte weiter international zu integrieren (auch mit

Deutschland), sind in Umsetzung bzw. geplant. Aufgrund der derzeitigen besonderen Marktsituation mit geringer Liquidität und zusätzlichen Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken sind die Kosten 2013 insgesamt gestiegen, trotz u.a. der kostendämpfenden Wirkung der heuer begonnenen Kooperationen mit der Schweiz und Slowenien.

MARKTMONITORING

Durch § 88 Abs. 1 EIWO 2010 wurde eine Reihe von Überwachungsaufgaben für die Landesregierungen (in Form einer Grundsatzbestimmung) vorgesehen. Zur Wahrnehmung dieser Überwachungsaufgaben sind bereits im Bundesgesetz Mindestinhalte an Melddaten festgelegt, die von den meldepflichtigen Netzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Lieferanten (Versorgern) zu erheben sind.

Die endgültige Festlegung der genauen Inhalte der Datenabfrage obliegt den neun Landesregierungen als zuständige Behörden. Gleichzeitig hat die Regulierungsbehörde gemäß § 88 Abs 8 EIWO 2010 das Format der zu liefernden Daten zu definieren. Die Meldepflichtigen haben auf elektronischem Wege die Daten sowohl an die betreffende Landesregierung als auch an die Regulierungsbehörde bis spätestens 31. März des jeweiligen Folgejahres zu übermitteln.

In enger Zusammenarbeit mit den Landesregierungen wurden automatisch verarbeitbare Erhebungsblätter erstellt, welche

alle Abfrageinhalte umfassten und bundeslandspezifische Anpassungen erlauben. Im Herbst 2012 wurden seitens der Regulierungsbehörde die Erhebungsbögen den Landesregierungen zur Verfügung gestellt.

Bis zum Ablauf der Meldefrist zum 31.3.2013 langten aus drei Bundesländern 29 Meldungen von Lieferanten und 18 von Netzbetreibern ein. Zwar kündigten einige Meldepflichtige eine Verzögerung ihrer Meldung an, dennoch war einen Monat später der Meldestand bei der Regulierungsbehörde sehr lückenhaft. Eine Nachfrage der E-Control bei den Landesbehörden führte zu weiteren Meldungen an die Regulierungsbehörde.

Wie Tabelle 1 zeigt, war Ende Juni 2013 die Situation dennoch unbefriedigend, da einerseits aus manchen Bundesländern kaum

oder keine Meldungen bei der Regulierungsbehörde vorlagen. Andererseits langte nur aus drei Bundesländern die Meldung im – gem. § 88 Abs. 8 EIWOG 2010 – einheitlich von der Regulierungsbehörde definierten Format ein. Meldungen in Form von Word- oder pdf-Dokumenten machte die elektronische Verarbeitung der Daten unmöglich (siehe grau unterlegte Felder in Tabelle 1).

Zur Erfüllung ihrer Aufgaben und Berichtspflichten gemäß § 28 Abs. 2 E-ControlG ist die Regulierungsbehörde jedoch auf die Datenübermittlung der Meldepflichtigen gemäß § 88 Abs. 2 EIWOG 2010 angewiesen. Demgemäß entschloss sich die Regulierungsbehörde, selbst tätig zu werden und die meldepflichtigen Unternehmen um Übermittlung eines Ausschnitts der unter § 88 EIWOG 2010 geforderten Daten zu er-

ERHEBUNG LANDESREGIERUNGEN

Rücklauf E-Control

Meldungen eingegangen bis	Bgl	Ktn	NÖ	ÖÖ	Stzbg	Stmk	Tirol	Vlbg	Wien	Ö
bis 31.03.2013				10		15	0	4		29
bis 05.05.2013			3	14	1	21	0	4	1	44
bis 02.07.2013	1		1	3		2	0	4	11	22
nach 02.07.2013	1	1	1	0	8	1	1	9		22
Lieferanten gesamt	2	1	5	27	9	39	1	21	12	117
bis 31.03.2013				2		11		5		18
bis 05.05.2013				1		11		1		13
bis 02.07.2013			15	0		1	1			2
nach 02.07.2013				2				1		3
Netzbetreiber gesamt	0	0	0	5	0	23	1	7	0	36

Tabelle 6
Meldestand zu Daten gem.
§ 88 Abs. 2 nach Bundes-
ländern (Stand Juli 2013)

Quelle: E-Control

suchen, um die eigenen Berichtspflichten erfüllen zu können.

Die ausgewählten Abfrageinhalte erfüllten keineswegs **das gesetzlich geforderte Mindestmaß zur Erfüllung** der in § 88 Abs 1 El-WOG genannten Überwachungsfunktionen, sondern waren eine Art Notbehelf der Regulierungsbehörde, um die eigenen Verpflichtungen erfüllen zu können. Durch die rasche Rückmeldung der Meldepflichtigen konnte in den Bundesländern ein Deckungsgrad von 85% bis 99% erreicht werden, wodurch erst österreichweite Aussagen - zumindest zu den abgefragten Inhalten - möglich wurden.

Smart Meter Monitoring

Die E-Control wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) mit dem Erlass der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) im Jahr 2012 erstmals mit der Aufgabe beauftragt, einen umfassenden, jährlichen Monitoringbericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich zu erstellen. Im Rahmen dieser Berichtspflichten gemäß § 2 Abs. 1 der IME-VO sind die Netzbetreiber daher angehalten, aktuelle Projektpläne sowie bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortlauf der Installation, inklusive der angefallenen Kosten, der dabei gemachten Erfahrungen zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung und zur Netzsituation, an das BMWFJ sowie an die Regulierungsbehörde zu übermitteln.

Die Abfrage der Daten bei den Netzbetreibern wurde entsprechend nach Inkrafttreten der IME-VO am 25.04.2012 im Jahr 2013 erstmalig durchgeführt. Es wurde dazu von der E-Control eine standardisierte Vorlage erstellt und Anfang 2013 an alle österreichischen Netzbetreiber versandt.

Die Ergebnisse dieser Abfrage spiegeln aufgrund des Monitoringzeitraums 2012 die gesetzlichen Grundlagen des ElWOG 2010 wider; etwaige Anpassungen aufgrund der ElWOG-Novelle 2013 idF BGBl. I Nr. 174/2013 sind noch nicht erfasst.

Von den österreichweit von einer Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben insgesamt 124 (überwiegend kleine und mittlere) Netzbetreiber eine Leermeldung für das Berichtsjahr 2012 abgegeben. Weiters wurden 14 konkrete Projekte bzw. Rollouts von den einzelnen Netzbetreibern gemeldet, wovon fünf Projekte einen deutlich größeren Umfang aufweisen. Die größten Rollouts werden derzeit in Oberösterreich umgesetzt, und zwar bei den Netzbetreibern Energie AG Netz (seit kurzem Netz OÖ) und LINZ STROM Netz.

Von den insgesamt rund 5.841.000 potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushaltsbereich, im Klein- und Mittelgewerbe sowie in der Landwirtschaft sind mittlerweile mit Stand April 2013 196.820 mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet.

Dies entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 3,4%.

Den aktuellen Monitoring-Bericht mit allen detaillierten Ergebnissen finden Sie auf der Website der E-Control unter:

<http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring>

UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Alle Netzbetreiber (Verteiler-, Übertragungsnetzbetreiber) haben nach Einleitung von Missbrauchsverfahren bereits ihre Corporate Identity derart geändert, sodass sie nicht mehr mit dem vertikal integrierten Unternehmen – insbesondere dem Versorger – verwechselt werden können.

Die Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) sind allesamt zertifiziert. Die Entflechtungsaufsicht ist derzeit auf die Überwachung der Verträge zwischen dem Unabhängigen Netzbetreiber (ITO) und dem vertikal integrierten Unternehmen fokussiert.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2012

Das störungsfreie Funktionieren von einzelnen Netzelementen sowie den Netzen **insgesamt** wird über die Häufigkeit und **Dauer von** Versorgungsunterbrechungen beurteilt und im Rahmen der Versorgungszuverlässigkeit, einem Teilgebiet der Versorgungsqualität, beschrieben. 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 Elektrizitätsstatistikverordnung 2007.

Die hierzu im Vorfeld notwendigen Daten-erhebungen wurden 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 über Indizes (z.B. SAIDI mit der Bezugsgröße Kundenanzahl).

Die seitens der E-Control durchgeföhrten Auswertungen ergaben, dass die Sicherheit der heimischen Stromversorgung im vergangenen Jahr **einen sehr guten Wert erreicht hat**. Die durchschnittliche Dauer der Stromausfälle betrug 2012 durch ungeplante **Versorgungsunterbrechungen** 34,73 Minuten. Die **Verfügbarkeit liegt somit** wie in den Vorjahren bei 99,99 Prozent.

Die Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen mit der Bezugsgröße Transfor-

matorenleistung (ASIDI) liegt für das Berichtsjahr 2012 bei 54,31 Minuten (2011: 48,73 Minuten). Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 19,58 Minuten und 34,73 Minuten.

Die Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen mit der Bezuggröße Netzbenutzer (SAIDI) ergibt für das Berichtsjahr 2012 einen Wert von 44,51 min (2011: 44,96 min). Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 13,58 min und 30,93 min.

In Abbildung 26 ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2012 dargestellt. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Österreich ist geprägt von atmosphärischen Einwirkungen, wie Regen, Schnee und Gewitter. Ausgewiesene Naturkatastrophen der vergangenen Jahre, wie zum Beispiel Hochwasser (2005, 2008) oder Stürme („Kyrill“, „Paula“), aber auch andere außergewöhnliche Ereignisse (wie zum Beispiel europaweite Störung im Höchstspannungsnetz am 4. November 2006), wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Im Verlauf des Jahres 2012 gab es kaum Vorkommnisse dieser Art.

Ein detaillierter internationaler Vergleich ist aufgrund der oft unterschiedlichen Bewertungskriterien schwierig³, dennoch lässt sich ableiten, dass der österreichische Wert einer der niedrigsten ist. Es ist zu erwarten, dass

Österreich mit 34,73 Minuten auch 2012 bei ungeplanter Nichtverfügbarkeit, ohne geplante Versorgungsunterbrechungen und ohne Naturkatastrophen, europaweit eine sehr gute Position einnehmen wird.

Seit Juli 2013 ist die Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO) in Kraft. Diese Verordnung hat mehrere Auswirkungen auf die zukünftigen Erhebungen der Ausfalls- und Störungsdaten. So sind die österreichischen Netzbetreiber schon ab der nächsten Erhebung verpflichtet, statt wie bisher ab 3 Minuten, alle Unterbrechungen ab einer Dauer von 1 Sekunde zu übermitteln.

Weiters hat jeder Verteilnetzbetreiber sicherzustellen, dass sein Netzbetrieb eine gute Versorgungssicherheit aufweist. Dies gilt dann als erreicht, wenn die festgelegten Mindeststandards eingehalten werden. Für die Kennzahl SAIDI ist der Wert 170 Minuten pro Jahr, basierend auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt. Analog dazu darf die auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt basierende Kennzahl ASIDI den Wert von 150 Minuten im Jahr nicht übersteigen. Netzbetreiber sind verpflichtet, für das vorangegangene Kalenderjahr errechnete Kennzahlen an die Regulierungsbehörde zu übermitteln und auf der eigenen Internetpräsenz zu veröffentlichen. Die erste Meldung dieser Art soll bis 31. März 2015 erfolgen.

Eine weitere Anpassung betrifft Definition und Dokumentation der regional außerge-

³ Siehe dazu CEEPR Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply, 2013: (http://www.ceepr.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEEPR_PAPERS/Electricity/Tab2/C13-EQS5703_BR5.1_19Dec2013.pdf)

wöhnlichen Ereignisse (bisher: Naturkatastrophen), wodurch eine genauere, einheitliche und nachvollziehbare Einteilung und Erfassung dieser Ereignisse ermöglicht wird.

Aufgaben im Strombereich aus der Energielenkung

Aufbauend auf den in den vergangenen Jahren sowohl mit tatsächlich aufgetretenen krisenähnlichen Ereignissen wie auch mit im Rahmen von Übungen gemachten Erfahrungen hat die E-Control im Jahr 2013 den Fokus auf eine Evaluierung der bestehenden Krisenmechanismen und -abläufe gelegt. In einem internen Projekt wurden einerseits die bereits in den Krisenhandbüchern und den sogenannten „Schubladenverordnungen“ definierten Maßnahmenkataloge auf ihre Umsetzbar-

keit und Effizienz geprüft. Andererseits wurde versucht, neue, den geänderten internationalen und nationalen Rahmenbedingungen entsprechende Möglichkeiten der Krisenbewältigung zu definieren, wobei insbesondere die Verwendbarkeit von Marktmechanismen zur Umsetzung von Krisenmaßnahmen überprüft wurde. Darüber hinaus wurden mögliche Szenarien, die zu krisenhaften Situationen führen können, definiert.

Mögliche, sich aus den Analysen ergebende neue Krisenmechanismen oder Ansätze wurden in einem ersten Gespräch dem zuständigen Ressort dargelegt. Aufgrund insbesondere der gestiegenen Komplexität von Krisenmechanismen im europäischen Umfeld werden die Arbeiten im Jahr 2014 auf brei-

NICHTVERFÜGBARKEIT DER STROMVERSORGUNG IN ÖSTERREICH in Min.

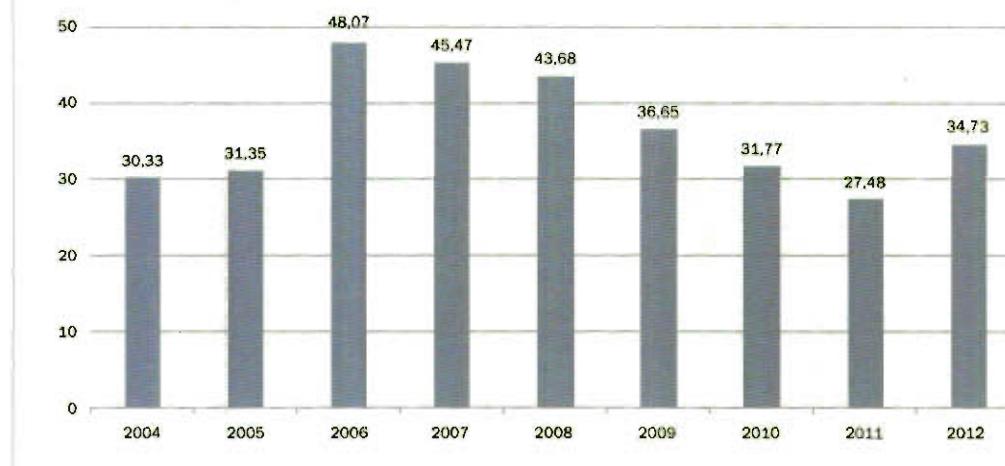


Abbildung 26
Jährliche ungeplante
Nichtverfügbarkeit (ASDI)
der Stromversorgung in
Österreich

Quelle: E-Control

terer Ebene, insbesondere durch Hinzuziehen der wichtigsten Akteure wie Regelzonenführer, Netzbetreiber, Versorger oder Erzeuger fortgesetzt. Auch soll im Jahr 2014 die Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung den neuen Erfordernissen angepasst und novelliert werden.

Langfristprognose

Die E-Control hat gemäß § 20i Absatz 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 50/2012) 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) übertragen. 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 [...] einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 20i und § 20j Energielenkungsgesetz

setz 1982 zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln. (E-ControlG §28 Absatz 3)

Die Monitoring-Pflichten im Detail

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

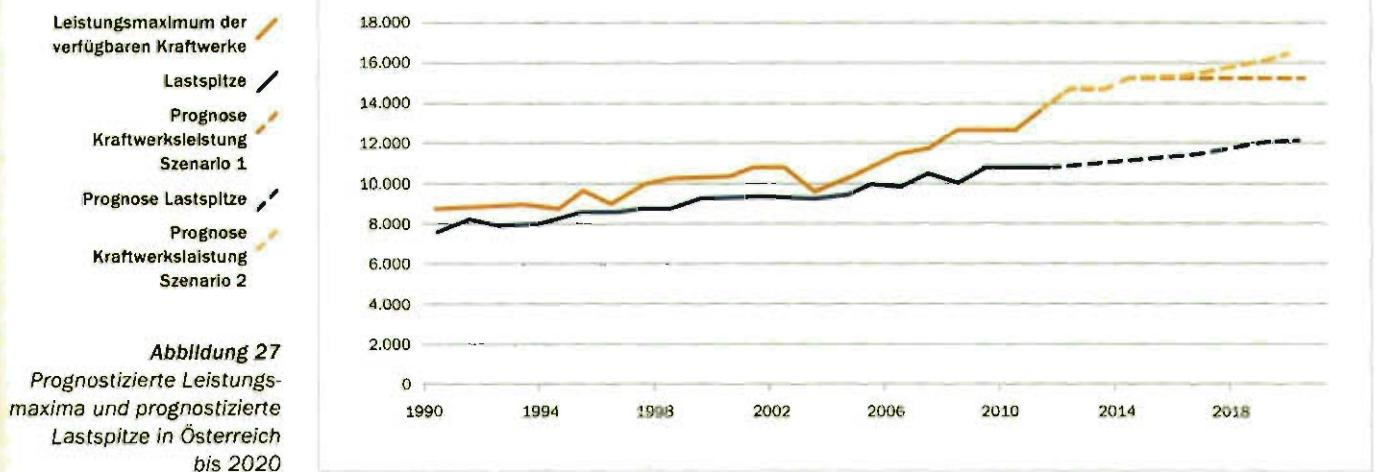
1. das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt;
2. die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot;
3. die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten;
4. die Qualität und den Umfang der Netzwartung;
5. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragergespitzen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

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.

Basierend auf der mit Hilfe von MEDA prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung

lässt sich die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonometrisch, schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring-Berichten der E-Control ausführlich beschrieben. Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2013 und 2020 von 114 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 27 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Dabei wird in Szenario 1 die konservative Annahme getroffen, dass nur in Bau befindliche Kraftwerke tatsächlich ans Netz gehen werden, während in Szenario 2 zusätzlich eingereichte Projekte berücksichtigt werden. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen, auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100% verwirklicht werden.

Das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2020 und die prognostizierten Lastspitzen lassen keine Versorgungsprobleme erwarten. Auch die ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus. Im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2020 von über 10 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 1,8 GW vorhanden (nach Abzug aller relevanten Parameter erhält man die sogenannte adäquate Sicherheitsmarge).



Quelle: E-Control

MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM

Stromkennzeichnung

Seit dem Jahr 2001 sind Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, gesetzlich verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile der Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die zu Beginn auf Landesebene geregelte Materie wurde durch die Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) im August 2002 (BGB I I Nr. 149/2002) bundesweit vereinheitlicht. Die Novellen des EIWOG lieferen die Basis für eine Weiterentwicklung der Anforderungen der Stromkennzeichnung und mehr Transparenz für den Endkunden. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert auf Nachweisen. Jene Stromlieferanten, die in Österreich Endverbraucher mit Strom beliefern, müssen zum Ausweis eines bestimmten

Primärenergieträgeranteils gesetzeskonforme Nachweise vorlegen. Die Energie-Control Austria (E-Control) ist die zuständige Stelle für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen in Österreich und für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung zuständig.

Die E-Control hat im Jahr 2013 eine umfassende Überprüfung aller Lieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, eingeleitet. Gemessen an der Gesamtgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (66,03 TWh) erhielt die E-Control im Zuge der Überprüfung der Stromkennzeichnung Informationen über rund 82,75% dieser Menge. Darunter befinden sich alle Landesversorger bzw. die größeren bekannten überregionalen Anbieter.

NÄHERUNGSWERT FÜR DIE ÖSTERREICHISCHE STROMKENNZIEHNUNG 2012

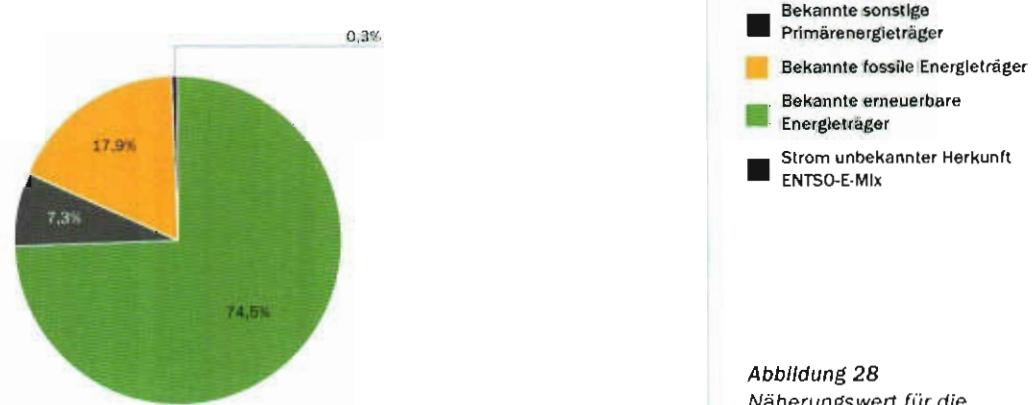


Abbildung 28
Näherungswert für die
österreichische Stromkenn-
zeichnung 2012

Quelle: E-Control

Die Ergebnisse wurden im Stromkennzeichnungsbericht 2013 dargestellt.

Auf Basis der eingelangten Daten konnte eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet werden.

Im Bereich der bekannten Primärenergieträger fällt ein deutlicher Anstieg der erneuerbaren Energieträger im Vergleich zum Vorjahr auf (von 64,4% auf 74,5%). Der Anteil der fossilen Energieträger ist von 21,4% auf 17,9% gesunken. Der Anteil der sonstigen Primärenergieträger ist von 0,27% auf 0,31% leicht gestiegen. Der Graustrom, also der Strom unbekannter Herkunft, hat sich im Vergleich zum Vorjahr fast halbiert (von 13,9% auf 7,25%). Der Anteil erneuerbarer Energieträger gemäß Stromkennzeichnung (74,53%) korreliert mit dem Anteil der Erneuerbaren Energieträger am Bruttoinlandsstromverbrauch (75,7%). Das Jahr 2012 war verglichen mit dem Vorjahr ein gutes Wasserjahr, wodurch größere Mengen an Nachweisen aus Wasserkraft zur Verfügung standen. Parallel dazu stieg der Anteil an importierten norwegischen Wasserkraftzertifikaten von 17,24% auf 22,16%. Dadurch konnten die Anteile des Graustroms und der fossilen Energieträger gesenkt werden. Jener Strom, dessen Herkunft nicht bestimmt werden kann, wird aufgrund der gesetzlichen Regelungen als rechnerische Zuordnung zu den einzelnen Energieträgern auf Basis des ENTSO-E-Mixes abzüglich der Anteile aus erneuerbaren Energieträgern ausgewiesen (§ 79 Abs. 3 EIWOG 2010 in Verbindung mit der Stromkennzeichnungsverordnung 2011). Im Detail bedeutet dies für 2012 eine Aufteilung der 7,25%

Strom unbekannter Herkunft wie folgt:

- > 4,63% rechnerische Zuordnung fossile Energieträger
- > 2,59% rechnerische Zuordnung nukleare Energieträger
- > 0,03% rechnerische Zuordnung sonstige Primärenergieträger

Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen umfassen 129,27 g/kWh CO₂ (im Vergleich zum Vorjahr 192,5 g/kWh) sowie 0,05 mg/kWh (im Vorjahr 0,1002 mg/kWh) radioaktiven Abfall. Der Großteil der eingesetzten Nachweise für die Stromkennzeichnung kam aus Österreich – insgesamt 74,99% der Nachweise. Der größte Anteil von ausländischen Nachweisen stammt aus Norwegen. Bei der Stromkennzeichnung wurden keine den Anforderungen widersprechenden Nachweise aus dem Ausland eingesetzt. Zur Anerkennung müssen Herkunfts nachweise den Anforderungen des Artikels 15 der Richtlinie 2009/28/EG entsprechen. Darüber hinaus können Herkunfts nachweise für die Stromkennzeichnung in Österreich nur eingesetzt werden, wenn im ausstellenden Land ein Stromkennzeichnungssystem besteht, das sicherstellt, dass dieselbe Einheit von Energie aus erneuerbaren Energiequellen nur einmal berücksichtigt wird und es somit zu keinem „double counting“ kommen kann.

Ökostromdeckelung

Die Ökostromgesetz-Novelle 2009 sah vor, dass Endverbrauchern unter bestimmten Voraussetzungen ein Teil der von ihnen bezahlten Ökostromaufwendungen rückvergütet wird. Der Antrag auf Rückvergütung war innerhalb eines Jahres nach Ablauf des

Kalender- bzw. Wirtschaftsjahres bei der E-Control zu stellen. Anspruchsberechtigt waren Endverbraucher, denen ein Anspruch auf Energieabgabengrundvergütung von der Finanzbehörde zugesprochen wurde und die Ökostromaufwendungen von mehr als 0,5% ihres Nettoproduktionswertes bezahlt haben. Die Rückvergütung war für jedes Unternehmen mit 500.000 EUR als Summe begrenzt (De-Minimis-Regelung). Etwaige weitere bereits zugesagte De-Minimis-Förderungen im Zeitraum 2008 bis 2010 waren in Abzug zu bringen.

Mitte 2013 wurden die letzten Anträge der insgesamt 5.449 eingereichten Anträge bearbeitet. Die meisten Anträge wurden mit 2.275 für das Antragsjahr 2008 gestellt. Für das Antragsjahr 2009 waren es 1.729 und für 2010 1.445. Insgesamt wurden 70 Mio. EUR rückvergütet, wovon 33 Mio. EUR auf 2008 entfielen, 15 Mio. EUR auf 2009 und 22 Mio. EUR auf 2010.

FORSCHUNGSFELDER

Die E-Control ist auch im Forschungsbereich aktiv und derzeit an den Projekten SESAME und BlackÖ.2 beteiligt.

SESAME (Securing the European electricity System Against Malicious and accidental threats) ist ein europäisches Forschungsprojekt des 7. Rahmenprogramms und befasst sich mit Sicherheitsaspekten des Übertragungsnetzbetriebs. Die Projektlaufzeit beträgt 3 Jahre. Das Konsortium umfasst 9 Partner aus den Bereichen Universität, Meiningforschung, Übertragungsnetzbetrieb und Softwareentwicklung. U. a. bewertet die E-Control aus Sicht der Regulierungsbehörde ein Software-Tool für die Abschätzung von Maßnahmen zur Schadensvermeidung/-begrenzung. [www.sesame-project.eu]

BlackÖ.2 (Blackoutprävention und -intervention im österreichischen Stromnetz) ist das Folgeprojekt zu BlackÖ.1 (Blackouts in Österreich) im Rahmen der KIRAS Sicherheitsforschung. In BlackÖ.2 sind 9 Partner (z.B. APG, IV, TU Wien, Universität Linz) involviert. E-Control bringt die Sicht der Regulierungsbehörde ein.

[<http://www.kiras.at/gefoerderte-projekte/detail/projekt/blackoutpraevention-und-intervention-im-oesterreichischen-stromnetz/>]

Gasmarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTEN-ERMITTLUNG UND TARIFIERUNG GAS IM JAHR 2013

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 Novelle 2014) waren, wie schon in den Jahren zuvor,

die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem gesamten Investitionsvolumen von mehr als 400 Mio. Euro bis Ende 2013 wesentliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Entgelte. Die Süd- und Westschiene sind wesentliche Einflussfaktoren für

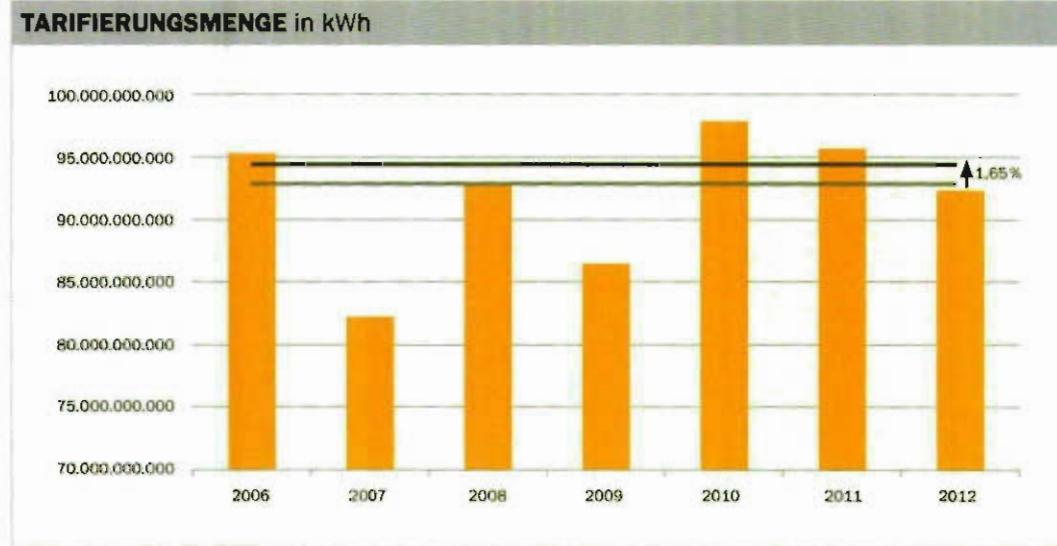
die Kostenermittlung, da die Investitionsabgeltung beinahe 40% der Kosten der Ebene 1 bzw. rund 15% der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

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

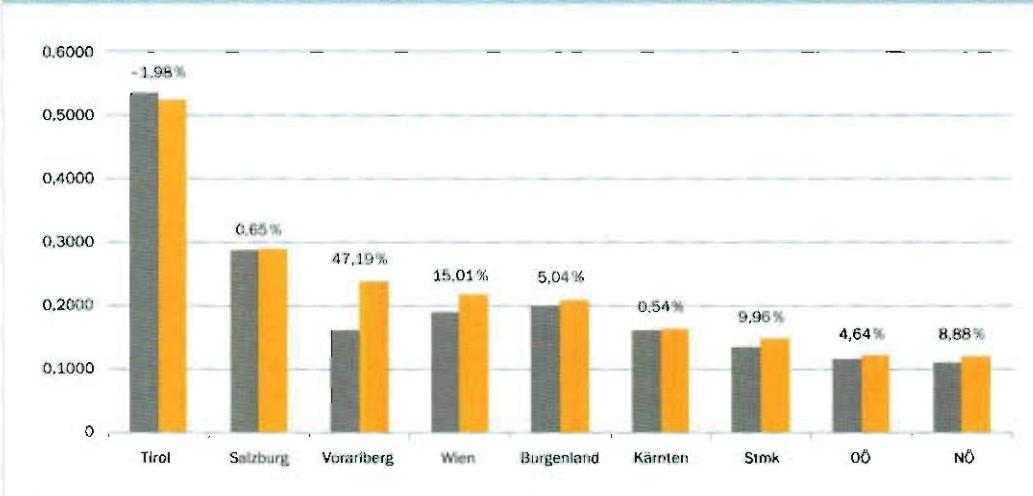
Erweiterungen zur Gewinnung neuer Kunden ermöglicht werden.

Neben den getätigten Investitionen in Leitungsprojekte schlägt auch die erstmalige Anwendung des Regulierungskontos in den meisten Netzbereichen kostenerhöhend zu Buche.

Als Mengenbasis wird ein Dreijahresmittel der letztverfügbarer Jahre herangezogen. Für die gegenständliche Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 – Novelle 2014) werden die Mengen des Jahres 2010 bis 2012 herangezogen. Die Tarifierungsmenge ist aufgrund des Wegfalls des Jahres 2009 im Vergleich zum letzten Verfahren leicht gestiegen.



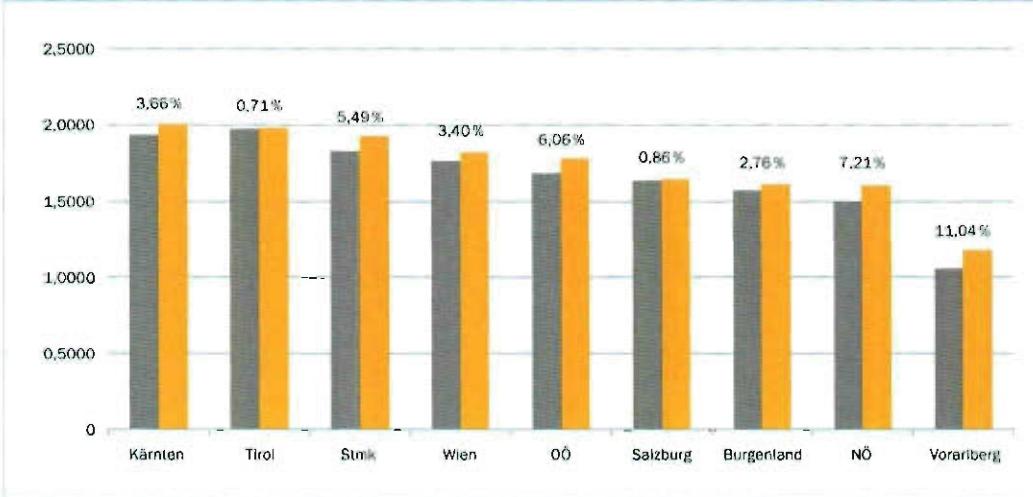
Quelle: E-Control

TARIFVERÄNDERUNG MUSTERKUNDE – 90.000.000 KWH – 7000 H – EBENE 2 in c/kWh

■ 2013
■ 2014

Abbildung 30
Tarifveränderung Musterkunde – 90.000.000 kWh – 7000 h – Ebene 2

Quelle: E-Control

TARIFVERÄNDERUNG MUSTERKUNDE – 15.000 KWH – EBENE 3 in c/kWh

■ 2013
■ 2014

Abbildung 31
Tarifveränderung Musterkunde – 15.000 kWh – Ebene 3

Quelle: E-Control

Da neben den abgegebenen Mengen der letzten drei Jahre auch die aktuellen Bezugsleistungswerte herangezogen werden, sind die anerkannten Kosten auf eine deutlich geringere Gesamt Mengenbasis zu beziehen. Dieser Rückgang ist vor allem auf einen deutlich geringeren Kraftwerkseinsatz zurückzuführen.

Aufgrund der Regulierungsparameter für die 2. Anreizregulierungsperiode mussten die Netzbetreiber ihre bestehenden Kosten abhängig von deren relativer Effizienz um rund 2% bis 5% senken. Allerdings konnten diese kostensenkenden Effekte die tariferhöhenden Auswirkungen durch die Entwicklung der Inflation, Tarifierungsmenge und Investitionstätigkeit in einzelnen Netzbereichen nur bedingt kompensieren.

Stärkere Entgeltanpassungen (vgl. Grafiken zu den Musterkunden) sind in den Netzbereichen Steiermark und Niederösterreich erforderlich, die im Wesentlichen durch Investitionen in die Südschiene verursacht werden, denen aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine Erlöse durch steigende Absatzmengen gegenüberstehen. Die Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist zusätzlich noch auf den Anstieg der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 begründet. Die Entwicklung der Tarife im Netzbereich Oberösterreich ist vorwiegend durch die erstmalige Anwendung des Regulierungskontos gem. § 71 GWG 2011 geprägt. Die Erhöhung der Tarife im Netzbereich Vorarlberg ist auf den Umstand zurückzuführen, dass aufgrund der Marktmodellumstellung im Marktgebiet Vorarlberg mit 1. Oktober 2013

die Ausspeisekapazitäten aus dem deutschen Netz in das Marktgebiet Vorarlberg nunmehr zentral vom Verteilergebietsmanager gebucht werden und diese Kosten erstmalig für ein gesamtes Kalenderjahr in die Entgeltfestlegung eingeflossen sind. Insbesondere betrifft die Netzkostenerhöhung die Kunden der Zonen C und D, für die sich durch die Umstellung des Gasmarktmodells allerdings die Dienstleistungsqualität entscheidend verbessert hat. Dass dieser Umstand auf die Entgelte in Tirol, das von der Marktmodellumstellung genauso betroffen ist, weniger durchschlägt, ist in erster Linie durch die positive Mengenentwicklung in diesem Netzbereich begründet.

Erstmals wird in den Entgelten auch ein eigenes Entgelt für Großabnehmer mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von mehr als 400.000 kWh/h verankert sein, der es unter anderem Kraftwerken ermöglicht, auf Basis der Tageshöchstleistung abgerechnet zu werden. Dieses Entgelt kann von den jeweiligen Großabnehmern einmal innerhalb von zwölf Monaten beantragt werden und soll insbesondere für Kraftwerksbetreiber einen Anreiz darstellen, die Kraftwerke wieder vermehrt einzusetzen, um damit einen höheren Beitrag an den Netzkosten des Gassystems in Österreich zu leisten.

KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMODELL

Der Marktgebietsmanager (MGM) hat gemäß § 14 Abs. 1 Z 4 iVm § 34 und § 35 GWG 2011 die Aufgabe, ein einheitliches Berechnungsschema zur Ermittlung und Ausweisung der Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erstellen. Die Einführung des neuen Marktmodells und

einer Entry-Exit-Zone hat es notwendig gemacht, die bestehenden Punkt-zu-Punkt (P2P) Verträge in Entry-Exit-Verträge überzuführen. Dieser Prozess wurde von MGM als Koordinierungsstelle der drei österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber mittels eines von der E-Control genehmigten Kapazitätsberechnungsmodells durchgeführt.

Ergebnis des Kapazitätsberechnungsmodells, das auf Basis der maximalen technischen Kapazitäten, die von jedem Fernleitungsnetzbetreiber durch hydraulische Modelle berechnet und ins Kapazitätsmodell eingebbracht wurden, ist die Festlegung der Qualität der Kapazitätsprodukte an den maßgeblichen Punkten. Da sich die Kapazitätsberechnung für Entry-Exit-Zonen wesentlich von der Kapazitätsberechnung für Point-to-Point (P2P) Systeme unterscheidet, war es notwendig, neben frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK), auch dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) festzulegen, um bestehende Kapazität nicht zu vernichten. Dynamisch zuordenbare Kapazitäten sind ein Kapazitätsprodukt mit unterbrechbarem Zugang zum VHP. Das Modell garantiert einen maximierten Ausweis von freien zuordenbaren Kapazitäten. Die Marktteilnehmer haben das hohe Ausmaß an FZK-Kapazitäten bei der Umwandlung von P2P in Entry-Exit-Verträge durch das Kapazitätsberechnungsmodell positiv begrüßt.

Das Kapazitätsmodell wurde vom Vorstand der E-Control mit befristetem Bescheid vom 6.7.2012 erstmalig genehmigt. Der Bescheid wurde mit einer Auflage erteilt. Die Auflage sah vor, dass das Kapazitätsberechnungs-

modell auch drei weitere unterjährige Re-Kalkulationen der Kapazitätsberechnung je nach durchschnittlicher Außentemperatur und Erdgastemperatur zur Maximierung des Kapazitätsangebotes zu berücksichtigen hat. Das Modell ist mittlerweile genehmigt.

VERÄNDERUNGEN AUF DER TRANSPORTEBENE

Network Codes

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 folgende Standardkapazitätsprodukte vor (siehe Tabelle 7).

Der CAM Network Code sieht folgenden Auktionskalender vor:

- > 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).
- > Auktion von Quartalskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im Juni statt.
- > Auktion von Monatskapazität findet jeden Monat am 3. Montag des Monats statt.
- > Auktion von Tageskapazität findet jeden Tag um 16.30 Uhr⁴ statt.
- > Vergabe von Within-Day-Kapazität findet jede Stunde während eines Gastags statt.

⁴ Entspricht Mitteleuropäischer (Sommer-)Zeit (ME(S)Z)

Tabelle 7
Standardkapazitätsprodukte
und Auktionskalender gem.
CAM Network Code

STANDARDKAPAZITÄTSPRODUKTE 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)

Quelle: E-Control

Prisma

Gas Connect Austria, TAG und BOG haben sich an der neu gegründeten europäischen Kapazitätsplattform „PRISMA“ beteiligt, die mit 1.4.2013 operativ ist. Die drei Fernleitungsnetzbetreiber versteigern sämtliche Kapazitäten seit 1.4.2013 über PRISMA.

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 Netzbetreiber 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.

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 Netzbetreiber haben auf der neuen PRISMA-Plattform die Möglichkeit, eine Gebotsliste einzustellen, in der sie für ihr Unternehmen bis zu 10 Preis-Mengenkominationen mit jeweils einer Mindestmenge abgeben.

Engpassmanagement

Mit der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 wurden bereits einige Bestimmungen des Beschlusses der Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 hinsichtlich Engpassmanagement in österreichischem Recht verankert. Neben dem „Use-it-or-lose-it“-Mechanismus für verbindliche „Day-ahead“-Kapazität wurde auch der „Use-it-or-lose-it“-Mechanismus für langfristige Kapazität umgesetzt, welcher bereits seit 1.1.2013 in Kraft ist.

Mit 1.10.2013 wird auch die Rückgabe kontrahierter Kapazität von den Fernleitungsnetzbetreibern ermöglicht. Die Umsetzung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems wird von den Fernleitungsnetzbetreibern ge-

prüft und dessen Einführung von der Regulierungsbehörde auf Basis der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Ergebnisse bewertet.

Transitmengen 2013

Von der im Jahr 2012 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder expor-

tiert. Insgesamt wurden rd. 434 TWh physisch importiert, wovon rd. 90 TWh für den österreichischen Markt bestimmt waren. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2012 waren dies rund 317 TWh (Abbildung 32).

PHYSISCHE GASFLÜSSE IM JAHR 2013

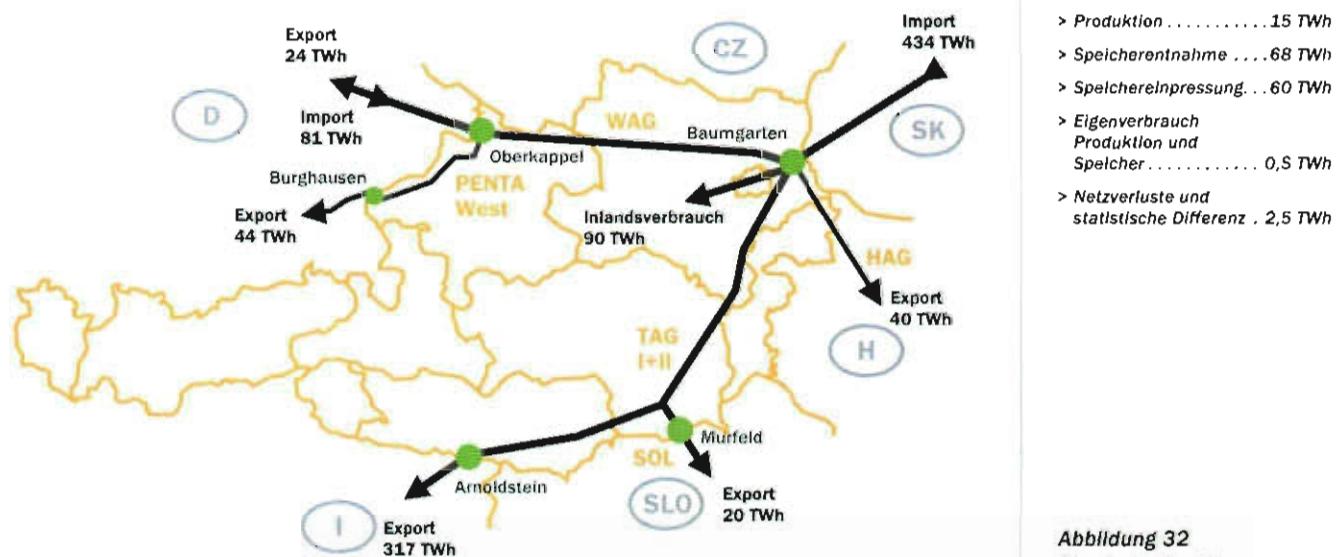


Abbildung 32
Physische Gasflüsse im Jahr 2013

Quelle: E-Control

UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Alle Netzbetreiber (Verteiler-, Übertragungsnetzbetreiber) haben nach Einleitung von Missbrauchsverfahren bereits ihre Corporate Identity derart geändert, sodass sie nicht mehr mit dem vertikal integrierten Unternehmen – insbesondere dem Versorger – verwechselt werden können.

Ein Fernleitungsnetzbetreiber (Gas Connect Austria GmbH) konnte als Unabhängiger Netzbetreiber (ITO) zertifiziert werden. Die Entflechtungsaufsicht ist bei diesem Unternehmen derzeit auf die Überwachung der Verträge zwischen dem Unabhängigen Netzbetreiber (ITO) und dem vertikal integrierten Unternehmen fokussiert.

Zwei weitere Fernleitungsnetzbetreiber (Baumgarten-Oberkappel GasleitungsgesmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH) konnten aufgrund mangelnden Vorliegens der Tatbestandsvoraussetzungen und negativer Stellungnahme der Europäischen Kommission nicht zertifiziert werden. Gleichzeitig wurden mangels Stellung eines neuerlichen Zertifizierungsantrages der Trans Austria Gasleitung GmbH Verwaltungsstrafverfahren gegen die Geschäftsführung dieser Gesellschaft eingeleitet. In 1. Instanz wurden bereits Strafen verhängt, die allerdings bekämpft wurden. In der Zwischenzeit sind von beiden Fernleitungsnetzbetreibern Zertifizierungsanträge bei der Regulierungsbehörde eingelangt, weshalb davon auszugehen ist, dass sie ab dem 1. Quartal 2014 entflechtungskonform aufgestellt sind und zertifiziert werden können.

AUFSICHT MARKTTEILNEHMER

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

Der Verteilergebietsmanager hat gem. § 18 Abs. 1 Z 11 iVm § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, **mindestens** einmal jährlich eine langfristige Planung für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zur Erreichung der Ziele des GWG 2011, insb. jener des § 22 Abs. 1 GWG 2011, zu erstellen.

Der Marktgebietsmanager ist gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 iVm § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern nach Konsultation aller einschlägigen Interessenträger einen zehnjährigen koordinierten Netzent-

wicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011 zu erstellen.

Bei der Erstellung dieser beiden Netzausbauinstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeitkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zu berücksichtigen.

Die Bestimmungen des GWG 2011 sehen vor, dass es Ziel der Netzausbauinstrumente 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 Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 im Marktgebiet zu planen.

Der Infrastrukturstandard laut Berechnungen von AGGM und GCA in Österreich hat mittlerweile 233% erreicht.

Die Verfahren für LFP und KNEP 2012 konnten erst im Jänner 2013 abgeschlossen werden. In diesen Bescheiden wurden dem Verteilergebietsmanager bzw. dem Marktgebietsmanager Aufträge erteilt, Ausbauprojekte hinsichtlich

der Speicheranbindungen und des Grenzübergabepunkts Oberkappel zu prüfen und entsprechende Projekte auszuarbeiten.

Bereits im Mai beantragte der AGGM eine Änderung der LFP 2012, in der die Adaption von einzelnen Mess- und Regelstationen sowie eine potentielle Druckanhebung im Raum Oberösterreich beantragt wurde, einerseits um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und andererseits die Anbindung von neuen Speicheranlagen zu erleichtern.

Am 30. September 2013 wurden der KNEP und die LFP 2013 bei der Behörde zur Genehmigung eingereicht.

Um sicherzustellen, dass alle Anforderungen der betroffenen Marktteilnehmer in den Planungen berücksichtigt worden sind sowie Auswirkungen auf die betroffenen Infrastruktursysteme abgestimmt werden können, wurde im November 2013 im Rahmen der Erstellung der Netzausbauplanungen eine Konsultation durchgeführt, die eingelangten Stellungnahmen wurden in den Plänen entsprechend gewürdigt und berücksichtigt. KNEP und LFP sind mittlerweile genehmigt.

Ausbaumaßnahmen gemäß Langfristiger Planung 2013

In der LFP befindet sich dieses Jahr nur ein neues Projekt, die Adaption der Station St. Margarethen, die den Netzbereich Kärnten an die TAG anbindet. Durch den gestiegenen Absatz wird die Erweiterung der Übergabestation auf 45.000 Nm³/h erforderlich, um die sichere Versorgung der Endkunden auch künftig gewährleisten zu können.

Im Rahmen des Projektes Pre-Feasibility-Study „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“ konnte nachgewiesen werden, dass mit der derzeit in Umsetzung befindlichen Infrastruktur eine Einspeicherleistung in die oberösterreichischen Speicher auf sehr hohem Niveau bereitgestellt werden kann und daher ist ein weiterer Infrastrukturausbau derzeit nicht zweckmäßig, wobei die Kapazitätssituation weiterhin detailliert überwacht wird, um allenfalls eine Neubewertung über eventuell zusätzlich erforderliche Infrastrukturprojekte vornehmen zu können. Das Ergebnis dieser Studie konnte daher als Erfüllung der Auflage zur Entwicklung von Ausbauprojekten hinsichtlich der Speicheranbindungen betrachtet werden.

Zum Monitoring bereits in vorangegangenen LFP genehmigter Projekte ist festzuhalten, dass die Anbindung des Speichers 7fields an das Verteilernetz mit 1.1.2014 in Betrieb genommen werden kann, der Ausbau der Westschiene wird voraussichtlich im Juli 2014 abgeschlossen werden können. Aufgrund der Rücknahme einiger Kapazitätserweiterungsanträge, die Gaskraftwerkspläne betroffen haben, wurden drei Projekte zurückgezogen und damit den tatsächlichen Anforderungen Rechnung getragen.

Ausbaumaßnahmen gemäß Koordiniertem Netzentwicklungsplan 2013

Im diesjährigen KNEP wurden drei Projekte eingereicht: Die GCA hat entsprechend der Markterhebung für den Punkt Überackern an der deutsch-österreichischen Grenze im KNEP ein Projekt in 2 Ausbaustufen entwi-

ckelt, das die unverbindlichen Kapazitätsanfragen abdecken würde. Da damit maßgebliche Investitionen verbunden wären, wurden für beide Ausbaustufen entsprechende Ausbauschwellen definiert, die ausgelöst werden, wenn ausreichende verbindliche Kapazitätsnachfragen vorliegen.

- > Penta West Ausbaustufe I: Mit diesem Projekt plant die GCA, die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen, um die angemeldete Speicherkapazität auf fester Basis darstellen zu können und den zusätzlich eingemeldeten Kapazitätsbedarf zu decken. Dafür ist die Errichtung einer zusätzlichen Verdichterstation für den Transport von 710.000 Nm³/h in Richtung Oberkappel geplant.
- > Penta West Ausbaustufe II: Dieses Projekt stellt eine Erweiterung des Projekts Penta West Ausbaustufe I dar. Für große Transportmengenanforderungen plant die GCA, parallel zum bestehenden Netz ein neues System für die zusätzliche Kapazität aufzubauen. Dafür ist der Bau einer neuen Übergabemessstation Neustift inklusive einer Verdichterstation geplant, eine 95 km lange Loop-Leitung mit DN 800, eine neue Messstation in Überackern sowie eine zusätzliche Verdichterstation für den Transport von Überackern nach Neustift.

Das dritte Projekt betrifft die Verlängerung des Pressure Service Agreements zwischen BOG und den Betreibern der MEGAL Süd zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilnetz.

Zum Auftrag aus dem Bescheid vom Jänner 2013, ein Projekt zur Verbesserung der Kapazitätssituation am Grenzübergabepunkt Oberkappel zu entwickeln, wurde im KNEP nunmehr nachgewiesen, dass nach Kapazitätserweiterungsmaßnahmen seitens der BOG (WAG Expansion 3) mit 1.1.2013 und aufgrund der durch die Einführung des neuen Marktmodells mit der Einführung des Entry-Exit-Systems eine deutlich entspanntere Situation am Grenzübergabepunkt Oberkappel zu beobachten ist. Daher sind zurzeit keine Ausbaumaßnahmen gerechtfertigt, allzumal die technischen Leitungskapazitäten auf der deutschen Seite noch immer unter jenen der WAG liegen. Auch die Einführung von Engpassmanagementmaßnahmen mit 1.10.2013, durch die ungenutzte gebuchte Kapazität auf Tagesbasis verfügbar gemacht wird, hat zur Entspannung der Kapazitätssituation beigetragen. Dieses Ergebnis konnte daher als Erfüllung der Auflage zur Entwicklung von Ausbauprojekten hinsichtlich des Punkts Oberkappel anerkannt werden.

Bei dem nun zum zweiten Mal erstellten KNEP ist für die Zukunft eine weiter verbesserte Zusammenarbeit und Koordination zwischen den für die Erarbeitung verantwortlichen vier heimischen Fernleitungsnetzbetreibern und dem Marktgebietsmanager, wie auch dem Verteilgebietsmanager, der für die Erstellung der LFP verantwortlich zeichnet, und insbesondere eine detailliertere Betrachtung von europäischen Infrastrukturprojekten wünschenswert, wobei im Vergleich zur erstmaligen Einreichung 2012 bereits eine deutliche Verbesserung erreicht werden konnte.

Aufsicht Clearingstellen

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgte im Jahr 2013 keine umfassende Änderung des Regelwerks für Bilanzgruppenkoordinatoren. Jedoch gab es Anpassungen der Allgemeinen Bedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren für den Gasbereich für die Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg, inklusive der Anhänge, an die novellierten Regelungen gemäß der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, welche im Jahr 2013 geändert wurden, und im Zuge der Umsetzung und Inbetriebnahme der Wechselplattform.

Neufassung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen

Verschiedene Änderungen des Rechtsrahmens machten im Jahr 2013 erneut eine Überarbeitung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (AB VN), welche die Grundlage der Netzanschluss- und Netzzugangsverträge im Verteilernetz bilden, notwendig. Die Behörde hat wie bereits in früheren Verfahren in Abstimmung mit der Branche und Vertretern der Netzbenutzer eine Musterfassung erstellt und die Netzbetreiber aufgefordert, auf dieser Basis jeweils eine angepasste Fassung der AB VN zur Genehmigung gemäß § 28 GWG 2011 einzureichen. Inhaltlich sollen damit insbesondere die in der Novelle zum GWG 2011⁵ vorgesehenen Änderungen in der Grundversorgung, beim Versorgerwechsel und bei intelligenten Messgeräten (Smart Meter) sowie die Neufassung der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung⁶ in den Vertragsbeziehungen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abgebildet werden. Angestrebt wird auch eine Harmonisierung der

einschlägigen Regelungen mit dem Strombereich. Die Verfahren zur Genehmigung der neuen AB VN werden erst im Jahr 2014 abgeschlossen sein.

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

Alle Lieferanten und Versorger wurden durch die Regulierungskommission aufgefordert, ihre infolge der jüngsten Gesetzesnovelle zu ändernden Allgemeinen Lieferbedingungen anzupassen – die Anpassung betrifft insbesondere folgende Punkte: geänderte Kündigungstermine, Online-Wechsel, Nutzung eines Prepaymentgerätes in der Grundversorgung, Teilbetragsberechnung, Hinweis auf Beratungsstellen im Rahmen des qualifizierten Mahnverfahrens, Recht auf Nutzung eines Prepaymentgerätes statt einer Vorauszahlung/Sicherheitsleistung (zu finden in §§ 76 ff EIWOG 2010 bzw. 123 ff GWG 2011). Auch wurde durch das jüngst ergangene Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes die Rechtsansicht der E-Control bestätigt, dass auch Lieferanten und nicht nur Netzbetreiber das qualifizierte Mahnverfahren einhalten müssen.

Aufsicht Handelsplätze – CEGH

Die Liquiditätskennzahlen am Virtuellen Handelspunkt sind grundsätzlich sehr gut. Die Preise am Virtuellen Handelspunkt sind sehr stabil und spiegeln das europäische Niveau wider. Im März 2013 konnte man beobachten, wie die Spotpreise aufgrund der europäischen Versorgungslage (geringe Speicherstände, wenig LNG-Mengen in Europa) gestiegen sind, wobei der Preisanstieg am

⁵ BGBl. I Nr. 174/2013.

⁶ BGBl. II Nr. 271/2013.

Virtuellen Handelpunkt im Marktgebiet Ost jedoch geringer ausgefallen ist als z.B. am Handelsplatz NCG in Deutschland, was auf eine relativ entspannte Situation in Italien am PSV zurückzuführen war.

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Handelsplätze konnten die Kosten für Marktteilnehmer im Zuge der Registrierung am Virtuellen Handelpunkt im Marktgebiet Ost gesenkt werden. Dies wurde möglich durch eine Senkung der Höhe der zu hinterlegenden Bankgarantie von zumindest EUR 140.000,- auf EUR 40.000,- ab September 2013. Einhergehend mit dieser Änderung wird das Erfordernis zur Bereitstellung

eines Back-up/Back-down-Services nicht mehr obligatorisch für alle Marktteilnehmer angeboten.

Hinsichtlich der vom Bilanzgruppenkoordinator zur Verfügung gestellten Handelsplattform für Ausgleichsenergie, der sogenannten „Merit Order List“, muss festgestellt werden, dass diese aufgrund der primären Ausgleichsenergieabrufe über die Börse am Virtuellen Handelpunkt durch den Verteilergebietssmanager nur in einzelnen Stunden bedient und benötigt wurde. Dies bestätigt auch die ausreichend vorhandene Liquidität an der Börse zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität im Verteilergebiet.

PREISUNTERSCHIEDE ZWISCHEN CEGH UND NCG BZW. TTF in EUR/MWh

Preisunterschied CEGH/TTF
 Preisunterschied CEGH/NCG

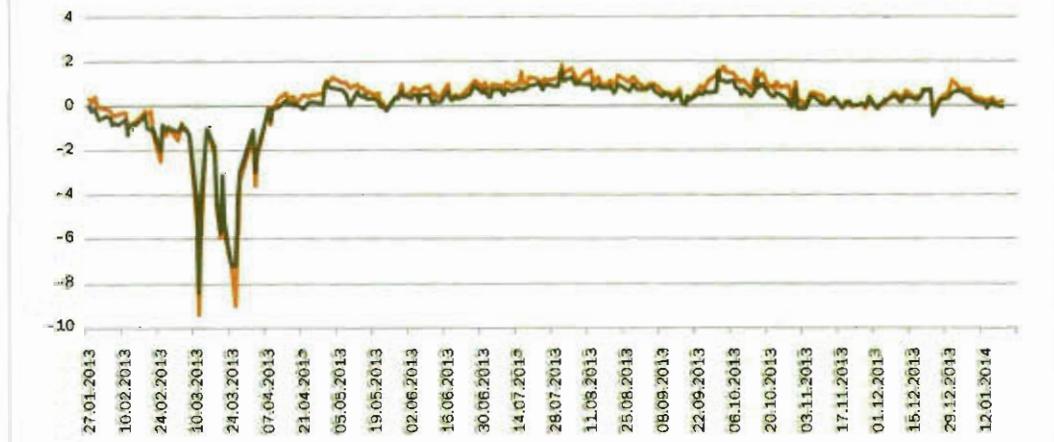


Abbildung 33

Preisunterschiede zwischen
 CEGH und NCG bzw. TTF

Quelle: E-Control

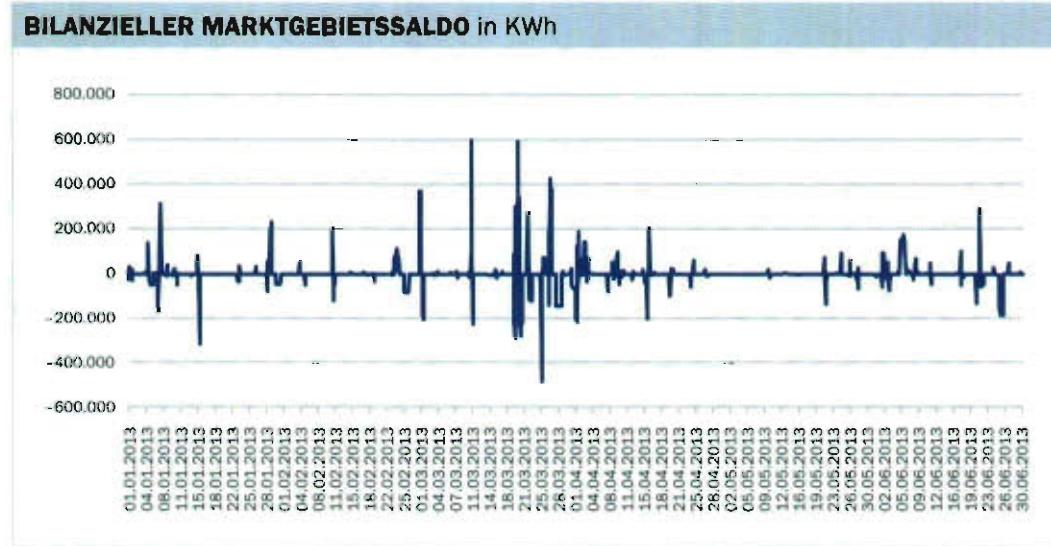
Ausgleichsenergiemarkt

Im neuen Gasmarktmodell wird zwischen der „ex-ante“ Bilanzierung auf Marktgebietsebene und der „ex-post“ Bilanzierung im Verteilergebiet unterschieden, wobei in beiden Fällen gilt, dass der jeweilige Bilanzgruppenverantwortliche primär für den Ausgleich zwischen Aufbringung und Verbrauch innerhalb seiner Bilanzgruppen selbst verantwortlich ist.

In die „exante“ Bilanzierung auf Marktgebietsebene vom Marktgebietsmanager fallen alle vorab bekannten und anzumeldenden Werte, wohingegen bei der „ex-post“ Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators die tatsächlichen Messwerte berücksichtigt werden.

Der Marktgebietsmanager ist für die Bilanzierung des Marktgebietes auf Basis von angemeldeten Werten (Fahrpläne und Nominierungen) verantwortlich. Das heißt, dass er gemäß § 26 Abs. 1 und 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-, Produktions- und Biogasmengen sowie die angemeldeten Ausspeisungen zu Endverbrauchern – in seiner Bilanzierung berücksichtigt. Der Marktgebietsmanager berücksichtigt keine tatsächlich gemessenen Mengen wie es der Bilanzgruppenkoordinator für seine Bilanzierung tut.

BILANZIELLER MARKTGEBIETSSALDO in kWh



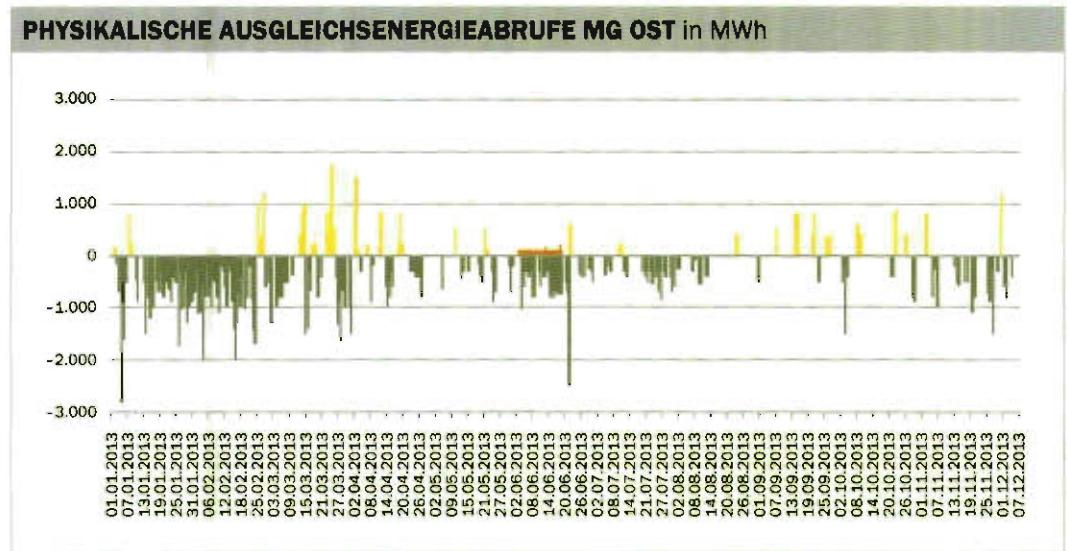
Quelle: MGM

Abbildung 34
Bilanzieller Marktgebiets-
saldo

Die Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators für die Endverbraucher, Verteilernetze und Biogaseinspeisungen ist in § 27 GMMO-VO 2012 geregelt, wobei die physikalischen Ausgleichsenergieabrufe vom Verteilergebietsmanager im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators erfolgen.

Der Verteilergebietsmanager hat für die Abdeckung seiner Strukturierungsbedürfnisse in erster Linie den Netzpuffer im Verteilergebiet und, wenn vorhanden, auch den Netzpuffer der Fernleitungen zu verwenden. Abrufe von physikalischer Ausgleichsenergie müssen vorrangig über die Börse am Virtuellen Handelspunkt erfolgen, wobei bei mangelnder Liquidität und zeit- und lokationsabhängigen Bedürfnissen auch von der Merit Order List abgerufen werden kann.

Bei den stundenbilanzierten Mengen für Endverbraucher wird gemäß § 32 Abs. 2 GMMO-VO 2012 als Ausgleichsenergielpreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergebietsmanagers von der Erdgasbörse und der Merit-Order-List (MOL) herangezogen. Zusätzlich gibt es aber bei der Stundobilanzierung noch einen Anreiz, möglichst genaue Anmeldungen zu tätigen, indem man bei einem Ausgleichsenergielieferbedarf noch drei Prozent (bis 1. April 2013 Aufschlag 20%) auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde aufschlägt, bzw. auch einen Abschlag von drei Prozent (bis 1. April 2013 Abschlag 10%) auf diesen Preis erhält, wenn man zu viel an Menge nominiert hat im Vergleich zum tatsächlichen Verbrauch und somit Ausgleichsenergie verkauft.

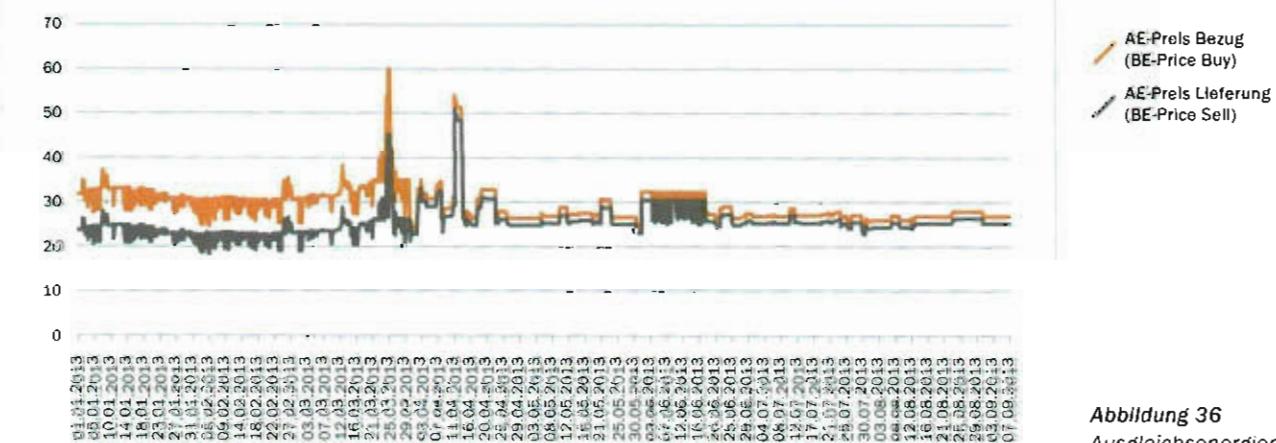


Quelle: AGCS

Bei den stundenbilanzierten Mengen für Endverbraucher wird gemäß § 32 Abs. 2 GMMO-VO 2012 als Ausgleichsenergielpreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergebietsmanagers von der Erdgasbörse und der Merit-Order-List (MOL) herangezogen. Zusätzlich gibt es aber bei der Stundobilanzierung noch einen Anreiz, möglichst genaue Anmeldungen zu tätigen, indem man bei einem Ausgleichsenergiebedarf noch drei Prozent (bis 1. April 2013 Aufschlag 20%) auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde aufschlägt bzw. auch einen Abschlag von drei Prozent (bis 1. April 2013 Abschlag 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 Endverbraucher erfolgt gemäß § 32 Abs. 3 GMMO-VO 2012 nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergebietsmanagers an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelpunkt und nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergebietsmanagers von der Merit Order List, wobei hier die Grenzpreise herangezogen werden, also der höchste Einkaufspreis in Bezugsrichtung und der niedrigste Verkaufspreis in Lieferrichtung. In der Tagesbilanzierung wird nur die Tagesmenge für die Betrachtung der Uunausglichenheiten herangezogen. Untertägige Abweichungen bleiben für die Bilanzgruppen insofern kostenlos, als die untertägige Strukturierung über das Netz bzw. die Netzsteuerung des Verteilergebietsmanagers erfolgt. Da dies allerdings tendenziell zu ver-

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR STUNDENBILANZIERER in EUR/MWh



Quelle: AGCS

Abbildung 36
Ausgleichsenergielpreise für
Stundenbilanzierer

mehrten Kosten in der Netzsteuerung führt, bezahlt man bei einem Ausgleichsenergiebezug den an diesem Tag teuersten vom Verterlegergebietsmanager gehandelten Preis bzw. erhält man bei einer Ausgleichsenergielieferung den an diesem Tag billigsten vom Verterlegergebietsmanager gehandelten Preis.

Die Abwicklung der Ausgleichsenergiebewirtschaftung im neuen Marktmodell über die Börse am Virtuellen Handelpunkt ist grundsätzlich positiv hervorzuheben. Es ist in der Regel ausreichend Liquidität am Within-Day-Markt vorhanden.

Eine Auffälligkeit an der Börse ist jedoch die starke Marktkonzentration am für die Ausgleichsbewirtschaftung maßgeblichen Within-Day-Markt. Insgesamt betrug das Marktvolumen am Within-Day-Markt im ersten Halbjahr 2013 229.070 MWh, welche über in Summe 890 Transaktionen gehandelt wurden. Eine anonymisierte Analyse aller Transaktionsdaten in diesem Bereich hat ergeben, dass zwar mehr als zwanzig Teilnehmer in diesem Markt aktiv waren, die Marktanteile aber sehr ungleich aufgeteilt sind.

Börsenreferenzpreis CEGHIX
AE-Preis Bezug
(BE-Price Buy)
AE-Preis Lieferung
(BE-Price Sell)

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR TAGESBILANZIERER in EUR/MWh

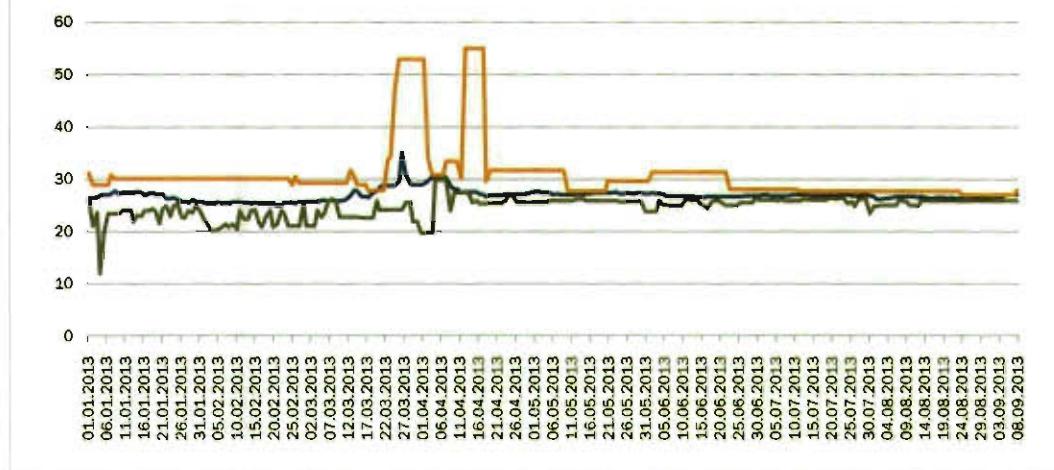


Abbildung 37
Ausgleichsenergiepreise für
Tagesbilanzierer

Quelle: AGCS

SPEICHERMARKT

Speicherkapazitäten in Österreich im Jahr 2013
Die Speicherkapazitäten in Österreich blieben in 2013 mit 7,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen

im Vergleich zu 2012 gleich. Auch der Speicher LAB in der Slowakei ist über die Transportleitung MAB an den österreichischen Markt angebunden. Dieser Speicher hat ein

SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH

Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicher-rate in cm³/h	Anteil an gesamter Einspeicher-rate	Entnahmee-rate in cm³/h	Anteil an gesamter Entnahmee-rate	Arbeitsgasvolumen in mcm	Anteil an gesamtem Arbeitsgasvolumen
OMV-Schöenkirchen	650.000		960.000		1.780	
OMV-Tallesbrunn	125.000		160.000		400	
OMV-Thann	115.000		130.000		250	
OMV Speicher gesamt	890.000	34,9 %	1.250.000	35,2 %	2.430	32,9 %
RAG-Puchkirchen	520.000		520.000		1.080	
RAG-Haidach 5	20.000		20.000		16	
RAG-Aigelsbrunn	50.000		50.000		100	
RAG Speicher gesamt	590.000	23,1 %	590.000	16,6 %	1.196	16,2 %
Astora-Haidach	333.333	13,1 %	366.667	10,3 %	867	11,7 %
Gazprom-Haidach	666.667	26,1 %	733.333	20,7 %	1.733	23,5 %
Eon-Gas-Storage-7fields	405.000	15,9 %	607.000	17,1 %	1.165	15,8 %
Summe	2.551.667	100,0 %	3.547.000	100,0 %	7.391	100,0 %

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

Tabelle 8
Speicherkapazitäten
in Österreich,
Stand Dezember 2013

Arbeitsgasvolumen von 652 Mio. m³ und eine Entnahmeeleistung von 285.416 m³/h.⁷

Speichernutzung 2013

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2013/2014 niedriger als im Vorjahr befüllt, und zwar zu 82,6% im Vergleich zu 92% in 2013 (Abbildung 38). Dies ist zum einen auf die verlängerte Ausspeicherperiode im Winter 2012/2013 zurückzuführen, die aufgrund des kalten März bis Mitte April angehalten hat. Die Ausspeicherperiode hat jedoch auch später begonnen, nämlich Mitte November, sodass der Speicherstand im Dezember nicht deutlich

unter dem Vorjahr lag. Die geringere Einspeicherung im Vergleich zum Vorjahr ist auch auf den sinkenden Gasverbrauch zurückzuführen, vor allem der Gaseinsatz in den Kraftwerken ist zurückgegangen.

Trotz hoher Ausspeicherungen während der Kältewelle im Februar 2012 wurden die Speicher im Winter 2012/2013 stärker genutzt, vor allem im März 2013 (Abbildung 39). Die Einspeicherung im Sommer 2013 war auch höher als im Vorjahr, die Ausspeicherperiode dagegen hat 2013 erst mit zweimonatiger Verschiebung Mitte November 2013 begonnen.

⁷ Vgl. <http://pozagas.sk/en/ungsflab-4/>

// Regulierungsbehörde
 / Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2013

ERDGAS IN ÖSTERREICH – SPEICHERINHALTE ZUM MONATSLETZTEN in GWh

2012
 2013

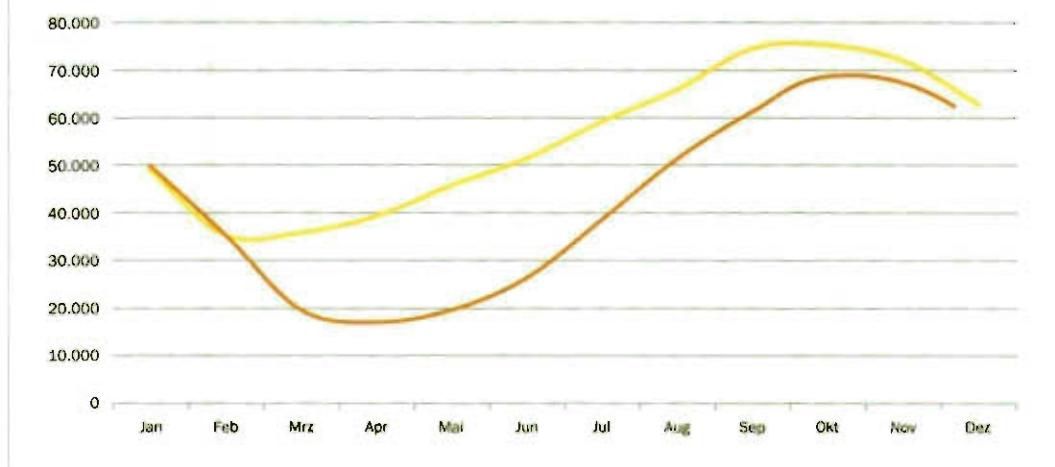


Abbildung 38

Speicherfüllstände 2012 und 2013 in Österreich

Quelle: E-Control

EIN- UND AUSSPEICHERUNG GAS BEI DEN ÖSTERREICHISCHEN SPEICHERN in GWh

Ausspeicherung 2013
 Ausspeicherung 2012
 Einspeicherung 2013
 Einspeicherung 2012

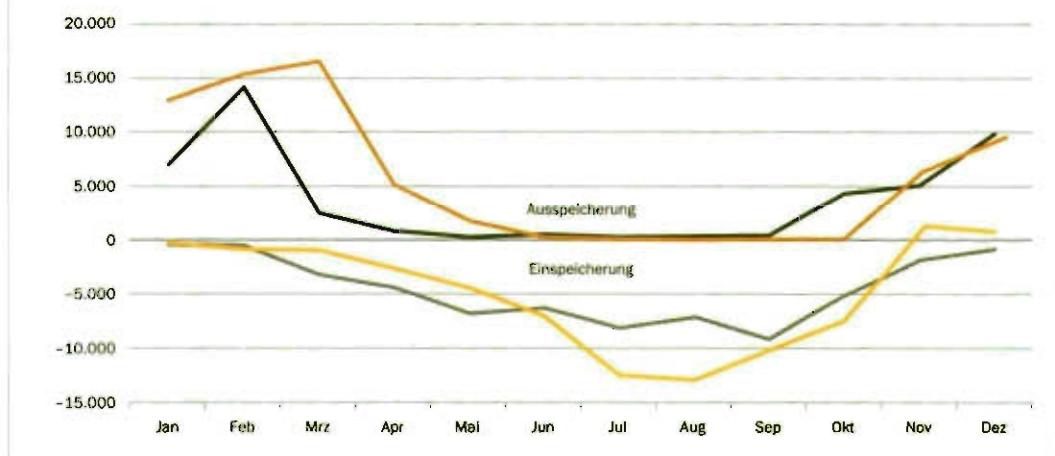


Abbildung 39

Ein- und Ausspeicherung Gas bei den österreichischen Speichern 2012 und 2013

Quelle: E-Control

Allokationen von Speicherkapazitäten

Die österreichischen Speicherunternehmen bieten ihre Speicherkapazitäten zum einen auf der Basis von Internet Booking Systemen oder Anfrageformularen auf ihren Homepages, aber auch vermehrt über die Plattform Store-X an. Alle österreichischen Speicherunternehmen sind auf Store-X registriert.

Eon Gas Storage hat im März ein Arbeitsgasvolumen von insgesamt 2,5 Mrd. kWh vergeben. Angeboten wurde eine Gaspreisindexierung. Bieter konnten nicht nur ein Angebot für einen Aufschlag auf die Preisformel, sondern auch für einen Mindestpreis abgeben.

OMV Gas Storage hat im Juni und Oktober 2013 über Store-X 2 bzw. 3,7 Mrd. kWh Arbeitsgasvolumen versteigert. Im Juni 2013 wurden die Mengen für den Zeitraum 1.7.2013 bis 31.3.2014 vergeben, 100% der angebotenen Mengen wurden den Bieter zugeteilt. In der Auktion vom Oktober wurden 85% der angebotenen Mengen vergeben, die restlichen Mengen sollen im ersten Quartal 2014 erneut angeboten werden.

Verbesserungen beim Speicherzugang

Mit der Umsetzung des neuen Marktmodells im Januar 2013 sind Speicherunternehmen gem. § 16 Gasmarktmodell-Verordnung Netzzugangsberechtigte und müssen Netznutzungsverträge mit den Netzbetreibern abschließen. Sie müssen auch die Netznutzungstarife zahlen; ob sie diese an ihre

Speicherkunden weiterverrechnen, ist ihnen überlassen. Für den Speicherunden bedeutet die Regelung in § 16 GMM-VO, dass er sich beim Kauf eines Speicherprodukts um den Zugang zum VHP nicht bemühen muss.

Zudem sind die täglichen Daten der Speicherbewegungen für alle Speicher, die an das Marktgebiet angeschlossen sind, seit Januar 2013 auf der Homepage des Marktgebietmanagers am Folgetag abrufbar. Damit ist die Transparenz am Speichermarkt weiter verbessert worden.

VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS

Aufgaben im Gasbereich aus der Energielenkung

Die E-Control ist sowohl für die Vorbereitung und Koordinierung der im Anlassfall vorzusehenden Lenkungsmaßnahmen im Elektrizitätsbereich (§ 15 Abs. 1 EnLG2012) wie auch für jene im Gasbereich (§ 27 Abs. 1 EnLG2012) zuständig. Das Energielenkungsgesetz 2012 sieht nunmehr eine Verschränkung von Lenkungsmaßnahmen in beiden Bereichen vor. Dementsprechend wurden, wie in der Vergangenheit auch, die Evaluierung der Krisenmechanismen und -abläufe für beide Bereiche gemeinsam in einem internen Projekt durchgeführt.

Daher lag ein Schwerpunkt der Arbeiten auch im Gasbereich bei der Definition möglicher neuer Lenkungsmaßnahmen, die zumindest eine teilweise Weiterverwendbarkeit bereits

bestehender Mechanismen erlauben könnten. Das Marktmodell bietet und bot konkretere Möglichkeiten als im Strombereich an, sodass die Überlegungen und Diskussionen im Erdgasbereich bereits etwas weiter gediehen sind.

Eine weitere Neuerung im EnLG 2012 liegt in der Einbindung der Fernwärme in strom- und gasspezifische Lenkungsmaßnahmen. Da der Fernwärmebereich für die E-Control quasi Neuland darstellt – im Rahmen von Übungen in Wien und Salzburg wurde der Fernwärmebereich zwar mit abgedeckt, doch ist die Detailkenntnis über diesen Bereich derzeit noch geringer als in den beiden anderen – wurden entsprechende Informationen bei Fernwärmeeunternehmen eingeholt. Inwieweit und in welcher Form die Fernwärme in die bestehenden und künftigen Lenkungsmaßnahmen und -abläufe einzubeziehen sein wird, soll einen weiteren Schwerpunkt für das kommende Jahr bilden.

Monitoring der Gewährleistung des Versorgungsstandards

Artikel 8 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SOS-VO) iVm § 121 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) verpflichtet **Versorger**, die geschützte Kunden gemäß Art. 2 der SOS-VO mit Erdgas beliefern, den **versorgungsstandard** gemäß Art. 8 der SOS-VO zu **gewährleisten**. Die geschützten Kunden sind im Falle Österreichs die Haushaltskunden, da Österreich von der Möglichkeit, den Kreis der geschützten Kunden darüber hinaus auszudehnen,

keinen Gebrauch gemacht hat. Demnach müssen Versorger ihre Haushaltkundenversorgung in folgenden Fällen gewährleisten:

- extreme Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt;
- ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt; und
- für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.

Die Nichterfüllung der Verpflichtung gemäß § 121 Abs. 5 GWG 2011 ist mit einer Verwaltungsstrafe von bis zu EUR 75.000,- bedroht (§ 159 Abs. 2 Z. 12 des GWG 2011).

Die E-Control als zuständige Behörde für die Überwachung der Einhaltung des Versorgungsstandards hat im September 2013 an alle Versorger, die geschützte Haushaltkunden beliefern, ein Erhebungsformular verschickt zu dem Zweck, dass die Versorger geschützter Kunden einen **Nachweis** für die Einhaltung der Versorgungsstandards für das Winterhalbjahr 2013/2014 erbringen.

Auf der Basis der Erfahrungen aus der ersten Befragungsrounde 2012 und den Diskussionsrunden mit dem **Fachverband GasWärme** wurde die **Erhebung aus 2012 adaptiert**. Dabei sollte versucht werden, die Erfüllung des

Versorgungsstandards quantitativ abzuschätzen. Dafür ist die einheitliche Erhebung von Unternehmensdaten zu dem jeweiligen Beschaffungsportfolio notwendig. Zu diesem Zweck hat die E-Control ein Erhebungsformular entwickelt, mit dem das Beschaffungsportfolio für den Betrachtungszeitraum inkl. Speicher- und Transportverträge quantitativ dargestellt werden sollte.

Von Seiten der E-Control wurde - auch als Ergebnis der Diskussion mit dem Fachverband - festgelegt, dass der Betrachtungszeitraum der diesjährigen Erhebung die Heizperiode, also der Zeitraum von 1.10.2013 bis 1.4.2014, ist.

Im Weiteren wurden folgende Vorgaben für die Versorger von E-Control festgelegt: Die benötigten Mengen müssen für das Winterhalbjahr für jeden Monat des Betrachtungszeitraums zur Verfügung stehen, damit bereits zu Beginn der Heizperiode abgesichert ist, dass in der Heizperiode diese Mengen vorgehalten werden und nicht kurzfristig zugekauft werden müssen, wenn ein Engpass ist. Dies könnte nämlich in dem Fall, dass die größte Infrastruktur ausfällt, problematisch sein.

Als gesichert gelten nur feste Liefer-, Speicher- und Transportverträge, keine unterbrechbaren Verträge, da nur diese eine über den Betrachtungszeitraum gesicherte Dienstleistung garantieren.

Für die Erfüllung konnten Gasbezugs- und ergänzend Speicherverträge angegeben werden. Direkte Speicherverträge mit Speicherunternehmen sind jedoch nicht zwingend notwendig, da auch Bezugsverträge Speicherleistungen als Vorleistungen enthalten können und somit eine physische Lieferung gesichert ist.

Die für die Erfüllung des Versorgungsstandards geforderten Mengen wurden auf den Angaben der AGGM im Präventionsplan 2012 berechnet. Es wurde aber den Versorgern auch freigestellt, ihre eigenen Berechnungen zu verwenden, wenn sie diese Berechnungen plausibel darlegen können.

Um die in den Versorgungsstandards angeforderten Mengen vorzuhalten, konnten Gasbezugs- und ergänzend Speicherverträge angegeben werden.

Von Seiten der E-Control wurde auch die Möglichkeit der Speichernutzung im Ausland nicht ausgeschlossen. Dafür mussten aber korrespondierende feste Transportverträge vorgelegt werden.

Die Versorger der Haushaltskunden haben individuell nachweisen können, dass sie ausreichend Mengen vorhalten, um ihre Kunden auch bei den in Artikel 8 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SOS-VO) angegebenen Extremsituationen in den Wintermonaten versorgen zu können. Dabei sind Speicher nach wie vor ein wichtiges Instrument für die Versor-

gungssicherheit. Darüber hinaus ist auch die Leitungsinfrastruktur in einem Ausmaß verfügbar, die keinen Versorgungsengpass erwarten lässt. Dies zeigt auch der von AGGM in der aktuellen langfristigen Planung festge-

stellte Wert des Infrastrukturstandards in der Höhe von 233 Prozent. Das bedeutet, dass selbst bei einem Ausfall der größten Gasinfrastruktur der Markt ausreichend mit Gas versorgt werden kann.

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

PCI STROM UND GAS

Parallel zum Gesetzgebungsverfahren zur Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur hat auch der erste Prozess der Auswahl von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) stattgefunden. Ausgewählt wurden die Projekte im Rahmen eigens eingerichteter regionaler Arbeitsgruppen, die alle eingereichten Projektkandidaten bewertet und der EU-Kommission einen Vorschlag unterbreitet haben. Die E-Control war im Gasbereich in den Gruppen „North-South gas interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe“ und „Southern Gas Corridor“ und im Strombereich in den Gruppen „North-South electricity interconnections in Western Europe“ und „North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe“ vertreten. Die gesamte PCI-Liste wurde nach Stellungnahme der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) von der EU-Kommission als delegierte Verordnung angenommen⁸ und enthält insgesamt

248 Infrastrukturprojekte, davon 132 im Strom- und 107 im Gasbereich, außerdem sieben Erdölinfrastruktur- und zwei Smart-Grid-Projekte.

Auch mehrere für Österreich relevante Projekte erhielten den PCI-Status, siehe die nachfolgende Übersicht. Die PCI-Liste ist alle zwei Jahre zu aktualisieren, d.h. alle Projekte müssen neuerlich den Auswahlprozess durchlaufen.

Strom

- 2.1 Capacity increase AT/DE: Internal reinforcements between Westtirol and Zell-Ziller (AT)
- 2.11 Germany – Switzerland – Austria capacity increase in the Bodensee area
 - > Interconnection between Herbertingen (DE), Meiningen (AT) and Rüthi (CH)
 - > Internal reinforcements between Herbertingen and Pkt. Rommelsbach (DE), between Herbertingen and Tiengen (DE), between Pkt. Wullenstetten and Pkt. Niederwangen (DE)

⁸ Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamen Interesse

3.1	Austria – Germany between St. Peter and Isar	from the southern branch of the Czech transmission system
>	Interconnection between St. Peter (AT) and Isar (DE)	7.1.5 Nabucco West/Gas pipeline from Bulgaria to Austria via Romania and Hungary
>	Internal reinforcements between St. Peter and Tauern (AT)	
>	Internal reinforcements between St. Peter and Ernsthofen (AT)	Ausgewählte Projekte konnten bis zum 31. Oktober 2013 bei den betroffenen Regulierungsbehörden einen Investitionsantrag einschließlich eines Antrags zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung stellen. EU-weit haben dies mehrere Projektwerber – mehrheitlich im Gasbereich – getan. Auch die E-Control ist an einem Kostenaufteilungsverfahren beteiligt. Über die Investitionsanträge haben die Regulierungsbehörden koordinierte Entscheidungen zu erlassen, weshalb die Agentur Empfehlungen für eine harmonisierte praktische Anwendung der Kriterien laut Verordnung veröffentlicht hat. ⁹
3.2	Italy – Austria between Veneto region and Lienz	
>	Interconnection between Veneto region (IT) and Lienz (AT)	
>	Internal reinforcements between Lienz and Obersielach (AT)	
>	Internal reinforcements between Volpago and North Venezia (IT)	
3.3	Interconnection between Milan region (IT) and Nauders (AT)	
3.4	Interconnection between Wurmlach (AT) and Somplago (IT)	
2.18	Capacity increase of hydro-pumped storage in Kaunertal, Tyrol (AT)	Die Verordnung verpflichtet ENTSO-E und ENTSOG zur Entwicklung einer Methode für eine energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse, die sowohl für den künftigen Auswahlprozess als auch für die Kostenaufteilung und die Finanzierung die betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Grundlage bildet.
2.19	New hydro-pumped storage in Obervermuntwerk II, Vorarlberg province (AT)	
2.20	Capacity increase of hydro-pumped storage in Limberg III, Salzburg (AT)	
2.21	PCI hydro-pumped storage in Germany – Riedl	
Gas		
6.4	Bidirectional Austrian-Czech Interconnection (Baumgarten – Reintal – Breclav)	ENTSO-E und ENTSOG haben Mitte November fristgerecht ihre Methodenentwürfe präsentiert. Diese werden nun von ACER evaluiert und müssen – nach gegebenenfalls erforderlichen Anpassungen – von der Europäischen Kommission genehmigt werden.
6.16	Tauern gasleitung (Haiming – Tarvisio)	
6.17	PCI Connection to Oberkappel (AT)	

⁹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2007-2013.pdf.

REMIT

Neben der Umsetzung der Sanktionen und Befugnisse in den nationalen Rechtsbestand wurden auch auf interinstitutioneller Ebene die ersten Weichen für eine gute Zusammenarbeit gestellt. Es wurden Memoranda of Understanding mit der Finanzmarktaufsicht, ACER und der slowenischen Energie- regulierungsbehörde abgeschlossen, wobei insbesondere die Kontakte mit der Finanzmarktaufsicht ausgebaut wurden. Um eine effektive Zusammenarbeit im Bereich REMIT auf regionaler Ebene sicherzustellen, wurden zudem auch erste Diskussionen bzgl. möglicher Kooperationsvereinbarungen mit anderen benachbarten Regulatoren gestartet.

Einen weiteren wichtigen Schritt stellte die Fertigstellung der Registrierungsplattform für Marktteilnehmer dar, womit die Voraussetzung für die Registrierung gemäß Artikel 9 REMIT geschaffen wurde. Innerhalb der Behörde wurden Vorbereitungen in Bezug auf Datensicherheit und -schutz sowie Verfahrensabläufe getroffen, um bestmöglich auf den Beginn der Datensammlung vorbereitet zu sein. Immer wichtiger wurde auch die Beantwortung von Anfragen von Marktteilnehmern, die sich über die Verpflichtungen unter REMIT informierten.

Im Bereich der operativen Umsetzung der REMIT konnte durch die erfolgreiche Ausschreibung einer Energiegroßhandelsmarkt- überwachungssoftware ein wichtiger Punkt abgeschlossen werden. Diese Software wird dzt. gemeinsam mit dem Softwarehersteller auf die Bedürfnisse der E-Control angepasst

und implementiert. In Vorbereitung auf die Datensammlung unter REMIT wurde zudem ein Pilotprojekt mit ausgewählten Marktteilnehmern gestartet. Ziel ist der Nachweis einer sicheren Datenübermittlung zwischen den Datenbereitstellern und E-Control.

STATISTISCHE AUFGABEN

Gemäß § 92 EIWOG 2010 und § 147 GWG 2011 ist die Regulierungsbehörde mit der Durchführung der Elektrizitäts- und Erdgas- statistiken betraut. Darüber hinaus sieht das Energielenkungsgesetz 2012 die Erhebung historischer, aktueller und vorausschauender Daten für Zwecke der Energielenkung vor. Detaillierte Datenerhebungen ergeben sich ebenfalls aufgrund der Monitoringaufgaben, wobei die E-Control im Gasbereich mit der entsprechenden Datenerhebung betraut ist.

Einerseits aufgrund der Zuständigkeit der E-Control für diese Bereiche der Datenerhebungen sowie andererseits aufgrund der Tatsache, dass zumindest teilweise gleiche Erhebungsinhalte für diese Aufgabenbereiche bestehen, werden die entsprechenden Erhebungen, den Geboten der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit folgend, nach Möglichkeit gemeinsam durchgeführt.

Dementsprechend wurden die Formulare für die Monats- und Jahreserhebungen im Gasbereich an die zum Teil neuen Bestimmungen der Erdgas-Statistikverordnung und der Erdgas-Monitoringsverordnung angepasst und den meldepflichtigen Unternehmen übermittelt.

Im Strombereich war kein Anpassungsbedarf gegeben. Allerdings wurden für die in den Aufgabenbereich der Länder fallenden Erhebungen zum Monitoring einheitliche Erhebungsformulare erstellt, die von den Dienststellen der Landeshauptmänner adaptiert und den Meldepflichtigen übermittelt wurden. Im Erdgasbereich sind insgesamt rd. 100 und im Elektrizitätsbereich rd. 600 Branchenunternehmen 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 anerkannter Qualität ausdrückt.

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 2013 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 2013 weiters regelmäßig Informationsveranstaltungen für

Branchenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen der Energiepolitik. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren 2013 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.

ÜBERSETZUNGSTÄTIGKEITEN

Wie bereits seit einigen Jahren ergänzte die E-Control 2013 ihr bestehendes Angebot an deutschen und englischen Übersetzungen. Damit wird der wachsenden internationalen Dimension nationaler österreichischer Themen Rechnung getragen und das Angebot an englischen Fassungen österreichischer Regulierungstexte ebenso erweitert wie die Verfügbarkeit deutscher Übersetzungen relevanter internationaler Dokumente. Die Übersetzungen haben keinen rechtlichen Charakter, sondern dienen vielmehr einer Zugänglichmachung und Erklärung.

Mit dieser Zielsetzung wurde 2013 eine englische Fassung des Ökostromgesetzes 2012 angefertigt. Außerdem stehen nunmehr konsolidierte Fassungen des EIWOG 2010 und des GWG 2011 zur Verfügung, die auch die letzten Novellen beinhalten. Wie bereits zuvor stellte die E-Control diese Texte auch dem Bundeskanzleramt zur Aufnahme in das englische Rechtsinformationssystem des Bundes zur Verfügung.

Nach dem Abschluss des Marktregelprozesses und der Einführung des **neuen** Gas-Marktmodells mit 1. Jänner 2013 wurde auch die Weiterentwicklung der zugehörigen Regelungen konsequent zweisprachig durchgeführt. Weiters wurden zentrale Verordnungen in englischer Sprache zur Verfügung gestellt.

Das englischsprachige Angebot der E-Control umfasst österreichische **Gesetze** (EIWOG 2010, GWG 2011, ÖSG 2012), Verordnungen, Marktregeln, Berichte und Publikationen (Jahresbericht, Ökostrombericht, Statistik-Broschüre etc.). Umgekehrt ist die E-Control auch mit der laufenden Übersetzung der Rahmenleitlinien der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden beschäftigt, um diese **für** österreichische Marktteilnehmer zugänglich zu machen.

ENDKUNDENTHEMEN

Preisvergleiche Haushalte/Industrie

Tarifkalkulator

Der Tarifkalkulator stellt für die Konsumenten nach wie vor eines der wichtigsten Informationstools über die Energiepreise der einzelnen Anbieter, Gesamtkosten sowie **Einsparmöglichkeiten** bei einem Lieferantenwechsel dar. Gesetzlich sind alle Stromlieferanten und Gasversorger verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher in den Tarifkalkulator der E-Control einzugeben. Im 2013 sind **zwei neue Ökostromlieferanten**, die Solar Graz und die W.E.B. Windenergie, sowie vier neue Gasversorger, Gutmann

GmbH, Redgas, Vitalis und PST (PGNiG), neu dazugekommen.

Ende 2013 konnten die Konsumenten zwischen bis zu 36 verschiedenen Stromprodukten (NÖ) von 21 Lieferanten und bis zu 18 Gasprodukten von 11 Versorgern wählen. Zu Beginn der Liberalisierung waren es hingegen im Strombereich nur 4 bis 6 Lieferanten und 2 bis 3 Gasversorger. Die Einsparungen sind vor allem in den **letzten** 2-3 Jahren gestiegen.

Ein Musterhaushalt in Oberösterreich kann sich beim Wechsel vom regionalen zum bestbietenden alternativen Lieferanten bis zu 170 Euro/Jahr ersparen, was im Vergleich zum Vorjahr ein Plus von 33% ist.

Die **potenziellen** Einsparungen im Gasbereich **erreichten** zuletzt Ende 2012 ihren **bisherigen** Höhepunkt und bewegen sich seitdem in einer unveränderten Bandbreite. Die **maximale** Einsparung beim Wechsel vom **regionalen** zum bestbietenden alternativen Versorger können Kunden in Salzburg mit 262 Euro/Jahr erzielen.

Das **Einsparpotenzial** beim Wechsel vom regionalen **Standar**danbieter zum jeweils **günstigsten Anbiete** von Strom und Gas ist mit 430 Euro/Jahr in Linz am größten. Am wenigstens können sich die Kunden in Tirol ersparen.

Obwohl im Jahr 2013 nur wenige Preisänderungen zu beobachten waren, ist das Interes-

EINSPARUNGSPOTENZIAL DURCH LIEFERANTENWECHSEL in €/a

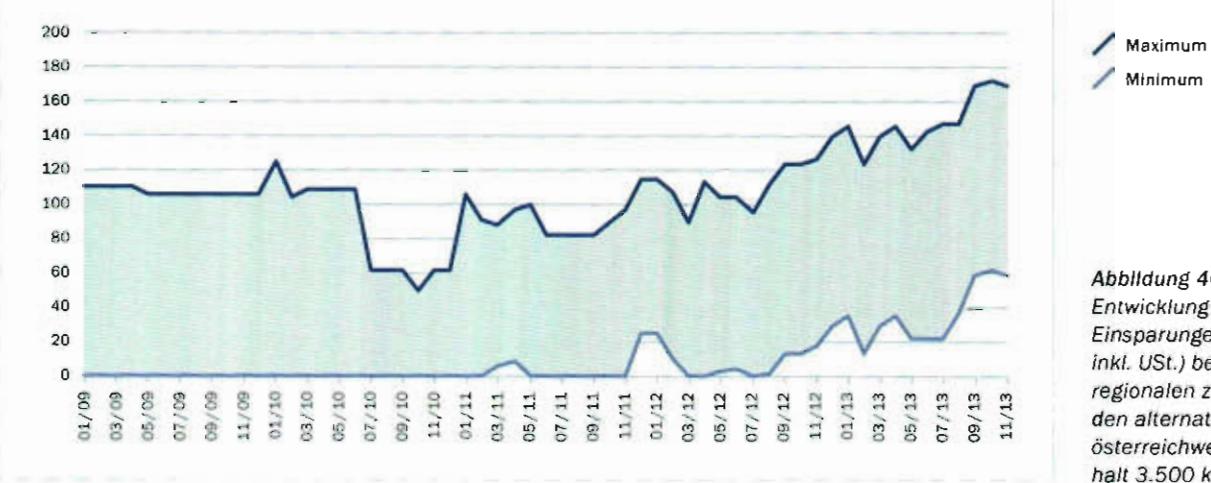


Abbildung 40
Entwicklung der potenziellen Einsparungen (Energie inkl. USt.) beim Wechsel vom regionalen zum bestbietenden alternativen Anbieter österreichweit (Musterhaushalt 3.500 kWh/a Strom)

EINSPARUNGSPOTENZIAL DURCH LIEFERANTENWECHSEL in €/a



Abbildung 41
Entwicklung der potenziellen Einsparungen (Energie inkl. USt.) beim Wechsel vom regionalen zum bestbietenden alternativen Anbieter österreichweit (Musterhaushalt 15.000 kWh/a Gas)

se der Konsumenten am Thema Energiekosten spürbar gestiegen, was unter anderem anhand der stark gestiegenen Besucherzahlen des Tarifkalkulators deutlich zu sehen ist. Dies ist vor allem auf die hohen Energiekosten zurückzuführen, welche in diesem Bereich schon lange entkoppelt von sinkenden Großhandelspreisen auf einem hohen Niveau verharren und medial sehr thematisiert wurden. Diese Marktsituation sahen die neuen Anbieter als einen geeigneten Zeitpunkt für den Markteintritt und die schon ansässigen alternativen Anbieter als einen richtigen Zeitpunkt für den Start von Vermarktungsaktionen in Kooperation mit anderen Branchen (z.B. Hofer, Tchibo). Auch die Neukundenrabatte wurden seither öfters geändert und unterboten.

Industriepreisbefragung

Die E-Control Austria führte im Sommer 2013 zum fünften Mal eine Industriepreisbefragung von Unternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von über zwei GWh durch. In dieser Befragung geht es um die Einschätzungen der Unternehmen bezüglich der Energiekostenentwicklung und um die Themen Energiemanagement und Energieversorgung. An der aktuellen Befragung nahmen 303 Unternehmen teil. Damit konnte die Stichprobengröße auch heuer wieder erhöht werden. Die Unternehmen konnten zwischen einer telefonischen oder einer schriftlichen Befragung wählen, wobei sich die meisten Unternehmen für die schriftliche Variante entschieden. Jedoch entschieden sich auch einige Unternehmen für eine telefonische Befragung durch Mitarbeiter der E-Control.

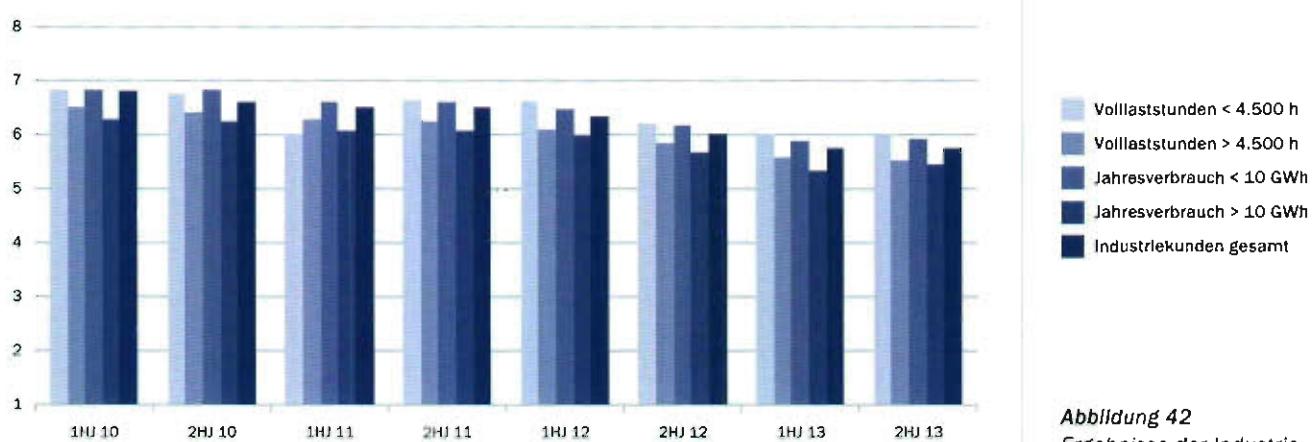
Die Ergebnisse der Befragung werden auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.

Strompreisvergleiche - Industrie

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

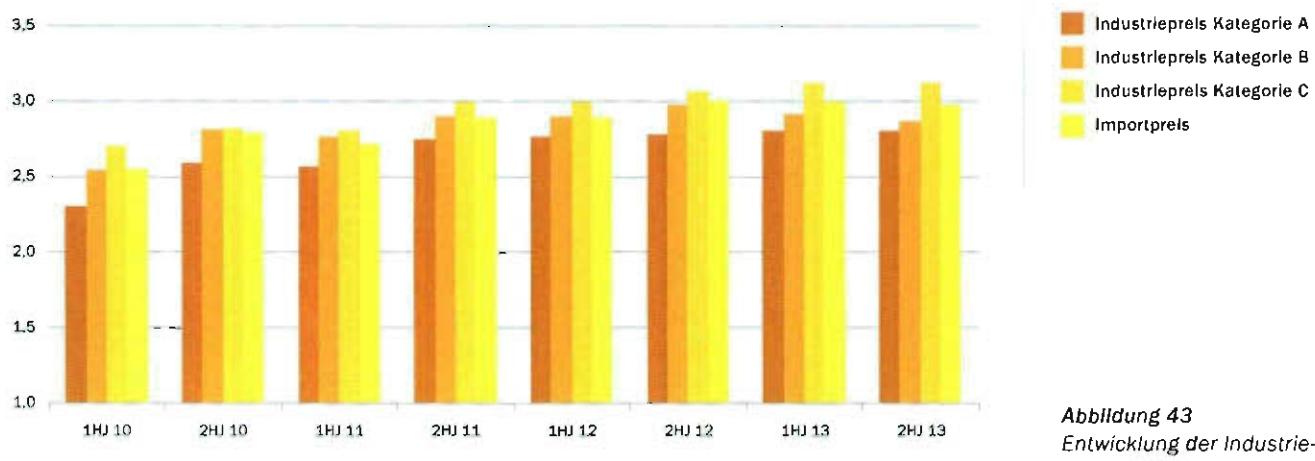
Die Ergebnisse der Befragung (Abbildung 42) zeigen heuer im Vergleich zum Vorjahr ein Sinken der Industriestrompreise. Primärer Einflussfaktor für die Industriestrompreise ist die Entwicklung der Großhandelspreise, die zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließen. Andererseits werden die Mehraufwendungen für Ökostrom durch das Ökostromgesetz nicht mehr von den Lieferanten verrechnet, was auch zu einem Sinken der Energiepreise führte.

Auf der Homepage können sich interessierte Industriekunden jederzeit neu zur Erhebung anmelden. Dieses Service wird von den Unternehmen angenommen. Im heurigen Jahr wurden von den Unternehmen angegebene doppelte Standorte bereinigt, um den Unternehmen wieder eine bessere Übersicht bei der Eingabe zu gewährleisten.

ENTWICKLUNG INDUSTRIESTROMPREISE in Cent/kWh

Quelle: E-Control

Abbildung 42
Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung

ENTWICKLUNG INDUSTRIEGASPREISE in Cent/kWh

Quelle: E-Control

Abbildung 43
Entwicklung der Industriegaspreiserhebung

Gaspreisvergleiche - Industrie

Im Industriekundenbereich kommt die E-Control der Verpflichtung zur Durchführung und Veröffentlichung von Preisvergleichen über die zweimal jährlich, jeweils per Jänner und Juli, durchgeführte Gaspreiserhebungen nach. Dabei werden bisher Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von mindestens 400.000 MWh und dem Standort Österreich über die Preis- und Angebotssituation sowie über Inhalte zum Energieliefervertrag (Art der Preisfestlegung - Fixpreis, Preisgleitklausel oder Kombination, Laufzeiten usw.) befragt und die Ergebnisse kumuliert und anonymisiert, aufgeteilt in drei Größenklassen, auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht. Der Bericht wird auch an die teilnehmenden Unternehmen versandt.

Die Ergebnisse der Befragung (Abbildung 43) zeigen heuer im Vergleich zum Vorjahr ein

Steigen der Preise in den Kategorien A und C, während die Preise in der Kategorie B sinken. Die erhobenen Preise liegen in diesem Jahr über den sehr hohen Preisen im 2. Halbjahr 2008 bzw. 1. Halbjahr 2009. Der Importpreis ist ein wichtiger Einflussfaktor, welcher zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließt.

Wie im Strom wurden auch die doppelten Standorte der Unternehmen bereinigt, um den Unternehmen wieder eine bessere Übersicht bei der Einnahme zu gewährleisten.

Eurostat Preisvergleich für Haushalte Strom

Im ersten Halbjahr 2013 befanden sich die österreichischen Haushaltsstrompreise (inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich im oberen Drittel. Damit lagen die Preise über dem Durchschnittspreis

ohne Steuern und Abgaben
 mit Steuern und Abgaben
 EU-17 inkl. aller Steuern und Abgaben
 EU-28 inkl. aller Steuern und Abgaben

HAUSHALTSTROMPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH in Cent/kWh

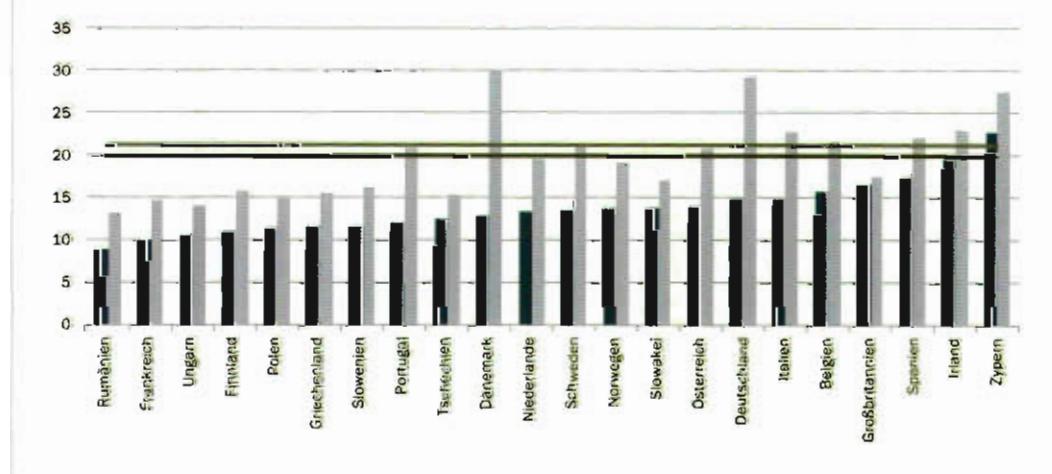


Abbildung 44
 Haushaltsstrompreise
 (Energie und Netz) im
 europäischen Vergleich
 (1. Halbjahr 2013,
 2.500-5.000 kWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

der EU-28-Länder, aber unter dem Durchschnittspreis im Euroraum (EA17). Am teuersten war Strom inklusive aller Steuern und Abgaben in Deutschland (29,2 Cent/kWh) und Dänemark (30 Cent/kWh). Der Aufschlag auf Energie und Netz ist in Dänemark und Deutschland am größten, wo die Komponente der Steuern und Abgaben 57% bzw. 49% des Gesamtpreises ausmachen.

Der Strompreis für Haushaltskunden in den EU-28-Ländern ist in den vergangenen drei Jahren stetig gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr stieg der durchschnittliche Preis bei den EU-28-Ländern im ersten Halbjahr 2013 um 7%, im Euroraum um 6%.

Von den sieben näher untersuchten Ländern (Abbildung 45) ist Deutschland das einzige Land, in dem die Gesamtstromkosten für Haushalte in den letzten sechs Jahren konti-

nuierlich gestiegen sind. In Österreich waren die Preise im Juli 2013 um 17% höher als im Januar 2009.

Gas

Im ersten Halbjahr 2013 befanden sich die Haushaltsgaspreise (inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in Österreich im europäischen Vergleich im oberen Viertel und somit über den Durchschnittspreisen der EU-28-Länder und im Euroraum (Abbildung 46). Am billigsten war Gas in Rumänien und Ungarn. Die Komponente der Steuern und Abgaben ist mit 56% bzw. 47% vom Gesamtpreis in Dänemark und Rumänien am größten.

Italien hatte seit Januar 2009 die größte Gaspreisseigerung zu verzeichnen, allerdings sind die Preise im Zeitverlauf sehr volatil. Die Preise der EU-28-Länder und im Euroraum lagen im ersten Halbjahr 2013 um 5% bzw. 4%

STROMPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE IM EU-VERGLEICH in %

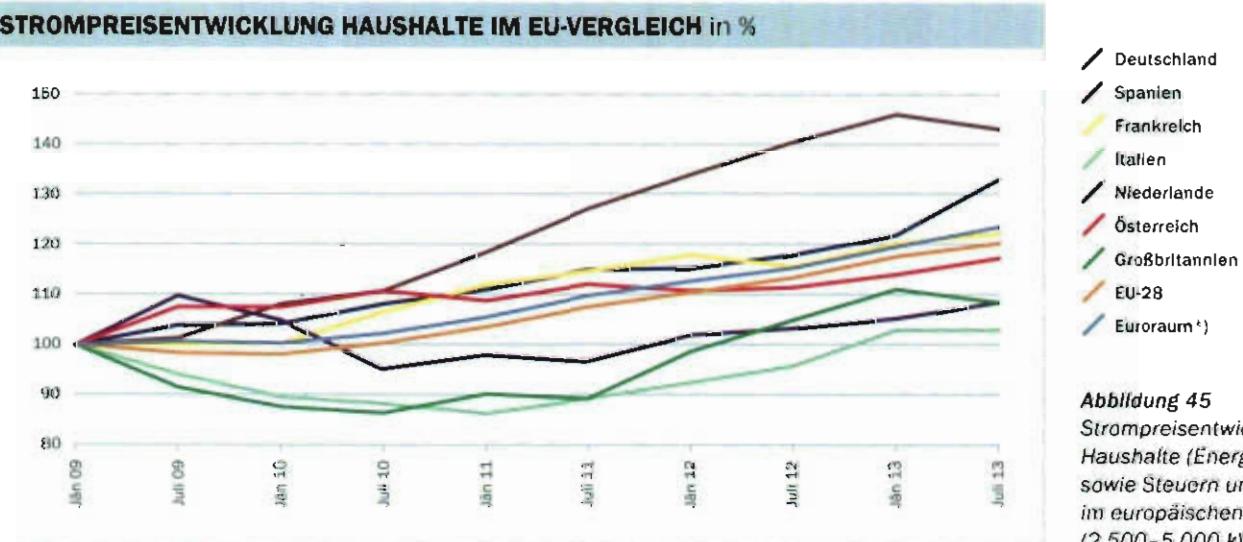


Abbildung 45
Strompreisentwicklung
Haushalte (Energie, Netz
sowie Steuern und Abgaben)
im europäischen Vergleich
(2.500-5.000 kWh/Jahr)

*) Euroraum (EA11-2000, EA12-2006, EA13-2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17)

über jenen im Januar 2009. Die österreichischen Preise legten im selben Vergleichszeitraum etwa 25%-Punkte zu. Im Vergleich zum

Vorjahr stiegen die Preise im ersten Halbjahr 2013 in allen beobachteten Ländern, am stärksten in Spanien (Abbildung 46).

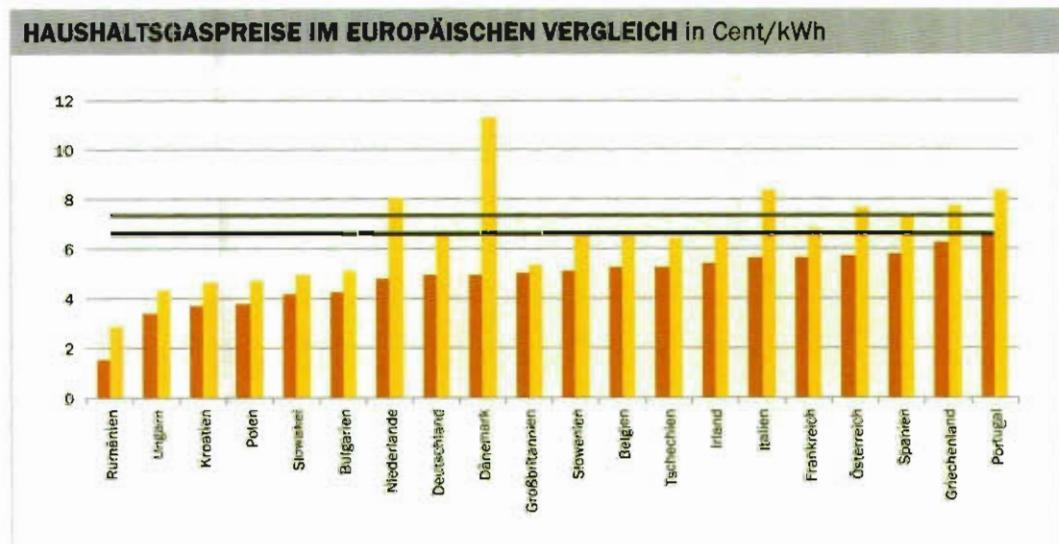


Abbildung 46

Haushaltsgaspreise (Energie, Netz) im europäischen Vergleich in Cent/kWh (1. Halbjahr 2013, D2 5.555,60–55.556 kWh/a)

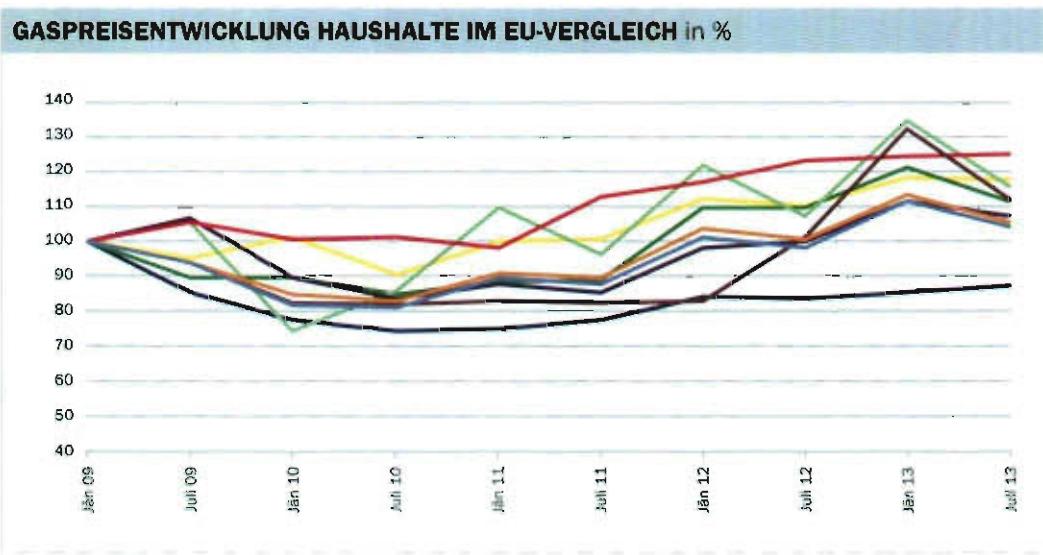
Quelle: Eurostat

Haushold Energy Price Index: HEPI

Die E-Control erstellt bereits seit Januar 2009 den Household Energy Price Index (HEPI), der die Preisentwicklung in den Hauptstädten der EU-15-Länder abbildet. Im Spätsommer 2013 wurde der HEPI um einige osteuropäische Hauptstädte erweitert und wird nunmehr gemeinsam mit der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH erhoben.

Der HEPI-Index für Strompreise in den EU-15-Hauptstädten erreichte im Dezember

2013 116 Indexpunkte und lag somit nur einen Indexpunkt unter dem höchsten Wert, der im Januar 2013 erreicht worden war. Die Strompreise für Haushaltskunden in Wien sind dagegen mit Ausnahme des Jahres 2009 aufgrund der Senkung der Netzzölle deutlich unter jenen zu Beginn der Erhebung. Im Vergleich liegen die Haushaltskunden in Wien verrechneten Preise im europäischen Mittelfeld. Der höchste Preis wird Kunden in Kopenhagen verrechnet, wo Steuern und Abgaben für 56% der Stromrechnung verantwortlich sind.



*) Euroraum (EA11-2000, EA12-2006, EA13 2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17)

Quelle: Eurostat

Abbildung 47
Gaspreisentwicklung
Haushalte (Energie, Netz
sowie Steuern und Abgaben)
im europäischen Vergleich
(5.555,60–55.556 kWh/a)

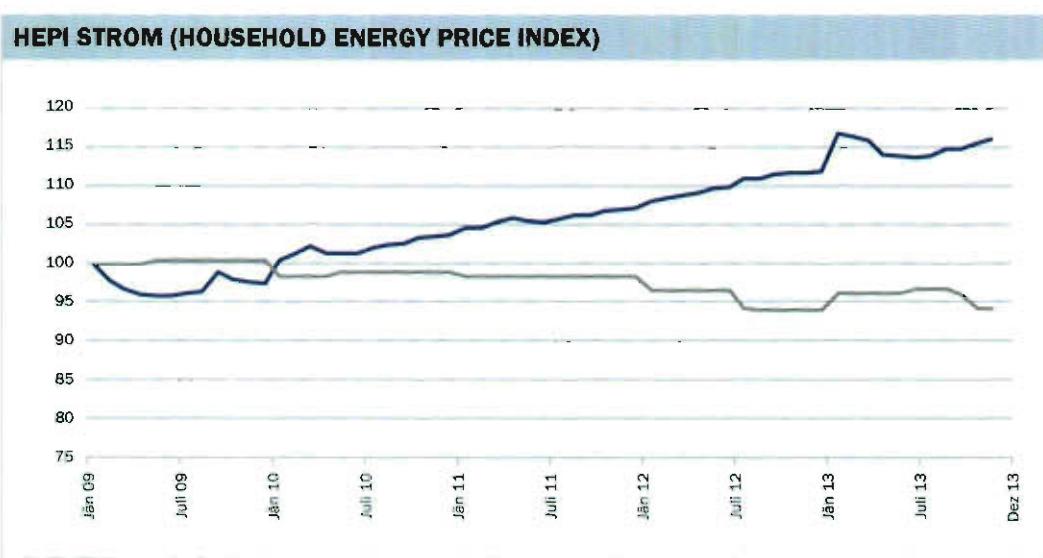


Abbildung 48
HEPI Strom (Household
Energy Price Index) –
Mengengewichteter
Haushaltspreisindex
der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control

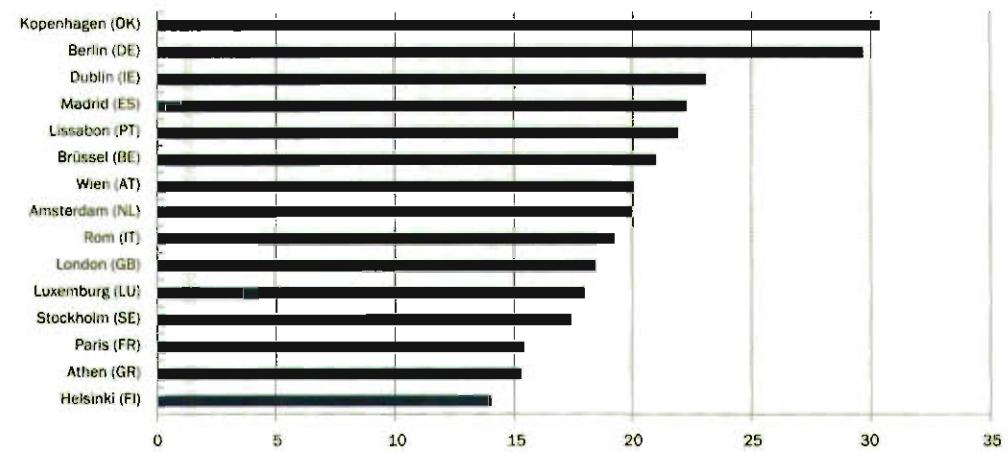
STROMPREISE IN DEN EU-15-STÄDTCEN in Cent/kWh

Abbildung 49
Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand Dezember 2013

Quelle: E-Control und VaasaETT

Die Gaspreise in den EU-15-Ländern lagen bis Oktober 2011 deutlich unter dem Wert von Januar 2009. Der höchste Wert wurde mit 110 Punkten im Januar 2013 erreicht, im Dezember 2013 betrug er 108 Indexpunkte. Die Gaspreise für Haushaltskunden in Wien erreichten ihren Höchststand zwischen Januar und September 2013 (105 Indexpunkte) und sanken in Folge um 2 Punkte ab.

Onlineaktivitäten

Homepage der E-Control

Das Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich 2013 besonders bewährt und konnte das spürbar zugenommenen Interesse an bestimmten Themen, vor allem seitens der Zielgruppe der Konsumenten, gut bedienen. Dies belegen die konstant nied-

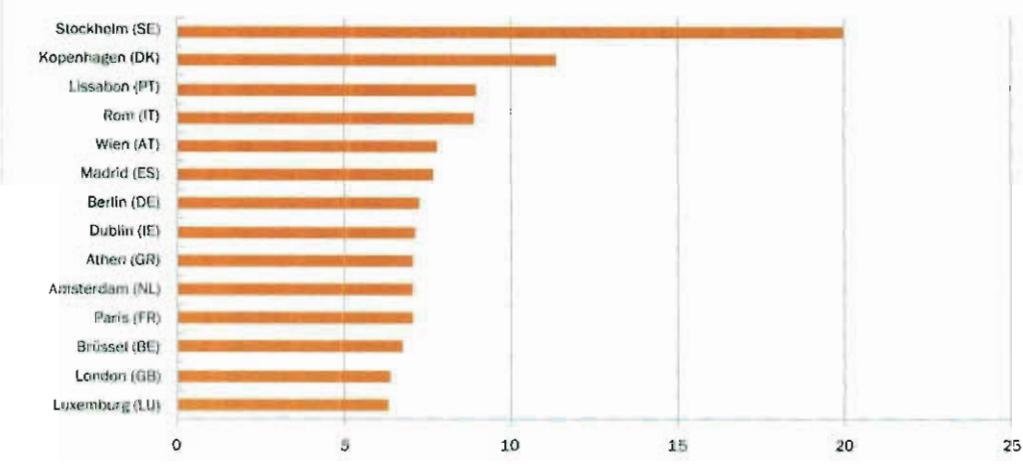
rigeren Absprungraten von nur rund 10% im Schnitt über alle Einstiegsseiten und Tools. Die Zahl der Besuche auf der E-Control-Homepage erhöhte sich 2013 um beinahe 50% auf 1,3 Millionen. Insgesamt wurden dabei über 8 Millionen Seiten aufgerufen.

Mit rund 5 Millionen Seitenaufrufen war der Konsumentenbereich weiterhin der am häufigsten frequentierte Teil innerhalb des Webportals, gefolgt von den Bereichen für Industrie & Gewerbe sowie für die Marktteilnehmer, wobei Letzterer von einer relativ kleinen Gruppe von Besuchern dafür besonders intensiv genutzt wird. Die übrigen Seitenbesuche verteilen sich relativ gleichmäßig auf die weiteren Bereiche, wie jener für Presse, für Statistiken und Publikationen etc.

HEPI GAS (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX)

Quelle: E-Control

Abbildung 50
HEPI Gas (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte

GASPREISE IN DEN EU-15-STÄDTCEN in Cent/kWh

Quelle: E-Control und VaasaETT

Abbildung 51
Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand Dezember 2013

E-Control Online-Tools

Das Hauptinteresse der Besucher liegt nach wie vor bei den funktionellen Online-Applikationen der E-Control. Bei allen diesen Angeboten stiegen die Besucherzahlen 2013 noch stärker an als auf der Homepage insgesamt.

So haben sich 2013 über eine Dreiviertelmillion Verbraucher mit dem Tarifkalkulator über die günstigsten Strom- und Gasangebote informiert, was einer Steigerung gegenüber 2012 von über 70% entspricht. Die Nachfrage nach dem Vergleich von Strompreisen stieg dabei spürbar stärker, nämlich um 76% an, als das Interesse am Gaspreisvergleich, der nur etwas mehr als um 30% häufiger als im Vorjahr getätigten wurde.

Um ein Vielfaches haben sich die Besuche auf dem mobilen Tarifkalkulator, also der Smart-Phone-anangepassten Version der Applikation, gesteigert. Mit weit über 40.000 Besuchen hat sich deren Nutzung mehr als verdreifacht. Auch das Interesse an dem 2010 eingeführten Energiespar-Check ist sehr stark gestiegen. Die Applikation, mit der Verbraucher in ihren Haushalten Energiesparpotenzial ausfindig machen können, wurde fast 120.000-mal und damit fast doppelt so häufig wie im vorangegangenen Jahr besucht.

Der zum Jahreswechsel neu hinzugekommene KMU-Energiepreis-Check, mit dem Gewerbeunternehmen ihre frei verhandelbaren Energiepreise mit denen vergleichen können, die andere Unternehmen derselben Sparte zahlen, hatte mit 12.000 Besuchen ebenfalls einen guten Start, bedenkt man die im Vergleich zu den Haushalten wesentlich kleinere Zielgruppe.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2013 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner, wenngleich dessen Besucherzahlen, bedingt wohl durch die in 2013 im Schnitt eher gesunkenen Kraftstoffpreise, leicht rückläufig sind. Rund 4,5 Millionen Mal haben sich Autofahrer unter www.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Ausblick: Gewerbe-Tarifkalkulator

Zum Jahreswechsel 2014 geht mit dem neuen Gewerbe-Tarifkalkulator eine neue Preisvergleichsapplikation online, für die sich bereits seit einiger Zeit an der Hotline und über die Internetkontaktformulare große Nachfrage ankündigt. Der neue Gewerbe-Tarifkalkulator ermöglicht dann erstmals auch Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gastarife für Gewerbe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas.

Soziale Plattformen

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

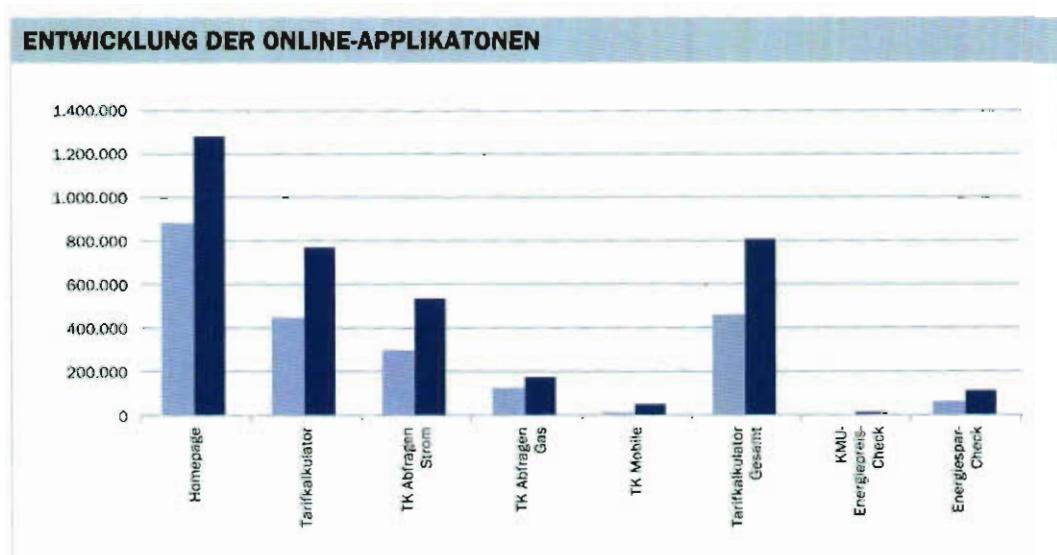


Abbildung 52
Entwicklung der
Online-Applikationen

Quelle: E-Control

Um dem persönlichen Stil dieser Kommunikationsformen Rechnung zu tragen, sind seit 2013 neben der Institution E-Control, auch die beiden Vorstände mit eigenen Profilen auf Facebook und Twitter vertreten.

Aktuell kommt die E-Control auf Facebook auf eine „Gefällt mir“-Community von rund 35.400 aktiven Usern. Die viralen Effekte berücksichtigt, erreichte die Facebook-Präsenz mit knapp 70 Millionen Kontakten eine Verbreitung, wie sie sonst nur über klassische Massenmedien hergestellt werden kann.

Über Twitter verbreitet die E-Control nicht nur alle wichtigen Termine und Presseverlautbarungen, sondern weist die Twitter-Community auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskunft über aktuelle Ersparnismöglichkeiten etc. Im Durchschnitt werden täglich ein bis zwei Nachrichten verbreitet

und die Reichweite von derzeit bereits über 700 „Followern“ sowie die Relevanz als zuverlässige Informationsquelle auf diesem Kanal weiter verstärkt.

Google

Im ersten sowie im vierten Quartal wurde durch verschiedene Maßnahmen und eine professionelle Kampagne mit höchst innovativen und effektiven Steuerungsmechanismen die Präsenz und Findbarkeit der E-Control-Angebote für Konsumenten auf der weltweit wichtigsten Internetsuchmaschine erheblich gesteigert. So werden die entsprechenden Websites der E-Control inzwischen bei nahezu allen relevanten Suchbegriffen, wie „Strom“ oder „Gaspreis“, „Energieeffizienz“, „Energie sparen“ an erster oder zweiter Stelle in den Googlesuch-Ergebnissen gelistet. Mit der Suchmaschinen- und Banner- gestützten Kampagne konnten über eine Viertelmillion

Menschen auf die verschiedenen Internetangebote der E-Control geführt werden.

Energiearmut

Die E-Control hat sich gemäß weiterer Aufgaben laut E-Control-Gesetz, nämlich Beiträge zur Gewährleistung des Verbraucherschutzes sowie zum Schutz benachteiligter Kunden zu liefern, verstärkt dem Thema „Energiearmut“ gewidmet.

Ein erster wichtiger Beitrag dazu war die Erarbeitung eines Papiers, welches gegenwärtige Definitions- und Messansätze von Energiearmut aus einer wissenschaftlichen Perspektive beleuchtet. Diese Arbeit wurde von einem wissenschaftlichen Beirat, bestehend aus vier Wissenschaftern aus dem In- und Ausland, begleitet. Darüber hinaus wurde der Entwurf öffentlich konsultiert und insgesamt 11 Rückmeldungen flossen inhaltlich in die endgültige, auf der Homepage frei zugängliche Version des Papiers mit ein.

Während zu Beginn des Jahres in den Medien von ca. 220.000 Personen in Österreich die Rede war, die es sich nicht leisten können, die gesamte Wohnung angemessen warm zu halten, versuchte das Papier in einem ersten Schritt eine genauere Abgrenzung von „Energiearmut“ bereitzustellen. Neben einer Gegenüberstellung von Definitionen von Energiearmut in Europa schlägt das Papier sowohl einen neuen theoretischen als auch empirischen Zugang zu Energiearmut in Österreich vor. Insbesondere sieht der De-

finitionsvorschlag eine präzise Gegenüberstellung von verfügbarem Einkommen eines Haushalts mit dessen Ausgaben für Energie vor. Im Detail lautet der Definitionsvorschlag folgendermaßen: Als energiearm sollen jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutgefährdungsschwelle verfügen und gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu begleichen haben. Bei der Erfassung des verfügbaren Einkommens soll die Haushaltsgröße und -struktur Berücksichtigung finden, sowie der Aufwand für Wohnen in Abzug gebracht werden. Als überdurchschnittlich hoch sollen Energieausgaben dann angesehen werden, wenn diese spürbar über den Medianausgaben für Energie aller Haushalte – als Schwellenwert werden 140% der Medianausgaben vorgeschlagen – liegen. Beide Elemente beziehen sich auf Forderungen im internationalen Diskurs zu Energiearmut, wo glaubwürdig argumentiert wird, dass es aufgrund der Größe und Zusammensetzung eines Haushaltes zu Einsparungen bei Energie kommen kann, als auch dass Wohnungskosten vorweg abzuziehen sind, da sie zum Großteil keinen frei verfügbaren Teil des Einkommens darstellen.

Über den Vorschlag zur präzisen Definition von Energiearmut hinaus stellt das Papier einige Indikatoren zur Messung von Energiearmut in Österreich vor. Neben dem Einkommen, Wohlaufwand und den Energieausgaben sollen insbesondere auch subjektive Faktoren eine Rolle dabei spielen, das Phänomen Energiearmut vollständig abbilden zu kön-

nen. So stellen die gefühlte Belastung durch Energieausgaben sowie gefühlte und erlebte Zahlungsschwierigkeiten weitere wichtige Komponenten für Energiearmut aus Sicht der Haushalte dar.

Neben der Erarbeitung der Definition und Messung von Energiearmut hat die E-Control eine Reihe von Gesprächen mit karitativen Vereinen, Sozial- und Umweltberatungen, dem Magistratsamt 40 der Stadt Wien, dem Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz und anderen Organisationen geführt, um das Phänomen Energiearmut besser zu verstehen. Die Ergebnisse dieser Einzel- und Gruppengespräche sind sowohl in das Papier als auch die gesamte Arbeit zum Thema Energiearmut eingeflossen. Insbesondere haben diese Gespräche die Komplexität von Energiearmut aufgezeigt. Es handelt sich um ein vielschichtiges Phänomen mit einer Vielzahl von Ursachen, insbesondere auch um den Umstand, dass Energiearmut schwer von Einkommensarmut zu trennen sei und besonders auch oftmals gemeinsam mit anderen gravierenden Belastungen gesundheitlicher und/oder wirtschaftlicher Art in den betroffenen Haushalten erlebt wird.

Abschließend hat die E-Control noch eine österreichweit repräsentative Bevölkerungsumfrage zu Belastungen durch Energieausgaben unter einkommensschwachen Haushalten in Auftrag gegeben. Dazu wurden 931 der einkommensschwächsten Haushalte zu deren Einkommen, Wohnaufwand, Energieausga-

ben und subjektivem Erleben von energierelevanten Ereignissen befragt.

Die Ergebnisse der Studie wurden, genauso wie die gesamte Arbeit zum Thema Energiearmut, am 14. November 2013 von der E-Control im Rahmen der Fachtagung „Armutsfalle Energie? Fakten zur Energiearmut in Österreich und mögliche Maßnahmen“ präsentiert, zu der auch Vortragende von aktuellen Projekten gegen Energiearmut eingeladen wurden. Insbesondere verweist die Bevölkerungsumfrage auf den Umstand, dass subjektives Empfinden von starken Belastungen durch Energieausgaben sowie tatsächlich überdurchschnittlich hohe Energieausgaben nicht unbedingt einhergehen müssen. Der Definition von Energiearmut der E-Control folgend sind auch – statistisch gesehen – etwas andere Bevölkerungsgruppen von Energiearmut betroffen als bis dato angenommen worden ist. Abgeschlossen wurde die Fachtagung mit einer Gruppendiskussion, an welcher zum ersten Mal Akteure aller sich mit Energiearmut befassenden Organisationen – Sozial- und Energieberater, Politik, Energieversorgungsunternehmen, Wissenschaft und die E-Control – teilnahmen und die Bemühungen der E-Control als sehr willkommen, notwendig und zukunftsweisend kommentierten. Insbesondere zeigte sich ein Konsens rund um die Notwendigkeit, Energiearmut nachhaltig zu bekämpfen. Anstatt ein- oder mehrmalige Geldleistungen an betroffene Haushalte, Stichwort Heizkostenzuschuss, versprechen langfristige kleine und größere Investitionen in die Energieeffizienz der betroffenen Häuser und Wohnun-

gen, aber auch Energieberatung und Anreize zu Verhaltensänderungen weitaus mehr Erfolg, da den Ursachen des Phänomens auf den Grund gegangen werden kann, anstatt die Auswirkungen kurzfristig abzufedern.

Messen

Auch 2013 stand die E-Control bei Messen interessierten Konsumenten für alle Fragen zu Strom und Gas zur Verfügung. Dabei wurden unter anderem Informationen zum Lieferantenwechsel geboten, mit Hilfe des Tarifkalkulators Vergleichsangebote erstellt, Energie-rechnungen erläutert und vieles mehr.

Im Jahr 2013 war die E-Control auf folgenden Messen vertreten:

- > Häuslbauermesse
24.-27.1.2013 in Graz
- > Häuslbauermesse
1.-3.2.2013 in Klagenfurt
- > Bauen + Wohnen
7.-10.2.2013 in Salzburg
- > Bauen & Energie
21.-24.2.2013 in Wien
- > Energiesparmesse
27.2.-3.3.2013 in Wels
- > Energie & Sparen West
26.-28.4.2013 in Innsbruck
- > Messe Wieselburg
27.-29.9.2013 in Wieselburg

Gemeindeberatungen

Die E-Control führt Energieberatungsgespräche in österreichischen Gemeinden durch, um den Bürgern ihre Rechte im liberalisier-

ten Strom- und Gasmarkt näherzubringen. Im Frühjahr und Herbst 2013 wurden insgesamt 123 Gemeinden in acht Bundesländern beraten. Die Bürger erhalten im Rahmen eines persönlichen Gesprächs mit den Spezialisten der E-Control umfassende Antworten auf ihre Fragen, wie zum Beispiel Informationen über die möglichen Einsparungen durch einen Wechsel des Strom- oder Gaslieferanten, Erklärungen zu ihren Energierechnungen oder die Arbeit der E-Control. Als zentraler Ansprechpartner für die Konsumenten stellt die E-Control ihre verschiedenen Services wie Homepage, Tarifkalkulator, Energie-Hotline, Energiepreis-Check und Streitschlichtung zur Verfügung, die die Konsumenten unterstützen sollen. Die wichtigsten Themen für die Gemeindebürger sind neben der Möglichkeit eines Lieferantenwechsels und dadurch entstehende Einsparungen die Überprüfung und Erklärung der Energierechnung.

Seniorenberatungen

Im Zeitraum Oktober bis Dezember 2013 fanden sieben Beratungstermine für Senioren statt. Anders als bei den Gemeindeberatungen werden hier Informationen über die Tätigkeit der E-Control und ihre verschiedenen Services speziell für Konsumenten in einem Fachvortrag übermittelt. Die Teilnehmer sollen danach in der **Lage sein**, diese Informationen auch selbst an Dritte weiterzugeben. Im Anschluss an den Vortrag stehen die Experten der E-Control auch für persönliche Beratungsgespräche zur Verfügung.