



TÄTIGKEITSBERICHT 2014

E-CONTROL

FRISCHER WIND AM ENERGIEMARKT.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



INHALT

VORWORT	6
Einleitung – Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2014	14
PREIS- UND MENGENENTWICKLUNG IM JAHR 2014	14
ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2014	27
> Anpassungen neues Marktmodell Gas im Marktgebiet Ost – GWG und Marktmodell-VO	27
> Änderung Tarifierung der Verteilernetzebene: Änderung der Entgeltfestsetzung	31
> Wechselverordnung 2014 und Entwicklung der Wechselstatistik	33
> Glasklare Regeln. Ganz im Sinne der Konsumenten.	33
> Wechselzahlen	34
> REMIT	34
> Änderungen Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012):	36
ENTWICKLUNG DES EUROPÄISCHEN RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2014	37
> REMIT Implementing Acts	37
> Infrastruktur-Verordnung	37
> Rahmenleitlinien und Netzkodizes	38
Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2014	40
STROMMARKT	40
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Entgeltfestsetzung Strom im Jahr 2014	40
> Aufsicht Marktteilnehmer	44
> Regelreservemarkt und internationale Integration	52
> Monitoring § 88 EIWOG	54
> Smart Meter Monitoring	55
> Bericht Unbundling/Zertifizierung	56
> Marktintegration/Grenzüberschreitende Lieferungen	57
> Versorgungssicherheit	58
> Marktaufsicht Ökostrom: Hauptbotschaften Ökostrom-Bericht	63

GASMARKT	66
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Entgeltfestsetzung Gas im Jahr 2014	66
> Veränderungen auf der Transportebene	71
> Bericht Unbundling/Zertifizierung	73
> Aufsicht Marktteilnehmer	74
> Gas-Monitoring-Verordnung	89
> Versorgungssicherheit Gas	92
> Liefereinkürzungen	93
STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN	100
> PCI Strom und Gas	100
> Statistische Aufgaben	102
> Öffentlichkeitsarbeit der E-Control 2014	103
> E-Control als Anlaufstelle für Konsumenten	103
> Tätigkeit der Streitschlichtungsstelle	119
INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL	132
> Internationale Mitarbeit im Strombereich	132
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	135
> Monitoring	137
> Internationale Mitarbeit bei Endkundenthemen – Die Arbeit für Konsumenten im Rahmen von CEER	138
> A Bridge to 2025	140
> Internationale Kooperationsprojekte der E-Control Austria	140
<hr/>	
Jahresabschluss der Energie-Control Austria	142
<hr/>	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Bilanz der gesamten Elektrizitätsversorgung	14
Abbildung 2	Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2013	15
Abbildung 3	Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2014 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2013	16
Abbildung 4	Monatliche Erdgasbilanz	17
Abbildung 5	Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt	18
Abbildung 6	Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base Kontrakt für die Lieferjahre 2015 bzw. 2016	19
Abbildung 7	Historische Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base und Peak Year-ahead	19
Abbildung 8	Preisentwicklung an den Gashubs im Day-ahead-Markt	21
Abbildung 9	Entwicklung der Preisunterschiede DE/AT und die Preisaufschläge für Exit DE/Entry AT bei den Kapazitätsauktionen auf PRISMA für den Übergabepunkt Oberkappel	22
Abbildung 10	Preisentwicklung im Gasgroßhandel, Jahreskontrakt 2015	22
Abbildung 11	Entwicklung des Strom-VPI (Index Oktober 2001 = 100)	23
Abbildung 12	Preisänderungen der Stromlieferanten 2014, Stand 11.12.2014	24
Abbildung 13	Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr	25
Abbildung 14	Entwicklung des Gas-VPI (Index Oktober 2002 = 100)	26
Abbildung 15	Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr	27
Abbildung 16	Schema des neuen Marktmodells	28
Abbildung 17	Schematische Darstellung der Informationsflüsse des Marktmodells in Tirol und Vorarlberg	30
Abbildung 18	Entwicklung der Brutto-Investitionen im Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber	32
Abbildung 19	Anpassung der Strom-Netznutzungs- und -Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2015	41
Abbildung 20	Strom Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur	42
Abbildung 21	Investitionstätigkeit im Bereich der Stromnetze (tarifizierende Netzbetreiber)	44
Abbildung 22	Handelsvolumen am EPEX Spot Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich	47
Abbildung 23	Handelsvolumen am EPEX Spot Intraday-Markt in der Lieferzone APG sowie zwischen der Lieferzone APG und benachbarten Regelzonen	48
Abbildung 24	Handelsvolumen am EXAA Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich	49
Abbildung 25	Marktkonzentrationsrate (CR 3) am EPEX Spot Intraday-Markt für die Lieferzone APG	50
Abbildung 26	Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) nach gehandelter Menge für „Kauf“ Produkte in der EPEX Spot Lieferzone APG	51
Abbildung 27	Konzentrationskennzahlen für den EXXA Day-Ahead-Markt	52
Abbildung 28	Entwicklung Regelreservekosten	53
Abbildung 29	Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich	59
Abbildung 30	Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich	60
Abbildung 31	Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2025	62
Abbildung 32	Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch	63
Abbildung 33	Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2013	65
Abbildung 34	Entwicklung der Tarifierungsmenge für Gas (in kWh)	67

Abbildung 35	Entgeltveränderung Gas für Musterkunde auf Ebene 2	68
Abbildung 36	Entgeltveränderung Gas für Musterkunde auf Ebene 3	68
Abbildung 37	Investitionstätigkeit im Bereich der Gasnetze	71
Abbildung 38	Physische Gasflüsse im Jahr 2014	73
Abbildung 39	Langfristige Planung 2014	75
Abbildung 40	Entwicklung der Handelsmengen am OTC-Spotmarkt im Vergleich 2014 zu 2013	78
Abbildung 41	Mengenentwicklung an der Börse	78
Abbildung 42	Marktgebietssaldo im Marktgebiet Ost	80
Abbildung 43	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe Marktgebiet Ost	81
Abbildung 44	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe Marktgebiete Tirol und Vorarlberg	82
Abbildung 45	Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer im Marktgebiet Ost	83
Abbildung 46	Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg	83
Abbildung 47	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost	84
Abbildung 48	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg	85
Abbildung 49	Grafische Darstellung der Umlageberechnung für das Marktgebiet Ost	84
Abbildung 50	Grafische Darstellung der Umlageberechnung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg	85
Abbildung 51	Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Dezember 2014	90
Abbildung 52	Speicherfüllstände in 2013 und 2014 in Österreich	91
Abbildung 53	Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern in 2013 und 2014	91
Abbildung 54	Erfüllung des Infrastrukturstandards in Österreich	95
Abbildung 55	Entwicklung Strom-Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Muster-Haushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom Angestammten zum günstigsten Lieferanten	105
Abbildung 56	Entwicklung Gas-Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Muster-Haushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom Angestammten zum günstigsten Lieferanten	105
Abbildung 57	Strompreise eines Gewerbebetriebes nach Netzbereichen	106
Abbildung 58	Gaspreise eines Gewerbebetriebes nach Netzbereichen	107
Abbildung 59	Entwicklung Industriestrompreise	108
Abbildung 60	Entwicklung Industriegaspreise	109
Abbildung 61	Haushaltsstrompreise (Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2014, Gruppe DC 2.500 kWh–5.000 kWh/Jahr)	110
Abbildung 62	Haushaltsgaspreise (Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2014, Gruppe D2 20 Gj Bsi 200 Gj/Jahr)	111
Abbildung 63	HEPI Strom (Household Energy Price Index)	111
Abbildung 64	Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand November 2014	112
Abbildung 65	HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex für Gas der EU-15-Hauptstädte	113
Abbildung 66	Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand November 2014	113
Abbildung 67	Messeteilnahme	118
Abbildung 68	Anzahl der Anfragen 2008–2014	121
Abbildung 69	Anzahl der Anfragen nach Stromnetzbetreiber	122
Abbildung 70	Anzahl der Anfragen nach Gasnetzbetreiber	123
Abbildung 71	Anzahl der Anfragen nach Stromlieferanten	123
Abbildung 72	Anzahl der Anfragen der Gaslieferanten	124
Abbildung 73	Anfragen bei der Schlichtungsstelle nach Themen	125

VORWORT



Dr. Reinhold Mitterlehner

Vizekanzler, Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

Mehr Wettbewerb, Transparenz und Versorgungssicherheit

Die europäische Energiewende eröffnet neue Chancen, stellt den Energiemarkt aber auch vor neue Herausforderungen. Der massive Ausbau von Erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energieeffizienz und die Vollziehung des Dritten EU-Energiebinnenmarktpakets schaffen das Umfeld, in dem sich die Aktivitäten der E-Control bewegen. Als Regulierungsbehörde setzt sie flankierende Maßnahmen für einen kompetitiven und versorgungssicheren Energiemarkt. Ihr Themenfeld umfasst insbesondere die Wettbewerbsaufsicht und die Netzregulierung sowie die Schaffung von mehr Transparenz und Information für die Endkunden.

Die Umsetzung des Energiebinnenmarktpakets hat mehr Wettbewerb und Transparenz ermöglicht. So ist es für Kunden noch leichter geworden, den Strom- oder Gasanbieter zu wechseln. Immer mehr Österreicher nutzen diese Vorteile und sparen damit nicht

nur bares Geld, sondern kurbeln auch den Wettbewerb am heimischen Strom- und Gasmarkt an. Darüber hinaus kann sich der Stromkunde aufgrund der strengen Kennzeichnungs-Verpflichtungen noch leichter gegen Atomstrom aussprechen und so den Markt entsprechend beeinflussen.

Mit dem Ökostromgesetz setzen wir auf einen Ausbau Erneuerbarer Energien und unterstützen damit nicht nur den Klimaschutz, sondern sichern auch Wachstum und Arbeitsplätze im Land. Obwohl die Österreicher bereit sind, mehr für nachhaltig erzeugten Strom zu bezahlen, muss das System auch langfristig leistbar sein. Daher wurde die Fördersumme anders als in Deutschland gedeckelt und gibt es mehrere degressive Elemente im System, um den Weg der Technologien in Richtung Marktreife zu forcieren. Noch wichtiger als der Ökostrom-Ausbau ist der bewusstere Einsatz von Energie. Mit dem Beschluss des Energieeffizienzgesetzes wurde dafür 2014 ein wichtiger Schritt gesetzt.

Das Jahr 2014 war auch geprägt von der Ukraine-Krise und ihren Folgen für die Gaswirtschaft, wobei die Versorgungssicherheit und Netzstabilität in Österreich stets gewährleistet waren. Die Lage wird von der Regulierungsbehörde laufend überwacht, die entsprechende Abstimmung mit dem Wirtschafts- und Energieministerium läuft gut. Österreich profitiert davon, dass wichtige Lehren aus den bisherigen Gaskrisen gezogen wurden. Es gibt heute deutlich mehr Speicher und auch mehr Bezugsquellen als etwa noch 2009.

Der Spritpreisrechner, den die E-Control im Auftrag des Wirtschaftsministeriums betreibt, hat sich auch im Vorjahr bewährt. Täglich informieren sich zehntausende Autofahrer über die günstigsten Tankmöglichkeiten in Österreich. Damit sorgen wir für mehr Transparenz im Sinne der Kunden und stärken gleichzeitig den Wettbewerb am Treibstoffpreismarkt.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht stellt die Aufgaben und Arbeitsschwerpunkte der E-Control detailliert dar. Dazu kommen wie jedes Jahr umfangreiche Zahlen, Daten und Fakten zur Entwicklung der Energiewirtschaft. In diesem Sinne wünsche ich allen Interessierten eine spannende Lektüre und der E-Control auch in Zukunft viel Erfolg.



Dr. Reinhold Mitterlehner
Vizekanzler, Bundesminister für
Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft



o. Univ. Prof. DDr. Walter Barfuß

Vorsitzender des Aufsichtsrates der Energie-Control Austria

Schon ein kurzer vergleichender Blick auf die Jahres- bzw. Tätigkeitsberichte der E-Control seit ihrer Eintragung in das Firmenbuch am 23.2.2001 verdeutlicht, was alles sich auf dem Gebiet der Elektrizitäts- und Energiewirtschaft in den vergangenen rund 14 Jahren getan hat; vor allem auch, in welchem beachtlichem Ausmaß sich Art und Umfang der Aufgaben der E-Control verändert – genauer: erweitert – haben. Und man kann erfreulicherweise sagen: Es ist kontinuierlich auf solider Basis eine solide Leistung erbracht worden. Österreich macht im gegebenen Zusammenhang nicht bloß im eigenen Land „bella figura“, sondern – was besonders zu betonen ist – auch auf europäischer Ebene.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht 2014 macht es wieder sehr deutlich: Es geht keineswegs um „bloßen Rechtsvollzug“, sondern es geht in steigendem Maße um wesentlich mehr, nämlich um eine kontinuierliche, sorgsame und vorausschauende Gestaltung, was sowohl solider rechtlicher, wirtschaftlicher und organisatorischer Grundlagen als auch vieler „guter Händchen“ bedarf.

Als Vorsitzender des Aufsichtsrates der E-Control bedanke ich mich bei allen Beteiligten, im Besonderen beim Vorstand und seinem Team, bei den Mitarbeitern von E-Control, bei den Mitgliedern unseres Aufsichtsrates, bei den Mitgliedern der anderen

Organe der E-Control und – nicht zuletzt – bei unserem langjährigen Energieminister, Vizekanzler Dr. Reinhold Mitterlehner, und seinen Beamten für die erfolgreich geleistete Arbeit auch im vergangenen Jahr.



o.Univ. Prof. DDr. Walter Barfuß
Vorsitzender des Aufsichtsrates
der Energie-Control Austria



DI Walter Boltz

Vorstand der Energie-Control Austria

Im Jahr 2014 beschäftigten die heimische Energiebranche vor allem die Auswirkungen der Ukraine-Krise auf die heimische Gasversorgung, der zunehmende Wettbewerb am heimischen Strom- und Gasmarkt sowie erwünschte und unerwünschte Auswirkungen der deutschen Energiewende.

***Heimische Versorgung
auch während Gaskrise gesichert***

Wie bereits 2006 und 2009 gab es auch 2014 wieder Sorgen über die Sicherheit der heimischen Gasversorgung. Auslöser dafür war die politische Krise zwischen der Ukraine und Russland. Es zeigte sich, dass Österreich auf mögliche Ausfälle russischer Gaslieferungen gut vorbereitet gewesen wäre. Aus den beiden Krisen 2006 und 2009 wurden die entsprechenden Lehren gezogen: Die Krisenvorsorgemechanismen wurden auf europäischer und österreichischer Ebene weiterentwickelt, die Gasindustrie hat zusätzliche Speicherkapazitäten aufgebaut, und die Netzinfrastruktur wurde ausgebaut und weiterentwickelt, so dass es möglich ist, Gas nicht nur in eine Richtung zu transportieren, sondern die Flussrichtung falls notwendig auch zu verändern.

***Bessere Gasleitungen, zusätzliche Speicher,
stärkere Diversifizierung***

Nun gilt es, auch aus dieser neuerlich angespannten Situation die richtigen Schluss-

folgerungen zu ziehen und entsprechende Maßnahmen konsequent einzuleiten und umzusetzen. Diese Maßnahmen sind vor allem auf europäischer Ebene zu setzen. Es braucht bessere Gasleitungen zwischen den Mitgliedstaaten, zusätzliche Gasspeicher und eine stärkere Diversifizierung der Lieferquellen. Das Ziel ist klar: Europa muss seine Abhängigkeit von Russland senken, um weniger erpressbar zu sein.

***Österreicher wechselten 2014 Anbieter
so häufig wie noch nie***

Erfreulich entwickelte sich 2014 die Zahl der Anbieterwechsel: In Österreich gab es im vergangenen Jahr die bisher meisten Wechsel bei Strom und Gas seit der Liberalisierung. Wesentlich dazu beigetragen hat die in der ersten Jahreshälfte 2014 erstmals durchgeführte Aktion „Energiekosten Stopp“ des Vereins für Konsumenteninformation. Dazu kam, dass auch die Einsparmöglichkeiten bei einem Lieferantenwechsel über das ganze Jahr hinweg sehr hoch waren und im Dezember einen neuen Höchststand erreichten. Die höheren Wechselzahlen sind ein gutes Zeichen für einen langsam stärkeren Wettbewerb.

***Deutsche Energiewende
als Herausforderung***

Sehr intensiv beschäftigte die Akteure am Energiemarkt weiterhin die Energiewende in Deutschland und deren Auswirkung auf

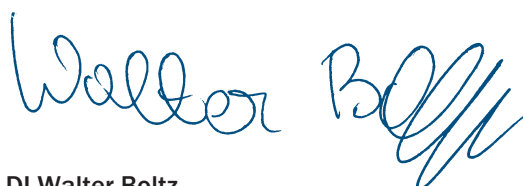
Österreich. Der rasche Ausbau der erneuerbaren Energie bei gleichzeitig äußerst zögerlichem Netzausbau ist eine große Herausforderung für das gesamte Energiesystem und den gemeinsamen deutsch-österreichischen Strommarkt. Die Stabilität des deutsch-österreichischen Stromnetzes in diesem Umfeld zu gewährleisten wird durch den steigenden Anteil stark schwankender Stromquellen aus Sonne und Wind zunehmend schwieriger. Österreich hat aber durch seine leistungsfähigen Speicherwasserkraftwerke nach wie vor eine sehr hohe Versorgungssicherheit bei Strom. Es besteht hierzulande daher zurzeit kein Bedarf, mit Kapazitätsmechanismen ein neues Förderregime für derzeit unrentable konventionelle Kraftwerke zu schaffen. Umso mehr als die größten Probleme im Stromnetz im vergangenen Jahr durch überschüssige Produktion von Strom aus Erneuerbarer Erzeugung entstanden und nicht durch zu geringe Produktion.

Europäische Energiepolitik macht Fortschritte

Auf europäischer Ebene trat im November 2014 die neue EU-Kommission ihren Dienst an. Auch das Energieressort steht unter neuer Führung durch einen Kommissar und einen Vize-Präsidenten. Die Vollendung des europäischen Energiebinnenmarkts und die Schaffung einer europäischen Energieunion werden weiterhin Themen von hoher Priorität sein.

Ist die Vollendung des Energie-Binnenmarktes doch eine der wichtigsten Voraussetzungen für eine sichere, leistbare und nachhaltige Versorgung mit Strom und Gas. Die E-Control wird sich daher auch weiterhin intensiv auf EU-Ebene zu diesen und anderen relevanten Energiethemen in den zuständigen Gremien engagieren. Im Gasbereich sind bereits die meisten wesentlichen EU-weit harmonisierten Regeln (Netzwerkkodices) fertiggestellt, während im Strombereich wegen der größeren Komplexität und struktureller Probleme die Arbeiten noch andauern. Der europäische Binnenmarkt für Energie macht also langsam, aber doch Fortschritte, die auch den Konsumenten in Österreich zunehmend nützen.

Sowohl auf europäischer als auch auf österreichischer Ebene stehen vielfältige Herausforderungen bevor. In gewissen Bereichen war der Druck für Veränderungen selten so hoch wie jetzt. Diese Möglichkeiten gilt es, positiv zu nutzen.



DI Walter Boltz
Vorstand Energie-Control Austria



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

2014 war ein von verschiedensten Themen geprägtes Jahr, viel diskutiert wurden etwa die Themen Stromkennzeichnung, Ökostromförderung und der Umbruch des Energiemarkts.

Österreichs Haushalte 2013 erstmalig atomstromfrei

Das Thema Stromkennzeichnung fand 2014 erneut viel Beachtung. Wie der im September präsentierte Stromkennzeichnungsbericht der E-Control zeigte, waren 2013 Österreichs Haushalte erstmalig atomstromfrei. Aufgrund der im Juli 2013 vom Nationalrat beschlossenen vollständigen Stromkennzeichnungspflicht durfte 2013 keinerlei Graustrom an Haushaltskunden abgegeben werden. Einzig an Industriekunden konnte dieser geliefert werden. Ab Ende 2015 ist es auch damit vorbei, dann gilt für alle Stromkunden (vom kleinen Haushaltskunden bis zum großen Industriebetrieb) die vollständige Stromkennzeichnungspflicht. Die E-Control wird die Stromkennzeichnung wie gewohnt genau überprüfen.

Kosten für Ökostromförderung gestiegen

Der Anteil des geförderten Ökostroms an der Abgabe an Endverbraucher ist in Österreich 2013 im Vergleich zu 2012 erneut gestiegen. Dadurch erhöhten sich 2013 auch neuerlich die Kosten für die Ökostromförderung. Wie von der EU-Kommission gefordert, sind die Ökostromfördersysteme in Zukunft transparenter, effizienter und marktorientierter zu gestalten. Diese Vorgaben sind auch in Österreich zu berücksichtigen, um weitere große Belastungen der Endverbraucher durch die Fördermittel für Ökostrom zu vermeiden. Für 2015 wird jedenfalls mit einer weiteren Steigerung der Ökostromförderkosten gerechnet.

Strom- und Gasmärkte im Umbruch

Die Strom- und Gasmärkte in Europa und in Österreich befinden sich in einem grundlegenden Umbruch. Grund dafür ist vor allem der forcierte Ausbau von erneuerbaren Energieträgern bei gleichzeitiger Stagnation des Verbrauchs aufgrund der Wirtschaftsentwicklung. Dadurch werden die Markttransak-

tionen im Strombereich immer kurzfristiger. Der europäische Energiemarkt ist heute viel vernetzter, diversifizierter und auch transparenter als noch vor wenigen Jahren. Das traditionelle System der Energieversorgung mit zentralen, oft staatlichen Großunternehmen, die Erzeugung, Übertragung und Belieferung durchführen, steht vor einer Zäsur. Statt dem Margenwettbewerb wie in der Zeit vor der Liberalisierung ist zukünftig ein Lösungswettbewerb erforderlich. Einst klar verteilte Rollen zwischen Erzeugern und Endverbrauchern haben sich verschoben. Mehr und mehr Kunden sind nicht nur Abnehmer von Strom, sondern gleichzeitig auch Produzenten, die selbst Energie erzeugen, verbrauchen und in das System einspeisen. Dadurch werden vermehrt traditionelle Geschäftsmodelle von Konzernen und regionalen Energieversorgern grundsätzlich in Frage gestellt. Die reine Energielieferung wird wohl über die Zeit in den Hintergrund treten. Das Energiesystem der Zukunft wird vielfältiger, dezentraler und flexibler – darauf müssen sich die Energieunternehmen einstellen und

diese Themen aktiv angehen. Für die Energiekunden hat dies im vergangenen Jahr vor allem zu einer massiven Preissenkung im Strom-Großhandel geführt, die ohne die Marktintegration im europäischen Markt undenkbar gewesen wäre. Vorerst haben davon allerdings vor allem große und mittelgroße Stromverbraucher profitiert.

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 2015.



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

EINLEITUNG – MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2014

Preis- und Mengenentwicklung im Jahr 2014

Mengenentwicklung Strom

In den ersten neun Monaten 2014 ging der inländische Stromverbrauch insgesamt um 0,5 TWh oder 1,0% auf 50,8 TWh zurück. Ausschlaggebend für diese Entwicklung waren die ersten vier Monate, die einen Verbrauchsrückgang um 0,7 TWh bzw. 2,8% verzeichneten. Ab Mai war kein eindeutiger Trend mehr zu beobachten, da sich Verbrauchszuwächse und -rückgänge monatlich ablösten. Insgesamt jedoch stieg der Inlandstromverbrauch ab Mai um 20,0 TWh oder 0,6%. Wesentlicher Einflussfaktor war in den Wintermonaten die milde Temperatur, wobei sich die kühle Sommerperiode nicht in gleichem Ausmaß auf den Verbrauch ausgewirkt haben dürfte. Weiteres auffälliges Merkmal ist die deutlich unterschiedliche Entwicklung im Bereich der öffentlichen und der gesamten Versorgung, wobei die Abgabe aus dem öffentlichen Netz ebenfalls rückgängig war, der Rückgang von

0,3 TWh aber nur etwa halb so hoch ausfiel wie für Österreich insgesamt. Ausschlaggebend hierfür dürfte die unterschiedliche Wirtschaftsentwicklung in den einzelnen Branchen, insbesondere den energieintensiven, gewesen sein.

Infolge des vor allem im ersten Halbjahr gegenüber dem Vorjahr deutlich schlechteren Wasserdargebots ging die Erzeugung der Laufkraftwerke insgesamt um 0,9 TWh oder 4,5% zurück. Die Speicherkraftwerke erzeugten im gesamten Berichtszeitraum um 0,2 TWh oder 1,5% mehr, wobei auch hier die Erzeugung in den ersten Monaten unter dem Vorjahr blieb. Stark ausgeprägt war wieder der Rückgang der Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken, wobei lediglich im Mai und Juni ein Erzeugungsplus zu verzeichnen war. Insgesamt ging die Erzeugung der Wärmekraftwerke dabei um 2,6 TWh oder 22,1% zurück. Auch die

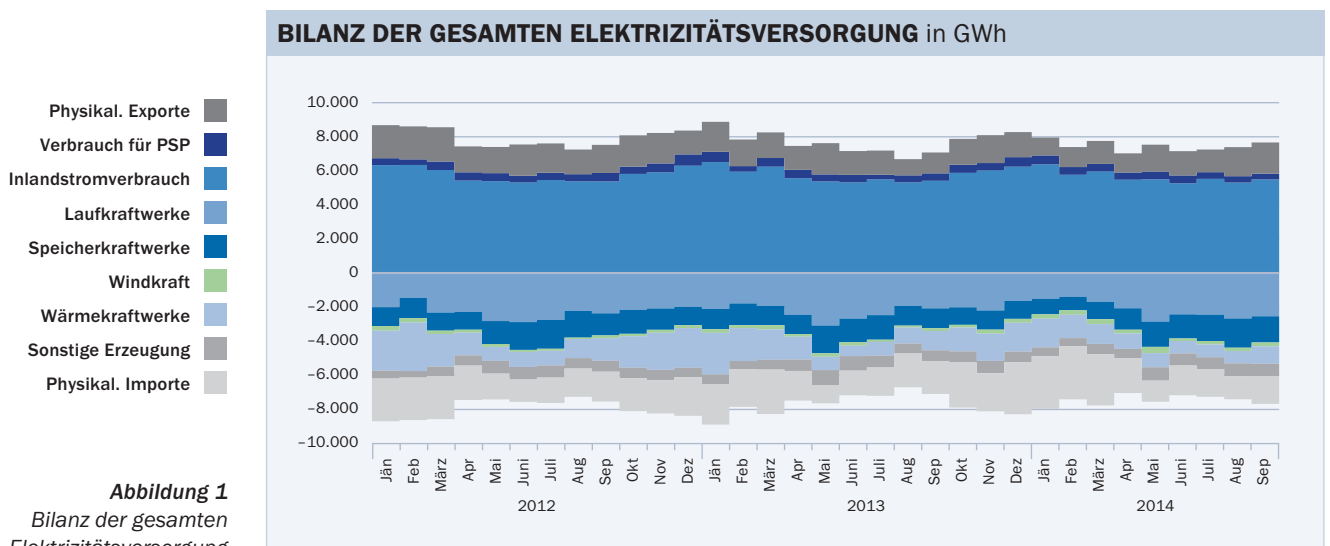


Abbildung 1
Bilanz der gesamten
Elektrizitätsversorgung

Quelle: E-Control

sonstige Erzeugung, worunter unterjährig die Einspeisung der Kraftwerke mit weniger als 10 MW Engpassleistung zu verstehen ist, ging leicht zurück. Lediglich die Windeinspeisung verzeichnete einen Zuwachs um 35,3% bzw. 0,6 TWh. Beim physikalischen Austausch mit dem Ausland steht einer Erhöhung der Importe um 1,9 TWh oder 10,9% eine Reduktion der Exporte um 0,5 TWh bzw. 3,9% gegenüber, wobei die zeitliche Entwicklung hier deutlich gegenläufig war.

Entwicklung Ökostrommengen

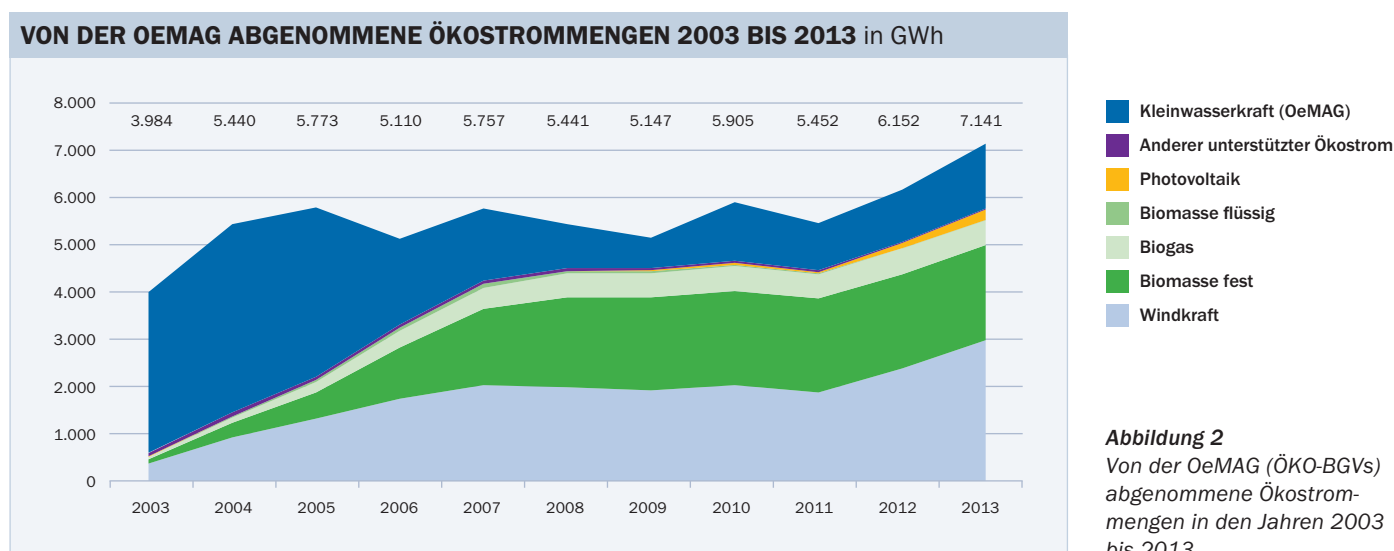
Nach 2012 konnte der Anteil des geförderten Ökostroms erneut gesteigert werden. Waren es im Jahr 2012 noch 6.152 GWh, was einem Anteil am Endverbrauch (55.748 GWh) von 11,0% entsprechen hat, so waren es 2013 insgesamt 7.141 GWh mit einem Anteil von 12,5%.

Relativ gesehen stieg die abgenommene Menge von 2012 auf 2013 bei den einzelnen Technologien wie folgt:

- > Kleinwasserkraft +25%
- > Windkraft +24%
- > feste Biomasse +2%
- > Photovoltaik +112%

Im Bereich Biogas, flüssige Biomasse, Depo- nie- und Klärgas und Geothermie wurde we- niger Strom produziert. In Summe kam es zu einem Rückgang von 586 GWh (2012) auf 571 GWh. Diese Technologien hatten im Jahr 2012 einen Anteil von 1,05% (den größten Anteil hatte dabei Biogas mit 1%) an der Ab- gabe an Endverbraucher. Im Jahr 2013 sank dieser auf 1%. Diese Entwicklungen sind in untenstehenden Abbildungen dargestellt.

Vergleicht man die Werte des 1. Halbjahrs 2014 mit jenen aus dem 1. Halbjahr 2013, so ist zu erwarten, dass für das Jahr 2014 in Summe erneut mit einer Steigerung zu rech- nen ist. Die größten Zuwächse sind wieder im Bereich der Wind- und Kleinwasserkraft sowie der Photovoltaik zu erwarten. Sollte sich der



Quelle: OeMAG, E-Control

Endverbrauch im 2. Halbjahr 2014 ähnlich weiterentwickeln, so ist für das Gesamtjahr mit einem Anteil des geförderten Ökostroms von mehr als 14% zu rechnen.

Mengenentwicklung Erdgas

Insgesamt ging die Abgabe an inländische Endkunden in den ersten neun Monaten 2014 um 10,6% oder 6,5 TWh auf 54,3 TWh

ÖKOSTROM – EINSPISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH 2. Quartal 2014 sowie Vergleich zum 2. Quartal 2013

Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostromeinspeiseanteil in % an der Gesamt- abgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2. Quartal 2014				1)
Kleinwasserkraft (unterstützt)	794	40,1	2,8%	5,05
Sonstige Ökostromanlagen	3.176	366,7	11,2%	11,55
Windkraft	1.779	146,3	6,3%	8,22
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	944	127,2	3,3%	13,48
Biomasse gasförmig *)	270	47,4	1,0%	17,56
Biomasse flüssig	0,1	0,01	0,0003%	11,56
Photovoltaik	172	45,3	0,61%	26,29
Deponie- und Klärgas	10	0,5	0,04%	4,71
Geothermie	0,29	0,010	0,001%	3,52
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.970	406,8	14,0%	10,25
2. Quartal 2013				2)
Kleinwasserkraft (unterstützt)	696	36,0	2,4%	5,17
Sonstige Ökostromanlagen	2.944	342,3	10,3%	11,63
Windkraft	1.556	128,3	5,5%	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	0,1	0,003	0,0003%	4,20
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.640	378,2	12,8%	10,39

Abbildung 3
Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 2. Quartal 2014 sowie im Vergleich zum 2. Quartal 2013

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamt- abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.390 GWh für das 2. Quartal 2014 (Stand 09/2014)

2) bezogen auf die Gesamt- abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.505 GWh für das 2. Quartal 2013 (Stand 08/2014)

Quellen: E-Control, OeMAG, September 2014 – vorläufige Werte

zurück. Auffällig ist, dass in den ersten vier Monaten jeweils sehr hohe Verbrauchsrückgänge, jeweils zwischen 1,1 TWh und 2,8 TWh bzw. 16,7% und 27,5%, verzeichnet wurden, während mit Ausnahme des Mai in allen Übergangs- und Sommermonaten Zuwächse gegeben waren, die in den beiden Hochsommermonaten Juli und August mit 15,3% und 10,7% bzw. 0,5 TWh und 0,4 TWh auch sehr hoch ausfielen. Wesentlicher Einflussfaktor war die Temperatur, die vor allem in den Wintermonaten sowohl deutlich über dem langjährigen Mittelwert, aber vor allem über den Vorjahreswerten lag. Besonders auffällig ist dies im März, für den sich heuer eine Heizgradsumme von 268,5 ergab, die nahezu nur halb so hoch ist wie jene des Vorjahres (514,8) und knapp so hoch wie im langjährigen Mittel (436,3). Obwohl auch die Sommermonate meist kühler waren, ist hier der Temperatureinfluss geringer bzw. wurde er durch andere Einflussfaktoren aufgehoben.

Der Rückgang der inländischen Produktion hat in allen Monaten des Berichtszeitraums angehalten, sodass insgesamt mit einer Produktion von 10,0 TWh um 1,4 TWh oder 12,2% weniger Erdgas gefördert wurde als im Vorjahr. Bei den Gasspeichern wurden insgesamt um 9,3 TWh mehr eingepresst und um 24,8 TWh weniger entnommen, was zu einer deutlichen Erhöhung des Speicherstands führte. Die physikalischen Exporte gingen um 30,6 TWh zurück, die Importe waren über den gesamten Betrachtungszeitraum etwa gleich hoch wie im Vorjahr. Allerdings ist hier anzumerken, dass im ersten Halbjahr die Importe um 33,3 TWh höher waren und dass sie im dritten Quartal, namentlich im September, um insgesamt 34,0 TWh gegenüber 2013 zurückgingen, was auf Liefereinschränkungen zurückzuführen ist. Zur Abdeckung des inländischen Verbrauchs im dritten Quartal wurde damit vermehrt auf Speichergas zurückgegriffen.

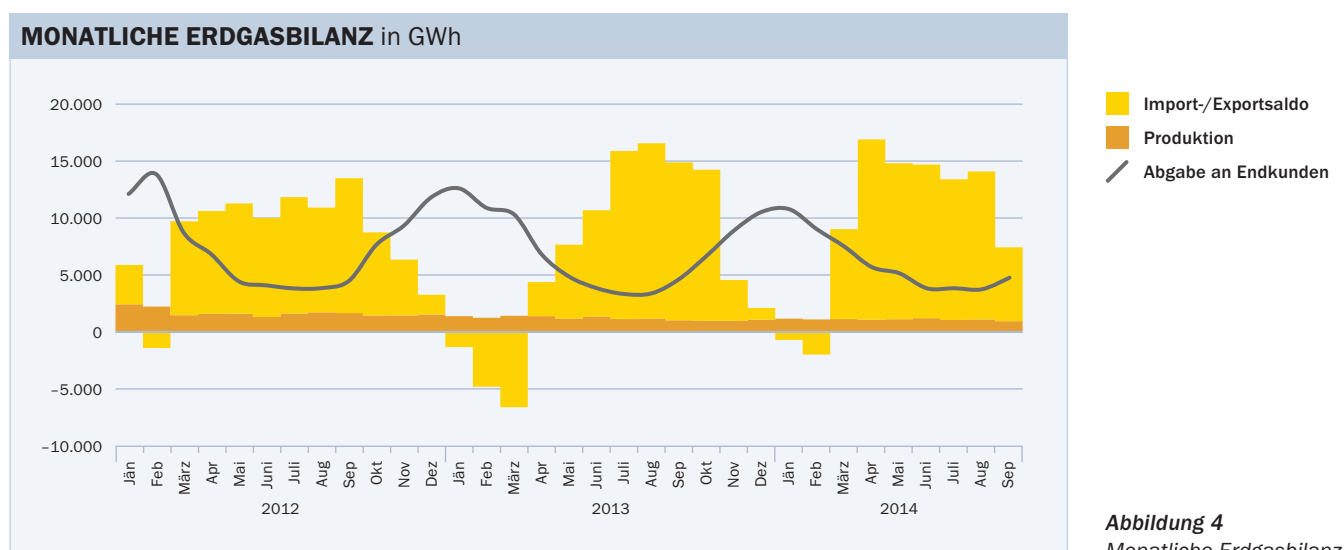


Abbildung 4
Monatliche Erdgasbilanz

Quelle: E-Control

Großhandelspreise

Preisentwicklung

Strom-Großhandelsmarkt 2014

Der Strom-Großhandelsmarkt war im kurzfristigen Bereich von geringer Volatilität und einem sehr niedrigen Preisniveau gekennzeichnet. Auf der Nachfrageseite waren aufgrund der wirtschaftlichen Situation im Jahr 2014 weiterhin keine nennenswerten Impulse zu verzeichnen. Auf der Angebotsseite ist durch die mittlerweile relativ hohe installierte Leistung der subventionierten Wind- und PV-Anlagen die Preisbildung durch die Verzerrung der Merit Order maßgeblich beeinflusst. Lag die installierte Leistung von Wind und PV in Österreich/Deutschland im Jahr 2014 bei rund 75 GW (jeweils rund 37 GW Wind und PV), so lag dieser Wert im Jahr 2010 noch bei gut 36 GW (25 GW Wind, 10 GW PV), also weniger als die Hälfte. (Quelle: EEX Transparency Platform, 2010 ohne APG). Bei den konventionellen Energieträgern geriet

dadurch hauptsächlich die Stromerzeugung aus Erdgas in Österreich/Deutschland unter Druck. Hier fiel der Beitrag zur deutschen Bruttostromerzeugung von 14% im Jahr 2011 auf 10,7% im Jahr 2013 (Quelle: Destatis, Statistisches Bundesamt). Die Bruttostromerzeugung aus Windkraft und PV stieg im gleichen Zeitraum von 11,2% auf 13,1%. Die Erzeugung aus Braunkohle und Steinkohle, welche in Deutschland im Gegensatz zu Österreich eine nicht unerhebliche Rolle spielt, konnte aufgrund der günstigen Kohlepreise um 2% zulegen. Diese Verschiebungen im Kraftwerkspark und der Stromerzeugung und das niedrige Preisniveau aller Primärenergieträger sorgten daher im Jahr 2014 für Grundlastpreise von rund 35 EUR/MWh.

Im Terminmarkt war im letzten Jahr besonders das Phänomen der „Backwardation“ zu beobachten, d.h., dass das Lieferjahr 2016 preislich unter jenem von 2015 gehandelt

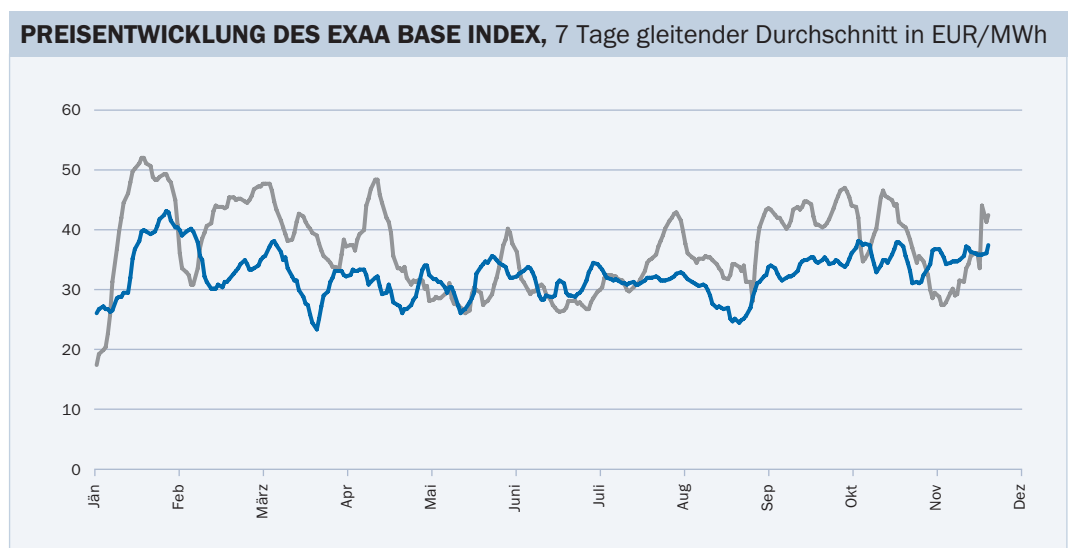


Abbildung 5

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

Quelle: EXAA, Berechnungen E-Control

wurde. Dies spiegelt dabei die Erwartung der Händler wider, dass in Österreich/Deutschland im Jahresmittel und über das Marktgebiet gesehen, ausreichend Kapazitäten verfügbar sein werden. Die Erwartung, dass in einzelnen Stunden aufgrund der stark vola-

PREISENTWICKLUNG DER EEX GRUNDLAST-JAHRESKONTRAKTE in EUR/MWh



— Lieferjahr 2016
— Lieferjahr 2015

Abbildung 6
Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base-Kontrakt für die Lieferjahre 2015 bzw. 2016

Quelle: EEX

HISTORISCHE PREISENTWICKLUNG EEX YEAR-AHEAD-KONTRAKTE in EUR/MWh



— Peak
— Peak Jahresmittel
— Base
— Base Jahresmittel

Abbildung 7
Historische Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base und Peak Year-ahead

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

tilen Einspeisung von Wind und PV auch hohe Preisspitzen auftreten können, wird im Preis für das Jahresgrundlastband dabei naturgemäß nicht abgebildet. An der langfristigen Entwicklung der Year-ahead-Terminmarktprodukte zeigt sich, dass sich, hauptsächlich bedingt durch die vermehrte PV-Einspeisung und die diskutierten Veränderungen im Kraftwerkspark, die Peak- und Base-Kontrakte zunehmend annähern.

Preisentwicklung

Gas-Großhandelsmarkt 2014

Der Gas-Großhandelsmarkt war im Jahr 2014 von zwei gegensätzlichen Strömungen geprägt: Einerseits sorgte die gute Versorgungslage gepaart mit der niedrigen Nachfrage für einen regelrechten Preisverfall, andererseits kam es durch die immer wieder aufkeimende Unsicherheit aufgrund der Ukraine Krise vor allem im 3. Quartal zu Preissteigerungen. Während sich im Jahr 2013 im Day-ahead-Markt ein relativ konstantes Preisniveau von 25 bis 27 EUR/MWh hielt, konnten sich 2014 über weite Strecken die Bären behaupten. Bereits Anfang März verfielen die Gaspreise recht rapide und kamen im Sommer an die 15-EUR-Marke heran. Gestoppt wurde dieser Trend hauptsächlich durch die angespannten Verhandlungen zwischen der Ukraine und Russland und der damals im Raum stehenden Möglichkeit etwaiger Versorgungseinschränkungen im Winter. Dies führte dann ab September zu einem relativ schnellen Preisanstieg auf rund 25 EUR/MWh, welcher sich in Anbetracht der vorherrschenden relativ milden Temperaturen im September und

Oktober eher durch die Risikobeurteilung der Händler begründen lässt.

In diesem Zeitraum lag deshalb die Preisdifferenz zwischen den deutschen Hubs GPL sowie NCG und Österreich bei über 2 EUR/MWh, mit Spitzen von an die 5 EUR/MWh. Die Abbildung „Entwicklung der Preisunterschiede DE/AT und die Preisaufläge für Exit DE/Entry AT bei den Kapazitätsauktionen auf Prisma für den Übergabepunkt Oberkappel“ zeigt dabei die Entwicklung der Preisdifferenz, wobei ein positiver Wert bedeutet, dass die Preise in Österreich höher als in Deutschland waren, was 2014 mehrheitlich der Fall war. Zusätzlich sind die Day-ahead-Auktionen von Grenzkapazitäten am wichtigen Übergabepunkt Oberkappel dargestellt, und zwar exemplarisch für gebündelte feste Kapazitäten (FZK, Exit DE / Entry AT) bzw. ungebündelte feste Kapazitäten (FZK, Exit DE). Bei den Auktionen für nicht feste Kapazitäten (DZK, interruptible etc.) konnten 2014 keine Preisaufläge erzielt werden. Eine ausführliche Beschreibung des Auktionsmechanismus auf der Plattform für die Versteigerung von Grenzkapazitäten, PRISMA, findet sich im Marktbericht 2014 der E-Control.

Ab März 2014 lag dabei der Preisunterschied zwischen dem VTP in Österreich und dem NCG phasenweise weit über dem regulierten Entry/Exit-Tarif von knapp 0,6 EUR/MWh. Gleichzeitig entsprach ab diesem Zeitpunkt die genutzte Kapazität in Oberkappel über weite Strecken der maximalen technischen Kapazität. Alle auf PRISMA angebotenen

festen gebündelten Kapazitäten wurden im Fall eines Preisaufschlags dabei auch immer komplett vermarktet. Dies spiegelt auch die hohe Nachfrage nach fester, gebündelter Transportkapazität wider. Ab September 2014 wurden auf PRISMA dann keine gebündelten Day-ahead-Kapazitäten angeboten, sondern jeweils Exit Deutschland bzw. Entry Österreich. Der Grund, warum die Kapazität vorläufig nicht mehr gebündelt vergeben werden konnte, liegt darin, dass GCA die Kapazitäten in Oberkappel und Überackern in FZK-Qualität in Konkurrenz angeboten hat und es aufgrund technischer Restriktionen auf PRISMA nicht möglich war, diese Kapazitäten auch gebündelt anzubieten. In dieser Zeit kam es dann zu den höchsten Preisaufschlägen für die Transportkapazitäten. Durch die hohe Nachfrage nach festen Kapazitäten

bzw. die hohe Auslastung am Übergabepunkt konnten dann die Preisunterschiede der Hubs durch Arbitrage nicht auf das Niveau des regulierten Tarifs, welcher quasi die Transportkosten darstellt, gesenkt werden. Generell reflektieren die hohen Preisdifferenzen im 3. Quartal die Unsicherheit der Händler während der Gas-Verhandlungen zwischen der Ukraine und Russland. Die, im Vergleich zu Deutschland, größere Abhängigkeit bzw. geringere Diversität der österreichischen Gasversorgung und Transportrouten führten hier so zu einem relativ hohen Risikoaufschlag. Nach dem Abschluss des sogenannten Winterpakets zwischen der Ukraine und Russland Ende Oktober fielen die Preisdifferenzen im November 2014 zwischen Deutschland und Österreich wieder auf ein üblicheres Niveau.

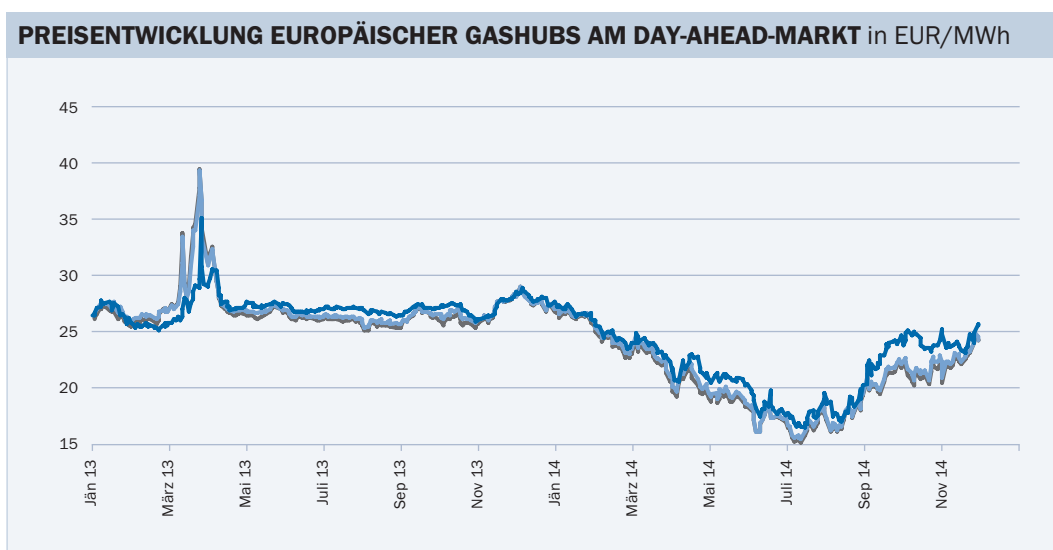


Abbildung 8
Preisentwicklung an den Gashubs im Day-ahead-Markt

Quelle: ICIS Heren, CEGH Gas Exchange

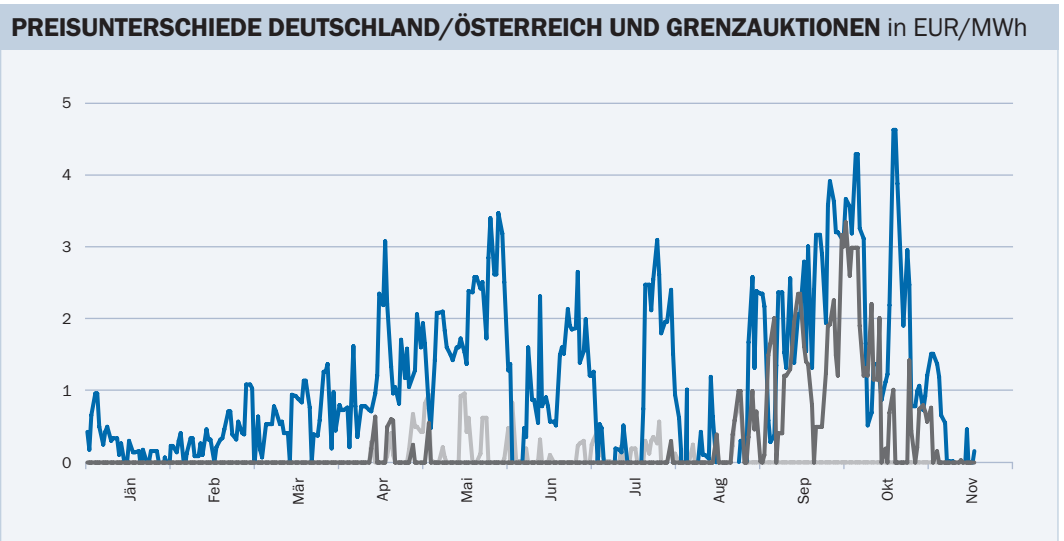


Abbildung 9
 Entwicklung der Preisunterschiede DE/AT und die Preisaufläge für Exit DE/Entry AT bei den Kapazitätsauktionen auf PRISMA für den Übergabepunkt Oberkappel

Quelle: PRISMA, Energate, Austria VTP, Berechnungen E-Control

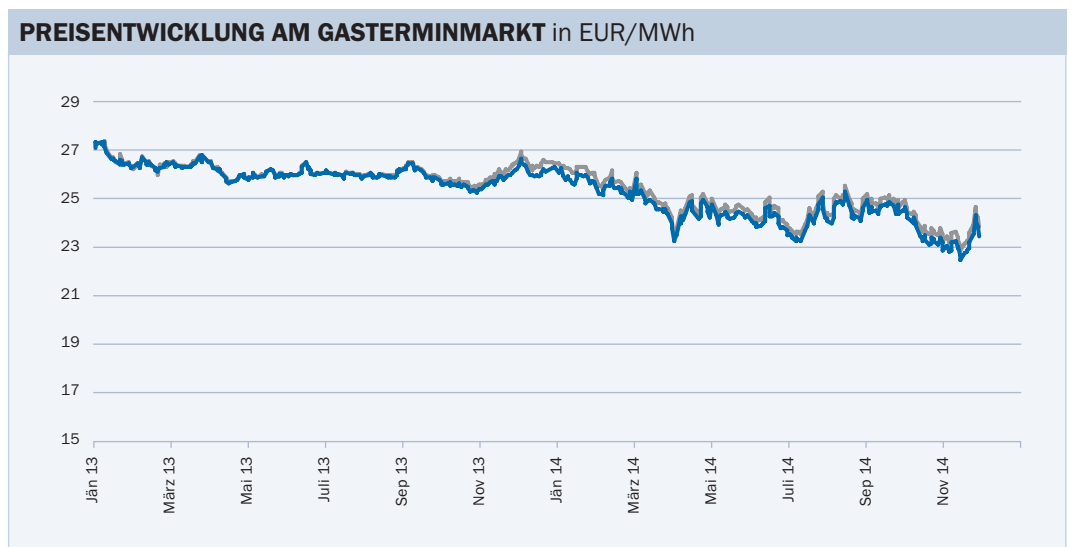


Abbildung 10
 Preisentwicklung im Gasgroßhandel, Jahreskontrakt 2015

Quelle: EEX

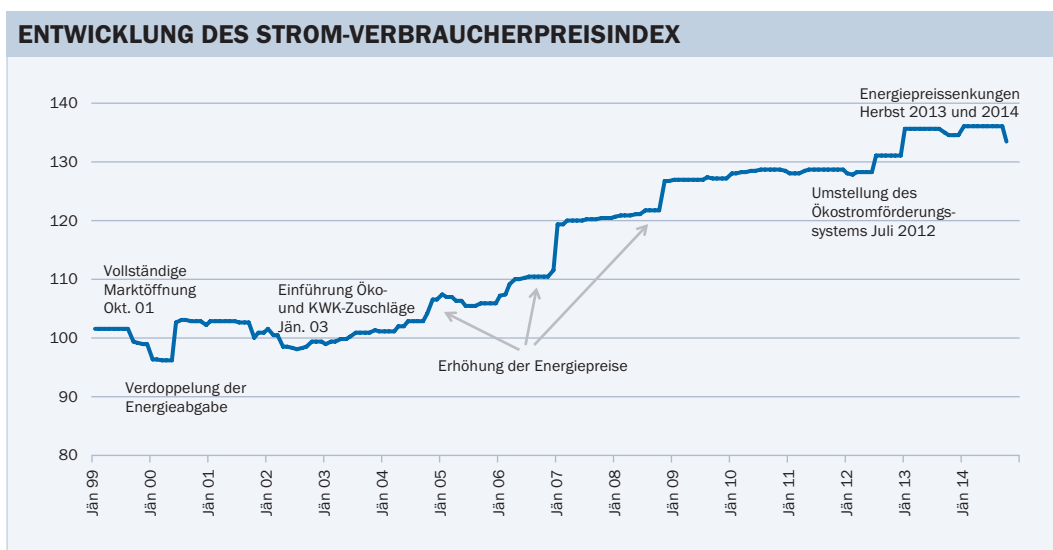


Abbildung 11
Entwicklung des Strom-VPI
(Index Oktober 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Die Preise am Gas-Terminmarkt wurden ebenfalls von den Prompt-Preisen beeinflusst und fielen im Vergleich zum Vorjahr. So war das Preisniveau am NCG im Jahr 2014 für den Jahreskontrakt 2015 größtenteils deutlich unter 25 EUR/MWh. Im Jahr 2013 wurde diese Marke hingegen nur phasenweise unterschritten. Im 3. Quartal machte sich auch hier die Unsicherheit in puncto Versorgung aus Russland bemerkbar, bevor dann schließlich wieder die stabilen Fundamentaldaten die Oberhand gewannen. Im Gegensatz zum Vorjahr konnte sich der NCG auch mit einem kleinen Preisaufschlag gegen den zweiten deutschen Hub, Gaspool, behaupten.

Endkundenpreise

Die Energiepreise werden 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 fixiert. Netzbetreiber können somit den Messpreis auch niedriger ansetzen, haben dabei jedoch alle Kunden gleich zu behandeln, d.h., je Zählertyp ist allen Netzkunden ein einheitlicher Preis in Rechnung zu stellen.

Haushaltskunden Preisentwicklung Strom

Die Entwicklung des Strompreises von Haushaltskunden wird anhand des Strom-VPI in Abbildung 11 dargestellt. Berücksichtigt werden dabei die Gesamtkosten, d.h. Energiepreis, Kosten für die Netznutzung sowie 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 erkenn-

bare 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 festgelegt 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 mit leichten Schwankungen seitwärts. Reduktionen des Gesamtpreises

PREISÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN 2014				
Stromlieferant	Preisänderung* zum	Energie netto um %	Brutto Einsparung in Euro pro Jahr**	Netzbereich
Salzburg AG	01.01.14	-5,1%	15	Salzburg
Stadtwerke Bruck an der Mur	01.01.14	-5,4%	19	Steiermark
Salzburg Öko	01.01.14	-5,0%	15	Salzburg
E-Werk der Gemeinde Unzmarkt	01.01.14	-6,0%	24	Steiermark
Karlstrom	01.01.14	-9,4%	33	OÖ
Ökostrom	03.01.14	-8,0%	25	österreichweit
Voltino eine Marke der Wels Strom	15.01.14	-8,9%	30	österreichweit
Stadtwerke Köflach	16.01.14	-5,4%	13	Steiermark
Ludwig Polsterer	21.01.14	-11,9%	40	NÖ
Stadtwerke Mürzzuschlag	22.01.14	-5,4%	19	Steiermark
Lichtgenossenschaft Neukirchen	01.02.14	-5,1%	15	Salzburg
Stadtwerke Voitsberg	06.03.14	-5,0%	19	Steiermark
E-Werk-Sigl	01.04.14	-6,9%	23	österreichweit
Ebner Strom	01.05.14	-6,1%	17	Steiermark
Solar Graz	04.07.14	-7,1%	25	österreichweit
EVN	01.10.14	-9,8%	31	NÖ
Wien Energie	01.10.14	-10,0%	35	Wien
Energie Burgenland	01.10.14	-8,1%	25	Burgenland
switch	01.10.14	-11,2%	39	österreichweit

Abbildung 12
Preisänderungen der Stromlieferanten 2014

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator, Stand 31.12.2014

* Berechnungsbasis: Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch, Energiekosten exkl. Netzkosten, Steuern und Abgaben

** Berechnungsbasis: Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch, Energiekosten inkl. Umsatzsteuer

infolge von Netztarifsenkungen wurden meist schnell durch Energiepreiserhöhungen einiger Lieferanten neutralisiert. Im Jänner 2013 ist der VPI Strom sprunghaft um 5 Indexpunkte auf 135,7 gestiegen, was auf die Erhöhung der Netztarife sowie die Anhebung der Ökostromförderbeiträge zurückzuführen ist. Die Energiepreissenkung im Herbst bewirkte eine kurzfristige Erholung. Dieses Schema wiederholte sich fast identisch im Jahr 2014, als der Index infolge der Netz- und Ökostromkostenerhöhung im Jänner auf 135,9 Punkte kletterte, um im Herbst aufgrund der Energiepreissenkung auf 133,3 Punkte zu fallen.

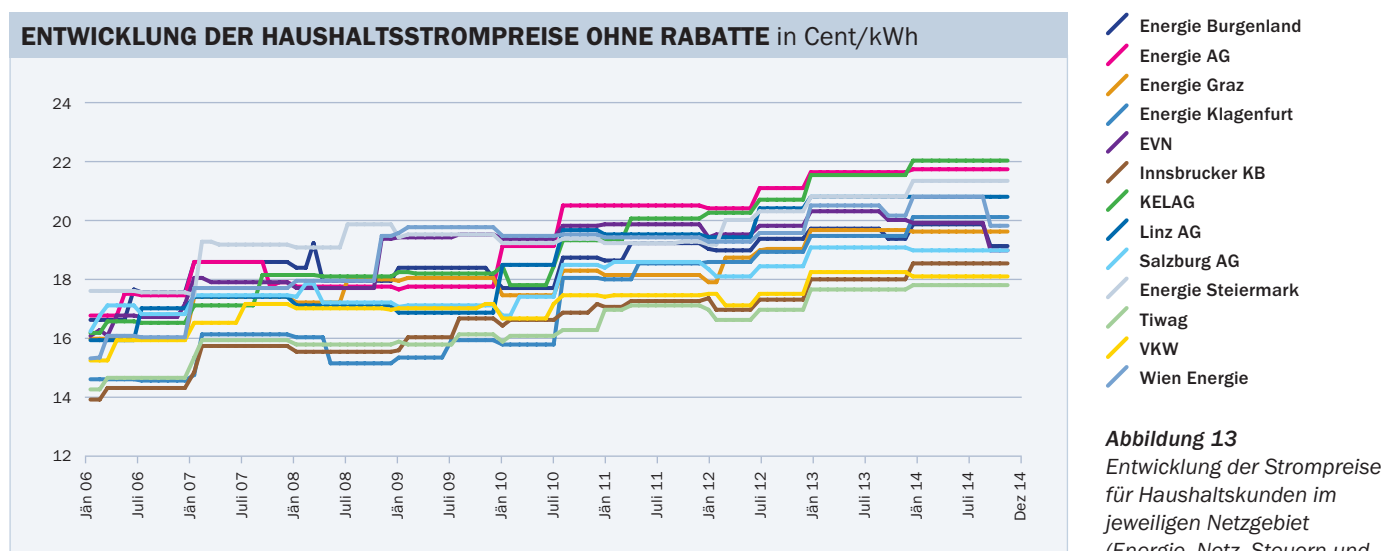
Insgesamt 19 Lieferanten senkten im Jahr 2014 ihre Preise. Darunter befanden sich von den größeren regionalen Lieferanten nur die Salzburg AG (5,1%) Anfang des Jahres und im Oktober auch die Unternehmen der Energie Allianz (8%–11%). Eine detaillierte Darstellung

der Energiepreisänderungen im Jahr 2013 ist der Abbildung 12 zu entnehmen.

Die Netznutzungsentgelte wurden Anfang 2014 geändert, sodass sich die Kosten nach Netzbereichen unterschiedlich entwickelten. Den höchsten Anstieg verzeichnen Haushalte in Wien mit +3,8%, die höchste Preissenkung Haushalte in Niederösterreich mit 8% (inkl. Netznutzungs- und Netzverlustentgelt sowie Messentgelte).

Die Ökostromkosten sind im Jahr 2014 stark gestiegen, z.B. für einen Musterhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh von 54 Euro auf 68 Euro exkl. USt., was einem Plus von 26 % entspricht.

Die Gesamtkosten unterscheiden sich stark nach Netzgebieten (Abbildung 13). Die Preisunterschiede zwischen dem günstigsten und



Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Abbildung 13
Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

dem teuersten regionalen Lieferanten bewegten sich in den letzten Jahren 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 österreichweit nicht gleich hoch sind.

Haushaltskunden Preisentwicklung Gas

Der Verbraucherpreisindex (VPI) Gas der Statistik Austria spiegelt die Entwicklung des Gaspreises in Österreich im Zeitverlauf wider. Kurz vor der Liberalisierung des Gasmarktes im Oktober 2002 kam es zu einem Sinken des VPI. Bis Juni 2003 blieb der VPI unter 100 Indexpunkten, danach stieg er signifi-

kant und kletterte im Zuge der Gaskrise im Januar 2009 auf 152,9 Punkte. Danach kam es zu einer deutlichen Reduktion des Gaspreises, die im Januar 2011 unterbrochen wurde. Noch im Februar 2013 erreichte der VPI Gas mit 155,5 Punkten ein neues Rekordhoch. Seitdem ist er stabil und lag im Oktober 2014 mit 154,6 Punkten nur geringfügig darunter (Abbildung 14).

Seit Anfang des Jahres 2014 haben nur drei Lieferanten, die Salzburg AG (-9,7%), Tigas (-4,9%) sowie Gasdiskont (-5,6%) ihre Energiepreise gesenkt. Bei allen anderen blieben die Energiepreise unverändert. Trotz dieser Preisstabilität hat sich der Wettbewerb durch den Auftritt von neuen Lieferanten, diversen Rabattaktionen und vor allem durch die VKI Energiekosten-Stopp Aktion intensiviert.

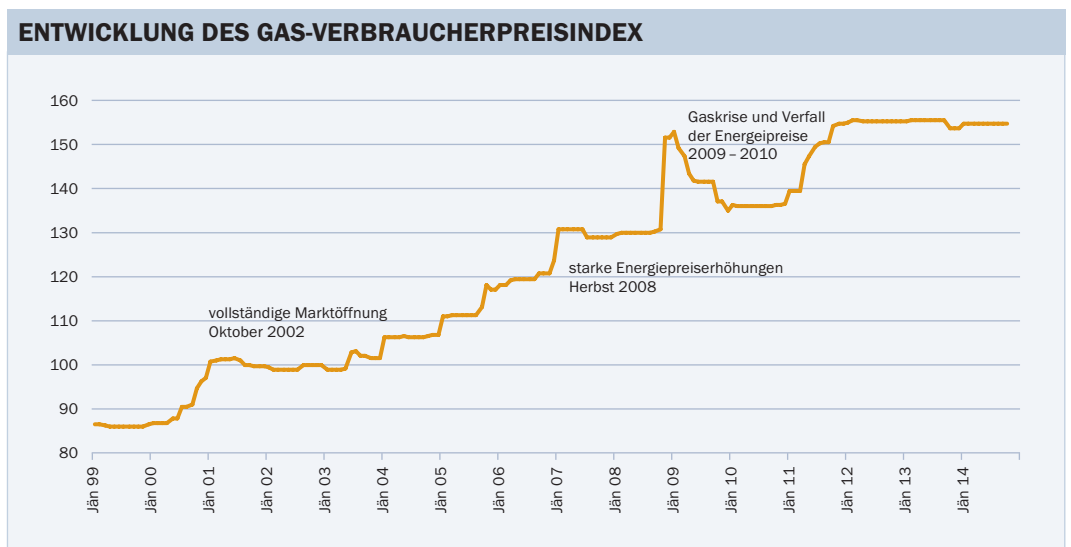


Abbildung 14
Entwicklung des Gas-VPI
(Index Oktober 2002 = 100)

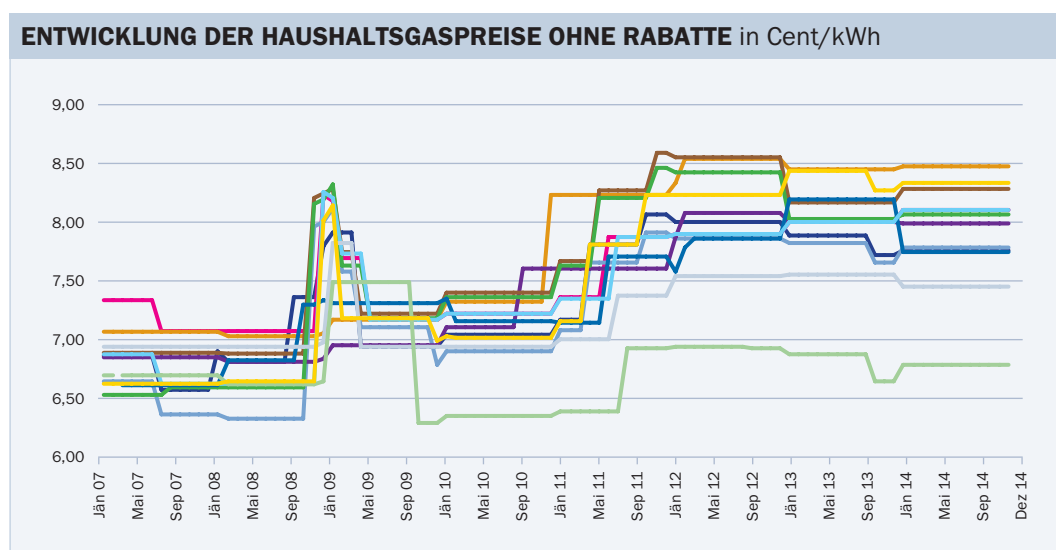
Quelle: Statistik Austria, E-Control

Die Entwicklung der Gesamtkosten nach Netzgebieten bei den jeweiligen angestammten Lieferanten wird in Abbildung 15 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass die Differenz zwischen den günstigsten und teuersten Lieferanten seit der Gaskrise im Jahr 2009 stark gewachsen ist und Ende 2014 bei ca. 27% lag.

UNTERSUCHUNG ZU DEN MARKT- VERHÄLTNISSEN IM STROMMARKT

Aufgrund der Entwicklungen der Endkundenpreise für elektrische Energie von 2008 bis 2012 und der im gleichen Zeitraum beobachteten Veränderung der Großhandelspreise sah sich die E-Control veranlasst, gemäß § 21 Abs. 2 E-Control-G iVm §§ 34 E-Control-G und 10 EIWOG 2010 eine Marktuntersuchung einzuleiten. Daher wurde eine repräsentative Auswahl von Lieferanten Ende November 2013 ersucht, die für die Untersuchung not-

wendigen Daten über die Erlös- und Kostenstruktur nach Produkt- bzw. Kundengruppen im Stromvertrieb der E-Control zu übermitteln. Bereits Ende August 2011 ersuchte die E-Control erstmals um Beantwortung und Übermittlung eines ausgefüllten Erhebungsformulars im Rahmen einer Marktuntersuchung. Nach rechtlicher Klärung durch die Gerichtshöfe des öffentlichen Rechts wurde im Jahr 2013 mit der erneuten Datenerhebung begonnen, welche durch die Ansuchen um Fristerstreckung bis ins Jahr 2014 andauerte. Neben der Erlös- und Kostenstruktur sollte die Untersuchung vor allem auch die bisherigen zugrundeliegenden Annahmen der E-Control-Margenrechnung analysieren. Der Bericht wurde im Dezember 2014 veröffentlicht und ist auf der Homepage der E-Control online abrufbar: <http://e-control.at/de/publikationen/sonstige-berichte>



- Energie Burgenland
- Energie Graz
- Energie Klagenfurt
- EVN
- KELAG
- Linz Gas
- Energie AG
- Salzburg AG
- Energie Steiermark
- TIGAS Erdgas
- VKW
- Wien Energie

Abbildung 15
Entwicklung der Gaspreise für
Haushaltskunden im jeweiligen
Netzgebiet (Energie, Netz,
Steuern und Abgaben) ohne
Rabatte, Standardprodukt des
lokalen Lieferanten,
15.000 kWh/Jahr

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Entwicklung des rechtlichen Rahmens im Jahr 2014

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 be-

rechten zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz eines Marktgebiets und zum Transport der Gasmengen zum virtuellen Handelspunkt. Kapazitäten an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom 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.

Das Gas-Marktmmodell wurde 2013 erfolgreich eingeführt und die Umsetzung sowie

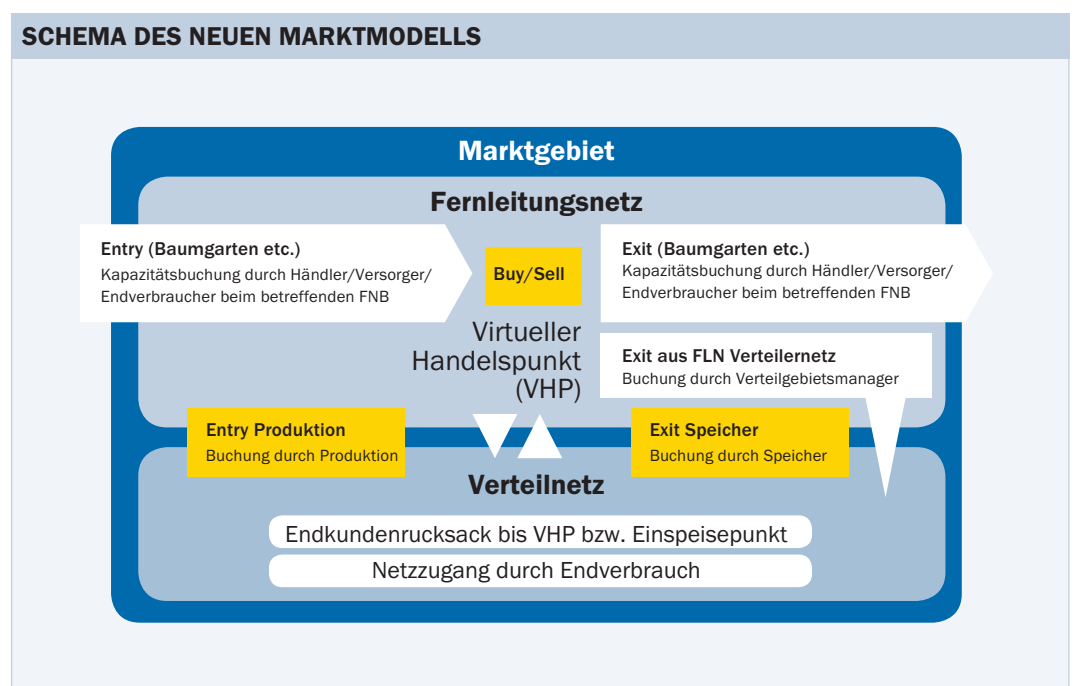


Abbildung 16
Schema des neuen
Marktmodells

Quelle: E-Control

die operativen Abwicklungen werden seither intensiv beobachtet. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse ergab sich 2014 auch ein Anpassungs- und Ergänzungsbedarf in den Marktregeln, der mit der Novelle 2014 der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 umgesetzt wurde. Es wurde die Regelung zum langfristigen Use-It-Or-Lose-It (UIOLI), zur Vermeidung der Hortung und Nichtnutzung von Kapazitäten, überarbeitet und an das aktuelle Bilanzgruppenregime angepasst. Beim Netzzugang im Verteilernetz wurde eine Möglichkeit geschaffen, Netzzugangsverträge bis maximal drei Jahre in die Zukunft abzuschließen. Darüber hinaus gibt es nun Klarstellungen hinsichtlich der Abänderung der zwischen Netznutzer und Netzbetreiber vereinbarten Höchstleistung (nur einmal innerhalb von zwölf Monaten) und der Nichtberechtigung zur Netznutzung durch Abschluss eines Netzzutrittsvertrages. Des Weiteren wurde eine Regelung eingeführt, die es ermöglicht, dass Speicherunternehmen mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist oder werden soll, die maximal vom Netzbetreiber jährlich vorzuhaltende Kapazität für eine Mindestdauer von 15 Jahren vereinbaren können. Auch in den Regelungen für besondere Bilanzgruppen zum Zwecke der Beschaffung von Netzverlustenergie wurden Änderungen vorgenommen, zum Zwecke der Realisierungsmöglichkeit einer gemeinsamen Netzverlustbilanzgruppe im Verteilernetz. Auch eine spezielle Regelung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg wurde getroffen, bezogen auf die Bilanzierung der Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz, die nunmehr auf Stundenbasis erfolgt.

Neues Marktmodell in Tirol und Vorarlberg

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 (GMMO-VO) verankert. Mit Wirksamkeit ab 1. Oktober 2013 gilt das Gas-Marktmodell COSIMA für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.

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 Kapazitätsbuchungen durch Lieferanten und Versorger erreicht: Die Buchung der erforderlichen Kapazitäten zur Versorgung von Endkunden in Tirol und Vorarlberg erfolgt gesamthaft durch

den österreichischen Verteilergiebtsmanager (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 terranets 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. Die Übergabe der für Tirol

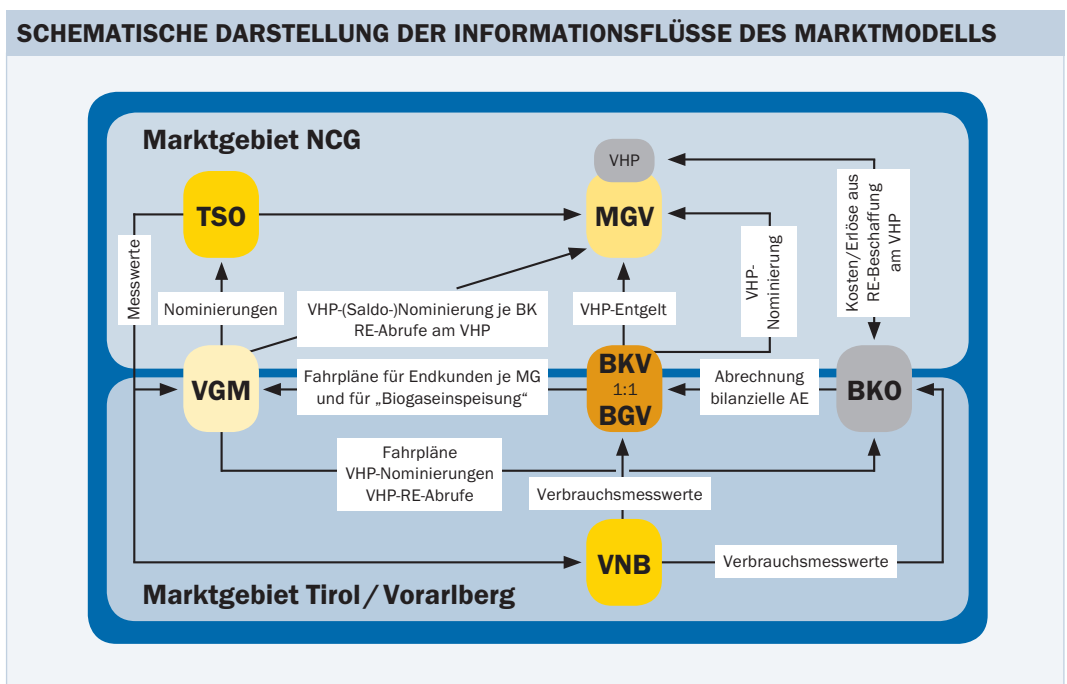


Abbildung 17
Schematische Darstellung der Informationsflüsse des Marktmodells in Tirol und Vorarlberg

Quelle: E-Control

oder Vorarlberg bestimmten Erdgasmengen erfolgt per Nominierung am Virtuellen Handlungspunkt 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 „allokiert 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-/Auspeisung 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.

ÄNDERUNG TARIFIERUNG DER VERTEILERNETZEBENE: ÄNDERUNG DER ENTGELTFESTSETZUNG

Dritte Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetze

Seit 1. Jänner 2014 läuft die dritte Anreizregulierungsperiode für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber. Die Kostenent-

wicklungen der Verteilernetzbetreiber werden nunmehr 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.¹

Details zur dritten Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber

Die Regulierungsperiode beträgt nunmehr fünf (bisher 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

¹ <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf>

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 Detailkostenprüfungen.
- > Möglichkeit, zusätzliche Gewinne zu erzielen, wenn Unternehmen innerhalb der 5 Jahre zusätzliche – über den Effizienzpfad

hinausgehende – Einsparungen erreichen, verbleiben diese innerhalb dieses Zeitraums beim Unternehmen (nach Ablauf einer Regulierungsperiode profitieren im Anschluss die Kunden vom effizienteren Kostenniveau).

Das das implementierte System der Anreizregulierung ausreichende Investitionsanreize bereitstellt, spiegelt sich in der Investitionstätigkeit der Netzbetreiber wider. In den letzten Jahren sind die Investitionen stetig angewachsen und in den Jahren 2012 und 2013 wurde jeweils mehr als jemals in den letzten 20 Jahren zuvor investiert (siehe auch die untenstehenden Ausführungen zu „Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur“).

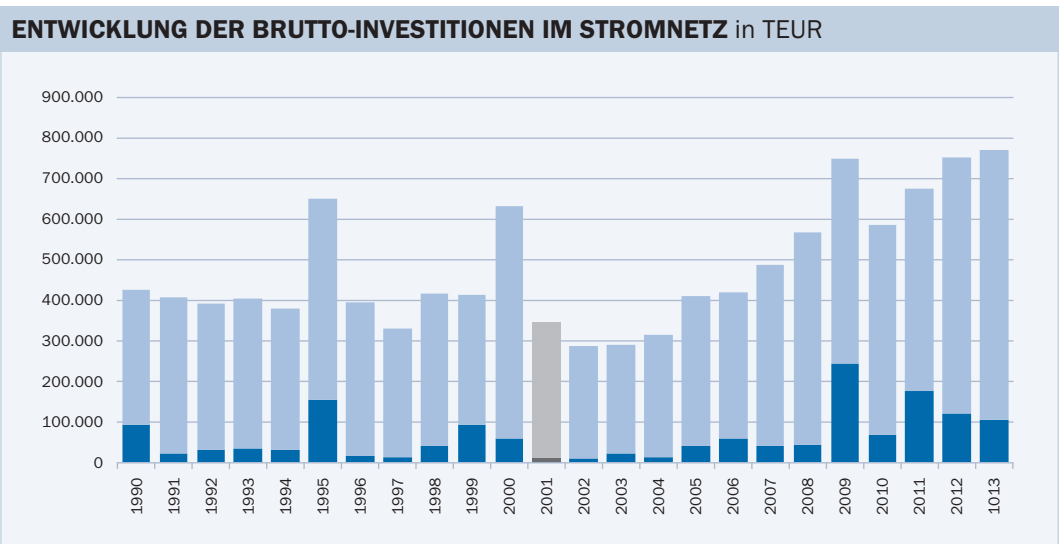


Abbildung 18
Entwicklung der Brutto-Investitionen im Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber

Quelle: E-Control

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 Entgeltentwicklung entsprechend wider. Aufgrund des langwierigen Prozesses zur Ausgestaltung des Regierungssystems werden die Vorbereitungen für die Folgeperiode auch wieder zeitnah beginnen.

WECHSELVERORDNUNG 2014 UND ENTWICKLUNG DER WECHSELSTATISTIK

Aufgrund der Novelle des § 76 EIWOG 2010 bzw. § 123 GWG 2011 (BGBl I Nr 174/2013) hat die E-Control am 1.7.2014 die Wechselverordnung 2014 (nachfolgend „WVO 2014“) erlassen, die sowohl für den Elektrizitäts- als auch den Erdgasbereich gleichermaßen gilt.

Am 3.11.2014 sind die ersten Teile dieser WVO 2014 in Kraft getreten [also insb. §§ 1 bis 7 WVO 2014 samt Kapitel 1 des Anhangs („Gemeinsame Bestimmungen für den Lieferantenwechsel, die An- und Abmeldung sowie den Widerspruch“) sowie Kapitel 3 des Anhangs („Anmeldung“) zur WVO 2014]. Die übrigen Kapitel des Anhangs treten nach § 7 Abs 2 WVO 2014 mit 1.6.2015 in Kraft.

Mit 2014 trat eine für Konsumenten wichtige, rechtliche Neuerung in Kraft: Alle in Österreich tätigen Lieferanten sind nun verpflichtet, Kleinkunden (Endverbraucher ohne Lastprofilzähler) die Möglichkeit eines sogenannten „Online-Wechsels“ anzubieten. Das bedeutet, dass sämtliche Willenserklärungen, die für die Einleitung und Durchführung des Lieferantenwechsels relevant sind, formfrei und elektronisch über die Website der Lieferanten abgegeben werden können. Hierzu haben die Lieferanten benutzerfreundliche Vorkehrungen zu treffen, die die Identifikation und Authentifizierung des Kunden sicherstellen. Zwischenschritte, wie das Abspeichern oder Ausdrucken des Vertrags und eine eigenhändige Unterschrift entfallen dabei.

GLASKLARE REGELN. GANZ IM SINNE DER KONSUMENTEN.

Eine weitere Neuerung verpflichtet nunmehr die Netzbetreiber, unter Wahrung der gebotenen Sorgfalt, Anstrengungen zu unternehmen, eine Identifikation der Endverbraucheranlage herbeizuführen.

Bei Neuanmeldungen (z.B. bei Übersiedlung) muss der Verbraucher nun auch keinen Energieliefervertrag oder eine Lieferbestätigung mehr beibringen, vielmehr reicht eine formlose Bekanntgabe des gewünschten Lieferanten beim Netzbetreiber. Sollte ein Belieferungswunsch nicht vorliegen und dem Verbraucher wird die Abschaltung aufgrund

des fehlenden Lieferverhältnisses angekündigt, so hat der Verbraucher bis zum Ende des darauffolgenden Tages Zeit, formlos den gewünschten Lieferanten bekannt zu geben. Der Netzbetreiber muss dann den neuen Lieferanten unverzüglich, längstens innerhalb von einem Arbeitstag über einen derartigen Belieferungswunsch informieren. Dieser ist verpflichtet, innerhalb von acht Arbeitstagen den Belieferungswunsch zu bestätigen.

Im Ergebnis bedeutet dies, dass der Netzbetreiber in einem solchen Fall während einer Frist von zehn Arbeitstagen nicht abschalten darf.

Mit diesen Regelungen wird sichergestellt, dass ein Endverbraucher beim Einzug nicht von einem vertikal integrierten Netzbetreiber unter Druck gesetzt werden kann, einen Liefervertrag mit dem verbundenen Lieferanten abzuschließen. Vielmehr muss der Netzbetreiber den Kunden in neutraler und diskriminierungsfreier Form über die freie Wahl des Lieferanten informieren. Gibt ein Kunde einen Lieferanten bekannt und bestätigt in weiterer Folge der Lieferant dies, so kann es zu keinen Abschaltungen von Endverbraucheranlagen kommen, wie dies in der Vergangenheit immer wieder geschehen ist. Auch die Zählpunkt- und Endverbraucheridentifikation wird dadurch erleichtert.

WECHSELZAHLEN

Im Jahr 2014 wechselten in Österreich insgesamt knapp 268.000 Strom- und Gaskunden ihren Anbieter, das ist ein Plus von 80% gegenüber dem Vorjahr. 2014 haben etwa

206.200 Stromkunden – davon mehr als 159.000 Haushalte – ihren Anbieter gewechselt. Einen neuen Gaslieferanten suchten sich rund 61.600 Kunden – darunter etwa 58.500 Haushalte. Das entspricht einer Gesamtwechselrate im Jahr 2014 von 3,5% bei Strom und 4,6% bei Gas. Im Vorjahr 2013 hatten bei Strom 1,8% und bei Gas 2,5% ihrem jeweiligen Lieferanten den Rücken gekehrt. 2014 wurde zum ersten Mal die 200.000er-Grenze übertroffen. Nie zuvor haben sich so viele Österreicher für einen neuen Strom- und Gaslieferanten entschieden.

2014 waren im Verhältnis zur Kundenzahl die Oberösterreicher die eifrigsten Wechsler mit 5,3% bei Strom (rund 53.000) und 9,9% bei Gas (rund 15.000).

REMIT

Mit der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts („REMIT“) wurde ein einheitliches Regime zur Überwachung des Energiegroßhandelsmarktes in der Union implementiert. Die Verordnung beinhaltet das Verbot von Insiderinformation und Marktmanipulation und verpflichtet die Marktteilnehmer am Energiegroßhandelsmarkt zur rechtzeitigen Bekanntgabe von Informationen und zu einer umfassenden Datenübermittlung an ACER, die in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten die Einhaltung der Verordnung überwacht. Den Regulierungsbehörden kommen dabei umfassende Ermittlungsbefugnisse zu.

REMIT ist allerdings als hinkende Verordnung konzipiert worden, d.h., dass Teile der grundsätzlich unmittelbar anwendbaren Verordnung erst einer Umsetzung durch die Mitgliedstaaten bedürfen. Dieser Umsetzungsverpflichtung ist der Gesetzgeber bis Sommer des Jahres 2013 nachgekommen und hat im Rahmen der Novelle BGBl. I Nr. 174/2013 EIWOG 2010, GWG 2011 und das E-ControlG geändert. Dadurch wurde unter anderem ein neuer § 25a E-ControlG eingefügt und eine Reihe von neuen Verwaltungsübertretungen und gerichtlichen Strafbestimmungen in EIWOG 2010 und GWG 2011 normiert.

§ 25a E-ControlG betraut die Regulierungsbehörde mit neuen Ermittlungsbefugnissen im Rahmen der ständigen Marktüberwachung und ermöglicht es so der E-Control, zusätzliche Informationen von Marktteilnehmern und beteiligten Personen einzuholen und Vorermittlungen durchzuführen. Durch die Anfügung der ebenfalls neuen Z 4 in § 24 Abs. 1 E-ControlG wurden der E-Control aber auch die Überwachung des Energiegroßhandelsmarktes auf nationaler Ebene als Überwachungsaufgabe übertragen. Korrespondierend enthält § 25a Abs. 2 E-ControlG nun auch eine Verordnungsermächtigung, die es der E-Control ermöglicht, die erforderlichen Daten in Umfang, Format und Meldepflicht festzulegen und von den Marktteilnehmern einzuholen.

Die Arbeiten an der Verordnung wurden gegen Jahresende 2014 abgeschlossen. Die Verordnung des Vorstands der E-Control über die

Meldepflichten zur Durchführung der Überwachung des Handels mit Energiegroßhandelsprodukten auf nationaler Ebene (Energiegroßhandelsdatenverordnung – EGHD-VO) wird sich eng an die von der Kommission zu erlassende Durchführungsverordnung gemäß Art. 8 Abs. 2 REMIT halten, um den Verwaltungsaufwand für die betroffenen Unternehmen so gering wie möglich zu halten.

Ein Inkrafttreten der Verordnung ist ab Mai 2015 stufenweise geplant. Zunächst werden die Transaktions- und Handelsdaten über organisierte Märkte an die Regulierungsbehörde gemeldet, ab Oktober 2015 melden die Unternehmen sodann all jene Verträge direkt an die E-Control, die nicht über Handelsplätze geschlossen wurden. Daten werden grundsätzlich für den Strom- und den Gasbereich im notwendigen Ausmaß gesammelt, soweit dies für die Überwachung des nationalen Großhandelsmarktes notwendig ist. Neben den Verträgen, die über oder außerhalb von Handelsplätzen geschlossen werden, sind auch Daten betroffen, die den Lebenszyklus der Produkte betreffen und für die Beurteilung des Handelsgeschehens notwendig gesammelt werden müssen. Endverbraucher sind, soweit deren Verbrauch unter 600 GWh/a liegt, von der Verordnung nicht betroffen.

Mit § 25a Abs. 2 E-ControlG wurde die E-Control weiters ermächtigt, Datenaustauschabkommen mit Regulierungsbehörden in anderen EU- und EFTA-Staaten abzuschließen und hierdurch gewonnene Daten zur Erfüllung ihrer durch die Verordnung (EU)

Nr. 1227/2011 und § 24 Abs. 1 Z 4 übertragenen Aufgaben zu verwenden. Die Vertraulichkeit, die Integrität und der Schutz der eingehenden Daten sind sicherzustellen. In Vollziehung dieser Bestimmung wurde im Rahmen zahlreicher Regional Cooperation Meetings mit anderen europäischen Regulierungsbehörden der Entwurf für ein Memorandum of Understanding ausgearbeitet, das als Grundlage die künftige Zusammenarbeit der Behörden im Rahmen der Marktüberwachung gemäß REMIT und auf nationaler Ebene erleichtern soll.

Die Vereinbarung regelt die Art und Häufigkeit der künftigen Zusammenarbeit, legt die Vorgangsweise für den künftigen Datenaustausch gemäß Art. 10 REMIT mit ACER aus Sicht der Regulierungsbehörden fest und setzt Rahmenbedingungen für den zwischenbehördlichen Informationsaustausch. Durch die Bestimmungen des Memorandums kommt es allerdings zu keiner Erweiterung von Befugnissen oder Ermächtigungen, es werden lediglich bereits vorgefundene gesetzliche Grundlagen in Hinblick auf das interne Handeln der Behörden in Bezug aufeinander in einem einheitlichen Dokument zusammengefasst.

Die Umsetzungsbestimmungen gemäß § 25a und § 25b E-ControlG sehen, ebenfalls nach Vorgabe der Bestimmungen von REMIT, auch umfangreiche Befugnisse und Verpflichtungen zur Zusammenarbeit mit den Strafverfolgungsbehörden, der Finanzmarktaufsicht

und anderen nationalen Behörden vor. Die E-Control hat daher bereits im Vorfeld der Implementierung begonnen, sich mit den anderen mit der Einhaltung der Verbote von Marktmanipulation und Insiderhandel befassten Behörden abzustimmen um den gesetzlichen Verpflichtungen bestmöglich nachkommen zu können.

ÄNDERUNGEN ÖKOSTROM-EINSPEISE-TARIFEVERORDNUNG 2012 (ÖSET-VO 2012):

Am 11. November 2014 wurden die Änderungen der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) kundgemacht.

Die Verordnung enthält eine Anpassung der PV-Tarife für das Jahr 2015. Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von 5 kWpeak bis 200 kWpeak, welche ausschließlich an oder auf einem Gebäude angebracht sind, erhalten bei Antragsstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2015 11,5 Cent/kWh sowie einen Investitionszuschuss von 30% der Investitionskosten, höchstens jedoch 200 EUR/kW.

Für alle übrigen Technologien gelten die Regelungen aus der Änderung von 2013. Im Wesentlichen ist dies ein 1%-Abschlag für das Jahr 2015 in Bezug auf die Tarife aus dem Jahr 2014.

Entwicklung des europäischen rechtlichen Rahmens im Jahr 2014

REMIT IMPLEMENTING ACTS

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts („REMIT“) trat bereits im Jahr 2011 in Kraft. Die Verordnung, die grundsätzlich in den Mitgliedstaaten unmittelbar anwendbar ist, bedarf aber, neben der Umsetzung der Ermittlungs- und Strafbefugnisse, auch noch der Umsetzung durch die Kommission.

Gemäß Art. 8 REMIT melden die Marktteilnehmer Transaktions- und Handelsdaten im Rahmen der Datenerhebung an die Agentur. Der genaue Umfang und die näheren Anforderungen an die Meldungen werden aber gemäß Art. 8 Abs. 2 REMIT von der Kommission im Wege einer Durchführungsverordnung festgelegt. Der Verordnungsentwurf wurde am 3. Oktober 2014 im Komitologiebeschluss gemäß Art. 5 Abs. 2 der Verordnung (EU) 182/2011 befürwortet, mit einer Veröffentlichung im Amtsblatt wird mit Jahresende gerechnet.

Die Verordnung beschreibt nunmehr detailliert Definitionen, meldepflichtige Verträge und Informationen sowie die einzuhaltenden Meldefristen und Meldekanäle, die gemäß Art. 8 REMIT an die Agentur zu melden sind. Die Meldepflichten treten neun bzw. fünfzehn Monate nach Veröffentlichung der Verordnung in Kraft.

Die Meldung der Daten erfolgt anhand der Anhänge der Verordnung, die eine Vielzahl zu meldender Datenfelder beinhalten. In Begleitung der Verordnung wurde daher von der Agentur in enger Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern ein Begleitdokument erarbeitet, welches unter der Bezeichnung „Trade Reporting User Manual“ (TRUM) in zeitlicher Nähe zur Durchführungsverordnung erscheinen wird. Das TRUM wird als Leitdokument für eine einheitliche Interpretation der zu meldenden Daten dienen.

Spiegelbildlich wurde im Verhältnis zwischen den Regulatoren und der Agentur ein „Market Monitoring Handbook“ erarbeitet. Das Dokument entwickelt Leitlinien, die bei der Zusammenarbeit zwischen Agentur und Regulierungsbehörden gemäß Art. 16 REMIT zur Anwendung kommen.

INFRASTRUKTUR-VERORDNUNG

Mit der seit 1. Juni 2013 anwendbaren Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur² wurden die bis dahin bestehenden TEN-E-Leitlinien abgelöst. Die neue Infrastruktur-Verordnung sieht nunmehr vor, dass EU-weit bestimmte Infrastrukturprojekte als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) ausgewählt werden, welche in weiterer Folge von Erleichterungen im Genehmigungsverfahren und regulatorischen sowie finanziellen Begünstigungen profitieren können.

² Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115 S. 39.

Neben Strom- und Gasinfrastrukturprojekten betrifft dies auch Erdöl- und CO₂-Vorhaben. Nach einem Pilot-Auswahlverfahren in den Jahren 2012 und 2013, welches zum Teil parallel zum Gesetzgebungsverfahren zur InfrastrukturVO durchgeführt wurde, hat die EU-Kommission im Oktober 2013 eine Liste mit 248 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten präsentiert; diese ist schließlich als delegierte Verordnung von der Kommission verabschiedet worden und am 10. Jänner 2014 in Kraft getreten.³ Unter den Projekten befinden sich auch 14 Stromvorhaben und vier Gasvorhaben aus Österreich bzw. mit österreichischer Beteiligung. Alle zwei Jahre soll die PCI-Liste aktualisiert werden, d.h. Vorhaben müssen neu eingereicht werden und vormals als vorrangig eingestufte Projekte können den PCI-Status auch wieder verlieren.

Um in die Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse aufgenommen zu werden, muss ein Projekt mehrere Kriterien erfüllen; insbesondere muss es für einen der in Anhang I zur Verordnung genannten Infrastrukturkorridore und -gebiete erforderlich sein, zumindest zwei Mitgliedstaaten (oder einen Mitgliedstaat und einen EWR-Staat) betreffen und einen höheren potenziellen Gesamtnutzen als Kosten aufweisen. Strom- und Gasvor-

haben müssen überdies erheblich zur Marktintegration, zu Wettbewerb, Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit beitragen.

Die Vorbereitungen für die zweite PCI-Liste sind bereits angelaufen. Wie in der Verordnung vorgesehen, beraten zunächst Regulierungsbehörden, Mitgliedstaaten, Netzbetreiber, die Agentur und die Kommission in regionalen Gruppen auf Basis der unionsweiten Netzentwicklungspläne über PCI-Kandidaten. Nach öffentlicher Konsultation und Stellungnahme der Agentur soll das aus Kommission und Mitgliedstaaten bestehende Entscheidungsgremium bis Mitte 2015 Vorhaben auswählen. Die Gesamtliste soll anschließend wiederum von der Kommission als delegierter Rechtsakt verabschiedet werden und Anfang 2016 in Kraft treten.

RAHMENLEITLINIEN UND NETZKODIZES

Das dritte Binnenmarktpaket sieht die Entwicklung europäischer Marktregeln vor, mit denen die generellen Bestimmungen der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen operationalisiert werden sollen. Dabei handelt es sich zum einen um Netzkodizes, zum anderen

³ 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 gemeinsamem Interesse, ABl. 2013 L 349 S. 28.

um Leitlinien – beide Formen werden letztlich als Verordnungen der Kommission erlassen und sind Teil der vorhin genannten Verordnungen (EG) Nr. 714/2009 bzw. 715/2009. Netzkodizes werden von den europäischen Netzbetreiberverbänden ENTSO-E und ENTSOG auf Grundlage von Rahmenleitlinien der Agentur erarbeitet; Leitlinien werden unmittelbar von der Kommission erlassen.

Bisher liegen im Gasbereich Netzkodizes zur Kapazitätsallokation⁴ und zur Bilanzierung⁵ sowie Leitlinien zur Transparenz und zum Engpassmanagement vor. Weitere Netzkodizes über Interoperabilität und Tarifierung sollen demnächst folgen.

Im Strombereich soll der ursprünglich von ENTSO-E ausgearbeitete Netzkodex zur Ka-

pazitätsallokation und zum Engpassmanagement nunmehr als Leitlinie der Kommission angenommen werden. Die Arbeiten an Netzkodizes zur Forward-Kapazitätsallokation und zum Netzanschluss von Erzeugern u.a.m. sind bereits weit fortgeschritten.

Zum Teil sind die Netzkodizes und Leitlinien als solche unmittelbar anwendbar, zum Teil erfordern sie weitere Umsetzungsschritte wie etwa die Entwicklung bestimmter Berechnungsmethoden und die Genehmigung von allgemeinen Bedingungen. In manchen Fällen müssen auch bestehende Verordnungen, sonstige Marktregeln und technisch-organisatorische Regeln (TOR) angepasst werden; aus heutiger Sicht werden auch Gesetzesnovellen vereinzelt notwendig sein.

⁴ Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, ABl. 2013 L 273 S. 5.

⁵ Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ABl. 2014 L 91, S. 15.

TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGS- BEHÖRDE 2014

Strommarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTEN- ERMITTLUNG UND ENTGELTFESTSETZUNG STROM IM JAHR 2014

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 EIWOG 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 einzu beziehen 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 Kosten- oder Erlöspfad zur Erreichung des Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode vom Regulator vorgegeben. Somit wurde eine Startkostenbasis für die dritte Regulie-

rungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt, welche nunmehr jährlich mittels einer für die Dauer der Regulierungsperiode festgelegten Regulierungsformel adaptiert wird.

Das somit im Jahr 2014 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildet die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2015, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelteverordnung (SNE-VO) bzw. deren Novelle verlautbart wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2015 per 1. Jänner 2015). 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.

Im Rahmen der SNE-VO 2012-Novelle 2015 entwickelten sich die Netznutzungs- und Verlustentgelte im Österreich-Durchschnitt mit einem leichten Anstieg von 0,33% relativ stabil. Dabei fallen die Entgeltanpassungen je Netzbereich sehr unterschiedlich aus: Konnten in Linz, Vorarlberg, Niederösterreich und Oberösterreich deutliche Senkungen von bis zu 7,4% erzielt werden, gab es in den Bereichen Klagenfurt, Steiermark und Wien Erhöhungen. Generell wirken die Folgen des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 (gesetzlich gebotene Aufrollung von Mindererlösen in der Vergangenheit) meistens kostensteigernd. Allerdings wirken die teils massiven Senkungen der Netzverlustentgelte, aufgrund einer abermals starken Reduktion

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2015

Gewichtet nach Mengen 2011

Entgelt- anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014		Anpassung 2015			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Ebene 3	-6,62	-12,7	-3,24	-6,2	-2,04	-3,9	-0,93	-1,8	0,22	0,4	0,6	-12,62	-24,3
Ebene 4	-6,17	-10,7	-1,10	-1,9	-1,50	-2,6	-0,62	-1,1	0,62	1,1	1,3	-8,77	-15,2
Ebene 5	-59,93	-19,6	-9,47	-3,1	-7,82	-2,6	-3,22	-1,1	1,16	0,4	0,5	-79,28	-25,9
Ebene 6	-27,40	-13,5	-3,88	-1,9	-4,00	-2,0	-3,51	-1,7	2,11	1,0	1,3	-36,69	-18,1
Ebene 7 – gemessen	-56,71	-19,8	-13,90	-4,9	-11,90	-4,2	-4,98	-1,7	-0,65	-0,2	-0,3	-88,15	-30,8
Ebene 7 – nicht gemessen	-308,50	-24,0	-38,80	-3,0	-27,27	-2,1	-22,75	-1,8	2,36	0,2	0,3	-394,96	-30,7
Ebene 7 – unterbrechbar	-7,94	-12,7	-0,59	-0,9	-2,24	-3,6	-1,41	-2,3	-0,50	-0,8	-1,0	-12,59	-20,2
	-473,3	-21,0	-71,0	-3,1	-56,8	-2,5	-37,4	-1,7	5,3	0,24	0,33	-633,1	-28,1

Entgelt- anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014		Anpassung 2015			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Burgenland	-32,3	-33,5	-6,0	-6,3	-4,1	-4,2	0,6	0,6	-0,2	-0,2	-0,3	-41,9	-43,6
Kärnten	-16,5	-12,7	1,8	1,4	11,6	8,9	-0,2	-0,1	0,7	0,6	0,6	-2,5	-1,9
Klagenfurt	-3,6	-15,2	0,8	3,3	-0,3	-1,5	0,3	1,4	1,3	5,6	6,4	-1,5	-6,3
Niederösterreich	-50,6	-16,9	-3,4	-1,1	-5,8	-1,9	-21,5	-7,2	-6,1	-2,0	-2,8	-87,4	-29,2
Oberösterreich	-58,6	-19,5	-16,9	-5,6	-14,9	-5,0	-7,1	-2,4	-5,7	-1,9	-2,8	-103,3	-34,4
Linz	-18,1	-19,5	-7,6	-8,2	-3,2	-3,5	-4,9	-5,3	-4,4	-4,7	-7,4	-38,2	-41,2
Salzburg	-50,0	-27,6	-13,2	-7,3	-11,1	-6,1	-3,3	-1,8	-0,8	-0,5	-0,8	-78,4	-43,3
Steiermark	-107,7	-28,6	-24,0	-6,4	-23,4	-6,2	0,9	0,2	11,8	3,1	5,3	-142,4	-37,8
Graz	-14,6	-29,9	-3,1	-6,3	-0,6	-1,3	-1,8	-3,7	-0,5	-1,1	-1,9	-20,6	-42,2
Tirol	-27,2	-14,7	-3,5	-1,9	-0,9	-0,5	-10,4	-5,6	-0,7	-0,4	-0,5	-42,5	-23,0
Innsbruck	-3,3	-10,4	1,4	4,5	-0,3	-0,9	0,2	0,5	0,6	2,1	2,2	-1,3	-4,3
Vorarlberg	-9,3	-11,2	2,0	2,4	-2,0	-2,4	-3,7	-4,5	-2,5	-3,0	-3,5	-15,4	-18,7
Wien	-81,5	-20,1	0,6	0,2	-2,0	-0,5	13,5	3,3	11,5	2,8	3,4	-57,8	-14,3
Kleinwalsertal	-0,1	-6,4	0,0	-1,9	0,3	14,9	-0,1	-6,2	0,1	4,9	4,8	0,1	5,2
	-473,3	-21,0	-71,0	-3,1	-56,8	-2,5	-37,4	-1,7	5,3	0,24	0,33	-633,1	-28,1

- 1) Prozentuale Änderung der Anpassung im angegebenen Betrachtungszeitraum bezogen auf erzielte Erlöse aus Mengen 2011 multipliziert mit dem Entgelt 2001
- 2) Prozentuale Änderung der Anpassung im angegebenen Betrachtungszeitraum bezogen auf erzielte Erlöse aus Mengen 2011 multipliziert mit dem Entgelt des Vorjahres

Abbildung 19

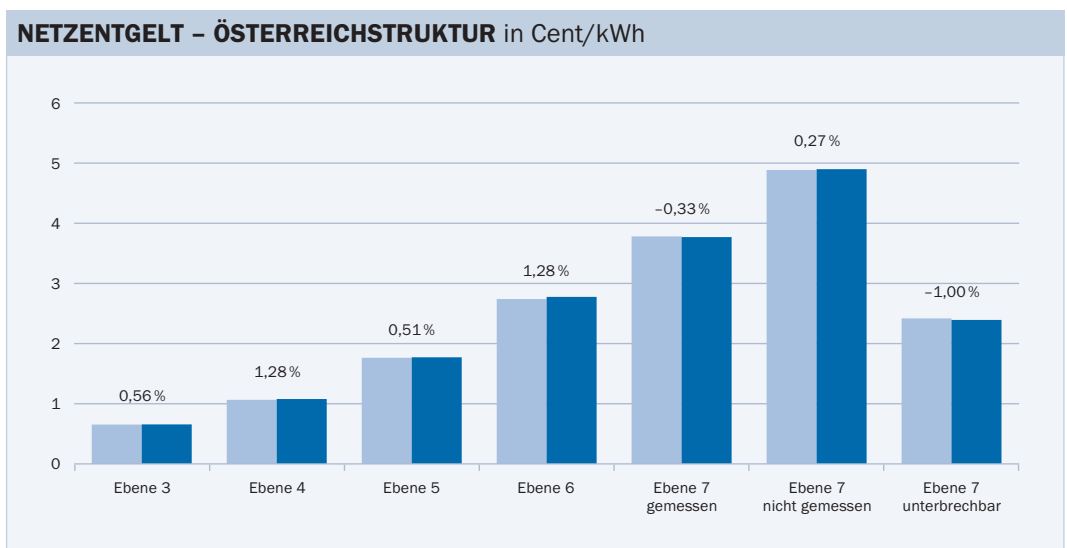
Anpassung der Strom-Netznutzungs- und -Netzverlustentgelte von 30.09.2001 bis 01.01.2015

Quelle: E-Control

des Beschaffungspreises, den Netzbetreiber für Netzverluste zu bezahlen haben, hier entgegen und gesamthaft betrachtet kommt es daher in den meisten Netzbereichen vorrangig zu Entgeltensenkungen. In den Netzbereichen Klagenfurt, Steiermark und Wien sind allerdings – wie oben angeführt – größere Entgeltsteigerungen zu verzeichnen. In der Steiermark und in Wien lässt sich die Steigerung auf verstärkte Investitionstätigkeit zurückführen. Die Anwendung des Regulierungskontos ist für die Entgeltsteigerung im Netzbereich Klagenfurt sowie auch in der Steiermark verantwortlich. Insgesamt steigen die Netzkosten 2015 in Österreich um rund 5,3 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr.

Im Bereich der nicht gemessenen Kunden kommt es bei allen Netzbetreibern 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 EIWOG 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 allerdings 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.



SNE-VO Stand: 01.01.2014
SNE-VO Stand: 01.01.2015

Abbildung 20
Strom Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur

Quelle: E-Control

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 633 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.

Aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs (siehe weiter unten) der Stromnetze und der Preissteigerungen für Netzbetreiber sind größere Entgeltsenkungen jetzt schon, und in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur

Durch den liberalisierten Strommarkt und die damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen sowohl an die Verteilnetz- als auch an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, Mengensteigerungen, Verschiebung von Lasten, neue Kraftwerksprojekte und der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und kostenintensiven Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind deshalb Netzausbauten dringend notwendig.

Österreichs Stromnetzbetreiber investierten auf leicht höherem Niveau wie im Jahr zuvor. Primär wurde im Stromnetzbereich vor allem in Leitungserneuerung sowie Kapazitätserweiterung investiert. Deutlich markanter als im Vorjahr, aber noch auf niedrigem Niveau waren die Investitionen in „smarte“ Technologien (Smart Meter, Smart Grids). Im Übertragungsnetz werden derzeit vorrangig Projekte zu Erweiterungen und zum Ausbau im Umspannungsbereich sowie Kapazitätserweiterungen beim Leitungsnetz durchgeführt. Auch zukünftig kann mit einer gleichbleibenden bzw. steigenden Investitionstätigkeit im Stromnetzbereich für 2014 gerechnet werden. Dies ist vor allem auf die schon erwähnte Umrüstung der Netzinfrastruktur sowie den erhöhten Kapazitäts- und Netzanschlussbedarf aufgrund erneuerbarer Energien im Verteilnetzbereich zurückzuführen. Im Übertragungsnetzbereich ist unter anderem abzuwarten, wie die Investitionsentscheidung für den „380 kV-Ringschluss“ in Form der Umsetzung des umstrittenen 380-kV Salzburg II Leitungsprojektes ausfällt. Dies würde einen markanten Investitionsanstieg im Übertragungsnetzbereich für die kommenden Jahre bedeuten. Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Netto-Investitionen (also jene ohne die bereits durch die Kunden durch Baukostenzuschüsse zu finanzierenden Anlagen) im Stromverteil- und Übertragungsnetz seit der Liberalisierung. Deutlich erkennbar ist dabei das jährlich steigende Investitionsniveau der österreichischen Stromnetzbetreiber. Dies ist einerseits auf oben erwähnte Faktoren, aber ebenso auf die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen

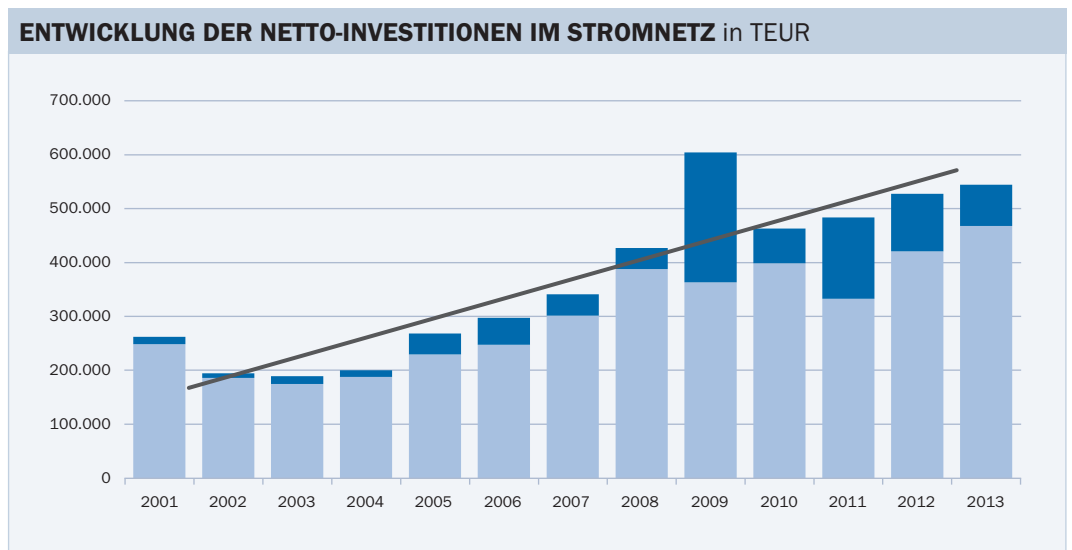


Abbildung 21
Investitionstätigkeit im Bereich der Stromnetze (tarifizierende Netzbetreiber)

Quelle: E-Control

zurückzuführen. Diese bieten nicht nur die entsprechende Abgeltung in Form kostenorientierter Netzentgelte, sondern auch die nötigen Anreize, Investitionen zeitgerecht durchzuführen.

AUFSICHT MARKTEILNEHMER
Aufsicht Regelzonenführer (NEP)

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG ist die E-Control mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) 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 2014 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grundlage 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 zu optimiertem Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA-Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control positiv bewertet.

Im Jahr 2014 wurde der Prozess der NEP-Genehmigung in mehreren Punkten weiterentwickelt. Bereits in den vergangenen Jahren wurden neben den allgemein (in den Konsultationsversionen) zugänglichen Informationen weitere, vertrauliche Informationen vor allem zu technischen Projektdetails und Kosten abgefragt. Diese Abfrage erfolgt nun nach einem standardisierten Schema. Dies ermöglicht eine strukturiertere und detailliertere Prüfung der Daten und bietet künftig eine leichtere Vergleichbarkeit mit vergangenen und folgenden Jahren.

Vor allem in Zusammenhang mit der Auswahl von Projects of Common Interest (PCIs) auf europäischer Ebene, basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU, ist eine fundierte Analyse der österreichischen Netzausbauprojekte wichtig und eine intensive und gute Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten ausschlaggebend für eine optimale Förderung der österreichischen Interessen. Vergleichen Sie hierzu auch die Ausführungen in Kapitel 2.3.1.

Aufsicht Verrechnungsstellen

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolg-

te im Jahr 2014 keine Abänderung des Strom-Regelwerks für Bilanzgruppenkoordinatoren.

Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen für den Zugang zum Verteilernetz

Die von der E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und Interessenvertretern entwickelte 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 Rechte 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.

Auf dieser Basis reichten einzelne Netzbetreiber bereits Ende 2013 neue Allgemeine Bedingungen ein, die überwiegende Anzahl der Netzbetreiber folgte 2014. Da es notwendig war, die Allgemeinen Bedingungen an die jeweilige landesgesetzliche Rechtslage, die örtlichen Gegebenheiten und die spezielle Situation des jeweiligen Netzbetreibers anzupassen, fanden in den einzelnen Genehmigungsverfahren Erörterungen mit den Antragstellern statt. In diesen Erörterungen konnten im Einvernehmen mit den Netzbetreibern

noch weitere Klarstellungen und Verbesserungen für die Konsumenten erzielt werden. Nahezu alle Verfahren konnten 2014 abgeschlossen werden.

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

Nach § 80 Abs. 1 EIWOG 2010 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie (AGB) für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen. Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, hat gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG nach eingehender Prüfung die Anwendung von AGB, die gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid zu untersagen. Die E-Control führt demnach eine sogenannte ex-ante Prüfung von AGB durch. Ein Verfahren vor den ordentlichen Gerichten, z.B. im Wege einer Verbandsklage, ist allerdings trotz einer eventuell erfolgten Nicht-Untersagung von AGB möglich.

Im Jahr 2014 zeigten zwei Stromlieferanten erstmalig ihre AGB und etwa 150 Stromlieferanten Änderungen ihrer AGB an, dies insbesondere anlässlich des am 26.5.2014 kundgemachten Verbraucherrechte-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes – VRUG, BGBl. I Nr. 33/2014. Aufgrund dieses Gesetzes wurde ein neues Gesetz – das Fern- und Auswärts-

geschäfte-Gesetz – FAGG – erlassen sowie Änderungen im Konsumentenschutzgesetz (KSchG) vorgenommen. Wesentliche Vorteile für den Verbraucher bringt die dadurch erfolgte Verlängerung der Rücktrittsfrist auf 14 Tage (anstelle von 7 Werktagen bzw. 1 Woche) bei Fernabsatzverträgen sowie bei außerhalb von Geschäftsräumen abgeschlossenen Verträgen zwischen Unternehmern und Verbrauchern i.S.d. KSchG. Der Rücktritt vom Vertrag ist nun formfrei möglich. Kommt ein Unternehmer seinen das Rücktrittsrecht betreffenden Pflichten nicht nach, verlängert sich die Rücktrittsfrist um 12 Monate. Darüberhinaus wurden für Unternehmer weitreichende, vor Vertragsabschluss an den Verbraucher zu richtende Informationspflichten normiert. Die E-Control forderte alle Energielieferanten auf, ihre AGB an die neue Rechtslage anzupassen. Im Zuge einer Vorabstimmung der E-Control mit den Energielieferanten konnte bei bedenklichen Klauseln schon frühzeitig der rechtmäßige Zustand herbeigeführt werden, sodass im Jahr 2014 die Verfahren beendet werden konnten, ohne die AGB mit Bescheid zu untersagen.

Aufsicht der Handelsplätze EPEX Spot und EXAA

Die E-Control besitzt gemäß § 21 (2) E-Control-Gesetz die Aufgabe, Untersuchungen sowie Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im österreichischen Elektrizitäts- und Erdgasbereich zu erstellen. § 24 (1) E-Control-Gesetz weist der E-Control zudem weitreichende Aufsichts- und Überwachungsaufgaben in den Bereichen Wettbewerbsaufsicht und Handel

DAY-AHEAD-HANDELSVOLUMEN EPEX SPOT UND STROMVERBRAUCH IN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND in TWh

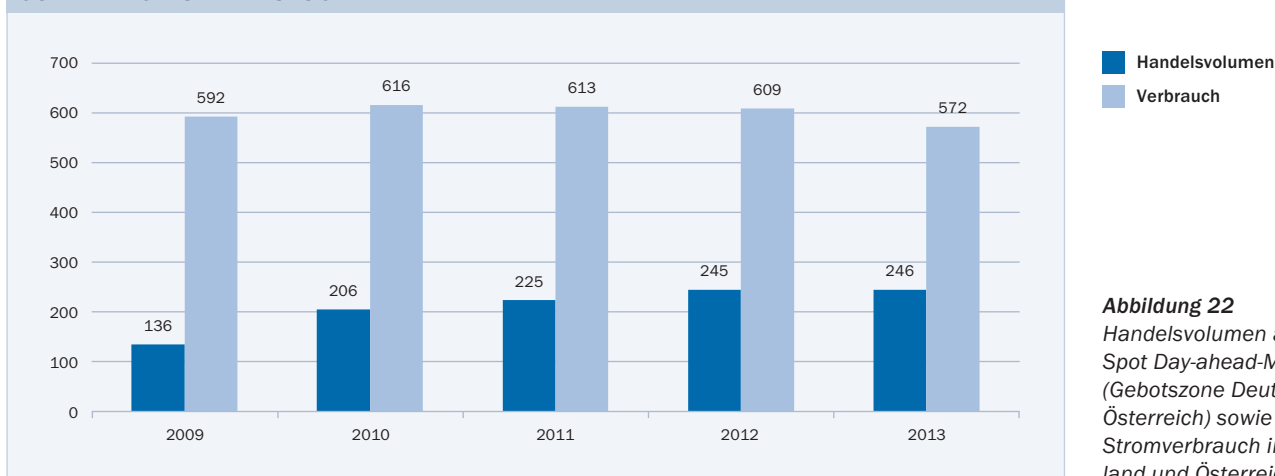


Abbildung 22
Handelsvolumen am EPEX Spot Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

Quelle: EPEX Spot, ENTSO-E Consumption Data

mit Energiegroßhandelsprodukten zu. Im Rahmen von § 88 (3) Zi 6 EIWOG wird der E-Control darüber hinaus eine umfassende Überwachungsfunktion in der Beschaffung von Regelreserveprodukten auferlegt. Um diesen Verpflichtungen nachzukommen, führt die E-Control kontinuierliche Monitoring-Tätigkeiten durch und ergänzt diese durch schwerpunktmäßige Untersuchungen. Der Fokus der diesjährigen Betrachtung lag auf dem kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich⁶, wobei vor allem den Entwicklungen auf den beiden Handelsplätzen EPEX Spot und EXAA ein besonderes Augenmerk geschenkt wurde. Die wesentlichen Erkenntnisse in Bezug auf die Entwicklung des Handelsvolumens und der Marktkonzentration werden folgend kurz dargestellt.

Entwicklung des Handelsvolumens an der EPEX Spot

Die europäische Strombörse EPEX Spot SE bündelt seit dem Jahr 2009 den Spothandel für die Gebotszonen Deutschland-Österreich, Frankreich und die Schweiz. EPEX Spot konnte sich in den vergangenen Jahren als wichtiger europäischer Stromhandelsplatz etablieren und verzeichnet seit der Einführung ein stetig steigendes Handelsvolumen. In den Jahren 2012 und 2013 erreichte das Day-ahead-Handelsvolumen bereits über 40 Prozent des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland und Österreich (siehe Abbildung 22).

EPEX Spot ermöglicht Marktteilnehmern seit Oktober 2012 auch einen Handel von Intraday-Produkten für die österreichische

⁶ Siehe E-Control Working Paper Nr. 02/2014 „Der kurzfristige physische Stromhandel in Österreich – Vermarktungsmöglichkeiten, Marktkonzentration und Wirkungsmechanismen“ http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP_2014-02_Kurzfristiger_phys_Stromhandel_in_AT_final_hp.pdf

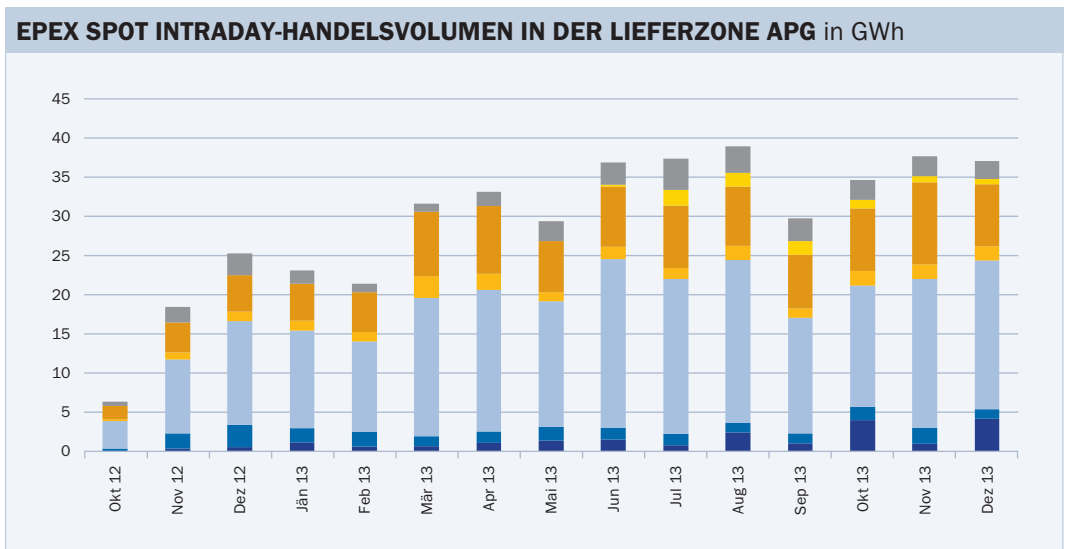


Abbildung 23
Handelsvolumen am EPEX Spot Intraday-Markt in der Lieferzone APG sowie zwischen der Lieferzone APG und benachbarten Regelzonen

Anmerkung: Das Handelsvolumen umfasst den Handel mit Einzelstundenkontrakten, jedoch keine Blockkontrakte.

Quelle: EPEX Spot

Regelzone APG sowie durch die Einführung des Flexible Intraday Trading Schemes (FITS)⁷ grenzüberschreitende Intraday-Geschäfte in den Ländern Deutschland, Frankreich und der Schweiz. Das Handelsvolumen in der österreichischen Lieferzone APG betrug im Einführungsjahr 2012 50 GWh bzw. im ersten vollständigen Handelsjahr 2013 391 GWh und lag damit jeweils deutlich unter jenem des EPEX Spot Day-ahead-Marktes. Der Großteil des Handels erfolgte grenzüberschreitend in deutsche Regelzonen und nur ein geringer Anteil lokal in der Regelzone APG (siehe Abbildung 23). Der grenzüberschreitende Handel mit Deutschland ist daher für den österreichischen Intraday-Markt von wesentlicher Bedeutung.

Entwicklung des Handelsvolumens an der EXAA

Die zweite Handelsplattform mit Relevanz für den kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich ist die Strombörse EXAA. Diese bietet Marktteilnehmern seit dem Jahr 2002 die Möglichkeit zum physischen Handel von Day-ahead-Produkten für Deutschland und Österreich. Im Dezember 2012 wurde zudem auch ein spezieller Handel für Strom aus erneuerbaren Quellen eingeführt. Der EXAA Day-ahead-Markt konnte in den vergangenen Jahren, mit Ausnahme des Jahres 2013, einen stetigen Anstieg des Handelsvolumens verzeichnen. Im Verhältnis zum Gesamtstromverbrauch in Deutschland und Österreich wird jedoch nur ein geringer Anteil

⁷ FITS ermöglicht die implizite Nutzung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten.

DAY-AHEAD-HANDELSVOLUMEN EXAA UND STROMVERBRAUCH IN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND in TWh

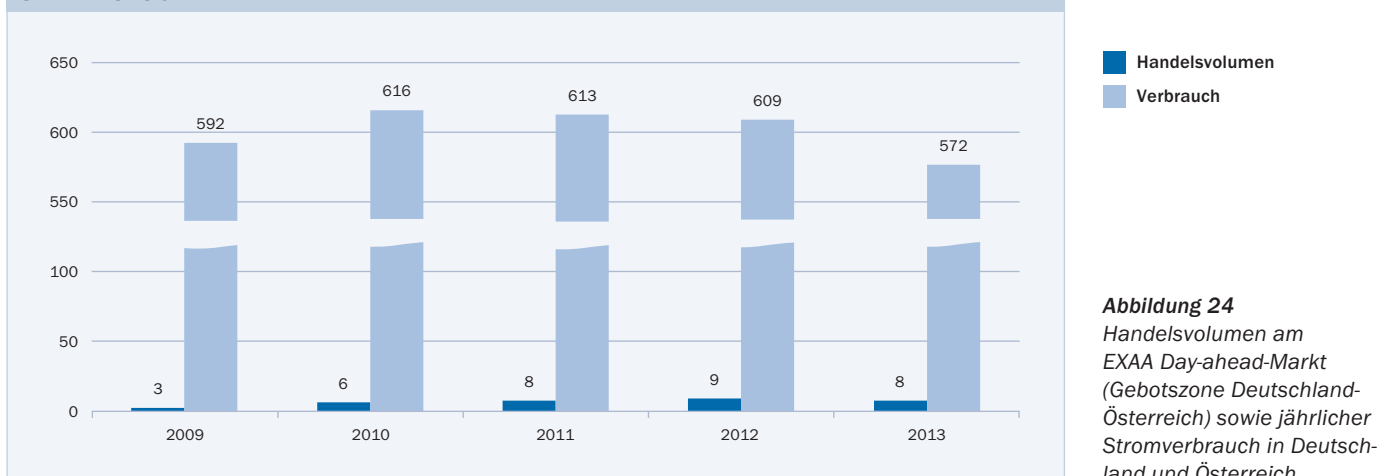


Abbildung 24
Handelsvolumen am EXAA Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

Quelle: EXAA Market Analysis, ENTSO-E Consumption Data

von ein bis zwei Prozent über die Strombörse EXAA gehandelt (siehe Abbildung 24).

Marktkonzentration und Liquidität an der EPEX Spot

Die Marktkonzentration und Liquidität am Großhandelsmarkt sind wichtige Maßstäbe für einen funktionierenden Wettbewerb und können mit Hilfe unterschiedlicher Kennzahlen, wie der Marktkonzentrationsrate (CR) oder dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), bestimmt werden. Der Handel an der EPEX Spot wird von der deutschen Bundesnetzagentur⁸ sowie dem deutschen Bundeskartellamt im Rahmen ihrer jährlichen Monitoringberichte detailliert untersucht. Gemäß Monitoringbericht 2013 der

Bundesnetzagentur beträgt der Anteil der fünf umsatzstärksten Unternehmen am Gesamtumsatz, also der CR(5)-Index, für das Jahr 2012 auf der Käuferseite 39% bzw. auf der Verkäuferseite 49%. Bei der Aggregation über die Verkaufs- und Kaufseite ergibt sich ein CR(5)-Index von 42%. Obwohl die Konzentration nach Kaufvolumen seit dem Jahr 2009 steigt und auf der Verkaufsseite rückläufig ist, bestand im Jahr 2012 auf der Verkaufsseite weiterhin eine höhere Konzentration. Dies ist möglicherweise, wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, auf eine zumindest moderate Marktkonzentration in der Stromerzeugung zurückzuführen.

⁸ Siehe Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15

Der Intraday-Handel an der EPEX Spot wurde im Rahmen der von der E-Control durchgeführten Schwerpunktuntersuchung für die Lieferzone APG detailliert analysiert. Dabei zeigte sich,

dass die Marktkonzentrationsrate der drei umsatzstärksten Unternehmen sowohl auf der Käufer- als auch auf der Verkäuferseite auf einem hohen Niveau liegt (siehe Abbildung 25).

MARKTKONZENTRATIONSRATE CR(3) AM EPEX SPOT INTRADAY MARKT (LIEFERZONE APG)								
Produkt	Kauf				Verkauf			
	2012		2013		2012		2013	
	Marktanteil Top 3	Anzahl Käufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Käufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Verkäufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Verkäufer
1:00	89%	7	89%	13	87%	7	77%	15
2:00	75%	8	89%	13	92%	5	79%	16
3:00	71%	10	86%	13	91%	6	75%	16
4:00	80%	8	81%	16	84%	7	77%	15
5:00	80%	8	81%	13	83%	8	74%	16
6:00	82%	8	79%	11	84%	7	78%	13
7:00	68%	8	73%	14	85%	5	67%	14
8:00	70%	7	65%	17	77%	6	60%	14
9:00	67%	8	68%	15	60%	9	58%	18
10:00	69%	9	57%	19	77%	8	63%	17
11:00	75%	9	59%	17	83%	11	60%	20
12:00	66%	11	57%	18	83%	11	63%	20
13:00	70%	11	58%	21	84%	10	62%	21
14:00	60%	11	58%	23	88%	10	62%	22
15:00	69%	10	56%	23	87%	9	62%	22
16:00	64%	10	57%	22	87%	11	60%	22
17:00	64%	11	50%	21	88%	10	56%	22
18:00	65%	11	51%	20	89%	9	57%	22
19:00	71%	11	54%	22	74%	11	60%	21
20:00	66%	11	53%	21	81%	11	60%	22
21:00	74%	11	52%	23	85%	10	64%	21
22:00	78%	9	61%	20	87%	11	58%	22
23:00	77%	10	68%	20	86%	11	65%	21
24:00	72%	11	69%	21	78%	11	66%	22

Abbildung 25
Marktkonzentrationsrate
(CR 3) am EPEX
Spot Intraday-Markt für die
Lieferzone APG

Anmerkungen: Daten von 2012 erst ab 16. Oktober 2012 vorhanden; Daten ohne Wochenende und Feiertage

Quelle: EPEX Spot, eigene Berechnungen

HERFINDAHL-HIRSCHMAN-INDEX (HHI) DER KÄUFERSEITE IM EPEX SPOT INTRADAY-MARKT (LIEFERZONE APG) NACH GEHANDELTEN MENGE

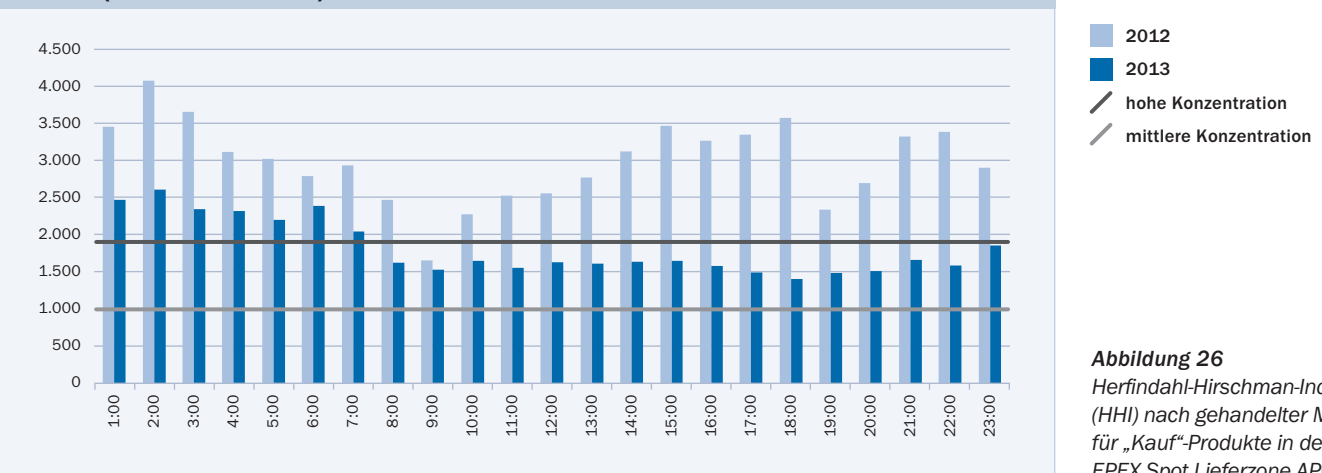


Abbildung 26
Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) nach gehandelter Menge für „Kauf“-Produkte in der EPEX Spot Lieferzone APG

Anmerkungen: Daten von 2012 erst ab 16. Oktober 2012 vorhanden; Daten ohne Wochenende und Feiertage

Quelle: EPEX Spot, eigene Berechnungen

Auch die Betrachtung auf Basis des HHI führt zu ähnlichen Ergebnissen. Wie in obenstehender Abbildung ersichtlich, wies die Käuferseite im EPEX Spot Intraday-Markt für die Lieferzone APG in den Jahren 2012 und 2013 eine durchwegs hohe Konzentration auf. Die Verhältnisse auf der Verkäuferseite stellten sich ähnlich dar.

Marktkonzentration und Liquidität an der EXAA

Die Marktkonzentration der Strombörse EXAA wird monatlich, im Rahmen der Marktstatistik⁹ der E-Control sowie der EXAA Market Analysis¹⁰, getrennt nach Kauf und Verkauf ausgewiesen. Wie die Betrachtung auf Basis

der Marktstatistikdaten für das Jahr 2013 in untenstehender Tabelle zeigt, liegt der Marktanteil der größten fünf Unternehmen (CR5) in einigen Monaten über dem Jahresdurchschnittswert der EPEX Spot. Prinzipiell weisen jedoch beide Handelsplätze ein ähnliches Konzentrationsniveau auf. Der HHI variiert über das Jahr gesehen zwischen einem Wert von knapp 400 und 1.000 und liegt damit generell unter der Schwelle von 1.000, bei welcher von einem mäßig konzentrierten Markt auszugehen ist. Des Weiteren zeigt sich in der Analyse auch, dass die Marktkonzentration im zeitlichen Verlauf eine fallende Tendenz aufweist.

⁹ Siehe <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/stromboersen>

¹⁰ Siehe <http://www.exaa.at/de/marktdaten/market-analysis>

KONZENTRATIONSKENNZAHLEN FÜR DEN EXXA DAY-AHEAD-MARKT								
	Kauf nach gehandelter Menge				Verkauf nach gehandelter Menge			
	HHI	CR3 Anteil in %	CR4 Anteil in %	CR5 Anteil in %	HHI	CR3 Anteil in %	CR4 Anteil in %	CR5 Anteil in %
Jan	472,04	25,88	32,04	38,04	589,69	32,50	37,05	41,19
Feb	1013,26	46,53	51,25	55,38	699,75	36,30	41,98	47,18
Mär	404,22	22,38	29,09	34,70	548,95	30,10	36,07	41,05
Apr	488,43	27,70	33,30	38,82	558,24	30,76	37,13	43,14
Mai	663,03	34,52	41,66	48,18	505,78	27,54	32,85	37,72
Jun	460,31	25,91	31,43	36,87	587,53	34,31	38,46	41,74
Jul	513,77	30,19	35,81	39,43	657,49	34,83	39,30	43,45
Aug	497,64	29,52	36,02	40,39	477,12	26,47	32,74	38,93
Sep	578,68	33,56	40,53	45,09	500,86	29,76	35,17	39,77
Okt	680,83	34,80	40,43	45,37	387,94	20,77	25,88	30,85
Nov	398,49	22,03	27,67	33,04	412,77	22,68	28,32	33,33
Dez	446,66	25,39	30,58	35,59	395,80	21,84	27,70	33,03

Abbildung 27
Konzentrationskennzahlen für
den EXXA Day-ahead-Markt

Quelle: Marktstatistik E-Control

Zusammenfassung

Wie die Untersuchung zeigt, weisen die Handelsvolumina der Strombörsen EPEX Spot und EXAA trotz des generell sinkenden Stromverbrauchs in Folge der Wirtschaftskrise eine steigende Tendenz auf. Ein wesentlicher Treiber hierfür ist der steigende Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland und Österreich, welcher zu einer immer kurzfristigeren Vermarktung im Stromgroßhandel führt. Die Marktkonzentration der beiden Börsenmärkte weist im Day-ahead-Bereich ein geringes Niveau auf. Im Intraday-Handel ist die Konzentration jedoch durchwegs hoch. Dies ist einerseits auf die geographische Beschränkung des Intraday Handels in der Lieferzone APG sowie auf die noch verhältnismäßig kurze Laufzeit dieses Marktsegments zurückzuführen.

REGELRESERVEMARKT UND INTERNATIONALE INTEGRATION

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit Anfang 2012 vollständig marktbasiert durch die Austrian Power Grid (APG). Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Die Komponenten der Regelreservekosten, aus denen sich die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzen, sind stark gestiegen, hauptsächlich verursacht durch geringen Wettbewerb am Regelreservemarkt und die wachsende Menge volatiler erneuerbarer Einspeisung mit mangelnder Nutzung kurzfristiger Prognosen. Um den im vergangenen Jahr stark gestiegenen Ausgleichsenergiekosten entgegenzuwirken, hat die E-Control nationale Initiativen zur Belebung des Regel-

reservemarktes und internationale Kooperationen zur Eindämmung der Kosten für Regelreserve eingeleitet.

Die Marktteilnehmer werden auf der Homepage der APG veröffentlicht, diese haben 2014 ihr Produktportfolio teilweise ausgeweitet. Es wird gezielt versucht, den Wettbewerb zu beleben, unter anderem durch neue Teilnehmer aus dem industriellen Bereich, auch Verbraucher. Dies wird auch durch die überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen und die Senkung der minimalen Größe von 5 auf 10 MW bei der Tertiärregelung durch die APG sowie das Netznutzungsentgelt für Regelreserve begünstigt. In den nächsten Monaten ist mit Markteintritten neuer Teilnehmer zu rechnen.

Seit Mai 2013 wird gemeinsam mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES

eine „Imbalance-Netting-Cooperation“ (INC) durchgeführt, im Rahmen derer Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet werden. Dies hat neben einer Reduktion der abgerufenen Energie und damit der Kostenbasis auch den Effekt, einen Teil der Regelreserven zugunsten der Netzsicherheit freizusetzen. Seit April 2014 beteiligt sich die APG zusätzlich an der International Grid Control Cooperation (IGCC). Es handelt sich um eine Kooperation mit neun europäischen Übertragungsnetzbetreibern, die in Deutschland gestartet wurde. Weitere Kooperationsprojekte bei der Sekundär- und Tertiärregelung sind in Umsetzung.

Bei der Primärregelung besteht bereits seit 2013 eine erfolgreiche Kooperation mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid. Aufgrund der höheren Liquidität

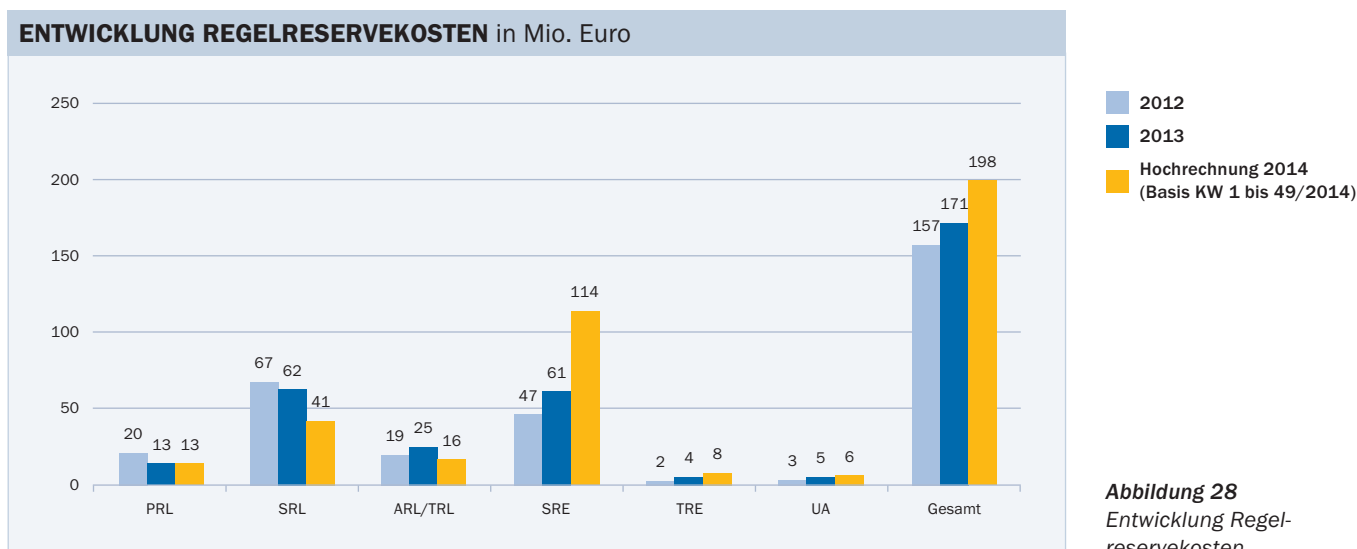


Abbildung 28
Entwicklung Regelreservekosten

Quelle: E-Control

im Markt und eines veränderten Bieterverhaltens sind die Preise signifikant gesunken und auch 2014 auf diesem Niveau geblieben. Anfang 2015 wird die Kooperation um weitere Länder erweitert.

Trotz gesetzter Maßnahmen, wobei insbesondere der Beitritt zum IGCC zu nennen ist, der zu deutlichen Reduktionen bei der abgerufenen Sekundärregelenergie geführt hat, sind die Kosten der Beschaffung der Regelreserve 2014 gegenüber 2013 deutlich angestiegen. Das ist vor allem auf die hohen Kosten zu Jahresbeginn und die stark gestiegenen Preise der Anbieter von Sekundärregelenergie im 4. Quartal zurückzuführen. Dieser Trend bestätigt die steigende Bedeutung von Flexibilität im Stromsektor, die auch zu steigenden Preisen für alle Flexibilitätsprodukte führt.

MONITORING § 88 ELWOG

Im § 88 Abs. 1 EIWOG 2010 ist eine Reihe von Überwachungsaufgaben für die Landesregierungen in Form einer Grundsatzbestimmung vorgesehen. Bereits im Bundesgesetz sind zur Wahrnehmung dieser Überwachungsaufgaben Mindestinhalte der Meldedaten festgelegt, die von den meldepflichtigen Netzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Lieferanten (Versorgern) jedenfalls 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 EIWOG 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, die alle Abfrageinhalte umfassen und bundeslandspezifische Anpassungen erlauben. Im Dezember des Berichtsjahres wurden seitens der Regulierungsbehörde die Erhebungsbögen den Landesregierungen zu deren weiteren Verfügung bereitgestellt.

Da meldepflichtige Lieferanten auch bundesweit und Netzbetreiber manchmal über die Bundeslandgrenzen hinweg geschäftstätig sind, waren zum 31.3.2014 zwischen 550 und 600 Meldungen aktiver Unternehmen mit Zählpunktbewirtschaftung zu erwarten. Davon entfallen rund 150 Meldungen auf Netzbetreiber bzw. 400 auf Versorger/Lieferanten. Einige temporär inaktive Unternehmen ohne derzeitige Zählpunktbewirtschaftung bzw. Händler übermittelten demnach Leermeldungen an die zuständigen Behörden oder schriftliche Stellungnahmen zu ihrem jeweiligen Status. Bis November 2014 wurden inklusive Leermeldungen 529 Formulare übermittelt, wovon 112 von Netzbetreibern und 417 von Versorgern und Händlern einlangten. Neben vereinzelt schriftlichen Leermeldungen wurden zusätzlich 78 Leermeldungen in Formularform übermittelt.

Die Meldungen der Unternehmen wiesen zum Teil erhebliche Qualitätsmängel auf. Daraufhin erfolgte im Frühjahr 2014 in enger Kooperation mit den Landesregierungen ein

intensiver Prozess zur Datennachforderung und Datenqualitätssicherung.

Zur Datenqualitätssicherung wurden von der Regulierungsbehörde verschiedene Überprüfungen der eingelangten Meldungen vorgenommen, sei es von logischer Natur innerhalb des Meldeformulars, Gegenchecks mit gemeldeten Daten anderer Unternehmen, als auch rechnerischer Natur, indem Mittelwerte, Aggregate und Abweichungen überprüft wurden. Entsprechend dem Ausmaß der Mängel wurden die betroffenen Unternehmen von der Regulierungsbehörde sukzessive aufgefordert, ihre Daten erneut, in korrigierter Form, an alle zuständigen Behörden zu übermitteln. Parallel dazu forderten die Landesbehörden Meldungen von jenen Unternehmen ein, deren Formulare noch immer ausständig waren. Der Datensicherungsprozess dauerte bis spät in den Herbst 2014 an.

Verglichen mit dem Vorjahr konnte aufgrund der intensiven Bemühungen der Behörden die Qualität der Datenlieferung erheblich gesteigert werden. Gemessen an den Meldungen wurde sogar ein Abdeckungsgrad von 84% der Zählpunkte erreicht, doch die wenigsten Meldeformulare waren vollständig ausgefüllt. Für wichtige Überwachungsbereiche konnte kein bundesweites Bild erlangt werden. Dies lag zwar auch an den leicht divergierenden Datenanforderungen in den Landesgesetzgebungen, doch vor allem an den lückenhaften Meldungen einzelner, auch großer meldepflichtiger Unternehmen.

Für das Berichtsjahr 2014 haben die Landesbehörden beschlossen, die Datenabfra-

ge inhaltlich ident zum Vorjahr zu gestalten. Damit wird zum einen Konstanz über die abgefragten Inhalte bei den Meldepflichtigen gewährleistet und die Analyse von zeitlichen Veränderungen der wichtigsten Wettbewerbsindikatoren ermöglicht. Darüber hinaus ist bei wiederholten Abfragen in der Regel zu beobachten, dass sich durch den Lernprozess und vermehrte Automatisierung die Datenqualität erhöht. Im Dezember 2014 wurden von der Regulierungsbehörde die dazugehörigen Formatvorlagen sowie verbesserte Ausfüllhilfen den Landesregierungen zu deren Verfügung bereitgestellt.

SMART METER MONITORING

Die E-Control wurde durch das damalige 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 25.4.2012 im Jahr 2013 erstmalig durchgeführt.

Am 2.12.2014 wurde § 1 Abs. 1 Z 1 der IME-VO wie folgt abgeändert: „1. bis Ende 2015 einen Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen“, womit die für das Jahr 2015 ursprünglich festgelegte Grenze, mindestens 10% der an das Netz angeschlossenen Zählpunkte als intelligente Messgeräte auszustatten, verworfen wurde. Damit haben sich die Rahmenbedingungen für die Einführung von intelligenten Messgeräten maßgeblich geändert.

Bei den österreichweit von einer Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben sich in Summe für das Berichtsjahr 2013 keine wesentlichen Veränderungen des Roll-out-Status gegenüber dem Vorjahr ergeben. Von den insgesamt rund 5,8 Millionen potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushaltsbereich, im Klein- und Mittelgewerbe sowie in der Landwirtschaft sind mittlerweile mit Stand Mitte 2014 rund 250.000 mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 4,3% (Vorjahr: 3,4%). Aufgrund der nur geringfügigen Änderung zum Berichtsjahr 2012 wird daher auf den damaligen Monitoring-Bericht mit allen detaillierten Ergebnissen verwiesen, den Sie auf der Website der E-Control unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring> finden.

BERICHT UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Die Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) sind allesamt zertifiziert. Die Entflech-

tungsaufsicht ist derzeit auf die Überwachung der Verträge zwischen dem Unabhängigen Netzbetreiber (ITO) und dem vertikal integrierten Unternehmen fokussiert.

Alle Netzbetreiber (Verteiler- sowie Übertragungsnetzbetreiber) haben nach Einleitung von Missbrauchsverfahren bereits ihre Firmennamen und Logos derart geändert, so dass sie nicht mehr mit dem vertikal integrierten Unternehmen – insbesondere dem Lieferanten – verwechselt werden können. Allerdings mussten trotzdem weitere Missbrauchsverfahren geführt werden, da Verteilernetzbetreiber – trotz der geänderten Firmennamen und Logos – weiterhin z.B. auf Rechnungen, Zahlscheinen, Briefen etc. das Logo des Lieferanten verwendeten. Die Unterscheidbarkeit war also nicht gegeben und die Verwechslungsgefahr daher nicht ausgeschlossen. Weitere Missbrauchsverfahren wurden gegen Verteilernetzbetreiber geführt, da sie Endverbraucher im Zuge des Lieferantenwechsels oder der Anmeldung nicht in neutraler Form über die freie Wahl des Lieferanten informierten, sondern vielmehr dabei den im Konzern befindlichen Lieferanten bevorzugten. Der Diskriminierungstatbestand des § 9 EIWOG 2010 war dabei erfüllt. Einige Missbrauchsverfahren konnten erfolgreich durch Herstellung des rechtmäßigen Zustands und Abgabe einer Verpflichtungszusage abgeschlossen werden. In anderen erwiesenen Fällen – bei denen die Diskriminierung bereits vollzogen war und die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes nicht mehr aufgetragen werden konnte – wurden auch Strafanzeigen nach § 99 Abs. 2 Z 1 EIWOG 2010 (Geldstrafe bis

zu EUR 75.000,-) an die zuständigen Bezirksverwaltungsbehörden erstattet. Diese Verwaltungsstrafverfahren sind noch nicht abgeschlossen.

MARKTINTEGRATION/GRENZÜBERSCHREITENDE LIEFERUNGEN

Die E-Control wirkt gemäß § 23 Energie-Control-Gesetz aktiv an der europäischen Marktintegration mit. Die Vorbereitung und Umsetzungen erfolgen auf regionaler, aber zunehmend auch auf überregionaler Ebene.

Ein erfolgreicher Meilenstein für die gesamteuropäische Marktintegration ist die seit Februar 2014 umgesetzte Kopplung der täglichen Märkte der Regionen CWE und Skandinavien sowie Großbritannien. Das österreichische Marktgebiet ist in diese gemeinsame tägliche Preisberechnung ebenfalls eingebunden. Insgesamt sind damit Märkte, die etwa 75% des gesamteuropäischen Strombedarfs umfassen in einem gemeinsamen Marktmechanismus verbunden.

Ein Schwerpunkt der österreichischen Aktivitäten im Jahr 2014 war es, diese Kopplung in Richtung Region Central-Southern Europe über die Grenze zwischen Österreich und Italien weiter auszudehnen. Die Vorbereitungsarbeiten im Projekt sind weit gediehen. Die ursprüngliche Planung für eine Umsetzung mit Ende 2014 konnte zwar nicht ganz gehalten werden, jedoch ist das Go-Live nunmehr für das erste Quartal 2015 vorgesehen. Damit ist erstmals eine direkte österreichische Grenze in das europäische Market Coupling System eingebunden und Kapazitäten mittels impliziten Auktionen vergeben.

In der Region CEE konnte Anfang 2014 ein Memorandum of Understanding zur Umsetzung eines lastflussbasierten Market Couplings von Übertragungsnetzbetreibern, Strombörsen und Regulierungsbehörden (inkl. ACER) unterzeichnet werden. Auf Basis dieser Absichtserklärung haben die Übertragungsnetzbetreiber und Börsen die Vorbereitung erneut gestartet, die gemeinsame Projektstruktur etabliert und die konkreten Arbeiten gestartet. Die konkrete Planung wird Anfang 2015 abgestimmt sein, sollte jedoch eine Umsetzung im Jahr 2016 vorsehen. Durch das vermaschte Netz der Region ergeben sich Ringflüsse, die eine besondere Herausforderung für die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung darstellen. Deshalb erwägen die Übertragungsnetzbetreiber, die Auswirkungen durch Redispatchingmaßnahmen (insbesondere in Deutschland und Österreich) zu begrenzen.

Die österreichische Beteiligung an der koordinierten lastflussbasierten Netzkapazitätsberechnung in der Region Central-West konnte im abgelaufenen Jahr ebenfalls vertieft werden. Seit November 2014 werden die österreichischen Inputdaten direkt in die Berechnungen aufgenommen, wodurch sich die Genauigkeit verbessert. Austrian Power Grid und E-Control sind auch an der Erarbeitung einer regional koordinierten Generation Adequacy Betrachtung in der Region CWE im Rahmen des Pentalateralen Forums beteiligt. Diese Studie beurteilt, ob auch in kritischen Situationen (hohe Last) ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden sind, und ist in dem vorhandenen Detaillierungsgrad ein Pilotprojekt für ganz Europa.

VERSORGUNGSSICHERHEIT***Aufgaben im Strombereich aus Energielenkung***

Im Berichtsjahr wurden, ausgehend von den Erfahrungen der letzten Jahre und den entsprechenden Analysen, die beiden Energielenkungsdaten-Verordnungen einer Revision unterzogen. Davon abgeleitete Änderungen bei den Anforderungen führten zu einer Novellierung der beiden Verordnungen, die mit 1. Juli 2014 in Kraft traten. Die wesentlichsten Änderungen betrafen die Vorschauwerte sowie Frühwarnmechanismen, die ein rechtzeitiges Erkennen eventueller Energiekrisen und bereits im Vorfeld ein Anlaufen der Mechanismen erlauben sollen. Ein erster entsprechender Test erfolgte mit Winterbeginn, als ab Ende September die Importe an Erdgas zum Teil um über 50% eingekürzt wurden und sowohl die Versorger wie auch die Fernleitungsunternehmen aufgrund der neuen Bestimmungen entsprechende Meldungen an die Regulierungsbehörde übermittelt haben. Neben diesen Ergänzungen bei den vorausschauenden Daten wurden insbesondere die Erhebungsgrenzen herabgesetzt und Vereinheitlichungen bei Erhebungsinhalten, die für mehrere Verwaltungsaufgaben notwendig sind, vorgenommen.

Ausfalls- und Störungsdaten für Österreich

Gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der Energie-Control Austria jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen wer-

den seit dem Jahr 2002 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. Auf diese Weise kann eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden. Eventuelle Verschlechterungen im Jahresverlauf werden schnellstmöglich erkannt und so ist rasches Gegenwirken möglich.

Entsprechend den Vorgaben der NetzdienstleistungsVO Strom (END-VO 2012), welche im Juli 2013 in Kraft getreten ist, änderte sich auch der Umfang der Erhebungen und Auswertung der Ausfall- und Störungsdaten: Die bisher verwendete Ausfallskategorie „Naturkatastrophen“ wurde durch „regional außergewöhnliches Ereignis“, das in der END-VO genau definiert ist, ersetzt. Ausfälle dieser Art sind vom Netzbetreiber gesondert zu melden und zu begründen.

In einem weiteren Schritt, ab der Erhebung 2015, werden alle Netzbetreiber für das vorangegangene Kalenderjahr errechnete Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI einerseits an die Regulierungsbehörde übermitteln und andererseits auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen. Wenn die SAIDI- und ASIDI-Kennzahlen (basierend auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt) jährlich 170 bzw. 150 Minuten im Jahr nicht übersteigen, wird eine gute Versorgungssicherheit im jeweiligen Netz angenommen. Darüber hinaus sind Netzbetreiber ab der Erhebung

2015 zusätzlich verpflichtet, alle Ausfälle ab einer Dauer von 1 Sekunde (statt bisher 3 Minuten) zu erfassen und der Regierungsbehörde zu melden. Mit den hier angeführten Rahmenbedingungen für den Erhebungsumfang soll eine Erfassung aller Stromversorgungsunterbrechungen mit einer Länge von >1s, deren Ursache in der Mittel- oder Hochspannung liegt und die Auswirkungen auf die Netzbenutzer bzw. Kunden der Hoch-, Mittel- und Niederspannung haben, gewährleistet sein.

Die Auswertung der Daten für das Jahr 2013 ergibt, dass die kundengewichtete **Nichtverfügbarkeit (SAIDI)**, errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich, einen Wert von **47,58 Minuten** (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) ergibt. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die

Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von **14,16 Minuten** und **33,42 Minuten**.

In der untenstehenden Abbildung ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten kundenbezogenen Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2013 ersichtlich. Ausgewiesene Naturkatastrophen (regional außergewöhnliche Ereignisse) wie die Hochwasser 2005 und 2011, die europaweite Störung im Höchstspannungsnetz am 4. November 2006, die Stürme „Kyrill“, „Paula“, „Emma“ und „Andrea“ in den Jahren 2007, 2008, 2009 und 2012 sowie die Überschwemmungen im Juni 2013 wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2013 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit

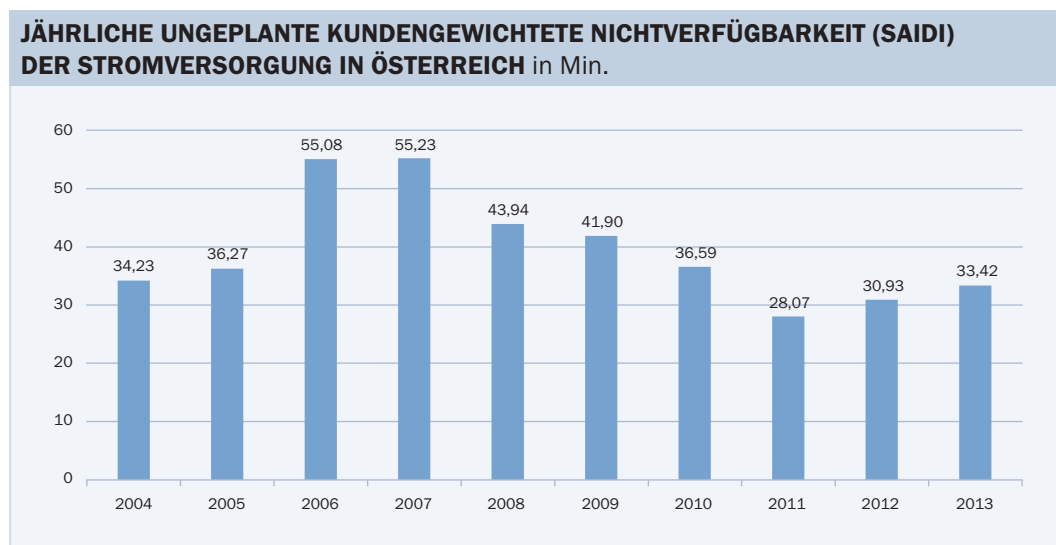


Abbildung 29
 Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

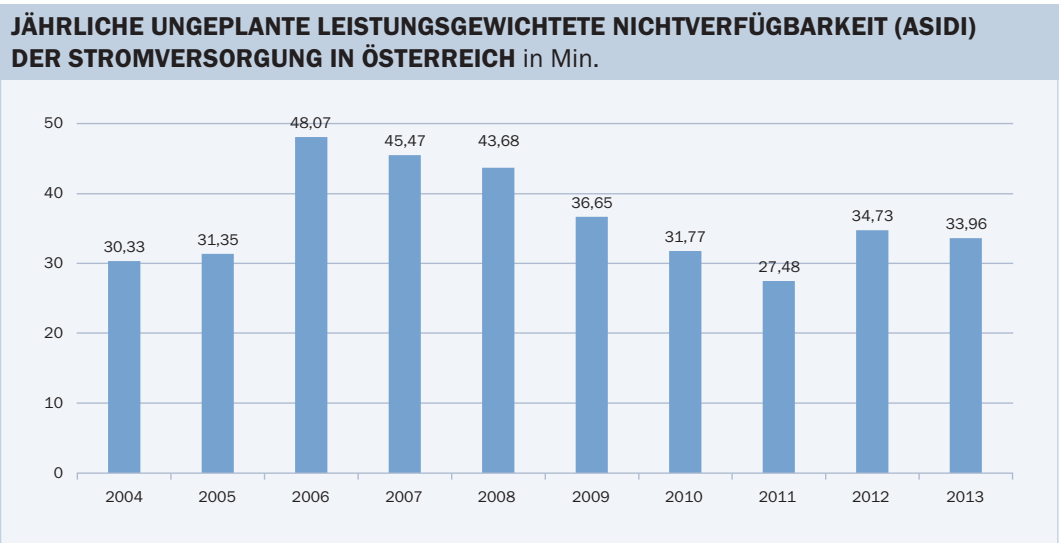


Abbildung 30
Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat.

Der Wert für die leistungsgewichtete **Nichtverfügbarkeit (ASIDI)** auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2013 für Österreich bei **50,18 Minuten**. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von **16,22 Minuten** und **33,96 Minuten**.

In der obenstehenden Abbildung ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004

bis 2013 ersichtlich. Auch hier wurden ausgewiesene regional außergewöhnliche Ereignisse bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Auch diese Bewertung zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat.

Langfristprognose

Die E-Control hat gemäß § 15 Absatz 2 Energielenkungsgesetz 2012 (BGBl. I Nr. 41/2013) 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 Ener-

gie-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 2012 in den Zuständigkeitsbereich der Regulierungsbehörde fallen.

Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeit zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können, gemäß Absatz 2 § 15 Energielenkungsgesetz, für die langfristige Planung verwendet werden. Zudem hat die „E-Control [...] einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 28 Absatz 3 E-ControlG zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln.“

Die Monitoring-Pflichten im Detail

Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 15 Energielenkungsgesetz, Absatz 2 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 Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie
6. die Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Netzen.

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 ökonomisch, schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring-Berichten der E-Control ausführlich beschrieben.¹¹ Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2014 und 2025 von 81 MW) wird in der untenstehenden Abbildung zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt¹². 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 optimistischen Szenario 3 werden Projekte in Planung ebenso miteinberechnet. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100% verwirklicht werden. Somit werden für die Berechnung der Versorgungssicherheit konservative empirisch begründete Annahmen getroffen bezüglich dem Eigenbedarf und stochastischen Arbeitsausfallraten von Kraftwerken, Fluktuationen bei dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und

¹¹ Siehe insbesondere den Bericht des Jahres 2006 und die Seiten 18ff.

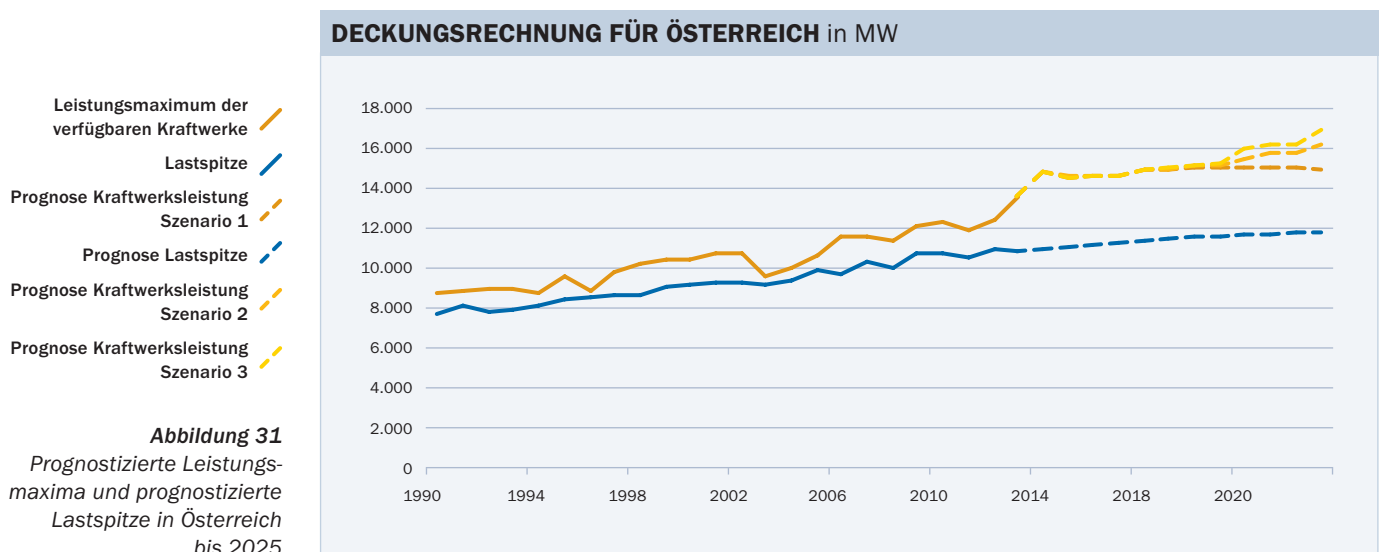
<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2006-2016-neu.pdf>

¹² Bis 2014 wird nicht die gesicherte Leistung herangezogen, sondern die tatsächliche Leistung der Kraftwerksmaxima der 3. Mittwoche.

Laufwasserkraft, Leistungsreduktionen durch wärmegeführte KWK-Anlagen bei maximal thermischer Auskopplung und vorgehaltener Regelleistung. Auf Basis der Parameter wird eine Monte-Carlo-Simulation für jedes Szenario durchgeführt und daraus die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks pro Szenario simuliert.

Das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2025 und die prognostizierten Lastspitzen lassen keine Versorgungsprobleme erwarten. Auch die ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus.¹³ Die ENTSO-E sieht Österreich mit einer gesicherten Leistung von 17,8 GW und einer gesicherten Restkapazität von 4,8 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 3 GW.

Im konservativen Szenario der E-Control wäre ein Kapazitätsüberschuss an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2025 von über 10 GW bei einer gesicherten Leistung von 15 GW vorhanden. Die gesicherte Restkapazität würde im Szenario 1 mehr als 3 GW, im Szenario 3 bereits über 5 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 2,8 GW ausmachen (nach Abzug aller relevanten Parameter erhält man die sogenannte adäquate Sicherheitsmarge). Auch grafisch kann man in untenstehender Abbildung sehr gut erkennen, dass der Unterschied zwischen prognostizierten Leistungsmaxima und prognostizierter Lastspitze auf hohem Niveau gesichert ist und im Mittel die Leistungsmaxima 23% über der Lastspitze im Jahr 2025 liegen werden. Somit liegt die Quote der gesicherten Leistung an der installierten Brutto-Engpassleistung Ende 2014 bei 64%, welche sich bis 2025 im konservativen



Quelle: E-Control

¹³ Siehe https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/140602_SOAF%202014-2030.pdf

Szenario 1 auf 60% bzw. auf 62% im Szenario 3 beläuft. So wird der relative Anteil der Lastspitze gemessen am Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke weiter sinken und sich im konservativen Szenario 1 bei 79% bemessen. Selbst wenn sich die Lastspitze entgegen der derzeitigen Prognose im Mittel wie in den Jahren vor der Krise, d.h. zwischen den Jahren 2000 und 2007, entwickeln sollte und an den Ausbauplänen der verschiedenen Szenarien keine Anpassung am Wachstum erfolgen sollte (wovon nicht auszugehen ist), würde sich die Überdeckung an gesicherter Leistung gemessen an der Lastspitze je nach Szenario zwischen 12% und 22% belaufen.

**MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM:
HAUPTBOTSCHAFTEN ÖKOSTROM-BERICHT**

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch¹⁴ als auch die er-

zeugten 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 2013 stieg die verbrauchte Menge um 54% an. 2013 wurden 67 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 68 TWh Strom produziert. Der Anteil der Erneuerbaren lag im Jahr 2013 bei 70 % (siehe Abbildung 32).

Die wichtigsten Vorschläge zur Adaptierung des Ökostromgesetzes aus dem letzten Ökostrombericht:

> Die Marktintegration der Erneuerbaren muss stärker forciert werden – mittelfris-

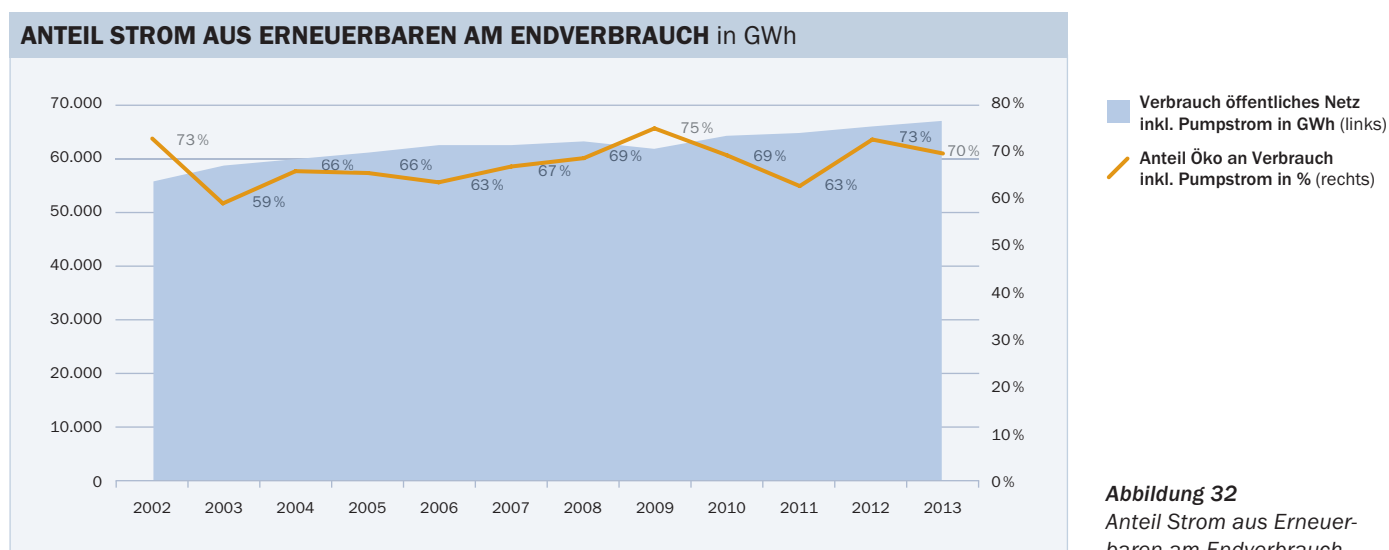


Abbildung 32
Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch

Quelle: E-Control

¹⁴ 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.

- tig sollen nur noch auf jene Technologien im Vordergrund stehen, die aufgrund des Entwicklungsstandes und der regionalen Bedingungen und Einflüsse am Markt bestehen können.
- > Beibehaltung des Limits für den Fördertopf
 - > Keine garantierten Abnahmetarife für bereits geförderte Anlagen – für Anlagen, die bereits eine Investitionsförderung erhalten haben oder die im Rahmen des Ökostromgesetzes bereits für die entsprechende Periode Einspeisetarife bekommen haben, darf es keine garantierten Abnahmetarife geben – dies muss für jede Anlage und jede Technologie gelten. Alles andere wäre volkswirtschaftlich absolut ineffizient.
 - > Bei Biomasse sollte eine Priorisierung des Einsatzes berücksichtigt werden: zuerst die stoffliche Nutzung, dann die Wärmenutzung, dann die Stromerzeugung.
 - > Für rohstoffunabhängige Technologien sollte in Zukunft verstärkt auf Investitionsförderungen zurückgegriffen werden – alleine die Offenlegung der „Echtdaten“ beim Antrag für Förderungen bringt mehr Transparenz und Effizienz in das System.
 - > Für PV sollte in Zukunft generell gelten, dass diese für den Eigenverbrauch optimiert werden. Vor allem große Volleinspeiser sollten nicht mehr im Fokus des Förder-systems sein.
 - > Fokus auf Energieeffizienz – es ist zu hinterfragen, ob der bedingungslose Ausbau von Anlagen tatsächlich erstrebenswert ist und nicht der Fokus auf Energieeffizienz und die effiziente Ausnutzung der bestehenden Anlagen im Vordergrund stehen sollte.
- > Der Gesetzgeber sollte sich frühzeitig mit dem Ausschreibungsmechanismus für neue Kapazitäten befassen.
 - > Wie bereits im letzten Bericht angeführt, werden die Ziele im Bereich der festen Biomasse und Biogas nicht zu realisieren sein.
 - > Vor allem im Bereich Biogas ist damit zu rechnen, dass neben einem sehr geringen Ausbau eine Vielzahl von Bestandsanlagen vom Netz gehen werden.
 - > Eine derartige Marktberreinigung wurde ebenfalls bereits von der E-Control angesprochen, wobei in diesem Bereich das Hauptaugenmerk auf einer entsprechenden Wärmenutzung liegen sollte.

Stromkennzeichnungsbericht

Seit dem Jahr 2001 sind sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile der Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert auf Nachweisen. Jene Stromlieferanten, die in Österreich Endverbraucher mit Strom beliefern, müssen zum Ausweis eines bestimmten Primärenergieträgeranteils gesetzeskongforme Nachweise vorlegen. Die E-Control ist die zuständige Stelle für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen in Österreich sowie für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung. Wie in den Vorjahren hat die E-Control auch im Jahr 2014 eine umfassende Überprüfung aller Lieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, eingeleitet.

Die Ergebnisse sind im Stromkennzeichnungsbericht 2014 dargestellt.

Bezogen auf die Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (67 TWh) erhielt die E-Control im Zuge der diesjährigen Überprüfung der Stromkennzeichnung Informationen über rund 83,15% dieser Menge. Auf Basis der eingelangten Daten konnte eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet werden. Im Bereich der bekannten Primärenergieträger fällt ein Anstieg der erneuerbaren Energieträger im Vergleich zum Vorjahr auf (von 74,5% auf 78,6%). Der Anteil der fossilen Energieträger ist von 17,9% auf 14,4% gesunken. Der Anteil der sonstigen Primärenergieträger ist von 0,31% auf 0,27% leicht gesunken. Der Graustrom, also der Strom unbekannter Herkunft,

ist im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls leicht gesunken (von 7,3% auf 6,8%).

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 EI-WOG 2010 in Verbindung mit der Stromkennzeichnungsverordnung 2011). Im Detail bedeutet dies für 2013 eine Aufteilung der 6,80% Strom unbekannter Herkunft wie folgt: 4,22% rechnerische Zuordnung fossile Energieträger, 2,55% rechnerische Zuordnung nukleare Energieträger und 0,03% rechnerische Zuordnung sonstige Primärenergieträger.

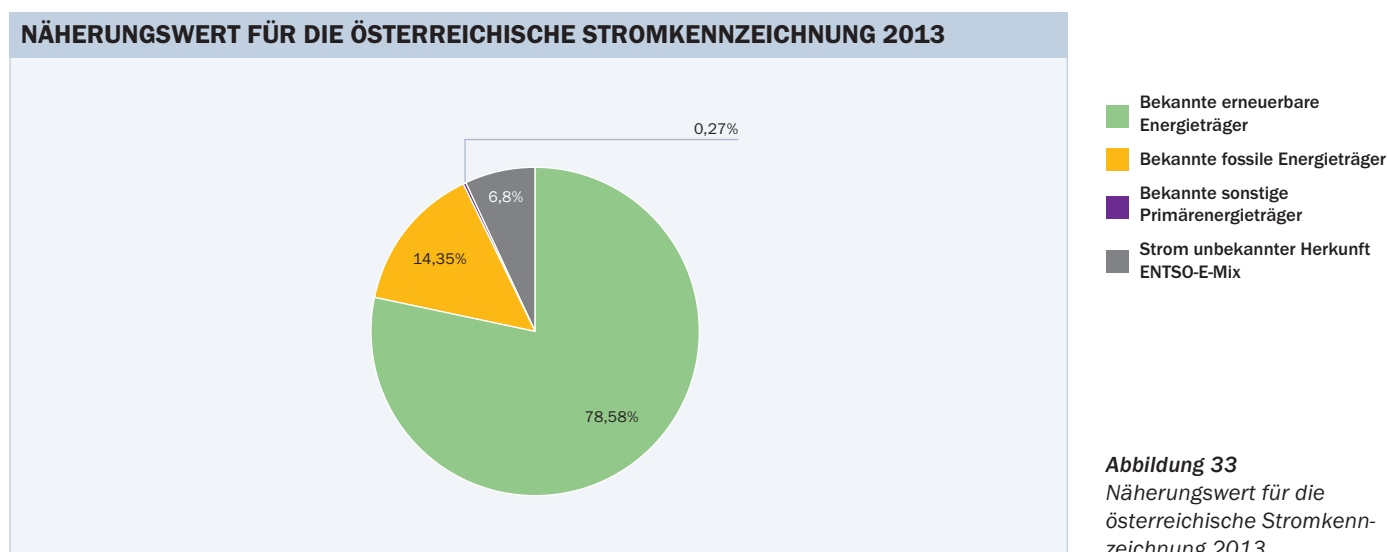


Abbildung 33
Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2013

Quelle: E-Control

Mit insgesamt 73,10% der Nachweise (Vorjahreswert: 74,99%) kam der Großteil der eingesetzten Herkunftsnachweise aus Österreich. Im Vergleich zum Vorjahr verteilten sich die Importe von Nachweisen auf mehr Länder, der größte Anteil von ausländischen Nachweisen stammt jedoch weiter aus Norwegen.

Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen liegen bei 103,33 g/kWh CO₂ (im Vergleich zum Vorjahr 129,27 g/kWh) sowie 0,05 mg/kWh (im Vorjahr ebenfalls 0,05 mg/kWh) radioaktiven Abfall. Der Rückgang der CO₂-Emissionen liegt hauptsächlich an neuen Emissionsfaktoren für Erdgas, das in österreichischen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eingesetzt wird.

Gemäß EIWOG § 79a darf ab dem Jahr 2015 kein Strom unbekannter Herkunft mehr geliefert werden. Für die Stromkennzeichnungsperiode 2013 galt bereits ein Verbot von Grau-

stromlieferungen an Haushaltskunden. Die Überprüfung der Stromkennzeichnung ergab, dass sich alle Unternehmen an dieses Verbot gehalten haben und somit 100% der an Haushaltskunden abgegebenen Strommengen gekennzeichnet wurden.

Besonders hervorzuheben ist der starke Anstieg an reinen Grünstromlieferanten in Österreich. Strom aus 100% erneuerbaren Energien wurde im Jahr 2013 insgesamt von 81 Lieferanten angeboten. Im Jahr 2012 waren es noch 56 Grünstromanbieter. Dies bedeutet, dass innerhalb eines Jahres 25 Lieferanten auf Grünstrom umgestiegen bzw. neu auf den Markt getreten sind. Alle Ökostromanbieter (inklusive Landesenergieversorger, die reine Grünstromanbieter sind) haben eine Gesamtabgabemenge von 17.412 GWh. Im Vorjahr waren es noch 9.184 GWh. Dieser deutliche Anstieg liegt am Umstieg einiger großer Lieferanten auf einen reinen Grünstrommix.

Gasmarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND ENTGELTFESTSETZUNG GAS IM JAHR 2014

Für Gas-Verteilernetzbetreiber ist seit 2008 ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem implementiert. Derzeit läuft die zweite Anreizregulierungsperiode für die Verteilernetzbetreiber.

Die Rahmenbedingungen zur Feststellung der Gas-Systemnutzungsentgelte sind daher für das Jahr 2014 unverändert. Generell ist die Entwicklung der Netznutzungsentgelte durch mehrere Faktoren beeinflusst. Dies sind die Kosten der Netzebene 1, deren Verteilung auf die Netzbereiche durch die Methodik der Kostenwälzung bestimmt ist, die direkten Kosten der Netzbetreiber im Netzbereich sowie die Mengenentwicklung in den Netzbereichen.

ENTWICKLUNG DER TARIFIERUNGSMENGE FÜR GAS in kWh

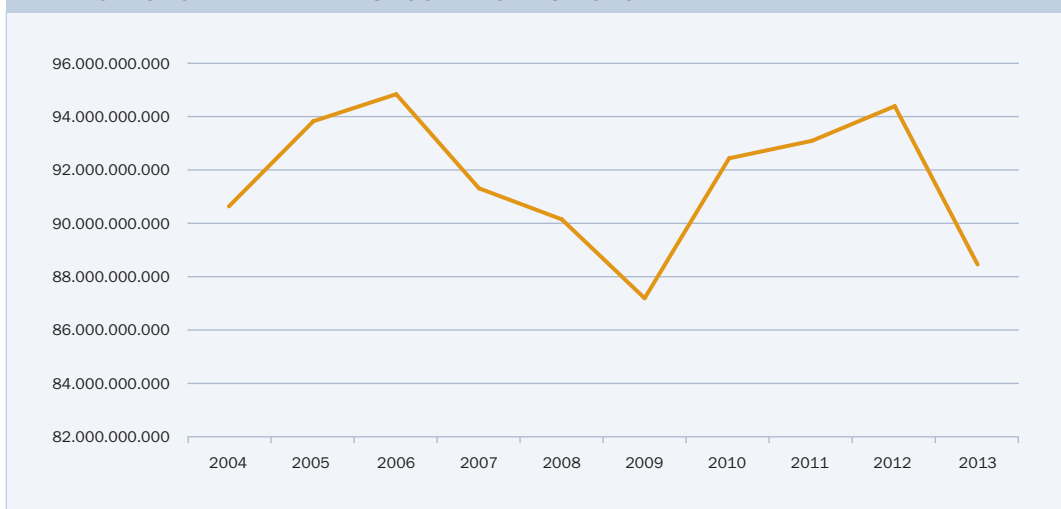


Abbildung 34
Entwicklung der Tarifierungsmenge für Gas

Quelle: E-Control

Als Mengengrundlage wird ein Dreijahresmittel der letztverfügbaren Jahre herangezogen. Für die gegenständliche Novelle 2015 (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – Novelle 2015) werden die Mengen der Jahre 2011 bis 2013 herangezogen. Diese ist im Vergleich zur Novelle 2014 gesunken (vgl. Abbildung 34).

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. Aufgrund der Regulierungsparameter für die zweite (derzeit laufende) Anreizregulierungsperiode mussten die Netzbetreiber ihre bestehenden Kosten abhängig von deren relativen Effizienz um 2 bis 5 Prozent senken. Diese kostensenkenden Effekte führten in einem Großteil der Netzbereiche (Oberösterreich, Niederösterreich, Wien und Vorarlberg) zu sinkenden Entgelten und damit zu weniger Kosten für die dortigen Kundengruppen. Stärkere Anpassungen wurden allerdings in den Netzbereichen Steiermark und Kärnten erforderlich. In der Steiermark sind die Anpassungen im Wesentlichen durch Investitionen

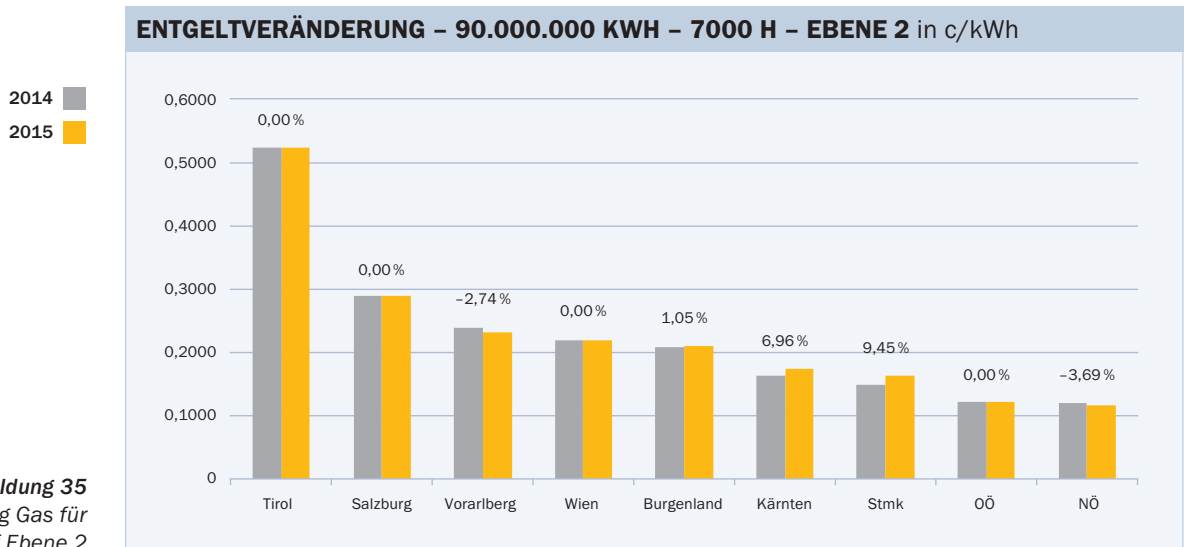


Abbildung 35
Entgeltveränderung Gas für
Musterkunde auf Ebene 2

Quelle: E-Control

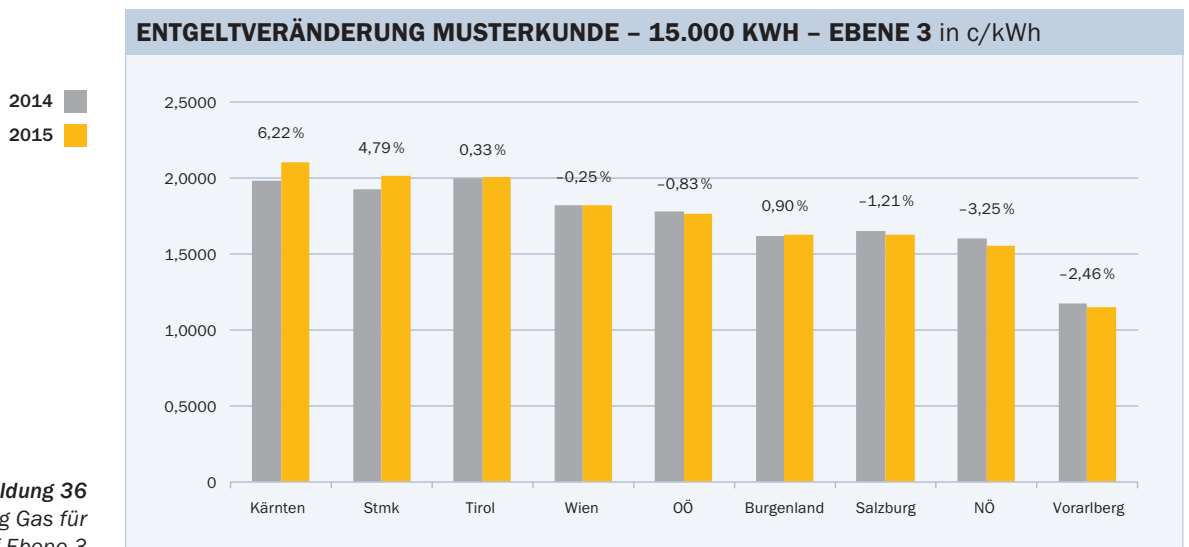


Abbildung 36
Entgeltveränderung Gas für
Musterkunde auf Ebene 3

Quelle: E-Control

in die Südschiene verursacht worden, denen aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine steigenden, sondern signifikant sinkende Absatzmengen gegenüberstehen. Die Entgeltanpassung im Netzbereich Kärnten ist im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen: Einerseits hat die Aufrollung der Mindererlöse und der nicht beeinflussbaren Kosten zu einer Steigerung der direkt dem Netzbereich zuordenbaren Kosten geführt. Andererseits werden in den Netzbereich Kärnten über das Kostenwälzungsmodell mehr Kosten der Netzebene 1 in diesen Netzbereich gewälzt. Zu der Entgeltentwicklung in den einzelnen Netzbereichen vgl. die beiden Abbildungen 35 und 36.

Erstmalig wurde in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 Novelle 2015 auch ein spezielles Systemnutzungsentgelt für Teilnehmer am Strom-Regelreservemarkt verordnet. Dieses Entgelt soll dazu beitragen, die Liquidität der Strom-Regelreservemärkte zu erhöhen. Das Entgelt bezieht sich ausschließlich auf Tage, an denen eine Entnahme von Gas aus dem Netz durch den Regelenergieeinsatz verursacht wird (positive Regelenergie, Einspeisung bzw. geringere Entnahme von elektrischer Energie aus dem Stromnetz). Durch die Anwendung des Tagesleistungspreises wird verhindert, dass ein etwaiger einmaliger Regelenergieabruf die Gas-Verrechnungsleistung für einen ganzen Monat determinieren würde. Dies würde die Kalkulation für Angebote auf dem Regelenergiemarkt äußerst schwierig gestalten,

da entsprechende Abrufwahrscheinlichkeiten mit potentiellen hohen Kostenauswirkungen eingepreist werden müssten. Bei der Bestimmung der Höhe des Entgelts erfolgt auf Netzebene 3 eine Orientierung an der Vorgangsweise zur Ermittlung des Tagesleistungspreises auf Netzebene 2 analog zur 1. Novelle 2014 dieser Verordnung. Für die Verrechnung des Entgelts ist die täglich gemessene höchste stündliche Leistung (am Tag des Abrufs am Regelreservemarkt) heranzuziehen.

Zur Ermittlung der Basis für die tägliche Verrechnung ist die täglich gemessene höchste stündliche Leistung mit dem jeweils in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 Novelle 2015 verordneten Leistungspreis zu multiplizieren. Die Berücksichtigung der Verrechnung des Tagesleistungspreises bei der Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts ist erforderlich, um eine doppelte Abgeltung eines Tages mit Regelenergieabruf bei der Leistungspreisermittlung zu vermeiden. Für die Verrechnung nach der höchsten gemessenen täglichen Leistung hat der Regelzonenführer dem Gas-Verteilernetzbetreiber das Datum des Gastages sowie die Stunde des Regelenergieabrufs zu übermitteln und dadurch den tatsächlichen Abruf zu bestätigen.

Diese Regelung wird bis zur nächsten Novelle der Verordnung unter Einbeziehung der Marktteilnehmer einer Evaluierung durch die Regulierungskommission unterzogen. Darin werden insbesondere die Auswirkungen auf

die Kosten und den Wettbewerb im Energiemarkt näher beleuchtet und gegebenenfalls ein Änderungsbedarf erläutert.

Investitionen in die österreichische Gasnetzinfrastruktur

Im Vordergrund bei den Investitionen der österreichischen Gasnetzbetreiber standen und stehen die Versorgungssicherheit des Inlandsbedarfs sowie der Beitrag zur Marktintegration und Diversifizierung der Transportrouten. Im Jahr 2014 ist die Westschiene (Verbindungsleitung von Baumgarten zu den in Oberösterreich gelegenen Speichern – „7fields“ und „Haidach“) in Betrieb gegangen – die Eröffnungsfeier fand am 18. November 2014 statt – nach mehreren Jahren Bauzeit und massiven Investitionen seitens der involvierten Netzbetreiber (Netz NÖ GmbH, Gas Connect Austria GmbH und Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH), die allesamt behördlich anerkannt und genehmigt wurden. Bereits 2007 war der Bau der Westschiene aufgrund der umfangreich hinzugekommenen, neuen Kapazitätsanmeldungen als für notwendig befunden geworden. Neben der Westschiene ist auch eine der wesentlichsten Südverbindungen – die sogenannte Südschiene – bereits seit 2011 sukzessive in Betrieb gegangen. Damit sind beide Leitungsbauten, die einerseits zu massiven Investitionen und Entgeltsteigerungen in der Vergangenheit geführt haben, andererseits aber auch einen großen Beitrag zur Gas-Versorgungssicherheit in Österreich und Europa geleistet haben, fertiggestellt. Ohne die Leitungsanbindung in Richtung Westen könnten beispielsweise die in Oberösterreich angesiedelten Gasspeicher

kein Gas in Österreich ausspeisen. Während die Westschiene massiv für die Speicher in Oberösterreich genützt werden kann, blieb die Südschiene nicht zuletzt aufgrund der kolportierten Stilllegung des Kraftwerks Mellach aus Sicht der technisch möglichen Transportkapazität hinter ihren „Erwartungen“. Abgesehen von der Inbetriebnahme der Westschiene wurde 2014 bekannt, dass neben dem neu errichteten Speicher „7fields“ nun auch der Speicher Haidach an das österreichische Netz angeschlossen werden soll. Derzeit werden primär Projekte im Verteilnetz realisiert. Vereinzelt werden aber auch Projekte zu Leitungserweiterungen in Österreich realisiert, wobei auch hier der Druck alternativer Energieträger (Fern- bzw. Nahwärme) sowie Energieeffizienzanforderungen immer stärker und damit entscheidenden Einfluss auf Projektumsetzungen nehmen werden. Aus nachstehender Abbildung zeigt sich ein leicht differenziertes Bild im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren. Wie schon zuvor beschrieben, wurden im Fernleitungsbereich vor allem in den Jahren 2009 bis 2011 investiert. Zusätzlich werden aufgrund älter werdender Netzinfrastrukturen im Gasnetzbereich Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen im Verteilernetz nötig. Daher sind die entsprechenden Investitionen seit 2008 kontinuierlich gestiegen und werden auch zukünftig auf vergleichbarem Niveau bestehen bleiben. Ähnlich wie im Stromnetzbereich hat auch im Gasnetzbereich der Regulator die passenden Rahmenbedingungen geschaffen, um für effiziente Investitionen entsprechende Anreize zu bieten und eine adäquate Abgeltung über Netzentgelte zu gewährleisten.

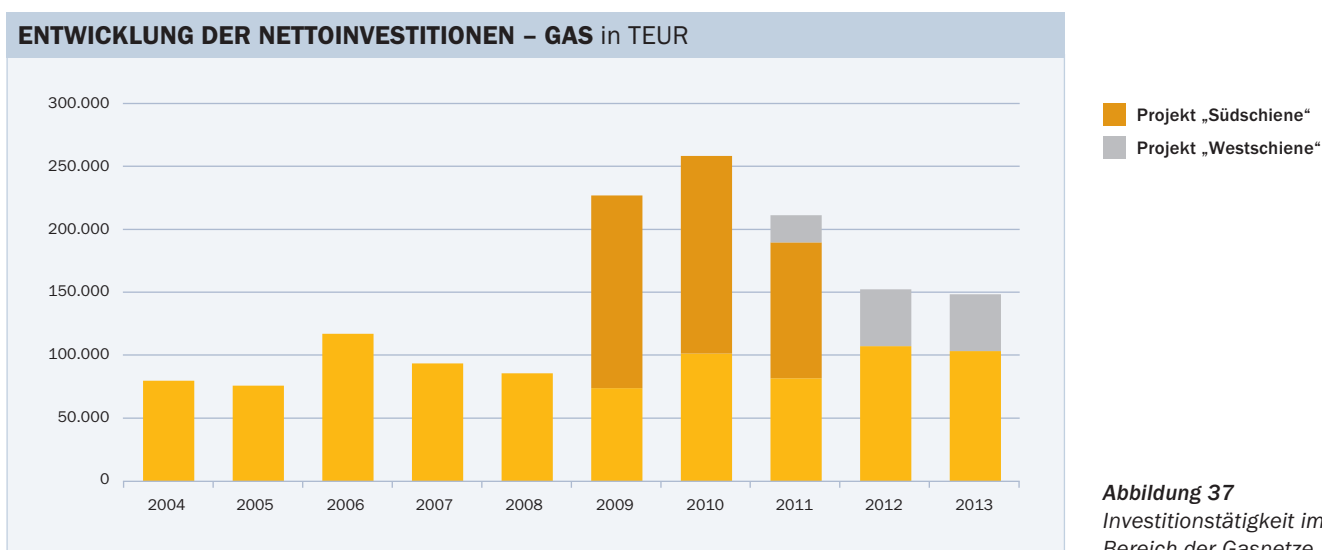


Abbildung 37
Investitionstätigkeit im Bereich der Gasnetze

Quelle: E-Control, aggregierte Unternehmensdaten, Anlageklassen 2013; AHK

VERÄNDERUNGEN AUF DER TRANSPORTEBENE

Engpassmanagement – Langfristiges UIOLI (Use-it-or-lose-it-Prinzip)

Im Zuge der Novelle 2014 der Gas-Marktmobilitätsverordnung (GMMO-VO) erfolgten Anpassungen zum Langfristigen UIOLI (§12). Die Anpassungen bezogen sich einerseits auf den Beschluss der Europäischen Kommission vom 24. August 2012 (Beschluss 2012/490/EU) zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu Engpassmanagement bei vertraglichen Engpässen.

Andererseits erfolgte eine Klarstellung hinsichtlich des auch schon bisher anwendbaren langfristigen Use-it-or-lose-it-Prinzips dahingehend, dass bei der Prüfung der systematisch

ungenutzten Kapazität die relevante Einheit die Bilanzgruppe oder das Sub-Bilanzkonto ist und nicht, wie in der Stammfassung der GMMO-VO 2012 angeführt, der Netzbenutzer. Dabei war auch zu berücksichtigen, dass es das Bilanzgruppensystem mehreren Netzbenutzern erlaubt, gemeinsam eine Bilanzgruppe bzw. ein Sub-Bilanzkonto zu führen und die der gemeinsamen Bilanzgruppe bzw. dem Sub-Bilanzkonto zugeordnete Kapazität auch gemeinsam zu nutzen. Ebenso war zu berücksichtigen, dass Netzbenutzer die Regelungen nicht dadurch umgehen können sollen, dass sie ihre gebuchte Kapazität auf mehrere unterschiedliche Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten aufteilen. Eine Umgehung der Regelungen dadurch, dass ein Netzbenutzer gebuchte Kapazitäten keiner Bilanz-

gruppe zuordnet, ist jedenfalls nicht möglich, denn gemäß § 23 Abs. 1 sind die gesamten gebuchten Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten an den Marktgebietsgrenzen vom Netzbenutzer gegenüber dem Netzbetreiber einer Bilanzgruppe zuzuordnen.

Die Novelle 2014 trat mit 1. Oktober 2014 in Kraft.

Überprüfung der Anwendung des Kapazitätsberechnungsmodells

Gemäß § 14 Abs. 1 Z 4 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager die Aufgabe, ein einheitliches Berechnungsschema zur Ermittlung und Ausweisung der Kapazitäten für die Ein- und Ausspeisepunkte des Fernleitungsnetzes des Marktgebiets nach § 34 und § 35 GWG 2011 zu erstellen. Das Berechnungsmodell bedarf der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Änderungen sind auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzunehmen.

Gemäß § 34 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager unter Mitwirkung der Fernleitungsnetzbetreiber sowie des Verteilergesellschaftsmanagers eine auf unterschiedlichen Lastflusszenarien basierende gemeinsame Prognose für den Bedarf an Kapazitäten und die Belastung der Netze des Marktgebiets für die nächsten zehn Jahre zu ermitteln, wobei die Prognose alle zwei Jahre zu aktualisieren und mit ENTSO (Gas) und den Netzzugangsberechtigten zu konsultieren ist.

Das Kapazitätsberechnungsmodell wurde mit Bescheid im Dezember 2013 von der E-Control genehmigt. Die E-Control hat in der

rechtlichen Beurteilung eine Überprüfung der korrekten Anwendung des Kapazitätsberechnungsmodells in Aussicht gestellt.

Im April 2014 wurden daher der Marktgebietsmanager und die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, einen Ergebnisbericht zu erstellen, der die wichtigsten Inputdaten für die hydraulische Berechnung zusammenfasst und die Ergebnisse der Anwendung des Kapazitätsberechnungsmodells für technische und kommerzielle Kapazitäten (FZK, DZK), unter Berücksichtigung von Saisonalitätseffekten für jeden maßgeblichen Punkt, Speicherpunkt bzw. Netzkopplungspunkt (FNB-FNB und FNB-VNB) darlegt und erläutert. Zudem wurde um eine klare und detaillierte Darstellung des Netzes des Marktgebiets Ost, einschließlich Netzengpässen, physikalischen und normalen Gasflüssen, ersucht. Im Rahmen dieses Prozesses wurde auch auf die Anzeigeverpflichtung gemäß § 3 Abs. 3 letzter Satz GMMO-VO 2012 eingegangen.

Der Marktgebietsmanager übermittelte den Ergebnisbericht im Oktober 2014. Eine abschließende Beurteilung der korrekten Anwendung durch die E-Control war allerdings nicht möglich, da der übermittelte Bericht nicht alle dafür erforderlichen Informationen enthielt. Der Marktgebietsmanager und die Fernleitungsnetzbetreiber wurden daher aufgefordert, die fehlenden Informationen zu übermitteln.

Transitmengen 2014

Von der in den ersten drei Quartalen 2014 physisch importierten Menge an Gas wurde

PHYSISCHE GASFLÜSSE IM JAHR 2014



- > Produktion 20 TWh
- > Speicharentnahme . . . 46 TWh
- > Speichereinpressung. . . 53 TWh
- > Eigenverbrauch
Produktion und
Speicher 3 TWh
- > Netzverluste und
statistische Differenz . . . 2 TWh

Abbildung 38
Physische Gasflüsse
im Jahr 2014

Quelle: E-Control

rd. 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden rd. 384 TWh physisch importiert, wovon rd. 91 TWh für den österreichischen Markt bestimmt waren. Der größte Anteil der physischen Exporte ging nach Italien, rd. 219 TWh (siehe Abbildung 38).

BERICHT UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Zwei Fernleitungsnetzbetreiber (Baumgarten-Oberkappel GasleitungsgesmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH) wurden aufgrund mangelnden Vorliegens der Tatbestandsvoraussetzungen und negativer Stellungnahme der Europäischen Kommission nicht zertifiziert. 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, in 2. Instanz wurden diese Strafen bekämpft, diese Verwaltungsstrafverfahren sind derzeit beim VwGH anhängig.

Nachdem die Baumgarten-Oberkappel GasleitungsgesmbH mit der Gas Connect Austria GmbH (als aufnehmende Gesellschaft) fusioniert und ein Teilbetrieb der Gas Connect Austria GmbH auf die Trans Austria Gasleitung GmbH abgespalten wurde, konnten die nunmehr verbliebenen Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH und die Trans Austria Gasleitung GmbH nach positiver Stellungnahme der Europäischen Kommission mit den Bescheiden V ZER G 01/14 und V ZER G 03/13 jeweils vom 18.7.2014 zertifiziert.

ziert werden. Die Entflechtungsaufsicht ist in weiterer Folge nun auf die Überwachung der Verträge zwischen dem Unabhängigen Netzbetreiber (ITO) und dem vertikal integrierten Unternehmen fokussiert.

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

Allerdings mussten trotzdem weitere Missbrauchsverfahren geführt werden, da Verteilernetzbetreiber – trotz der geänderten Firmennamen und Logos – weiterhin z.B. auf Rechnungen, Zahlscheinen, Briefen etc. das Logo des Lieferanten verwendeten. Die meisten Missbrauchsverfahren konnten erfolgreich durch Herstellung des rechtmäßigen Zustands und Abgabe einer Verpflichtungszusage abgeschlossen werden, andere Verfahren sind noch nicht abgeschlossen.

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

Der Verteilergebietsmanager (VGM) hat gem. § 18 Abs. 1 Z 11 iVm § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine LFP für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zu erstellen. Der Marktgebietsmanager (MGM) ist gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 iVm § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einen zumindest zehnjährigen KNEP zu erstellen.

Bei der Erstellung dieser beiden Netzausbauminstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, 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 Netzausbauminstrumente ist, das Netz hinsichtlich

- > Deckung der Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- > Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- > Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen sowie
- > Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 im Marktgebiet zu planen.

Der Infrastrukturstandard in Österreich beträgt 235% laut Berechnungen des VGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) und MGM Gas Connect Austria GmbH (GCA) und gilt damit als erfüllt.

LFP und KNEP für den Zeitraum 2015–2024 wurden im Herbst 2014 (LFP im November und KNEP im Dezember) vom Vorstand der E-Control genehmigt. Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt worden sind und dass der gesamte Investitionsbedarf abgebildet ist, wurde von Septem-

ber bis Oktober 2014 von Seite der Behörde eine Konsultation durchgeführt. Diese erfolgte erstmals zeitgleich mit der Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend gewürdigt.

Langfristige Planung 2014

Wie bereits in den letzten Jahren umfasst die LFP auch heuer nicht nur das Marktgebiet Ost, wie vom Gesetzgeber vorgesehen, sondern auch die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol, für welche die AGGM im Zuge der Umstellung auf das GWG 2011 Regime die Rolle des VGM zugewiesen bekommen hat.

In der LFP 2014 wurden erstmals unterschiedliche Szenarien für die Absatzprognose erstellt. Das Baseline-Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne

Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus. Im Maximal-Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Das Minimal-Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie.

Im Rahmen der diesjährigen LFP wurden ein neues Projekt und drei bereits bekannte Projekte genehmigt. Das neu eingereichte Projekt soll den bestehenden Kapazitätsengpass im Netzgebiet Burgenland und Druckverlustprobleme bei sehr hohen Absätzen beheben. Die bereits bekannten Projekte – Druckanhebung Oberösterreich, Reverse Flow Auersthal und Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten – befinden sich in der LFP 2014, da diese Projekte auch weiterhin als relevant erachtet werden, aber die notwendigen Ausbauswellen noch nicht erreicht wurden. Zwei Projekte

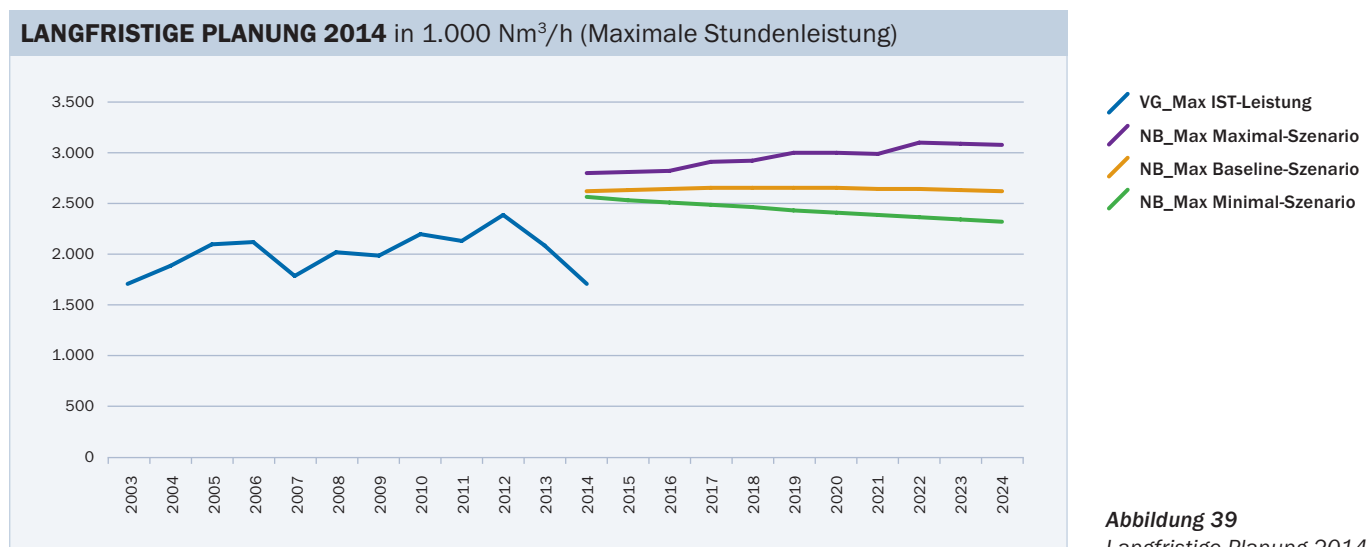


Abbildung 39
Langfristige Planung 2014

Quelle: AGGM LFP 2014

der letztjährigen LFP werden mangels Realisierung des Gaskraftwerkes Klagenfurt nicht mehr weiterverfolgt.

Zum Monitoring bereits in vorangegangenen LFP genehmigter Projekte ist festzuhalten, dass die Anbindung des Speichers 7Fields an das Verteilernetz Anfang 2014 in Betrieb genommen wurde, der Ausbau der Westschiene wurde im Sommer 2014 abgeschlossen.

Koordinierter Netzentwicklungsplan 2014

Aufgrund der Verschmelzung der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H. und der Gas Connect Austria GmbH sowie aufgrund der Liquidation der Tauerngasleitung GmbH umfasst der KNEP 2014 nur noch zwei Fernleitungsnetzbetreiber.

Der KNEP wurde bereits zum dritten Mal erstellt und es kann eine kontinuierliche Verbesserung des Planungsinstrumentes beobachtet werden. Aufgrund von neuen Anforderungen des Infrastrukturlpakets wird eine Weiterentwicklung des Planungsinstrumentes auch im kommenden Jahr erforderlich sein.

Im diesjährigen KNEP wurden sieben Projekte neu eingereicht und für drei Projekte wurde eine Abänderung beantragt: Alle eingereichten Projekte wurden genehmigt, wobei das Projekt BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector (2 Varianten) – und ein Projekt bezüglich zusätzlicher Kapazitäten am Punkt Murfeld als Planungsprojekte genehmigt wurden. Die Genehmigung erfolgte unter der Auflage, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ein Projekt entwickeln, das unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit den höchst-

möglichen Ausweis von frei zuordenbarer Kapazität (FZK) am Einspeisepunkt Arnoldstein ermöglicht.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte hat der MGM in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Mitarbeit des VGM Kapazitätsszenarien erstellt.

Die Projekte im KNEP 2014 haben unter anderem die Erhöhung der technischen Ein- und Ausspeisekapazität am Punkt Überackern (Kurzstreckentransport und bzgl. Speicherpunkt 7Fields) sowie eine daraus resultierende Erhöhung der Kapazitäten am Punkt Oberkappel zum Ziel. Das Pressure Service Agreement mit den Betreibern der MEGAL Süd zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilernetz wurde verlängert.

Aufsicht Verrechnungsstellen

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgte im Jahr 2014 keine umfassende Abänderung des Regelwerks für Bilanzgruppenkoordinatoren. Jedoch gab es Anpassungen der Allgemeinen Bedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren für den Gasbereich für die Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg, inklusive des Anhangs zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung, an die novellierten Regelungen gemäß der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, welche im Jahr 2014 geändert wurden, in Bezug auf die gemeinsame Netzverlustbilanzgruppe und eine Ergänzung zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung.

Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen für den Zugang zum Verteilernetz



Aufgrund der Änderungen des Rechtsrahmens wurden die Netzbetreiber Ende 2013 aufgefordert, ihre Allgemeinen Bedingungen an die zuvor in Abstimmung mit der Branche und Vertretern der Netzbetreiber adaptierte Musterfassung anzupassen. Inhaltlich sollen damit insbesondere die in der Novelle zum GWG 2011 (BGBl. I 174/2013) vorgesehenen Änderungen in der Grundversorgung, beim Versorgerwechsel und bei intelligenten Messgeräten (Smart Meter) sowie die Neufassung der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung (BGBl. II 271/2013) in den Vertragsbeziehungen zwischen Netzbetreiber und Netzbetreiber abgebildet werden. In der ersten Jahreshälfte wurden die geänderten Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber zur Genehmigung eingereicht. Aufgrund der Wechselverordnung 2014 (BGBl. II 167/2014) waren während der laufenden Verfahren Anpassungen der Musterfassung und damit der eingereichten Allgemeinen Bedingungen erforderlich. Außerdem wurde auch eine Harmonisierung der einschlägigen Regelungen mit dem Strombereich angestrebt. Die Genehmigungen werden Anfang 2015 abgeschlossen sein.

Allgemeine Lieferbedingungen (Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas)

Nach § 125 Abs. 1 GWG 2011 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas (AGB) für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen. Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehör-

de vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, hat gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG nach eingehender Prüfung die Anwendung von AGB, die gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid zu untersagen. Die E-Control führt demnach eine sogenannte ex ante Prüfung von AGB durch. Ein Verfahren vor den ordentlichen Gerichten, z.B. im Wege einer Verbandsklage, ist allerdings trotz einer eventuell erfolgten Nicht-Untersagung von AGB möglich.

Im Jahr 2014 zeigten zwei Gasversorger erstmalig ihre AGB und etwa 30 Gasversorger Änderungen ihrer AGB an, dies insbesondere anlässlich des am 26.5.2014 kundgemachten Verbraucherrechte-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes – VRUG, BGBl. I Nr. 33/2014. Aufgrund dieses Gesetzes wurde ein neues Gesetz – das Fern- und Auswärtsgeschäfte-Gesetz (FAGG) – erlassen sowie Änderungen im Konsumentenschutzgesetz (KSchG) vorgenommen. Wesentliche Vorteile für den Verbraucher bringt die dadurch erfolgte Verlängerung der Rücktrittsfrist auf 14 Tage (anstelle von 7 Werktagen bzw. 1 Woche) bei Fernabsatzverträgen sowie bei außerhalb von Geschäftsräumen abgeschlossenen Verträgen zwischen Unternehmern und Verbrauchern i.S.d. KSchG. Der Rücktritt vom Vertrag ist darüber hinaus nun formfrei möglich. Kommt ein Unternehmer seinen das Rücktrittsrecht betreffenden Pflichten nicht nach, verlängert sich die Rücktrittsfrist um 12 Monate. Darüber hinaus wurden für Unternehmer weitreichende, vor Vertragsabschluss an den Ver-

CEGH OTC-Volumen 2014 
 CEGH OTC-Volumen 2013 

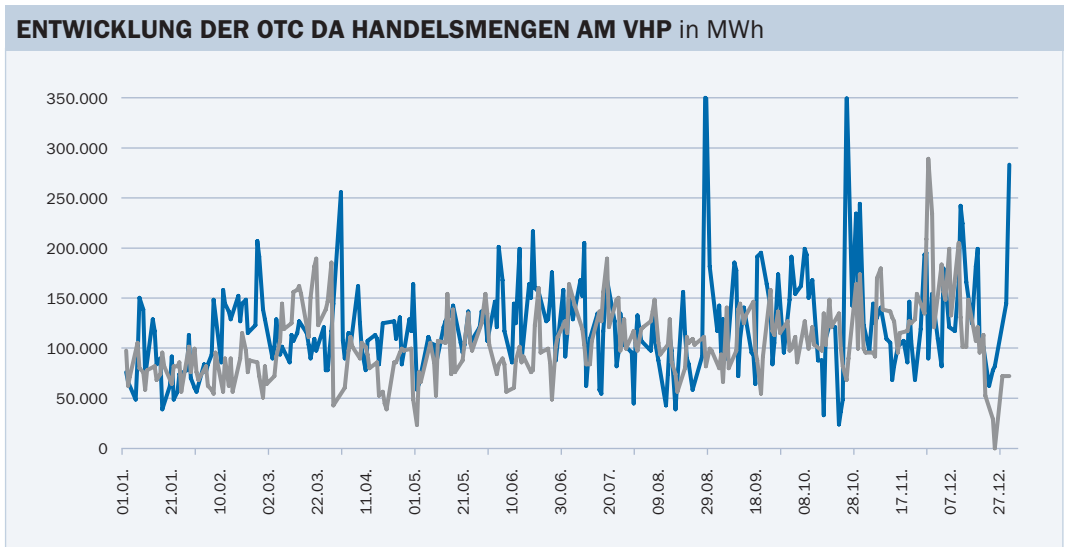


Abbildung 40
 Entwicklung der Handelsmengen am OTC-Spotmarkt im Vergleich 2014 zu 2013

Quelle: E-Control

Handelsvolumen 2013 
 Handelsvolumen 2014 

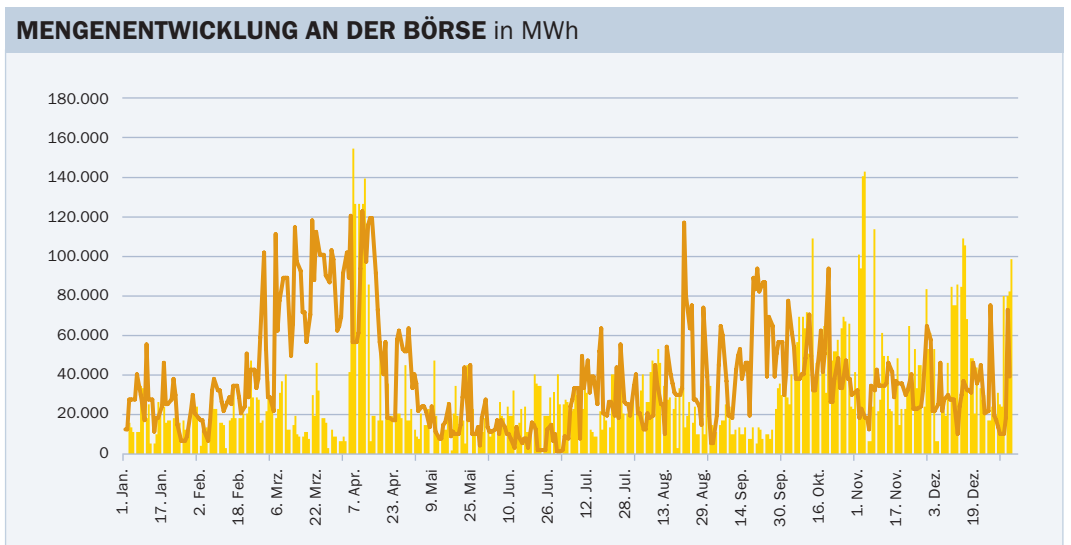


Abbildung 41
 Mengenentwicklung an der Börse

Quelle: E-Control

braucher zu richtende Informationspflichten normiert. Die E-Control forderte alle Gasversorger auf, ihre AGB an die neue Rechtslage anzupassen. Im Zuge einer Vorabstimmung der E-Control mit den Gasversorgern konnte bei bedenklichen Klauseln schon frühzeitig der rechtmäßige Zustand herbeigeführt werden, sodass im Jahr 2014 die Verfahren beendet werden konnten, ohne die AGB mit Bescheid zu untersagen.

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. Die Handelsmengen am OTC-Spotmarkt haben sich auch 2014 wieder gut entwickelt und sind im Vergleichszeitraum zu 2013 um rund 13 Prozent gestiegen.

Noch besser als am OTC-Markt haben sich die Handelsmengen an der Börse entwickelt. Hier wurde im Vergleich zu 2013 ein Zuwachs von beachtlichen 64 Prozent verzeichnet, was auch die Attraktivität des Marktes widerspiegelt.

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Handelsplätze konnten die Kosten für Marktteilnehmer im Zuge der Handels-tätigkeit am virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost, in Zusammenarbeit mit dem Betreiber des virtuellen Handelspunktes, ab April 2014 gesenkt werden. Dies wurde ermöglicht durch eine Inkludierung eines Han-

delsvolumens von 21.900 MWh in die monatliche Basisgebühr von EUR 1.000,- und durch eine Senkung der variablen Gebühren auf 0,012 EUR/MWh für Handelsmengen zwischen 0 und 10.000.000.000 MWh innerhalb von zwölf Monaten und 0,006 EUR/MWh für Handelsmengen darüber.

Ausgleichsenergiemarkt

Im Gas-Marktmodell 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 „ex ante“-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 Gas-mengen – also den Saldo von den Handelsgeschäften am VHP, die Ein- und Ausspeisungen auf Fern- und Verteilernetzebene inklusive der Speicher-, Produktions- und Biogas-mengen 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.

Das System der Marktgebietsbilanzierung hat sich bewährt und die Zahlen des Marktgebietsmanagers zeigen, dass Glattstellungen der einzelnen Bilanzgruppen durch den Marktgebietsmanager in der Regel nur selten erforderlich sind. Die erhöhten Abweichungen im Oktober und November 2014 sind auf die Liefereinschränkungen der russischen Importmengen im Zuge der Ukrainekrise zurückzuführen.

Der für die Beanreizung der Ausgeglichenheit auf stündlicher Basis in Anwendung kommende Strukturierungsbeitrag konnte im Juli 2014 im Rahmen der Marktaufsicht

der Regulierungsbehörde und in Kooperation mit dem Marktgebietsmanager auch heuer wieder gesenkt werden, und zwar auf 1 EUR/MWh für Abweichung von 0 bis 700 MW, darüber hinaus gilt weiterhin ein Strukturierungsbeitrag von 4 EUR/MWh.

Die Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators für die Endverbraucher, Verteilernetze und Biogaseinspeisungen ist in § 27 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und in § 41 GMMO-VO 2012 für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg geregelt, wobei die physikalischen Ausgleichsenergieabrufe vom Verteilergebietsmanager im Namen und auf Rechnung des jeweiligen Bilanzgruppenkoordinators erfolgen.

Der Verteilergebietsmanager hat für die Abdeckung seiner Strukturierungsbedürfnisse in erster Linie den Netzpuffer im Verteilergebiet und

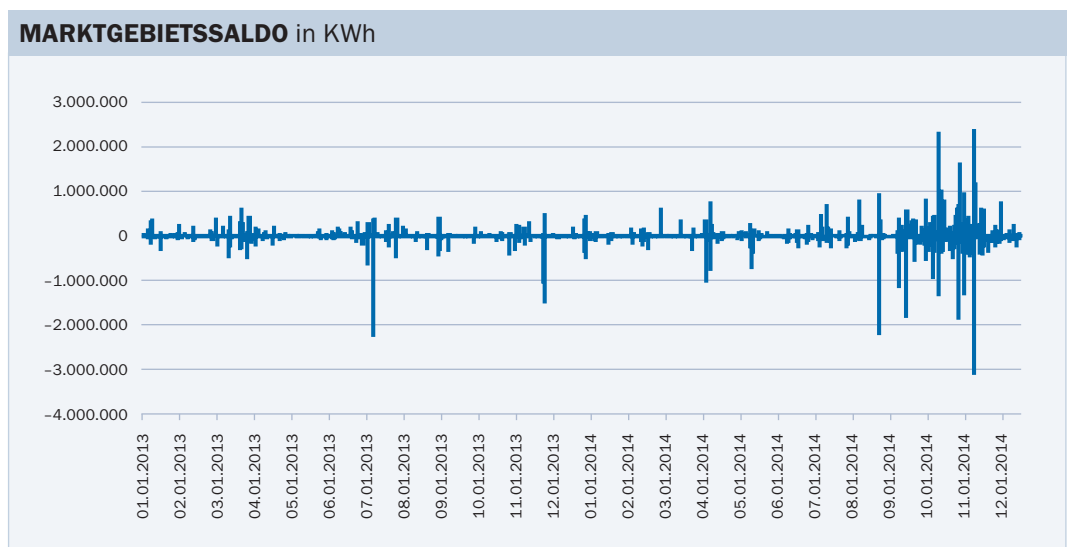


Abbildung 42
Marktgebietsaldo im
Marktgebiet Ost

Quelle: E-Control

im Marktgebiet Ost, wenn vorhanden auch den Netzpuffer der Fernleitungen zu verwenden. Abrufe von physikalischer Ausgleichsenergie müssen vorrangig über die Börse am virtuellen Handlungspunkt erfolgen (für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ist dies der VHP des Net-Connect Germany Marktgebietes), 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 für das Marktgebiet Ost und § 44 Abs. 2 GMMO-VO 2012 für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg als Ausgleichsenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergiebtsmanagers von der Erdgasbörse und der Merit-Order-List (MOL) herangezogen. Zusätzlich gibt es aber

bei der Stundenbilanzierung noch einen Anreiz, möglichst genaue Anmeldungen zu tätigen, indem man bei einem Ausgleichsenergiebedarf noch drei Prozent auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde aufschlägt bzw. auch einen Abschlag von drei Prozent 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 für das Marktgebiet Ost und gemäß § 44 Abs. 3 GMMO-VO 2012 für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergiebtsmanagers an der Erdgasbörse am virtuellen Handlungspunkt und nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergiebtsmanagers von

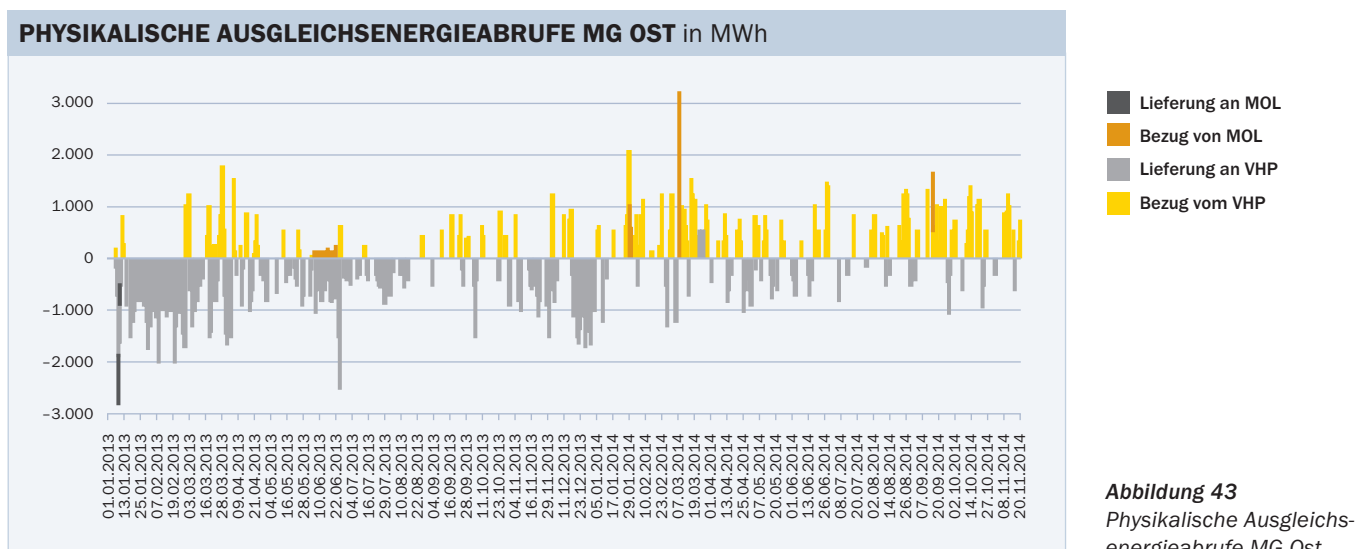


Abbildung 43
Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost

Quelle: AGCS

- Lieferung an MOL ■
- Bezug von MOL ■
- Lieferung an VHP ■
- Bezug vom VHP ■

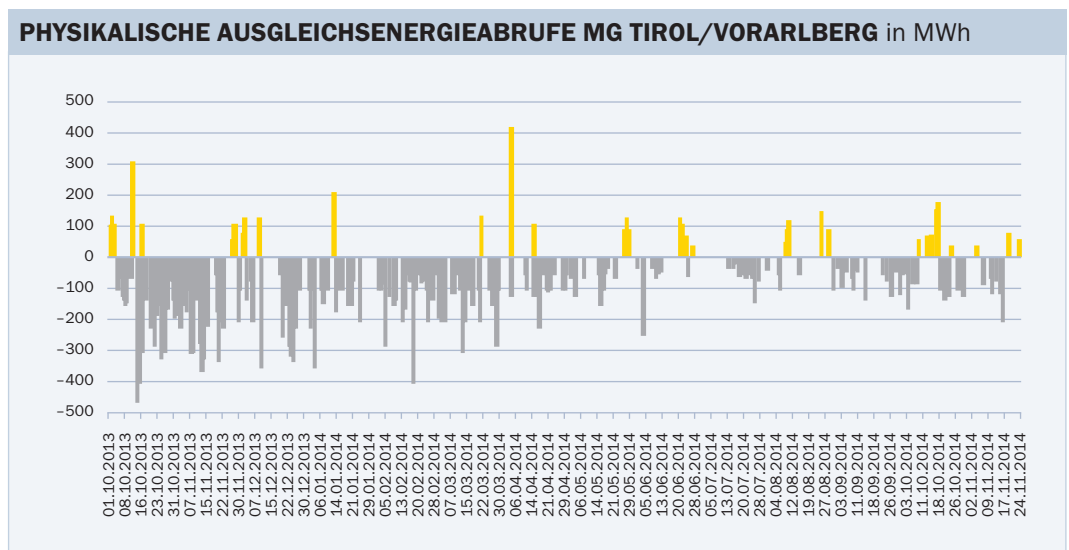


Abbildung 44
 Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

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 Unausgeglichenheiten herangezogen. Untertägige Abweichungen bleiben für die Bilanzgruppen insofern kostenlos, als die untertägige Strukturierung über das Netz bzw. die Netzsteuerung des Verteilergiebtsmanagers erfolgt. Da dies allerdings tendenziell zu vermehrten Kosten in der Netzsteuerung führt, bezahlt man bei einem Ausgleichsenergiebezug den an diesem Tag teuersten vom Verteilergiebtsmanager gehandelten Preis bzw. erhält man bei einer Ausgleichsenergielieferung den an diesem Tag billigsten vom Verteilergiebtsmanager gehandelten Preis.

Gemäß § 32 Abs. 6 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und § 44 Abs. 6 GMMO-VO für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg hat der jeweilige Bilanzgruppenkoordinator die Möglichkeit, eine verbrauchsabhängige Umlage auf die Mengen der Netzbenutzer in der Tagesbilanzierung zu verrechnen, sofern sich aus seiner jeweiligen Ausgleichsenergieverrechnung eine Unterdeckung ergibt. Im Marktgebiet Ost beträgt diese Umlage derzeit 0 EUR/MWh. Mit einer Ausnahme von drei Monaten im vierten Quartal 2013 war bisher keine Notwendigkeit zur Verrechnung einer Umlage gegeben. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg war die Umlage, bis auf eine einmonatige Ausnahme zur Einführung des neuen Marktmodells im Westen im Oktober 2013, bisher ebenfalls nicht erforderlich und beträgt somit auch 0 EUR/MWh. Überdeckungen

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR STUNDENBILANZIERER IM MG OST in EUR/MWh

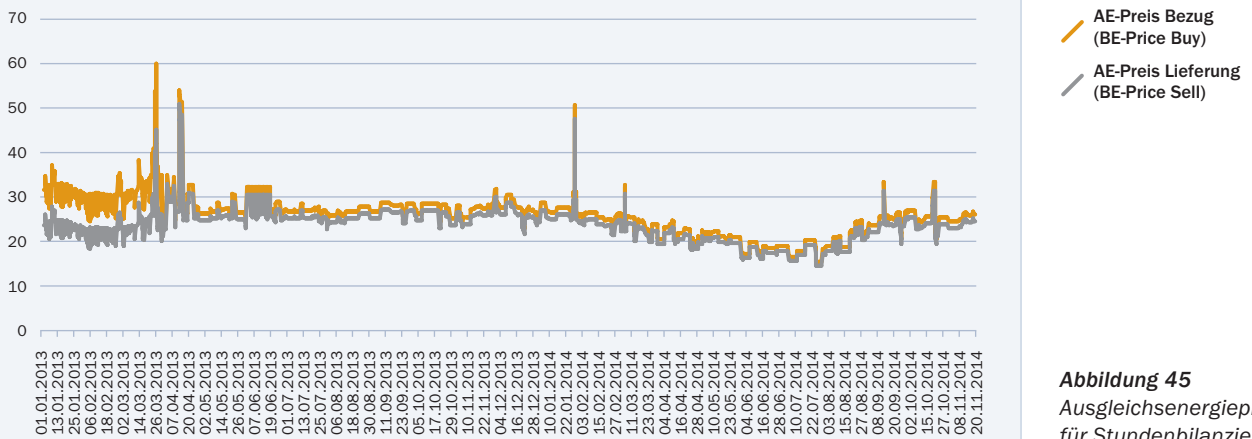


Abbildung 45
Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR STUNDENBILANZIERER IM MG TIROL/VORARLBERG

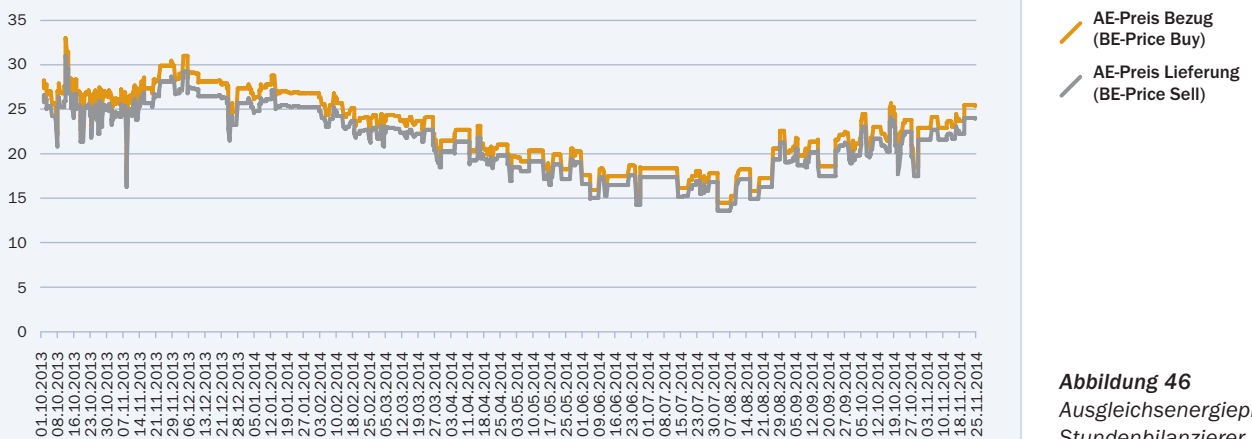


Abbildung 46
Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

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

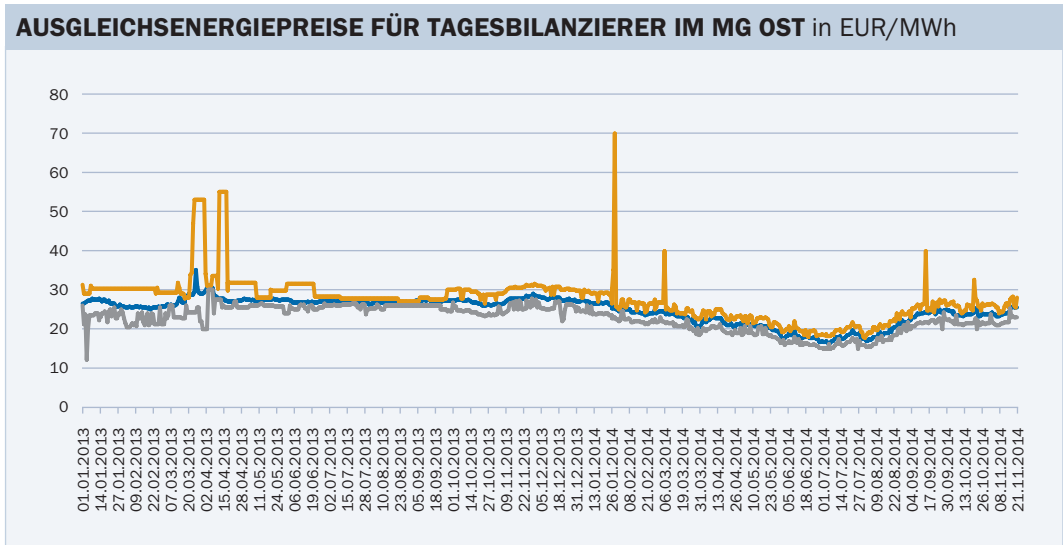
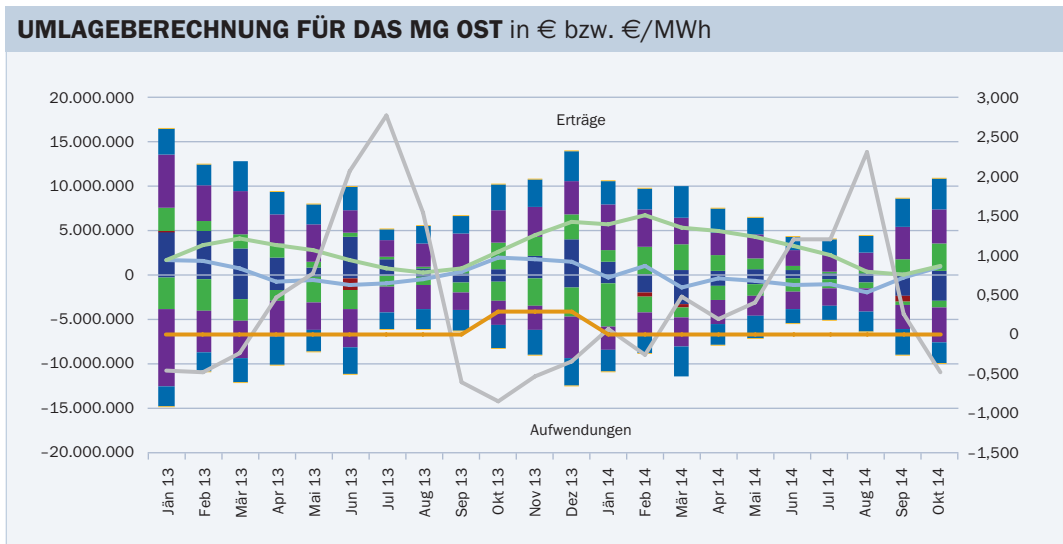


Abbildung 47
Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

- Zinsaufwendungen/Bankspesen ■
- Aufwendungen für Netze/Biogas ■
- Aufwendungen für Stundenbilanzierer ■
- Aufwendungen für Tagesbilanzierer ■
- Kauf auf MOL ■
- Kauf von Börse ■
- Zinserträge ■
- Erlöse von Netzen/Biogas ■
- Erlöse von Stundenbilanzierern ■
- Erlöse von Tagesbilanzierern ■
- Verkauf auf MOL ■
- Verkauf an Börse ■
- Saldo AE-Verrechnung —
- Umlagekonto —
- theoretische Umlage —
- tatsächliche Umlage —



Quelle: E-Control

Abbildung 49
Grafische Darstellung der Umlageberechnung für das Marktgebiet Ost

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR TAGESBILANZIERER IM MG TIROL/VORARLBERG

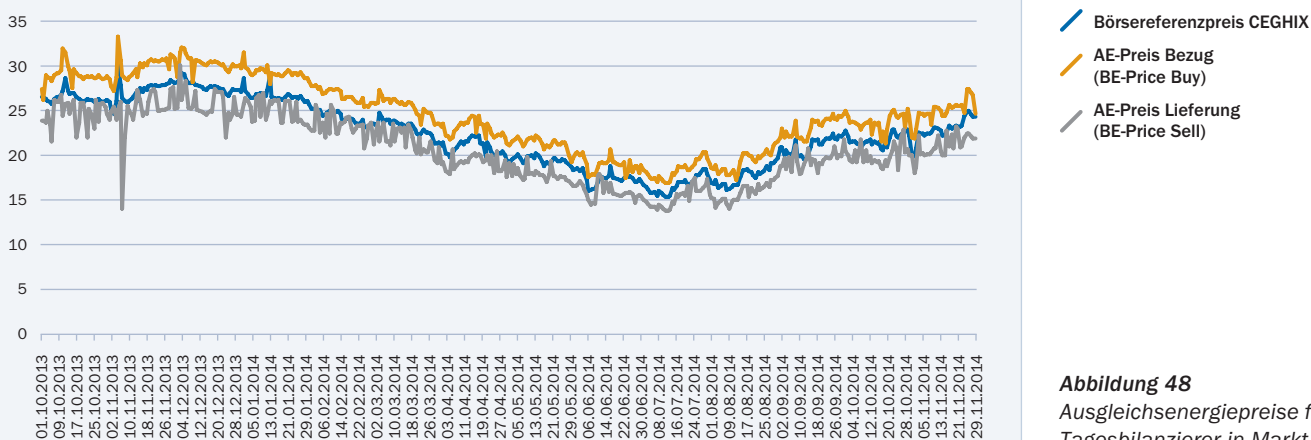
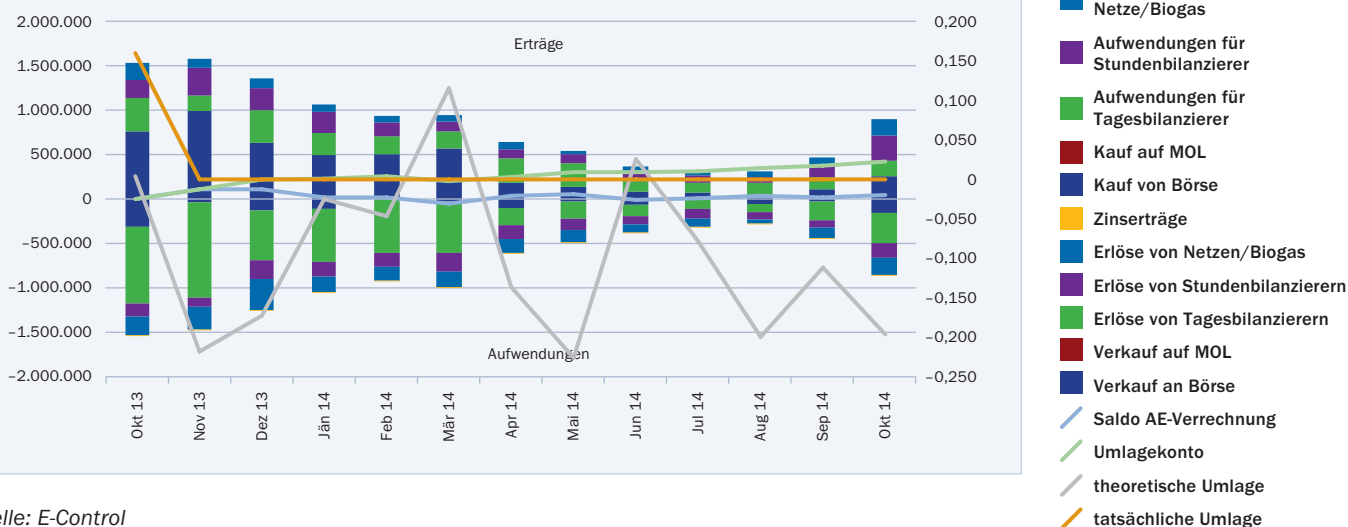


Abbildung 48
Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

UMLAGEBERECHNUNG FÜR DIE MG TIROL/VORARLBERG in € bzw. €/MWh



Quelle: E-Control

Abbildung 50
Grafische Darstellung der Umlageberechnung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

werden auf ein separates Umlagekonto beim jeweiligen Bilanzgruppenkoordinator verbucht. Der Stand auf dem Umlagekonto für das Marktgebiet Ost beträgt per November 2014 EUR 1.030.449,- und der für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg EUR 419.668,-.

Speichermarkt

Rechtlicher Rahmen

Der rechtliche Rahmen für den Speicherezugang in Österreich wird auf europäischer Ebene durch die Richtlinie 2009/73/EG und Verordnung (EG) Nr. 715/2009, Artikel 15, 17 und 19 sowie auf nationaler Ebene durch das GWG 2011 und die Gas-Marktmodell-Verordnung (GMMO-VO) festgelegt.

Allokationsverfahren und Engpassmanagement

Der Zugang zu Gasspeichern ist im GWG 2011 auf verhandelter Basis festgelegt worden (§ 98 (1)). Dies bedeutet im Wesentlichen, dass Speicherinteressierte keinen garantierten Zugang zu Speicher haben, sondern nur wenn Speicherkapazitäten verfügbar sind (§ 97 (2)).

Die genauen Zugangsregeln sind im GWG 2011 in §§ 97 ff. festgeschrieben. Die Bestimmungen aus Artikel 17 und Artikel 22 der EU-VO 715/2009 hinsichtlich Speicheranlagen betreffende Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen (Vergabeverfahren) und Verfahren für das Engpassmanagement sowie der Handel mit Kapazitätsrechten sind in den §§ 103 und 104 GWG 2011 detailliert dargestellt.

Demnach ist gem. § 103 (1) GWG jener Mechanismus zu wählen, der eine diskriminierungs-

freie und transparente Kapazitätsvergabe bestmöglich gewährleistet, wobei zwingend dann eine Auktion zu erfolgen hat, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist. Jedenfalls sind alle geplanten Kapazitätsvergabeverfahren der Regulierungsbehörde rechtzeitig anzuzeigen und gegebenenfalls über deren Aufforderung abzuändern oder neu zu erstellen.

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

Allokationen und Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten in 2014

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.

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 2014 über Store-X 2 bzw. 3,7 Mrd. kWh

Arbeitsgasvolumen versteigert. Im Juni 2014 wurden die Mengen für den Zeitraum 1.7.2013 bis 31.3.2015 vergeben, 100% der angebotenen Mengen wurden den Bietern zugeteilt. In der Auktion vom Oktober wurden 85% der angebotenen Mengen vergeben, die restlichen sollen im ersten Quartal 2015 erneut angeboten werden.

Kunden der Speicherunternehmen sind in- und ausländische Gasunternehmen. Verfügbare Speicherkapazitäten werden auf den Homepages der Unternehmen veröffentlicht. Eon Gas Storage, OMV Gas Storage und Astora wiesen für das Speicherjahr 2014/2015 keine verfügbaren Speicherkapazitäten mehr aus, RAG Energy Storage und GSALLC dagegen hatten noch ca. 7% ihrer Speicherkapazitäten frei. Auch Speicherkunden vermarkten ihre Speicherkapazitäten über Store-X, z.B. Axpo¹⁵ und Shell.

Speicherentgelte

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

Die Speichernutzungsentgelte sind je nach Zugangsregime (verhandelt oder reguliert) unterschiedlich festzulegen, wobei im Fall eines ver-

handelten Zugangs gem. § 99 (2) GWG die von einem Speicherunternehmen veröffentlichten Speichernutzungsentgelte nicht mehr als 20% über dem Durchschnitt veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen innerhalb der Europäischen Union liegen dürfen, ansonsten hat die Regulierungsbehörde zu bestimmen, welche Kostenbasis den Preisansätzen der Speicherunternehmen zu Grunde zu legen ist, wobei die Grundsätze der Kostenverursachung und Kostenorientierung gelten.

Aufgrund des derzeit aktuell verhandelten Zugangsregimes wird seitens der Regulierungsbehörde im Zuge dieser Speichermarktanalyse die Entgeltgestaltung vor dem Hintergrund der 20%-Benchmarks im Detail überprüft.

Im Fall eines regulierten Speicherzugangs bedürfen gem. § 100 (1) die Methoden zur Berechnung der Speichernutzungsentgelte der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Die Methoden können auch vorsehen, Speichernutzungsentgelte mittels marktorientierter Verfahren wie Auktion festzulegen. Jedenfalls sind die Methoden auf der Homepage des Speicherunternehmens zu veröffentlichen und gegebenenfalls auf Verlangen der Regulierungsbehörde nachzuweisen.

Transparenz und Monitoring

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

¹⁵ Vgl. Energatë vom 17.3.2014: Axpo und Eon Gas Storage schließen Vermarktungen ab, <http://www.energate-messenger.de/news/141566/Axpo-und-Eon-Gas-Storage-schlie%DFen-Vermarktungen-ab>

Recht wurde nicht vorgenommen. Seitens der E-Control wurden 2012 Auslegungsgrundsätze entwickelt, die die Rechtsansicht der Regulierungsbehörde zur Umsetzung der für Speicheranlagen betreffende Transparenzanforderungen (Artikel 19 VO (EG) Nr. 715/2009) und Dienstleistungen für den Zugang Dritter (Artikel 15 (2) lit b und c VO (EG) Nr. 715/2009) wiedergeben und diesbezügliche Mindestanforderungen festlegen. Für 2015 sieht die E-Control im Zuge des laufenden Monitorings eine weitere nationale sowie über die CEER Gas Storage Task Force (GST TF) eine erstmals auf breiter Basis international durchgeführte Überprüfung der Umsetzung der Transparenzanforderungen vor.

Artikel 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sieht für die Betreiber von Speicheranlagen verschärfte Bestimmungen für die Veröffentlichung der Daten zur Speichernutzung vor, um die Transparenz zu erhöhen. Daten zur Speichernutzung (Stand Arbeitsgasvolumen, Ein- und Ausspeicherung) sind dabei auf täglicher Basis mit einem Tag Verzögerung auf der Homepage der Speicherunternehmen zu veröffentlichen.

Daneben werden diese Daten auch seit 1.1.2013 auf der Datenplattform des Marktgebietsmanagers¹⁶ für die Speicher veröffentlicht, die direkt an das Marktgebiet angeschlossen sind, das sind die Speicher der OMV Gas Storage, RAG Energy Storage und Eon Gas Storage.

Auf europäischer Ebene werden diese Daten von GSE veröffentlicht¹⁷, auch für Österreich.

Dabei werden die Daten von OMV Gas Storage, RAG Energy Storage und Astora publiziert, die Kapazitäten der Eon Gas Storage werden hier, da der Speicher 7Fields auch an das deutsche Netz angeschlossen ist, unter den Daten für Deutschland veröffentlicht. Diese aggregierten Daten entsprechen also nicht den aggregierten Daten des Marktgebietsmanagers.

Darüber hinaus enthalten die Transparenzbestimmungen Anforderungen hinsichtlich der Veröffentlichung des Dienstleistungsangebots sowie der Tarifbildung.

Laut Gas-Monitoring-Verordnung (GMO-VO) sind Marktteilnehmer dazu verpflichtet, in regelmäßigen Abständen (monatlich, jährlich) von der E-Control verordnete Daten zu einer Reihe von markt- und wettbewerbsrelevanten Aspekten zu liefern.

Netzzugang für Speicher und Transporttarife
Die gesetzliche Grundlage für den Netzzugang für Speicher findet sich in § 27 (1) GWG, wonach der Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage, für die Netzzugang begehrt wird, angeschlossen ist, dem Netzzugangsberechtigten Netzzugang zu den Allgemeinen Bedingungen und dem mit Verordnung festgelegten Systemnutzungsentgelt zu gewähren hat.

Unterschieden werden muss in diesem Zusammenhang der Tarif gem. § 4 Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 für die Netznutzung für die Speicher, die an das Fernleitungsnetz angebunden sind (7Fields und der slowakische Speicher LAB) und der Tarif gem. § 12 Gas-Systemnutzungsentgelte-

¹⁶ https://mgm.gasconnect.at/gca_mgm/mgm/visualisation.do?type=storage&reset=true&reset=true

¹⁷ https://transparency.gie.eu.com/daily_info.php

Verordnung 2013 für die Speicher, die an das Verteilnetz angebunden sind, wobei dieser lediglich bei der Einspeicherung bezahlt wird.

Eine wesentliche Neuerung betrifft die Buchung der Transportkapazität für Speicher. Seit 1.1.2013 bucht gemäß § 16 Gas-Marktmodell-Verordnung das Speicherunternehmen beim Netzbetreiber einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr die für die Ein- und Auspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität. Dabei ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, die zuletzt gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Erhöhung der Jahresbuchung kann im Wege des Netzzugangsantrags gemäß § 13 erfolgen.

Entflechtung

Eine der wesentlichen Voraussetzungen für einen funktionierenden Speichermarkt ist die Einhaltung der gesetzlich vorgeschriebenen Entflechtungsvorschriften.

In Umsetzung des Art. 15 RL 2009/73/EG in nationales Recht haben Speicherunternehmen eine gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung vorzunehmen. Die Unabhängigkeit des Speicherunternehmens muss u.a. durch eine gesellschaftsrechtliche Ausgliederung aus dem vertikal integrierten Erdgasunternehmen, durch Ressourcenausstattung, Handlungsunabhängigkeit des Leitungspersonals, Aufstellung eines Gleichbehandlungsprogramms und -beauftragten (§ 107 (1) und (2) GWG 2011) sowie der vertraulichen Behandlung von wirtschaftlich sensiblen Informationen (§ 11 GWG 2011) sichergestellt werden.

Speicherkapazitäten in Österreich in 2014

Die Speicherkapazitäten in Österreich sind in 2014 um 9% auf 91.127 GWh gestiegen. Speicher, die direkt an das Marktgebiet Ost angebunden sind, haben ein Arbeitsgasvolumen von 61.427 GWh. Der Verbrauch ist dagegen in 2014 um ca. 8% auf 80.000 GWh gesunken.

Auch der Speicher LAB in der Slowakei ist über die Transportleitung MAB an den österreichischen Markt angebunden. Dieser Speicher hat ein AGV von 652 Mio m³ und eine Entnahmeleistung von 285.416 m³/h.¹⁸

Speichernutzung in 2014

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2014/2015 deutlich höher als im Vorjahr befüllt, und zwar zu 99% im Vergleich zu 86% in 2013. Dies ist zum einen durch die höheren Ausgangsfüllstände nach dem milden Winter 2013/2014 bedingt, aber auch auf eine höhere Einspeisung in den Sommermonaten aufgrund günstiger Gasgroßhandelspreise zurückzuführen.

GAS-MONITORING-VERORDNUNG

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

¹⁸ Vgl. <http://pozagas.sk/en/ungsf-lab-4/>

SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH						
Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicher-rate in MWh/h	Anteil an gesamter Einspeicher-rate	Entnahme-rate in MWh/h	Anteil an gesamter Entnahme-rate	Arbeitsgas-volumen in MWh	Anteil an gesamtem Arbeitsgas-volumen
OMV-Schönkirchen	7.306		10.790		20.007.000	
OMV-Tallesbrunn	1.405		1.798		4.496.000	
OMV-Thann	1.293		1.461		2.810.000	
OMV Speicher gesamt	10.004	28%	14.049	32%	27.313.000	30%
RAG-Puchkirchen	5.800		5.800		12.100.000	
RAG-Haidach 5	225		225		1.100.000	
RAG-Aigelsbrunn	562		562		180.000	
RAG-Nussdorf/Zagling	681		681		1.300.000	
RAG Speicher gesamt	7.265	21%	7.265	17%	14.699.000	16%
Eon-Gas-Storage-7Fields	6.742	19%	10.112	23%	19.415.000	21%
An MG angeschlossene Speicher	24.011		31.426		61.427.000	
Astoria-Haidach	3.733	11%	4.133	9%	9.900.000	11%
Gazprom-Haidach	7.467	21%	8.267	19%	19.800.000	22%
Summe	35.211	100%	43.826	100%	91.127.000	100%

Abbildung 51
Speicherkapazitäten
in Österreich,
Stand Dezember 2014

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/>

sende laufende Datenerhebung notwendig. Rechtliche Grundlage dafür ist die Gas-Monitoring-Verordnung – GMO-VO (gem. § 131 (2) GWG), 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).

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), BGBl. I Nr. 110/2010 i.d.F. BGBl. I Nr. 107/2011 festgelegten Verpflichtungen (Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Erdgasbereich)

ERDGAS IN ÖSTERREICH – SPEICHERINHALTE ZUM MONATSLETZTEN in GWh

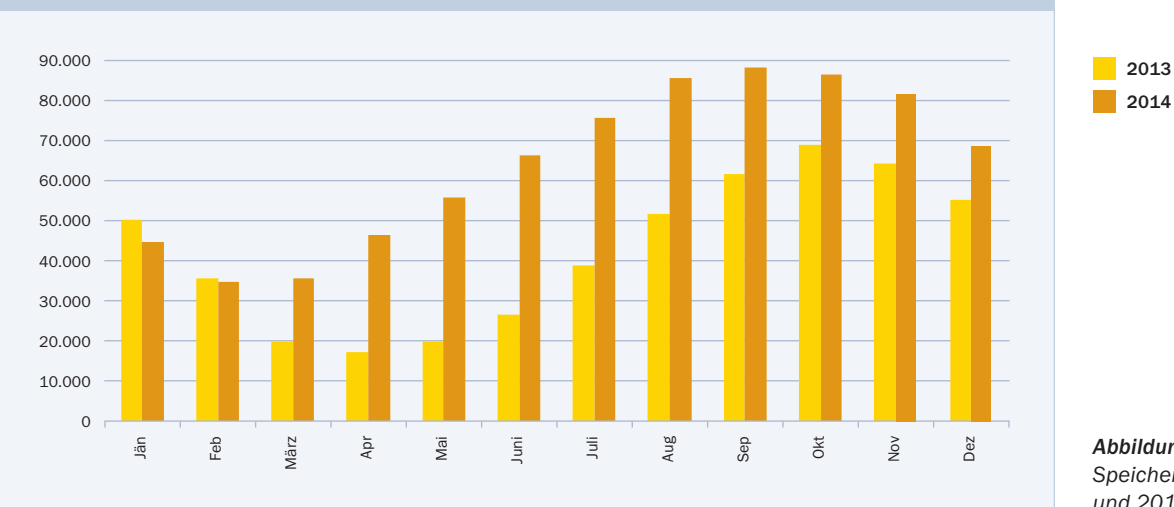


Abbildung 52
Speicherfüllstände in 2013 und 2014 in Österreich

Quelle: E-Control

EIN- UND AUSPEICHERUNG BEI DEN ÖSTERREICHISCHEN SPEICHERN in GWh

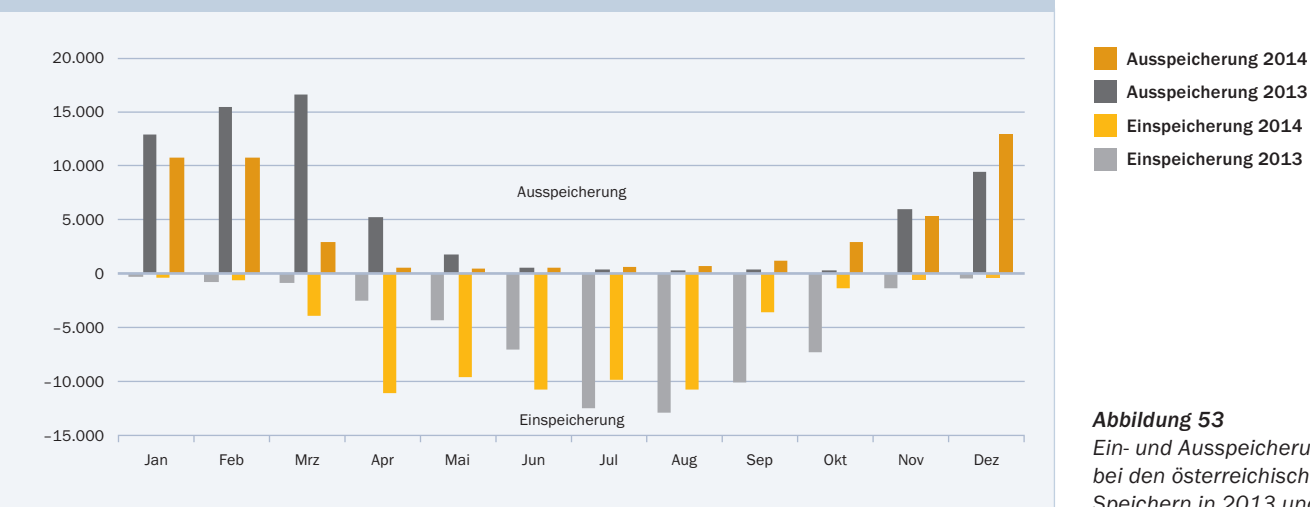


Abbildung 53
Ein- und Auspeicherung bei den österreichischen Speichern in 2013 und 2014

Quelle: E-Control

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 in 2013 begonnene Datenerhebung wurde in 2014 weiterverfolgt – auch nach Rückmeldungen der Datenlieferanten – Verbesserungen aufgenommen und die Erhebungsformulare angepasst.

Neben diesem laufenden Monitoring ist der E-Control auch als Aufgabe zugeteilt worden, Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich zu erstellen (§ 21 (2) E-Control-Gesetz). Dazu ist die E-Control gemäß § 34 E-Control-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.

VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS

2014 war geprägt von der Ukraine-Krise und ihren Folgen für die Gaswirtschaft. Die Ukraine ist eine wichtige Transitroute für russisches Gas nach Europa: 2013 wurden ca. 30% der russischen Gasmengen durch die Ukraine nach Europa geliefert. Der anhaltende Disput zwischen der Ukraine und Russland über die Zahlungen der Gaslieferungen an die Ukraine und die daraus folgende Einstellung der Lieferungen im Juni 2014 von Gazprom Export an die ukrainische Naftogaz haben daher die Versorgungssicherheit im Gasmarkt in den Fokus gerückt.

Die rechtliche Basis für die Sicherung der Gasversorgung bilden auf europäischer Ebene die Verordnung (EG) 994/2010 (SoS-VO) und auf nationaler Ebene das GWG 2011, das Energielenkungsgesetz und die Energielenkungsdaten-VO. In diesen Verordnungen und Gesetzen werden die Zuständigkeiten für die Versorgungssicherheit festgelegt. Diese beziehen sich auf die Sicherheit im Netzbetrieb und bedarfsgerechten Netzausbau, umfassen aber auch Pflichten für Versorger von Endkunden zur Vorsorge für Krisenfälle.

Darüber hinaus wird die Versorgungssituation am Gasmarkt laufend von der Regulierungsbehörde überwacht. Um die Datengrundlage für das frühzeitige Erkennen einer möglichen Krise zu gewährleisten, wurde von der E-Control die sogenannte Energielenkungsdaten-Verordnung erlassen, die Marktteilnehmer verpflichtet, die für die Überwachung der Erdgasversorgungssituation relevanten Daten an die Behörde zu übermitteln. Auf Basis dieser Daten erstellt die E-Control detaillierte Analysen und kann somit einen sich abzeichnenden Engpass der Erdgasversorgungslage frühzeitig erkennen und entsprechende Prozesse starten.

Sollte eine eingetretene Krise nicht mehr durch den Markt selbst beherrschbar sein – wobei zu erwähnen ist, dass ein solcher Fall noch nie eingetreten ist –, hat der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft die Möglichkeit, die sogenannte Energielenkungsmaßnahmen-Verordnung zu erlassen.

Die in dieser Verordnung angeführten Maßnahmen werden von der Regulierungsbehör-

de und den adressierten Marktteilnehmern umgesetzt, wobei diese Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dienen (z.B. Verbrauchsbeschränkungen für Industriekunden) und somit über marktconforme Maßnahmen hinausgehen.

LIEFEREINKÜRZUNGEN

Seit Mitte September kam es teilweise zu Einkürzungen der Lieferungen von Erdgas aus Russland nach Österreich und anderen europäischen Staaten. Auswirkungen auf die Gas-Versorgungslage hatte dies aufgrund der hohen Speicherstände und des niedrigen Verbrauchs allerdings keine. Liefereinkürzungen von russischem Gas können auch über einen längeren Zeitraum überbrückt werden. Lieferreduktionen in geringerem Ausmaß wurden auch in der Vergangenheit immer wieder beobachtet, die Länge und der Umfang der Kürzungen im Jahr 2014 war aber ungewöhnlich.

Energielenkung

Erstmals wurden für den 19. September 2014 von Versorgern Einschränkungen bei Erdgas von mehr als 30% der angemeldeten Lieferungen gemeldet. Diese Meldepflicht erfolgt im Rahmen der Frühwarnung, für die sowohl im Elektrizitäts- wie auch im Erdgasbereich neue Regelungen in den entsprechenden Energielenkungsdaten-Verordnungen definiert worden sind.

Die Einschränkung von Erdgaslieferungen betraf bei einigen Versorgern bis zu 58% der in Baumgarten angemeldeten Importe, für das gesamte Marktgebiet waren bis zu 50% der erwarteten Lieferungen aus Baumgarten betroffen.

Insgesamt war jedoch kein Versorgungsrisiko gegeben. Dies war einerseits bedingt durch den hohen Füllungsgrad der Erdgasspeicher – gekoppelt mit im Vergleich zu den Vorjahren deutlich höheren Kapazitäten – und andererseits durch den teilweise hohen Verbrauchsrückgang sowohl infolge höherer Temperaturen und damit geringerem Wärmebedarf wie auch aufgrund reduziertem Erdgaseinsatz bei den Wärmekraftwerken.

SoS-VO: Infrastrukturstandard (Art. 6)

Als präventive Maßnahmen wurde in der SoS-VO die Einhaltung des Infrastrukturstandards festgelegt. Der Infrastrukturstandard schreibt vor, dass die Kapazität (Import, Speicherenahme, Produktion) in einem berechneten Gebiet (hier das Marktgebiet Ost) so dimensioniert sein muss, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Einzelinfrastruktur (Netzkopplungspunkt Baumgarten) gedeckt werden kann. Das Ergebnis der Berechnung mittels der Formel in Anhang I der SoS-VO muss über 100% liegen. Ziel des Infrastrukturstandards ist, dass ausreichend Infrastrukturflexibilität vorhanden ist, sodass auch ein Ausfall der größten Lieferquelle kompensiert werden kann.

Die Erfüllung des Infrastrukturstandards ist auch als eines der Ziele in der nationalen Gesetzgebung verankert:

- > sowohl im Rahmen der langfristigen Planung des Verteilergietsmanagers (§ 22 (1) Z. 3 GWG 2011)
- > als auch im Rahmen des koordinierten Netzentwicklungsplanes des Marktgietsmanagers (§ 63 (4) Z. 4 GWG 2011).

Beide – Verteilergietsmanager und Marktgietsmanager – haben also den gesetz-

lichen Auftrag, darauf zu achten, dass der derzeit erfüllte Infrastrukturstandard auch weiterhin aufrecht erhalten wird. Durch die Genehmigung der oben genannten Pläne beurteilt die E-Control die Einhaltung des Infrastrukturstandards.

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost (dieses umfasst die Bundesländer Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien) ist mit 235% erfüllt, das heißt, bei einem Ausfall der Importe über Baumgarten könnten diese durch die Inlandsproduktion, Entnahme aus den Speichern und Importe über Deutschland ersetzt werden (siehe Abbildung 54).

Versorgungsstandard (Art. 8) SoS-VO 994/2010

Während für die Bereitstellung der Netzinfrastuktur die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber zuständig sind, ist es die Aufgabe der Gasversorger, dass sie ihre Kunden auch in extremen Verbrauchssituationen beliefern können. Rechtliche Vorschriften dafür betreffen nur die Versorger geschützter Kunden, das sind in Österreich Haushaltskunden.

Gesetzliche Grundlage

Artikel 8 SoS-VO iVm § 121 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) verpflichtet Versorger, die geschützte Kunden gemäß Art. 2 SoS-VO mit Erdgas beliefern, den Versorgungsstandard 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 Haushaltskundenversorgung in folgenden Fällen gewährleisten:

1. extreme Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt;
2. ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt; und
3. 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 Euro 75.000,- bedroht (§ 159 Abs. 2 Z. 12 des GWG 2011).

Überwachung der Einhaltung durch E-Control

Die Überwachung der Einhaltung wurde anhand einer detaillierten Befragung der Versorger von Endkunden durchgeführt. Betrachtungszeitraum für die Erhebung war die Heizperiode, also der Zeitraum von 1.10.2014 bis 1.4.2015. Für die Erfüllung des Versorgungsstandards (1) sind die angegebenen Tagesleistungen über einen Zeitraum von 7 Tagen vorzuhalten, für Versorgungsstandards (2) sind die Tagesmaximalmengen über einen Monat vorzuhalten, damit der Versorgungsstandard gewährleistet ist. Im Versorgungsstandard (3) muss der Durchschnittsverbrauch der verschiedenen Wintermonate auch bei einem Ausfall der

größten Importinfrastruktur (Baumgarten) vorgehalten werden.

Zudem wurde von den Versorgern erhoben, welche Beschaffungs- und Speicherverträge sie über welche Laufzeit, mit welchem Vertragspartner und mit welchem Vertragsübergabepunkt abgeschlossen haben, um die für die Erfüllung des Versorgungsstandards notwendigen monatlichen Mengen und Leistungen vorzuhalten. Werden die Vertragsmengen außerhalb des Marktgebiets übergeben, muss auch dargelegt werden, wie der Transport in das Marktgebiet in gleichem Ausmaß gesichert ist. Neben den Leistungsdaten der Speicherverträge und dem Namen des Vertragspartners ist auch das eingespeicherte Arbeitsgasvolumen zum 1.10.2014 anzugeben und dann monatlich zu aktualisieren. Lieferanten können zu dem Zweck der

Erfüllung des Versorgungsstandards auch Speicherverträge mit Speicherunternehmen außerhalb des Marktgebiets halten. Als gesicherte Leistung können diese aber nur angesehen werden, wenn korrespondierende feste Transportleistung vorgehalten wird, daher sind auch diese Daten anzugeben. Die Speicherstände zum jeweils 1. des Monats für September, Oktober, November, Dezember 2014 sowie Jänner, Februar und März 2015 sind monatlich zu übermitteln.

Berechnung der benötigten Mengen und Leistungen

Die österreichweiten Daten für die benötigten Mengen und Leistungen zur Erfüllung der Versorgungsstandards pro Zählpunkt der Haushaltskunden werden vom Verteilergebietsmanager AGGM auf der Basis ihrer vorliegenden historischen Daten berechnet und zur Verfü-

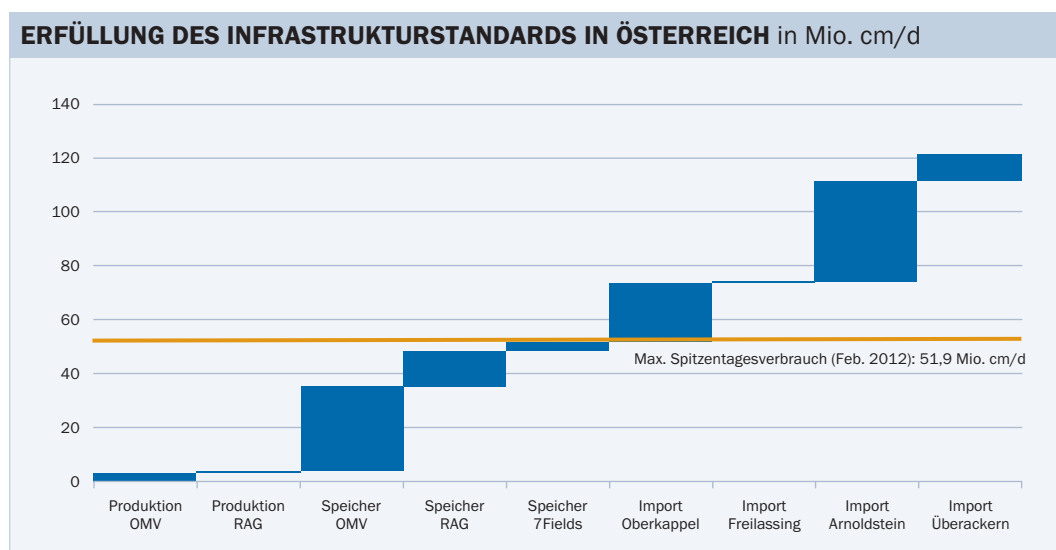


Abbildung 54
Erfüllung des Infrastrukturstandards in Österreich

Quelle: Daten AGGM, Langfristplanung

gung gestellt. Die Berechnung der erforderlichen Mengen und Leistungen für geschützte Kunden wurde dieses Jahr jeweils für die einzelnen Monate der Heizperiode heruntergebrochen, sodass zum Beispiel im Oktober geringere Mengen als im Februar vorgehalten werden müssen.

Mit den Daten der AGGM wurden auf Basis der Zählpunkteanzahl für Haushaltskunden, die der E-Control zur Verfügung stehen, die benötigten Mengen und Leistungen je Zählpunkt geschützter Kunden für die einzelnen Versorgungsstandards berechnet.

Folgende Voraussetzungen mussten für die Einhaltung des Versorgungsstandards erfüllt sein:

- > 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 wer-

den. Direkte Speicherverträge mit Speicherunternehmen sind jedoch zur Erfüllung des Versorgungsstandes nicht zwingend notwendig, da auch Bezugsverträge mit Strukturierung Speicherdienstleistungen als Vorleistungen enthalten können und somit eine physische Lieferung gesichert ist.

Ergebnisse der Überprüfung

Die Versorger der Haushaltskunden haben individuell nachweisen können, dass sie ausreichend Mengen vorhalten, um ihre Kunden auch bei den in Artikel 8 SoS-VO angegebenen Extremsituationen in den Wintermonaten versorgen zu können. Dies ist zu einem Großteil nach wie vor über die Vorhaltung und Nutzung von Speicherkapazitäten gesichert.

Stresstest des europäischen Gassystems (European Energy Stress Test (EESST))¹⁹

Hintergrund

Die EU-Kommission (EK) hat Anfang Juli 2014 die Mitgliedstaaten, die Länder der Energiegemeinschaft²⁰ sowie Georgien, Türkei, Norwegen und Schweiz aufgefordert, bis Ende August 2014 die Auswirkungen von Erdgaslieferunterbrechungen, in Zusammenhang mit der andauernden Krise zwischen der Ukraine und Russland²¹, auf Basis verschiedener Szenarien zu evaluieren, auszuwerten und entsprechende Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit mit Erdgas abzuleiten. Neben der nationalen Betrachtung sollte als wesentlicher Bestandteil auch die grenzüberschreitende Betrachtung in den jeweiligen nationalen Bericht zum EESST einfließen.

¹⁹ Vgl. ausführlich: http://ec.europa.eu/energy/stress_tests_en.htm

²⁰ Zu den gas-relevanten Ländern der Energiegemeinschaft zählen Albanien, Bosnien und Herzegowina, Kosovo, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Serbien, die Republik Moldau und die Ukraine. Diese Länder haben sich dazu verpflichtet die Vorschriften der EU im Energierecht umzusetzen, einen geeigneten regulatorischen Rahmen zu entwickeln und den Energiemarkt zu liberalisieren. Zusätzlich müssen auch die Grundprinzipien der EU-Wettbewerbspolitik Anwendung finden. Neben Liberalisierung und Regulierung sind auch Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und die soziale Dimension der Energiereform wichtige Themen in der Energiegemeinschaft.

²¹ Österreich bezieht rund 56 % des national verbrauchten Erdgases aus Russland. Der Rest wird über Importe aus Norwegen und Deutschland sowie durch die österreichische Eigenproduktion abgedeckt.

In Österreich hat das zuständige Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft die Koordination der Berichtserstellung übernommen und die E-Control mit der konkreten Ausarbeitung befasst. Die E-Control hat in Abstimmung mit dem Verteilungsmanager die Auswirkungen der verschiedenen Lieferunterbrechungsszenarien unter Einbeziehung der grenzüberschreitenden Effekte beleuchtet und daraus abgeleitet Maßnahmen beschrieben, die kurz- und mittelfristig einer Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dienen können.

Die übermittelten, nationalen Berichte zum EESST wurden anschließend von der EK analysiert. Auf Basis dieser Analyse wurde von der EK ein Europäischer Bericht erstellt, der eine Zusammenfassung der Analyse und eine Folgenabschätzung²² enthält.

Im Rahmen des EESST galt es, grundsätzlich zwei Szenarien zu analysieren; einerseits eine Lieferunterbrechung der russischen Erdgasflüsse über die Ukraine und andererseits eine vollständige Lieferunterbrechung der russischen Erdgasflüsse nach Europa. Die Lieferunterbrechungsszenarien wurden jeweils für eine Dauer von einem Monat und für eine Dauer von sechs Monaten im Winter analysiert.

Ergebnisse aus dem nationalen Bericht zum EESST

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Versorgung von Österreich mit

Erdgas in allen beschriebenen Szenarien aufrechterhalten werden kann. Österreich verfügt über hohe Speicherkapazitäten und über ein gut ausgebautes Leitungsnetz. Sollten die Gaslieferungen über die Ukraine vollständig zum Erliegen kommen, so gibt es immer noch die Möglichkeit, russisches Erdgas über die Nordstream-Leitung durch Deutschland, Tschechien und die Slowakei nach Baumgarten und somit nach Österreich zu bringen. Für den unwahrscheinlichen Fall, dass Russland die gesamten Gaslieferungen in den europäischen Raum einstellt, könnten sich mittel- und langfristig dennoch Engpässe ergeben, die sich aber in der Regel durch marktkonforme Anreize (z.B. Preisanreize) mindern oder beheben ließen.

Sollten diese marktkonformen Anreize nicht ausreichen, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, so kann der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft auch Maßnahmen setzen, die von freiwilligen Erdgassparaufrufen bis hin zur Bewirtschaftung der verfügbaren Erdgas mengen reichen. Diese Maßnahmen würden natürlich in erster Linie Großabnehmer²³ aus der Industrie treffen. Haushalte und andere Kleinverbraucher würden von solchen Maßnahmen nicht direkt betroffen sein, wobei auch diese durch eine Änderung ihres Verbrauchsverhaltens (z.B. durch eine Verschiebung der Verbrauchsspitze in den Morgenstunden) aktiv zur Versorgungssicherheit beitragen können.

²² Die Folgenabschätzung wurde vom Europäischen Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO) in Zusammenarbeit mit der Internationalen Energieagentur (IEA) und den G7-Partnerländern (USA, Kanada und Japan) durchgeführt.

²³ Jene Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von über 50.000 kWh/h.

Wesentliche Erkenntnisse aus dem Europäischen Bericht zum EESST

Eine langfristige Unterbrechung der russischen Erdgaslieferungen nach Europa hätte gravierende Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, wobei die Mitgliedstaaten im Osten und die Länder der Energiegemeinschaft am meisten darunter zu leiden hätten. Teilweise würden in diesen Ländern Einschränkungen der Erdgaslieferungen von über 60 Prozent schlagend, was zur Folge hätte, dass in diesen Regionen sogar Haushaltskunden von einem Versorgungsengpass betroffen sein könnten. Allerdings zeigt der Bericht der EK auch auf, dass bei einer Zusammenarbeit aller Mitgliedstaaten die Versorgungsunterbrechungen in den einzelnen Ländern verringert würden und somit auch kein Bürger der EU auf seine Heizung verzichten müsste.

Wie aus den nationalen Berichten der Mitgliedstaaten hervorgeht, gibt es eine Vielzahl von möglichen Maßnahmen zur Sicherstellung und Aufrechterhaltung der Versorgung mit Erdgas, wie z.B. alternative Bezugsquellen, der Rückgriff auf vorhandene Reserven, die Einschränkung des Verbrauchs und bei Endverbrauchern, die die Möglichkeit dazu haben, der Wechsel auf andere Brennstoffe (z.B. Kohle oder Öl). Die Betrachtung der Szenarien erfolgte meist nur im nationalen Rahmen, wodurch zum Teil relativ schnell auf eingreifende Maßnahmen zurückgegriffen werden musste. Durch die Zusammenarbeit und Abstimmung der einzelnen Länder könnte allerdings weitaus länger an einem funktionierenden Markt festgehalten werden. Solange der Markt nicht versagt, können ent-

sprechende Preissignale für erhöhte Gaslieferungen nach Europa sorgen, sodass ein Setzen von nicht marktbasierter Maßnahmen abgewendet werden kann.

Neben den allgemeinen Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den europäischen Ländern hat die EK konkrete Empfehlungen für die am stärksten betroffenen Länder in den Bericht eingearbeitet – Österreich zählt hier nicht dazu. Zudem hat die EU-Kommission Maßnahmen vorgeschlagen, die kurzfristig umgesetzt werden können, z.B. Kapazitätsmaximierung an den Verbindungsleitungen zwischen den Ländern und die Eliminierung von grenzüberschreitenden Handelsbarrieren; keine Restriktionen für den Export von Erdgas; Optimierung der Speichernutzung, wenn erforderlich mittels Transporttarifanreize oder Vorgaben zur Speicherenleerung; Überwachung der Umsetzung des Versorgungsstandards gem. SoS-VO. Die EU-Kommission wird im Weiteren die Zusammenarbeit mit ausgewählten Staaten forcieren, um Lösungen für die im EESST festgestellten Risiken zu finden. Dazu wird es zumindest zwei weitere Arbeitsgruppen auf europäischer Ebene geben. Weiters wird die EK ACER²⁴ und ENTSOG²⁵ in das laufende Monitoring der Versorgungslage miteinbeziehen. Außerdem wird die EK die wesentlichen Ziele der Energiesicherheitsstrategie, gemeinsam mit den Mitgliedstaaten, dem Europäischen Parlament und den relevanten Stakeholdern, festlegen.

Nationaler Präventions- und Notfallplan

Gemäß Art. 4 SoS-VO haben die Mitgliedstaaten (MS) einen nationalen Präventionsplan

²⁴ Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren („Agency for the Cooperation of Energy Regulators“)

²⁵ Europäische Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber („European Network of Transmission System Operators – Gas“)

und einen nationalen Notfallplan zu erstellen und nach Konsultationen mit den benachbarten MS und der Europäischen Kommission (EK) entsprechende Anmerkungen einzuarbeiten, der EK zu übermitteln und zu veröffentlichen. Diese Pläne sind alle zwei Jahre neu zu erstellen, zu konsultieren und an die EK zu übermitteln, was auch 2014 erneut durchgeführt wurde²⁶.

Die SoS-VO enthält ebenfalls eine Liste mit marktkonformen Maßnahmen, welche bei der Erstellung des Nationalen Präventions- und Notfallplans berücksichtigt wurden und auch die Ergebnisse der Risikobewertungen gemäß Art. 9 SoS-VO wurden in dem Nationalen Präventionsplan reflektiert.

Ruft das BMWFW den Notfall aus, leitet es gemäß Art. 10 Abs. 6 SoS-VO die im Notfallplan vorab festgelegten Maßnahmen ein und unterrichtet die EK unverzüglich insbesondere über die Schritte, die sie zu ergreifen gedenkt. Unter gebührend begründeten, besonderen Umständen kann das BMWFW Maßnahmen ergreifen, die vom Notfallplan abweichen. Das BMWFW unterrichtet die EK unverzüglich über jede derartige Maßnahme und gibt die Gründe dafür an.

Die EK prüft gemäß Art. 10 Abs. 8 SoS-VO so bald wie möglich, auf jeden Fall jedoch innerhalb von fünf Tagen nach dem Erhalt der Informationen, ob die Ausrufung des Notfalls gerechtfertigt ist. Die EK kann von dem BMWFW verlangen, die Ausrufung des Notfalls zurückzunehmen, wenn ihr diese Ausrufung nicht oder nicht mehr als gerechtfertigt erscheint.

Risikobewertung

Im Rahmen der Erstellung des Nationalen Präventionsplans wurde bereits 2011 von der TÜV-AUSTRIA Services GmbH eine Risikobewertung gemäß Art. 9 SoS-VO für das MG Ost im Auftrag des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen durchgeführt und dem BMWFW vorgelegt.

Die untersuchten möglichen Störungen umfassten sowohl den Ausfall von Gaslieferungen (über SK, D, I, CZ) als auch den Ausfall von Infrastruktureinrichtungen (Kompressor-, Ausspeise-, Messstationen, Verteilknoten, Gasleitungen, Produktions- und Speichereinrichtungen). Insgesamt wurden 390 mögliche Störungen untersucht. Von den untersuchten 390 möglichen Störungen wurden 336 als geringe Risiken, 39 als moderate Risiken und 15 als erhöhte Risiken qualifiziert.

Darauf aufbauend wurde die Risikobewertung 2014 vom BMWFW erneut durchgeführt und aktualisiert, wobei einzelne Szenarien adaptiert oder neu aufgenommen wurden. Leitungen und Leitungsanlagen, die ausschließlich für das Verteilergebiet relevant sind, wurden von der Betrachtung aufgrund der Vorgaben gemäß Art. 9 SoS-VO ausgenommen, hingegen wurde auf Fernleitungsebene relevante Infrastruktur ergänzt.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die identifizierten Risiken zum Großteil als gering zu qualifizieren sind und daher keine konkreten, unmittelbar durchzuführenden Maßnahmen zu setzen sind.

²⁶ Nationaler Präventionsplan unter https://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/Pr%C3%A4ventionsplan_akkordiert%20%C3%96sterreich.pdf und nationaler Notfallplan unter https://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/Notfallplan_akkordiert%20%C3%96sterreich.pdf

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

PCI STROM UND GAS

Seit 1. Juni 2013 ist die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur²⁷ (kurz Infrastruktur-Verordnung) in Kraft. Die Infrastruktur-Verordnung behandelt u.a. die Identifizierung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI), die für die Realisierung von vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridoren und -gebieten erforderlich sind. Aus dem PCI-Status eines Projektes ergeben sich in weiterer Folge verschiedene Vorteile für das entsprechende Projekt hinsichtlich Genehmigungsverfahren, regulatorische Behandlung und finanzielle Unterstützung durch die EU.

Basierend auf einem Pilot-Auswahlverfahren in den Jahren 2012 und 2013 hat die EU-Kommission im Herbst 2013 eine erste Unionsliste mit 248 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten verabschiedet, die als delegierte Verordnung am 10. Jänner 2014 in Kraft getreten ist²⁸. Diese Liste umfasst auch die nachfolgenden Strom- und Gasvorhaben aus Österreich bzw. mit österreichischer Beteiligung:

Strom

- | | |
|--|--|
| <p>2.1 PCI Inländische Verbindungsleitung in Österreich zwischen Westtirol und Zell am Ziller (AT) zur Erhöhung der Kapazität an der Grenze AT/DE</p> <p>2.1.1 Cluster Deutschland – Österreich – Schweiz zur Kapazitätssteigerung im Bereich des Bodensees, das folgende PCI umfasst:</p> | <p>2.1.1.1 Verbindungsleitung zwischen dem Grenzgebiet (DE), Meiningen (AT) und Rüthi (CH)</p> <p>2.1.1.2 Inländische Verbindungsleitung in der Region von Punkt Rommelsbach nach Herbertingen, von Herbertingen nach Tiengen, von Punkt Wullenstetten nach Punkt Niederwangen (DE) und bis zum Grenzgebiet DE-AT</p> <p>3.1 Cluster Österreich – Deutschland, Verbindungsleitungen zwischen St. Peter und der Isar, das folgende PCI umfasst:</p> <p>3.1.1 Verbindungsleitung zwischen St. Peter (AT) und der Isar (DE)</p> <p>3.1.2 Inländische Verbindungsleitung zwischen St. Peter und den Tauern (AT)</p> <p>3.1.3 Inländische Verbindungsleitung zwischen St. Peter und Ernsthofen (AT)</p> <p>3.2 Cluster Österreich – Italien, Verbindungsleitungen zwischen Lienz und der Region Veneto, das folgende PCI umfasst:</p> <p>3.2.1 Verbindungsleitung zwischen Lienz (AT) und der Region Veneto (IT)</p> <p>3.2.2 Inländische Verbindungsleitung zwischen Lienz und Oberisielach (AT)</p> <p>3.3 PCI Verbindungsleitung Österreich – Italien zwischen Nauders (AT) und Mailand (IT)</p> <p>3.4 PCI Verbindungsleitung Österreich – Italien zwischen Wurmlach (AT) und Somplago (IT)</p> |
|--|--|

²⁷ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115 S. 39.

²⁸ 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 gemeinsamem Interesse, ABl. 2013 L 349 S. 28.

- 2.18 PCI zur Erhöhung der Pumpspeicherkapazität in Österreich (Kaunertal, Tirol)
- 2.19 PCI Pumpspeicher in Österreich – Obervermuntwerk II, Vorarlberg
- 2.20 PCI zur Erhöhung der Pumpspeicherkapazität in Österreich (Limberg III, Salzburg)
- 2.21 PCI Pumpspeicher in Deutschland – Riedl

Gas

- 6.4 PCI Bidirektionale Verbindungsleitungen Österreich – Tschechische Republik (BACI) zwischen Baumgarten (AT) – Reinthal (CZ/AT) – Brečlav (CZ)
- 6.16 PCI Tauerngasleitung (TGL) zwischen Haiming (AT)/Überackern (DE) – Tarvisio (IT)
- 6.17 PCI Anschluss des südlichen Teils des tschechischen Fernleitungsnetzes an Oberkappel (AT)
- 7.1.5 Erdgasfernleitung von Bulgarien über Rumänien und Ungarn nach Österreich

Das PCI 6.16 (Tauerngasleistung) wurde im April 2014 eingestellt, die Projektgesellschaft wurde aufgelöst.

Das Vorhaben Nabucco, das von PCI 7.1.5 umfasst gewesen wäre, wurde im Laufe des Jahres 2013 eingestellt, da sich das Förderkonsortium von Shah Deniz II in Aserbaidschan für das Konkurrenzprojekt Trans Adriatic Pipeline (TAP) entschieden hatte und somit kein wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich war.

Die PCI-Liste ist alle zwei Jahre zu aktualisieren. Die Aktivitäten zur Vorbereitung des Aus-

wahlprozesses für die zweite Unionsliste, die 2015 verabschiedet werden soll, sind bereits 2014 unter Einbindung der nationalen Regulierungsbehörden angelaufen.

Für PCIs der ersten Unionsliste, die ausreichend ausgereift sind, konnten die Vorhabenträger bis zum 31. Oktober 2013 bei den betroffenen Regulierungsbehörden einen Investitionsantrag einschließlich eines Antrages zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung einreichen. Über diese Investitionsanträge hatten die Regulierungsbehörden innerhalb von 6 Monaten koordinierte Entscheidungen hinsichtlich der Aufteilung der Investitionskosten sowie über ihre Einbeziehung in die Nutzungsentgelte zu erlassen. EU-weit wurden mehrere Investitionsanträge gestellt. Die E-Control war an einem Kostenaufteilungsverfahren beteiligt. Der daraus resultierende Bescheid wurde auf der Homepage der E-Control veröffentlicht²⁹. Die im Rahmen von ACER zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden haben auf Basis dieser ersten Investitionsanträge einen Review-Prozess begonnen, dessen Erkenntnisse 2015 in eine etwaige Überarbeitung der 2013 veröffentlichten ACER-Empfehlung Nr. 07/2013 über Kostenaufteilungsanträge³⁰ einfließen werden.

Die Infrastruktur-Verordnung verpflichtet ENTSO-E und ENTSG zur Veröffentlichung einer Methode für eine harmonisierte energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse. Diese bildet die Grundlage für die Auswahl von PCIs, etwaige Kostenaufteilungsverfahren sowie die Auswahl förderwürdiger Vorhaben durch die EU. Nach der Veröffentlichung der Metho-

²⁹ http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/V-GKV-G-01_13-BESCHIED-Monaco_GCA_280414_geschwaerzt_bayernets.pdf

³⁰ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2007-2013.pdf

den im November 2013 haben ACER, die EU-Kommission sowie Mitgliedstaaten im Laufe dieses Jahres Stellungnahmen zu den Methoden abgegeben. Nach der Anpassung der Methoden durch ENTSO-E und ENTSO-G sind diese durch die EU-Kommission zu genehmigen.

Bis zum 16. Mai 2015 haben die im Rahmen von ACER zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden eine Reihe von Indikatoren und entsprechende Referenzwerte für einen Vergleich der Investitionskosten pro Einheit bei vergleichbaren Strom- und Gasvorhaben zu definieren und zu veröffentlichen. Die Aktivitäten zur Festlegung der Indikatoren und zur Ermittlung von Referenzwerten sind bereits im Rahmen der ACER-Arbeitsgruppen angelaufen.

Die Infrastruktur-Verordnung verpflichtet ACER, einen Austausch über Handlungsalternativen und Empfehlungen hinsichtlich einer gemeinsamen Methode für die Bewertung der bei Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben eingegangenen höheren Risiken zu ermöglichen. In einem Folgeschritt wurde die ACER-Empfehlung Nr. 03/2014 über Anreize für PCs und eine gemeinsame Methode zur Risikoevaluierung erarbeitet³¹. Die Infrastruktur-Verordnung sieht ebenfalls vor, dass bis zum 31. März 2014 jede nationale Regulierungsbehörde ihre Methode und die Kriterien, die für die Bewertung von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben und der bei ihnen eingegangenen höheren Risiken verwendet werden, zu veröf-

fentlichen hatte. Die E-Control hat ihre Methode und Kriterien fristgerecht auf ihrer Homepage veröffentlicht.

Im November 2014 hat die EU-Kommission eine erste Liste von PCs³² veröffentlicht, die im Rahmen der „Connecting Europe Fazilität“ eine Förderung erhalten sollen. Diese sieht auch eine Förderung eines österreichischen Vorhabens vor.

Ab 2015 hat ACER den für die Zwecke der Projektauswahl eingerichteten Regionalen Gruppen jährlich einen konsolidierten Bericht über Strom- und Gas-PCs zu übermitteln. In diesem sind die erzielten Fortschritte zu bewerten und gegebenenfalls Empfehlungen für die Bewältigung der aufgetretenen Verzögerungen und Schwierigkeiten zu geben. Die Aktivitäten zur Ausarbeitung der von den Vorhabenträgern hierfür zu liefernden Berichte sowie die Abstimmung zwischen ACER, der EU-Kommission und den jeweiligen betroffenen zuständigen Behörden sind ebenfalls bereits 2014 angelaufen.

STATISTISCHE AUFGABEN

Gemäß § 92 EIWOG 2010 und § 147 GWG 2011 ist die Regulierungsbehörde mit der Durchführung der Elektrizitäts- und Erdgasstatistiken 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,

³¹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2003-2014.pdf

³² http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121_cef_energy_lists.pdf

wobei die E-Control im Gasbereich mit der entsprechenden Datenerhebung betraut ist.

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT DER E-CONTROL 2014

Die E-Control hat im liberalisierten Strom- und Gasmarkt nicht nur regulatorische Aufgaben, sondern auch eine Informations- und Servicefunktion. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control im Jahr 2014 eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel ist unter anderem, die Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren.

Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Pressemitteilungen, Pressekonferenzen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert. Zudem stehen Konsumenten Informationsangebote in Form von Publikationen (Konsumentenbroschüre, Smart-Meter-Broschüre etc.), E-Mail-Newsletter, der Homepage sowie Social-Media zur Verfügung. Persönlich wurden Konsumenten auf Messen und Beratungstagen informiert.

Die E-Control veranstaltete 2014 weiters regelmäßig Informationsveranstaltungen für Branchenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen der Energiepolitik. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren 2014

Experten der E-Control vertreten, wo sie in Vorträgen zu energierelevanten Themen referierten.

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

E-CONTROL ALS ANLAUFSTELLE FÜR KONSUMENTEN

Preisvergleiche Industrie/Haushalte

Tarifkalkulator Haushalte

Insgesamt sind im Tarifkalkulator 138 Stromanbieter und 32 Gasversorger registriert, im Jahr 2014 sind die Stadtwerke Klagenfurt mit ihrer Marke Pullstrom als Stromanbieter und Max Energy, ein privates Energieversorgungsunternehmen aus Deutschland, als Strom- und Gasanbieter hinzugekommen. Ende April 2014 hat das E-Werk Wels seine neue Marke – Gastino, ein Pendant zu Voltino im Strombereich, eingeführt.

Haushalte in Wien, Niederösterreich und dem Burgenland können bei Strom Ende 2014 aus bis zu 50 Produkten wählen (Mitte 2013 waren es ca. 35), davon stammen sechs bis acht von regionalen Lieferanten. Die meisten alternativen Angebote, insgesamt 47 von 26 unterschiedlichen Lieferanten, bekommen Haushaltskunden in der Steiermark, auch Kunden in Vorarlberg haben inzwischen eine Auswahl von 41 Produkten.³³

Das Angebot in Tirol und Vorarlberg hat sich seit der Einführung des neuen Marktmodells

³³ Vgl. E-Control Tarifkalkulator, Stand Oktober 2014

und Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 wesentlich erweitert. Während es noch im Jahr 2012 mit Goldgas nur einen alternativen Anbieter gab, bekommen Kleinkunden in Vorarlberg inzwischen bis zu neun Angebote von acht, in Tirol von sieben unterschiedlichen Anbietern. Neben neuen Anbietern haben die Energie AG Power Solutions (ehemals OÖ Gas-Wärme), Gasdiskont und die Kelag ihr Angebot auf die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg und TIGAS das Angebot auf Vorarlberg ausgeweitet.

Im Marktgebiet Ost haben Haushalte in Wien die breiteste Auswahl mit insgesamt 25 Gasprodukten, 5 davon vom regionalen Versorger. Die meisten Angebote von 16 alternativen Anbietern, insgesamt 23, bekommen Haushaltskunden in der Steiermark.

Kunden können sich etwa für reine Onlineprodukte, bei denen die gesamte Kommunikation per E-Mail abgewickelt wird, Ökostrom- oder Biogastarife entscheiden. Zur Wahl stehen auch Produkte mit oder ohne Preisgarantie oder Tarife mit flexiblen Preisen, sogenannte Floater-Tarife mit oder ohne Cap (Preisobergrenze), deren Preise sich in regelmäßigen Intervallen an den aktuellen Börsenpreisen orientieren. Ca. 70% der Lieferanten bieten eine integrierte Rechnungslegung an (Energie- und Netzaufrechnung in einer Rechnung).

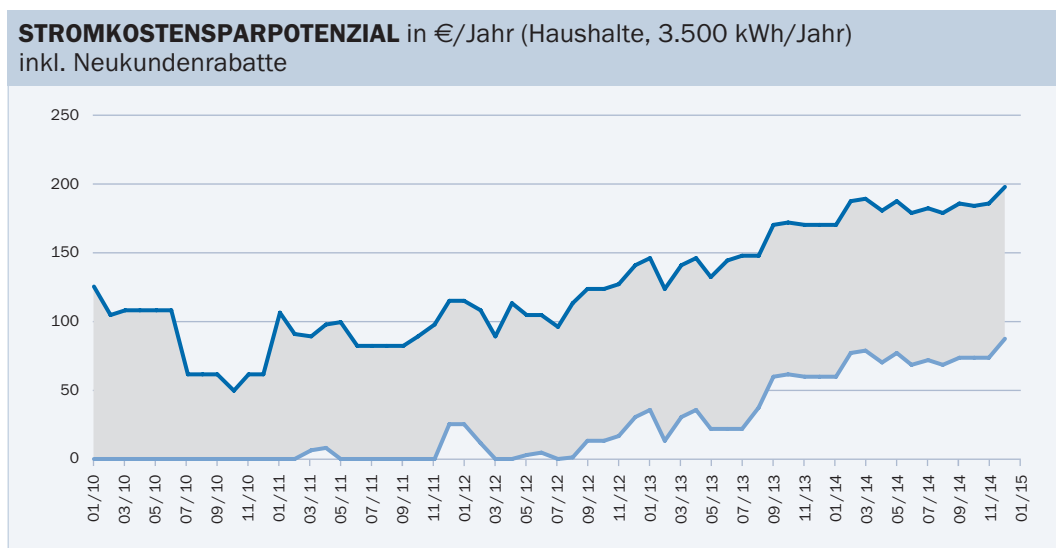
Die von den Lieferanten angebotenen Tarife sind größtenteils einheitlich. Allerdings ist zu beobachten, dass viele Lieferanten alternative Produkte anbieten, die häufig deutlich günstiger als das Standardprodukt sind. Ihr Anteil steigt fast monatlich.

Das Interesse der Konsumenten am Thema Energiekosten ist im Jahr 2014 weiterhin gestiegen. Die hohen Energiekosten, welche im Massenkundenbereich schon lange entkoppelt von sinkenden Großhandelspreisen auf einem hohen Niveau verharren, werden medial oft thematisiert. Zuletzt verursachte die VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“ einen echten Wirbel am Markt und führte zu den höchsten Wechselzahlen seit der Marktliberalisierung. Die Aktion startete Ende September 2013 und Ende Dezember gingen als Bestbieter Stromdiskont (eine Diskontmarke der Enamo Ökostrom) und Goldgas hervor. Bis zum Anmeldeschluss wurden 260.584 interessierte Haushaltskunden registriert. Im Laufe des Jahres 2014 wurden 98.000 Strom- und Gasanbieterwechsel im Rahmen der Aktion abgeschlossen, davon entfallen 68.000 auf Stromabschlüsse.

Das Einsparpotenzial eines Musterhaushaltes (3.500 kWh) inkl. Neukundenrabatte beim Wechsel vom regionalen Stromlieferanten zu einem alternativen Lieferanten erreichte im Dezember 2014 einen Spitzenwert. Am meisten können sich Haushalte in den Netzbereichen Oberösterreich und Linz mit bis zu 197 Euro/Jahr (+16% zum Vorjahr) ersparen, mit 86 Euro/Jahr am wenigsten Haushalte in Vorarlberg (siehe Abbildung 55).

Auch im Gasbereich hat das Einsparpotenzial zugenommen und betrug inkl. Neukundenrabatte im Dezember 2014 in Oberösterreich 310 Euro/Jahr (+19 % zum Vorjahr), mit 129 Euro/Jahr war es wiederum in Tirol am geringsten (siehe Abbildung 56). Bei einem gleichzeitigen Strom- und Gaslieferantenwechsel

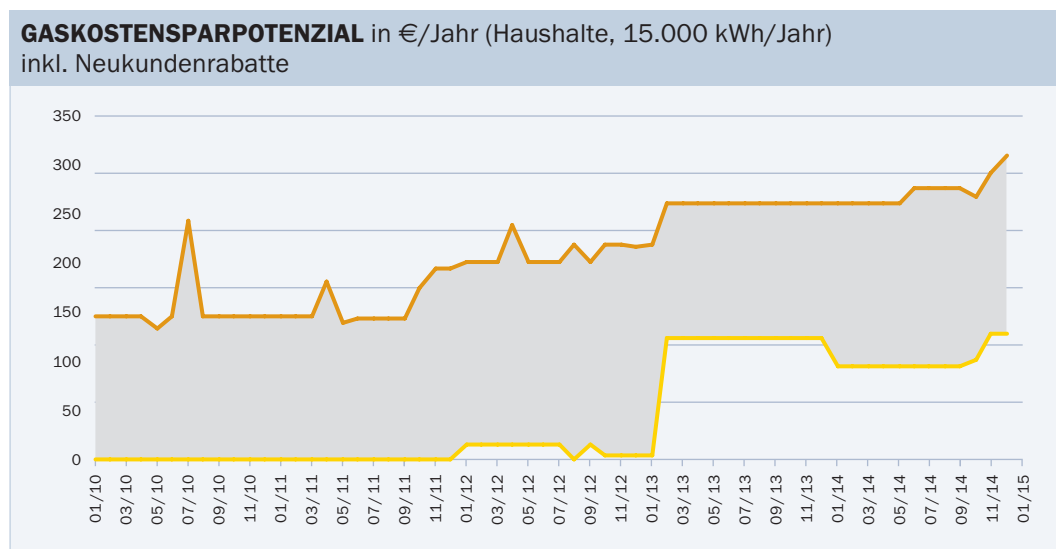
können sich Kunden bis zu 507 Euro/Jahr ersparen, was die höchsten Einsparmöglichkeiten seit der Öffnung des Strom- und Gasmarktes sind (siehe Abbildung 56).



Maximum
Minimum

Abbildung 55
Entwicklung Strom-Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Muster-Haushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator



Maximum
Minimum

Abbildung 56
Entwicklung Gas-Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Muster-Haushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

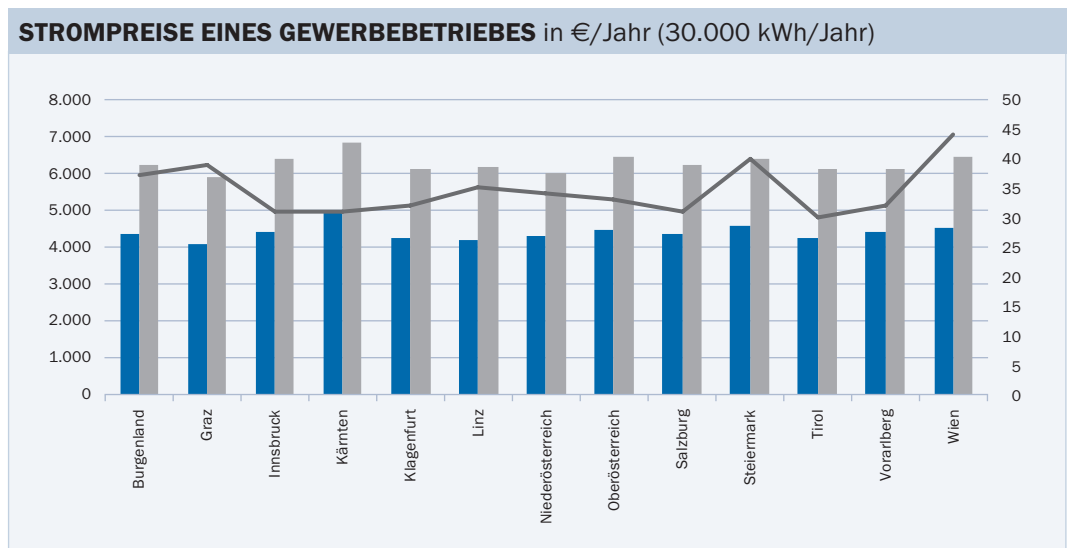


Abbildung 57
Strompreise eines Gewerbebetriebes nach Netzbereichen (Energie, Netz, Steuern und Abgaben)

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Tarifkalkulator-Gewerbe

Gewerbebetriebe mit einem Stromjahresverbrauch von bis zu 100.000 kWh und einem Gasjahresverbrauch von bis zu 400.000 kWh können im Gewerbe-Tarifkalkulator Angebotsvergleiche und Ersparnisberechnungen durchführen und schließlich den Bestbieter finden.

Je nach Standort variiert die Anzahl der Stromangebote zwischen 30 und 44. Ein Unternehmen mit 30.000 kWh kann sich durch den Wechsel vom regionalen Lieferanten zum Bestbieter bis zu 1.770 Euro im Jahr ersparen, ein Unternehmen mit 100.000 kWh bis zu 5.890 Euro³⁴ (siehe Abbildung 57). Der Niedrigstpreis³⁵ (30.000 kWh) betrug im Dezember 2014 13,25 Cent/kWh, der Höchstpreis 23,66 Cent/kWh (100.000 kWh). Der Bestbieter inkl. Neukundenrabatte war Max

Energy, ohne Neukundenrabatte Franz Extrem (E-Werk Gösting) und Energie Ried.

Bei Gas erhalten Gewerbebetriebe in Tirol und Vorarlberg bis zu 12 Angebote, was noch immer deutlich unter dem Angebot von bis zu 30 Produkten in den restlichen Gebieten Österreichs liegt. Ein Unternehmen mit einem Gasverbrauch von 80.000 kWh/Jahr kann sich beim Wechsel vom regionalen Anbieter zum Bestbieter bis zu 1.480 Euro ersparen, ein Unternehmen mit 200.000 kWh bis zu 3.700 Euro. Der Durchschnittspreis für einen Gasbedarf von 80.000 kWh bewegt sich zwischen 5,5 Cent/kWh und 7,68 Cent/kWh (siehe Abbildung 58).

KMU-Energiepreis-Check

Das KMU-Energiepreis-Check-Tool funktioniert nach dem Prinzip „Kunden informieren

³⁴ Tarifkalkulator Gewerbe Stand 1.12.2014

³⁵ Energie ohne Neukundenrabatte, inkl. Netz, Abgaben und Steuern

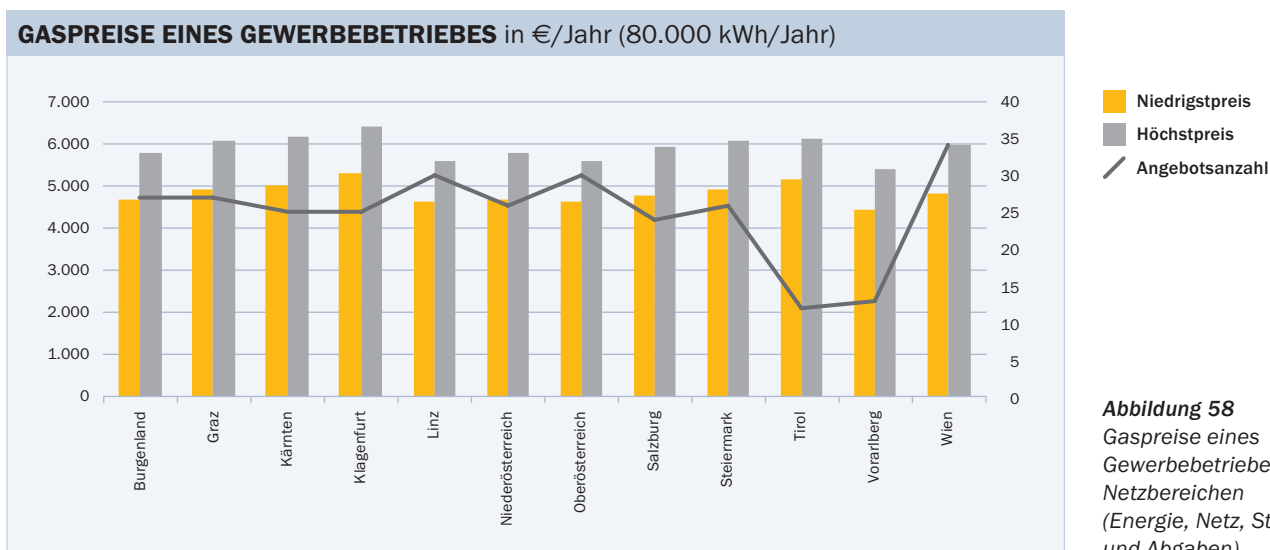


Abbildung 58
Gaspreise eines
Gewerbebetriebes nach
Netzbereichen
(Energie, Netz, Steuern
und Abgaben)

Quelle: E-Control, Tariffkalkulator

Kunden“ und ist für Unternehmen mit Leistungsmessung und einem Stromverbrauch zwischen 100.000 kWh/Jahr und 5 GWh/Jahr und/oder einem Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/Jahr und 10 GWh/Jahr anwendbar. Die Einträge der Unternehmen stammen bis zu 80% von Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von bis zu 1,2 GWh bzw. einem Gasbedarf von bis zu 3 GWh.

Die Energiepreise Strom für das Jahr 2014 sind im Durchschnitt 8% bis 10% niedriger als im Jahr 2013, je nachdem wie das tatsächliche Lastprofil aussieht. Die Durchschnittspreise je nach Lastprofilgruppe bewegen sich für das Jahr 2014 zwischen 6,13 bis 7,23 Cent/kWh.

Im Gasbereich sind die Energiepreise im Jahr 2014 bis zu 10% niedriger als im Jahr 2013. Sie betragen im Durchschnitt 2,92 Cent/kWh, wenn

Gas nur für die Prozesse bzw. 3,17 Cent/kWh wenn es nur für das Heizen eingesetzt wird.

Ein Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 500.000 kWh/Jahr Strom und einem Ausgangspreis über dem Durchschnitt kann durch den Lieferantenwechsel und/oder geschickte Verhandlungen bis zu 16.500 Euro im Jahr einsparen – und je nachdem wie sein Ausgangspreis ist, noch mehr. Bei einem Gasverbrauch von 1 Mio. kWh/Jahr können das ca. 9.500 Euro sein.

Bei einem Gasverbrauch von 500.000 kWh/a beträgt die Einsparung ca. 4.000 Euro.

Strompreisvergleiche Industrie

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Im Jänner 2014

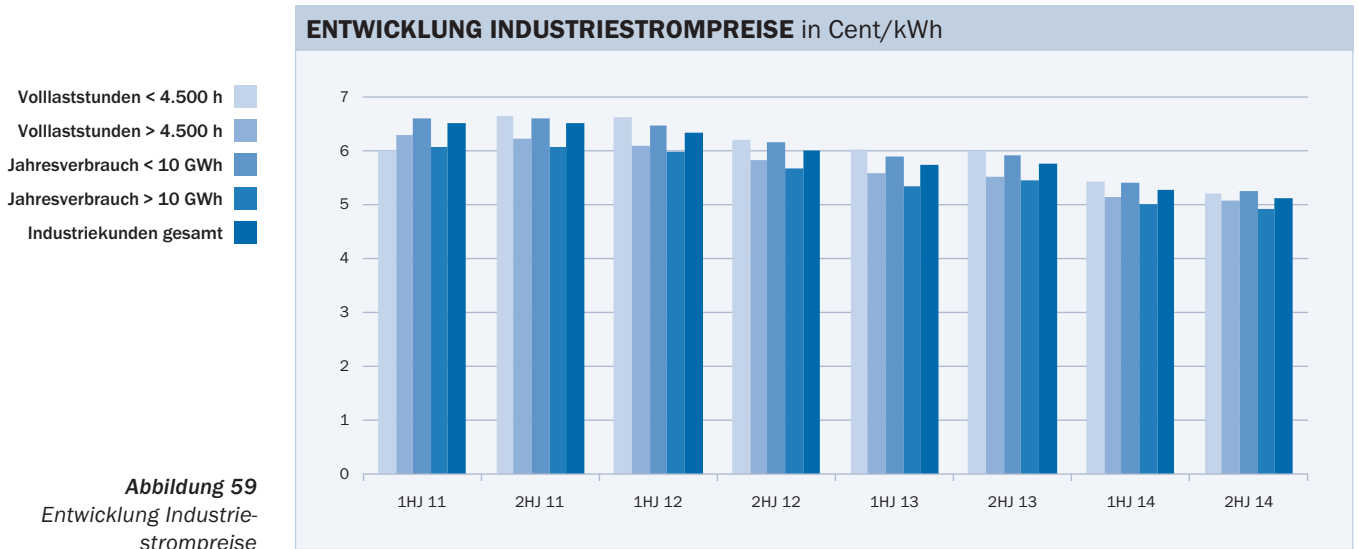


Abbildung 59
Entwicklung Industriestrompreise

Quelle: E-Control

wurde der Fragenkatalog gegenüber dem Vorjahre angepasst und erweitert. Der Fragenkatalog für Juli wurde gegenüber Jänner wieder gekürzt. Fragen zur Einkaufsstrategie bzw. zur Einholung von Angeboten werden nur im Jänner abgefragt. Die Ergebnisse nach unterschiedlichen Kategorien werden anschließend auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und an die teilnehmenden Unternehmen versandt.

Die Ergebnisse der Befragung (siehe Abbildung 59) zeigen auch 2014 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. Da die

se gegenüber den Vorjahren niedriger waren, sanken auch die Preise unter das Niveau von 2007. Erstmals seit 2006 lag der Preis in einer Kategorie unter 5 Cent/kWh.

Auf der Homepage können sich interessierte Industriekunden jederzeit zur Erhebung anmelden. Dieses Service wird von den Unternehmen angenommen.

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, durchgeführten Gaspreiserhebungen nach. Dabei werden bisher Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von mindestens

ENTWICKLUNG INDUSTRIEGASPREISE in Cent/kWh

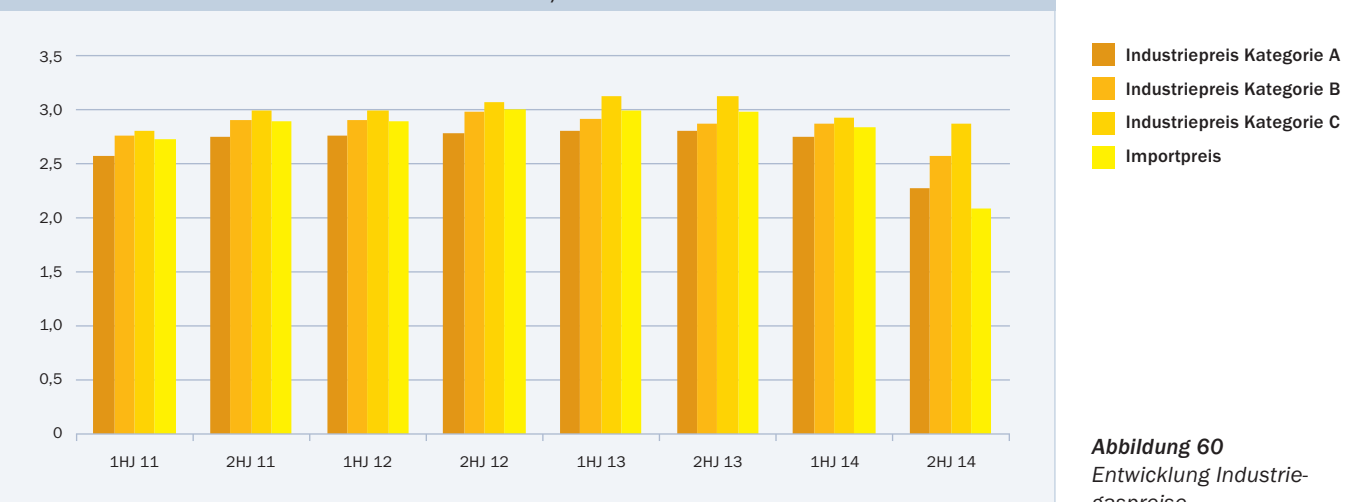


Abbildung 60
Entwicklung Industriegaspreise

Quelle: E-Control

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 veröffentlicht. Der Bericht wird auch an die teilnehmenden Unternehmen versandt. Wie im Strom wurde der Fragebogen gegenüber dem Vorjahr angepasst und erweitert.

Die Ergebnisse der Befragung (siehe Abbildung 60) zeigen im Vergleich zum Vorjahr einen starken Rückgang bei den Preisen. Der Importpreis ist ein wichtiger Einflussfaktor, welcher zumeist über eine Preisformel in den Energieliefer-

vertrag einfließt. Da dieser speziell im ersten Halbjahr 2014 sehr niedrig war, gingen auch die Preise stark zurück. In den Gruppen A und B wurden die niedrigsten Preise seit der Erhebung Juli 2007 beobachtet.

EUROSTAT Preisvergleiche für Haushalte

Die Strompreise für Haushalte inkl. aller Steuern haben sich im europäischen Vergleich ganz unterschiedlich entwickelt. Während sie in der ersten Hälfte 2014, im Vergleich zum gleichen Vorjahreszeitraum, in Ungarn ein Minus von 14 % und Tschechien sogar von 16% verzeichnen konnten, sind sie in Großbritannien um 10% und in Deutschland um 2% gestiegen. In Österreich gab es eine Senkung von 2,9%, von 20,82 Cent/kWh auf 20,21 Cent/kWh. Der europäische Durchschnitt für

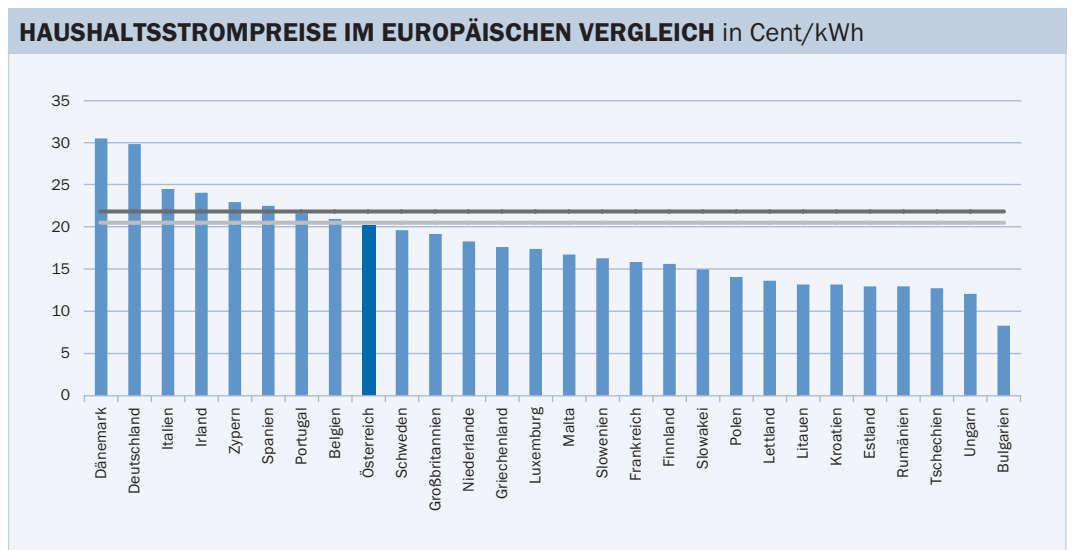


Abbildung 61
Haushaltsstrompreise
(Energie, Netz sowie
Steuern und Abgaben) im
europäischen Vergleich
(1. Halbjahr 2014, Gruppe DC
2.500 kWh – 5.000 kWh/Jahr)

Quelle: Eurostat, Stand 11.12.2014, E-Control

28 Länder ist um 2,7% von 19,93 Cent/kWh auf 20,47 Cent/kWh gestiegen. Nach wie vor steht Österreich im oberen Mittelfeld an neunter Stelle, teurer ist es in Deutschland, Italien und Spanien, günstiger in Frankreich, Großbritannien und den Niederlanden. Die niedrigsten Stromkosten haben Kunden in Bulgarien (8,32 Cent/kWh), fast das Dreifache zahlen dagegen Haushalte in Dänemark (30,42 Cent/kWh).

Bei Gas ist die aktuelle Situation ähnlich. Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im ersten Halbjahr 2014, so liegt Österreich mit 7,48 Cent/kWh um 0,82 Cent/kWh über dem Durchschnitt der EU-28 und um 0,20 Cent/kWh unter dem EU-18-Durch-

schnitt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind die Gesamtkosten je nach Verbrauchsmenge um ca. 2,5 Prozentpunkte gesunken. Mit den achtteuersten Haushaltsgaspreisen war Österreich im zweiten Halbjahr 2013 teurer als Deutschland (12. Platz) und Tschechien (Platz 16).

Household Energy Price Index: HEPI

Die Energie-Control Austria 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.

HAUSHALTSGASPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH in Cent/kWh

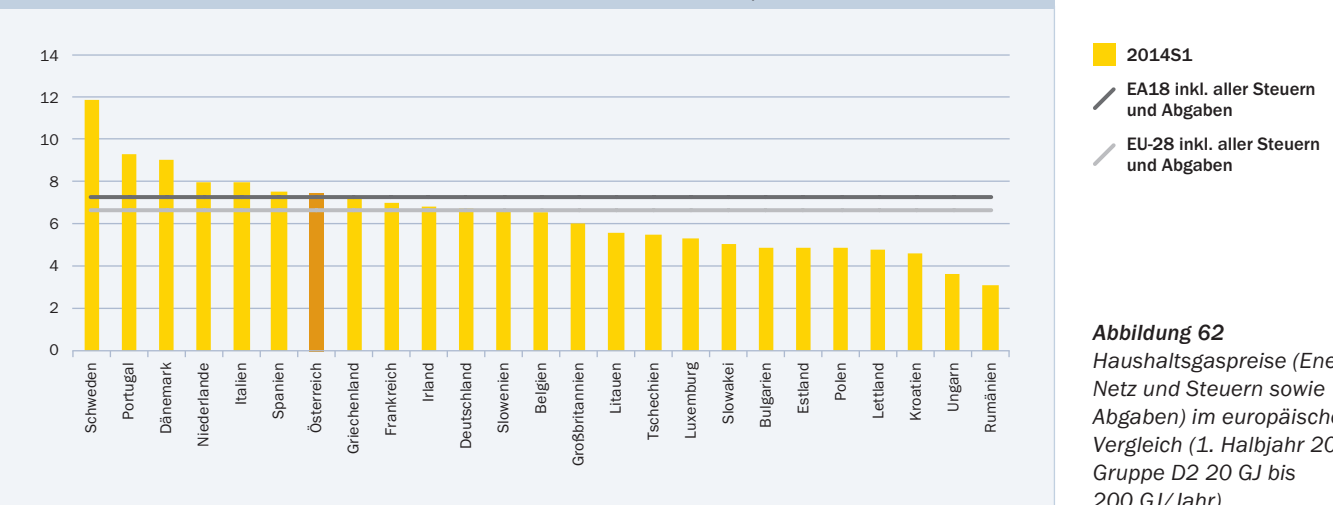


Abbildung 62
Haushaltsgaspreise (Energie, Netz und Steuern sowie Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2014, Gruppe D2 20 GJ bis 200 GJ/Jahr)

Quelle: Eurostat, Stand 11.12.2014, E-Control

HEPI STROM (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX)

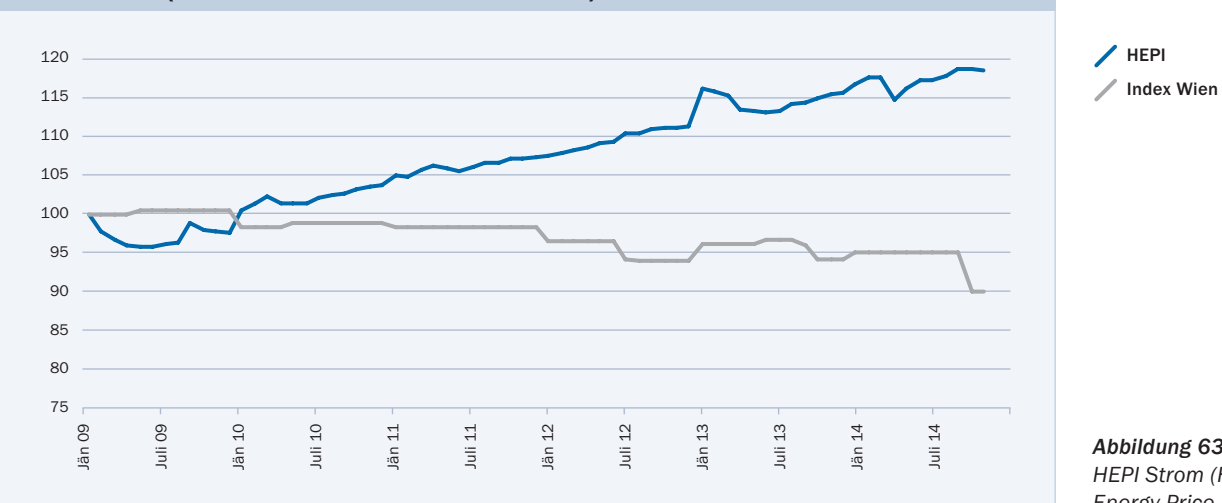


Abbildung 63
HEPI Strom (Household Energy Price Index)

Quelle: E-Control, VaasaETT und MEKH

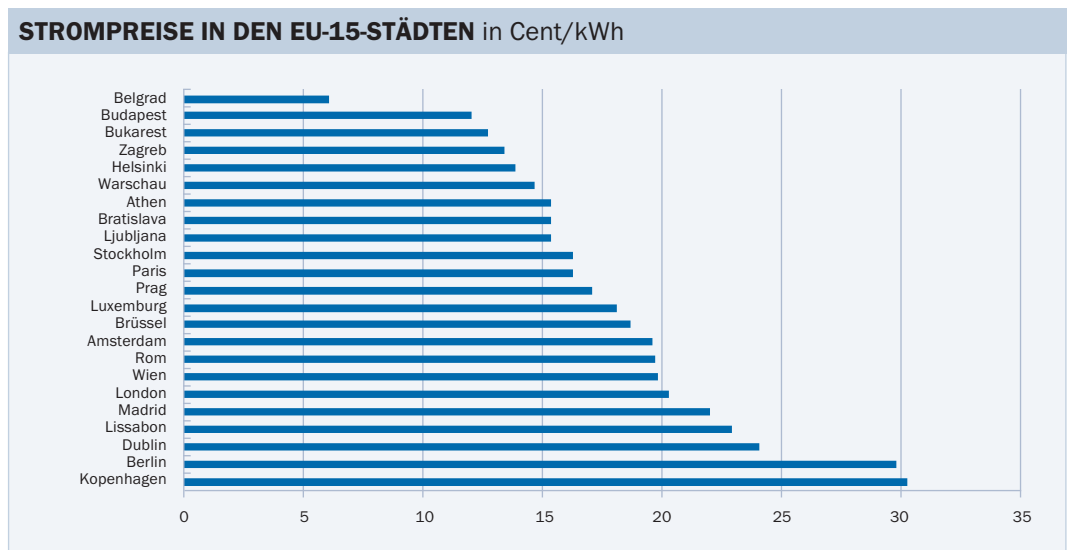


Abbildung 64
Strompreise (Energie, Netz,
Steuern und Abgaben) in den
EU-15-Städten in Cent/kWh,
Stand November 2014

Quelle: E-Control, VaasaETT und MEKH

Der HEPI-Index für Strompreise in den EU-15-Hauptstädten erreichte im Oktober und November 2014 119 Indexpunkte und somit den höchsten Wert seit Beginn der Datenerfassung. Die Strompreise für Haushaltskunden in Wien liegen dagegen mit Ausnahme des Jahres 2009 aufgrund der Senkung der Netztarife deutlich unter jenen Preisen, die zu Beginn der Indexermittlung verzeichnet wurden. Der niedrigste Wert wurde im Oktober und November 2014 mit 90 Indexpunkten erreicht. Im Vergleich liegen die Preise für Haushaltskunden in Wien im europäischen Mittelfeld. Der höchste Preis wird Kunden in Kopenhagen verrechnet, wo Steuern und Abgaben für rund 60% der Stromrechnung verantwortlich sind.

Die Gaspreise in den EU-15-Ländern lagen bis Oktober 2011 deutlich unter dem Wert von Januar 2009, danach war ein Anstieg zu verzeichnen. Der höchste Wert wurde mit 109 Punkten im Januar 2013 erreicht, im November 2014 betrug er knapp 2 Indexpunkte weniger. Die Gaspreise für Haushaltskunden in Wien erreichten ihren Höchststand zwischen Januar und September 2013 (105 Indexpunkte) und sanken in Folge nur geringfügig.

Haushaltskunden in Wien zahlten im November 2014 einen Preis von 7,8 Cent/kWh. Die Preise liegen damit verglichen mit anderen Ländern im oberen Viertel.

HEPI GAS (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX)

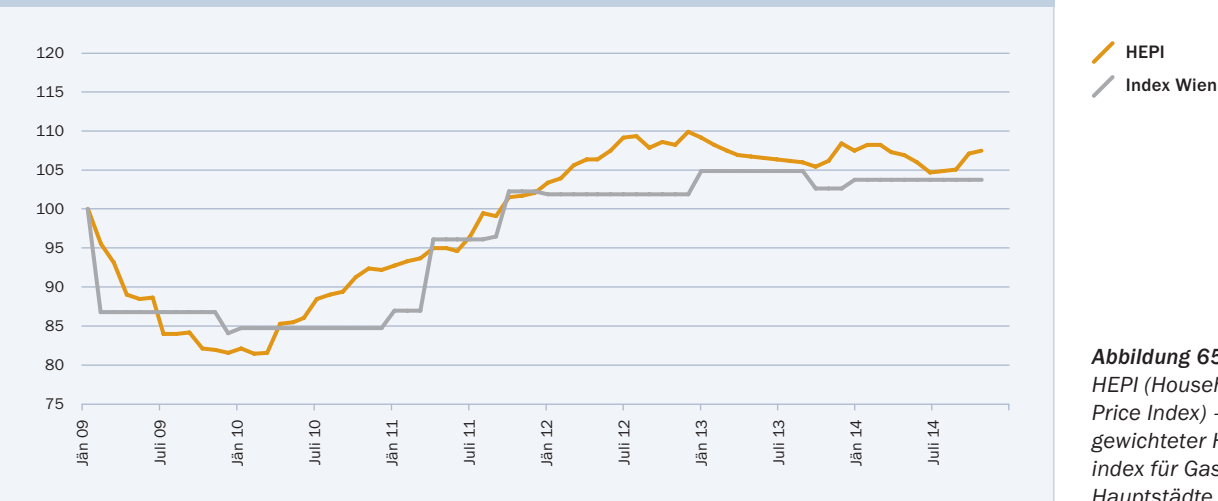


Abbildung 65
HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex für Gas der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control, VaasaETT und MEKH

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

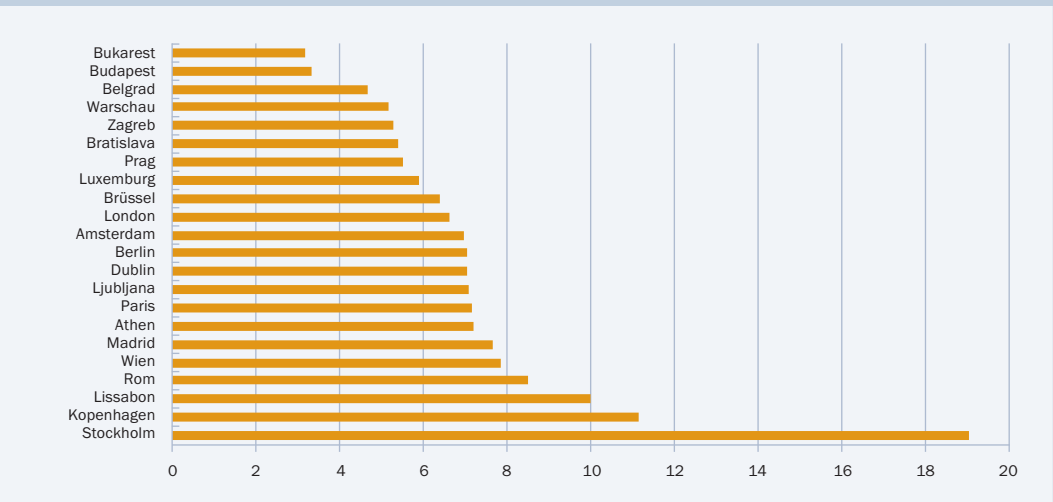


Abbildung 66
Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand November 2014

Quelle: E-Control, VaasaETT und MEKH

Seit Juli 2014 erfasst die E-Control in Kooperation mit VaasaETT abseits des monatlichen HEPI zudem halbjährlich die Entwicklung der Produktdiversifikation in 10 europäischen Hauptstädten (Wien, Amsterdam, Berlin, Brüssel, Dublin, Helsinki, London, Rom, Stockholm, Kopenhagen). Dabei wurde zwischen Produktdiversifikation durch finanzielle Anreize wie z.B. Rabatte bei Bankeinzug oder Online-Rechnung, und nichtmonetären Charakteristika unterschieden (z.B. Geschenke, erhöhter Servicegrad, Feedback über Stromverbrauch über eine Mobile App). Werden Einmalrabatte gewährt, so variieren diese zwischen 9 und 100 Euro in Amsterdam und 20 bis 215 Euro in Berlin.

Es stellt sich heraus, dass in Helsinki, Kopenhagen und Stockholm der Wettbewerb fast ausschließlich über den Energiepreis und nicht über sonstige Zusatzleistungen oder Rabatte stattfindet.

In Dublin, Brüssel, Wien, London, Amsterdam und Berlin liefern sich die Anbieter einen Wettbewerb besonders über finanzielle Anreize wie Rabatte. In Rom hingegen haben sich die Anbieter auf Zusatzleistungen wie inkludierte Versicherungspakete und Information über den Energieverbrauch via Mobile App konzentriert.

Onlineaktivitäten

Website der E-Control

Im Jahr 2014 haben die Online-Applikationen der E-Control gleich in mehrfacher Hinsicht einiges zu der in diesem Jahr spürbar zugenommenen Aktivität auf dem österreichischen Strom- und Gasendkundenmarkt beigetra-

gen. Dabei stand erneut die zielgruppenorientierten Website im Zentrum und bewies mit weiterhin konstant niedrigen Absprungraten von nur rund 10% im Schnitt, dass sie den Ansprüchen der Informationssuchenden sehr gut entspricht.

Die Zahl der Besuche auf der E-Control-Website blieb mit rund 1,1 Millionen Besuchen auf etwa gleichem Niveau wie im Vorjahr.

E-Control Online-Tools

Der Tarifkalkulator, nach wie vor die wichtigste Online-Applikation der E-Control, war vor allem im Frühjahr für vergleichsinteressierte Konsumenten besonders im Einsatz.

Zum einen haben sich 2014 über eine halbe Million Verbraucher mit dem Tarifkalkulator über die günstigsten Strom- und Gasangebote informiert, zum anderen konnte die Tarifkalkulator-Technologie in einer Kooperation durch den Verein für Konsumenteninformation (VKI) für die Durchführung der erfolgreichen Collective-Switching Aktion „Energiekosten-Stop“ genutzt werden.

Mit Jänner 2014 ging mit dem Gewerbe-Tarifkalkulator eine weitere, neue Preisvergleichs-applikation online, für die sich bereits seit einiger Zeit an der Hotline und über die Internetkontaktformulare große Nachfrage angekündigt hatte. Der neue Gewerbe-Tarifkalkulator ermöglicht nun erstmals auch kleinen und mittleren 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.

Weit über 20.000 Gewerbebetriebe nützten diese Gelegenheit bereits im ersten Jahr.

Auch der im Vorjahr hinzugekommene KMU-Energiepreis-Check, mit dem Gewerbeunternehmen ihre frei verhandelbaren Energiepreise mit denen vergleichen können, die andere Unternehmen derselben Sparte zahlen, verzeichnete über 10.000 Besuche in 2014, womit aus der Zielgruppe der KMU über 30.000 Unternehmen die Möglichkeiten zum einfachen und transparenten Preisvergleich genutzt haben. Bedenkt man die im Vergleich zu den Haushalten wesentlich kleinere Zielgruppe, ist die Reichweite der neuen Tools schon recht zufriedenstellend.

Die Applikation, mit der Verbraucher in ihren Haushalten Energiesparpotential ausfindig machen können, der Energiespar-Check, wurde 2014 knapp 50.000-mal besucht. Dies ist gegenüber dem Vorjahr doch ein spürbarer Rückgang, der darauf hindeutet, dass in den fünf Jahren, seit die E-Control dieses Tool anbietet, nun ein größerer Teil der interessierten Zielgruppe bereits erreicht wurde. Um dieser energiebewussten Zielgruppe auch künftig wieder neue Erkenntnisse bieten zu können, wird daher im neuen Jahr ein Update des Energiespar-Checks entwickelt.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2014 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner, wenngleich dessen Besucherzahlen, bedingt wohl durch die in 2014 im Schnitt weiterhin gesunkenen Kraftstoffpreise leicht rückläufig sind. Rund 3,8 Millionen Mal haben sich Autofahrer un-

ter www.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Soziale Plattformen

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.

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.

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“, „Energieeffizi-

enz“, „Energie sparen“ an erster oder zweiter Stelle in den Google-Suchergebnissen gelistet. Mit der Suchmaschinen und einer Banner-gestützten Kampagne konnten rund 200.000 an Energiethemen Interessierte auf die verschiedenen Internetangebote der E-Control geführt werden.

Energiearmut

Die E-Control widmet sich gemäß weiterer Aufgaben laut E-Control-Gesetz, nämlich Beiträge zur Gewährleistung des Verbraucherschutzes sowie zum Schutz benachteiligter Kunden zu liefern, seit dem Jahr 2012 verstärkt dem Thema „Energiearmut“.

Ein erster wichtiger Beitrag dazu war die Erarbeitung eines Papiers in den Jahren 2012 und 2013, welches gegenwärtige Definitions- und Messansätze von Energiearmut aus einer wissenschaftlichen Perspektive beleuchtet. Diese Arbeit wurde von einem wissenschaftlichen Beirat, bestehend aus vier Wissenschaftlern 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.

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 Definitionsvorschlag 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.“

Über den Vorschlag zur präzisen Definition von Energiearmut hinaus stellt das Papier einige Indikatoren zur Messung von Energiearmut in Österreich vor. Neben dem Einkommen, Wohnaufwand und den Energieausgaben sollen insbesondere auch subjektive Faktoren eine Rolle dabei spielen, das Phänomen Energiearmut vollständig abbilden zu können. 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. Während die E-Control 2013 noch eine österreichweit repräsentative Bevölkerungsumfrage zu Belastungen durch Energieausgaben unter einkommensschwachen Haushalten in Auftrag gegeben hat, hat die E-Control im Jahr 2014 erstmals erhältliche Zahlen zu Einkommen und Energieausgaben aus EU-SILC ausgewertet.

Die Ergebnisse dieser letzten Analyse wurden, genauso wie schon die gesamte Arbeit

zum Thema Energiearmut im Vorjahr, am 27. November 2014 von der E-Control im Rahmen der 2. Fachtagung „Energiearmut in Österreich – Wie energiearmen Haushalten am besten geholfen werden kann“ präsentiert, zu der auch Vortragende von aktuellen Projekten gegen Energiearmut, Mitarbeiter von Sozialämtern der Bundesländer sowie einige Energielieferanten eingeladen wurden.

Insbesondere zeigt die statistische Analyse der EU-SILC-Daten durch die E-Control überraschende Ergebnisse, was die Eigenschaften jener Haushalte betrifft, die nach eigenen Angaben es sich nicht leisten können, ihre Wohnung angemessen warmzuhalten. So verfügen letztere Haushalte im Durchschnitt über ein gewichtetes Pro-Kopf-Nettoeinkommen (äquivalisiertes Nettohaushaltseinkommen nach EU-Berechnungsmethode) von rund 1400 Euro pro Monat, das sind rund 300 Euro mehr als die Armutgefährdungsschwelle. Gleichzeitig betragen deren Energieausgaben aber „nur“ 95 Euro, wobei der durchschnittliche österreichische Haushalt 99 Euro zahlt. Ironischerweise sind somit jene Personen, die in der Öffentlichkeit oftmals als energiearm dargestellt werden, weder arm noch energiearm.

Einmal mehr wird damit klar, dass die derzeitige Erfassung von möglicherweise energiearmen Haushalten in Österreich mangelhaft ist. Insbesondere birgt dies die Gefahr, dass bereits bestehende Unterstützungsleistungen wie zum Beispiel die Befreiung von Ökostromförderbeiträgen für einkommensschwache Haushalte kein adäquates Mittel sind, um Energiearmut zu bekämpfen. Umso

schlagkräftiger wird das Argument nach einer einheitlichen und klaren Definition von Energiearmut im Zusammenhang mit Anlauf- und Beratungsstellen, welche Lieferanten mit mehr als 49 Mitarbeitern und einer Umsatz- oder Bilanzsumme von über 10 Millionen ab dem 1.1.2015 einrichten müssen. Denn spätestens dann sollte klar sein, was unter Energiearmut verstanden werden soll und wer davon betroffen ist, weil ansonsten die Identifikation und die Unterstützung von betroffenen Haushalten alleine bei mehr oder weniger willigen Lieferanten liegen würden. Eine einheitliche Definition scheint daher eine unabdingbare Voraussetzung zu sein, um ein effizientes Arbeiten an diesen Anlauf- und Beratungsstellen erst zu ermöglichen.

Die E-Control hat eine solche Definition bereits im Vorjahr zur Diskussion gestellt, breit aufgegriffen ist sie bis dato allerdings nicht.

Endkundenberatung Gemeindeberatungen

Die E-Control führt Energieberatungsgespräche in österreichischen Gemeinden durch, um den Bürgern ihre Rechte im liberalisierten Strom- und Gasmarkt näher zu bringen. Im Frühjahr und Herbst 2014 wurden insgesamt 101 Gemeinden in sechs Bundesländern beraten. Die Gemeinden werden durch die E-Control kontaktiert und eingeladen, an der Beratungsaktion teilzunehmen. Die Organisation vor Ort wird von den Gemeinden selbst durchgeführt. Zumeist finden die Beratungsgespräche in den Räumlichkeiten der Gemeinde statt. 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 Lieferantenwechsel und 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 im Energie-Dschungel unterstützen sollen. Die wichtigsten Themen für die Gemeindeglieder sind neben der Möglichkeit eines Lieferantenwechsels und dadurch entstehende Einsparungen die Überprüfung und Erklärung der Energierechnung.

Seniorenberatungen

Im Zeitraum Jänner bis Dezember 2014 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 selbstverständlich auch für persönliche Beratungsgespräche zur Verfügung.

Migrantenberatung

Im Herbst 2014 startete die E-Control eine neue Beratungsoffensive für Bürger mit Migrationshintergrund. In einem kurzen Vortrag werden die Tätigkeiten und Services der E-Control erklärt. Im Anschluss gibt es Informationen und Tipps rund um das Energiesparen im Haushalt. Natürlich bleibt auch Zeit und Raum für Einzelberatungsgespräche. Teilweise werden diese Vorträge und Beratungen auch in die Muttersprache der Konsumenten konsekutiv übersetzt. Seit September 2014 wurden 16 Vereine und Kulturzentren besucht.

Beratungen auf Messen

Die Experten der E-Control sind auch auf verschiedenen Energie-Messen in Österreich beratend tätig. Im Jahr 2014 war die Regulierungsbehörde auf sechs verschiedenen Messen mit einem eigenen Beratungsstand vertreten. Insgesamt wurden im Zuge der Messen 650 Einzelberatungen durchgeführt. Häufige Themen sind der Lieferantenwechsel, Tarifkalkulatorabfragen, aber auch Anfragen zu Ökoenergie.

Abbildung 67
Messeteilnahme

MESSETEILNAHME			
Häuslbauermesse		16. - 19.1.2014	Graz
Bauen + Wohnen		6.-9.2.2014	Salzburg
Bauen & Energie		13.-16.2.2014	Wien
Häuslbauermesse		21.-23.2.2014	Klagenfurt
Energiesparmesse		26.2.-2.3.2014	Wels
Messe Wieselburg		26.-28.9.2014	Wieselburg

Quelle: E-Control

Monitoring der Endkundenkommunikationskanäle: Die E-Control Energie-Hotline

Die E-Control Energie-Hotline ist die zentrale Informationsstelle für alle Strom- und Gaskunden. Sie steht unter der Telefonnummer 0810 10 25 54 (zum Tarif von 0,044 Euro/Minute) zur Verfügung. Die Konsumenten haben die Möglichkeit, sich umfassend zu den Themen eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes aufklären und beraten zu lassen. In vielen Fällen ist die Hotline der erste Ansprechpartner für die Energiekonsumenten. Ein Großteil der Anfragen beantwortet und bearbeitet das Hotline-Team bereits direkt, fachspezifische Fragen müssen gegebenenfalls an die Experten im Haus weitergegeben werden.

Von Januar bis Dezember 2014 wurden insgesamt 6.922 Anrufe von der Energie-Hotline bearbeitet. Im Vergleich zum Vorjahr gingen um 7% weniger Anrufe an der Hotline ein. Während das erste Halbjahr 2014 noch ein starkes Plus an Anrufen (+16%) verzeichnete, sanken die Zahlen im zweiten Halbjahr deutlich. Ausschlaggebend für diese Verlaufskurve war die Energiekosten-Stop-Aktion des VKI. Viele Konsumenten richteten ihre Fragen zur Aktion an die Energie-Hotline der E-Control.

Neben der Möglichkeit, Auskünfte und Informationen telefonisch zu erhalten, können auch schriftliche Anfragen via Webformular, per E-Mail, aber natürlich auch postalisch an die Energie-Hotline der E-Control gerichtet werden. Dieses Service wird in den letzten Jahren verstärkt genutzt. Besonders komplexe Fragestellungen werden zunehmend

in schriftlicher Form an die E-Control gerichtet. Im Jahr 2014 gingen 1.646 schriftliche Anfragen ein und wurden so rasch wie möglich telefonisch oder schriftlich beantwortet. Im Vergleich zum Vorjahr ist dies ein Plus von 16%.

Wichtige Themen

Die häufigsten Gründe für einen Anruf oder eine schriftliche Anfrage bei der Energie-Hotline der E-Control waren neben Tarifikkulationen vor allem Fragen zum Lieferantenwechsel und Energierechnungen.

Service rund um die Uhr

Die Energie-Hotline ist von montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Sollten Konsumenten jedoch trotzdem außerhalb der Öffnungszeiten anrufen, erreichen sie einen Anrufbeantworter und haben die Möglichkeit, eine Nachricht und ihre Telefonnummer zu hinterlassen. Sie werden verlässlich am folgenden Arbeitstag zurückgerufen.

TÄTIGKEIT DER STREITSCHLICHTUNGSSTELLE

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

verwaltungsbehördlich anhängig sind, über welche bereits rechtskräftig entschieden wurde oder die bereits Gegenstand eines Streitschlichtungsverfahrens waren. Nach genauer Überprüfung der eingegangenen Anfragen entscheiden die Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle, ob der Sachverhalt telefonisch oder durch einfachen E-Mail-Verkehr geklärt werden kann oder ob ein förmliches Streitschlichtungsverfahren eingeleitet wird.

Entwicklungen im Berichtsjahr

Auch im Berichtsjahr haben sich wieder viele Strom- und Gaskunden zur Lösung ihrer Anfragen und Beschwerden an die Schlichtungsstelle der E-Control gewandt. Neben der Schlichtung von Streitigkeiten rund um die Strom- und Gasrechnung, wird die Schlichtungsstelle als Anlaufstelle von Energiekonsumenten, die sich im Kontakt mit ihrem Energielieferanten oder Netzbetreiber nicht ausreichend über ihre Rechte und Pflichten informiert fühlen oder einfach allgemeine Fragen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt haben, genutzt. Die Informations- und Aufklärungstätigkeit nimmt einen immer größer werdenden (zeitlichen) Stellenwert in der Tätigkeit der Schlichtungsstelle ein. Das hat zum einen mit vielen neuen gesetzlichen bzw. im Verordnungswege erlassenen Bestimmungen zu tun. Zum anderen ist nach wie vor festzustellen, dass die für die Kundeninformation bei den Callcentern der Unternehmen zuständigen Mitarbeiter teilweise nicht über die erforderliche Sachkenntnis verfügen und so unvollständige bzw. unrichtige Auskünfte erteilt werden. Als Beispiele seien hier die Informationen rund um den Lieferantenwechsel und die Anmeldung über die Wechselplattform genannt.

Auskunftsservice der Schlichtungsstelle – neben der reinen Schlichtungstätigkeit – immer mehr gefragt

Auch im Berichtsjahr hat sich der Trend, dass es bei den Kundenbeschwerden gar nicht so sehr um unrichtige Rechnungen oder sonstige Fehlleistungen der Unternehmen, sondern um die fehlende Aufklärungs- und Informationsarbeit an den Kundeninformationsstellen bei den Lieferanten und Netzbetreibern geht, fortgesetzt. Erfahrungsgemäß versucht immer noch ein großer Teil der Kunden, Beschwerden vorweg mit den Unternehmen direkt zu lösen. Hier zeigt sich in vielen Fällen ein Informationsdefizit bei den Mitarbeitern der Callcenter, welche vor allem über neue gesetzliche Bestimmungen zu spät bzw. unzureichend informiert werden. Ein Teil der Schlichtungsanfragen könnte vermieden werden, wenn Kunden bereits bei ihrem Lösungsversuch mit dem Unternehmen richtige und fachkundige Auskünfte erhalten würden.

Erhöhter Informationsbedarf bei Online-Produkten

Erweiterten Informations- bzw. Vermittlungsbedarf gibt es bei den sogenannten Online-Produkten. Dabei handelt es sich um Preismodelle, wo neben dem Online-Vertragsabschluss, der Online-Rechnung, der Zahlung mittels SEPA-Lastschriftverfahren sämtliche Kommunikation mit dem Lieferanten ausschließlich in elektronischer Form erfolgt.

Hier zeigt sich, dass bei einigen Unternehmen auf elektronische Kundenbeschwerden gar nicht oder nicht in ausreichender Qualität geantwortet wird. Darüber hinaus wäre aus Sicht der Schlichtungsstelle bei Auftre-

ANFRAGEN/BESCHWERDEN 2008–2014

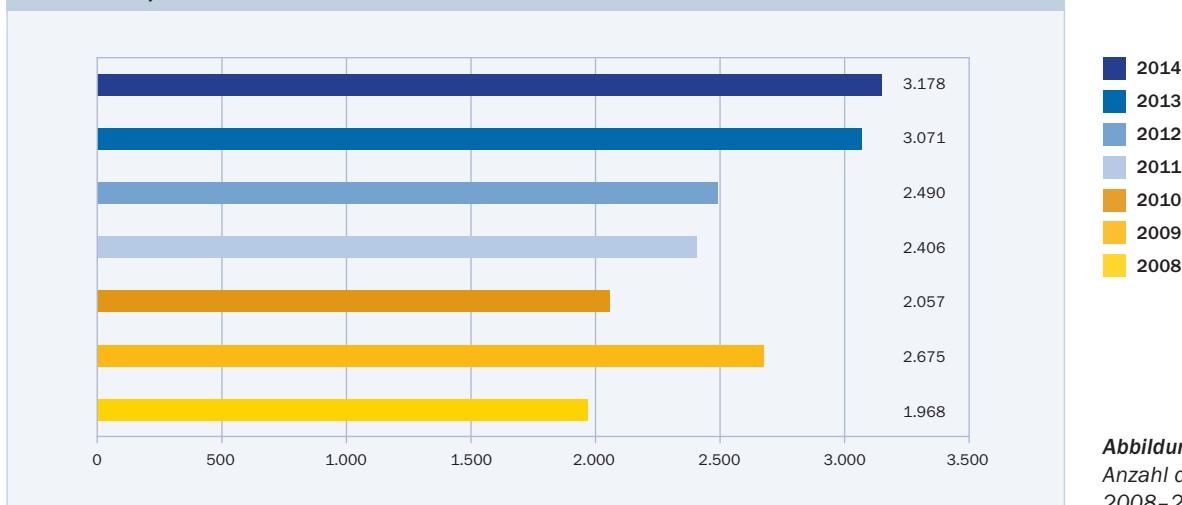


Abbildung 68
Anzahl der Anfragen
2008–2014

Quelle: E-Control

ten von größeren Problemen jedenfalls die telefonische Kontaktaufnahme erforderlich. Dieser Kommunikationskanal ist aber bei den Online-Produkten überhaupt nicht oder nur in sehr eingeschränktem Ausmaß vorhanden.

Die Schlichtungsstelle kann in diesen Fällen bei den Unternehmen zumindest eine Antwort auf die Beschwerde erreichen und so das Problem aufklären.

Zahlen der Schlichtungsstelle 2014

Im Berichtszeitraum 1. Jänner 2014 bis 31. Dezember 2014 wurden insgesamt 3.178 schriftliche Anfragen an die Schlichtungsstelle gestellt. Im Vergleich mit dem Vorjahr ist daher auch heuer wieder eine leichte Steigerung der Anfragen und Beschwerden zu verzeichnen.

Eingangskanäle für Schlichtungsanfragen und -beschwerden

Von den gesamten rund 3.178 Anfragen wurden 198 auf postalischem Wege (Post oder Fax) und 2.980 auf elektronischem Wege (E-Mail-Adresse schlichtungsstelle@e-control.at oder office@e-control.at) eingebracht. Die Anzahl der Konsumenten und Konsumentinnen, die sich mit einem Brief oder einem Fax an die Schlichtungsstelle gewandt haben, war daher im Vergleich zum Vorjahr – entgegen dem langjährigen Trend – nur mehr halb so hoch.

Im Gegensatz zu den Vorjahren wurde bei jenen Beschwerden, wo Netzbetreiber und Lieferant betroffen waren, Netzbetreiber und Lieferant einzeln erfasst. Vor allem bei integrierter Rechnungslegung ist nach Erledigung der Beschwerde durch die Schlich-

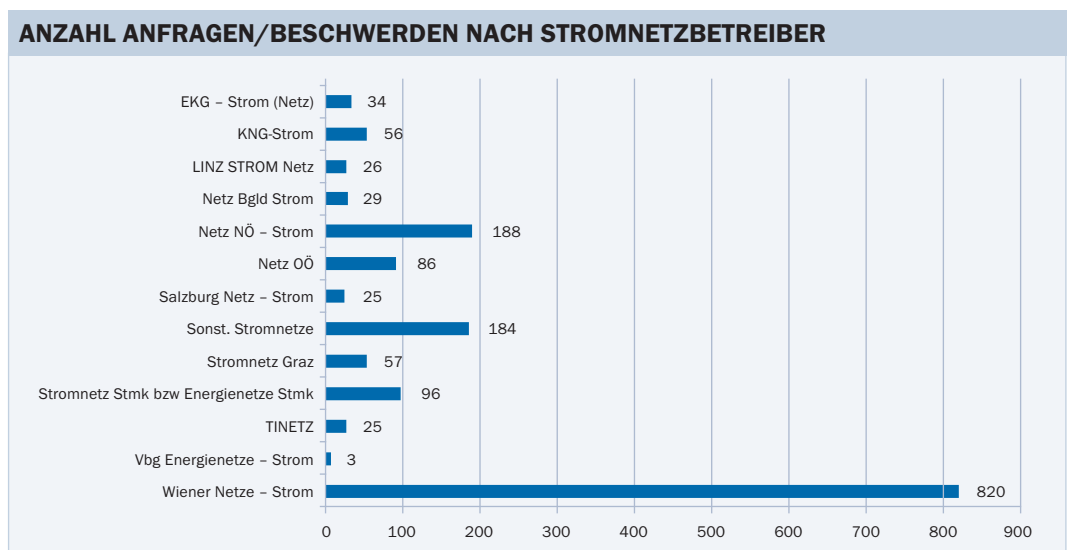


Abbildung 69
Anzahl der Anfragen nach Stromnetzbetreiber

Quelle: E-Control

tungsstelle nicht immer eindeutig klar, ob der Netzbetreiber oder der Lieferant den Anlass für die Beschwerde gegeben hat. Die Anzahl der Anfragen pro Unternehmen ist daher für sich allein kein Indiz für gute oder schlechte Kundenbetrieungsqualität des jeweiligen Unternehmens. Nachdem die Beschwerde in diesen Fällen sowohl dem Netzbetreiber als auch dem Lieferanten zugerechnet wurde, ist demzufolge die Gesamtanzahl der Beschwerden niedriger als die Gesamtanzahl der Beschwerden bei Netzbetreibern und Lieferanten zusammen.

Generell kann festgehalten werden, dass die Anzahl der Anfragen und Beschwerden bei der Schlichtungsstelle bei einem Unterneh-

men nicht als alleiniger Maßstab für gute oder schlechte Kundenbetreuung herangezogen werden kann. Das Service der Kundenbetreuung kann unter anderem auch danach bemessen werden, wie rasch auf eine Kundenbeschwerde reagiert wird und inwieweit Kulanzlösungen angeboten werden. In dieser Hinsicht gibt es bei den Unternehmen aus Sicht der Schlichtungsstelle doch erhebliche Qualitätsunterschiede.

Wie schon in den Vorjahren zeigt die Anzahl der Anfragen und Beschwerden, dass es beim Bekanntheitsgrad der Schlichtungsstelle immer noch ein „Ost-West-Gefälle“ gibt. Die größte Anzahl an Anfragen und Beschwerden langten von Wiener Netzen, gefolgt von Netz

ANZAHL ANFRAGEN/BESCHWERDEN NACH GASNETZBETREIBER

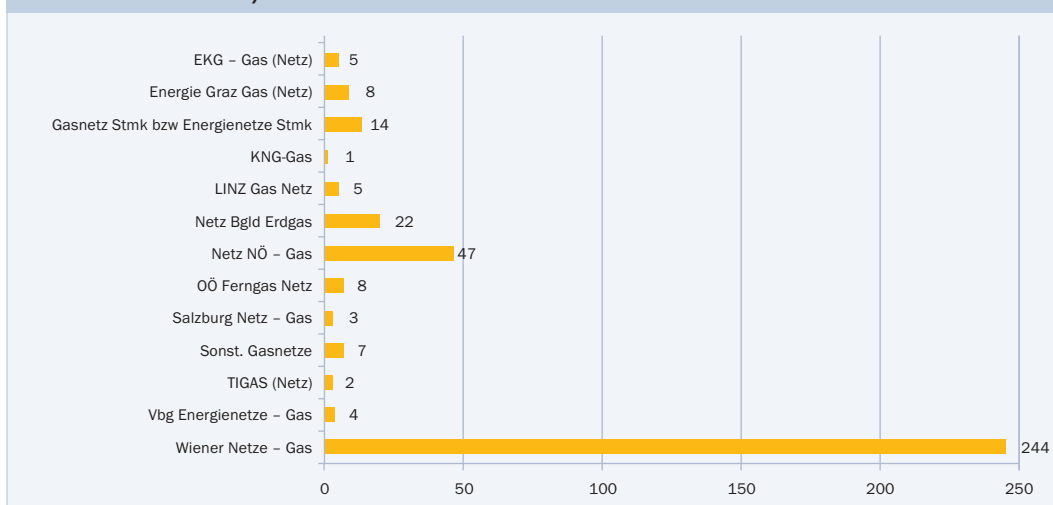


Abbildung 70
Anzahl der Anfragen nach Gasnetzbetreiber

Quelle: E-Control

ANZAHL ANFRAGEN/BESCHWERDEN NACH STROMLIEFERANTEN

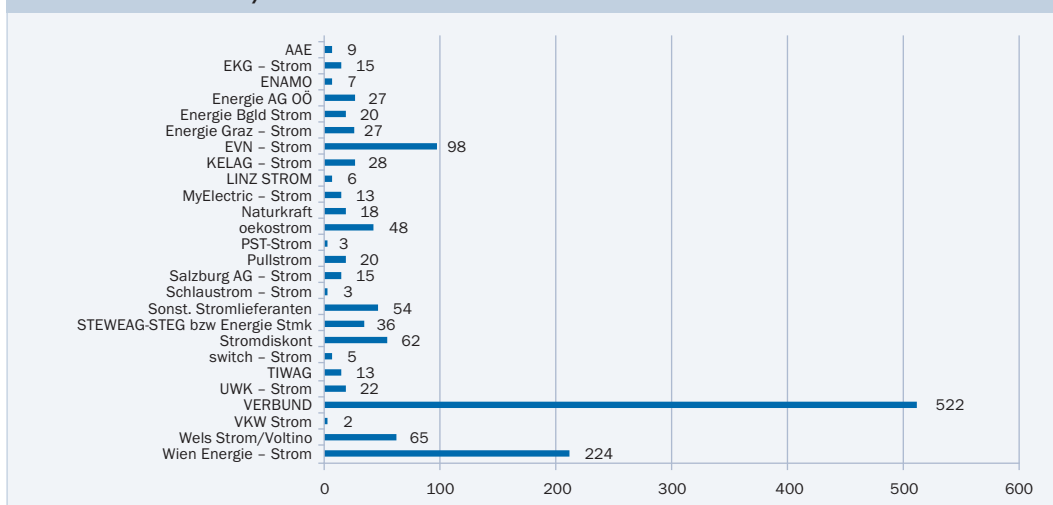


Abbildung 71
Anzahl der Anfragen nach Stromlieferanten

Quelle: E-Control

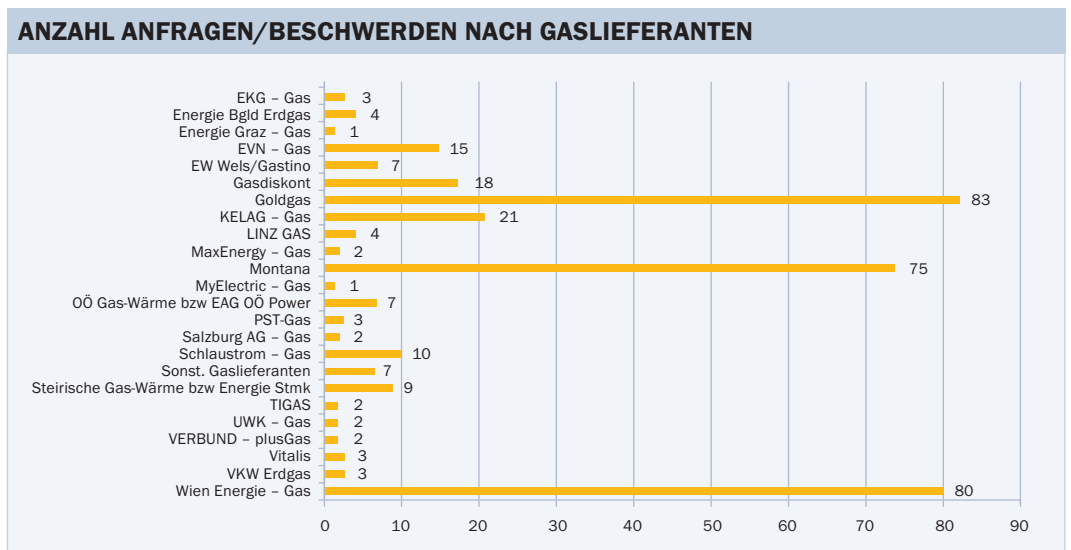


Abbildung 72
Anzahl der Anfragen der Gaslieferanten

Quelle: E-Control

Niederösterreich, Energienetze Steiermark, Netz Oberösterreich und Kärnten Netz ein. Am wenigsten Anfragen und Beschwerden gingen von Kunden der Vorarlberger Energienetze und von der TI-NETZ ein. Darüber hinaus versorgen natürlich die östlichen Netzbetreiber Wiener Netze und Netz Niederösterreich wesentlich mehr Kunden als die Netzbetreiber in den westlichen Bundesländern.

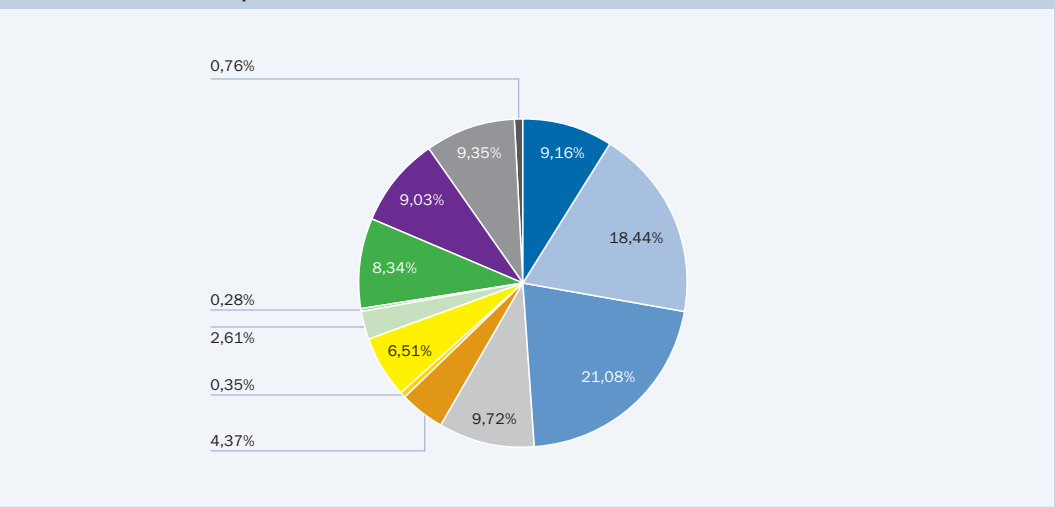
Bei den Gasnetzbetreibern zeigt sich ein ähnliches Ost-West-Gefälle wie bei den Stromnetzbetreibern. Darüber hinaus ist die Anzahl der Haushalte, die Gas beziehen, in Wien und Niederösterreich wesentlich höher als etwa in Vorarlberg oder Tirol.

Bei den von den Anfragen und Beschwerden betroffenen Stromlieferanten spiegelt sich

die jeweilige Anzahl der Kunden bei den einzelnen Unternehmen wider. Verbund AG Kunden haben das Service der Schlichtungsstelle im Berichtsjahr mit 522 Anfragen unter den Lieferanten am meisten genutzt, was wiederum damit zusammenhängt, dass Verbund der Alternativlieferant mit der größten Kundenanzahl ist.

Seitens der Energielieferanten im Gasbereich wurde die Unterstützung der Schlichtungsstelle am öftesten von Goldgas-GmbH-Kunden genutzt. Das hängt in erster Linie mit der VKI-Aktion Energiekosten-Stop im ersten Quartal 2014 zusammen, wo laut VKI-Angaben rund 30.000 Kunden zu Goldgas gewechselt haben. Dass sich viele Kunden von Goldgas GmbH und Montana an die Schlichtungsstelle wenden, zeigt aber auch, dass diese beiden Lieferanten am

ANZAHL ANFRAGEN/BESCHWERDEN NACH KATEGORIE



- An-/Abmeldung
- Wechsel
- Rechnung, TB, Verbrauch
- Zahlungsschwierigkeiten
- Zähler
- Tarifvergleich
- Energiepreis + ALB
- Netztarife + AVNB
- Steuern + Abgaben
- Ökostrom-Einspeiser, Förderkosten
- Netzanschluss + Netzbereitstellung
- Qualität (kommerziell + technisch)
- Sonstige

Abbildung 73
Anfragen bei der Schlichtungsstelle nach Themen

Quelle: E-Control

Markt gut vertreten sind und somit den österreichischen Gasmarkt beleben.

Themen der Streitschlichtungsstelle 2014

Themenmäßig war das Berichtsjahr von den Beschwerden rund um den Lieferantenwechsel und die Neuanmeldung bei Einzug in eine neue Wohnung mit dem gleichzeitigen Wunsch des Kunden, von einem alternativen Lieferanten versorgt zu werden, geprägt.

Fragen zu Rechnungen und hier insbesondere die Höhe der Teilbeträge bzw. deren Berechnung waren im Berichtsjahr die häufigsten Gründe, sich an die Schlichtungsstelle zu wenden. Zahlungsschwierigkeiten (Abschaltungen, Mahnungen, Inkasso), Probleme mit der Qualität der Netzdienstleistung (kommerziell und technisch), Fragen rund um die

Einspeisung und Abrechnung von kleinen PV-Anlagen und Kosten für die Herstellung und/oder Erweiterung von Netzanschlüssen und Netzbereitstellungsentgelt waren ebenfalls wesentliche Themen im Berichtsjahr.

Die bereits im letzten Quartal 2013 beginnenden Schwierigkeiten beim Lieferantenwechsel setzten sich bis Mitte des Berichtsjahres fort. Bei den Kundenbeschwerden ging es in erster Linie darum, dass der Kunde bezüglich des Wechseltermines diverse (teils sich widersprechende) Mitteilungen vom Netzbetreiber und Lieferanten erhielt und schlussendlich nicht mehr wusste, von welchem Lieferanten er aktuell versorgt wird bzw. ob der Wechselantrag nach einer Fehlermeldung überhaupt weiter bearbeitet wurde. Die Schwierigkeiten standen im Zusammenhang mit der Implemen-

tierung des EnergyLink per 1. Oktober 2013 und reichten weit in das Berichtsjahr 2014 hinein. Die Schlichtungsstelle konnte in diesen Fällen durch Einholung der Stellungnahmen bei neuem und altem Lieferanten und beim Netzbetreiber den aktuellen Wechselstatus herausfinden und dem Kunden somit jene Informationen geben, welche er vom betroffenen Netzbetreiber bzw. Lieferanten nicht erhielt. Seit Mitte des Berichtsjahres dürfte der Wechsel über die Wechselplattform nunmehr gut funktionieren, sodass diesbezügliche Beschwerden kaum mehr an die Schlichtungsstelle herangetragen werden.

**Neuanmeldungen und
(leider auch) Abschaltungen**

Leider gab es im Berichtsjahr viele Beschwerden in jenen Fällen, wo ein Kunde in eine neue Wohnung einzog und bereits ab dem Einzug von einem alternativen Lieferanten versorgt werden wollte. Einerseits wurde der Kunde in bestimmten Fällen ohne seinen Willen vom ehemals mit dem Netzbetreiber integrierten Lieferanten sehr schnell über die Wechselplattform angemeldet und konnte seinen Wunsch nach einem alternativen Lieferanten erst durch einen darauffolgenden Wechsel durchsetzen. Andererseits wurden Kunden teilweise abgeschaltet, weil der Anmeldeprozess vom alternativen Lieferanten über den EnergyLink nicht erfolgreich abgeschlossen wurde und der Netzbetreiber davon ausging, dass kein Energieliefervertrag vorliegt, und die Anlage in der Folge vom Netz nahm. Der Grund für diese Abschaltungen lag und liegt nach Ansicht der Schlichtungsstelle in der fehlenden Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Lieferanten. Leider war es

in diesen Fällen den Kunden trotz diverser Telefonate und E-Mails mit dem Netzbetreiber und Lieferanten nicht möglich, eine Wiedereinschaltung zu erreichen, weil der Kunde zur Lösung seines Problems zwischen Netzbetreiber und Lieferant wechselweise hin- und hergeschickt wurde. Teilweise wurden Wiedereinschaltetermine bis zu 2 Wochen später angeboten, was für den Kunden natürlich eine vollkommen inakzeptable Lösung war.

Dank des direkten Kontaktes der Schlichtungsstelle zum Beschwerdemanagement der einzelnen Unternehmen konnte die Wiedereinschaltung in den meisten Fällen noch am Tag des Eingangs der Beschwerde bei der Schlichtungsstelle bzw. am nächsten Tag erreicht werden.

Mit dem (teilweisen) Inkrafttreten der Wechselverordnung 2014 per 1. November 2014 sollte das Instrument des sogenannten Belieferungswunsches helfen, Datenabstimmungsprobleme und damit auch Abschaltungen zu verhindern. Gemäß den neuen Bestimmungen in der Wechselverordnung hat der Kunde bei der Neuanmeldung die Möglichkeit, seinem Netzbetreiber mitzuteilen, dass er von einem alternativen Lieferanten versorgt werden möchte. Der Netzbetreiber muss mit dem Belieferungswunsch die genauen Kundendaten an den Lieferanten übermitteln, sodass der Lieferant eine Anmeldung sofort mit den richtigen Kundendaten eingeben kann. Der Hauptgrund für die Abschlaltungen im Berichtsjahr bei der Neuanmeldung war jener, dass die Kundendaten des Lieferanten von den Kundendaten des Netzbetreibers abwichen und damit

der Anmeldeprozess nicht erfolgreich abgeschlossen werden konnte.

Mit der neuen Wechselverordnung 2014 sind die Beschwerden wegen Abschaltung bei der Neuanschaltung zurückgegangen, allerdings gibt es immer noch einige Netzbetreiber, wo der Neuanschaltungsprozess nicht zur Zufriedenheit der Kunden abgewickelt wird.

Teilbetragsberechnungen noch immer intransparent

Die Höhe der Teilbetragsberechnungen ist das Beschwerdethema, wo im Laufe der vergangenen Berichtsjahre keine Verbesserung in Richtung Transparenz der Vorschreibungen feststellbar ist.

Teilbetragsprobleme gibt es sowohl nach dem Lieferantenwechsel als auch bei den Berechnungen im Rahmen der normalen Jahresabrechnung.

Bei den Berechnungen nach dem Lieferantenwechsel beschwerten sich Kunden sowohl über den Netzbetreiber als auch den Lieferanten, wobei in den meisten Fällen der Netzbetreiber der Auslöser der Beschwerde war, weil die im Rahmen des Wechselprozesses übermittelten Jahresverbrauchswerte nicht stimmten und damit der Teilbetrag durch den Lieferanten (meistens) zu hoch berechnet wurde. In der Schlichtungsstelle sind auch Fälle bekannt, wo bei getrennter Rechnungslegung nach dem Lieferantenwechsel wesentlich höhere Beträge vorgeschrieben wurden als vor dem Wechsel, obwohl sich an der Netznutzung nichts geändert hatte.

Bei den Jahresabrechnungen ist oftmals unklar, warum bei gleichbleibendem Verbrauch wesentlich höhere Teilbeträge als im Vorjahr zur Vorschreibung kommen. Beispielsweise wird bei Nachverrechnungen von Verbrauchsmengen (weil beispielsweise der Zählerstand in den Vorjahren zu niedrig geschätzt wurde und daher nach der Ablesung für die Jahresabrechnung Verbrauchsmengen aus den Vorjahren in Rechnung gestellt werden) der Teilbetrag für das kommende Abrechnungsjahr auf Basis dieser viel zu hohen Verbrauchswerte errechnet. Weitere Intransparenz ergibt sich vor allem im Gasbereich, weil hier bei der Verbrauchsschätzung für das kommende Jahr das temperaturgewichtete Standardlastprofil herangezogen wird. Dieser Wert ist vom Kunden aufgrund seiner Komplexität nur sehr schwer nachzuvollziehen und führt daher zu Beschwerden.

Mit der letzten Novelle von EIWOG und GWG wurden Netzbetreiber und Lieferanten verpflichtet, die der Teilbetragsberechnung zugrundeliegende Verbrauchsmenge in kWh auf den Rechnungen anzugeben. Beobachtungen der Schlichtungsstelle haben gezeigt, dass diese Bestimmung bislang nur von einzelnen Unternehmen umgesetzt wurde, weshalb die E-Control Netzbetreiber und Lieferanten in einem Schreiben zur Durchführung aufgefordert bzw. eine diesbezügliche Stellungnahme eingefordert hat.

Bei Beschwerden bezüglich Teilbetragsvorschreibung wurde durch die Schlichtungsstelle meist festgestellt, dass der Betrag zu hoch war; nach Intervention der Schlichtungsstelle wurden die Teilbeträge durch die Unternehmen im Normalfall auf eine plausible Höhe angepasst.

Dauerbrenner Verbrauchs- und Rechnungshöhe

Die Rechnungsüberprüfung ist ein allgemein sehr beliebtes Kundenservice der E-Control. Nicht zuletzt aufgrund der mannigfachen gesetzlich vorgeschriebenen Informationen auf den Strom- und Gasrechnungen ist der Aufklärungsbedarf seitens der Kunden anhaltend groß.

Ausgangspunkt für eine Beschwerde über die Rechnungshöhe bei den Kunden ist meistens ein im Vergleich zum Vorjahr wesentlich höherer Verbrauch in kWh und/oder eine betragsmäßig höhere Rechnung als im Vorjahr. Eine zentrale Frage bei Verbrauchssteigerungen ist immer wieder die Art der Zählerstandsermittlung. Die Schlichtungsstelle kann hier nur die Form der Zählerstandsermittlung (rechnerische Ermittlung, Selbstablesung oder Ablesung durch den Netzbetreiber) überprüfen und bei ordnungsgemäßer Ablesung empfehlen, den Zähler vom Netzbetreiber überprüfen zu lassen. Hinsichtlich der Zählerstandsermittlung bei unterjährigen Verbrauchsabgrenzungen (etwa aufgrund von Energiepreis- oder Netznutzungstarifveränderungen) empfiehlt die Schlichtungsstelle den Kunden, die Zählerstände bekannt zu geben, da ansonsten eine rechnerische Ermittlung durch den Netzbetreiber erfolgt.

Nachverrechnungen sind ein häufiger Beschwerdegrund bei Rechnungen. Gründe sind rechnerisch zu niedrig ermittelte Zählerstände, weil etwa der Zutritt zur Kundenanlage nicht möglich war oder weil der Kunde (für den Netzbetreiber angeblich unplausibel) Zählerstände gemeldet hatte. Bei manchen

Netzbetreibern ist die Plausibilitätsprüfung so eingestellt, dass der Verbrauch anhand des Verbrauches des Vormieters geprüft wird. Verbraucht der Nachmieter beispielsweise viel mehr Energie als der Vermieter, kann es passieren, dass nachweislich gemeldete Zählerstände für unplausibel (weil zu hoch) erachtet werden und nur ein niedrigerer Verbrauch in Rechnung gestellt wird. Bei der nächsten Ablesung durch den Netzbetreiber wird dieser Fehler aufgedeckt und es kommt zu unangenehmen Nachverrechnungen für den Kunden. In den meisten Fällen erfolgen diese Nachverrechnungen aber innerhalb einer Frist von 3 Jahren ab dem Zeitpunkt, wo die Energie tatsächlich verbraucht wurde, sodass diese Forderung auch noch nicht verjährt ist.

Zahlungsschwierigkeiten und Grundversorgung

Aufgrund der allgemeinen wirtschaftlichen Situation gibt es leider immer wieder Kunden, die ihre Rechnung überhaupt nicht oder nicht pünktlich bezahlen können. Die Schlichtungsstelle wird im Normalfall bei Erhalt eines Schreibens eines Inkassobüros oder bei der Abschaltandrohung durch den Netzbetreiber kontaktiert. Während die Schlichtungsstelle früher bei den Unternehmen nur um eine weitere Stundung der offenen Beträge bzw. um eine Ratenvereinbarung ersuchen konnte, besteht nunmehr mit der Information an den Kunden bezüglich Berufung auf die Grundversorgung gemäß § 77 EIWOG 2010 und § 124 GWG 2010 ein wirksames Instrument, die Abschaltung der Kundenanlage zu verhindern.

Die Erfahrungen der Schlichtungsstelle zeigen, dass die Unternehmen das Instrument der Grundversorgung inzwischen weitgehend „akzeptiert“ haben und dem Kunden bei Berufung auf die Grundversorgung keine zusätzlichen Stolpersteine mehr in den Weg legen. Das zeigt sich unter anderem auch darin, dass – abgesehen von der Übermittlung eines Mustertextes für die Berufung auf die Grundversorgung an den Kunden – keine weitere Intervention bei Netzbetreibern und Lieferanten durch die Schlichtungsstelle erforderlich ist, um den Kunden zu seinem Recht zu verhelfen. Allerdings wissen noch immer sehr wenige Kunden über die Grundversorgung Bescheid bzw. weisen die Unternehmen ihre Kunden auch nicht aktiv auf diese Möglichkeit hin.

Fragen zur kommerziellen und technischen Qualität der Netzdienstleistungen

Es ist festzustellen, dass Strom- und Gaskunden vor allem im Hinblick auf die kommerzielle Dienstleistungsqualität eine höhere Sensibilität entwickeln, als dies in den vergangenen Jahren der Fall war.

Es geht um Fragen, wie Termine vereinbart und eingehalten werden, wie rasch auf Kundenanfragen bzw. Beschwerden reagiert wird, ob Rechnungslegungsfristen eingehalten werden bzw. wie verständlich Rechnungen und Teilbetragsvorschreibungen von Netzbetreibern und Lieferanten sind.

Fragen zu Netzanschluss- und Netzbereitstellungskosten

Die Anzahl der Anfragen zu diesem Themenkomplex blieben auch im Berichtsjahr konstant hoch. Waren im Vorjahr bereits sehr viele

Fragen im Zusammenhang mit dem Neuanschluss bzw. der Erweiterung von Photovoltaikanlagen zu klären, so hat sich dieser Trend im Berichtsjahr fortgesetzt. Den zweiten großen Themenblock neben den PV-Anlagen bilden die Anfragen zur Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt im Netzbereich Wien.

Im Folgenden wird auf die Kundenanfragen und Beschwerden der zwei größten Netzbetreiber Wiener Netze und Netz Niederösterreich und auf drei der alternativen Lieferanten mit der aus Sicht der Schlichtungsstelle höchsten Wahrnehmbarkeit am Markt und die Zusammenarbeit dieser Unternehmen mit der Schlichtungsstelle näher eingegangen.

Wiener Netze GmbH

Themen

Bei rund 26% der Anfragen und Beschwerden ging es um **Fragen bezüglich An- und Abmeldung, Lieferantenwechsel und die Teilbetragsberechnung nach dem Lieferantenwechsel**. In einigen Fällen wurden Anlagen im Rahmen der Neuanschaltung sogar abgeschaltet. Dank der direkten Kontakte mit dem Beschwerdemanagement von Wiener Netze konnte in den Abschaltfällen durch die Schlichtungsstelle eine rasche Wiedereinschaltung erreicht werden.

Rund ein Drittel der Beschwerden entfiel auf Fragen zur **Verbrauchshöhe** und hier insbesondere die Nachverrechnung **von Gas- bzw. Stromverbrauchsmengen**. Hier zeigte sich, dass die Feststellung der Jahresverbrauchswerte nach wie vor oft durch rechnerische Ermittlung erfolgt, sei es, weil der Zutritt zur Kundenanlage nicht möglich ist oder weil ein

Ableseversuch generell nur alle 3 Jahre erfolgt. All diese Gründe führen dazu, dass dem Kunden in einem oder sogar in zwei aufeinanderfolgenden Abrechnungszeiträumen ein zu niedriger Verbrauch in Rechnung gestellt wird und im dritten Verrechnungszeitraum dann die in den davorliegenden Zeiträumen zu wenig in Rechnung gestellte Energie zur Nachverrechnung kommt.

Bei der Durchführung der Zählerablesung gab es im Berichtsjahr Probleme mit der Firma ISTA, weil in einzelnen Wohnblöcken der Zählerstand auf der Jahresabrechnung zwar als abgelesen angegeben wurde, sich nach genauerer Recherche aber herausgestellt hatte, dass die Zählerstände nur berechnet wurden.

Ein weiteres – mittlerweile ebenfalls Dauerthema – betrifft **die Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt für Haus-haltskunden**. Wiener Netze GmbH verlangt (im Einklang mit den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen) bei Überschreitung der Verbrauchsgrenze von 9.000 kWh/Jahr die Nachzahlung von Netzbereitstellungsentgelt für 3 kW. Diese Maßnahme führte und führt nach wie vor zu viel Unverständnis bei den betroffenen Kunden; die Schlichtungsstelle kann Kunden in diesen Fällen nur über die Verwendung des Netzbereitstellungsentgelts für den Ausbau der vorgelagerten Netzebenen aufklären.

Im Berichtsjahr hat sich die Frage, wer die Schlichtungsanfragen bei Wiener Netze beantwortet, im Wesentlichen geklärt. Durch den Aufbau eines eigenen Beschwerdemanagements bei Wiener Netze werden nunmehr alle netzseitigen Anfragen direkt an

Wiener Netze übermittelt. In Einzelfällen wird die Schlichtungsstelle noch an das externe Dienstleistungsunternehmen Wien Energie GmbH verwiesen, weil dieses für die Rechnungslegung zuständig ist.

Netz Niederösterreich GmbH

Themen

Die Beschwerden waren im Berichtsjahr mehr oder weniger gleichmäßig auf die **Themen An- und Abmeldung, Lieferantenwechsel und Teilbetragsberechnung, Verbrauchshöhe und Abschaltungen** verteilt. Rund ein Viertel der Anfragen und Beschwerden entfiel auf den Themenbereich Netzanschluss bzw. Leistungserhöhungen und in weiterer Folge die Abrechnung von eingespeisten Energiemengen aus **Photovoltaikanlagen**. Ähnlich wie bei der Neuanmeldung einer Bezugsanlage gab es auch hier Schwierigkeiten bei der Neuanmeldung der Einspeiseanlage durch einen alternativen Lieferanten. Obwohl die Anlagen fertiggestellt waren und der Kunde bereits Energie einspeiste, wurde die eingespeiste Energie ursprünglich von keinem Abnehmer vergütet, weil die Neuanmeldung nicht erfolgreich abgeschlossen wurde. Im Großteil der Fälle wurden die eingespeisten Energieanteile aber nach Einschreiten der Schlichtungsstelle entweder vom Netzbetreiber bzw. dem alternativen Abnehmer übernommen und dem Kunden vergütet.

Aus einer von einer Netz-Niederösterreich-Kundin übermittelten Rechnung war ersichtlich, dass Netz Niederösterreich bei der Zählerüberprüfung sowohl im Strom- als auch im Gasbereich zusätzlich zu dem in der SNE-Verordnung Strom bzw. GSNE-Verordnung geregelten Kosten für die Zählerüberprüfung noch **Kosten für die Demontage des Zählers** in

Rechnung stellte. Die Schlichtungsstelle wies Netz Niederösterreich auf diese rechtswidrige Verrechnung hin und Netz Niederösterreich hat sich schlussendlich zu einer rechtskonformen Verrechnung der Entgelte für Zählerüberprüfung verpflichtet.

Die Qualität der Stellungnahme von Netz Niederösterreich zu Schlichtungsanfragen könnte nach wie vor verbessert werden. Die telefonische Erreichbarkeit der Ansprechpartner ist nur in Ausnahmefällen gegeben.

Verbund AG

Die Anzahl der Anfragen Verbund AG betreffend ist im Berichtsjahr um rund 70 % gestiegen. Naturgemäß war Verbund als alternativer Stromlieferant mit der größten Anzahl an Kunden von den **Problemen rund um die Neuanmeldung samt Abschaltungen und den Wechselprozess** inklusive der Teilbetragsberechnungen am meisten betroffen. Rund 50% der Anfragen und Beschwerden entfielen auf diesen Themenbereich.

Ein weiterer Beschwerdegrund war die **Verrechnung des Neukundenbonus** nicht nur auf den Normalstrom, sondern auch auf den Nachtstromanteil. Kunden beschwerten sich, weil sie den Neukundenbonus auf ihren Rechnungen nur für den Tagstromanteil und nicht auch den Nachtstromanteil vorfanden. Verbund rechtfertigte sich mit der Darstellung, dass auf den Umstand, dass der Bonus nur für den Tagstromzähler gälte, auf den Preisblättern ausreichend hingewiesen wurde.

Zwischenzeitlich wurde das Produkt aber insoweit geändert, als der Bonus nunmehr

auch auf den Nachtstromanteil gewährt wird. Auch zu Ende des Berichtsjahres noch andauernde Probleme bestehen mit der **zeitfernen Rechnungslegung** durch Verbund. Kunden beschwerten und beschwerten sich, weil sie wochen- bzw. manchmal sogar monatelang nach der Zählerstandsermittlung durch den Netzbetreiber vom Verbund noch immer keine Jahresabrechnung erhalten hatten. Die einzelnen von der Schlichtungsstelle an Verbund herangetragenen Beschwerden wegen rückständiger Rechnungslegung wurden aber immer unmittelbar erledigt. Seitens Verbund wird der Schlichtungsstelle zwar schon seit längerer Zeit versichert, dass die Rückstände in der Rechnungslegung bereits abgearbeitet wurden, einzelne Kundenbeschwerden lassen aber darauf schließen, dass das Problem noch nicht gänzlich behoben ist.

Die Zusammenarbeit mit Verbund ist im Großen und Ganzen als gut zu bezeichnen, wenn auch die Stellungnahmefristen im Berichtsjahr länger geworden sind bzw. auch einige Urgenzen erforderlich waren.

Goldgas GmbH

Trotz der VKI-Aktion, bei welcher rund 30.000 Gaskunden zu Goldgas gewechselt sind, ist die Anzahl der Anfragen und Beschwerden bei der Schlichtungsstelle von 140 im Vorjahr auf 80 im Berichtsjahr gesunken. Naturgemäß entfiel ein Großteil der Kundenanliegen auf die Themenbereiche **Neuanmeldung, Wechsel und Teilbetragsberechnung** nach dem Lieferantenwechsel.

Die Zusammenarbeit mit der Schlichtungsstelle ist im Großen und Ganzen gut.

Montana Energie-Handel AT GmbH

Hauptthemen der Anfragen und Beschwerden waren Probleme mit dem **Wechsel, der Höhe der Teilbetragsvorschreibungen** und **den langen Rechnungslegungsfristen**.

Die Zusammenarbeit zwischen der Schlichtungsstelle und dem Beschwerdemanage-

ment von Montana ist ausgezeichnet. Positiv hervorzuheben ist, dass die Rückmeldungen auf Schlichtungsanfragen grundsätzlich in ein oder zwei Tagen erfolgen und dann das Kundenanliegen meistens schon direkt mit dem Kunden gelöst wurde.

Internationale Aktivitäten der E-Control

Zu den Aufgaben der E-Control zählt auch die Mitarbeit an der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes. Die E-Control kommt dieser Aufgabe vor allem durch die aktive Mitarbeit im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach.

Es ist für Österreich wesentlich, die europäischen Entwicklungen auch aktiv im eigenen Interesse mitzugestalten. So kann erreicht werden, dass die heimische Wirtschaft vergleichbare Standortbedingungen bei den Strom- und Gaskosten vorfindet und Geschäftschancen im Energie-Binnenmarkt genutzt werden können. Mitarbeiter der E-Control sind daher in mehreren europäischen Arbeits- und Koordinationsgruppen in leitender Funktion vertreten.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH

Aufgrund der engen Verflechtungen des europäischen Übertragungsnetzes und der zugehörigen Märkte und der Position Österreichs in der Mitte des Synchronbereichs Kontinentaleuropa ist es wesentlich, die europäischen

Entwicklungen mitzugestalten. Mitarbeiter der E-Control sind daher in etlichen europäischen Arbeits- und Koordinationsgruppen vertreten. In der Folge werden einige dieser Gruppen beispielhaft angeführt.

Electricity Quality of Supply and Smart Grids Task Force (EQS TF)

Im Jahr 2014 wurde die Arbeit der EQS TF unter CEER in zwei Gruppen organisiert: Gruppe 1 befasste sich mit den Aspekten der Spannungsqualität und der Versorgungszuverlässigkeit. Die zweite Gruppe beschäftigte sich mit Smart-Grids-Themen und hat an einer Reihe von verschiedenen europäischen Kooperationen und Aktivitäten mitgearbeitet sowie inhaltlichen Input bereitgestellt (wie z.B. in den Expertengruppen der Smart Grids Task Force der Europäischen Kommission, der Europäischen Technologieplattform für Smart Grids, der European Electricity Grid Initiative (EEGI)).

Electricity Security of Supply Task Force (ESS TF)

Im Jahr 2014 wurde von der CEER ESS TF die Arbeit im Bereich der Analysen von ausreichenden Erzeugungskapazitäten (Generation

Adequacy) fortgeführt. Basierend auf der Analyse der nationalen Praktiken im Jahr 2013 hat die Arbeitsgruppe Empfehlungen für die Abschätzung der langfristigen Versorgungssicherheit entwickelt. Das ergänzt die Arbeit parallellaufender Gruppen, u.a. der EU-Kommission, und von ENTSO-E (Europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber).

Electricity Networks and Markets Task Force (ENM TF)

In der ACER ENM TF werden die europäischen Prozesse und Inhalte zu Network Codes und Guidelines gemäß EU-Regulierung VO 714/2009 koordiniert. Im Jahr 2014 wurden entscheidende Schritte zur Verrechtlichung von Network Codes und Guidelines gesetzt. Als erste Guideline im Strombereich wurde der Text zu Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement am 5. Dezember 2014 beim Komitologieverfahren im Cross-Border Committee positiv abgestimmt. Folgende ENTSO-E Entwürfe für Network Codes / Guidelines sind bereits mittels ACER Opinions an die EU-Kommission weiterempfohlen worden.

- > Requirements for Generators
- > Demand Connection
- > Operational Security
- > Operational Planning and Scheduling
- > Load-Frequency Control and Reserves
- > Forward Capacity Allocation
- > High Voltage Direct Current

Dabei handelt es sich um marktrelevante und technische Schwerpunktthemen, die für die Marktintegration und die Netzbetriebsicherheit in Europa erhebliche Bedeutung haben.

Die Network Codes zu Balancing und Emergency and Restoration sind derzeit in Ausar-

beitung bei ENTSO-E. Der vorerst letzte Network Code zu Staff Training and Certification ist erst für 2016 geplant.

Nach der Empfehlung der Network Codes begleitet die ENM TF die Vorbereitung des Komitologieverfahrens (zur endgültigen Beschlussfassung durch die Mitgliedstaaten und das Europäische Parlament). In der Folge wird auch die Umsetzung der Network Codes und Guidelines durch die ENM TF aktiv unterstützt. Zu einigen Themen wurde Early Implementation beschlossen bzw. wurden Pilotprojekte definiert, diese Aktivitäten greifen bereits deutlich früher als die formale Einführung der Network Codes/Guidelines.

Infrastructure Task Force (INF TF)

Der Strom-Infrastrukturbereich wird in der INF TF unter ACER in vier Workstreams bearbeitet:

1. Energieinfrastrukturpaket (EIP) der EU: Diese Gruppe beschäftigt sich mit der Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse von Übertragungsnetzausbauprojekten, um die aus Sicht der Regierungsbehörden nötige Datenkonsistenz und -qualität für die regulatorische Bewertung der Projekte zu erreichen. Dies dient dann als Basis für die Auswahl der Projekte von gemeinsamem Interesse (PCIs) für die zweite Liste der EU-Kommission, welche den Prozess Ende Oktober 2014 gestartet hat.
2. Europäischer Zehnjahresnetzentwicklungsplan (Ten Year Network Development Plan – TY-NDP): Dieser Plan ist jedes zweite Jahr von ENTSO-E zu erstellen. ACER hat Ende 2014 das veröffentlichte Dokumentenpaket zum TYNDP 2014 analysiert und wird in Kürze eine Stellungnahme (Opinion) dazu abgeben.

3. Grenzüberschreitende Kostenaufteilung (Cross Border Cost Allocation – CBCA): Das Energieinfrastrukturpaket sieht für PCI die Möglichkeit einer Kostenaufteilung zwischen Nachbarländern mit signifikantem Nutzen aus dem Projekt vor. Einige wenige CBCA-Entscheidungen im Strombereich wurden von den zuständigen Regulierungsbehörden im Jahr 2014 getroffen. Eine ausführliche Richtlinie zu CBCA ist im ACER-Arbeitsprogramm für 2015 vorgesehen.
4. Tarifierung der Übertragungsnetze: Im Jahr 2014 wurde eine Studie der EU-Kommission zum Thema Investitionsanreize begleitet, es konnte kein Bedarf für Änderungen im Anreizsystem identifiziert werden. Der Workstream entwickelte im zweiten Halbjahr ein Konzept zur Erfassung und Auswertung von Kostenindikatoren. Bis Mai 2015 müssen die nationalen Regulierungsbehörden gemäß EIP Kennwerte veröffentlichen. Des Weiteren sind Vorarbeiten für ein Scoping Paper zur Tarifierung erfolgt, welches für 2015 geplant ist.

Cross-Border Committee

Das Cross-Border Committee ist für die Beschlussfassung der Network Codes und Guidelines in verbindliches EU-Recht über das Komitologieverfahren zuständig. Es besteht gemäß Statuten aus Vertretern der Mitgliedstaaten bzw. ggf. der Regulierungsbehörden. Im abgelaufenen Jahr wurde das Komitee von der Europäischen Kommission vorwiegend auf die kommenden Komitologieverfahren vorbereitet und Eckpunkte der Network Codes vorgestellt. Im Dezember 2014 wurde erstmalig abgestimmt. Im Jahr 2015 sollen laut EU-Kommission die wesentlichen Texte im Strombereich durch das Komitee beschlossen werden.

Florenz Forum

Das Forum für Elektrizitätsregulierung wurde eingerichtet, um die Schaffung des Binnenmarkts für Strom zu erörtern. Im Forum vertreten sind die Regulierungsbehörden und die Regierungen der Mitgliedstaaten, die Europäische Kommission, Übertragungsnetzbetreiber, Stromhändler, Verbraucher, Netznutzer und Strombörsen. Seit 1998 kommen sie zweimal jährlich zusammen. Die Foren fanden im Jahr 2014 im Mai und im November in Florenz statt. Die Schwerpunktthemen waren Network Codes, Energieinfrastrukturpaket, Transparenz und Regionalinitiativen.

Regionale Initiativen

Gemäß § 23 Energie-Control-Gesetz ist die Regulierungsbehörde zur Mitarbeit an der europäischen Marktintegration insbesondere auch auf regionaler Ebene verpflichtet. Die E-Control erfüllt die Lead-Regulator-Funktion für die Region Central Eastern Europe (CEE). Inhaltlicher Schwerpunkt ist die Erarbeitung eines lastflussbasierten Kapazitätsvergabesystems.

Neben regionalen Integrationsschritten gewinnen zunehmend überregionale Projekte an Bedeutung. Bei der Kapazitätsberechnung ist für Österreich auch die Region Central Western Europe (CWE) von Relevanz. Als Mitglied des Pentalateralen Forums (PLEF; gemeinsam mit Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande und Luxemburg) ist Österreich über die E-Control auf Regulatorenebene und APG auf Übertragungsnetzbetreiberebene in das Projekt einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in CWE integriert.

Stark involviert ist die E-Control in die Vorbereitungen zur Schaffung eines gemeinsamen

Intraday-Marktes für die Regionen CWE, Skandinavien und Großbritannien mit zusätzlicher Einbindung von Spanien und der Schweiz (Region North-West Europe+). Die TSOs und Börsen der Region beschaffen nach einer Empfehlung der Agentur ein entsprechendes IT-System zum Kapazitätsmanagement und zur Handelsunterstützung. Die Regulierungsbehörden begleiten das Projekt im Hinblick auf die Systemanforderungen und Kosteneffizienz aktiv.

Die österreichische Grenze zu Italien ist der Region Central Southern Europe (CSE) zugeordnet. Auch dazu gibt es ein Projekt zur Umsetzung der täglichen Marktkopplung. Ziel ist es, einen einheitlichen täglichen Markt mit den Regionen CWE, Skandinavien zu schaffen. Die geplante operative Umsetzung soll im Februar 2015 stattfinden.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH

Zu den Aufgaben der E-Control zählt auch das Engagement auf europäischer Ebene zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes. Die E-Control kommt dieser Aufgabe im Gasbereich vor allem durch die aktive Mitarbeit im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden (ACER) sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach. Darüber hinaus arbeitet die E-Control auch auf regionaler Ebene mit anderen Regulatoren im Rahmen der ACER Gas Regional Initiative Süd-Süd-Ost zusammen.

Mitarbeit in ACER und CEER

Die internationale Mitarbeit im Gasbereich im Jahr 2014 war einerseits geprägt von den europäischen Aufgaben im Rahmen der Mit-

arbeit in der ACER sowie andererseits vom innerhalb von CEER ausgearbeiteten Arbeitsprogramm. Aufgabe von ACER ist es unter anderem, die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden zu fördern, unverbindliche Rahmenleitlinien zu entwickeln sowie die Einhaltung von Europäischen Vorgaben zu beaufsichtigen.

Rahmenleitlinien und Netzkodizes

Auch im Jahr 2014 stand die Umsetzung des dritten EU-Binnenmarktpaketes im Fokus der Arbeit bei ACER. Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sieht unter anderem die Erarbeitung von Rahmenleitlinien zu bestimmten Themen durch ACER vor. Diese Rahmenleitlinien dienen der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen (ENTSOG) als Grundlage für die Erarbeitung von detaillierten Netzkodizes. Die Europäischen Regulatoren unterstützen ENTSOG proaktiv und zeitlich in der Erarbeitung der Netzkodizes, um sicherzustellen, dass diese die Vorgaben der Rahmenleitlinien bestmöglich abbilden. Aufgrund der von ACER erarbeiteten Leitlinien und der von ENTSOG entwickelten Netzkodizes veröffentlicht die Europäische Kommission einen Verordnungsvorschlag, der anschließend im Komitologieverfahren behandelt wird. Den Abschluss eines solchen Verfahrens bildet die Veröffentlichung der verabschiedeten Verordnung im EU-Amtsblatt.

Die ersten Rahmenleitlinien zu den Themen Kapazitätsallokation und Ausgleichsenergiebewirtschaftung in europäischen Gasfernleitungsnetzen erarbeitete ACER bereits 2011. Im Jahr 2012 verabschiedete ACER gemäß Artikel 6 Abs. 4 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 begründete Stellungnahmen

zu den von ENTSOG erarbeiteten Netzkodizes über Kapazitätsallokation und Ausgleichsenergiebewirtschaftung. Auch im Komitologieverfahren begleitete die E-Control die Verhandlungen über die Netzkodizes zu Kapazitätsallokation und zu Ausgleichsenergiebewirtschaftung aktiv mit. Der Netzkodex zu Kapazitätsallokation wurde im Oktober 2013 im EU-Amtsblatt als 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 veröffentlicht. Der Netzkodex zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung wurde am 26. März 2014 als Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen im EU-Amtsblatt veröffentlicht.

Basierend auf den Rahmenleitlinien zu Interoperabilität und Datenaustausch, die von ACER 2012 fertiggestellt wurden, entwickelte ENTSOG 2013 den entsprechenden Netzkodex. Die europäischen Regulierungsbehörden haben diesen Prozess aktiv begleitet und die Agentur verabschiedete ihre begründete Stellungnahme zu diesem Netzkodex Ende 2013. Im Jahr 2014 fand das Komitologieverfahren statt, das im November 2014 erfolgreich zum Abschluss geführt wurde. Die Verordnung der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch wird voraussichtlich im Frühling 2015 im EU-Amtsblatt veröffentlicht.

Nach Verabschiedung der Verordnung zu Mechanismen für die Kapazitätszuweisung erarbeitete ACER eine Leitlinie bezüglich

zusätzliche und neue Kapazität, die eine Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen darstellt. Diese Leitlinie von ACER diente ENTSOG als Vorlage, um innerhalb eines Jahres (2014) einen Änderungsvorschlag des Netzkodex zu Kapazitätsallokation zu erarbeiten. Im Anschluss daran wird ACER eine begründete Stellungnahme dazu abgeben, bevor das Komitologieverfahren für die zweite Jahreshälfte 2015 vorgesehen ist.

Nachdem ACER 2013 die Rahmenleitlinie zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen veröffentlicht hatte, lag auch in diesem Bereich 2014 der Ball bei ENTSOG, die ein Jahr Zeit hatte, um einen entsprechenden Netzkodex zu entwickeln. ACER wird auch in diesem Fall 2015 eine begründete Stellungnahme erarbeiten, bevor der Komitologieprozess in der zweiten Jahreshälfte beginnt.

Zur möglichen Rahmenleitlinie zu Handelsregeln bezüglich technischen und operativen Vorschriften der Netzwerkzugangsservices und des Systemausgleichs führte ACER auf Basis der Themenabgrenzung im Frühling 2014 eine öffentliche Konsultation der Marktteilnehmer durch. Diese ergab, dass derzeit kein Bedarf an solch einer Rahmenleitlinie besteht. Nichtsdestotrotz wird sich ACER mit den identifizierten Problemstellungen auseinandersetzen.

Gas Target Model

2011 entwickelte CEER – in enger Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern – die Vision für ein europäisches Zielmodell für den Erdgasbinnenmarkt (Gas Target Model). Seitdem erleben die globalen und europäischen

Gasmärkte bedeutende Veränderungen (um nur einige zu nennen: die neue Gaskrise mit Ukraine/Russland, Schiefergasboom in den USA, die Atomkatastrophe in Fukushima und wachsende Herausforderungen für Gaskraftwerke als Back-up für die variable Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen). Auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen ändern sich. Durch die fortschreitende Entwicklung von Rahmenrichtlinien und Netzkodizes werden immer mehr einheitliche europäische Marktregeln eingeführt.

Um all diese Änderungen zu reflektieren, überarbeitete ACER im vergangenen Jahr (Herbst 2013 bis Herbst 2014) das Gas Target Model. Den finalen Entwurf präsentierte ACER beim Madrid Forum im Oktober 2014. Ein abschließender Workshop fand im Jänner 2015 in Brüssel statt. Dort wurde das fertiggestellte Dokument offiziell vorgestellt, und die Marktteilnehmer erhielten erneut die Möglichkeit, das neue Gas Target Model zu diskutieren. Die E-Control hatte bei der Überarbeitung des Gas Target Models eine führende Rolle inne.

Madrid Forum

Das halbjährlich von der Europäischen Kommission in Madrid organisierte Gasregulierungsforum dient der Diskussion relevanter Themen zur Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes. Vertreter der Europäischen Kommission, von ACER, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie sowie betroffener europäischer Interessenvertretungen nahmen am 25. und 26. Madrid Forum teil, welche im Mai 2014 bzw. Oktober 2014 stattfanden. Die E-Control präsentierte bei den Foren die Arbeit der Regulatoren, im Speziellen die Überarbeitung

des Gas Target Models sowie aktuelle Fragestellungen zum Thema Erdgasversorgungssicherheit.

MONITORING

Market Monitoring and Reporting Task Force (MMR TF)

Die Market Monitoring and Reporting Task Force (MMR TF) beschäftigte sich im vergangenen Jahr vorrangig mit der Erstellung des jährlichen CEER/ACER Market Monitoring Reports. Dieser beinhaltet schwerpunktmäßig eine Analyse der Großhandels- und Endkundenmärkte Strom und Gas, Netzzugang und Konsumententhemen. Die Ergebnisse wurden am 22. Oktober im Zuge einer Pressekonferenz in Brüssel präsentiert und stießen auf positive Resonanz.

Weiters organisierte die MMR TF ein zweitägiges Training, bei dem die Teilnehmer mit diversen Analysetechniken vertraut gemacht und Erfahrungen ausgetauscht wurden.

NRAs melden an CEER jährlich Daten zu diversen regulatorischen, technischen, wettbewerblichen und konsumentenrechtlichen Themen. Die Datenbank wurde im Herbst überarbeitet und die Indikatoren überprüft und ggf. angepasst.

Internationales Monitoring – REMIT

Im Jahr 2014 konzentrierte sich die Arbeit in den REMIT und Surveillance Task Forces von CEER und ACER auf die Implementierung der REMIT.

Im Rahmen der MMG Task Force wurden die Details der REMIT-Durchführungsrechtsakte zwischen den Regulatoren diskutiert und die gemeinsame Position in die Besprechungen

mit der EU-Kommission eingebracht. Die Task Force beschloss die Regeln und technischen Rahmenbedingungen für die Weitergabe von REMIT-Daten zwischen ACER und den nationalen Regulierungsbehörden. Ein weiterer Fokus lag in der Erarbeitung detaillierter technischer Standards für die Meldung von Transaktionen durch Marktteilnehmer. Diese wurden als „Transaction Reporting User Manual“ (TRUM) veröffentlicht und konsultiert. Die Task Force legte zudem die Anforderungen für die Veröffentlichung von REMIT-Registrierungsdaten durch ACER fest und untersuchte die Auswirkungen der Benchmarking-Gesetzgebung auf Indizes im Energiemarkt.

Im Rahmen der WMS Task Force wurde ein Market-Monitoring-Handbuch erarbeitet, welches Leitlinien für die Zusammenarbeit zwischen ACER und den nationalen Regulierungsbehörden definiert. Zudem unterstützte die Task Force ACER in der Bestimmung von organisierten Märkten („Organised Market Places“) und deren Unterscheidung von „Personen, die beruflich Transaktionen arrangieren“ („Persons professionally arranging transactions“).

In der IT Task Force wurden technische Standards für die Datenübermittlung, -prüfung und -sicherheit sowie für die Datenbereitstellung im Zuge der REMIT erarbeitet. Die Task Force ermittelte mögliche Probleme bei der Inbetriebnahme des ACER-Registrierungssystems und Gegenmaßnahmen für den Fall technischer Mängel. Des Weiteren wurde eine Untergruppe der IT Task Force eingerichtet, welche die organisatorischen und technischen Sicherheitsregeln für nationale Regulierungsbehörden im Umgang mit REMIT-Daten erarbeitet.

Im Zuge der Tätigkeit in der WEM Task Force wurde ein Bericht über den Stand der REMIT-Implementierung auf europäischer Ebene mit Stand Frühjahr 2014 erarbeitet. Zusätzlich verfasste die Task Force ein Antwortschreiben auf die ESMA-Konsultation zum Finanzmarktreformpaket. Dabei wurde insbesondere auf die Definition von Finanzmarktprodukten und deren Implikation auf die REMIT und die Kompetenzverteilung zwischen ESMA und ACER eingegangen. Zudem wurde ein Schreiben an ESMA verfasst, welches die Erfordernis zur doppelten Meldung von Kraftwerksausfällen durch die Aufnahme von Emissionszertifikaten in das Finanzmarktreformpaket adressiert.

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

Die E-Control ist in der europäischen Vereinigung der Regulatoren (CEER – Council of European Energy Regulators) vertreten. Im Rahmen von CEER beschäftigt sich die Customers and Retail Markets Working Group mit konsumentenrelevanten Themen. Diese Arbeitsgruppe unterteilt sich einerseits in die Customer Empowerment (CEM) Task Force, die sich um Themen rund um den Schutz und die Stärkung von Energiekonsumenten kümmert, sowie andererseits in die Retail Market Functioning (RMF) Task Force, die sich den Themen Analyse und Design des Endverbrauchermarktes sowie Smart Metering widmet.

Darüber hinaus werden in der Strategy and Communication (SC) Task Force Pläne und Aktivitäten entwickelt, wie Konsumenten in der Praxis stärker in den europäischen Energiemarkt eingebunden werden können. Auf allen

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

Etliche Dokumente wurden im vergangenen Jahr im Rahmen der Customers and Retail Markets Working Group erarbeitet und veröffentlicht.

CEER 2014 Annual Conference on Energy Customers

Am 18. Juni 2014 fand in Brüssel die dritte CEER Annual Conference on Energy Customers statt. Die Veranstaltung bot den teilnehmenden nationalen und internationalen Konsumentenschutzorganisationen die seltene Möglichkeit, mit anderen Akteuren der Energiemärkte (EVUs, Regulatoren, politische Akteure) zusammenzutreffen. In insgesamt drei Einheiten wurde zuerst über neue Strategien für die Gestaltung der Energiemärkte gesprochen. In den beiden weiteren Einheiten ging man den Prinzipien der von CEER und BEUC (Bureau Européen des Unions de Consommateurs, the European Consumer Organisation) gemeinsam ins Leben gerufenen Customer Vision 2020 genauer nach – den sogenannten RASP-Prinzipien (englisch für Zuverlässigkeit (reliability), Leistbarkeit (affordability), Einfachheit (simplicity) und Schutz und Mitwirkungsmöglichkeit (protection and empowerment)). In parallelen Breakout Sessions wurde genauer betrachtet, wie diese Prinzipien in die Tat umgesetzt werden könnten – zum Beispiel bei der Gestaltung der Energierechnung oder der Planung einer Wechselaktion ähnlich jener durch den VKI durchgeführten Energiekosten-Stop Aktion in Österreich im Winter 2013/2014. Abschließend kamen Ver-

treter jener EVUs zu Wort, die sich verpflichtet haben, den Prinzipien aus der Consumer Vision 2020 Rechnung zu tragen und in eigenen Wirkungsbereichen umzusetzen. Sie berichteten über deren Fortschritte bei der konkreten Umsetzung der Customer Vision 2020. Insbesondere wurden wiederum die Herausforderungen und die Ressourcenintensität im Beschwerdemanagement, die Notwendigkeit eines detaillierteren Austausches zwischen Regulatoren und Konsumentenschutzvereinen und die Chancen besprochen, wie die vielschichtigen Beziehungen zwischen Endkunden und den verschiedenen Akteuren auf den Energiemärkten gestaltet werden können, um ausreichende Informationen und Schutz für Konsumenten zu gewähren.

Joint CEER-ECRB

Regional Customer Workshop

In Brüssel fand am 1. Oktober 2014 der zweite gemeinsame Workshop zu Endkundenthemen der Strom- und Gasmärkte zwischen CEER und ECRB (Energy Community Regulatory Board) statt. Unter maßgeblicher Mitorganisation von Seiten der E-Control lernten die beiden Organisationen ihre Arbeit rund um Endkundenthemen besser kennen. Nach einem Eröffnungsstatement der Europäischen Kommission zur Gestaltung der Energiemärkte wurde unter reger Teilnahme der beiden Organisationen über die Stärkung der Konsumentenrechte sowie Teilnahmemöglichkeiten am Markt gesprochen und diskutiert. Insbesondere wurde auch angesprochen, wie Konsumenten von den geplanten Marktöffnungen in den Vertragsstaaten von ECRB (Südosteuropa) profitieren können. In interaktiven Einheiten wurde sodann über die Möglichkeiten der Stärkung des Bewusstseins der Konsumenten für Energie, über neue Technologien

– insbesondere intelligente Zähler – sowie organisierte Wechselaktionen gesprochen. Dabei wurde auch von Seiten der E-Control über die VKI Energiekosten-Stop Aktion berichtet.

A BRIDGE TO 2025

Welche Punkte im EU-Energiesektor in Angriff genommen werden sollten, zeigt eine Ende September 2014 in Brüssel präsentierte Strategie der europäischen Energieregulatoren CEER und der Energieagentur ACER. Das Programm identifiziert die größten Herausforderungen im Energiebereich in den kommenden zehn Jahren. Zu den wichtigsten Aufgaben bis 2025 zählen die vollständige Umsetzung des dritten Energiemarktliberalisierungspakets und gemeinsame Kriterien für einen funktionierenden Endkundenmarkt. So sollte es beispielsweise für Energielieferanten, die neu in den Markt eines Mitgliedslandes eintreten möchten, einheitliche Vorgaben geben. Derzeit sind diese von Land zu Land verschieden, was den bürokratischen Aufwand für neue Lieferanten erhöht und den Weg zu einem integrierten Energiemarkt verschließt.

Konsumentenrechte stärken

Wichtig ist darüber hinaus eine weitere Stärkung der Konsumentenrechte, wobei aber noch viel zu tun ist, um für Konsumenten umfassende Rechte zu erreichen. Jeder Konsument sollte etwa das Recht haben, einen Strom- und Gaslieferanten aus der EU wählen zu können.

Lieferantenwechsel

innerhalb von 24 Stunden

Gefordert wird im Programm der EU-Energieregulatoren auch das Recht eines Energiekonsumenten, seinen Strom- und Gaslieferanten innerhalb von 24 Stunden zu wechseln.

Diese Regelung soll spätestens bis 2025 in Kraft treten, sofern eine Kosten-Nutzen-Analyse nicht negativ ausfällt. Die europäischen Regulatoren wünschen sich außerdem mehr Möglichkeiten für Konsumenten bei der Teilnahme am Regelenergiemarkt.

Forderung nach besserer Vertretung von Energiekonsumenten

Eine bessere Vertretung der Energiekonsumenten auf EU-Ebene steht ebenfalls auf dem Forderungskatalog der europäischen Energieregulatoren. Während Netzbetreiber und Industrieorganisationen gut verankert sind, werden Konsumentenorganisationen bei Debatten auf EU-Ebene derzeit nur wenig involviert. Zwar gebe es den europäischen Verbraucherverband BEUC, der sich auch zu Energiethemen einbringe, es braucht aber neben einer Stärkung bestehender Verbände auch eine bessere Vertretung nationaler Konsumentenorganisationen.

INTERNATIONALE KOOPERATIONS-PROJEKTE DER E-CONTROL AUSTRIA

Über mittlerweile sieben Jahre hat sich die E-Control Austria im Bereich der internationalen Kooperationsprojekte als verlässlicher Partner für empfangende Länder und finanzierende Stellen gleichermaßen etabliert. Die meisten der Projekte laufen innerhalb des von der Europäischen Union finanzierten Twinning-Instruments ab, doch auch abseits davon implementiert die E-Control Austria Kooperationsprojekte. Im Fokus stehen dabei die Stärkung der administrativen Fähigkeiten der Empfängerländer, die Etablierung einer langfristigen Zusammenarbeit mit den (europäischen und außereuropäischen) Partnerbehörden und die Möglichkeit für beide Seiten, durch eine Anwendung bekannter und

bewährter Modelle in unterschiedlichen Situationen ihre Expertise zu erweitern. Im Zuge der laufenden Optimierung der Projektarbeit führt die E-Control Austria derzeit außerdem die standardisierten Prozesse des IPMA-Projektmanagements ein.

Twiningprojekt zur Anreizregulierung in Georgien

Das 2012 begonnene Twiningprojekt mit der georgischen Energieregulierungsbehörde GNERC wurde 2014 erfolgreich abgeschlossen. Neben der E-Control Austria waren auch die EXAA, die deutsche Bundesnetzagentur und die lettische PUC an der Projektumsetzung beteiligt.

Mit einem EU-Budget von Euro 1.100.000 wurden innerhalb des Projekts besonders die Themen Anreizregulierung und Versorgungsqualität behandelt. Nach einer Analyse der Situation und diversen Schulungen wurden Vorschläge für eine Tarifierungsmethodik für das georgische Stromnetz erarbeitet. Die Ergebnisse des Projekts und die neu gewonnene Expertise wurden von der georgischen Partnerbehörde bereits im September 2014 bei der Einführung der neuen Stromtarifierung angewandt.

Twiningprojekt mit algerischer Regulierungsbehörde CREG

Im letzten Quartal 2014 wurde die E-Control Austria mit der Umsetzung eines weiteren Twiningprojekts betraut. Gemeinsam mit der spanischen Energieregulierungsbehörde CNMC und unter Beteiligung der EXAA wird die E-Control Austria über zwei Jahre (und mit einem EU-finanzierten Projektbudget von Euro 1.200.000) mit der algerischen CREG zusammenarbeiten.

Die thematische Bandbreite reicht von Streit-schlichtung und Qualitätsregulierung über die Förderung und Einbindung erneuerbarer Energien und die Organisation von Datenflüssen bis hin zum grenzüberschreitenden Stromhandel und der Entwicklung der organisatorischen Kompetenzen der CREG. Mit der Umsetzung des Projekts kann voraussichtlich im zweiten Quartal 2015 begonnen werden.

Bilaterale Zusammenarbeit mit der zypriotischen Regulierungsbehörde CERA

Im Rahmen der Absichtserklärung zur engen Zusammenarbeit mit der zypriotischen Energieregulierungsbehörde CERA begann die E-Control, nach Beauftragung durch CERA, im Sommer 2014 mit der Umsetzung eines gemeinsamen Projekts. Das Ziel des Projekts bestand darin, die bestehende Organisationsstruktur von CERA zu analysieren und Empfehlungen für eine effiziente Unternehmensstruktur auszuarbeiten. Diese Empfehlungen wurden im Rahmen eines High-Level-Workshops in Zypern präsentiert. Das Projekt, welches die bereits bestehende Zusammenarbeit mit CERA auf europäischer Ebene weiter intensiviert, bedeutet ebenso eine Stärkung des internationalen Netzwerks sowie die Anerkennung der E-Control-Expertise in diesem Bereich.

Weitere Informationen über die internationalen Kooperationsprojekte der E-Control sind auf einer eigens eingerichteten Website verfügbar (www.e-twinning.at).

JAHRESABSCHLUSS DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2014		
Aktiva	Stand am 31.12.2014 €	Stand am 31.12.2013 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	1.350.906,20	1.105.997,47
II. Sachanlagen	1.417.208,81	870.728,77
	2.768.115,01	1.976.726,24
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte:		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	6.378,80	12.757,58
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	34.999,66	90.663,13
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon aus Steuern: TS 101 €, Vorjahr: TS 56 €)	770.597,72	279.973,45
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	5.934.884,53	6.393.768,94
	6.746.860,71	6.777.163,10
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	527.483,37	260.282,89
D. Sondervermögen:		
1. Kraft-Wärme-Kopplung gemäß § 13 ÖSG	29.402.939,11	40.373.801,27
2. Stranded Costs gemäß § 69 EIWOG	5.403.103,76	5.403.447,94
	34.806.042,87	45.777.249,21
SUMME Aktiva:	44.848.501,96	54.791.421,44
Treuhandvermögen – EU Twinning:	601.953,18	818.802,18

Passiva	Stand am 31.12.2014 €	Stand am 31.12.2013 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Rücklage nach § 33 E-ControlG	578.007,78	382.526,89
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 12 €, Vorjahr: TS 8 €)	16.000,00	12.000,00
	629.007,78	429.526,89
B. Unversteuerte Rücklagen:		
1. Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen	116.369,32	167.802,41
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	308.476,65	274.143,23
2. Sonstige Rückstellungen	1.655.253,81	1.682.831,35
	1.963.730,46	1.956.974,58
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.667.663,86	1.329.961,71
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon aus Steuern: TS 1 €, Vorjahr: TS 1 €; davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 202 €, Vorjahr: TS 212 €)	5.665.687,67	5.129.906,64
	7.333.351,53	6.459.868,35
E. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	34.806.042,87	45.777.249,21
SUMME Passiva:	44.848.501,96	54.791.421,44
Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU Twinning:	601.953,18	818.802,18

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2014		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
1. Umsatzerlöse		
a) aus regulatorischer Tätigkeit	20.123.433,05	19.265.006,07
b) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	251.067,60	287.083,34
2. Sonstige betriebliche Erträge	991.525,21	422.773,48
3. Personalaufwand	-10.718.851,15	-10.328.501,51
4. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-1.359.733,48	-1.069.760,14
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Sondervermögen TS 6 €, Vorjahr TS 5 €)	-9.169.482,59	-8.396.931,78
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	117.958,64	179.669,46
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend Sondervermögen TS 337 €, Vorjahr TS 528 €)	353.803,03	549.482,59
8. Aufwendungen aus Wertpapieren des Sondervermögens (davon betreffend Abschreibungen TS 15 €, Vorjahr TS 0 €)	-22.271,44	0,00
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (davon betreffend Sondervermögen TS 227 €, Vorjahr TS 392 €)	-226.631,46	-391.946,21
10. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 9	104.900,13	157.536,38

	31.12.2014 €	31.12.2013 €
11. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	222.858,77	337.205,84
12. Steuern vom Einkommen (davon betreffend Sondervermögen TS 82 €, Vorjahr TS 132 €)	-74.810,97	-137.253,98
13. Jahresüberschuss	148.047,80	199.951,86
14. Auflösung unverteuerter Rücklagen	105.603,61	113.803,97
15. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-54.170,52	-105.042,33
16. Zuweisung zu Gewinnrücklagen	-195.480,89	-204.713,50
17. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
18. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	12.000,00	8.000,00
19. Bilanzgewinn	16.000,00	12.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2014

Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

Der vorliegende Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des UGB in der geltenden Fassung und den sondergesetzlichen rechnungslegungsbezogenen Vorschriften des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) aufgestellt worden.

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

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

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

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

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

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

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

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

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

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

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2014 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

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

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

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

Hinsichtlich der Bewertung der Vorräte an Drucksorten und sonstigem Büromaterial wurde bis zum Geschäftsjahr 2012 vom Bewertungsvereinfachungsverfahren nach § 209 Abs 1 UGB (Festwert) Gebrauch gemacht. Aufgrund des anhaltenden Abbaus der Vorräte an Drucksorten und sonstigem Büromaterial wird der Festwert in den Jahren 2013 bis 2015 gleichmäßig aufgelöst.

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

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten finanzmathematischen Grundsätzen, auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 2,5 % (Vorjahr 2,5%), eines altersabhängigen Fluktuationsabschlages und des tatsächlichen Pensionseintrittsalters gemäß Pensionsreform 2003 ermittelt.

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

Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

Die Aufgliederung des Anlagevermögens und seine Entwicklung im Berichtszeitraum ist im Anlagenspiegel angeführt (vergleiche Anlage 1 zum Anhang). Die Zugänge des Geschäftsjahres im Anlagevermögen betreffen im Wesentlichen EDV Soft- und Hardware sowie Investitionen in die Büroinfrastruktur der Energie-Control Austria (bauliche Investitionen).

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt TS 966 Euro für das Geschäftsjahr

2014 (Vorjahr TS 913 Euro). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten 5 Jahre betragen TS 4.011 Euro (Vorjahr TS 4.523 Euro).

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

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

In den sonstigen Forderungen und Vermögensgegenständen sind Beträge in Höhe von

TS 20 Euro (Vorjahr TS 23 Euro) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr enthalten. Die Restlaufzeit der übrigen Forderungen beträgt weniger als 12 Monate.

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von TS 33 Euro enthalten (Vorjahr TS 24 Euro), die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

SONDERVERMÖGEN

Im Bilanzposten „Sondervermögen“ sind liquide Mittel und Veranlagungen mit einer Laufzeit von bis zu 19 Monaten enthalten, die aufgrund der nachfolgend zitierten Gesetzesgrundlagen eingehoben und inklusive der erwirtschafteten Zinserträge weitergeleitet werden.

Kraft-Wärme-Kopplung

Gemäß § 13 ÖSG 2002 und § 8 KWK Gesetz 2008 ist die Energie-Control Austria mit der Einhebung, Verwaltung und Auszahlung der bescheidmäßig festgestellten Unterstützungsbeiträge zur Förderung von KWK-Anlagen beauftragt. Mit der letztmaligen Auszahlung von bescheidmäßig festgestellten Unterstützungstarifen (Mitte 2014) ist dieses Förderschema nun endgültig ausgelaufen. Die Energie-Control Austria hat – mit Ausnahme der treuhändigen Verwaltung restlicher Fördermittel – ihre Tätigkeiten in diesem Bereich nun eingestellt.

Stranded-Costs-Beiträge

Gemäß § 5 Abs. 4 E-ControlG ist die Energie-Control Austria mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded-Costs-Beiträge (das sind Beihilfen zur Abdeckung von Erlösminderungen, die infolge der Marktöffnung entstanden sind) beauftragt. Die Energie-Control Austria hat – von der treuhändigen Verwaltung restlicher Fördermittel abgesehen – nach höchstgerichtlichen Entscheidungen ihre Tätigkeiten in diesem Bereich eingestellt.

TREUHANDVERMÖGEN – EU-TWINNING

Twinning-Projekte (Verwaltungspartnerschaften) sind eine Initiative der Europäischen Kommission und wurden im Jahr 1998 ins Leben gerufen. Es handelt sich dabei um von der Europäischen Kommission finanzierte, zeitlich befristete Partnerschaftsprojekte. Sie basieren auf genau definierten Leitlinien für den gesamten Projektablauf und werden nach Projektabschluss von der Europäischen Kommission einer eingehenden Prüfung unterzogen.

Bei dem unter der Bilanz der Energie-Control Austria ausgewiesenen Treuhandvermögen handelt es sich um Projektgelder der Europäischen Kommission zur Abwicklung von Twinning-Projekten in Kroatien sowie Georgien, in welchen die Energie-Control Austria sowohl als Projektpartner als auch als finanzielle Abwicklungsstelle für die beteiligten Projektpartner agiert.

Das Treuhandvermögen – EU-Twinning setzt sich zum Stichtag wie folgt zusammen:

	31.12.2014 €	31.12.2013 €
Projektkonto Twinning – Georgien	601.953,18	667.316,58
Projektkonto Twinning – Kroatien	0,00	151.485,60
	601.953,18	818.802,18

Das Twinning-Projekt in Kroatien konnte bereits im Geschäftsjahr 2013 erfolgreich abge-

schlossen werden, das Twinning-Projekt in Georgien im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014.

UNVERSTEUERTE RÜCKLAGEN

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

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

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

	31.12.2014 €	31.12.2013 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	80.000,00	90.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	66.860,00	57.343,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	557.783,44	600.050,32
Prämien Mitarbeiter	675.174,77	675.415,03
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	37.850,00	29.200,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	237.585,60	230.823,00
	1.655.253,81	1.682.831,35

VERBINDLICHKEITEN

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 203 Euro (Vorjahr TS 213 Euro) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Mit Stichtag 2.3.2011 wurde das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH (in Höhe TS 3.707 Euro) in eine „Erhaltene Anzahlung“ umgewidmet. Diese Anzahlung dient zur Verrechnung der von der Republik Österreich gemäß § 32 Abs. 6 E-ControlG an die Energie-Control Austria (als Rechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH) in Folgejahren zu leistenden Beiträge im Rahmen der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Die konkret von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben werden jährlich zwischen der Republik Österreich und der Energie-Control Austria abgestimmt und zur Verrechnung gebracht.

Im Jahr 2014 wurden TS 251 Euro zuzüglich 20% USt (Vorjahr TS 287 Euro) an Aufwendungen für Aufgaben im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zur Verrechnung gebracht und mit der „Erhaltenen Anzahlung“ verrechnet.

Sämtliche Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von weniger als ein Jahr. Ausgenommen davon ist die Verbindlichkeit resultierend aus der Umwidmung des Stammkapitals und des Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH in eine „Erhaltene Anzahlung“ für Aufwendungen im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG in Höhe von rd. TS 2.613 Euro (Vorjahr TS 2.914 Euro), mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

VERPFLICHTUNGEN AUS SONDERVERMÖGEN

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

VERPFLICHTUNGEN AUS TREUHANDVERMÖGEN – EU-TWINNING

Da es sich bei dem aktivseitig unter der Bilanz ausgewiesenen Bilanzposten „Treuhandvermögen – EU-Twinning“ um Gelder handelt, über welche die Energie-Control Austria nur rechtlich, nicht jedoch wirtschaftlich verfügt, wurden „Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU-Twinning“ in gleicher Höhe eingestellt.

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

UMSATZERLÖSE		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
Erlöse Strommarktregulierung	16.752.877,34	15.393.599,97
Erlöse Gasmarktregulierung	6.192.471,84	5.845.000,01
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-2.821.916,13	-1.973.593,91
	20.123.433,05	19.265.006,07
Erlöse aus nicht regulatorischer Tätigkeit	251.067,60	287.083,34

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	12.658,52	604,52
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	21.693,34	23.811,05
c) Übrige	957.173,35	398.357,91
	991.525,21	422.773,48

ERLÄUTERUNG SONSTIGE ERTRÄGE (ÜBRIGE)		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
Weiterverrechnung RECS, CEER	26.289,31	45.223,46
Weiterverrechnung Spritpreisrechner/Tarifkalkulator	64.926,96	116.210,58
Weiterverrechnung REMIT, AIB	11.603,25	0,00
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	656.198,45	136.925,23
Vortragstätigkeit Ausland	189.213,11	58.775,65
Vortragstätigkeit Inland	5.367,00	9.191,42
Erhaltener Schadenersatz	1.357,67	2.287,72
Skontoerträge aus Wareneinkauf	0,00	8,53
Übrige Erträge	3.575,27	32.023,04
	957.173,35	398.357,91

PERSONALAUFWAND		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
a) Gehälter	8.382.828,89	8.074.425,89
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	151.445,12	170.243,55
c) Aufwendungen für Altersversorgung	372.314,50	339.995,61
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.737.285,93	1.660.660,03
e) Sonstige Sozialabgaben	74.976,71	83.176,43
	10.718.851,15	10.328.501,51

AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
Veränderung Abfertigungsrückstellung	34.333,42	60.658,39
Mitarbeitervorsorgekasse	117.111,70	109.585,16
	151.445,12	170.243,55

MITARBEITER				
	zum 31.12.2014	durchschnittlich	zum 31.12.2013	durchschnittlich
Vorstand	2,0	2,0	2,0	2,0
Angestellte	119,0	117,7	116,0	112,7
	121,0	119,7	118,0	114,7

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	1.076,73	5.296,75
b) Übrige	9.168.405,86	8.391.635,03
	9.169.482,59	8.396.931,78

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
Zinserträge	17.156,10	21.236,51
Zinserträge des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	294.044,94	493.934,74
im Bereich Stranded-Costs-Beiträge	42.601,99	34.311,34
	353.803,03	549.482,59

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

AUFWENDUNGEN AUS WERTPAPIEREN DES SONDERVERMÖGENS

In den in der Bilanz gesondert ausgewiesenen liquiden Mitteln des Sondervermögens (Kraft-Wärme-Kopplung und Stranded

Costs) sind auch kurzfristige Veranlagungen (festverzinsliche Wertpapiere) in Höhe von TS 7.877 Euro mit einer Laufzeit von bis zu 19 Monaten enthalten, deren Wert am Abschlussstichtag mit dem Börse- oder Marktpreis anzusetzen ist.

Zum Abschlussstichtag erfolgten Abschreibungen auf den niedrigeren Börse- oder Marktpreis in Höhe von TS 15 Euro sowie Verluste aus dem Abgang in Höhe von TS 7 Euro.

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
Bank- und Darlehenszinsen	-30,52	-73,60
Verzugszinsen und Mahnspesen	0,00	-344,81
Zinsaufwendungen des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	-205.216,75	-368.945,61
im Bereich Stranded-Costs-Beiträge	-21.384,19	-22.582,19
	-226.631,46	-391.946,21

Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2014 wie folgt zusammen:

	31.12.2014	31.12.2013
	€	€
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	23.000	22.500
Prüfungsentgelt Nachverrechnung	0	4.000
Andere Bestätigungsleistungen	4.000	12.500
Sonstige Leistungen	0	13.500

Ergänzende Angaben

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat betragen im Geschäftsjahr 2014 insgesamt 12.155 Euro (Vorjahr TS 10 Euro).

Eine Aufschlüsselung nach § 239 Abs. 1 Ziffer 3 und 4 UGB unterbleibt, da weniger als drei Personen betroffen sind.

ORGANE DER GESELLSCHAFT

Vorstand

DI Walter Boltz

DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Geschäftsjahr 2014 folgende Personen tätig:

Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß

(Vorsitzender)

Dr. Georg Obermeier

(Stellvertreter des Vorsitzenden)

Mag. Gunda Kirchner

Mag. Ulrike Wilfling

Vertreter des Betriebsrates:

Ing. Martin Brozka

Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 30. Jänner 2015

Der Vorstand



DI Walter Boltz



DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2014

	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 1. 1. 2014 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	18.366,24	235,47	0,00	0,00
2. EDV-Software	4.435.773,58	719.209,89	131.949,60	4.500,00
3. Geleistete Anzahlungen	147.760,80	186.825,20	-131.949,60	0,00
	4.601.900,62	906.270,56	0,00	4.500,00
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	694.804,26	192.572,37	0,00	105,16
2. Geschäftsausstattung	1.180.495,89	89.888,42	0,00	0,00
3. EDV-Hardware	2.090.319,30	841.625,57	0,00	18.449,93
4. Personenkraftwagen	123.831,84	68.950,00	0,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	920.986,21	54.170,52	0,00	828,04
	5.010.437,50	1.247.206,88	0,00	19.383,13
SUMME	9.612.338,12	2.153.477,44	0,00	23.883,13

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN

	Stand am 1. 1. 2014 €	Zuführung €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:		
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2011	42.499,15	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2012	46.780,52	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2013	78.522,74	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2014	0,00	54.170,52
	167.802,41	54.170,52

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2014

	kumulierte Abschreibungen €	Buchwert 31. 12. 2014 €	Buchwert 31. 12. 2013 €	Abschreibungen des Geschäfts- jahres €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	18.083,65	518,06	941,91	659,32
2. EDV-Software	4.134.681,33	1.147.751,74	957.294,76	658.452,52
3. Geleistete Anzahlungen	0,00	202.636,40	147.760,80	0,00
	4.152.764,98	1.350.906,20	1.105.997,47	659.111,84
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	605.326,60	281.944,87	161.269,78	71.792,12
2. Geschäftsausstattung	1.111.591,11	158.793,20	194.150,23	125.245,45
3. EDV-Hardware	2.120.514,07	792.980,87	327.138,45	375.783,15
4. Personenkraftwagen	125.661,29	67.120,55	20.367,90	22.197,35
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	857.959,37	116.369,32	167.802,41	105.603,57
	4.821.052,44	1.417.208,81	870.728,77	700.621,64
SUMME	8.973.817,42	2.768.115,01	1.976.726,24	1.359.733,48

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN

	Auflösung durch Zeitablauf €	Auflösung durch Ausscheidung €	Stand am 31. 12. 2014 €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:			
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2011	42.499,15	0,00	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2012	23.390,79	0,04	23.389,69
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2013	26.174,23	0,00	52.348,51
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2014	13.539,40	0,00	40.631,12
	105.603,57	0,04	116.369,32

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASWIRTSCHAFT (E-CONTROL) FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2014

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Das Geschäftsjahr 2014 war von der weiterlaufenden Umsetzung der unionsrechtlichen und innerstaatlichen gesetzlichen Vorgaben geprägt. Die behördliche Regulierungstätigkeit umfasste dabei etwa die Genehmigung und Nichtuntersagung von allgemeinen Bedingungen zahlreicher Marktteilnehmer (Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, Energielieferanten und -versorger, Verrechnungsstellen, Ökostromabwicklungsstelle, Bilanzgruppenverantwortliche), die Feststellung der Kostenbasis von Netzbetreibern für den Strom- und Gasbereich durch den Vorstand, die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte, die Zulassung für die Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen sowie die Überwachung der Entflechtung („Unbundling“). Überdies wurden zahlreiche Aufsichtsverfahren zur Einhaltung der einschlägigen Rechtsgrundlagen durch die Marktteilnehmer geführt. Neben den Systemnutzungsentgeltverordnungen wurden auch Verordnungen über den Lieferantenwechsel sowie die Marktregeln im Gasbereich erlassen. Auf europäischer Ebene war die Ausarbeitung von Netzwirkkodizes zur Weiterentwicklung des „EU-Energiebinnenmarktes“ ein Arbeitsschwerpunkt der Energie-Control Austria. Im Bereich Gas waren dies insbesondere Regeln für die Vergabe von Transportkapazitäten durch EU-weit harmonisierte Auktionen, Regeln zum Engpassmanagement, zum Balancing und der Kooperation von Netzbetreibern sowie Vorgaben für die Harmonisierung der Gas-Transporttarife. Im Bereich Strom wurden Regeln zur Kapazitätsvergabe und zum Engpassmanagement im Stromnetz er-

arbeitet und teilweise auch in Kraft gesetzt. Hinzu kamen umfangreiche Tätigkeiten der Streitschlichtung sowie das Berichtswesen. Schließlich hatte die Energie-Control Austria im Berichtsjahr auch Umsetzungsmaßnahmen im Zusammenhang mit der EU-Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) sowie der EU-Verordnung 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur gesetzt.

Die bereits in Vorjahren erfolgte Änderung des Körperschaftsteuergesetzes 1988 im Zuge des Stabilitätspaketes 2012 hatte auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 Auswirkungen auf die Energie-Control Austria. Bereits seit dem 1. April 2012 ist sie mit sämtlichen im Eigenbestand sowie Sonder- und Treuhandvermögen erwirtschafteten Kapitalerträgen kapitalertragsteuerpflichtig (§ 1 Abs. 3 Ziffer 3 Körperschaftsteuergesetz) geworden. Daher verringerte sich das dem Sonder- und Treuhandvermögen zuordenbare Zinsergebnis um die direkt von den Banken einbehaltene und abzuführende Kapitalertragsteuer in Höhe von 25%.

Mit Änderung der Rechtsform der Regulierungsbehörde im Jahr 2011 erfolgte auch eine Änderung des Eigenkapitals der Gesellschaft. Zum Stichtag 3. März 2011 wurde das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH (in Höhe TS 3.707 Euro) in eine „Erhaltene Anzahlung“ auf zukünftige, nicht-regulatorische Leistungen umgewidmet. Diese Anzahlung diente auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 zur Verrechnung der von der Republik Österreich gemäß § 32 Abs.

6 E-ControlG an die Energie-Control Austria (als Rechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH) in Folgejahren zu leistenden Beiträge im Rahmen der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Diese Anzahlung hat sich im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 durch verrechnete Aufwendungen für Aufgaben im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG um TS 251 Euro (zuzüglich 20% USt) weiter reduziert und wird in der Bilanz nun mit TS 2.613 Euro ausgewiesen.

Im Geschäftsjahr 2014 konnte nun auch im Bereich der nach § 13 Ökostromgesetz 2002 und § 8 KWK-Gesetz 2008 von der Energie-Control Austria verwalteten Unterstützungsbeiträge für KWK-Anlagen eine abschließende Auszahlung auf Basis bescheidmäßiger Feststellung

durchgeführt werden. Somit sind, nach dem Abschluss der letzten offenen Verfahren im Bereich der Stranded-Costs-Beiträge im Jahr 2013, nun auch im Bereich der KWK-Unterstützungsbeiträge sämtliche Ansprüche der Begünstigten abgegolten. Bis zum Vorliegen einer abschließenden Entscheidung des Gesetzgebers hinsichtlich der weiteren Verwendung des noch verbleibenden Sondervermögens wird die Energie-Control Austria die liquiden Mittel auch weiterhin treuhändig verwalten.

FINANZIELLE KENNZAHLEN DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

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

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1.1.-31.12.2014	Zeitraum 1.1.-31.12.2013
1. Fiktive Schuldentilgungsdauer *)		
Rückstellungen	1.963.730	1.956.975
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	7.333.352	6.459.868
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-5.934.885	-6.393.769
Zwischensumme	3.362.197	2.023.074
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit *)	140.597	205.261
- Steuern *)	7.451	-5.309
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	1.359.733	1.069.760
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-12.659	794
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	34.333	60.658
Mittelüberschuss aus dem EGT	1.529.456	1.331.164
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	2,20 Jahre	1,52 Jahre

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS		
	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2014	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2013
2. Eigenmittelquote *)		
Eigenkapital	629.008	429.527
+ Unversteuerte Rücklagen	116.369	167.802
bereinigtes Eigenkapital	745.377	597.329
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	10.042.459	9.014.172
– von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0,00	0,00
= Eigenmittelquote	7,42%	6,63%

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

LIQUIDITÄTSANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS		
	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2014	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2013
1. Working Capital Ratio *)		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	7.271.794	7.034.896
kurzfristige Passiva	6.375.862	5.228.676
= Working Capital Ratio	114,05%	134,54%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad *)		
Rückstellungen	1.963.730	1.956.975
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	7.333.352	6.459.868
– Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
– Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	–5.934.885	–6.393.769
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	–35.000	–90.663
– sonstige Forderungen	–770.598	–279.973
= Effektivverschuldung	2.556.600	1.652.437
Cashflow aus dem Ergebnis	1.679.684	2.757.880
= Dynamischer Verschuldungsgrad	1,52 Jahre	0,60 Jahre

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN

	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2014	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2013
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit *)	140.597	205.261
+ Abschreibung	1.359.733	1.069.760
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang vom Anlagevermögen	-12.553	794
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
+/- Veränderung langfristige Rückstellungen	34.333	60.658
-/+ Veränderung der Vorräte	6.379	6.379
-/+ Veränderung Forderungen Lieferungen und Leistungen	55.663	-53.025
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	-490.624	-180.138
-/+ Veränderung Aktive Rechnungsabgrenzungsposten	-267.200	5.321
+/- Veränderung kurzfristige Rückstellungen	-27.578	-82.748
+/- Veränderung Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	337.702	440.581
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	535.781	1.290.347
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.672.233	2.763.190
Steuern vom Einkommen und Ertrag *)	7.451	-5.309
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	1.679.684	2.757.880
+/- Einzahlungen aus dem Abgang vom Anlagevermögen (ohne FAV)	14.909	1.561
+/- Einzahlungen aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
- Investitionen in das Anlagevermögen (ohne FAV)	-2.153.477	-1.380.698
- Investitionen in das Finanzanlagevermögen	0	0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-2.138.569	-1.379.137
+/- Veränderung Bank- und Finanzierungsverbindlichkeiten	0	0
+/- Zuschüsse/Entnahmen Eigenkapital	0	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	0	0
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes		
+/- Veränderung Kassa/Bank	-458.884	1.378.744
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
Veränderung liquider Mittel	-458.884	1.378.744
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	6.393.769	5.015.025
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	5.934.885	6.393.769

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Aufgrund der Sachzieldominanz einer Regulierungsbehörde und der damit fehlenden Gewinnerorientierung sind Erfolgskennzahlen als finanzielle Leistungsindikatoren für die Energie-Control Austria jedoch nur von geringer Aussagekraft.

In Folge der fehlenden Gewinnerorientierung, der gesetzlichen Ausgestaltung des Finanzierungsmodus (Einhebung eines ausschließlich kostendeckenden Finanzierungsentgeltes) sowie des geringen Widmungskapitals sind eigenkapitalbildende Maßnahmen zur Verbesserung der mit rd. 7% auf dem Niveau des Vorjahres liegenden, geringen Eigenmittelquote nur in eingeschränktem Ausmaß möglich. Zusätzlich führt die mit Stichtag 3. März 2011 durchgeführte Umwidmung des Eigenkapitals sowie Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH in eine „Erhaltene Anzahlung“ für die in Folgejahren für die Republik Österreich zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse zu einer wesentlichen Erhöhung der Verbindlichkeiten der Energie-Control Austria. Auch im Jahr 2014 wurde durch die Weiterverrechnung von nicht-regula-

torischen Leistungen diese Verbindlichkeiten schrittweise abgebaut. Auch in den kommenden Geschäftsjahren wird eine schrittweise Reduktion stattfinden.

Ein Liquiditätsrisiko in Folge einer vorzeitigen Fälligkeit dieser Verbindlichkeit ist eher gering einzuschätzen, da die Verrechnung der im allgemeinen öffentlichen Interesse wahrgenommenen Aufgaben, zwischen der Energie-Control Austria sowie der Republik Österreich, nur in beiderseitigem Einvernehmen sowie unter Bedachtnahme der Liquiditätssituation der Energie-Control Austria erfolgen kann. In Kombination mit der zum Bilanzstichtag ermittelten Schuldentilgungsdauer von nur rd. 2,2 Jahren ergibt sich somit für die Energie-Control Austria kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

VORGÄNGE VON BESONDERER BEDEUTUNG NACH DEM SCHLUSS DES GESCHÄFTSJAHRES

Es sind keine Vorgänge von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres 2014 eingetreten oder bekannt geworden.

Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria hat durch die oben dargestellten Gesetzgebungsakte einen deutlich erweiterten Verantwortungsbereich erhalten, der nunmehr unter anderem die verpflichtende Wahrnehmung von Aufgaben in folgenden Bereichen vorsieht:

- > Preis-/Wettbewerbsaufsicht;
- > Sicherstellung, dass alle Marktteilnehmer ihre Aufgaben erfüllen;
- > Durchsetzung von Maßnahmen zur Wettbewerbsbelebung;
- > Ausübung von Sanktionsmechanismen;
- > Verbessertes Monitoring;

- > Durchführung von Branchenuntersuchungen und Einholung von Ad-hoc-Auskünften sowie
- > Marktaufsicht über die Regulierung der natürlichen Monopole.

Der in der Vergangenheit erfolgte, gesetzlich notwendige Ausbau der quantitativen und qualitativen, personellen und sachlichen Ausstattung von Kernfunktionen der Energie-Control Austria wurde im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 abgeschlossen. Für die kommenden Jahre ist eine wesentliche gesetzliche Änderung in der Geschäftspolitik und in der strategischen Ausrichtung der

Energie-Control Austria, die deren wirtschaftliche Situation und Entwicklung nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, weder geplant noch zu erwarten.

Eine finanzielle Mehrbelastung, sowohl einmaliger als auch dauerhafter Art, hat sich allein aufgrund der Änderung der Rechtsform aus dem Jahr 2011 nicht ergeben. Die gesetzlichen Finanzierungsregeln ermöglichten im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 eine entsprechende volle Kostenabdeckung. Auch für die zukünftigen Geschäftsjahre kann von dieser vollen Kostenabdeckung ausgegangen werden.

Risikoberichterstattung

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

Die Energie-Control Austria ist aufgrund ihrer Sachzieldominanz und indem sie keine Produkte oder Dienstleistungen im betriebswirtschaftlichen Sinne erzeugt, für die es eine Preisbildung an Märkten durch Angebot und Nachfrage gibt, unverändert im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 und auch zukünftig, keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produktionsrisiko ausgesetzt. Die Energie-Control Austria unterliegt wie auch bisher keinem Gewinnstreben, wodurch sich auch alle damit in Zusammenhang stehenden Risiken auf lange Sicht ausschließen. Die Energie-Control Austria steht als Regulierungsbehörde mit ihren

Leistungen nicht im Wettbewerb zu Dritten, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben behördlich und unabhängig jeglicher Einflussnahmen aus. Derzeit sind keine weiteren maßgeblichen Gesetzesänderungen absehbar, welche die Aufgaben der Energie-Control Austria im obigen Sinne anders bestimmen könnten. Da somit aus heutiger Sicht keine weiteren Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen erkennbar sind, werden in Folge auch hieraus ableitbare Risiken als sehr gering eingestuft.

Die weiterhin als Folge des 3. Energie-Binnenmarktpakets geltenden resultierenden finanziellen Mehraufwendungen sind, unabhängig von ihrem engen Umfang, durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen in vol-

lem Umfang gedeckt. Eine Änderung dieser gesetzlichen Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko nur dann nach sich ziehen, wenn nicht gleichzeitig andere ausgleichende Regelungen getroffen würden. Dieses Finanzierungsrisiko wird jedoch als äußerst gering eingeschätzt, da dies umfangreiche gesetzliche Änderungen voraussetzen würde, die außerdem nur aus einem längeren Entstehungsprozess hervorgehen könnten.

Wie in den abgelaufenen Geschäftsjahren zuvor besteht auch weiterhin für die Energie-Control Austria kein Währungsrisiko, da annähernd alle Geschäftsvorfälle in Euro abgewickelt werden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten zur Minimierung von Währungsrisiken. Auch Veranlagungen werden nur in Euro getätigt. Somit bleiben zwar einerseits bei der Veranlagung Währungschancen durch ein Spekulationsverbot ungenutzt, andererseits werden hier aber auch die Währungsrisiken weitestgehend ausgeschlossen.

Ebenso bestehen auch weiterhin kreditseitig keine Zinsänderungsrisiken für die Energie-Control Austria, da weder Darlehens-, Finanzierungs- oder Leasingverträge – somit auch keine Fremdwährungs- und Darlehensfinanzierungen – abgeschlossen wurden, welche solche Zinsänderungsrisiken beinhalten würden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten zur Minimierung von Zinsänderungsrisiken.

Das Finanzierungsrisiko der Energie-Control Austria ist aufgrund gesetzlicher Regelungen nach wie vor sehr gering. Die Energie-Control Austria ist gemäß dem mit 3. März 2011 in

Kraft getretenen Energie-Control-Gesetz berechtigt, zur Erfüllung ihrer den Elektrizitäts- und Erdgasmarkt betreffenden Aufgaben, von den Höchstspannungsnetzbetreibern bzw. Marktgebiets- und Verteilergebietsmanagern ein kostendeckendes Finanzierungsentgelt einzuheben. Die entsprechenden Vorschriften sowie Vorscheurechnungen für das Geschäftsjahr 2014 wurden vom Aufsichtsrat genehmigt.

So fand auch zu Beginn des Geschäftsjahres 2014 die Einhebung des Finanzierungsentgelts planmäßig statt. Somit ist auch das Ergebnis der Energie-Control Austria von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Auch ergeben sich keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur. Weder im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

Das Risikomanagement der Energie-Control Austria wird regelmäßig überprüft und bedarfsgemäß angepasst. Damit wird erreicht, das aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibende Restrisiko für die Energie-Control Austria zu minimieren.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

Oberstes Ziel der Veranlagungsstrategie der Energie-Control Austria ist es, Bonitätsrisiken weitestgehend zu minimieren, Währungsrisiken äußerst gering zu halten, Zinsänderungsrisiken zu vermeiden und keine Geschäfte zur Erzielung von Spekulationsgewinnen – insbesondere auch solche Spekulationen, die in direktem Zusammenhang mit Derivaten stehen

oder sich aus Währungs­differenzen ergeben – abzuschließen und damit die nominale Substanz aller anvertrauten Gelder zu erhalten.

Die Energie-Control Austria hat bereits in Vorjahren festgelegt, dass Geschäfte in einer anderen Währung als Euro eindeutige Spekulationen auf Währungs­differenzen darstellen. Somit wird eine sichere, treuhändische Verwaltung und Veranlagung der Gelder, die der Energie-Control Austria anvertraut sind, gewährleistet und trotzdem die Erwirtschaftung marktorientierter, sicherer Zinserträge ermöglicht, da auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 Veranlagungen nicht zu Negativzinsen abgeschlossen wurden.

Zu diesem Zweck wurde das im Jahr 2007 von der Energie-Control GmbH aufgebaute Risikomanagement für die Verwaltung und Veranlagung des Sondervermögens auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 von der Energie-Control Austria in vollem Umfang angewandt, um die Risiken, die sich aufgrund der weiterhin weltumspannenden Verwerfungen an den Finanzmärkten ergeben, gering zu halten. So wurde auch im Jahr 2014 das bestehende Risikomanagement laufend überprüft, im Aufsichtsrat diskutiert und weiterentwickelt.

Es liegt im ausdrücklichen Interesse der Energie-Control Austria, des Vorstands und des Aufsichtsrats, die nominale Substanz des Sondervermögens und erzielte Erträge zu erhalten und nicht der Spekulation auszusetzen.

Dieses strenge, konservativ ausgelegte Risikomanagement der Veranlagung von Sondervermögen wird auch auf die Finanzmittel angewendet, die der Energie-Control Austria

seit dem Jahr 2012 von der Europäischen Union im Vorhinein auf Treuhandkonten, zur Finanzierung der Twinning-Projekte in Kroatien und Georgien, bereitgestellt wurden. Das Twinning-Projekt in Kroatien wurde bereits im Jahr 2013 erfolgreich abgeschlossen und das Twinning-Projekt in Georgien im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014.

Die Anwendung konservativer Veranlagungsregeln wurde somit auch im Geschäftsjahr 2014, in einem Marktumfeld anhaltend historisch niedriger Marktzinsen, beibehalten. Die hohen Qualitätsanforderungen an Veranlagungsprodukte und zusätzliche Prüfungen und Kontrollen wurden ohne Änderungen fortgeschrieben, um eine konservative, sicherheitsorientierte Veranlagung zu gewährleisten. Wie in den Vorjahren galt ebenso der Ausschluss von Bankgeschäften, die die nominale Substanz des Anlagebetrags gefährden können, das Verbot spekulativer Bankgeschäfte sowie das Verbot der Fremdmittelaufnahme um Bankgeschäfte zu tätigen. Alle Geschäftsaktivitäten erfolgten nach dem Grundsatz maximaler Transparenz, sodass Veranlagungsentscheidungen von Einzelpersonen ausgeschlossen werden können.

Aufgrund der Veranlagungsvolumina werden von den Bank- und Kreditinstituten noch weiterhin nur geringe Verrechnungsspesen angesetzt. Andere bankübliche Konditionen entfallen. Die Energie-Control Austria erhält für die Ausführung der Treuhandfunktion aus Erträgen des Sonder- und Treuhandvermögens (wie in Vorjahren) derzeit kein Entgelt. Somit wird der Wert des Sonder- und Treuhandvermögens nicht durch hohe bankübliche Management- und Abwicklungsgebühren geschmälert. Diese würden anfallen,

wäre ein Dritter mit der Verwaltung des Sonder- und Treuhandvermögens beauftragt.

Einzig das Insolvenzrisiko einer mit der Energie-Control Austria in Geschäftsbeziehung stehenden Bank verbleibt und würde möglicherweise Veranlagungen in Festgeld und Gelder auf Geschäftskonten der Energie-Control Austria betreffen. Von einer Bankeninsolvenz nicht betroffen wären die auf dem Wertpapierdepot befindlichen Anleihen Dritter, die im Rahmen der Veranlagungsrichtlinie im Jahr 2014 von der Energie-Control Austria erworben wurden. In diesem Fall besteht allerdings das Ausfallrisiko des entsprechenden Emittenten. Zur weiteren Berücksichtigung eines möglichen Insolvenzrisikos einer mit der Energie-Control Austria in Geschäftsbeziehung stehenden Bank tätigt die Energie-Control Austria nur mit jenen Banken Geschäfte, die innerhalb von Europa bzw. Österreich Systemrelevanz haben. Dazu werden regelmäßig Gespräche mit den Banken geführt, deren Rating überwacht sowie mit dem Vorstand und Aufsichtsrat diskutiert.

Allfällige Personalrisiken, wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit, werden durch interne Maßnahmen, zeitgemäße Organisationsformen, moderne Arbeitszeitmodelle, verantwortliche Mitarbeiterführung, Teilnahme an internationalen Projekten und vielfältigen sachorientierten Weiterbildungsmaßnahmen sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung eingegrenzt. All diese Maßnahmen wurden in der Vergangenheit bereits erfolgreich umgesetzt und werden ständig weiterentwickelt und verbessert, um die Wissensbasis der Energie-Control Austria auf einem hohen Standard zu halten. Die durchgeführten Maßnahmen trugen auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 wiederholt zu einer nied-

rigen Fluktuation, zu einem abermals deutlich unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegenden Krankenstandniveau, einer hohen Leistungsorientierung, Mitarbeiterbindung und einer beiderseitigen Loyalität bei.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH DER IT

Die IT-Infrastruktur und die IT-Anwendungen der Energie-Control Austria haben einen wesentlichen Anteil an der Effizienz, Ergebnisqualität und Umsetzungsgeschwindigkeit bei der operativen Unterstützung der Regulierungstätigkeit. Dabei müssen dezentrale Arbeitseinsätze und Mobilität durch leistungsfähige Systeme mit hoher Sicherheit unterstützt werden.

Da die Nicht- oder eingeschränkte Funktionsfähigkeit von Teilen der IT-Infrastruktur oder der IT-Anwendungen auch weitreichende Folgen für die Regulierungstätigkeit der gesamten Energie-Control Austria haben kann, wurde das IT-Risikomanagement im Jahr 2014 wie schon in Vorjahren einer externen Analyse und Anpassung unterzogen. Durch das bereits in Vorjahren in Betrieb genommene Ausfallrechenzentrum werden sowohl die Ausfall- als auch die Betriebssicherheit weiterhin auf einem konstant hohen Niveau gehalten.

RISIKOMANAGEMENT REMIT

Die EU-Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) stellt Regeln für Marktteilnehmer auf Energiegroßhandelsmärkten auf. Sie trat am 28. Dezember 2011 in Kraft und verbietet Insider-Handel und Marktmanipulation.

Im Laufe des Geschäftsjahres 2014 war die Aufnahme des operativen Betriebs von REMIT geplant. Durch Verzögerungen bei den anderen internationalen Regulierungsbehörden

ist nun mit einer Aufnahme des operativen Betriebs im Geschäftsjahr 2015 zu rechnen. Mit REMIT erhält die Energie-Control Austria Zugang zu Daten und Informationen der höchsten Vertraulichkeit und Sensibilität. Einher gehen damit umfangreiche Neuerungen

und Erweiterungen des Risikomanagements, die sowohl technische und bauliche als auch organisatorische Sicherheitsmaßnahmen bis hin zu Zutrittssystemen betreffen, die im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 bereits weitestgehend umgesetzt wurden.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2014 wiederholte sich die enge Zusammenarbeit mit nationalen und internationalen Universitäten, internationalen Energie-Experten und internationalen Energie-Regulierungsbehörden. Die Energie-Control Austria wird aufgrund der intensiven Arbeit und des hohen Engagements und der Flexibilität ihrer Mitarbeiter in den vergangenen Jahren von den europäischen Energie-Regulatoren nach wie vor als vorausschauender „think tank“ mit „thought leadership“ wahrgenommen. Somit ist es der Energie-Control Austria weiterhin möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen. Sie leistet damit auch einen wesentlichen Beitrag zu wichtigen Themen der österreichischen und der europäischen Strom- und Gasmarktregulierung.

Die Kompetenz der Energie-Control Austria ist international hoch geschätzt und trug im Geschäftsjahr 2014 erneut dazu bei, das von der EU ausgeschriebene Twinning-Projekt in Georgien erfolgreich und international anerkennend abzuschließen sowie den Zuschlag für ein weiteres von der EU ausgeschriebenes Twinning-Projekt in Algerien, mit Beginn im Jahr 2015, zu erhalten.

Die Energie-Control Austria und ihre Mitarbeiter arbeiten weiterhin sehr intensiv und engagiert daran, ihre Kernkompetenzen auf dem notwendigen, sehr hohen Niveau auszubauen und somit einen wesentlichen Beitrag zur Regulierung des österreichischen und europäischen Strom- und Gasmarktes zu leisten.

Wien, am 30. Jänner 2015

Der Vorstand



DI Walter Boltz



DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA

BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Wir haben den beigefügten Jahresabschluss der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Wien, für das Geschäftsjahr vom 1. Jänner 2014 bis zum 31. Dezember 2014 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft. Dieser Jahresabschluss umfasst die Bilanz zum 31. Dezember 2014, die Gewinn- und Verlustrechnung für das am 31. Dezember 2014 endende Geschäftsjahr sowie den Anhang.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den Jahresabschluss und für die Buchführung

Die gesetzlichen Vertreter der Anstalt öffentlichen Rechts sind für die Buchführung sowie für die Aufstellung eines Jahresabschlusses verantwortlich, der ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen rechnungslegungsbezogenen Vorschriften des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) vermittelt. Diese Verantwortung beinhaltet: Gestaltung, Umsetzung und Aufrechterhaltung eines internen Kontrollsystems, soweit dieses für die Aufstellung des Jahresabschlusses und die Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts von Bedeutung ist, damit dieser frei von wesentlichen Fehldarstellungen ist, sei es auf Grund von beabsichtigten oder unbeabsichtigten Fehlern; die Auswahl

und Anwendung geeigneter Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden; die Vornahme von Schätzungen, die unter Berücksichtigung der gegebenen Rahmenbedingungen angemessen erscheinen.

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

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

Eine Prüfung beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Erlangung von Prüfungsnachweisen hinsichtlich der Beträge und sonstigen Angaben im Jahresabschluss. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemäßen Ermessen des Abschlussprüfers unter Berücksichtigung seiner Einschätzung des Risikos eines Auftretens wesentlicher Fehldarstellungen, sei es auf Grund von beabsichtigten oder unbeabsichtigten Fehlern.

Bei der Vornahme dieser Risikoeinschätzung berücksichtigt der Abschlussprüfer das interne Kontrollsystem, soweit es für die

Aufstellung des Jahresabschlusses und die Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts von Bedeutung ist, um unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen geeignete Prüfungshandlungen festzulegen, nicht jedoch um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit der internen Kontrollen der Anstalt öffentlichen Rechts abzugeben.

Die Prüfung umfasst ferner die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden und der von den gesetzlichen Vertretern vorgenommenen wesentlichen Schätzungen sowie eine Würdigung der Gesamtaussage des Jahresabschlusses.

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

Prüfungsurteil

Unsere Prüfung hat zu keinen Einwendungen geführt. Auf Grund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss nach unserer Beurteilung den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage der Anstalt öffentlichen Rechts zum 31. Dezember 2014 sowie der Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts für das Geschäftsjahr vom 1. Jänner 2014 bis zum 31. Dezember 2014 in Übereinstimmung mit

den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung.

AUSSAGEN ZUM LAGEBERICHT

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

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

Wien, 30. Jänner 2015

TPA Horwath Wirtschaftsprüfung GmbH

Mag. Manuela Ponesch-Urbaneck
Wirtschaftsprüfer

Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs. 2 UGB zu beachten.

VERORDNUNGEN UND BESCHEIDE

DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA SOWIE DER REGULIERUNGSKOMMISSION DER E-CONTROL

Strom

VERORDNUNGEN DES VORSTANDS DER E-CONTROL

- > Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung und zur Durchführung eines Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich (Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014, E-EnLD-VO 2014)
- > Verordnung des Vorstands der E-Control über die Regelungen zur Stromkennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern (Stromkennzeichnungsverordnung 2014)
- > Wechselverordnung 2014 (WVO 2014)

VERORDNUNGEN DER REGULIERUNGS- KOMMISSION DER E-CONTROL

- > Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 (SNE-VO 2012) geändert wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2015, SNE-VO 2012-Novelle 2015)

BESCHEIDE DES VORSTANDS DER E-CONTROL

- | | |
|---|----|
| Genehmigung Auktionsregeln | 2 |
| Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz | 17 |
| Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenverantwortlichen | 2 |
| Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen | 24 |
| Genehmigung des Netzentwicklungsplans | 2 |
| Sekundärregelung | 1 |
| Zertifizierungsverfahren | 1 |

BESCHEIDE DER REGULIERUNGS- KOMMISSION DER E-CONTROL

- | | |
|---|---|
| Streitschlichtungsverfahren gem § 22 EIWOG 2010 | 5 |
|---|---|

Gas

VERORDNUNGEN DES VORSTANDS DER E-CONTROL

- > Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 geändert wird (GMMO-VO Novelle 2014)
- > Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung und zur Durchführung eines Monitoring der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich (Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014, G-EnID-VO 2014)
- > Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung geändert wird (Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung – 1. Novelle 2014)
- > Wechselverordnung 2014, WVO 2014

VERORDNUNGEN DER REGULIERUNGS- KOMMISSION DER E-CONTROL

- > Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013)
- > Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 geändert wird (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – Novelle 2015, GSNE-VO 2013 – Novelle 2015)

BESCHEIDE DES VORSTANDS DER E-CONTROL

- Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz 13
- Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen 20
- Genehmigung Allgemeiner Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators 2
- Finanzierung E-Control 3
- Grenzüberschreitendes Kostenaufteilungsverfahren 1
- Kapazitätsberechnungsmodell 1
- Genehmigung des Koordinierten Netzentwicklungsplans 1
- Zulassung als Kombinationsnetzbetreiber 1
- Genehmigung der Langfristigen Planung 1
- Methodengenehmigung 1
- Genehmigung des Marktgebietsmanagers 1
- Zertifizierungsverfahren 1

BESCHEIDE DER REGULIERUNGS- KOMMISSION DER E-CONTROL

- Streitschlichtungsverfahren gem §12 (1) Z 12 E-ControlG, BGBl I Nr. 110/2011iVm § 21 (2) GWG, BGBl I Nr. 121/2000 3

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

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

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook:

www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Walter Boltz und

Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA

Vorstände Energie-Control Austria

Konzeption & Design:

Reger & Zinn OG

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei Robitschek

© Energie-Control Austria 2015

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

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes: Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: 31. Dezember 2014
