



MARKTBERICHT 2014
NATIONALER BERICHT AN DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION

E-CONTROL

WANDEL GESTALTEN.
WO IMMER DER MARKT REGELN
BRAUCHT.

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

INHALT

Maßgebliche Entwicklungen 2013	8
> Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen	8
> Maßgebliche Marktentwicklungen	10
> Maßgebliche regulatorische Entwicklungen	13
> Konsumentenschutz	14
<hr/>	
Der österreichische Strommarkt	15
> Netzregulierung	15
> Entwicklung des Wettbewerbs	29
> Versorgungssicherheit Strom	73
> Cyber-Security-Initiative	76
<hr/>	
Der österreichische Gasmarkt	78
> Netzregulierung	78
> Entwicklung des Wettbewerbs	121
<hr/>	
Entflechtung im Strom- und Gasbereich	140
<hr/>	
Konsumenten	144
<hr/>	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Änderungsraten des Verbraucherpreisindex in Österreich und der Gas- bzw. Stromindizes in % (Index 2000 = 100)	9
Abbildung 2:	Prozentsatz der Haushalte, die 2013 ihren Strom- oder Gaslieferanten wechselten, nach Bundesland	10
Abbildung 3:	Entwicklung der Verteilernetzentgelte nach Netzebenen	17
Abbildung 4:	Bruttoanlageinvestitionen	18
Abbildung 5:	Entwicklung der Netto-Investitionen im Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber	19
Abbildung 6:	Monatliche Ausgleichsenergiekosten Strom im Jahr 2012 und 2013	21
Abbildung 7:	Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich	23
Abbildung 8:	Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich	24
Abbildung 9:	Qualitätsstandards	26
Abbildung 10:	Monatliche Veränderung des Inlandstromverbrauchs	30
Abbildung 11:	Preise am EXAA Day-ahead-Markt	35
Abbildung 12:	Preise am EEX Base Terminmarkt	36
Abbildung 13:	Herfindahl-Hirschman-Index Verkauf nach gehandelter Menge	40
Abbildung 14:	Preisbildung im Rahmen einer Einheitspreisauktion	46
Abbildung 15:	Streudiagramm EPEX Day-ahead-Preis und Lastgang	46
Abbildung 16:	Indikativer Kraftwerkseinsatz eines Speichers zur Vorhaltung negativer und positiver Reserve	51
Abbildung 17:	Entwicklung der Leistungspreise	52
Abbildung 18:	Schematische Darstellung der Spitzen von Photovoltaikeinspeisung und Last	54
Abbildung 19:	Dummy-Variable im neuen Datensatz	55
Abbildung 20:	Anzahl der Angebote für Haushalte	63
Abbildung 21:	Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden	63
Abbildung 22:	Lieferantenwechsel 2001–2013	66
Abbildung 23:	Lieferantenwechsel und Wechselraten 2010–Q2/2014	66
Abbildung 24:	Entwicklung Stromkostensparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	67
Abbildung 25:	Stromkostenänderung nach Komponenten 2013/14	68
Abbildung 26:	Gesamtstromkosten Bestbieter nach Netzbereichen (Musterhaushalt und Mustergewerbe GO, 3.500 kWh/a Energie, Netz inkl. Steuern und Abgaben)	69
Abbildung 27:	Gesamtstromkosten lokaler Anbieter	70
Abbildung 28:	Haushaltspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2013, Verbrauchsgruppe DC 2.500–5.000 kWh	71

Abbildung 29:	Aufteilung der Stromkosten im internationalen Städtevergleich	71
Abbildung 30:	Entwicklung Industriestrompreis, 1. Halbjahr 2010 – 2. Halbjahr 2013	72
Abbildung 31:	Industriestrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (500 MWh–2000 MWh), exkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2013	72
Abbildung 32:	Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2025	74
Abbildung 33:	Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020	75
Abbildung 34:	Tarifierungsmenge	79
Abbildung 35:	Entgeltveränderung Musterkunde – 90.000.000 kWh – 7.000 h – Ebene 2	80
Abbildung 36:	Entgeltveränderung Musterkunde – 15.000 kWh – Ebene 3	81
Abbildung 37:	Entwicklung der Brutto-Investitionen Gas	82
Abbildung 38:	CEGH OTC Mengenentwicklung und Churn Rate 2013	84
Abbildung 39:	CEGH Börse Mengenentwicklung 2013	85
Abbildung 40:	Kommunikationswege im Modell COSIMA am Beispiel reiner Endkundenversorgung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg	87
Abbildung 41:	Anteil der phys. Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch in %	87
Abbildung 42:	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen	88
Abbildung 43:	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer	89
Abbildung 44:	Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer	89
Abbildung 45:	Speicherfüllstände von 2012 bis Juni 2014 in Österreich	92
Abbildung 46:	Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern von 2012 bis Juni 2014	93
Abbildung 47:	Zufriedenheit mit österreichischen Gasnetzbetreibern	95
Abbildung 48:	Zufriedenheit mit österreichischen Gasnetzbetreibern	96
Abbildung 49:	Durchschnittliche Bearbeitungsdauer bei Netzzutritt Stand: 4.9.2014	97
Abbildung 50:	„Fill or Kill“-Regel bei der rollierenden einstufigen Preisauktion	103
Abbildung 51:	Entwicklung der OTC-Gaspreiskorrelationen europäischer Hubs 2010–2013	108
Abbildung 52:	Korrelation der europäischen Gashubpreise nach Quartalen 2010–2013	109
Abbildung 53:	OTC-Preisspreads europäischer Gashubs im Verhältnis zum CEGH 2010–2013 geglättet im 30-Tagesdurchschnitt in EUR/MWh	111
Abbildung 54:	Kapazitätsanalyse Oberkappel 2013	114
Abbildung 55:	Kapazitätsanalyse Überackern 2013	118
Abbildung 56:	Kapazitätsanalyse Arnoldstein Exit AUT / Entry IT 2013	120
Abbildung 57:	Monatliche Erdgasbilanz	122
Abbildung 58:	CEGH Exchange Day-ahead-Spotmarkt in €/MWh	123
Abbildung 59:	Handelsvolumina am CEGH Hub	124
Abbildung 60:	CEGH OTC gehandelte Volumina 2013	124

Abbildung 61:	CEGH Gas Exchange gehandelte Volumina 2013	125
Abbildung 62:	CEGH OTC Day-ahead-Bid/Ask Spread	126
Abbildung 63:	Anzahl der Angebote für Haushalte	127
Abbildung 64:	Netto Energiekosten nach Anbietern für einen Musterhaushalt in Wien (15.000 kWh/a, Tarifkalkulator Stand März 2014)	128
Abbildung 65:	Lieferantenwechsel 2001-2013	129
Abbildung 66:	Lieferantenwechsel und Wechselraten 2010-Q2/2014	129
Abbildung 67:	Entwicklung Einsparungspotenzial eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten (Energiekostendifferenz inkl. Umsatzsteuer, Änderungen von Systemnutzungstarifen, Steuern und Abgaben nicht berücksichtigt)	130
Abbildung 68:	Entwicklung des Gesamtpreises (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) für einen Musterhaushalt (15.000 kWh/a), Standardprodukte der regionalen Versorger als österreichischer gewichteter Durchschnitt, Maximum und Minimum	131
Abbildung 69:	Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2013, Verbrauchsgruppe 5.555-55.555 kWh/a	132
Abbildung 70:	Aufteilung der Gaskosten im internationalen Städtevergleich	132
Abbildung 71:	Entwicklung der Industriegaspreise	133
Abbildung 72:	Vergleich der Industriegaspreise der EU-Länder, 2. Halbjahr 2013 Gruppe I3 Verbrauch 2,8-27,8 GWh	134
Abbildung 73:	Erdgasbilanz 2010 und 2011 in GWh	135
Abbildung 74:	Absatzdaten Verteilergebiet Ost	135
Abbildung 75:	Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch im Verteilergebiet Ost	136
Abbildung 76:	Corporate Identity – Stromnetzbetreiber	141
Abbildung 77:	Corporate Identity – Gasnetzbetreiber	142

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kennzahlen Strom 2013	8
Tabelle 2:	Kennzahlen Gas 2013	8
Tabelle 3:	Jahreserzeugung 2013	31
Tabelle 4:	Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge	32
Tabelle 5:	Entwicklung der Engpassleistung	33
Tabelle 6:	Entwicklung der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG	34
Tabelle 7:	Konzentrationskennzahlen für die EXAA	38
Tabelle 8:	Marktkonzentrationsrate (CR3) und Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) in den verschiedenen Regelreservemärkten (nur Leistungsvorhaltung) auf Basis der Umsätze für das Jahr 2012 und 2013	41
Tabelle 9:	Alternative Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich und mögliche Preis- bzw. Mengentreiber (Long-list)	45
Tabelle 10:	Deskriptive Statistiken der möglichen Treiber für die Analyse des Day-ahead-Marktes für Stunden 11–16 Uhr	47
Tabelle 11:	Korrelationsmatrix möglicher Treiber des EPEX-Intraday-Preises	50
Tabelle 12:	Ergebnisse des finalen Modells für den Day-ahead-Markt (Sommer)	56
Tabelle 13:	Ergebnisse des finalen Modells für den Intraday-Markt (Winter)	58
Tabelle 14:	Finales Modell Primärregelung	60
Tabelle 15:	Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2014	91
Tabelle 16:	Bündelprodukte der österreichischen Speicherunternehmen	94
Tabelle 17:	Übersicht der PRISMA-Auktionsverfahren	101
Tabelle 18:	Charakteristika der PRISMA-Sekundärmarkthandelstypen	105
Tabelle 19:	Korrelation der Gaspreise europäischer Hubs, 2010–2013	107
Tabelle 20:	Preisspreads europäischer Gashubs	110
Tabelle 21:	Anteil vermarkteter Kapazitäten von den auf PRISMA angebotenen Gesamtkapazitäten Österreich 2013	112
Tabelle 22:	Preisauflschläge bei PRISMA-Versteigerungen 2013	113
Tabelle 23:	Naturgasproduktion in Österreich 2011	136
Tabelle 24:	Physikalische Importe und Exporte 2011	136

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN 2013

Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen

INDIKATOREN DER STROMWIRTSCHAFT

Das Kalenderjahr 2013 war durch einen Rückgang der inländischen Stromerzeugung geprägt. Diese ging von 72.390 GWh um 6% bzw. 4.376 GWh auf 68.015 GWh zurück. Der inländische Stromverbrauch stieg nur geringfügig um 0,4%.

Insgesamt erzeugten die Wasserkraftwerke mit 45.698 GWh um 1.920 GWh weniger als

im Vergleich zum Vorjahr, was vor allem auf das im zweiten Halbjahr schlechtere Wasserdargebot zurückzuführen ist. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke ging um 3.295 GWh zurück, wobei der Rückgang vor allem Erdgas betraf (-31,4% im Vergleich zum Vorjahr). Lediglich die erneuerbaren Energieträger verzeichneten einen Anstieg der Erzeugung. So wurden von Windanlagen 3.150 GWh und von Photovoltaikanlagen 295 GWh Strom erzeugt.

KENNZAHLEN STROM 2013

	GWh (2013)	Veränderung zu 2012
Brutto Stromerzeugung	68.015	-6,0%
Physikalische Importe	24.960	+6,5%
Physikalische Exporte	17.689	-14,2%
Pumpstromverbrauch	5.374	-3,4%
Inlandsstromverbrauch	69.912	+0,4%
Höchstlast an dritten Mittwoch	10.872	-0,6%

Tabelle 1
Kennzahlen Strom 2013

Quelle: E-Control

KENNZAHLEN GAS 2013

	GWh (2013)	Veränderung zu 2012
Importe	519.262	+15,0%
Produktion	14.525	-28,2%
Ausspeicherung (Speicherentnahme)	68.207	+47,5%
Exporte	451.356	+22,4%
Einspeicherung (Speichereinpressung)	60.521	+13,5%
Eigenverbrauch, Verluste, stat. Differenz	3.280	
Abgabe an Endkunden	86.890	-4,6%
Max. Tagesverbrauch	489,4	-20,5%
Min. Tagesverbrauch	80,5	-19,4%

Tabelle 2
Kennzahlen Gas 2013

Quelle: E-Control

Durch die niedrigen Großhandelspreise kam es zu einer weitgehenden Substitution der inländischen Erzeugung aus Gas und Kohle durch Importe aus Deutschland.

INDIKATOREN DER GASWIRTSCHAFT

2013 ging die inländische Erdgasabgabe an Endkunden um 4,6% auf 86.890 GWh zurück. Wesentlicher Einflussfaktor war wie im vergangenen Jahr ein weiterer Rückgang im Einsatz von Gaskraftwerken. Die inländische Gasproduktion fiel um 28,2% auf 14.525 GWh.

Die physikalischen Erdgasimporte stiegen um 15% auf 519.262 GWh an. Bei den Exporten wurde ein Anstieg um 22,4% auf 451.356 GWh verzeichnet.

In den ersten drei Monaten wurde mehr Erdgas exportiert als importiert, da aus den großvolumigen Speichern Haidach und Seven Fields (die zum Teil nur an das deutsche Netz direkt angeschlossen sind) nach Deutschland ausgespeichert wurde.

PREISENTWICKLUNGEN 2013

Der Verbraucherpreisindex für Erdgas war über das Jahr hinweg gesehen relativ konstant. Zwischen Oktober und Dezember 2013 fiel die Gaspreis-inflation sogar um über einen Prozentpunkt und erreichte einen negativen Wert von -1%. Der Preisauftrieb für Erdgas war in der ersten Jahreshälfte 2013 nahe null. Die Strompreis-inflation betrug von Januar bis Mai 2014 nur noch 0,2%. Im Jahr 2013 erreichte sie im Februar mit 6,2% ihren Höchststand.

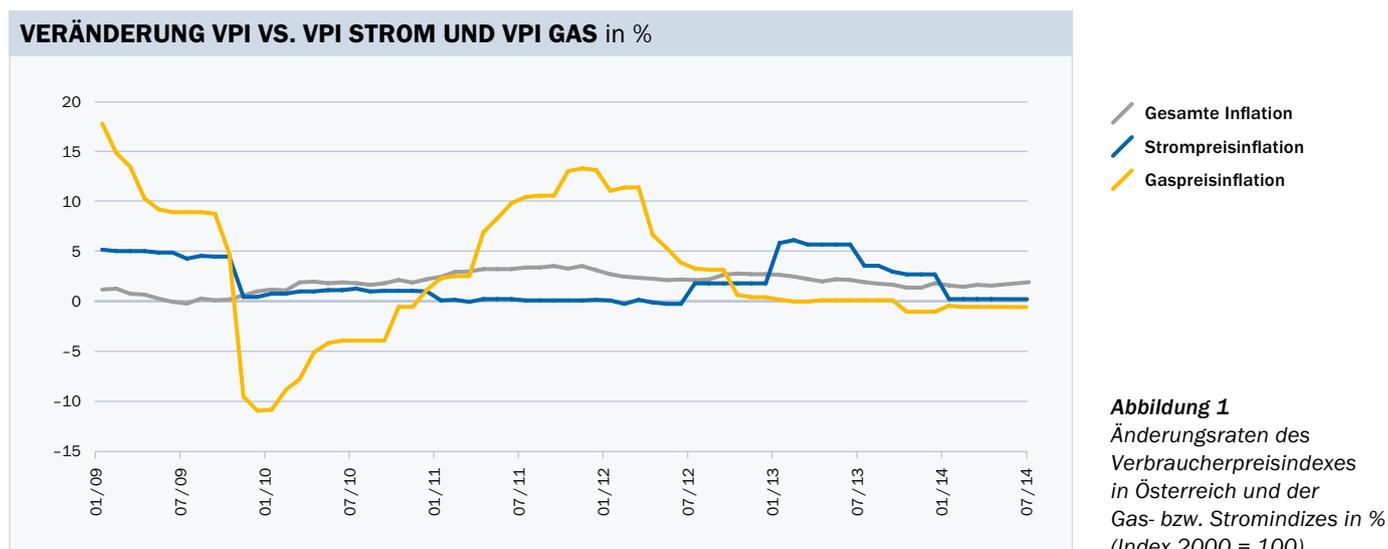


Abbildung 1
Änderungsraten des Verbraucherpreisindex in Österreich und der Gas- bzw. Stromindizes in % (Index 2000 = 100)

Quelle: Statistik Austria

Maßgebliche Marktentwicklungen

STROMMARKT

Im Endkundenmarkt hat sich das Produktangebot im Vergleich zum Vorjahr um mehr als ein Drittel erhöht. Die Wechselrate ist 2013 im Vergleich zum Vorjahr wesentlich gestiegen – von 1,1% auf 1,9%; sie liegt damit aber immer noch im niedrigen einstelligen Bereich und deutlich unter den Wechselraten in gut entwickelten europäischen Märkten. Insgesamt suchten sich im vergangenen Jahr 114.235 Stromkunden einen neuen Stromlieferanten, darunter 78.083 Haushalte. Besonders die Bundesländer Niederösterreich, Oberösterreich und Steiermark hatten überdurchschnittlich hohe Wechselzahlen zu verzeichnen (siehe Abbildung 2). Im ersten Quartal 2014 erreichten die Wechselzahlen ein

neues Rekordhoch. Von 91.400 Wechseln entfielen insgesamt 71.000 auf Haushalte, davon fanden 68.000 Vertragsabschlüsse im Rahmen der vom Verein für Konsumenteninformation (VKI) durchgeführten Aktion „Energiekosten-Stop“ statt.¹ Bei einem grenzüberschreitenden Wettbewerb wären jedoch noch höhere Wechselzahlen zu erwarten. Das maximale Einsparpotential beim Wechsel vom regionalen zu einem alternativen Lieferanten hat sich seit 2011 verdoppelt.

Um den im vergangenen Jahr stark gestiegenen Regelreserve- bzw. Ausgleichsenergiekosten entgegenzuwirken, hat E-Control eine intensive Informationskampagne für potentielle Marktteilnehmer am österreichischen

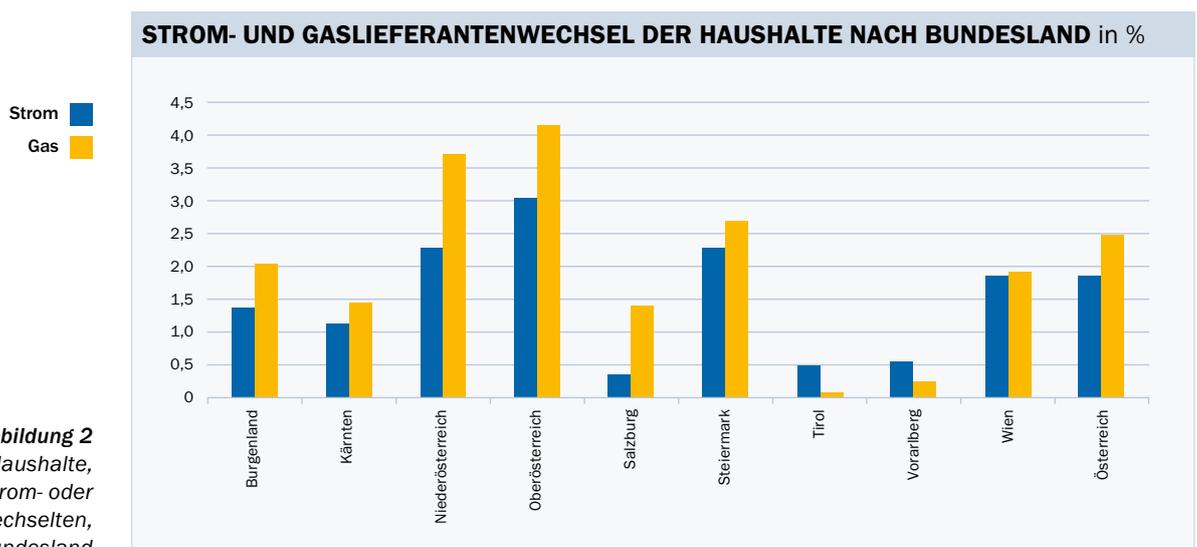


Abbildung 2
Prozentsatz der Haushalte, die 2013 ihren Strom- oder Gaslieferanten wechselten, nach Bundesland

Quelle: E-Control

¹ Der VKI organisierte Mitte Dezember 2013 ein Bestbieterverfahren mit mehreren Lieferanten, aus dem stromdiskont für Strom und goldgas für Gas als Bestbieter hervorgegangen sind. Bis 16. Dezember hatten sich mehr als 260.000 Konsumenten unverbindlich angemeldet. Bis Mitte April wurden im Zuge der Aktion 98.000 Strom- und Gasanbieterwechsel abgeschlossen.

Regelreservemarkt gestartet und weitere begleitende Maßnahmen wie z.B. Initiativen zu grenzüberschreitenden Verschränkungen des Regelreservemarktes eingeleitet. So wird beispielsweise seit Mai 2013 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, um notwendige Sekundärregelenergieabrufe zu verringern. Diese Maßnahme führte bereits zu Kosteneinsparungen im einstelligen Millionenbereich. Im Laufe des Jahres 2014 wurde diese Kooperation auch im Rahmen der „International Grid Control Cooperation“ (IGCC) auf weitere Nachbarländer, darunter auch Deutschland, ausgedehnt, was sich ebenfalls positiv (im Sinne einer Kostenreduktion) auf die Ausgleichsenergiekosten auswirken wird. Wie eine Untersuchung der E-Control zeigt, ist die Marktkonzentration am Großhandelsmarkt in den kurzfristigen Strommärkten mit Ausnahme der Day-ahead-Auktionen relativ hoch. Die Konzentration wird höher, je näher das Marktsegment an der physikalischen Erfüllung liegt. Die Ursachen dafür liegen einerseits in der geografischen Einschränkung des Intraday- bzw. Regelreservemarktes, mit Ausnahme der Primärregelreserve, auf die Lieferzone APG, andererseits daran, dass die Anzahl der potentiellen Teilnehmer an diesen Märkten mit physikalischer Erfüllung durch die hohen technischen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen eingeschränkt ist. Beim Intraday-Handel an der

EPEX ist anzumerken, dass österreichische Marktteilnehmer prinzipiell auch indirekt am Intraday-Handel in einer deutschen Lieferzone teilnehmen kann. Der außerbörsliche Handel erweitert zusätzlich den Spielraum für Marktteilnehmer und kann so den Mangel an Liquidität beim börslichen Intraday-Handel kompensieren. Dies ist hingegen beim Regelreservemarkt nicht der Fall, weshalb die hohe Marktkonzentration zu einem wenig ausgeprägten Wettbewerb führt.

Neben der Marktkonzentration ist es in einem wettbewerblichen Großhandelsmarkt wichtig, dass die Preise die Situation von Angebot und Nachfrage abbilden. Analysen zeigen, dass die Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik eine signifikante Auswirkung auf den Day-ahead-Stromgroßhandelspreis sowie die gehandelten Mengen zeigt. Die Preissetzung im untertägigen Intraday-Markt wird besonders durch den Preis im zeitlich vorgelagerten Day-ahead-Markt sowie durch die Kraftwerksverfügbarkeit beeinflusst. Außerdem spielen neue Informationen zur Wind- und Photovoltaikverfügbarkeit, welche durch bessere Prognosen in den untertägigen Handel noch einfließen können, eine Rolle. Für den wenig liquiden Regelreservemarkt ist hingegen unklar, welche Faktoren die Preissetzung beeinflussen.

GASMARKT

Im Endkundenmarkt bleibt die Preisdifferenzierung der alternativen Gasversorger nach wie vor durch Rabattaktionen aufrecht. Die Frequenz, in der die Versorger Rabattaktionen durchführen, hat sich jedoch signifikant

erhöht. Im Jahr 2013 wechselten insgesamt 31.051 Haushalte den Versorger, was ein Plus von 47% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Im ersten Quartal 2014 wechselten so viele Kunden ihren Versorger wie in den ersten zwei Quartalen des Jahres 2013 zusammen. Die meisten Versorgerwechsel (ca. 30.000 Haushalte) haben im Zuge der VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“ stattgefunden. Das neue Marktmodell sorgt nun dafür, dass alle Konsumenten in Vorarlberg und Tirol ihren Gasversorger wechseln können. Insgesamt lag die Wechselrate aber immer noch bei niedrigen 2,5%, wobei die Wechselrate in Niederösterreich und Oberösterreich am höchsten war (siehe Abbildung 2).

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2012/2013 zu 91% und somit deutlich höher befüllt als im Vorjahr. Aufgrund des kalten Winters im Februar und März und der anhaltend kalten Temperaturen im April 2013 hat sich die Ausspeicherperiode jedoch deutlich verlängert, erst Ende April wurde mit der Auffüllung der Speicher wieder begonnen. Die verhältnismäßig hohen Ausgleichsenergie-Verkäufe im Dezember 2013 lassen sich mit dem bis dahin überdurchschnittlich warmen Winter erklären. Viele Unternehmen waren hier vermutlich überdeckt und mussten Gas am Spotmarkt verkaufen.

Seit April 2103 werden die Rechte für den Transport von Gas zwischen zwei Marktgebieten über eine europäische Plattform PRISMA² vergeben. Dort vermarkten unter anderem österreichische Übertragungsnetzbetreiber ihre Leitungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Transport von Erdgas. Auch für den

mehrmaligen Wiederverkauf von diesen Transportrechten gibt es seit Anfang 2014 einen Sekundärmarkt auf PRISMA. Die verschiedenen Kapazitätsprodukte werden auf PRISMA über Auktionen versteigert.

Da die transparente und effiziente Vergabe von diesen Kapazitäten für den Gashandel und den Zugang Österreichs zu den europäischen Gasmärkten sehr wichtig ist, wurde der Gastransportmarkt einer näheren Betrachtung unterzogen. Anhand einer von der E-Control durchgeführten detaillierten Untersuchung konnten die Auktionsergebnisse auf der europäischen Allokationsplattform PRISMA unter Berücksichtigung der Preisunterschiede zwischen den Märkten, den regulierten Entgelten und der Netzauslastung nachvollzogen werden. Bei den drei größten österreichischen Grenzkopplungspunkten (Arnoldstein, Überackern und Oberkappel) ist an einzelnen Tagen ein Preisaufschlag zu beobachten, wenn die Auslastung und die Preisdifferenz so hoch sind, dass die Kapazitäten als besonders wertvoll eingestuft werden. Bei Oberkappel deckt sich die Höhe des Aufschlages annäherungsweise mit der Preisdifferenz, bei Arnoldstein ist dies nicht der Fall. Hier ist allerdings zu erwähnen, dass in Italien bei der Tarifierung eine „Commodity“-Komponente auf Mengenebasis anfällt, welche in der Analyse nicht direkt berücksichtigt ist. In Fällen mit Preisaufschlag wird somit über PRISMA ein Teil der Überlastungsrente abgeschöpft und der Allgemeinheit zugeführt, welche z.B. bei einem reinen „first-come, first-served“-System jenen Shippern zufallen würde, welche zuerst eine Kapazität eingebucht haben.

² <https://www.prisma-capacity.eu>

Maßgebliche regulatorische Entwicklungen

Im Jahr 2013 lagen die Schwerpunkte auf der dritten Anreizregulierungsperiode Strom, der zweiten Anreizregulierungsperiode Gas sowie dem neuen Marktmodell für den Gasmarkt.

DRITTE ANREIZREGULIERUNGSPERIODE STROM AB 1. JANUAR 2014

Die dritte Anreizregulierungsperiode Strom startete am 1. Januar 2014. Vom System der Anreizregulierung sind nun deutlich mehr Stromverteilernetzbetreiber umfasst, für die die Kostenbasis jeweils zu Beginn einer Regulierungsperiode neu bestimmt wird. Für die dritte Regulierungsperiode wurden neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt. Die wesentlichen Änderungen betreffen die Effizienzwertermittlung, die Neufestsetzung des Frontier Shifts (1,25% p.a.), des WACC (6,42% p.a.), die Ermittlung der jährlichen Teuerungsrates (Netzbetreiberpreisindex), die Implementierung eines Regulierungskontos sowie die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs (von 2 Jahren). Die Regulierungsperiode endet am 31. Dezember 2018, wobei die Unternehmen bis dahin die Hälfte der im Vorhinein festgestellten Ineffizienzen aufholen müssen.

ZWEITE ANREIZREGULIERUNGSPERIODE GAS AB 1. JANUAR 2013

Die Regulierungssystematik im Bereich der Gasverteilernetze befindet sich seit 1. Januar 2013 in der zweiten Anreizregulierungsperiode. Für die zweite Regulierungsperiode, die

bis Ende 2017 gilt, wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst und damit die Entgelte für 2013 erstmals nach einer angepassten Systematik bestimmt. Obwohl das mit Ende 2017 zu erreichende Effizienzziel unverändert beibehalten wird, wurde der Kostenpfad nach einer Kostenprüfung des Geschäftsjahres 2011 und des Zielerreichungsgrades angepasst. Zudem wurden die Erweiterungsfaktoren (Betriebskosten- und Investitionskostenfaktor) sowie der Finanzierungskostensatz einer Revision unterzogen.

ANPASSUNGEN DES NEUEN MARKTMODELLS

Das neue Gasmarktmodell wurde wie geplant am 1. Januar 2013 in Ostösterreich erfolgreich eingeführt.

Nach den ersten praktischen Erfahrungen wurden im Zuge von zwei Novellen die Grenze der tagesbilanzierenden Endverbraucher von der ursprünglichen SLP-Grenze auf die vertraglich vereinbarte Höchstleistung von 10.000 kWh/h gehoben und mit 1. Oktober 2013 weitere kleine Optimierungen am System vorgenommen, vornehmlich in den Datenübermittlungspflichten zwischen den Marktteilnehmern. Die 3. Novelle zur GMMO-VO 2012 mit Inkrafttreten am 1. Januar 2014 berücksichtigt die schwierige Prognostizierbarkeit des Ergebnisses der monatlichen Ausgleichsenergieverrechnung bei den Bilanzgruppenkoordinatoren und den damit einhergehenden Entwicklungen auf den Umlagekonten der Marktgebiete.

Insgesamt wurde das neue Marktmodell von den nationalen und internationalen Marktteilnehmern gut angenommen und hat zu einer deutlichen Belebung des Wettbewerbes in Österreich geführt.

NEUES MARKTMODELL IN TIROL UND VORARLBERG

Seit 1. Oktober 2013 gilt das Gas-Marktmodell COSIMA („Cross-border Operating Strongly Integrated Market Area“) für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Charakteristisch für CO-

SIMA ist die – aus der Sicht Versorger – barrierefreie Anbindung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das Marktgebiet NCG, welche durch eine Befreiung von Kapazitätsbuchungen durch die Versorger erreicht wird. COSIMA erfüllt die Anforderung, weitgehend ohne Veränderungen in den bestehenden Regelwerken der einander benachbarten Marktgebiete auszukommen. Erste positive Auswirkungen durch das neue Marktmodell sind bereits zu erkennen, da seit der Umstellung mehr Versorger in Tirol und Vorarlberg tätig sind.

Konsumentenschutz

Das Jahr 2013 brachte eine Reihe von Erweiterungen im Konsumentenschutz für Strom- und Gaskunden. So sehen EIWOG und GWG nun ein Recht des Konsumenten auf einen Vorauszahlungszähler vor, sollten Netzbetreiber oder Lieferant eine Sicherheitsleistung oder Vorauszahlung fordern. Eine weitere Ergänzung ist in den Anlauf- und Beratungsstellen zu sehen, die größere Lieferanten ab 2015 einzurichten haben. Dort sollen Konsumenten über Lieferantenwechsel, Energieeffizienz, Energiearmut und andere Themen Informationen finden. Insbesondere wurde auch der Online-Wechsel, also die Möglichkeit der formlosen elektronischen Willenserklärung gegenüber dem neuen Lieferanten, gesetzlich verankert.

Das Monitoring liefert 2013 erstmals genauere Einsichten in die zentralen Anliegen des Konsumentenschutzes. Während für den Strommarkt die Landesbehörden zuständig sind, liegt die Verantwortung zum Monitoring des Gasmarkts bei der E-Control. Insgesamt gingen laut eigenen Angaben bei den Gasversorgern ca. 21.500 Beschwerden ein, von den Verteilernetzbetreibern werden 1.340 Beschwerden gemeldet. Während die Anzahl von installierten Vorauszahlungszählern mit 168 gering ist, kam es im Jahr 2013 zu insgesamt 8.457 Abschaltungen der Gasversorgung aufgrund einer Vertragsaussetzung, also im Regelfall Zahlungsverzug. Letzteres entspricht in etwa einer Abschalttrate von 0,7%.

DER ÖSTERREICHISCHE STROMMARKT

Netzregulierung

STROMNETZENTGELTVERFAHREN INNERHALB DER ANREIZREGULIERUNG

Seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 werden seitens der Regulierungsbehörde die Netzentgelte für das Stromübertragungs- und -verteilernetz regelmäßig (generell jährlich) neu bestimmt. Während dies im Übertragungsnetzbereich nach wie vor auf Basis eines Kosten-Plus-Regulierungsansatzes (die Erlöse folgen den Kosten) erfolgt, wurde im Stromverteilernetz mit Beginn des Jahres 2006 ein langfristig stabiles Anreizregulierungsregime implementiert (vormals ebenfalls Kosten-Plus-Regulierung). Dabei werden die tatsächlichen Kosten (der Unternehmen) von den zugestandenen Erlösen für die Dauer der Regulierungsperiode entkoppelt und eine geprüfte Kostenbasis mittels Auf- und Abschlagsfaktoren, welche im Wesentlichen die Preissteigerungen der Branche (Inflation) sowie die branchen- und unternehmensspezifische Effizienzentwicklung (genereller und individueller Effizienzfortschritt) abbilden, jährlich neu angepasst.

Die zweite Anreizregulierungsperiode lief mit Ende des Jahres 2013 aus und die dritte Anreizregulierungsperiode startete am 1. Januar 2014. Erstmals wurde die Regulierungssystematik im Rahmen von zwei Papieren einer öffentlichen Konsultation gestellt, um allen Stakeholdern die Möglichkeit für Anmerkungen einzuräumen. Vom System der Anreizregulierung sind nunmehr deutlich mehr Stromverteilernetzbetreiber umfasst, da auf Grundlage des EIWOG 2010 alle Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von

über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 in diese Systematik einzubeziehen sind. Die Kostenbasis im Rahmen der Anreizregulierung wird grundsätzlich jeweils zu Beginn einer Regulierungsperiode neu bestimmt. Dementsprechend fand im Jahr 2013 eine Kostenprüfung (Datenbasis 2011) der Verteilernetzbetreiber 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 im Rahmen eines relativen Vergleichs zu anderen Netzbetreibern gegenüberstellt. Ausgehend von der geprüften Kostenbasis des Jahres 2011 wird den Unternehmen auf Basis der Ergebnisse des Benchmarkings ein Kostenpfad zur Erreichung des Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode vom Regulator vorgegeben, wobei die Unternehmen die Hälfte der festgestellten Ineffizienzen aufzuholen haben.

Somit wurde eine Startkostenbasis für die dritte Regulierungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die kommenden fünf Jahre – die dritte Regulierungsperiode endet am 31. Dezember 2018 – festgelegt. Die wesentlichen Anpassungen betreffen die Effizienzwertermittlung, die Neufestsetzung des Frontier Shifts (1,25% p.a.), des WACC (6,42% p.a.), die Ermittlung der jährlichen Teuerungsrate (Netzbetreiberpreisindex), die Implementierung eines Regulierungskontos (vgl. auch Regulierung der Gasnetze) sowie die Behandlung des systemimmanenten Zeit-

verzugs (von 2 Jahren). Wie bereits in der zweiten Regulierungsperiode kommen auch in der dritten Regulierungsperiode sogenannte Erweiterungsfaktoren (Investitions- und Betriebskostenfaktor) zur Anwendung. Die Erweiterungsfaktoren generieren Investitionsanreize, indem Kostenentwicklungen im Bereich der operativen sowie der Kapitalkosten während der Regulierungsperiode weitestgehend abgebildet werden.

Im Übertragungsnetz gab es 2013 noch keine individuellen Effizienzvorgaben auf Basis eines Benchmarkings. Daher wurden die Kosten mit einem Effizienzfaktor in Höhe von 2,5% p.a. sowie einer Teuerungsrate (ausgedrückt durch den Netzbetreiberpreisindex wie im Verteilernetz) jährlich neu angepasst. Für die Zukunft ist allerdings eine Berücksichtigung eines individuellen Effizienzwertes geplant. Die Investitionen aus Großprojekten werden auf Planwertbasis im Rahmen der regulierten Anlagenbasis berücksichtigt.

Die dargestellte Systematik beruht im Grunde auf Vorgaben des § 59 EIWOG 2010, wonach die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und differenziert nach Netzebenen zu ermitteln sind. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Investitionen sind in angemessener Weise ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Für die Ermittlung der Kosten sind Zielvorgaben zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren. Dabei

sind die festgestellten Kosten sowohl um generelle Zielvorgaben, die sich an Produktivitätsentwicklungen orientieren, als auch um die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate anzupassen. Individuelle Zielvorgaben können aufgrund der Effizienz der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben (Zielerreichungszeitraum) kann durch die Regulierungsbehörde im jeweiligen Kostenbescheid in ein- oder mehrjährige Regulierungsperioden unterteilt werden. Beeinflusst das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen die Kosten des Netzbetreibers durch Verrechnungen, muss der Netzbetreiber diese Kosten ausreichend belegen. Um Quersubventionen zu verhindern, hat daher das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen auf Verlangen der Regulierungsbehörde die Kalkulationsgrundlage für die Verrechnungen vorzulegen.

FESTSETZUNG DER NETZTARIFE

Im Übertragungsnetz werden die jährlich geprüften Kosten mit 1. Januar des jeweiligen Jahres in Übertragungsnetzentgelte übergeleitet und somit neu bestimmt. Im Verteilernetz wurden auf Grundlage des EIWOG 2010 im Entgeltverfahren 2013 die Kosten- und Mengengerüste aller Stromverteiler mit über 50 GWh Abgabemenge im Jahr 2008 bestimmt und die Entgelte für das Jahr 2014 ermittelt. Dies erfolgte wie schon seit dem Jahr 2011 auf Basis eines zweistufigen Verfahrens, welches den Netzbetreibern verstärkte Rechtssicherheit bietet. In einem ersten Schritt werden die Kosten- und Mengengerüste der Netzbetreiber mittels Bescheide der E-Control festgestellt. Diese Bescheide die-

nen als Basis für die Entgeltermittlung per Verordnungsverfahren, welches den zweiten Schritt darstellt.

Im Zuge der Anpassungen der Systemnutzungsentgelteverordnung (SNE-VO) 2012-Novelle 2014 konnten die Netzentgelte (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt) im Vergleich zur Vorjahresnovelle um rund 2,3% (Gesamtösterreich über alle Netzebenen bewertet mit Mengengrundlage des Jahres 2011) gesenkt werden. Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte wird durch mehrere Faktoren beeinflusst, sowohl durch Investitionskosten- als auch Mengenentwicklungen. Darüber hinaus kam es durch die im Jahr 2013 durchgeführte Kostenprüfung zur Bestimmung der Startkosten für die dritte Regulierungsperiode ab 1. Januar 2014 zu einer Senkung der Netznut-

zungsentgelte in den meisten Netzbereichen. Die maßgebliche Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist in erster Linie durch den massiven Anstieg der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 59 Abs. 6 Z 6 EIWOG 2010 begründet. Die teils massive Senkung der Netzverlustentgelte (bis auf den Netzbereich Vorarlberg) lässt sich vorrangig auf die Reduktion des Beschaffungspreises, den Netzbetreiber für Netzverluste zu bezahlen haben, zurückführen. Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze und der Preissteigerungen für Netzbetreiber Entgeltsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

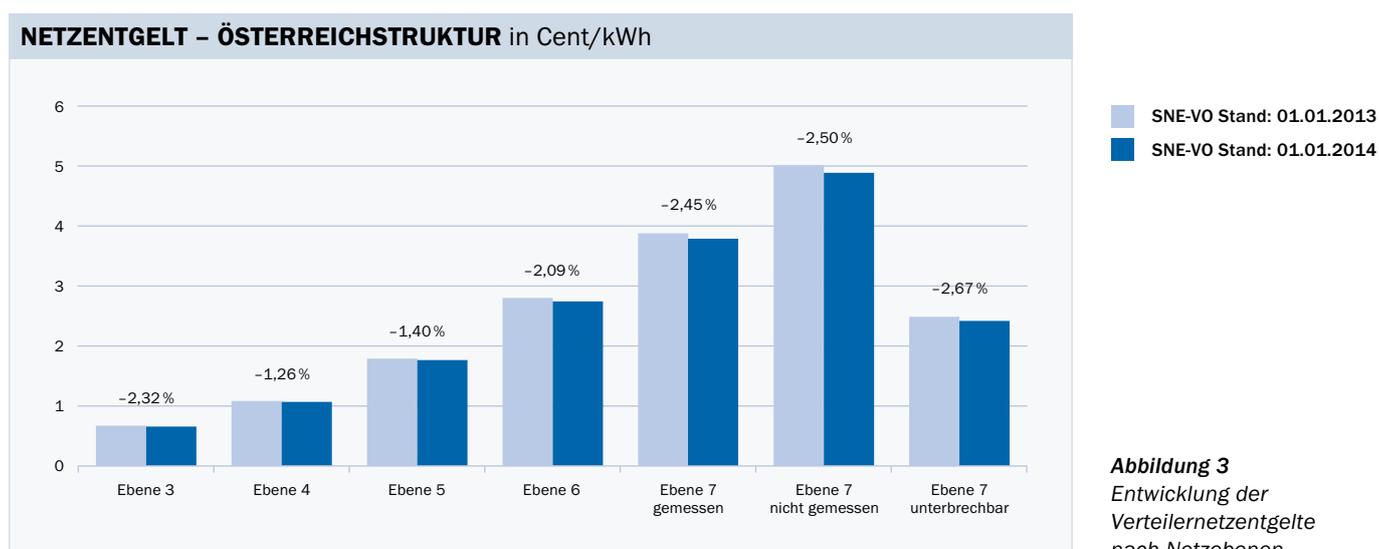


Abbildung 3
 Entwicklung der Verteilernetzentgelte nach Netzebenen

Quelle: E-Control

**INVESTITIONSTÄTIGKEIT
DER ENERGIEUNTERNEHMEN**
*Ausgangslage für Investitionen in
Österreichs Stromnetze*

Österreichs Wirtschaft zeigt im vergangenen Jahr 2013 ein leichtes Wachstum von rund 0,4% und bewegte sich somit auf dem Niveau des Vorjahres.³ Als primärer Grund für die Beinahe-Stagnation wurde von Seiten der Oesterreichischen Nationalbank vor allem die gedämpfte wirtschaftliche Entwicklung in der Europäischen Union identifiziert⁴. Auswirkungen waren diesbezüglich bei den Direktinvestitionen aus dem In- und Ausland spürbar, was zur Zurückhaltung bei den Investitionen und einen damit verbundenen Investitionsrückstau führte (-0,7%). Zusätzlich zeigt sich beim Konsum ein ebenso bescheidenes Bild. Dieser fiel weiterhin schwach aus und rangiert damit auf dem Niveau des letzten Jahres. Die folgende Grafik soll die Entwicklung

der Bruttoanlageinvestitionen der einzelnen Quartale in den Jahren 2012 und 2013 noch einmal verdeutlichen. Hier wird vor allem das schwächere erste Halbjahr 2013 bei den Bruttoanlageinvestitionen sichtbar, mit einer gefolgten Erholung im zweiten Halbjahr.

Mit der Erholung der internationalen bzw. europäischen Wirtschaft kam es Mitte des Jahres 2013 auch zu einer positiven Entwicklung der Konjunktur in Österreich. Vor allem Industrieunternehmen mit internationaler Ausrichtung profitierten von der steigenden Nachfrage in der Europäischen Union.⁵ Die Oesterreichische Nationalbank erwartet durch die markant positive Stimmung ein baldiges Anspringen der Investitionskonjunktur. Dazu trägt neben der derzeitigen Niedrigzinsphase und damit sehr guten Finanzierungsbedingungen auch ein gesteigerter Bedarf an Ersatzinvestitionen bei.

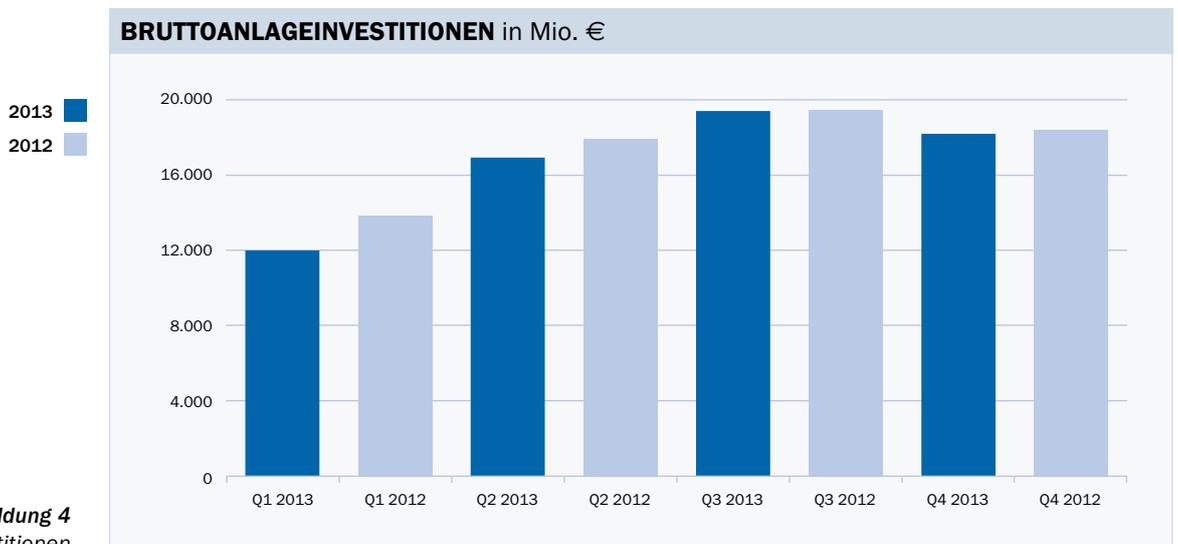


Abbildung 4
Bruttoanlageinvestitionen

Quelle: OenB 2014, Statistik, nominell

³ Quelle: Statistik Austria, VGR 2013

⁴ Quelle: OenB, 2014; <http://oenb.at/Geldpolitik/Konjunktur/Prognosen-f-r-Oesterreich/Gesamtwirtschaftliche-Prognose.html>, 16.05.2014

⁵ Bank Austria Economics & Market Analysis, Austria 2014

Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur

Durch den liberalisierten Strommarkt und den damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen sowohl an die Verteilernetz- als auch an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, steigender Stromverbrauch, 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.

Grundsätzlich investierten die Stromnetzbetreiber in Österreich auf ähnlichem Niveau wie im Jahr zuvor. Primär wurde im Stromnetzbereich vor allem in Leitungserneuerung sowie Kapazitätserweiterung investiert. Deut-

lich 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 Verteilernetzbereich 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

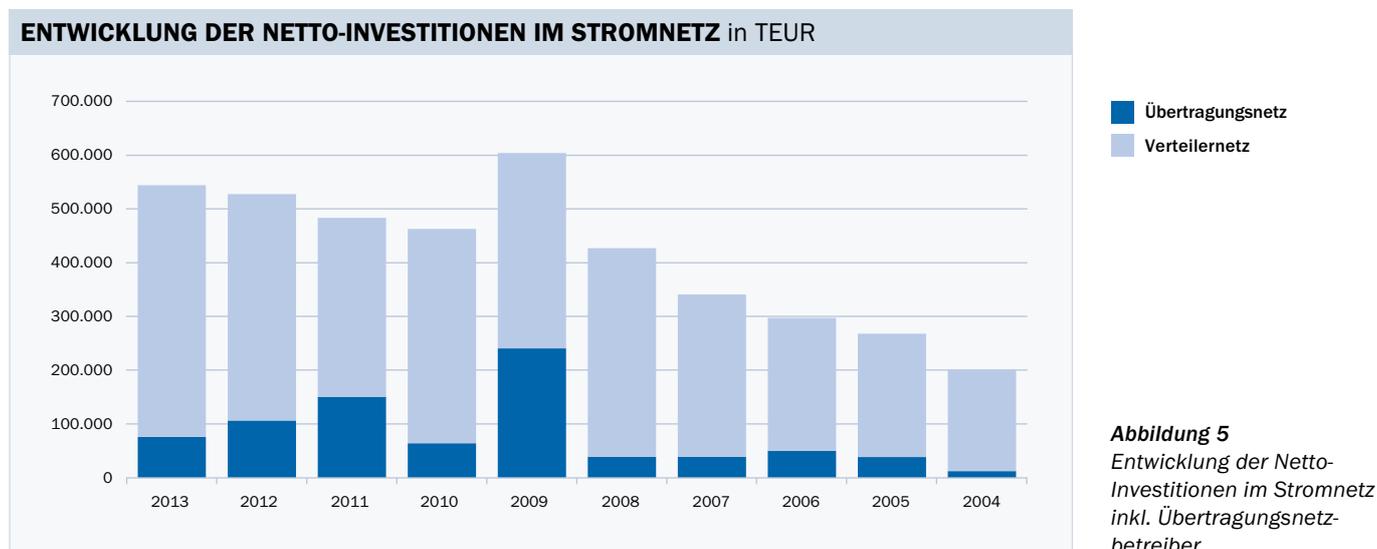


Abbildung 5
Entwicklung der Netto-Investitionen im Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber

Quelle: E-Control – aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2013; Anschaffungs- und Herstellkosten

im Übertragungsnetzbereich für die kommenden Jahre bedeuten. Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Investitionen im Stromverteiler- und Übertragungsnetz der vergangenen 10 Jahre. Deutlich erkennbar ist dabei das jährlich steigende Investitionsniveau der österreichischen Stromnetzbetreiber. Dies ist einerseits auf den Bedarf im Energiebereich, aber ebenso auf die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Diese bieten nicht nur die entsprechende Abgeltung in Form kostenorientierter Netzentgelte, sondern auch die nötigen Anreize, Investitionen zeitgerecht durchzuführen.

TECHNISCHE FUNKTIONSWEISE DES MARKTES

Ausgleichsenergiemarkt

Der Ausgleich von Prognoseabweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt in Österreich durch die Einspeisung oder Entnahme von Regelenergie. Je nach zeitlicher Dauer der Abweichung kommen unterschiedliche Anlagen und Produkte zum Einsatz:

- > Primärregelung: Anlagen der Primärregelung regeln Ungleichgewichte innerhalb der ersten 30 Sekunden.
- > Sekundärregelung: Anlagen der Sekundärregelung kommen zum Einsatz, wenn Ungleichgewichte länger als 30 Sekunden auftreten und lösen die Primärregelung schrittweise ab.
- > Tertiärregelung: Anlagen der Tertiärregelung oder „Minutenreserve“ lösen die Anlagen der Sekundärregelung ab, wenn Ungleichgewichte länger als 15 Minuten bestehen.
- > Ungewollter Austausch: Ist die Anpassung innerhalb der Regelzone nicht aus-

reichend/möglich, so erfolgt der Ausgleich durch einen ungewollten Austausch mit den umliegenden Regelzonen im ENTSO-E-Verbund.

Die Abweichung vom abgegebenen Fahrplan, z.B. wegen Prognoseabweichungen, in einer Bilanzgruppe verursacht Ausgleichsenergie. Die saldierte Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen einer Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf, für dessen Bereitstellung der Regelzonenführer zu sorgen hat.

Die Bilanzierung der Ausgleichsenergie erfolgt in Österreich, im Gegensatz zu den meisten anderen Mitgliedstaaten, über eine unabhängige Verrechnungsstelle, die vom Regelzonenführer beauftragt wird. Seit Inkrafttreten der Kooperationsvereinbarung zwischen APG und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH wird diese Aufgabe für das gesamte österreichische Netzgebiet durch die Austrian Power Clearing and Settlement (APCS) übernommen.

Die Marktregeln für Ausgleichsenergie sind in den „Sonstigen Marktregeln“ bzw. in den „Allgemeinen Geschäftsbedingungen“ der Verrechnungsstelle festgelegt. Während die Marktregeln von der Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt werden, sind die Geschäftsbedingungen der APCS durch die Regulierungsbehörde zu genehmigen.

Die Beschaffung der Regelreserveprodukte erfolgt über wettbewerbliche Ausschreibungen durch den Regelzonenführer APG. Primär- und Tertiärregelung werden bereits seit

dem Jahr 2010 bzw. 2001 auf diese Weise kontrahiert. Die Sekundärregelung wurde bis zum Jahr 2011 durch bilaterale Verträge mit einzelnen Kraftwerksbetreibern beschafft. Mit 1. Januar 2012 erfolgte auch hier die Umstellung auf einen wettbewerblichen Ausschreibungsmechanismus. Der ungewollte Austausch im ENTSO-E-Verbund wird mittels Kompensationsprogramm über die Strombörse EXAA ausgeglichen.

Aufgrund der hohen technischen Anforderungen, welche Anlagen für eine Teilnahme am Regelreservemarkt erfüllen müssen, ist die Anzahl potentieller Bieter in Österreich beschränkt. Dies gilt insbesondere für den Bereich der Primär- und Sekundärregelung. Die Preise für das Ausgleichsenergieclearing werden auf 15-Minuten-Basis von den Verrechnungsstellen ermittelt und setzt sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- > Kosten für Market Maker und Abruf der Tertiärregelung
- > 22% der Kosten für Leistungsvorhaltung und Abruf der Sekundärregelung
- > Kosten für ungewollten Austausch

Diese Kosten werden unter Anwendung einer festgelegten Preisformel auf die viertelstündlichen Ausgleichsenergiemengen umgelegt und den Bilanzgruppenverantwortlichen in Rechnung gestellt. Die Ausgleichsenergiekosten und das Ausgleichsenergieisiko werden im Allgemeinen von den Lieferanten bei der Festlegung der Energiepreise für Endkunden mitberücksichtigt. Es gibt jedoch keine Ausgleichsenergiekostenkomponente, die direkt an Endkunden weiterverrechnet wird.

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten in den Jahren 2012 und 2013. Wie ersichtlich, kam es vor allem

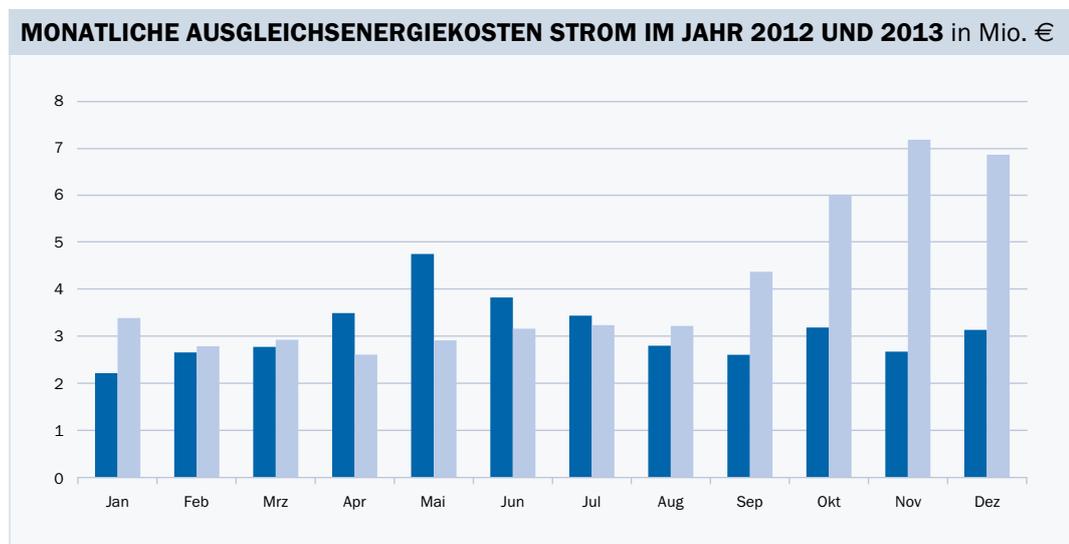


Abbildung 6
 Monatliche Ausgleichsenergiekosten Strom im Jahr 2012 und 2013

Quelle: APCS

in den Monaten September bis Dezember 2013 zu einer deutlichen Kostensteigerung gegenüber dem Vorjahr. Diese ist vorwiegend auf eine signifikante Erhöhung der Kosten für Leistungsvorhaltung und Abruf der Sekundärregelung zurückzuführen. Insgesamt betragen die Ausgleichsenergiekosten 2013 50,4 Mio. Euro gegenüber 37,7 Mio. im Vorjahr.

Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, hat E-Control eine intensive Informationskampagne für potentielle Marktteilnehmer am österreichischen Regelreservemarkt gestartet und weitere begleitende Maßnahmen, wie die Erhebung und ggf. Beseitigung möglicher Markteintrittsbarrieren, die Förderung einer verbraucherseitigen Beteiligung am Regelreservemarkt, die Anpassung von Marktregeln in Abstimmung mit dem Regelzonenführer und Initiativen zu grenzüberschreitenden Verschänkungen des Regelreservemarktes eingeleitet. So wird beispielsweise seit Mai 2013 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, um notwendige Sekundärregelenergieabrufe zu verringern. Diese Maßnahme führte bereits zu Kosteneinsparungen im einstelligen Millionenbereich. Es wird daher beabsichtigt, diese Art der Kooperation auf weitere Nachbarländer auszudehnen. Die eingeleiteten nationalen Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes und die bereits umgesetzten sowie geplanten internationalen Kooperationen bewirken eine Eindämmung der Kosten für Regelreserve.

Versorgungsunterbrechungen

Gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der E-Control jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden seit dem Jahr 2002 in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („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 ein rasches Entgegenwirken ermöglicht.

Entsprechend den Vorgaben der Netzdienstleistungs-VO 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 mit „regional außergewöhnliches Ereignis“, welches in der END-VO genau definiert ist, ersetzt. Ausfälle dieser Art sind seitens der Netzbetreiber gesondert zu melden und zu begründen.

In einem weiteren Schritt, ab der Erhebung 2015, werden alle Netzbetreiber für das vorangegangene Kalenderjahr die errechneten Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI einerseits an die Regulierungsbehörde übermitteln und andererseits auf der eigenen Internetseite 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 s (statt bisher 3 min) zu erfassen und der Regulierungsbehörde 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 Netzbetreiber 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 Netzbetreiber. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 14,16 Minuten und 33,42 Minuten.

In der Abbildung 7 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 Versorgungs-

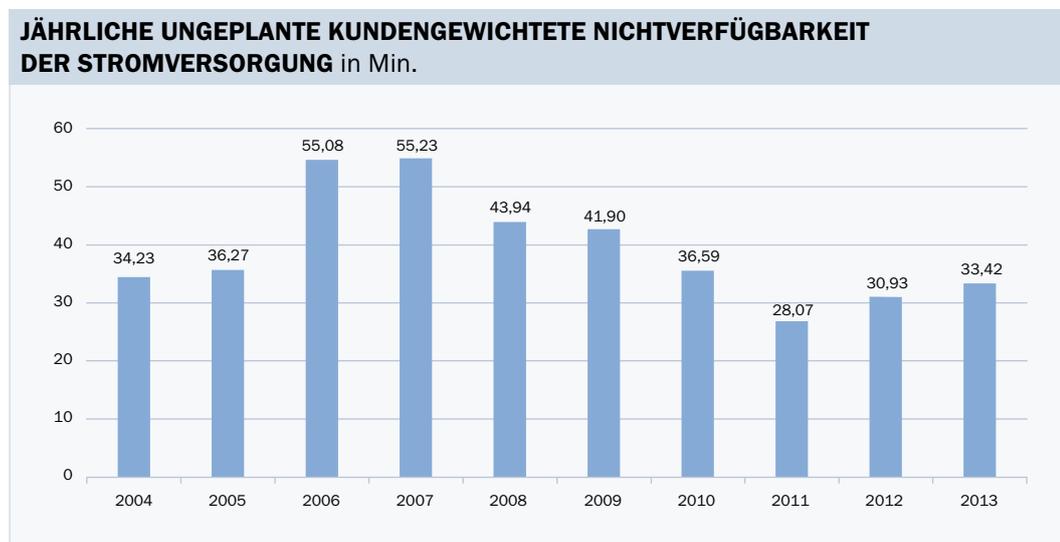


Abbildung 7
 Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

zuverlässigkeit für das Jahr 2013 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit 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 33,61 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 33,42 Minuten.

In Abbildung 8 ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2013 ersichtlich. Auch hier wurden ausgewiesene regional außergewöhnliche Ereignisse bei der Berech-

nung nicht berücksichtigt. Auch diese Bewertung zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat.

Technische Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber mit Drittstaaten

Die zentrale Lage des österreichischen Übertragungsnetzes im vermaschten europäischen Netz macht eine umfangreiche technische Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern erforderlich. Der Trend in Richtung erneuerbare Energieträger und die Marktintegration erhöhen die betrieblichen Herausforderungen und stellen neue Anforderungen an die Zusammenarbeit.

Durch die im dritten Binnenmarktpaket vorgesehenen Network Codes wird die technische Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber auf eine neue rechtliche Basis gestellt. Die technischen Network Codes

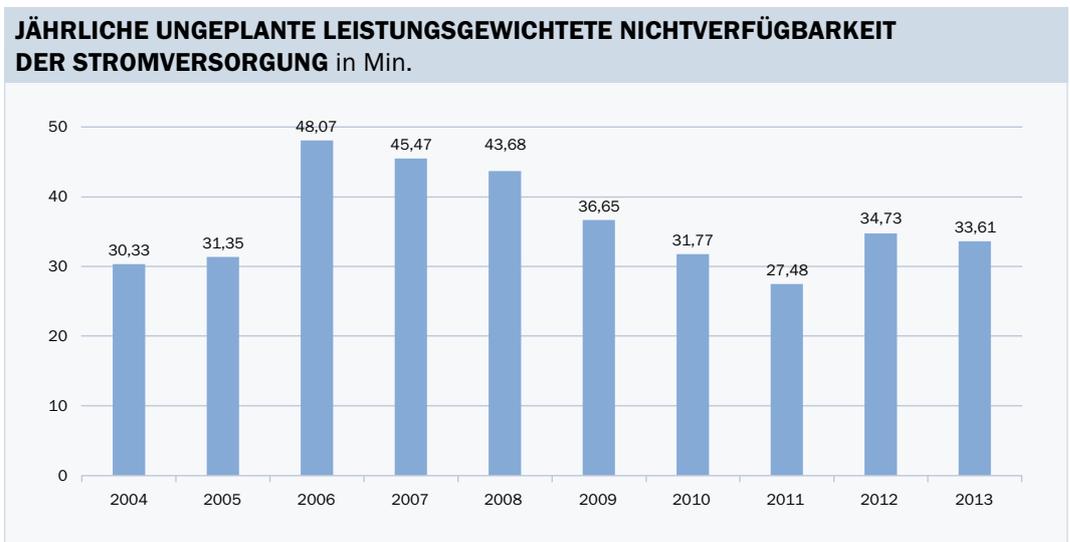


Abbildung 8
 Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

zu den Themen Betriebssicherheit, Betriebsplanung und Fahrplanmanagement, Leistungs-Frequenzregelung, Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Anschlüsse für Verbraucher wurden durch Zusammenarbeit aller Übertragungsnetzbetreiber – und mit teilweise federführender Einbindung des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid (APG) – unter der Koordination von ENTSO-E erarbeitet. Die Entwürfe dieser Network Codes werden derzeit von der Europäischen Kommission für die Beschlussfassung durch die Mitgliedstaaten in der Komitologie vorbereitet. Sie werden die technische Zusammenarbeit stärker vereinheitlichen, formalisieren und damit zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen.

Auf operativer Ebene wurde die Zusammenarbeit der APG in der TSC Initiative mit einer großen Anzahl kontinentaleuropäischer Übertragungsnetzbetreiber (aus Dänemark, den Niederlanden, Deutschland, Schweiz, Kroatien, Slowenien, Ungarn, Tschechien, Polen) weiter verfolgt und intensiviert. Die Kooperation wurde durch ein gemeinsames, zentrales Büro zur Koordination der Betriebssicherheit und für stärkeren Datenaustausch in München deutlich verstärkt. Dabei wird eine gemeinsame IT-Plattform zur Unterstützung der vortägigen und untertägigen Betriebsplanung genutzt. Zur Behebung von Sicherheitsrisiken werden weiterhin koordiniert multilaterale Remedial Actions eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber der TSC Initiative haben zur Kostentragung bei kostenverursachenden Maßnahmen ein Set möglicher Verteilungsschlüssel ausgearbeitet. Da wegen der Komplexität der Frage noch keine allgemein anerkannte Lösung erzielt werden

konnte, wird daran weiter zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden gearbeitet. Deshalb werden die Kosten von Maßnahmen bis auf weiteres in einer Verlängerung der Testphase jeweils von den anfordernden Übertragungsnetzbetreibern getragen.

Qualitätsstandards

Die EU-Vorgabe wurde in Österreich im § 19 EIWOG 2010 in nationales Recht umgesetzt. Darauf basierend wurde im Dezember 2012 die Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012) kundgemacht, die mit 1. Juli 2013 in Kraft trat.

Die Verordnung deckt dabei sowohl kommerzielle als auch technische Qualitätsstandards der Netzdienstleistung ab.

Die kommerziellen Qualitätsstandards enthalten dabei folgende Punkte:

Netzzutritt und -zugang:

- > Fristen für einen Kostenvoranschlag
- > Fristen für die Reaktion auf einen Netzzutritts- bzw. -zugangsantrag
- > Definition von Mindestdaten für die Antragstellung

Netzrechnung:

- > Fristen zur Rechnungslegung und Rechnungskorrektur

Abschaltung und Wiederherstellung des Netzanschlusses:

- > Durchführung der Wiederherstellung
- > Möglichkeit der Barzahlung offener Forderungen

- > Abschaltung auf Grund von Vertragsverletzung nicht vor dem Wochenende und Feiertagen
- > Fristen für Anfragebeantwortung beim Netzbetreiber
- > Beschwerdemanagement
- > Spannungsqualität

Zusätzlich wurden Standards für Netzbetreiber bezüglich Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der erbrachten Dienstleistungen festgelegt, insbesondere

- > Dauer und Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen
- > Fristen für die Vornahme von Reparaturen
- > Ankündigung von Versorgungsunterbrechungen

Es wurden zusätzlich Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der in der Verordnung festgelegten Standards aufgenommen. Diese sind jährlich von den betroffenen Netzbetreibern an die Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.

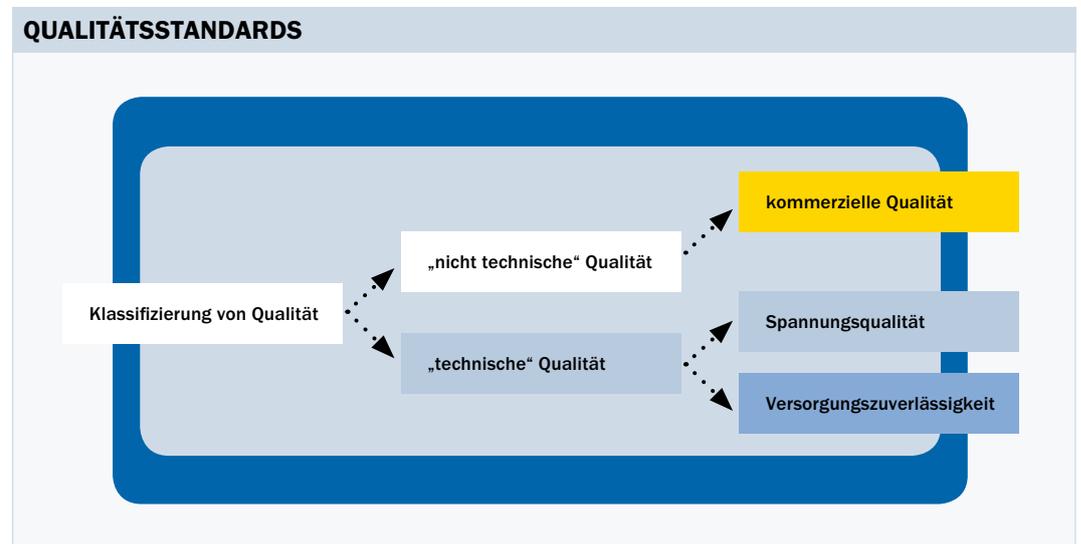


Abbildung 9
Qualitätsstandards

Quelle: E-Control

Energielenkungs-konzept

Gemäß Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) idF des BGBl. I Nr. 41/2013 obliegen der E-Control die Vorbereitung und Koordination der wesentlichen im Rahmen der Ener-

gielenkung notwendigen Aktivitäten sowohl im Elektrizitäts- wie auch im Erdgasbereich. Die dafür erforderlichen Daten werden auf Basis der Energielenkungsdaten-Verordnungen erhoben.

Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und die bereits mehrfache Novellierung des Energielenkungsgesetzes 1982 machte eine Neuerlassung des Energielenkungsgesetzes notwendig. Neben einer Reihe sprachlicher und legislativer Bereinigungen wurde auch dem Umstand, dass die Energiebereiche Elektrizität, Erdgas und Fernwärme eng verwoben sind und eine Verknappung in einem Bereich Auswirkungen auf die jeweils anderen Energiebereiche haben kann, insofern Rechnung getragen, dass die Zuständigkeit der E-Control bezüglich Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Elektrizitäts- und Erdgasversorgung auch auf wesentliche Bereiche der Fernwärmeversorgung ausgeweitet wurde.

Aus dem Gesetz ergeben sich demnach drei Aufträge:

- > Lenkungsmaßnahmen vorbereiten,
- > im Anlassfall Lenkungsmaßnahmen durchführen und dann
- > die Überprüfung der Lenkungsmaßnahmen

Um diese Aufträge umsetzen zu können, bedarf es der Erhebung von Daten, die

- > nach Möglichkeit das Eintreten einer krisenhaften Situation erkennen lassen,
- > den Ist- und Sollzustand der Versorgung beschreiben,
- > im Anlassfall eine Entscheidungsgrundlage für zu treffende Maßnahmen bilden sowie
- > die Überprüfung sowohl der Effizienz der ergriffenen Maßnahmen wie auch ihrer Einhaltung erlauben.

Weiters werden regelmäßig Übungen der Datenübermittlung im Engpassfall in Kooperation mit den Marktteilnehmern und den Behörden durchgeführt. Dabei werden die Abläufe zwischen den Bundes-, Landes- und Bezirksbehörden insbesondere im Zusammenhang mit generellen Einschränkungen im Rahmen des Landesverbrauchs sowie im Falle konkreter Kontingentierungsmaßnahmen für einzelne Industriestandorte getestet. Die bei diesen Übungen gemachten Erfahrungen werden diskutiert und sollen eine Ausgangsbasis für weitergehende Aktivitäten bilden.

GRENZÜBERSCHREITENDE KAPAZITÄTEN UND ENGPASSMANAGEMENT

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG sieht in Art. 37 Genehmigungen durch nationale Regulierungsbehörden für den Zugang zu grenzüberschreitenden Infrastrukturen vor. Im Zuge der Umsetzung des Binnenmarktpaketes wurde diese Anforderung im § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 aufgenommen. Die Regelzonenführer legen diese Auktionsregeln der E-Control zur Genehmigung vor. Diese formale Genehmigung wurde im Jahr 2012 auf Antrag erstmalig erteilt. Im Jahr 2013 wurden die Regeln wiederum für weiter entwickelte Regeln für die Regionen Central-Eastern Europe (Grenzen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien) (CEE-Region) und Central-Southern Europe (Grenzen zu Italien und Schweiz) (CSE-Region) bescheidmäßig genehmigt. In den neu gefassten Regeln wurden z.B. die Bestimmungen für Rechnungslegung, Kapazitätskürzungen im Falle von kritischen Netzsituationen und Sekundärhandel von vergebenen Rechten verbessert. Zusätzlich wurden für

die grenzüberschreitenden Kapazitäten zur Schweiz Intraday-Vergaberegeln genehmigt.

Bestehende Engpässe an den Grenzen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und zur Schweiz werden weiterhin mittels koordinierter Auktionen bewirtschaftet. Die Durchführung der Vergaben für die knappen Kapazitäten wird im Auktionsbüro Central Allocation Office (CAO) als einer einheitlichen Anlaufstelle für Marktteilnehmer für die gesamte Region CEE zusammengefasst.

In der Region CEE wurden die Entwicklungsarbeiten in Richtung des Engpassmanagement-Zielmodells lastflussbasiertes Market Coupling organisatorisch neu und wirkungsvoller strukturiert. Mit der Erarbeitung und Unterzeichnung eines „Memorandum of Understanding“ durch die TSOs, Strombörsen und Regulierungsbehörden der Region sowie der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-Regulierungsbehörden ACER konnte unter Koordination der E-Control ein Verständnis über die weitere Zielsetzung des Projekts erreicht werden. Derzeit werden ein konkreter Zeitplan sowie inhaltliche Eckpunkte des Projekts abgestimmt. Eine Umsetzung kann nach einer Testphase voraussichtlich im Jahr 2016 erfolgen. Einen besonderen Schwerpunkt erfordert dabei die Koordinierung mit der Region Central-Western Europe (CWE). Dort wird Österreich durch die zentrale Position in Europa zunehmend eingebunden. Für die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung der CWE-Region sollen Daten des österreichischen Netzes vermehrt direkt übermittelt und in den Berechnungen verwendet werden. Der operative

Start für die lastflussbasierte Berechnung in CWE ist mit Ende 2014 geplant.

Durch die gemeinsame Preiszone mit Deutschland ist der österreichische Markt auch in das wachsende Market Coupling der Region North-West Europe (besteht aus CWE, UK und Skandinavien) eingebunden. Damit entwickelt sich ein geographischer Kern für koordinierte Day-ahead-Märkte, in dem der gleiche Preisermittlungsalgorithmus und die gleichen Handelsregeln gelten. Durch die Anbindung weiterer Märkte soll sich die Marktintegration sukzessive auf ganz Europa ausdehnen.

In der Region Central-South wurden Kapazitätsvergaben nach harmonisierten Regeln mit den Regeln der Region Central West über das Auktionsbüro CASC-CWE weitergeführt. Das Market-Coupling-Projekt wurde innerhalb der aufgebauten Projektstrukturen konkretisiert. Die involvierten Regulierungsbehörden unterstützen das vorgelegte Konzept von Börsen und TSOs und begleiten die Umsetzung. Ein Start ist nach aktuellem Stand frühestens Anfang 2015 zu erwarten.

ÜBERWACHUNG DER TSO-INVESTITIONS-PLÄNE IN BEZUG AUF DEN TYNDP GEM. ART. 37 (1) G

Die E-Control hat die 10-Jahres-Netzentwicklungspläne der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber gem. § 38 EIWOG bescheidmäßig zu genehmigen. Die Pläne sind jährlich zu erstellen, öffentlich zu konsultieren und zur Genehmigung einzureichen. Im Rahmen der Genehmigung wird auch die Kohärenz mit dem jeweils aktuellen euro-

päischen TYNDP (10-Jahres-Netzentwicklungsplan) geprüft. Verstärktes Augenmerk wird seit Inkrafttreten der VO 347/2013 der Europäischen Union auf Projekte gelegt, die auf die Liste der Projekte im gemeinsamen Interesse aufgenommen wurden oder eine Aufnahme anstreben.

Dem vorgesehenen Prozedere weiter folgend, werden die von Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) eingereichten Netzentwicklungspläne durch die E-Control mit Interessenvertretungen konsultiert und unter den Kriterien der Wirtschaftlichkeit und technischen Notwendigkeit einer Prüfung unterzogen.

GRENZÜBERSCHREITENDE ZUSAMMENARBEIT MIT ANDEREN NRAS ODER BEHÖRDEN

Die Zusammenarbeit zwischen Regulatoren und Behörden deckt diverse Ebenen von bi-

lateral über regional bis zu gesamteuropäisch ab. Bilaterale Kontakte mit benachbarten Regulierungsbehörden hatten z.B. das Ziel, Kooperationen bei Regelenergie oder Redispatchregelungen zu vertiefen sowie die Umsetzung der kommenden Network Codes vorzubereiten. Für den Regelenergieaustausch konnten operative Umsetzungen mit Slowenien, der Schweiz und auch Deutschland erreicht werden. Dadurch sind spürbare Einsparungen zu verzeichnen. Die regionalen Initiativen bleiben eine Plattform für die regionale Zusammenarbeit, entwickeln sich jedoch weiterhin auch zunehmend zu regionenübergreifenden Kooperationen. Beispiele dafür sind das NWE Day-ahead-Market Coupling und das NWE+ Intraday-Projekt. Dabei ist Österreich an der Entwicklung einer Intraday-Plattform beteiligt, die EU-weit Preisbildung und Vergabe der Netzkapazitäten abwickelt.

Entwicklung des Wettbewerbs

AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG VON ELEKTRIZITÄT

Stromverbrauch

Im Inland wurden 2013 insgesamt 69,9 TWh elektrischer Energie verbraucht, was einem Verbrauchszuwachs um 0,3 TWh bzw. um 0,4% entspricht. Im öffentlichen Netz wurden im Inland mit 61,5 TWh um 1,1 TWh oder 1,8% mehr abgegeben als im Vorjahr. Die unterschiedliche Verbrauchsentwicklung in beiden Versorgungsbereichen dürfte auf konjunkturelle Einflüsse, die sich vorwiegend bei der Eigenstromerzeugung

der (großen) Industrieunternehmen niedergeschlagen haben, zurückzuführen sein.

Saisonal betrachtet waren die höchsten Veränderungen in den Wintermonaten zu verzeichnen, wobei sich hier der Einfluss der Temperatur sehr stark niederschlägt: So waren im Januar, März und November die Zuwachsraten zwischen 1,9% und 2,8% ebenso auf diesen Einfluss zurückzuführen wie ein Großteil des Verbrauchsrückgangs im Februar sowie jener im Dezember.

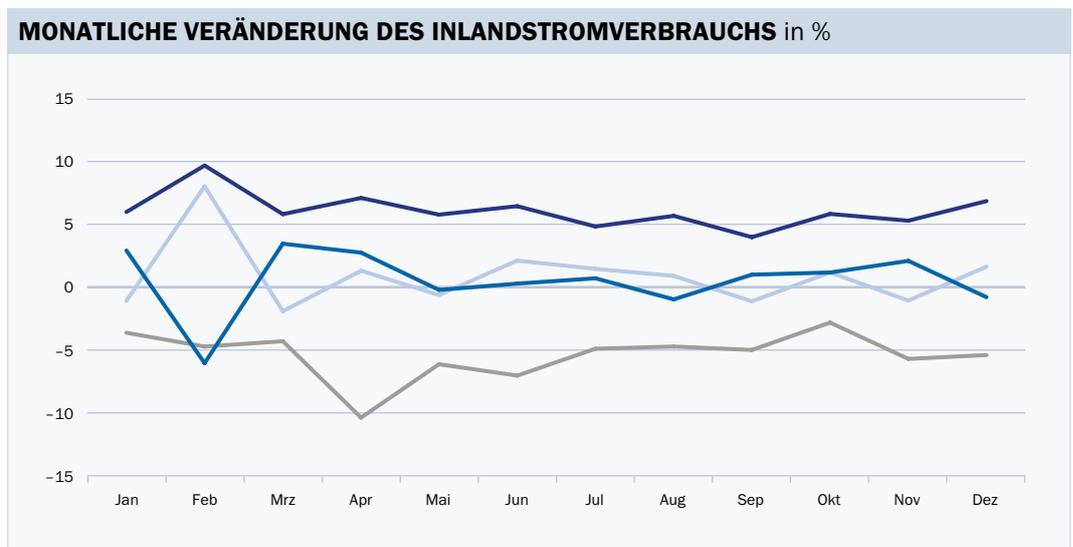


Abbildung 10
 Monatliche Veränderung des
 Inlandstromverbrauchs

Quelle: E-Control

Stromerzeugung

Das Kalenderjahr 2013 war durch einen Rückgang der inländischen Stromerzeugung geprägt. Diese ging von 72,4 TWh um 6,0% bzw. 4,3 TWh auf 68,0 TWh zurück. Insgesamt erzeugten die Wasserkraftwerke mit 45,7 TWh um 1,9 TWh weniger, wobei der Rückgang bei den Lauf- und den Speicherkraftwerken nahezu gleich hoch ist. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke ging um 3,3 TWh auf 18,8 TWh zurück. Hier betraf der Rückgang fast ausschließlich Erdgas, das mit einer Erzeugung von 6,6 TWh um 3,0 TWh oder nahezu ein Drittel weniger beitrug als im Vorjahr. Alleine die Erneuerbaren verzeichneten 2013 einen Anstieg der Erzeugung. So wurden von Windanlagen insgesamt knapp 3,2 TWh erzeugt, was einem Zuwachs um 28% entspricht, und von Photovoltaikanlagen 0,3 TWh oder um über 100% mehr. Der Bei-

trag der biogenen Brennstoffe an der Stromerzeugung war mit 3,2 TWh etwa gleich hoch wie im Vorjahr.

Tabelle 3 zeigt die Jahreserzeugung 2013 untergliedert nach Erzeugungskomponenten.

Strukturell haben sich bei den Erzeugungskomponenten im Wesentlichen Verschiebungen zwischen den fossilen Brennstoffen und den erneuerbaren Energieträgern (Wind und Photovoltaik) ergeben, wobei Erstere 3 Prozentpunkte verloren und nunmehr einen Anteil von knapp 20% haben und Zweitere ihren Anteil um 1,5 Prozentpunkte auf nunmehr 5,1% steigerten. Trotz des vergleichsweise hohen Rückgangs der Wasserkrafterzeugung hat sie ihren Anteil an der Gesamterzeugung behalten und sogar ausweiten können (1,4 Prozentpunkte auf nunmehr 67,2%).

JAHRESERZEUGUNG 2013

Erzeugungskomponente			2012 GWh	2013 GWh	Veränderung in GWh	Veränderung in %	
Wasserkraftwerke	Laufkraftwerke	über 10 MW (1)	26.317	25.409	-908	-3,4%	
		bis 10 MW (1)	5.188	5.140	-48	-0,9%	
	Speicherkraftwerke	über 10 MW (1)	15.569	14.610	-959	-6,2%	
		bis 10 MW (1)	544	539	-5	-0,9%	
	Summe Wasserkraftwerke			47.618	45.698	-1.920	-4,0%
Wärmekraftwerke	Fossile Brennstoffe und Derivate	Steinkohle	4.400	4.203	-197	-4,5%	
		Braunkohle	0	0	0	—	
		Derivate (2)	1.834	1.894	60	3,3%	
		Erdölderivate (3)	741	692	-49	-6,6%	
		Erdgas	9.656	6.621	-3.035	-31,4%	
		Summe	16.632	13.410	-3.222	-19,4%	
	Biogene Brennstoffe	fest (4)	2.615	2.605	-11	-0,4%	
		flüssig (4)	0	0	0	-35,4%	
		gasförmig (4)	589	583	-6	-1,0%	
		Klär- und Deponiegas (4)	49	48	-2	-3,7%	
		Summe (4)	3.254	3.236	-19	-0,6%	
	Sonstige Biogene (5)			1.395	1.394	-1	-0,1%
	Sonstige Brennstoffe			791	737	-54	-6,8%
	Summe Wärmekraftwerke			22.072	18.777	-3.295	-14,9%
	(davon in KWK-Anlagen)			18.230	15.019	-(3.212)	-(17,6%)
	Erneuerbare	Wind (6)		2.461	3.150	690	28,0%
		Photovoltaik (6)		124	295	171	137,5%
Geothermie (6)		1	0	0	-54,9%		
Summe Erneuerbare (6)		2.586	3.446	860	33,3%		
Sonstige Erzeugung (7)			115	94			
Gesamterzeugung			72.390	68.015	-4.376	-6,0%	

Tabelle 3
Jahreserzeugung 2013

- (1) Basis für die Zuordnung zu Größenklassen ist die Brutto-Engpassleistung.
- (2) Als Derivate werden hier energetisch genutzte Kohleprodukte (z. B.: Steinkohle- bzw. Braunkohlekoks und -briketts, Koks- und Kokereigase) bezeichnet.
- (3) Als Erdölderivate werden hier energetisch genutzte Erdölprodukte (z. B.: Heizöl, Dieselöl, Flüssiggas) bezeichnet.
- (4) Nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien. Abweichungen zu anderen Publikationen (österreichische Energiebilanz, internationale Statistiken) sind infolge unterschiedlicher Definitionen des Begriffs „Biogener Brennstoff“ möglich.
- (5) Biogene Brennstoffe im Sinne der EU-Richtlinien mit Ausnahme (3). Abweichungen zu anderen Publikationen (österreichische Energiebilanz, internationale Statistiken) sind infolge unterschiedlicher Definitionen des Begriffs „Biogener Brennstoff“ möglich.
- (6) Einspeisung anerkannter Öko-Anlagen im Sinne der österreichischen Richtlinien.
- (7) Erzeugung, die weder nach Primärenergieträgern aufgeschlüsselt noch einem Kraftwerkstyp zugeordnet werden kann.

Quelle: E-Control

Die Stromerzeugung der Wasserkraftwerke war wesentlich durch das im zweiten Halbjahr vor allem im Vergleich zum Vorjahr schlechtere Wasserdargebot geprägt: Die Erzeugung ging in den zweiten sechs Monaten um 2,8 TWh zurück, während im ersten Halbjahr ein Erzeugungsanstieg um 0,9 TWh zu verzeichnen war. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke war in nahezu allen Monaten rückläufig, wobei das vierte Quartal mit 1,7 TWh bzw. 24,3% besonders stark zu Buche schlägt. Die Erzeugung der Windkraftwerke war über das Jahr gesehen unterschiedlich, wobei im zweiten Halbjahr durchwegs höhere Erzeugungswerte gemessen wurden als im Vorjahr.

Ökostrom

In Tabelle 4 ist die Entwicklung der unterstützten Ökostrommengen dargestellt. Im Jahr 2013 konnte, verglichen mit dem Jahr 2012, eine Steigerung von mehr als 15% erzielt werden. Die größten mengenmäßigen Zuwächse

konnten erneut im Bereich der Windkraft erzielt werden, wobei die größte Steigerung im Bereich der Photovoltaik erreicht werden konnte. Im Bereich fester Biomasse und Biogas blieb die eingespeiste Menge relativ stabil mit einem tendenziell leichten Anstieg, welcher sich in Summe aufgrund der Mengensteigerung im Bereich der festen Biomasse ergibt.

Die Entwicklung der Engpassleistung jener Anlagen, die im Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, ist in Tabelle 5 dargestellt. Parallel zur Entwicklung der eingespeisten Menge wurde auch hier der größte Zuwachs im Bereich der Windkraft realisiert. Die installierte Leistung bei der Photovoltaik konnte nach einer Verdreifachung von 2011 auf 2012 auf 2013 nochmals beinahe verdoppelt werden. Bei den übrigen Technologien kam es nur zu kleineren Veränderungen. Es kamen zwei Biogasanlagen mit einer kumulierten Leistung von 1,3 MW hinzu (siehe Tabelle 6). Im Ge-

UNTERSTÜTZTE ÖKOSTROMMENGEN in GWh											
Energieträger	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Windkraft	366	924	1.328	1.738	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386	2.970
Biomasse fest	99	313	553	1.086	1.631	1.900	1.958	1.987	1.969	1.983	2.013
Biogas	42	102	220	358	440	503	525	539	520	554	544
Biomasse flüssig	2	18	33	54	71	36	39	30	12	0	0
Photovoltaik	11	12	13	13	15	17	21	26	39	101	215
Anderer unterstützter Ökostrom	78	76	65	55	54	52	46	45	41	32	26
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	598	1.445	2.212	3.304	4.230	4.496	4.503	4.647	4.464	5.057	5.769
Kleinwasserkraft	3.386	3.995	3.561	1.806	1.527	945	644	1.258	988	1.095	1.371
Summe unterstützter Ökostrom	3.984	5.440	5.773	5.110	5.757	5.441	5.147	5.905	5.452	6.152	7.140

Tabelle 4

Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge

Quelle: E-Control

gensatz dazu reduzierte sich die Leistung im Bereich der flüssigen Biomasse um 3,7 MW.

Betrachtet man die Anzahl der Anlagen, die einen gesetzlich garantierten Einspeisetarif erhalten (siehe Tabelle 6), so ist auch hier die Steigerung im Bereich der Photovoltaik und der Windkraft deutlich erkennbar. Insgesamt wurden 4.970 zusätzliche Anlagen unter Vertrag genommen. Den Großteil davon haben erneut Photovoltaikanlagen mit 97% ausgemacht.

Importe und Exporte

2013 wurden insgesamt 7,3 TWh netto importiert, was nahezu eine Verdreifachung ge-

genüber dem Vorjahr (2,8 TWh) bedeutet. Dabei wurden mit 25,0 TWh um 1,5 TWh mehr importiert und mit 17,7 TWh um 2,9 TWh weniger exportiert als im Vorjahr.

Das höchste Austauschvolumen (Importe plus Exporte) besteht mit 17,6 TWh zu Deutschland, gefolgt von Tschechien mit 10,6 TWh sowie der Schweiz mit 7,2 TWh. Netto-Importe kommen aus Tschechien mit 10,4 TWh und Deutschland mit 7,1 TWh gegenüber allen anderen Nachbarstaaten exportiert Österreich netto, etwa zur Schweiz 6,7 TWh, nach Italien 1,5 TWh oder nach Slowenien 1,4 TWh.

ENTWICKLUNG DER ENGPASSLEISTUNG JENER ÖKOSTROMANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS MIT ÖKO-BGV (bzw. OeMAG) ZUM ANGEgebenEN STICHTAG in MW

Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGVs zum Jahresende (Stand 31.12.)			Vertragsverhältnis mit OeMAG ¹⁾ zum Jahresende (Stand 31.12.)							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Biogas	15,0	28,4	50,7	62,5	74,9	76,2	77,0	79,2	79,8	81,2	82,5
Biomasse fest	41,1	87,5	125,9	257,9	309,1	311,7	313,4	324,9	325,4	319,8	321,5
Biomasse flüssig	2,0	6,8	12,4	14,7	16,5	14,5	9,6	9,4	9,4	8,7	5,0
Deponie- und Klärgas	22,7	20,3	21,2	13,7	21,4	21,2	21,1	21,2	16,0	16,6	15,8
Geothermie	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Photovoltaik	14,2	15,1	15,4	15,3	18,8	21,7	26,8	35,0	54,7	172,1	323,9
Windkraft	395,6	594,6	816,9	953,5	972,0	960,9	984,1	988,2	1.055,8	1.306,8	1.555,4
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	491,4	753,6	1.043,4	1.318,5	1.413,6	1.407,1	1.432,9	1.458,7	1.542,1	1.906,2	2.305,0
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) ²⁾	858,1	851,5	709,7	320,9	380,2	124,7	200,9	303,8	242,2	276,0	342,3
Summe „Sonstiger“ Ökostrom und Kleinwasserkraft	1.349,5	1.605,1	1.753,1	1.639,3	1.793,8	1.531,8	1.633,8	1.762,5	1.784,3	2.182,2	2.647,3

1) Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OeMAG, die bereits in Betrieb sind

2) Diejenigen Kleinwasserkraftanlagen, die in keinem Vertragsverhältnis mit den Öko-BGVs bzw. mit der OeMAG stehen und anstelle der verordneten Einspeisetarife Marktpreise in freier Vereinbarung mit Stromlieferanten beziehen, sind in diesen Werten nicht enthalten.

Tabelle 5

Entwicklung der Engpassleistung

Quelle: E-Control, Öko-BGV, OeMAG – vorläufige Werte, Stand April 2014

ENTWICKLUNG DER ANZAHL JENER ÖKOSTROMANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS MIT ÖKO-BGV (bzw. OeMAG) ZUM ANGEGEBENEN STICHTAG

Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGVs zum Jahresende (Stand 31.12.)			Vertragsverhältnis mit OeMAG ¹⁾ zum Jahresende (Stand 31.12.)							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Biogas	119	159	231	253	294	293	291	289	288	291	293
Biomasse fest	27	39	68	93	115	113	118	120	121	127	129
Biomasse flüssig	21	34	49	45	51	47	46	46	45	41	32
Deponie- und Klärgas	43	42	46	38	45	45	43	45	44	46	44
Geothermie	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Photovoltaik	1.793	1.852	1.975	2.065	2.515	3.112	4.150	5.028	6.253	11.056	15.886
Windkraft	97	116	133 ^{*)}	127	139	134	136	138	147	234	295
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	2.102	2.244	2.371	2.623	3.161	3.746	4.786	5.668	6.900	11.797	16.681
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) ²⁾	2.044	2.063	2.195	1.900	2.023	1.305	1.488	1.697	1.658	1.715	1.801
Summe „Sonstiger“ Ökostrom und Kleinwasserkraft	4.146	4.307	4.566	4.523	5.184	5.051	6.274	7.365	8.558	13.512	18.482

*) Wert aus HKN-DB; einspeisende Anlagen in Öko-BGV im Dez. 2005

1) Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OeMAG, die bereits in Betrieb sind

2) Diejenigen Kleinwasserkraftanlagen, die in keinem Vertragsverhältnis mit den Öko-BGVs bzw. mit der OeMAG stehen und anstelle der verordneten Einspeisetarife Marktpreise in freier Vereinbarung mit Stromlieferanten beziehen, sind in diesen Werten nicht enthalten.

Tabelle 6

Entwicklung der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG

Quelle: E-Control, Öko-BGV, OeMAG – vorläufige Werte, Stand April 2014

**WETTBEWERB AM GROSSHANDELSMARKT
Ergebnisse des Monitoring**

Im Day-ahead-Markt für die Lieferzone Deutschland/Österreich findet der börsliche Handel sowohl an der EXAA wie auch an der europäischen Strombörse EPEX statt. Im Jahr 2013 wurden an der österreichischen EXAA 7,8 TWh Graustrom gehandelt, an der EPEX 245,6 TWh für die Handelszone DE-AT bei einem Gesamt Day-ahead-Handelsvolumen von 346 TWh. An der EXAA wurde 2013 in kleinerem Umfang ebenfalls ein Grünstrom-Produkt gehandelt, wobei hier wie zu erwarten Auf-

schläge gegenüber dem Standardprodukt zu beobachten waren.

Da die Preisunterschiede an der EXAA und EPEX lediglich durch unterschiedliche Preislimits und Auktionszeiten bedingt sind, wiesen die Durchschnittswerte für „Base“ mit 37,43 EUR/MWh an der EXAA und 37,87 EUR/MWh an der EPEX kaum einen merklichen Unterschied aus. Dies war in beiden Fällen ein Rückgang von rund 6 EUR/MWh gegenüber dem Vorjahr. Die Peakstunden bewegten sich 2013 im Mittel bei rund 42 EUR/MWh. Im

PREISE AM EXAA DAY-AHEAD-MARKT (7-Tage gleitender Durchschnitt) in €/MWh

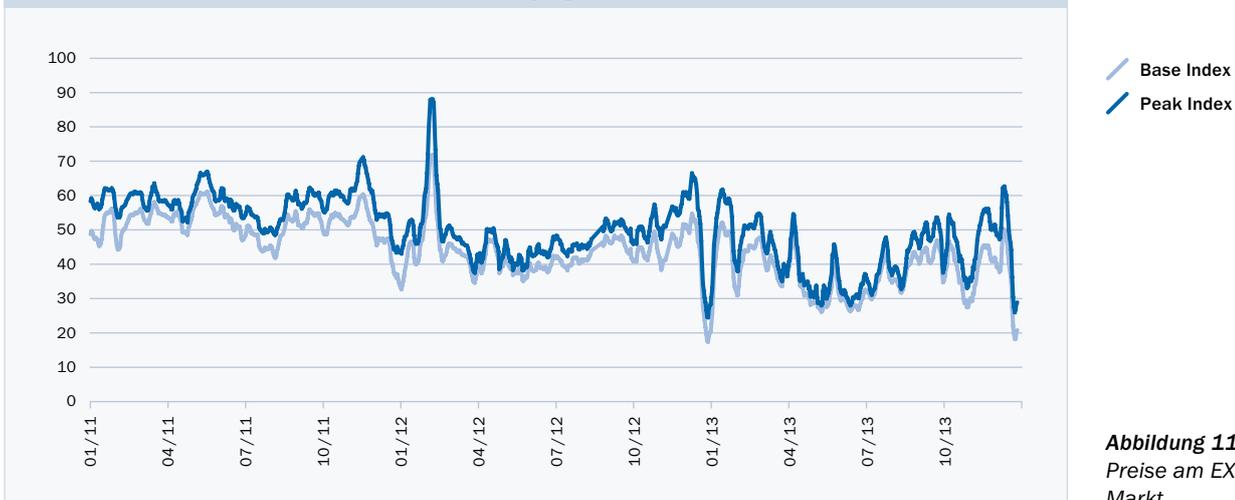


Abbildung 11
Preise am EXAA Day-ahead-Markt

Quelle: EXAA

Vergleich zu den benachbarten Marktgebieten war dies relativ günstig, die Vergleichswerte lagen für Grundlast in Frankreich bei 43,24 EUR/MWh und in der Schweiz bei 44,73 EUR/MWh. Abbildung 11 zeigt dabei die Preisentwicklung im Zeitablauf, wobei vor allem in den Sommermonaten ein deutlicher Preisrückgang zu beobachten ist. Hauptgründe für die entspannte preisliche Situation waren die Rekord-Einspeisung der günstigen Braunkohle und der Verbrauchsrückgang von rund 1,8% in Deutschland. Auch die Preise für Emissionszertifikate lagen im Jahr 2013 durchwegs auf äußerst niedrigem Niveau.

Deutlich geringer fiel das Volumen im Intraday-Markt aus, hier belief sich der Fließhandel für die Lieferzonen AT/DE auf 19,7 TWh, allerdings war der Zuwachs gegenüber dem Vorjahr mit über 28 % beträchtlich. Die Ursa-

che dafür lag in der weiteren Zunahme der Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren und der Notwendigkeit des kurzfristigen Ausgleichs des Portfolios. Aus diesem Grund beschäftigt sich eine tiefergehende Analyse ab Seite 42 mit den Wirkungsmechanismen im kurzfristigen Stromhandel.

Am Terminmarkt der EEX konnten die Handelsvolumina ebenfalls gesteigert werden, bei den Stromkontrakten lag die Menge bei über 1.263,9 TWh. Auch hier lagen die Preise niedriger als im Vorjahr, für den Grundlast-Jahreskontrakt gab es einen Preisrückgang von rund 20%. Ähnlich wie im Spotmarkt setzte sich hier die Erwartung durch, dass durch die vermehrte Verstromung aus Kohle und niedrige CO₂-Zertifikatspreise die bearische Stimmung im Frontjahr überwiegen werde. Ebenso zeigt Abbildung 12, vor allem ab dem

Lieferjahr 2015
 Lieferjahr 2014



Abbildung 12
 Preise am EEX Base
 Terminmarkt

Quelle: EEX

Frühjahr, den Trend zur „Backwardation“, d.h., dass das Lieferjahr 2015 niedriger gehandelt wurde als das Lieferjahr 2014.

Transparenzbestrebungen am Großhandelsmarkt sind weiterhin hauptsächlich auf den börslichen Handel fokussiert, allerdings hat die stetige Ausweitung diverser Transparenz-Plattformen (ENTSO-E, EEX Transparency Plattform) für mehr Offenheit hinsichtlich der Fundamentaldaten gesorgt. Im Gegenzug sind Daten zum OTC-Handel sowie Volumina und Preise lediglich über kostenpflichtige Preisreporter verfügbar.

Marktkonzentration und Liquidität

Die Marktkonzentration und Liquidität am Großhandelsmarkt sind wichtige Maßstäbe für einen funktionierenden Wettbewerb. Die ersten weitreichenden Untersuchungen im Strombe-

reich gab es im Rahmen der Sektorenuntersuchung der EU-Kommission (SEC(2006)1724), wobei festgestellt wurde, dass in den meisten Marktgebieten die Wettbewerbstiefe im Großhandelsbereich nicht ausreichend ausgeprägt ist. Seitdem wurden unterschiedliche rechtliche Schritte wie das sogenannte 3. Paket sowie marktwirtschaftliche und regulatorische Maßnahmen gesetzt, um den Wettbewerb im Großhandelsmarkt zu beleben. In diesem Zusammenhang ist die Liquidität und Konzentration der kurzfristigen Stromhandelsmärkte, insbesondere dem Intraday-Handel und den Regelreserveauktionen, von besonderer Relevanz, da diese durch den starken Zuwachs an volatiler Erzeugung zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Bestimmt wird die Marktkonzentration in der Regel mit Hilfe unterschiedlicher Kennzahlen

wie der Marktkonzentrationsrate (CR), dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) oder auch spezifischeren Indizes wie dem Pivotal Supplier Index (PSI) und dem Residual Supply Index (RSI). Die unterschiedlichen Berechnungsmethoden können in einzelnen Fällen zu unterschiedlichen Ergebnissen führen, da sie zum Teil divergierende methodische Ansätze verfolgen und zum Teil unterschiedliche Anforderungen an Datenumfang und -qualität stellen. Jedoch ist davon auszugehen, dass ein Markt, welcher bei der Betrachtung mit verschiedenen Methoden konzentriert erscheint, jedenfalls als solcher betrachtet werden muss.⁶

Unabhängig von der Berechnungsmethode muss vor der Bestimmung der Indikatoren die sachliche und geographische Marktabgrenzung erfolgen, da diese das Ergebnis maßgeblich beeinflussen kann. Würde die Marktabgrenzung hinreichend unspezifisch gewählt werden, z.B. Energiemärkte in Europa, so wäre aufgrund der hohen Anzahl an Marktteilnehmern die Konzentration gering und keine aussagekräftigen Rückschlüsse über Marktmacht und Wettbewerb möglich. In der letzten Untersuchung des deutschen Bundeskartellamts⁷ zum deutsch-österreichischen Stromerzeugungs- und Großhandelsmarkt zielt die Betrachtung auf Erzeugungseinheiten ab, da die Marktabgrenzung auf Basis des Erstabsatzes basiert. Die Begründung erfolgt basierend auf der Tatsache, dass Elektrizität nur bedingt gespeichert werden kann:

„Dies gebietet im Zusammenhang mit der Abgrenzung der Elektrizitätsmärkte eine Herausnahme reiner Handelsgeschäfte. Die auf der Erzeugungsebene produzierte Elektrizität muss zwecks Erhaltung der Netzstabilität zu jedem Zeitpunkt – abgesehen von systembedingten Verlusten – identisch mit den auf der Endkundenstufe in der Summe nachgefragten Elektrizitätsmengen sein. Die Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie, etwa über Pumpspeicherkraftwerke, sind derzeit sehr begrenzt. Die Steuerung der an Letztverbraucher gelieferten Elektrizitätsmenge erfolgt deshalb im Wesentlichen über die entsprechende Steuerung der Erzeugungsmenge durch Zu- und Abschalten von Kraftwerken auf der Erzeugungsstufe. Der Markt für den Erstabsatz von Elektrizität spiegelt somit die tatsächlich aktiven Wettbewerbskräfte auf der Erzeugerstufe wider.“

Bei der geographischen Marktabgrenzung geht das Bundeskartellamt davon aus, dass die Anforderungen an einen deutsch-österreichischen Markt erfüllt sind. Die Untersuchung kommt in weiterer Folge zu dem Ergebnis, dass der Erstabsatzmarkt im untersuchten Beobachtungszeitraum hochkonzentriert war und alle vier großen deutschen Erzeuger (EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall) auf Basis des RSI und PSI in einer signifikanten Anzahl von Stunden unverzichtbare Anbieter waren. Während sich die Marktkonzentration definitionsgemäß auf ein sachlich und geo-

⁶ Eine Übersicht über die für Strom-Großhandelsmärkte relevanten Indikatoren findet sich unter anderem in Teil 1 der London Economics/Global Energy Decisions Studie zur Sektorenuntersuchung: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/electricity_final_part1.pdf

⁷ Bundeskartellamt - Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Großhandel (2011) ab S. 87: http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf;jsessionid=4F01DF437B9FEDDB6F4435F543A7ABBB.1_cid387?__blob=publicationFile&v=3

graphisch abgegrenztes Marktgebiet bezieht, werden Konzentrationskennzahlen auch dazu verwendet, um die Liquidität oder Konzentration in einem (Teil-)markt oder an einem bestimmten Handelsplatz zu bestimmen. Da die Handelsaktivitäten im Real-Time, oder Close-To-Real-Time-Segment mit zunehmender Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energieträger eine immer zentralere Rolle einnehmen, wird nachfolgend die Liquidität bzw. Konzentration in diesen Märkten näher betrachtet. Dabei wird der Analyse keine umfassende oder abschließende Marktabgrenzung, welche für die Bestimmung von Marktmacht oder Marktbeherrschung notwendig wäre, vorangestellt. Die Ergebnisse zur Konzentration sollen daher lediglich einen groben Überblick und erste Indikation über die Liquidität und Wettbewerbstiefe der einzelnen Teilmärkte Day-ahead, Intraday und

Regelreserve liefern. Aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit für den OTC-Handel beschränkt sich die Betrachtung des Day-ahead- und Intraday-Marktes auf den börslichen Handel.

Day-ahead-Markt

Für den Day-ahead-Handel in Österreich sind vor allem die beiden Börsen EPEX und EXAA von Bedeutung. Die Liquidität und Handelskonzentration an der EPEX wurde bereits im Rahmen mehrerer Untersuchungen und Studien betrachtet. So analysieren beispielsweise die BNetzA und das Bundeskartellamt⁸ in ihrem jährlichen Monitoring-Bericht die Handelskonzentration über das gesamte Day-ahead-Volumen. Bei den Anteilen der fünf umsatzstärksten Unternehmen am Gesamtumsatz, also dem CR(5)-Index, wurde für das Jahr 2012 ein Anteil von 39%

KONZENTRATIONSKENNZAHLEN FÜR DIE EXAA								
	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

Tabelle 7
Konzentrationskennzahlen
für die EXAA

Quelle: Marktstatistik E-Control

⁸ Siehe Monitoring-Bericht (2013) Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, S. 119 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14

auf der Kaufseite und 49% auf der Verkaufsseite errechnet. 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, während diese auf der Verkaufsseite rückläufig ist, bestand im Jahr 2012 weiterhin auf der Verkaufsseite eine höhere Konzentration. Dies ist möglicherweise wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, auf eine zumindest moderate Marktkonzentration in der Stromerzeugung zurückzuführen.

Im Rahmen der Marktstatistik⁹ der E-Control sowie der EXAA Market Analysis¹⁰ werden die Konzentrationskennzahlen CR und HHI für die österreichische Strombörse EXAA, getrennt nach Kauf und Verkauf, monatlich ausgewiesen. Aus Tabelle 7 ist ersichtlich, dass die Konzentration auf Basis des CR(5) zwar in einigen Monaten über dem Jahresdurchschnittswert der EPEX liegt, beide Handelsplätze jedoch ein ähnliches Konzentrationsniveau aufweisen. Der HHI variiert über das Jahr gesehen zwischen einem Wert von knapp 400 und 1.000, liegt jedoch 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.

Intraday-Markt

An der EPEX gibt es seit Oktober 2012 einen börslichen Fließhandel für die Lieferzone APG. Im vorliegenden Bericht werden erstmals die Berechnungen zur Konzentrationsrate und zum HHI für diesen Teilmarkt durchgeführt.

Da der EPEX Intraday-Handel in der Lieferzone APG noch nicht Gegenstand umfassender Untersuchungen oder Studien war, wird im Rahmen der folgenden Analyse der Marktkonzentration auch zwischen den einzelnen Stunden unterschieden, um einen möglichst guten Überblick über die unterschiedlichen Produkte, die für die Lieferzone zur Verfügung stehen, zu erhalten.

Betrachtet man die Konzentrationsrate der drei umsatzstärksten Unternehmen auf der Verkaufs- und Kaufseite, so liegt die CR(3) in allen Stunden bei über 50%. Jedoch ist die CR(3) in beiden Kategorien während der Offpeak-Stunden deutlich höher als in der Peak-Zeit, was auf die niedrigere Marktteilnehmeranzahl während der Offpeak-Stunden zurückgeführt werden kann. Ähnlich deutlich fällt das Bild beim zweiten angewandten Konzentrationsmaß, dem HHI, aus. Abbildung 13 zeigt den HHI der gehandelten Verkauf-Menge. Ähnlich der Konzentrationsrate lässt der HHI auch hier in den Offpeak-Stunden auf eine höhere Marktkonzentration schließen. In den Stunden von 1:00 bis 7:00 liegt der HHI sowohl 2012 als auch 2013 über einem Wert von 1.800, welcher die Schwelle für einen stark konzentrierten Markt darstellt. 2012 liegt der HHI bis auf das 9:00-Uhr-Produkt im Hochkonzentrationsbereich. 2013 weist der HHI bei den restlichen Produkten auf eine mäßige Konzentration hin. Auch der HHI der gehandelten Kauf-Menge liefert ein ähnliches Bild von hoher Konzentration während der Offpeak-Stunden und mäßiger Konzentration während der Peak-Stunden. Wie bei den vorherigen Analysen ist der HHI 2012 meist höher als im Jahr 2013. Eine mögliche Er-

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

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

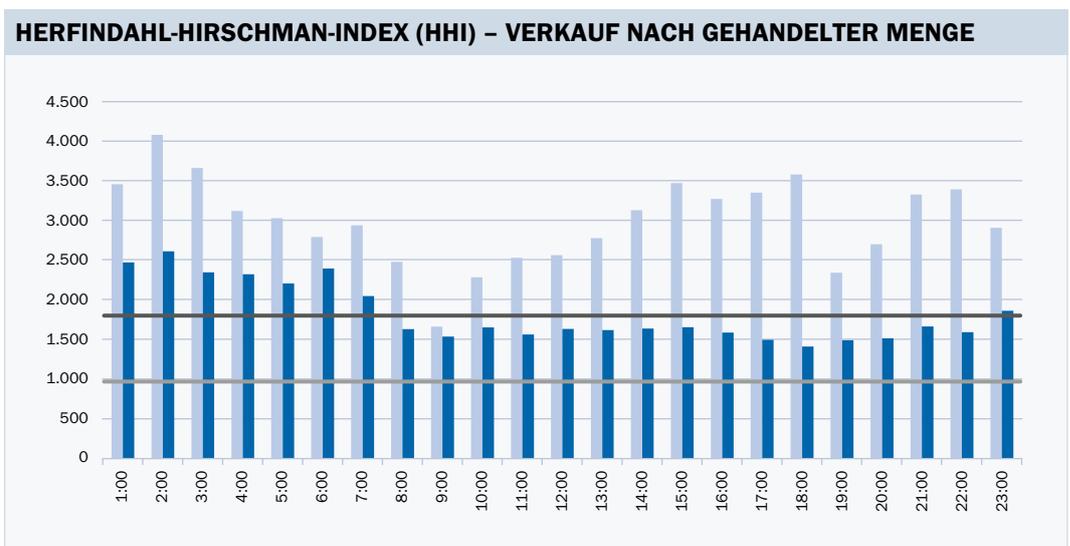


Abbildung 13
Herfindahl-Hirschman-Index
Verkauf nach gehandelter
Menge

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

Quelle: EPEX, Berechnungen E-Control

klärung hierfür ist, dass der Intraday-Handel für die Lieferzone APG erst gegen Ende des Jahres 2012 eingeführt wurde und die Konzentrationskennzahlen für dieses Jahr daher lediglich den Zeitraum Oktober bis Dezember widerspiegeln, in dem sich der Markt erst etablieren musste.

Regelreservemarkt

Aufgrund seines speziellen Designs ist der Regelreservemarkt nicht ohne weiteres mit anderen Märkten vergleichbar. Die Nachfrage wird vom Regelzonenführer festgelegt, der in Auktionen bestimmte Mengen an vorzuhaltender Regelleistung nachfragt. Präqualifizierte Anbieter können an den Auktionen teilnehmen. Nachgefragt werden verschiedene Produkte der einzelnen Regelungsarten,

nämlich Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve, welche sich nach Lieferrichtung (Bezug oder Lieferung) und Zeitscheiben unterscheiden. Räumlich ist der Markt auf die österreichische Regelzone beschränkt, mit Ausnahme der Primärregelleistung. Hier besteht seit Juli 2013 eine Verschränkung mit dem Schweizer Markt. Hinsichtlich der sachlichen Abgrenzung wäre eine konservative Annahme, dass die einzelnen beschafften Regelleistungsprodukte der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve (nachfolgend PR, SR und TR) jeweils einen eigenständigen sachlichen Markt bilden. Zumindest wären wohl die Regelungsarten PR, SR und TR insofern als eigener Markt zu betrachten, da die technischen Anforderungen, und somit die möglichen präqualifizierten Anbieter, unter-

CR3 UND HHI FÜR ALLE REGELUNGSARTEN

	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiärregelung
CR3	91%	93%	79%
HHI	5.217	4.020	3.490

Quelle: E-Control

Tabelle 8

Marktkonzentrationsrate (CR3) und Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) in den verschiedenen Regelreservemärkten (nur Leistungsvorhaltung) auf Basis der Umsätze für das Jahr 2012 und 2013

schiedlich sind. Dabei zeigt eine umfassende und detaillierte Analyse sämtlicher Produkte, dass, unabhängig von der Berechnungsbasis, wie z.B. präqualifizierte Leistung, Umsatz oder gebotene Menge, und unabhängig vom verwendeten Konzentrationsmaß wie CR, HHI, RSI oder PSI, die grundsätzlichen Rückschlüsse aus den vorliegenden Ergebnissen unverändert bleiben.

Auf Basis dieser umfassenden Analyse wird somit im Sinne der Übersichtlichkeit nachfolgend lediglich auf repräsentative Ergebnisse zu den drei Regelreservearten eingegangen, da sich der Regelreservemarkt über alle Regelungsarten und Produkte hinweg als hoch konzentriert darstellt. Dies trifft gemessen am HHI am stärksten auf den Primärregelleistungsmarkt zu und am geringsten auf den Markt für Ausfalls- und Tertiärregelreserve. Zusammenfassend zeigt Tabelle 8 die Marktkonzentrationsrate (CR3) und HHI-Werte auf Basis des Umsatzes für die Vorhaltung von Regelleistung auf den einzelnen Teilmärkten, ohne Untergliederung nach Produkten. Die Darstellung auf Basis des Umsatzes bietet sich an, da hier Mengen und Preiskomponenten einfließen und die Vergleichbarkeit mit der Analyse der Day-ahead- und Intraday-Märkte gegeben ist. Der HHI liegt in allen drei Fällen weit über der Schwelle von kon-

zentrierten Märkten von 1.800, bei PR und SR liegt der Marktanteil der drei größten Unternehmen bei über 90%. Im Fall der TR ist die Konzentration zwar geringer, liegt aber noch weit über der im Üblichen angenommenen Schwelle für einen Markt mit intensivem Wettbewerb.

Zusammenfassung

Die Auswertung vorhandener Untersuchungen zum börslichen Day-ahead-Handel sowie eigene Berechnungen zum börslichen Intraday-Handel und dem Regelreservemarkt zeigen, dass mit Ausnahme der Day-ahead-Auktionen die Konzentration in den kurzfristigen Strommärkten hoch ist. Auffällig ist dabei vor allem, dass die Konzentration höher wird, je näher das Marktsegment an der physikalischen Erfüllung liegt. Die Ursachen dafür liegen einerseits in der geografischen Einschränkung des Intraday- bzw. Regelreservemarktes, mit Ausnahme der Primärregelreserve, auf die Lieferzone APG, andererseits daran, dass die Anzahl der potentiellen Teilnehmer an diesen Märkten mit physischer Erfüllung durch die hohen technischen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen eingeschränkt ist. Dies trifft in besonderem Maß auf Primärregelreserve und Sekundärregelreserve zu. Die Bedingungen für die Teilnahme am Regelreservemarkt wurden jedoch zuletzt

überarbeitet, um einer größeren Anzahl an – auch kleineren – Anbietern die Teilnahme zu ermöglichen.¹¹

Beim Intraday-Handel an der EPEX ist anzumerken, dass österreichische Marktteilnehmer prinzipiell auch indirekt am Intraday-Handel in einer deutschen Lieferzone teilnehmen können. Zudem erweitert der außerbörsliche Handel den Spielraum für Marktteilnehmer. Der Intraday-Handel an der EPEX besitzt im Gegensatz zu den Day-ahead-Auktionen noch keine lange Historie. Es ist anzunehmen, dass sich die Konzentration in diesem Marktsegment mit steigendem Anteil an volatiler Erzeugung und der Notwendigkeit zur kurzfristigen Vermarktung noch deutlich verringern wird. Auch bei den Regelreservemärkten wird abzuwarten sein, inwieweit sich erleichterter Zugang für neue Anbieter einerseits und die Ausweitung des Marktgebietes durch Kooperationen mit anderen Regelzonenführern bei der Beschaffung von Regelreserve andererseits, auswirken werden. Die bereits realisierte Kooperation im Bereich der Primärregelung mit der Schweiz hat beispielsweise zu signifikanten Preissenkungen geführt.

SCHWERPUNKTTHEMA 1: WIRKUNGSZUSAMMENHÄNGE IM PHYSISCHEN STROMHANDEL

Der kurzfristige Stromhandel gewinnt durch den steigenden Anteil volatiler Erzeugung aus erneuerbarer Energie immer mehr an Bedeutung. Aus diesem Grund hat sich E-Control im Rahmen der Arbeiten für den diesjährigen Marktbericht eingehend mit diesem Markt-

segment beschäftigt und im Zuge einer gemeinsamen Studie mit Frontier Economics die Wirkungsmechanismen im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich in den Jahren 2012 und 2013 untersucht. Ziel des Projekts war es, das Verständnis für die Treiber der Preis- und Mengenentwicklungen auf den Day-ahead-, Intraday- und Regelreservemärkten zu vertiefen und weiterzuentwickeln. Basierend auf energiewirtschaftlichen und ökonomischen Erwägungen wurden daher Preis- und Mengenmodelle für die drei Marktsegmente Day-ahead, Intraday und Regelreserve abgeleitet und mögliche Wechselwirkungen identifiziert. Die Methodik, Datenauswahl und Ergebnisse der Untersuchung werden im nachfolgenden Kapitel detailliert erläutert.

Fragstellung und Methodik

Die zentrale Fragestellung der Untersuchung war, welche Zusammenhänge zwischen Fundamentaldaten bzw. der Preisentwicklungen auf Alternativmärkten und den Preis- und Mengenentwicklungen im Day-ahead-, Intraday- und Regelreservemarkt identifiziert werden können. Neben der Analyse des Einflusses von Fundamentaldatentreibern war somit ein wichtiges Ziel der Untersuchung, festzustellen, inwieweit alternative Vermarktungsmöglichkeiten die Preis- und Mengenbildung in den einzelnen Kurzfristmärkten beeinflussen können.

Als Grundlage der Analyse wurde ein einstufiges „error-correction model“ (ECM)¹² gewählt, da dieses den Anforderungen einer Fundamentaldatenanalyse gerecht werden kann. Während aus Sicht des Risikoanalysten oder

¹¹ Laufende und abgeschlossene Änderungsprozesse der Rahmenverträge und Präqualifikationsbedingungen siehe: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/konsultationen/konsultationsprozesse>

¹² In einem Modell mit lediglich einer abhängigen oder erklärenden Variable x ergibt sich in der Regressionsgleichung der Form $\Delta y_t = \beta_0 + \beta_1 y_{t-1} + \beta_2 y_{t-2} + \beta_3 \Delta x_t + e_t$, folgende Interpretation der Koeffizienten, welcher auch für die nachfolgenden Tabellen Gültigkeit hat: β_1 misst die Geschwindigkeit, mit der das Modell zum Gleichgewicht zurückkehrt; β_3 entspricht dem kurzfristigen Einfluss von x auf y ; β_2/β_3 dem langfristigen Effekt.

Händlers in der Regel auf Modelle und mathematische Ansätze aus der Finanzwirtschaft, wie GARCH, Monte Carlo Simulationen etc., zurückgegriffen wird, bietet sich ein ECM-Modell insofern an, als dass es eine direkte Interpretation der Ergebnisse als Zusammenhänge zwischen exogenen Treibern und zu erklärenden Variablen, im vorliegenden Fall Preise und Mengen, zulässt. Aus ökonomischer Sicht besteht im ECM darüber hinaus der Vorteil, dass es sowohl auf stationäre wie auch auf integrierte Zeitreihen anwendbar ist und somit mögliche Schwierigkeiten bei der Anwendung eines „ordinary least squares“ (OLS) Schätzers auf integrierte Zeitreihen vermieden werden können.

Das zentrale Problem bei der Anwendung des ECM-Modells stellt wie bei den meisten ökonomischen Modellen die Bewertung und Verfeinerung des Modells dar. Da bei der vorliegenden Regressionsanalyse Preise oder Mengen, jeweils auf der linken Seite der Regressionsgleichung, durch eine Reihe abhängiger Variablen, also jenen auf der rechten Seite der Regressionsgleichung, erklärt werden sollen, besteht bei einer Ad-hoc-Herangehensweise die Gefahr, dass bei der Auswahl der abhängigen Variablen die Spezifikation der Gleichung letztlich nicht nachvollziehbar und „zufällig“ ist. Es ist somit essentiell, so weit wie möglich auszuschließen, dass die Ergebnisse lediglich aus einer willkürlichen Zusammenstellung der erklärenden Variablen entstehen, da dies die quantitativen Effekte sehr stark verzerren würde. Einerseits können so mögliche (Schein-)Zusammenhänge

entstehen, welche bei einem anderen Modell-aufbau nicht vorhanden gewesen wären, oder aber es werden Effekte unterschätzt bzw. sogar übersehen, obwohl diese einen wichtigen Teil des wahren Modells darstellen. In der vorliegenden Analyse wurden daher die grundsätzlich möglichen Treiber aus energiewirtschaftlichen und theoretischen Überlegungen heraus selektiert und danach die Modellgüte als entscheidendes Kriterium angewandt.

Die Modellgüte kann dabei nach unterschiedlichen Punkten bewertet werden. Prinzipiell wird davon ausgegangen, dass bei einem passenden Modell die Vorzeichen der Koeffizienten ($\beta_0, \beta_1 \dots$) zu den Fundamentalüberlegungen passen, da ansonsten davon auszugehen ist, dass u.a. eine Missspezifikation des Modells vorliegt, Variablen ausgelassen wurden oder Multikollinearität¹³ vorliegt. Bei einem ECM-Modell muss darüber hinaus der EC-Term (β_1) zwischen -1 und 0 liegen. Als weitere Kriterien wurden das Bestimmtheitsmaß, das adjustierte R^2 , der „root mean squared error“ (RMSE), sowie bei der Auswahl der Lags die Informationskriterien „Akaike information criterion“ (AIC) und Schwarz-Bayes herangezogen¹⁴. Nach der Schätzung wurden die notwendigen „Post-Estimation“-Tests¹⁵ zur statistischen Eignung des Modells angewendet, vor allem im Hinblick auf die Residuen e_t . Zudem wurde der Robustheit des Modells ein großer Stellenwert eingeräumt, so dass bei einem passenden Modell die Pfad-unabhängigkeit ebenfalls im Vordergrund stand und keine mechanistische Auswahl bei der Behandlung von statistisch insignifikanten erklärenden Variablen erfolgte.

¹³ Ein direkter linearer Zusammenhang zwischen zwei oder mehreren abhängigen variablen Termen.

¹⁴ Als Lags werden zum Zeitpunkt t die Beobachtungen der Vorperiode bezeichnet, also jeweils die Höhe i bei den $t-i, i=1, \dots$, Termen. Die Informationskriterien AIC und Schwarz-Bayes liefern die Entscheidungsgrundlage dafür die für das Modell relevante Anzahl oder Höhe, i , zu bestimmen. Die Kriterien stellen die Komplexität des Modells der jeweiligen Aussagekraft gegenüber, wobei sich das AIC und Schwarz-Bayes hinsichtlich der Berechnungsmethodik unterscheiden und Letzteres eine höhere „Bestrafung“ für Modellkomplexität ausweist.

¹⁵ Ökonometrische Modelle beruhen auf Annahmen, welche zwingend erfüllt werden müssen, damit die Ergebnisse Gültigkeit haben. Dies wird mit den sogenannten Post-Estimation-Tests sichergestellt.

Das finale Modell entspricht den oben genannten Kriterien der Modellgüte und enthält somit lediglich jene erklärenden Variablen, die ökonomisch „richtige“ Vorzeichen aufweisen und statistisch signifikante Koeffizienten besitzen. Ein Abweichen von der letzten Anforderung kann in einzelnen Fällen gerechtfertigt sein, falls es sich um eine kleine Stichprobe handelt oder die statistischen Eigenschaften des Modells durch die Elimination insignifikanter Treiber verschlechtert werden. Hinsichtlich der Funktionsform, wie Log, Semi-Log oder Polynome, wurde ebenfalls nach den oben beschriebenen Kriterien vorgegangen. Das Basismodell ist im Gegensatz dazu kein reduziertes Modell, das diesen Kriterien entsprechen muss, sondern enthält im ersten Schritt alle Treiber, welche für die Analyse grundsätzlich in Frage kommen.

Die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Modelle richtet sich somit nach den jeweils relevanten energiewirtschaftlichen und ökonomischen Überlegungen, die je nach Teilmarkt leicht unterschiedlich ausfallen können. Vor allem bei Regelreserveprodukten ist durch das abweichende geographische Marktgebiet (Österreich, und nicht Österreich/Deutschland) eine andere Vorgehensweise empfehlenswert.

Daten und deskriptive Statistiken

Ausgehend von Fundamentalüberlegungen zur Merit Order, der Stromnachfrage sowie den Opportunitätskosten bei Regelreserveprodukten wurden für die einzelnen Teilmärkte unterschiedliche mögliche Treiber identifiziert. Darüber hinaus wurden Hypothesen zu den einzelnen möglichen Alternativmärkten aufgestellt. Eine Zusammenfassung findet

sich nachstehend in Tabelle 9. Aus diesen möglichen Treibern wurde nach der Auswertung der deskriptiven Statistiken und unter Beachtung von ökonomischen Überlegungen eine Short List möglicher Treiber erstellt, welche nachfolgend für die einzelnen Teilmärkte diskutiert wird.

Day-ahead-Markt

Wie bereits dargestellt, ist es sowohl an der EPEX als auch an der EXAA möglich, Day-ahead für die physikalische Lieferzone Deutschland und Österreich zu handeln. Insofern würden sowohl die EPEX als auch die EXAA-Preise oder deren mengengewichteter Durchschnitt für eine Analyse in Frage kommen. Da an der EXAA derzeit jedoch kein Intraday-Handel stattfindet, fließen, zur Wahrung einer größtmöglichen Konsistenz, nachfolgend nur die EPEX-Stundenpreise in die Modellschätzung ein. Weiters bringt dies den Vorteil, dass damit der Markt mit dem höheren Handelsvolumen betrachtet werden kann. Eine Pearson-Korrelationsanalyse der Preiszeitreihen beider Handelsplätze führte zu einem Wert von 0.8966 und bestätigt, dass durch die zusätzliche Analyse der EXAA-Preise keine weiteren Erkenntnisse zu erwarten sind. Auch andere Vermarktungsoptionen, wie der OTC-Handel, werden aus diesem Grund nicht analysiert.

Beim Day-ahead-Markt richtet sich die Auswahl der Fundamentaldaten nach der Merit Order. Diese bestimmt in den täglichen Einheitspreisauktionen den markträumenden Gleichgewichtspreis für die einzelnen Stundenprodukte (siehe Abbildung 14). Auf der Nachfrageseite ist zu erwarten, dass die Last einen positiven Einfluss auf den Preis besitzt,

ALTERNATIVE VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN IN ÖSTERREICH

Teilmarkt (zu erklärende Variable)	Fundamentaldaten	Daten alternative Märkte
Day-ahead (EPEX Preise/Mengen)	(i) Systemlast (ii) Windkrafteinspeisung (iii) Photovoltaikeinspeisung (iv) Primärenergiepreise (v) Flusspegelstände/Durchflussmengen (vi) Speicherpegelstände (vii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen	(i) Preis-Spreads zu Day-ahead-Märkten in Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool
Intraday (EPEX Preise/Mengen)	(i) Prognoseabweichungen Windkrafteinspeisung (Day-ahead zu Intraday) (ii) Prognoseabweichungen Photovoltaikeinspeisung (Day-ahead zu Intraday) (iii) Prognoseabweichungen Laufwasserkrafterzeugung (Day-ahead zu Intraday) (iv) Prognoseabweichungen Last (Day-ahead zu Intraday) (v) Ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen (Day-ahead zu Intraday)	(i) Preis-Spreads zu Intraday-Märkten in Frankreich, Tschechien und dem Nord Pool (ii) Preis-Spreads zu Day-ahead-Märkten in Deutschland/Österreich, Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool (iii) Preise für Ausgleichsenergie in der Vorperiode (iv) Preise im Day-ahead-Markt der EXAA (Absolut-Wert)
Primärregelreserve (PRR) (Leistungspreise, Überschussangebot)	(i) Flusspegelstände/Durchflussmengen (ii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen	(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures (ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures (iii) Preise für Market Maker Tertiärregelung in der Vorwoche
Sekundärregelreserve (SRR) (Leistungspreise, Energiepreise, Überschussangebot)	(i) Flusspegelstände/Durchflussmengen (ii) Speicherpegelstände (iii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen	(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures (ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures (iii) Preise für Primärregelung in der Vorwoche (iv) Preise für Market Maker Tertiärregelung in der Vorwoche (v) Preise im Day-ahead-Markt Österreich/Deutschland (EPEX, EXAA), Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool
Tertiärregelreserve (TRR) (Leistungspreise, Energiepreise, Überschussangebot)	(i) Flusspegelstände/Durchflussmengen (ii) Speicherpegelstände (iii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen	(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures (ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures (iii) Preise für Primärregelung in der Vorwoche (iv) Preise Day-ahead-Markt Österreich/Deutschland (EPEX, EXAA), Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool (v) Preise im Intraday-Markt in der Vorperiode

Tabelle 9
Alternative Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich und mögliche Preis- bzw. Mengentreiber (Long-list)

Quelle: E-Control

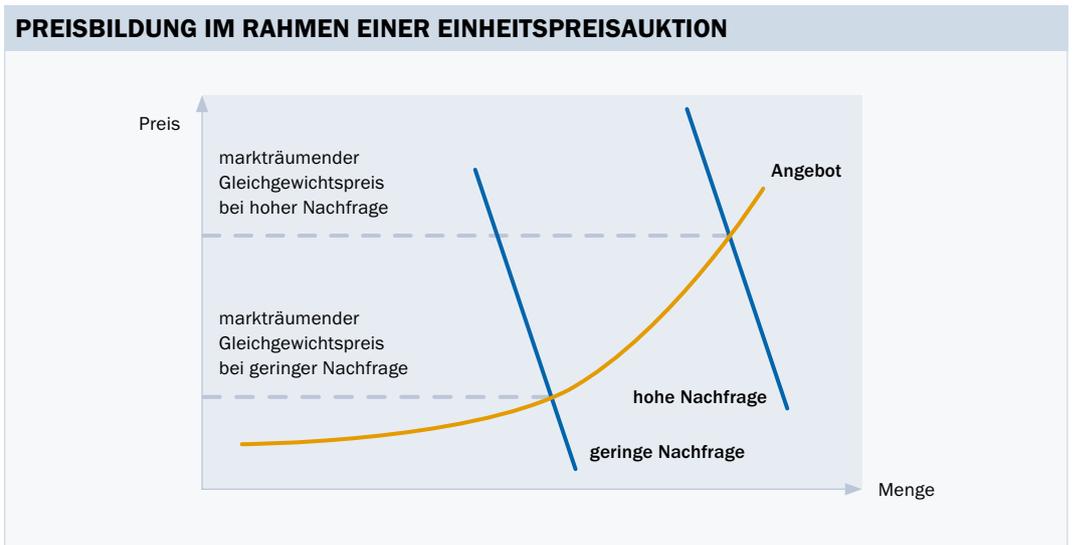


Abbildung 14
Preisbildung im Rahmen einer Einheitspreisauktion

Quelle: E-Control

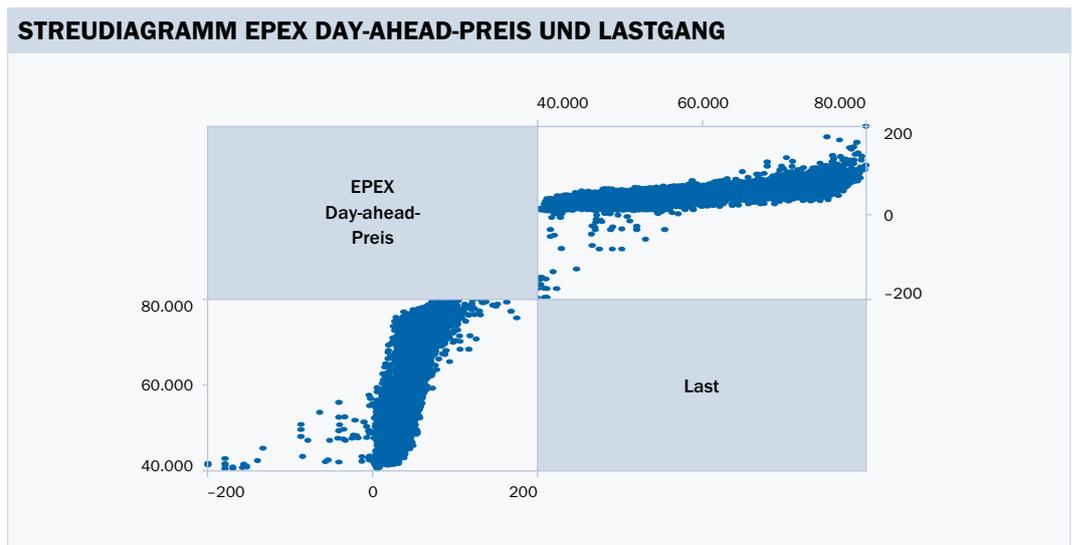


Abbildung 15
Streudiagramm EPEX Day-ahead-Preis und Lastgang

Quelle: Basierend auf Frontier Economics

da bei gleichbleibendem Angebot eine höhere Nachfrage den Schnittpunkt der beiden Kurven nach rechts verschiebt. Allerdings muss auch beachtet werden, dass dieser Effekt möglicherweise nicht linear ist, da in Spitzenlastzeiten die Merit Order steiler ist und ein geringerer Verbrauchsanstieg zu höheren Preisänderungen führen kann als in Niedriglastzeiten.

Streudiagramme veranschaulichen, dass dies in dem vorliegenden Datensatz vor allem beim Lastgang zu beobachten ist (Abbildung 15).

Auf der Angebotsseite werden Windkraft (Wind) und Photovoltaik (PV) mit Grenzkosten von Null eingespeist, wodurch es zu einer Verschiebung der Merit Order nach rechts kommt und sich eine preisdämpfende Wir-

kung ergibt. Auch hier hängt der jeweilige Einfluss davon ab, wie steil die Merit Order zum jeweiligen Zeitpunkt ist. In einer Spitzenlaststunde mit hohem Verbrauch sollte auch der Einfluss der Photovoltaik- und Windkraft-einspeisung auf den Preis größer sein. Der Effekt von Photovoltaikeinspeisung ist zudem sehr saisonal, da nur 6 bis 7% der Einspeisung auf den Zeitraum Dezember bis Februar entfällt. Der Photovoltaikeffekt auf den Preis ist somit auf ausgewählte Stunden mit Sonnenverfügbarkeit beschränkt, also den Mittagsstunden. Bei einer direkten Verwendung der Photovoltaikeinspeisung als erklärende Variable würde deren Einfluss unterschätzt, da die Perioden, in denen der Einfluss gering ist, den Effekt verringern. Eine Alternative ist daher die Betrachtung der Residuallast, d.h. jener Last, welche sich nach dem Abzug der

DESKRIPTIVE STATISTIKEN					
Variable	Beobachtungen	Mittelwert	Std. Abw.	Minimum	Maximum
EPEX Preis (h)	4.386	43	16	-100	134
Last	4.386	67.547	8.784	42.232	84.286
Windkrafteinspeisung	4.386	5.749	4.991	135	26.084
Photovoltaikeinspeisung	4.386	9.259	5.751	144	23.952
Residuallast (Last abzgl. Windkraft- und Photovoltaikeinspeisung)	4.386	52.538	11.887	18.049	78.859
Durchfluss Rhein	4.386	161	243	44	2.848
Durchfluss Donau	4.386	391	196	147	1.955
Geplante Nichtverfügbarkeit	4.386	13.942	6.297	1.423	26.831
Ungeplante Nichtverfügbarkeit	4.386	2.277	1.105	212	7.593

Tabelle 10
Deskriptive Statistiken der möglichen Treiber für die Analyse des Day-ahead-Marktes für Stunden 11–16 Uhr

Quelle: Energate, ENTSO-E bzw. ÜNBs, www.eeg-kwk.net, BfG, EEX Transparency Platform

Windkraft- und Photovoltaikeinspeisung von der Gesamtlast ergibt. Tabelle 10 zeigt eine Auswertung der gängigsten deskriptiven Statistiken der Stichprobe für den Day-ahead-Markt für ausgewählte Stunden (11-16 Uhr).

Auch Primärenergiepreise, insbesondere für Gas, Kohle sowie Preise für Emissionszertifikate (CO₂) könnten theoretisch einen Einfluss auf die Preisbildung haben, da sie die Kosten der fossilen Grenzkraftwerke in der Merit Order beeinflussen. Allerdings zeigt sich bei der Auswertung der Korrelationsmatrix, dass der lineare Zusammenhang auf Stundenbasis sehr gering ist. Der Pearson-Koeffizient ist mit 0,036 für NCG Erdgas bis 0,17 für CIF ARA Steinkohlepreise deutlich unter dem Niveau, bei dem im Allgemeinen ein linearer Zusammenhang postuliert werden kann. Eine Aggregation der Zeitreihen auf Tagesbasis oder gar Wochenbasis erhöht diese Korrelation deutlich. Da es jedoch Ziel der Untersuchung ist, die stündliche Preisbildung zu erklären, wird von einer weiteren Betrachtung der Primärenergiepreise abgesehen.

Bei der Berücksichtigung von Alternativmärkten im Day-ahead-Bereich müssen auch ökonomische Überlegungen angestellt werden. Im Allgemeinen ist anzunehmen, dass für die Preisbildung an der EPEX auch angrenzende geographische Märkte, wie z.B. Italien, die Schweiz oder Frankreich, relevant sind, solange der Marktzugang technisch möglich und nach den jeweiligen Marktregeln zulässig ist. Allerdings ist hier im Gegensatz zu Alternativmärkten, wie dem Intraday-Markt, die Wirkrichtung nicht durch den zeitlichen

Handelsablauf festgelegt, d.h., der Day-ahead-Markt beeinflusst den Intraday-Markt und nicht umgekehrt. Im Fall der Preise von Day-ahead-Nachbarmärkten ist keinesfalls klar, welcher Preis bestimmend ist, z.B. ob die Nordpool-Preise den EPEX-Preis beeinflussen oder umgekehrt und die Wirkrichtung ist somit unklar. Dies führt zur Nichteinhaltung der aus ökonomischer Sicht zentralen Annahme der Exogenität aller erklärenden Variablen und kann die Treiberanalyse verfälschen. Zudem ergibt sich durch die hohe Korrelation der Preise in den europäischen Day-ahead-Märkten ein Multikollinearitätsproblem, so dass die Gleichung nicht mehr identifiziert werden kann oder zumindest die Auswertung verfälscht wird. Letztlich besteht auch noch die Gefahr einer Scheinregression, d.h., es wird ein Zusammenhang erkannt, welcher nicht existiert, wenn diese Preise auf gleiche dahinterliegende Treiber reagieren (z.B. Ölpreise). Aus diesen Gründen wird für den Day-ahead-Markt von einer Analyse der alternativen Nachbarmärkte abgesehen.

Intraday -Markt

Die Überlegungen für den Intraday-Markt folgen ähnlichen Gesichtspunkten wie jene für den Day-ahead-Markt. Allerdings stellt sich die erste Schwierigkeit bereits bei der Auswahl der zu erklärenden Variablen, da es an der EPEX getrennte Orderbücher für den Handel mit Stunden- und Viertelstundenprodukten gibt. Aufgrund der unterschiedlichen Handelsschlusszeiten für die Lieferung in Deutschland und Österreich ist es zudem relevant, welche Lieferzone bei einer Order angegeben wird. Da der Intraday-Handel für die

Lieferzone Österreich noch relativ neu und weniger liquide ist, scheint es sinnvoll, die Analyse auf deutsche Intraday-Preise zu konzentrieren¹⁶. Da zudem die möglichen Preis- und Mengentreiber nur vereinzelt in einer viertelstündlichen Zeitauflösung zur Verfügung stehen, erscheint es zielführender, sich auf die Stundenprodukte zu fokussieren. Auf Grund der hohen Anzahl an Datenpunkten ist die Betrachtung stündlicher Werte für die Robustheit der Schätzung unproblematisch. Nachfolgend beziehen sich die EPEX-Intraday-Preise bzw. -Mengen immer auf das Stundenprodukt für die Lieferzone Deutschland. Diese stellt auf Grund ihrer hohen Liquidität und der regen Teilnahme österreichischer Stromhändler die wichtigste Referenz für den österreichischen Intraday-Handel dar.

Bei der Auswahl der möglichen Treiber ist es wichtig, zu bedenken, dass der Intraday-Markt dem Day-ahead-Markt insofern zeitlich nachgelagert ist, als dass nach Gate Closure des Day-ahead-Marktes, insbesondere nach Fahrplananmeldung um 14:30 d-1, Ereignisse eintreten können, die ein weiteres Handeln aus Sicht des Marktteilnehmers erfordern. Dies betrifft sowohl unerwartete Kraftwerksausfälle als auch neue Prognosen für die Wind- und PV-Einspeisung oder neue Ergebnisse bei der viertelstündlichen Lastvorschau. Es wird daher postuliert, dass im Fall des Intraday-Marktes nicht die absoluten Prognoseniveaus bzw. Erwartungen der Händler entscheidend sind, sondern die jeweiligen Abweichungen zu den Prognosen bzw. Erwartungen, welche bei der Angebotslegung im Day-ahead-Markt eingeflossen

sind. Demnach wurden die jeweiligen Prognosefehler, welche die Differenz zwischen den Prognose- und Istwerten darstellen, als mögliche Treiber identifiziert. Beim Prognosefehler für Wind und PV bedeutet ein positiver Fehler, dass die Marktteilnehmer „short“ sind, was zu zusätzlicher Nachfrage im Intraday-Markt führen sollte.

Im Gegensatz zur Analyse des Day-ahead-Marktes, bei der die alternative Vermarktung in den Nachbarmärkten nicht in die ökonomische Analyse eingeflossen ist, wird im Falle des Intraday-Marktes der Day-ahead-Markt sehr wohl als Alternativmarkt in die Analyse aufgenommen. Grund hierfür ist die strikte zeitliche Abfolge dieser beiden Märkte und die dadurch zu erwartende eindeutige Kausalität. In Tabelle 11 zeigt sich, dass, wie zu erwarten, die Korrelation zwischen Intraday- und Day-ahead-Preis mit 0,88 sehr hoch ist. Andere Treiber zeigen in der linearen Analyse eine eher schwache Korrelation, wenn auch die Vorzeichen die erwartete Richtung aufweisen. Die höchste Korrelation kann mit dem Residuallastfehler abgebildet werden, welcher in negativem Zusammenhang mit dem Intraday-Preis steht.

Regelreservemärkte

Bei der Untersuchung des Regelreservemarktes stellen sich aus ökonomischer Sicht einige Herausforderungen. Mit Ausnahme der Primärregelreserve (PRR) kommen immer mehrere Produkte zur Ausschreibung, wobei sowohl ein Leistungs- als auch ein Arbeitspreis angeboten wird. Die Anzahl der potentiell zu erklärenden Variablen und die Anzahl der zu schätzenden

¹⁶ Bis Oktober 2012 stellte die deutsche Lieferzone der EPEX für österreichische Marktteilnehmer die einzige Möglichkeit dar, Intraday über die Börse zu handeln. Auf Grund dieses Umstandes und der vergleichsweise hohen Liquidität gegenüber anderen Intraday Märkten war und ist die deutsche Lieferzone ein wichtiger Preisindikator für den österreichischen Intraday Markt.

KORRELATIONSMATRIX MÖGLICHER TREIBER DES EPEX-SPOT-INTRADAY-PREISES							
	EPEX-Intraday-Preis	EPEX-Day-ahead-Preis	Windkraft-Prognosefehler	Photovoltaik-Prognosefehler	Last-Prognosefehler	Residual-lastfehler	ungeplante Nichtverfügbarkeiten
EPEX-Intraday-Preis	1						
EPEX-Day-ahead-Preis	0,8804	1					
Wind-Prognosefehler	0,3284	0,2069	1				
Photovoltaik-Prognosefehler	0,1769	0,0354	0,0269	1			
Last-Prognosefehler	-0,3538	-0,3709	0,0198	-0,0500	1		
Residual-lastfehler	-0,4817	-0,4116	-0,3641	-0,3341	0,8809	1	
Ungeplante Nichtverfügbarkeiten	0,1672	0,1538	0,0846	-0,0318	-0,0400	-0,0577	1

Tabelle 11
Korrelationsmatrix möglicher Treiber des EPEX-Intraday-Preises

Quelle: EPEX, ÜNBs, Energate, www.eeg-kwk.net, EEX Transparency Platform

Regressionsgleichungen ist daher erheblich. Rechnerisch stellt dies kein Problem dar, jedoch ist die Übersichtlichkeit der Ergebnisse nur bedingt gegeben, weswegen entweder die Aggregation von Produkten oder eine Konzentration auf einzelne Produkte adäquat erscheint. Bei der Aggregation von Produkten besteht im konkreten Anwendungsfall das Problem, dass Produkte wie Peak und Off-Peak, positive oder negative Sekundärregelung und Tertiärregelung zusammengefasst werden müssten, da je nach Zeitscheibe und Lieferrichtung die zur Verfügung stehenden Kraftwerke und die daraus resultierenden Merit-Order Funktionen sehr unterschiedlich sein können. Eine sinnvolle Interpretation der Ergebnisse er-

scheint in diesem Fall kaum möglich, weshalb diese Option nicht gewählt wurde. Es war jedoch im Fall der Sekundärregelung aufgrund einer hohen Korrelation zwischen den Preisen der 1-Wochen- und 4-Wochen-Auktion möglich, eine Aggregation durchzuführen. Dadurch verbleiben im Bereich der Sekundärregelreserve sechs anstatt 12 zu analysierende Produkte. Im Bereich der Tertiärregelreserve können die 24 unterschiedlichen Produkte nicht sinnvoll aggregiert werden, weshalb alternativ der Fokus auf zwei repräsentative Produkte gelegt wurde.

Die Überlegungen für mögliche erklärende Variablen im Regelreservemarkt richten sich nach

theoretischen Ansätzen zur Kostenermittlung. Bei der Analyse des Leistungspreises kann der Opportunitätskostenansatz herangezogen werden, da er das Kurzfrist-Kalkül der Anbieter adäquat abbildet. So fließen die Kosten der Alternativvermarktung, wie die zeitliche Verlagerung der Stromerzeugung in Perioden mit suboptimalen Großhandelspreisen, der Verzicht auf Stromerzeugung, die Erzeugung in Perioden mit Kostenunterdeckung und der suboptimale Stromeinkauf, in den Ansatz mit ein. Bei Wasserkraftwerken setzen sich diese Opportunitätskosten einerseits aus den Verschiebekosten zusammen, da die Vermarktung auf Alternativmärkten, wie z.B. dem Day-ahead-Markt, nicht mehr zum optimalen Zeitpunkt möglich ist, andererseits aus den Kosten für das nicht eingesetzte Wasser, wenn Erzeugung

aufgegeben wird. Zusätzlich können technische Kosten anfallen, wie Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb oder Kosten durch die Mindestlastbedingungen. Abbildung 16 zeigt diese Überlegungen anhand des Einsatzes eines Speicherkraftwerks für positive und negative Leistungsvorhaltung. Bei der Vorhaltung von positiver Leistung von 30 MW bei einer maximalen Kraftwerksleistung von 100 MW würde eine Verschiebung der Energiemenge im zeitlichen Verlauf stattfinden, da 30 MW für die Erbringung der Regelenergie zur Verfügung bleiben müssen. Bei negativer Vorhaltung muss das Kraftwerk hingegen mindestens mit 30 MW betrieben werden. Bei in Summe gleichbleibender Energiemenge erfolgt der Einsatz der Anlage im zeitlichen Verlauf nicht wirtschaftlich optimal¹⁷.

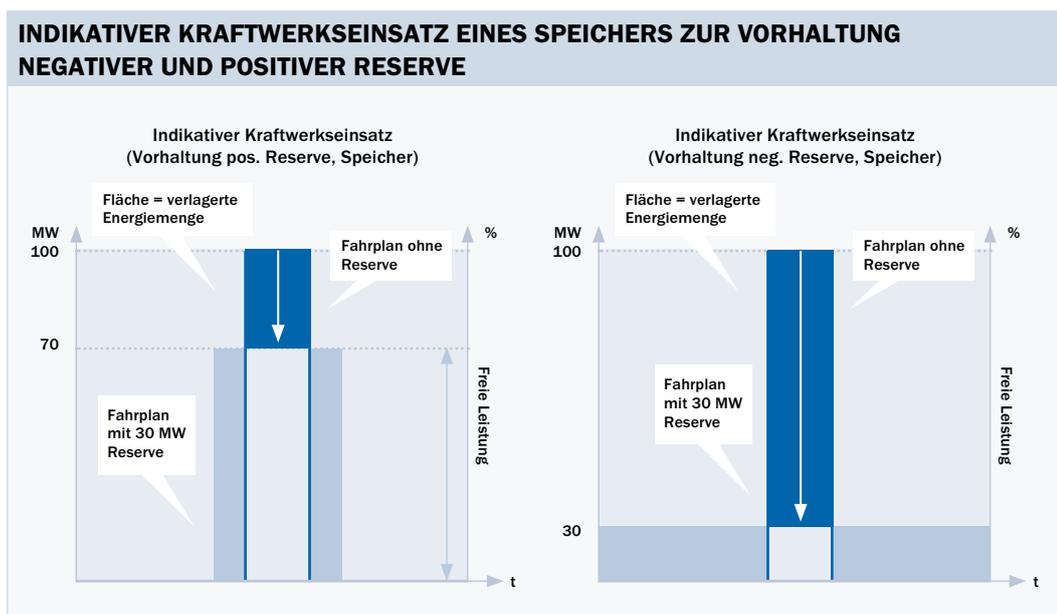


Abbildung 16
Indikativer Kraftwerkseinsatz eines Speichers zur Vorhaltung negativer und positiver Reserve

Quelle: Frontier Economics

¹⁷ Davon ausgehend, dass der Fahrplan ohne Reserve im Hinblick auf die sonstigen Vermarktungsmöglichkeiten den optimalen Kraftwerkseinsatz im Zeitablauf darstellt.

Aus diesen Überlegungen ergibt sich für das Regressionsmodell zur Schätzung der Leistungspreise eine Reihe von Hypothesen. So ist zu erwarten, dass die Preise für negative Leistungsvorhaltung tendenziell höher sind als für positive, da bei negativer Vorhaltung Must-run-Kosten anfallen. Die Wirkung von Preisen auf Alternativmärkten unterscheidet sich ebenfalls nach Lieferichtung. So ist die Vorhaltung von negativer Leistung bei geringen Day-ahead-Preisen teurer, da die Must-run-Kosten in diesem Fall hoch sind. Bei der Vorhaltung von positiver Leistung ist der Effekt umgekehrt, da die Opportunitätskosten bei hohen Day-ahead-Preisen durch entgangene Erlöse steigen. Beim Überschussangebot, den Durchflussmengen und generell der Kraftwerksverfügbarkeit ist hingegen ein negativer Einfluss auf den Leistungspreis zu vermuten. Die Modellierung der Energiepreise folgt hingegen derer für den Day-ahead- und Intraday-Markt. Es gilt

jedoch bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten, dass Kraftwerksbetreiber mit dem Energiepreis die Abrufwahrscheinlichkeit ihrer Anlagen steuern können. Dieser Effekt ist in einem ökonometrischen Zeitreihenmodell nur bedingt abbildbar.

Ein mögliches Problem bei der Modellierung der Leistungspreise sind die mehrfach auftretenden Preisspitzen. Abbildung 17 zeigt die Preisentwicklung über unterschiedliche Produkte, umgerechnet auf Euro je Megawattstunde. Vor allem zur Jahresmitte 2012 zeigt sich ein Anstieg im Bereich der Primär- und Sekundärregelung, während allgemein Preisspitzen zum jeweiligen Jahresende zu beobachten sind. Aus modellierungstechnischer Sicht stellt sich die grundlegende Frage, ob diese Preisspitzen als endogener Teil des Modells mit Hilfe von Fundamentaldaten erklärt werden sollen, ob diese modelliert werden bzw.

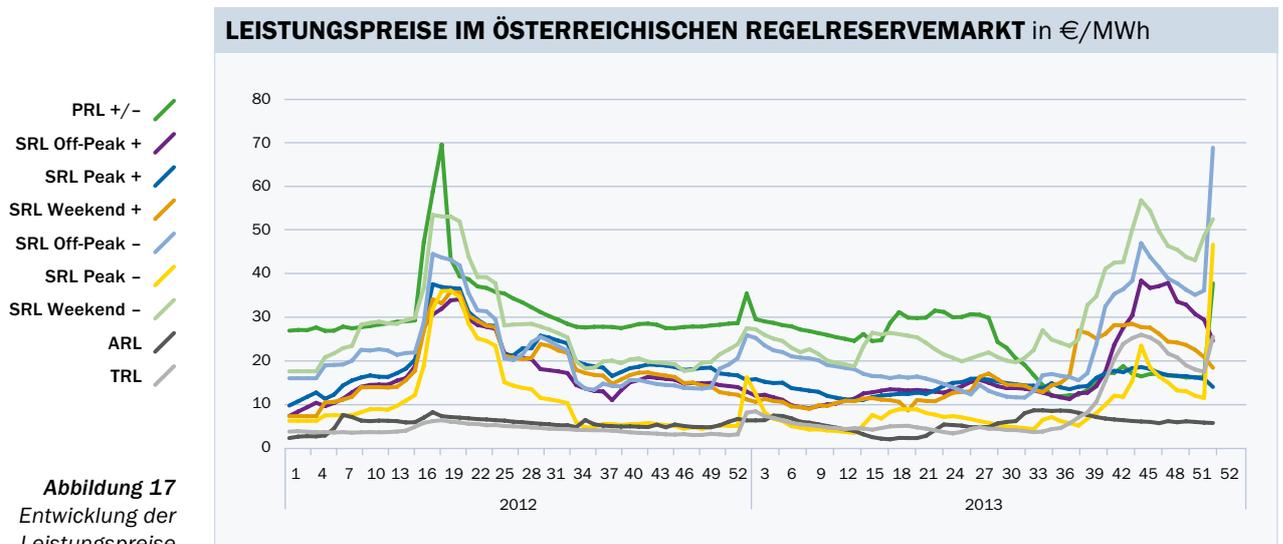


Abbildung 17
Entwicklung der Leistungspreise

Quelle: APG, eigene Berechnungen

ob diese als Ausreißer klassifiziert und entfernt werden sollen. In ökonometrischen Analysen ist es aufgrund der verzerrenden Wirkung von Ausreißern meist angebracht, diese mit Hilfe methodisch klar definierter Vorgehensweise, z.B. unter Anwendung der Cook's distance, zu entfernen. Da ein Ziel der Analyse jedoch auch die Erklärung der Preisentwicklungen inklusive etwaiger Preissteigerungen ist, werden im ökonometrischen Teil nur jene Preisausreißer entfernt, welche das Ergebnis sehr erheblich beeinflussen würden. Dies entspricht einer restriktiven Anwendung der Cook's distance. Um die dadurch herausgelösten Preisspitzen in der Analyse nicht zu vernachlässigen, können diese Extrempreis-situationen einer separaten Einzelpunktanalyse unterzogen werden.

Beobachtungszeitraum

Neben der Datensammlung selbst ist auch die Wahl des Beobachtungszeitraums von entscheidender Bedeutung. Obwohl ein längerer Beobachtungszeitraum in der Regel die Robustheit und Qualität der Ergebnisse positiv beeinflusst, ist bei der Auswahl des Datenhorizonts zu beachten, dass Strukturbrüche in ökonometrischen Modellen durch sogenannte „Dummies“ nur bedingt abgebildet werden können. Außerdem verringert ein Modell, welches sich auf die fernere Vergangenheit stützt, möglicherweise die Aussagekraft der Ergebnisse für die derzeitige Situation. Durch die Veränderungen im Kraftwerkspark in den letzten Jahren weicht die Preisbildung vermutlich nicht unerheblich von jener vor 2010 ab. Ebenso hat sich die Relevanz der Treiber PV- und Windkraft-Einspeisung in diesem Zeitraum deutlich erhöht.

Um Ergebnisse zu erhalten, welche besonders für die gegenwärtigen Marktgeschehnisse repräsentativ sind, wurde die Analyse auf die Jahre 2012 und 2013 beschränkt. Bei den Teilmärkten Day-ahead und Intraday gibt es aufgrund der stündlichen Zeitauflösung kaum Probleme im Hinblick auf die Anzahl der für die Schätzung verfügbaren Beobachtungen. Diese stellt sich jedoch im Bereich der Regelreservemärkte anders dar. Hier wäre aufgrund der wöchentlichen Auktionen ein längerer Zeithorizont durchaus sinnvoll, um die begrenzte Anzahl an Beobachtungen¹⁸ entsprechend zu erhöhen. Jedoch werden erst seit dem Jahr 2012 Auktionen für alle Produkte in der jetzigen Form durchgeführt. Hier kann also nicht auf einen längeren Zeitraum und somit eine größere Stichprobe zurückgegriffen werden.

Ergebnisse Day-ahead-Markt

Für die Day-ahead-EPEX-Preise wurden in der Studie zwei unterschiedliche Herangehensweisen gewählt. Typischerweise decken sich vor allem im Sommer die Spitzen des täglichen Lastverlaufs mit den Spitzen der täglichen Photovoltaikeinspeisung. Eine undifferenzierte Betrachtung über einen gesamten Tag würde dazu führen, dass die Koeffizienten nicht mehr klar interpretierbar sind, da sich die Effekte überlagern und so der Koeffizient für die Photovoltaikeinspeisung unterschätzt wird, weil ein Teil des tatsächlichen Effekts rechnerisch im Koeffizienten für den Lastverlauf liegt. Dieses Problem ist in Abbildung 18 graphisch dargestellt. Als möglicher Lösungsansatz wurde im Basismodell die Verwendung der Residuallast identifiziert. Nach der dargestellten Methodik kann so ein robustes Basismo-

¹⁸ 104 im Zeitraum 2012 und 2013

dell gefunden werden. Die Nicht-Linearitäten werden dabei mit Polynominaltermen für die Residuallast abgebildet. Diese ist auch der wichtigste Treiber im Modell. So führt beispielsweise eine Erhöhung der Residuallast von 1 GW bei einem Residuallastniveau von 40 GW zu einer Steigerung des EPEX-Preises um 1,42 EUR/MWh. Bei einem maximalen Residuallastniveau von 80 GW würde dieselbe Mengenänderung sogar zu einer Preissteigerung von 5,02 EUR/MWh führen. Allerdings kann in diesem Basismodell nicht unterschieden werden, ob dieser Effekt aus 1 GW zusätzlicher Last oder 1 GW geringerer Windkraft- bzw. Photovoltaikeinspeisung herrührt, da die Residuallast beide Effekte gleichermaßen abbildet. Die Durchflussmenge des Rheins zeigt sich hingegen nur bedingt statistisch signifikant¹⁹, die Durchflussmenge der Donau und die ungeplanten Nichtverfügbarkeiten sind statistisch insignifikant unterschiedlich von null.

Ein wesentlicher Teil der Untersuchung beschäftigt sich mit der Analyse des Einflusses von wetterabhängigen regenerativen Energien. Deshalb wurde für das finale Modell eine Zerlegung der Zeitreihen durchgeführt, um in weiterer Folge den Einfluss von Last, Wind und Photovoltaik direkt ableiten zu können. Der Datensatz wurde demnach in separate Zeitreihen für Sommer und Winter aufgeteilt und ein besonderer Fokus auf die „Sun-Peak“-Stunden, also jene Stunden im Zeitraum von 11:00 bis 16:00 Uhr, gelegt. Da jedoch das ECM-Modell Variablen mit Zeitverzug (Lags) enthält, entstehen durch das Zerschneiden des Datensatzes Sprungstellen, welche durch Dummy-Variablen²⁰ aufgefangen werden müssen. Diese Strategie wird in Abbildung 19 dargestellt. So erfasst etwa die Variable „Dummy-Stunde“ den Sprung von Stunde 16 des Vortags auf Stunde 11 des Folgetages.

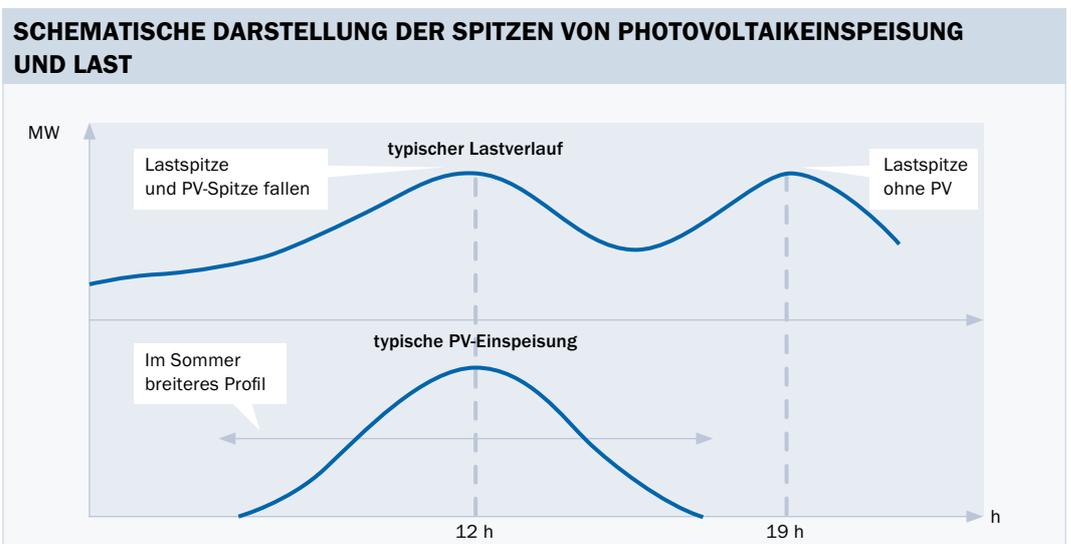


Abbildung 18
Schematische Darstellung der Spitzen von Photovoltaikeinspeisung und Last

Quelle: Frontier Economics

¹⁹ P-Wert 0,068

²⁰ Dummy-Variablen können nur den Wert 0 oder 1 annehmen.

DUMMY-VARIABLE IM NEUEN DATENSATZ

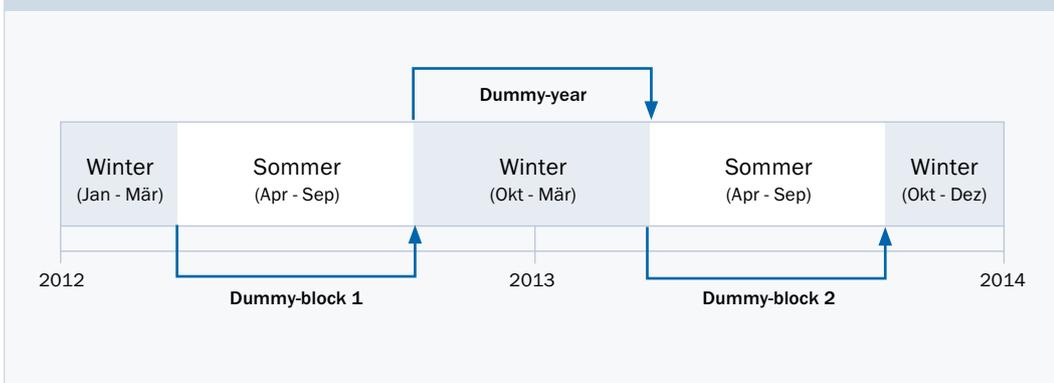


Abbildung 19
Dummy-Variable im
neuen Datensatz

Quelle: Frontier Economics

Im finalen Modell kommt diese Zerschneidung des Datensatzes zur Anwendung. Auf Polynominalterme wird ebenfalls verzichtet, da Multikollinearitätsprobleme dadurch vermieden werden konnten und auch eine einfachere Interpretation der Koeffizienten gegeben ist. Auf eine Transformierung durch Logarithmieren wurde ebenfalls verzichtet. Einerseits entfällt damit die Schwierigkeit hinsichtlich der Behandlung von Negativ-Preisen, andererseits zeigen Post-Estimation-Tests, dass die Normalität der Residuen bei einem Log-Modell nicht mehr gewährleistet ist. Insgesamt sind die Modelle für Stundenscheiben gegenüber dem Basismodell zu bevorzugen, da der Erklärungsgehalt (adj. R-squared, RMSE) höher ist und die Post-Estimation-Tests bessere Ergebnisse liefern²¹. Tabelle 12 stellt die Ergebnisse für das finale Day-ahead-Modell für die Sommerzeiträume dar.

Generell zeigen das adjustierte R-Quadrat und der F-Test, dass das gewählte Modell den vor-

liegenden Datensatz hinreichend beschreibt und über 70% der Preisvariationen erklären kann. Im Basismodell über die gesamte Zeitreihe lag dieser Wert hingegen noch bei guten 50%. Die Vorzeichen der erklärenden Variablen zeigen die erwartete Richtung auf. So ist der Einfluss von Last auf den Preis positiv und jener von Windkraft und Photovoltaik negativ. Im Vergleich ist der Einfluss von Photovoltaik im Winter signifikant stärker, da in diesem Zeitraum von einem niedrigen Niveau der Photovoltaikeinspeisung auszugehen ist. Bei Last und Windkrafteinspeisung ist der Unterschied der Koeffizienten hingegen statistisch nicht signifikant.

Somit lässt sich ableiten, dass im Beobachtungszeitraum 1 GW zusätzliche Windkrafteinspeisung den EPEX-Day-ahead-Preis um 1,3 EUR/MWh (Winter: 1,2 EUR/MWh) verringert, während 1 GW zusätzliche Photovoltaikeinspeisung den EPEX-Day-ahead-Preis um 1,2 EUR/MWh (Winter: 1,4 EUR/

²¹ Zur besseren Lesbarkeit des Berichts werden die Ergebnisse der Post-Estimation-Tests nicht explizit angeführt. Alle finalen Modelle wurden eingehend hinsichtlich der Normalverteilung der Residuen, Autokorrelation, Heteroskedastizität, Multikollinearität und Konvergenz (ECM) getestet und erfüllen die zugrundeliegenden Annahmen. Zusätzlich wurden alle Modelle auch unter Anwendung des robusten Newey-West-Schätzers geschätzt.

MWh) gesenkt hat. Dies bestätigt die Erwartung, dass es für die Verschiebung der Merit Order prinzipiell keinen Unterschied macht, ob die zusätzliche Einspeisung aus Windkraft oder Photovoltaik stammt, da beide Technologien vernachlässigbare Grenzkosten besitzen und sich somit ganz links in der Merit Order befinden. Der unterschiedliche Effekt der Photovoltaikeinspeisung in Sommer und Winter dürfte daher rühren, dass durch die hohe Photovoltaikeinspeisung im Sommer

ein abnehmender Grenzeffekt zu beobachten ist. Auch die geringere Last im Sommer dürfte dafür sorgen, dass der Photovoltaik-Effekt in diesem Zeitraum schwächer ausgeprägt ist. Ein möglicher Grund hierfür ist der flachere Verlauf der Merit Order bei niedrigem Lastniveau und der dadurch geringe marginale Grenzeffekt der Photovoltaikeinspeisung. Bei der Last führt wie erwartet eine Erhöhung um 1 GW zu einer Preissteigerung von rund 1,4 EUR/MWh (Winter: 1 EUR/MWh). Auch hier

ERGEBNISSE DES FINALEN MODELLS FÜR DEN DAY-AHEAD-MARKT (SOMMER)

Modellgüte

Anzahl Beobachtungen	2.195
F (11, 2183)	552
Prob > F	0,0000
R-squared	0,7357
Adj. R-squared	0,7344
RMSE	4,4730

Finale Modell Day-ahead: Sommer

d1_EPEX Preis	Koeffizient	Std. Fehler	t-Wert	P>t	95% Konf.-Intervall	
I1_EPEX Preis	-0,2034	0,0129	-15,7700	0,0000	-0,2287	-0,1781
I1_Last	0,0003	0,0000	12,9700	0,0000	0,0002	0,0003
d1_Last	0,0014	0,0000	52,0300	0,0000	0,0013	0,0014
I1_Wind	-0,0003	0,0000	-9,1800	0,0000	-0,0004	-0,0002
d1_Wind	-0,0013	0,0001	-21,1100	0,0000	-0,0014	-0,0011
I1_PV	-0,0003	0,0000	-8,9000	0,0000	-0,0003	-0,0002
d1_PV	-0,0012	0,0001	-19,5100	0,0000	-0,0013	-0,0011
I1_Dummy Stunde	4,5787	0,4731	9,6800	0,0000	3,6509	5,5066
d1_Dummy Stunde	3,2294	0,3057	10,5600	0,0000	2,6298	3,8290
I1_Dummy Jahr	0,9258	0,2029	4,5600	0,0000	0,5280	1,3236
d1_Dummy Jahr	14,6310	4,4896	3,2600	0,0010	5,8268	23,4353
Konstante	-5,6184	0,9617	-5,8400	0,0000	-7,5043	-3,7326

Tabelle 12

Ergebnisse des finalen Modells für den Day-ahead-Markt (Sommer)

Anmerkung: d1 ... erste Differenz, I1 ... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

führt die flachere Merit Order im Sommer zu einem geringeren marginalen Effekt, wobei der Unterschied zwischen Sommer und Winter laut einem Z-Test statistisch nicht signifikant ist. Nichtverfügbarkeiten und Durchflussmengen zeigten jedoch keinen statistisch signifikanten Einfluss und scheinen daher nicht im finalen Modell auf.

Auffällig war im Rahmen der Analyse auch der Preis der Stunde 11. Dieser war trotz Bereinigung aller anderen im Modell inkludierten Effekte, wie Wind, Photovoltaik und Last, um 3,2 bis 4,4 EUR/MWh höher als in allen anderen Stunden der analysierten Zeitscheibe „Sun-Peak“. Es stellt sich daher die Frage, welcher zusätzliche Faktor für die Stunde 11 systematisch einen so großen Einfluss haben könnte. Eine mögliche Erklärung hierfür sind die Anfahrkosten für Spitzenlastkraftwerke, welche in dieser ersten Peak-Stunde eingepreist werden könnten.

Im Mengenmodell wurde eine analoge Vorgehensweise wie für die EPEX-Day-ahead-Preise gewählt. Dabei zeigt sich, dass die wichtigsten Treiber, Last, Windkraft und Photovoltaik mit plausiblen Vorzeichen und Größenordnungen in der Schätzung aufscheinen. So erhöht sich das Handelsvolumen bei 1 MW zusätzlicher Last um 0,1 MWh bzw. bei 1 MW zusätzlicher Photovoltaikeinspeisung um 0,6 MWh. Wenn man beachtet, dass es neben der EPEX noch alternative Handelsplätze, wie Broker Plattformen und oder den bilateralen OTC-Markt, gibt, so ist dieser Effekt beachtlich. Jedoch scheinen die Nichtverfügbarkeiten mit negativen Koeffizienten auf, was die Plausibilität des Modells in der Ge-

samtheit verringert. Es ist daher fraglich, ob im Fall des Mengenmodells eine Spezifikation der Regression gefunden werden konnte, welche das zugrundeliegende wahre Modell hinreichend abbilden kann.

Ergebnisse Intraday-Markt

Für den Intraday-Markt wurden in der gemeinsamen Studie mit Frontier Economics ebenfalls vier Basismodelle geschätzt. Für die stündlichen Preise in den Lieferzonen Österreich und Deutschland wurden ähnlich wie für den Day-ahead-Markt drei Varianten untersucht, eine Ganzjahresbetrachtung und die beiden Regressionen für die Sommer- und Winterperioden. Als viertes Basismodell wurde der stündliche Durchschnitt der Kauf- und Verkaufsmengen in den Lieferzonen Österreich und Deutschland analysiert²². Bei der Spezifikation des Ganzjahres-Modells mit dem Residuallastfehler anstatt der separaten Verwendung der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler sind die Vorzeichen der Koeffizienten plausibel und der Erklärungsgehalt mit einem Adj. R-squared von 0,579 gut. So führt der Anstieg des Day-ahead-Preises um 1 EUR/MWh zu einem Anstieg des Intraday-Preises um 0,78 EUR/MWh. Auch der Residuallastfehler bzw. dessen Polynomialterme sind statistisch signifikant. Hier würde bei einem Residuallastfehler von 3 GW ein zusätzlicher Prognosefehler von 1 GW zu einer Preissteigerung von rund 11 EUR/MWh führen²³.

Für das Modell der Winterperiode, welches die Zeiträume Oktober bis März abdeckt, sind die Ergebnisse in Tabelle 13 dargestellt. Das Modell hat einen sehr guten Erklärungsgehalt mit einem adj. R-squared von 0,639 und die

²² Für die Analyse wurden die von EPEX gemeinsam für den österreichischen und deutschen Intraday-Markt veröffentlichten Preise und Handelsmengen herangezogen.

²³ Durch die nichtlineare Spezifikation der Regressionsgleichung ist der marginale Einfluss niveauabhängig. Es können also nur Angaben bei jeweils einer spezifischen Größe des Residuallastfehlers, wie z.B. 3 GW, gemacht werden.

Ergebnisse sind äußerst robust. Auch eine Änderung der Schätzgleichung hinsichtlich der Dummies oder auch die Verwendung des robusten Newey-West-Schätzers führen inhaltlich zu äquivalenten Ergebnissen. Die Koeffi-

zienten zeigen ebenfalls die zu erwartenden Vorzeichen. Ein Anstieg des Day-ahead-Preises um 1 EUR/MWh führt zu einer Erhöhung des Intraday-Preises um 0,83 EUR/MWh. Erhöht sich der Windprognosefehler um 1 GW,

ERGEBNISSE DES FINALEN MODELLS FÜR DEN INTRADAY-MARKT (WINTER)

Modellgüte

Anzahl Beobachtungen	2.189
F (7, 17535)	259
Prob > F	0,000
R-squared	0,641
Adj R-squared	0,639
Root MSE	5,602

Finales Modell Intraday: Winter

d1_EPEX Intraday Preis	Koeffizient	Std. Fehler	T	P>t	95% Konf.-Intervall	
I1_EPEX Intraday Preis	-0,2289	0,0135	-16,92	0,000	-0,2554	-0,2024
I1_EPEX Preis	0,2153	0,0160	13,48	0,000	0,1840	0,2466
d1_EPEX Preis	0,8327	0,0185	44,94	0,000	0,7964	0,8690
I1_Wind Prognosefehler	0,0006	0,0001	5,64	0,000	0,0004	0,0008
d1_Wind Prognosefehler	0,0025	0,0002	15,02	0,000	0,0022	0,0028
I1_PV Prognosefehler	0,0009	0,0001	9,76	0,000	0,0007	0,0011
d1_PV Prognosefehler	0,0022	0,0002	12,56	0,000	0,0019	0,0026
I1_Nichtverfügbarkeiten (ungeplant)	0,0004	0,0001	3,69	0,000	0,0002	0,0007
d1_Nichtverfügbarkeiten (ungeplant)	0,0015	0,0003	4,83	0,000	0,0009	0,0021
I1_Dummy Stunde	1,3969	0,5316	2,63	0,009	0,3545	2,4393
d1_Dummy Stunde	1,3298	0,3542	3,75	0,000	0,6351	2,0244
I1_Dummy Block 1	-0,6113	0,3538	-1,73	0,084	-1,3050	0,0825
d1_Dummy Block1	-0,8116	8,0924	-0,10	0,920	-16,6814	15,0581
I1_Dummy Block 2	-0,8216	0,3073	-2,67	0,008	-1,4242	-0,2191
d1_Dummy Block 2	4,2261	5,6702	0,75	0,456	-6,8934	15,3456
Konstante	0,0960	0,4811	0,20	0,842	-0,8474	1,0395

Tabelle 13
Ergebnisse des finalen Modells für den Intraday-Markt (Winter)

Anmerkung: d1 ... erste Differenz, I1 ... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

so führt dies durch die erhöhte Nachfrage zu einem Preisanstieg von 2,5 EUR/MWh, während der Prognosefehler bei Photovoltaik einen Preisanstieg von 2,2 EUR/MWh bedingt. Der Unterschied zwischen 1 GW Windkraft- oder Photovoltaikprognosefehler ist wie zu erwarten statistisch nicht signifikant, da es aus Sicht des Händlers keinen Unterschied macht, ob der Prognosefehler durch einen Windkraft- oder Photovoltaikprognosefehler bedingt ist. Bei den Nichtverfügbarkeiten führt der Anstieg von 1 GW bei ungeplanten Ausfällen zu einem Preisanstieg von 1,5 EUR/MWh.

Ein Unterschied zwischen den beiden saisonalen Modellen ist, dass der Windkraftprognosefehler im Winter einen stärkeren Einfluss aufweist als im Sommer²⁴ und dass im Sommer der Lastprognosefehler statistisch signifikant ist. Allerdings ist der Effekt mit 0,3 EUR/MWh Preisanstieg bei 1 GW zusätzlichem Prognosefehler relativ gering. Dies liegt aber möglicherweise auch an der Datenlage, da die Lastprognose in Deutschland lediglich von zwei ÜNBs veröffentlicht wird²⁵.

Im Gegensatz dazu zeigt sich, dass das Mengenmodell im Intraday-Markt im Falle einer Ganzjahresbetrachtung nur einen geringen Erklärungsgehalt liefert. Lediglich 8 % der Mengenschwankungen können mit dem Modell erklärt werden. Auch der mittlere Fehler (RMSE) ist mit 436 MW im Vergleich zur durchschnittlichen gehandelten Kaufs- und Verkaufsmenge von 1.500 MW sehr hoch. Zudem weisen die negativen Vorzeichen der Koeffizienten für den Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler nicht die korrekte Richtung auf, da ein höherer Prognosefehler

die Nachfrage und somit auch den Preis im Intraday-Markt erhöhen sollte. Ein mögliches Problem bei der Schätzung der gehandelten Mengen ist die unzureichende Datenlage. Auch hier fließt die Problematik ein, dass nur zwei der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihre Lastprognose veröffentlichen. Andererseits geht der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler auf Basis der Day-ahead-Prognose in das Modell ein²⁶. Da am Intraday-Markt in den Jahren 2012 und 2013 fließend gehandelt wurde, sind bei den tatsächlich im Order Book eingegebenen Mengen die jeweils zum Zeitpunkt der Gebotslegung vorhandenen Informationen relevant. Durch diese zeitliche Verschiebung bilden die verfügbaren Prognosefehler die für die Stromhändler relevanten Abweichungen nicht zur Gänze ab.

Ergebnisse Regelreservemärkte

Im Rahmen der Untersuchung der Regelreserveprodukte konnten mit Ausnahme der Primärregelung keine zufriedenstellenden Modelle gefunden werden. Wie im Abschnitt zur Methodik erläutert, wurden Ausreißer eliminiert, um den Erklärungsgehalt der Fundamentaltreiber nicht zu verzerren. Als Haupttreiber der Primärregelreservepreise konnten so einerseits das Überschussangebot in den PRR-Ausschreibungen und andererseits die Einführung der Kooperation mit der Schweiz im Juli 2013 identifiziert werden.

So hat die PRR-Kooperation, also der GCC²⁷ Dummy, zu einer signifikanten Preissenkung um ca. 6 EUR/MWh geführt. Auch die Speicherpegelstände in Österreich und das Überschussangebot, d.h. angebotene Menge

²⁴ Z-Test

²⁵ In einer ökonomischen Analyse ist dies vor allem dann ein Problem, wenn die Prognosefehler der zwei fehlenden ÜNBs systematisch von jener der anderen abweichen würden.

²⁶ Die Prognosen auf der EEX Transparency Platform werden um 18.00 Uhr d-1 veröffentlicht.

²⁷ Grid Control Cooperation

FINALES MODELL PRIMÄRREGELUNG	
Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	93
F (7, 17535)	11
Prob > F	0,000
R-squared	0,539
Adj R-squared	0,489
Root MSE	1,056

Finiales Modell Primärregelung						
d1_PRL Preis	Koeffizient	Std. Fehler	T	P>t	95% Konf.-Intervall	
l1_PRL Preis	-0,3298	0,0491	-6,7200	0,0000	-0,4274	-0,2322
l1_Phelix Base	0,0728	0,0256	2,8400	0,0060	0,0219	0,1238
d1_Phelix Base	-0,0249	0,0284	-0,8800	0,3830	-0,0815	0,0316
l1_Überschussangebot	-0,0798	0,0155	-5,1400	0,0000	-0,1107	-0,0490
d1_Überschussangebot	-0,0364	0,0171	-2,1300	0,0360	-0,0705	-0,0024
l1_Speicherpegelstände	-5,34E-07	1,95E-07	-2,7400	0,0070	0,0000	0,0000
d1_Speicherpegelstände	0,00000344	0,00000145	2,3700	0,0200	0,0000	0,0000
l1_Dummy GCC	-3,3909	0,6592	-5,1400	0,0000	-4,7021	-2,0798
d1_Dummy GCC	-5,8201	1,0994	-5,2900	0,0000	-8,0067	-3,6335
Konstante	9,6823	1,8136	5,3400	0,0000	6,0752	13,2894

Tabelle 14
Finiales Modell Primärregelung

Anmerkung: d1 ... erste Differenz, l1 ... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

abzüglich ausgeschriebener Menge, sind auf dem 5%-Niveau statistisch signifikant und weisen die zu erwartenden Vorzeichen auf. Der Grundlast Phelix Wochenfuture ist hingegen statistisch nicht signifikant. Eine weitere Reduktion des Modells führt zu schlechteren Postestimation Tests und zu einem geringeren Erklärungsgehalt. Das adjustierte R-squared fällt hier auf unter 0,4. Die ökonometrischen Analysen der Angebotsmengen und Leistungs-

preise für die anderen Regelreserveprodukte ergeben jedoch keine robusten Modelle mit ausreichendem Erklärungsgehalt. Auch hier liegt das R-squared bei deutlich unter 40% und plausiblen Vorzeichen der Fundamentaltreiber.

Die Ursachen hierfür können zum einen die geringe Stichprobengröße, mit insgesamt 104 Datenpunkten inkl. Ausreißer, sein und

zum anderen die komplexen und dynamischen Kostenzusammenhänge und Preisbildungsmechanismen. Zudem können Parameter, die vermutlich ebenfalls in das Modell miteinfließen sollten, wie beispielsweise Marktmacht oder Marktkonzentration, in dem durchgehend hoch konzentrierten Markt im zeitlichen Ablauf nicht abgebildet werden und müssen so aus der Analyse ausgeschlossen werden. Dies ist umso bedauerlicher, als dass sich gerade im Bereich der PRR zeigt, dass die Ausweitung des Marktes und der dadurch entstandene Wettbewerbsdruck nachweisbare empirische Effekte besitzen.

Zusammenfassung

Wie die Untersuchung zeigt, lassen sich Wechselwirkungen zwischen Preisen, Handelsmengen und Fundamentaldaten vor allem im Day-ahead-Markt der EPEX sehr gut identifizieren. Im betrachteten Zeitraum 2012 und 2013 zeigten die Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik sowie die Last eine signifikante Auswirkung auf den Stromgroßhandelspreis. Die gehandelten Mengen werden ebenfalls durch diese Faktoren beeinflusst, wobei jedoch anzumerken ist, dass die Plausibilität des Mengenmodells durch den intuitiv nicht zu erwartenden negativen Einfluss der Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsanlagen in Frage gestellt werden kann. Im Bereich des Intraday-Handels an der EPEX zeigen vor allem der Day-ahead-Preis, der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler sowie ungeplante Nichtverfügbarkeiten eine signifikante Auswirkung auf den Preis. Der Lastprognosefehler stellte im betrachteten Zeitraum keinen signifikanten Preistreiber

dar. Dies ist jedoch möglicherweise auf den Umstand zurückzuführen, dass nur zwei der vier deutschen ÜNBs Lastprognosen im betrachteten Zeitraum veröffentlicht haben und diese als Referenz für die Prognosegüte aller vier ÜNBs herangezogen wurden. Bei einer systematischen Abweichung des Lastprognosefehlers der zwei nicht veröffentlichenden ÜNBs wäre eine Fehlerinterpretation des Einflusses möglich. Das Mengenmodell des Intraday-Marktes zeigte auch nur einen geringen Erklärungsgehalt. Lediglich 8% der Mengenschwankungen konnten damit erklärt werden. Ein möglicher Grund hierfür ist wiederum die Datenlage. Einerseits kommt das Problem der fehlenden Lastprognosen von zwei ÜNBs auch im Mengenmodell zum Tragen, andererseits könnte auch die Tatsache, dass die Prognoseabweichung für Windkraft, Photovoltaik und Last jeweils auf Basis der am Vortag veröffentlichten Prognosedaten und nicht dem aktuellen Wissensstand der Marktakteure zum Handelszeitpunkt ermittelt wurde, zu einer Verringerung des Erklärungsgehalts geführt haben. Die Untersuchung des Regelreservemarktes in den Jahren 2012 und 2013 lieferte mit Ausnahme der PRR keine sinnvollen Erklärungen der Preisentwicklung durch die untersuchten Fundamentaltreiber. Im Falle der PRR zeigte vor allem das Überschussangebot an Regelleistung sowie die begonnene Marktintegration mit der Schweiz eine preissenkende Wirkung. Letzteres ist ein eindeutiges Zeichen dafür, dass auch zukünftige Anstrengungen vorwiegend in Richtung einer raschen Integration der zumeist noch nationalen Regelreservemärkte gelegt werden sollten.

WETTBEWERB AM ENDKUNDENMARKT

Der Endkundenmarkt teilt sich im Allgemeinen in zwei Segmente auf:

- 1. Massenkundenmarkt:** Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Kleinverbraucher, welche weniger als 100.000 kWh Strom im Jahr verbrauchen. Diesen Kunden wird ein standardisiertes Lastprofil zugewiesen. Die Lieferanten sind verpflichtet ihre Tarife für dieses Kundensegment zu veröffentlichen.
- 2. Sondervertragskundenmarkt:** Gewerbe, Industrie und Dienstleistungsbetriebe mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh und einem gemessenen Lastprofil. Diese Kunden verhandeln ihre Bezugskonditionen individuell mit dem Lieferanten.

Marktstruktur der Endkundenmärkte

Anbieterstruktur

Die Anbieterstruktur am Massenkundenmarkt hat sich 2013 fast nicht geändert. Lediglich zwei neue Anbieter, PGNiG Sales & Trading (PST) und WEB Windenergie AG, sind Ende des Jahres in den Markt eingetreten. Die Stadtwerke Klagenfurt präsentierten Anfang Juni 2014 ihre neue Marke Pullstrom. Den am Markt neuen Unternehmen wurde der von der E-Control 2013 erstellte Leitfaden für den Markteintritt zur Verfügung gestellt.

Das Produktangebot hat sich im Vergleich zum Vorjahr um mehr als ein Drittel erhöht²⁸. Haushalte in Wien, Niederösterreich und dem Burgenland haben eine Auswahl von bis zu 44

Produkten (Mitte 2013 waren es ca. 35), davon stammen sechs bis acht von regionalen Lieferanten. Die meisten alternativen Angebote, insgesamt 42 von 26 unterschiedlichen Lieferanten, bekommen Haushaltskunden in der Steiermark, dagegen können Kunden in Vorarlberg nur zwischen 33 Produkten wählen (Abbildung 20).

Nachfragestruktur

Insgesamt gab es in Österreich im Jahr 2013 5,965 Mio. Zählpunkte (+0,64% gegenüber 2012), die mit Strom beliefert wurden. Die Steigerung ist vor allem auf zahlreiche Neuanlüsse im Haushaltskundenbereich zurückzuführen. Auf Haushalte entfallen insgesamt ca. 72% der Zählpunkte, dagegen nur ca. 24% des Stromverbrauchs.

Marktkonzentration

am österreichischen Strommarkt²⁹

In der Marktstatistik werden seit 2008 die Marktanteile der Stromanbieter für nicht lastganggemessene Endkunden erhoben.³⁰

Diese Daten zeigen, dass die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index³¹ in den unterschiedlichen Marktsegmenten zum Teil über den Schwellenwert liegen, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen³². Die Marktkonzentration im Jahr 2013 in den beiden Kundengruppen Haushalte und Gewerbe liegt mit 1.781 (Vorjahr 1.769) und 1.684 (Vorjahr 1.685) knapp unter dem Schwellenwert des HHI von 1.800.

²⁸ Vgl. E-Control Tarifkalkulator, www.e-control.at, Stand 12.6.2014

²⁹ Die Daten beziehen sich auf nicht lastganggemessene Kleinkunden. Daten zu Marktanteilen bei lastganggemessenen Kunden liegen nicht vor, die Marktkonzentration kann für dieses Kundensegment daher nicht berechnet werden.

³⁰ Gesetzliche Basis dafür ist die Elektrizitäts-Statistikverordnung 2007, Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft angeordnet werden; BGBl. II Nr. 284/2007.

³¹ HH-Index (Herfindahl-Hirschmann-Index): Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen; Kennzahl zur Konzentrationsmessung und zur Einschätzung der Wettbewerbsintensität.

³² 50% für CR 3 und 66,7% für CR5, HHI ab 1.800.

ANGEBOTSANZAHL (Haushalte, 3.500 kWh/a)

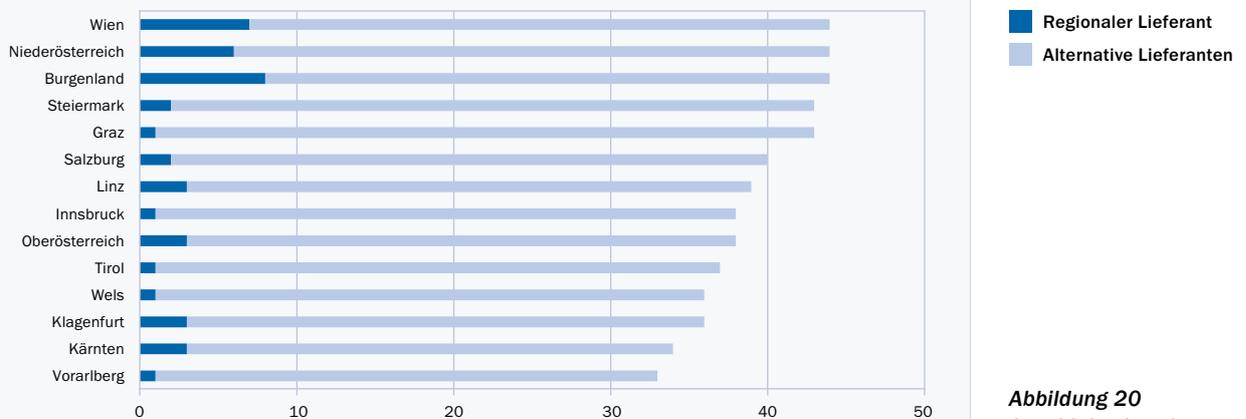


Abbildung 20
Anzahl der Angebote für Haushalte

Quelle: Traifkalkulator, Stand Juni 2014, E-Control

KONZENTRATION IM ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT FÜR KLEINKUNDEN in %

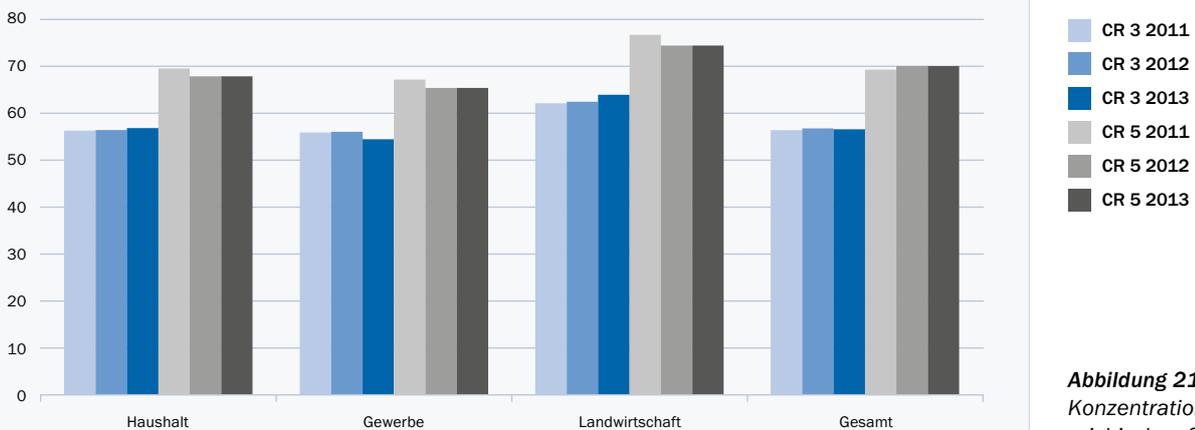


Abbildung 21
Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden

Quelle: Marktstatistik und Berechnungen E-Control

Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für Haushaltskunden und Gewerbe ist mit 57% bzw. 55% im Vergleich zum Vorjahreswert (56%) nahezu unverändert geblieben.

Der Marktanteil der fünf größten Lieferanten für Haushalte ist von 70% auf 68% und für Gewerbe von 68% auf 65% geringfügig gesunken. Damit befriedigen die fünf größten Lieferanten nach wie vor mehr als zwei Drittel der Nachfrage.

Innerhalb des letzten Jahres ist es zu einer geringen Verschiebung der einzelnen Marktanteile gekommen. Die lokalen Lieferanten verfügen weiterhin über eine starke Marktmacht, alternative Lieferanten konnten jedoch aufgrund attraktiver österreichweiter Aktionen Kunden gewinnen.

Produktpolitik der Lieferanten

Für Haushaltskunden erfolgt die Produktdifferenzierung vor allem nach folgenden Merkmalen:

- > Kommunikationsart (z.B. Onlineprodukt): Um ein Onlineprodukt beziehen zu können, muss der Kunde über einen Internetzugang und eine E-Mail-Adresse verfügen. Sehr oft ist die Voraussetzung auch eine SEPA-Lastschrift als Zahlungsart. Die Anzahl der Online-Produkte steigt seit 2012 kontinuierlich an;
- > Strommix (z.B. Ökostromprodukt): Produkte auf Basis von Wasserkraft, Windenergie oder Sonnenenergie oder eine noch weitere Differenzierung durch Merkmale wie z.B. ein Umweltzeichen;
- > Preismodell: Es wird unterschieden zwischen herkömmlichen Produkten ohne Preisgarantie, bei welchen sich der Preis je-

derzeit ändern kann, Produkten mit Preisgarantie zwischen 12 und 24 Monaten und Floatpreisen mit oder ohne Preisgrenze (Cap), welche monatlich oder quartalweise angepasst werden.

- > Rechnungslegung: Die Lieferanten bieten in ihren angestammten Gebieten eine integrierte Rechnungslegung an, d.h., der Kunde bekommt eine Rechnung für Energie und Netz. Werben sie außerhalb ihres Stammgebietes um Kunden, bieten sie meistens getrennte Rechnungslegung an. Dies gilt auch die für die Mehrheit der alternativen Anbieter.

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. Der Anteil dieser Produkte steigt fast monatlich. In Wien sind 20% der zur Auswahl stehenden Produkte mit Preisgarantie, 7% mit automatischer Preisanpassung (Floater) und der Rest herkömmliche Produkte ohne Preisgarantie. Fast 30% sind Onlineprodukte, 70% beinhalten eine integrierte Rechnungslegung und 60% sind reine Ökostromprodukte.

Das Interesse der Konsumenten am Thema Energiekosten ist im Laufe 2013/14 deutlich gestiegen, was unter anderem an den stark gestiegenen Besucherzahlen des Tarifkalkulators erkennbar ist. Die hohen Energiekosten, welche im Massenkundenmarkt schon lange entkoppelt von sinkenden Großhandelspreisen auf einem hohen Niveau verweilen, werden medial immer öfter thematisiert. Diese Marktsituation sahen die neuen Anbieter als einen geeigneten Zeitpunkt, um in den Markt einzudringen. Außerdem nutzten

die ansässigen alternativen Anbieter diesen Zeitpunkt für den Start von Vermarktungsaktionen in Kooperation mit anderen Branchen. Die alternativen Lieferanten änderten häufiger ihre Neukundenrabatte, um auf Angebote der Konkurrenz zu reagieren.

Die Oekostrom AG hat Anfang des Jahres und im Herbst 2013 ein Grünstrom-Produkt in einer Kooperation mit Hofer auf den Markt gebracht. AEE Naturstrom organisierte eine ähnliche Aktion mit Tchibo. Diese Angebote waren auf 5.000 Vertragsabschlüsse beschränkt, hatten längere Preisgarantien und waren durch zusätzliche Grünstrom-Aufzeichnungen und Empfehlung anderer Umweltorganisationen (z.B. Greenpeace, Global 2000) gekennzeichnet. Zuletzt sorgte die VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“ für Bewegung am Markt und zog die höchsten Wechselzahlen seit der Marktliberalisierung nach sich.

VKI-Aktion Energiekosten-Stop

Der Verein für Konsumenteninformation (VKI) startete am 26. September 2013 Österreichs ersten Gemeinschaftseinkauf für Strom und Gas. Der VKI kooperierte mit der niederländischen Firma PrizeWize, die dieses Modell bereits in ihrem Heimatland sowie Belgien, Portugal und Großbritannien etabliert hat. Bei drei Aktionen der niederländischen Verbraucherschutzorganisation im Jahr 2012 wechselten dort von 295.000 Interessenten rund 115.000 Endkunden den Energieanbieter, in Belgien 46.000 Kunden, in Portugal 47.600 und in England 37.000. PrizeWize bekam pro abgeschlossenen Vertrag ein festgelegtes Entgelt vom Energielieferanten, der VKI bekam Kostenersatz. VKI hat mit 14 potentiellen Energieanbietern im Vorfeld Gespräche geführt und organisierte am 17. Dezember

ein Bestbieterverfahren³³, aus dem stromdiskont für Strom und goldgas für Gas als Bestbieter hervorgegangen sind.

Bis 16. Dezember hatten sich 260.584 Konsumenten, die an der Aktion teilnehmen wollten, über eine Internetseite unverbindlich angemeldet.

Ab Mitte Januar 2014 erhielten alle registrierten Konsumenten eine auf ihrem Jahresverbrauch basierende Berechnung ihrer individuellen Ersparnis und konnten bis Ende Februar entscheiden, ob sie auf den neuen Tarif umsteigen wollen. Für den Umstieg musste lediglich ein Online-Formular ausgefüllt werden, die restlichen Schritte erledigte der VKI. Am Ende der Aktion wurden 98.000 Strom- und Gasanbieterwechsel bei Haushalten abgeschlossen, davon entfallen 68.000 auf den Strombereich. Der Wechsel auf den Gemeinschaftstarif war bis 11. April 2014 möglich³⁴.

Wechselverhalten

Die Wechselrate hat sich 2013 beinahe verdoppelt – von 1,1% aller Verträge im Jahr 2012 auf 1,9% 2013. Insgesamt suchten sich im vergangenen Jahr 114.235 Stromkunden einen neuen Stromlieferanten, darunter waren 78.083 Haushalte. Dadurch wurde das letzte Rekordhoch aus 2010 überholt. Insgesamt haben im ersten Halbjahr 2014 157.856 Stromkunden (Zählpunkte) ihren jeweiligen Versorger gewechselt, was einem Anteil von 2,6% entspricht. Davon haben 125.555 Haushaltskunden (2,9%), 30.868 sonstige Kleinkunden (1,9%) und 1.433 „Industriekunden“ (3,9%) ihre Versorger gewechselt. Die meisten Wechsel verzeichnete Wien mit 47.845, gefolgt von Oberösterreich mit 41.660, der Steiermark mit 29.011 so-

³³ APA-Meldungen zur VKI Energiekosten-Stop Aktion, 13.9.2013

³⁴ VKI-Pressinformation vom 6.5.2014

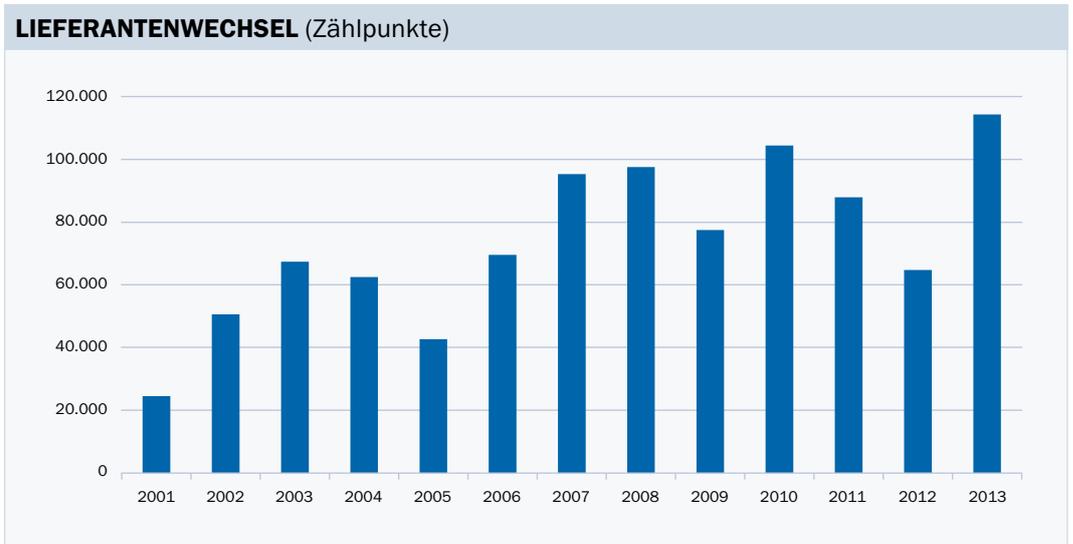


Abbildung 22
Lieferantenwechsel
2001-2013

Quelle: E-Control

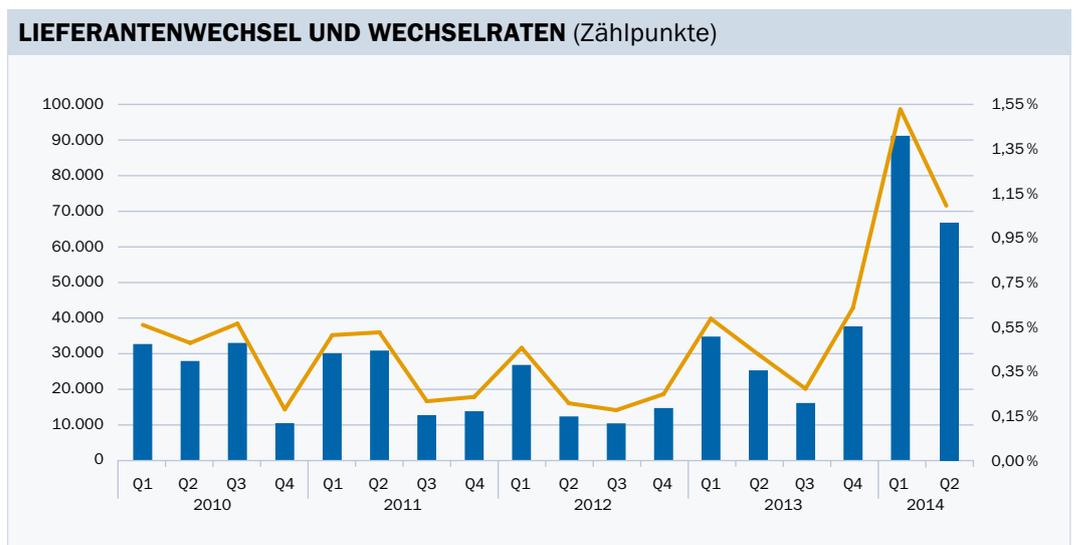


Abbildung 23
Lieferantenwechsel und
Wechselraten
2010-Q2/2014

Quelle: E-Control

wie Niederösterreich mit 23.505. Die höchste Wechselrate (und damit -bereitschaft) war in Oberösterreich mit 4,2% gefolgt von Wien mit 3,2%, der Steiermark mit 3,1% und Niederösterreich mit 2,8% gegeben. Auffällig ist, dass die Kleinkunden und hier vor allem die Haushalte am stärksten zugelegt haben: So haben im ersten Halbjahr 2014 bereits mehr Haushalte gewechselt als 2012 und 2013 zusammen. Bei den sonstigen Kleinkunden haben nahezu so viele gewechselt wie 2013. Im Rahmen der VKI-Aktion wurden insgesamt 68.000 Verträge abgeschlossen.

Einsparpotential beim Wechsel

Das Einsparpotential beim Wechsel vom regionalen zu einem alternativen Lieferanten hat sich seit 2011 verdoppelt. Am meisten können mit bis zu 190 EUR/a Haushalte in den Netzbereichen Oberösterreich und Linz ersparen,

am wenigsten Haushalte in Vorarlberg mit lediglich 70 EUR/a (Abbildung 24).

Entwicklung der Endkundenpreise

Massenkundenmarkt

Anfang September 2013 hat der Verbund, der größte alternative Lieferant, seine Energiepreise sowohl für Bestandskunden als auch für Neukunden im Schnitt um 10% gesenkt. Anfang Oktober senkten auch die Unternehmen der EnergieAllianz ihre Preise um ca. 3,4 bis 3,8%, Anfang 2014 senkte die Salzburg AG ihre Preise um ca. 5%. Einige kleinere regionale Lieferanten (z.B. Karlstrom, Stadtwerke Bruck an der Mur, Stadtwerke Mürzzuschlag usw.) zogen ebenfalls nach und senkten ihre Preise in der ersten Hälfte 2014. Dadurch konnten die österreichischen Haushalte zwischen September 2013 und Mai 2014 insgesamt ca. 37,8 Mio. Euro einsparen.

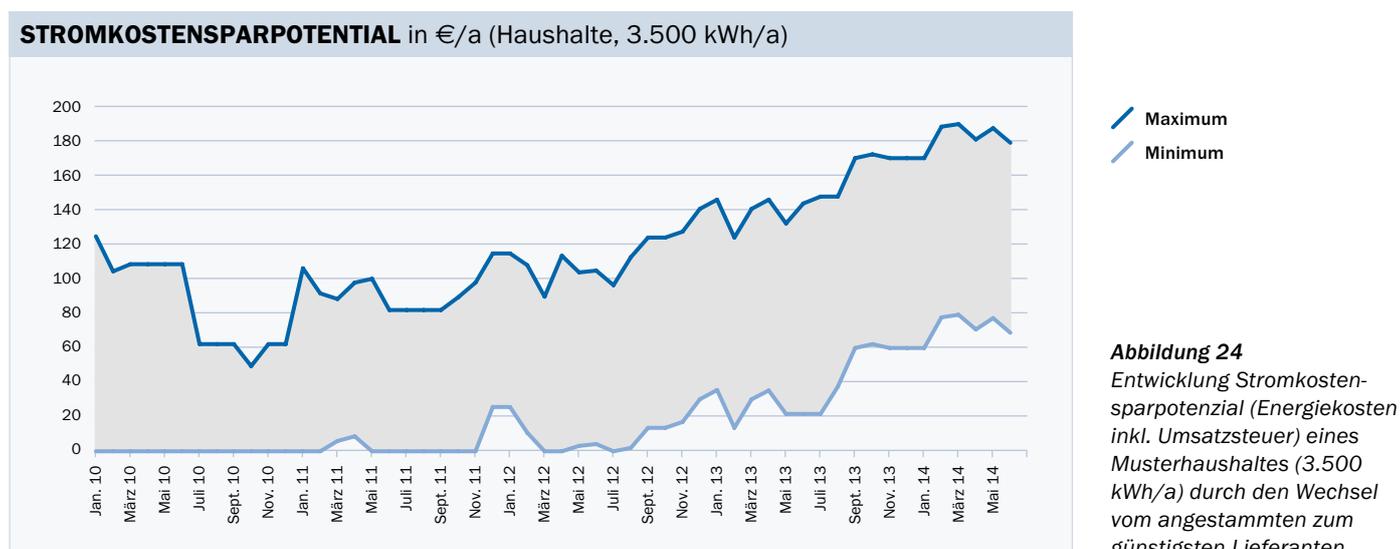


Abbildung 24
Entwicklung Stromkostensparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: Tarifkalkulator, E-Control

STROMKOSTENÄNDERUNGEN NACH KOMPONENTEN* 2013/2014

Energiepreis
 Netzpreis
 Steuern und Abgaben
 Gesamt

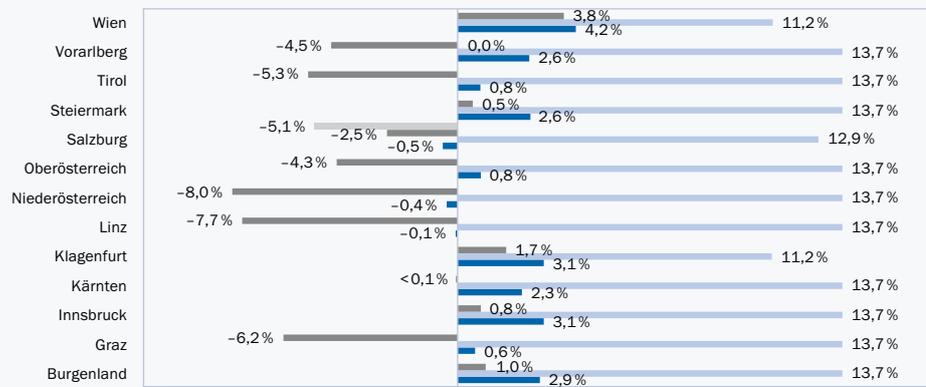


Abbildung 25
Stromkostenänderung nach Komponenten 2013/14

* Für einen Musterhaushalt mit 3.500 kWh/a; Energiepreis des angestammten Lieferanten ohne Rabatte; Netzpreis inkl. Netznutzungs-, Netzverlust- und Messentgelt; Veränderung von Steuern und Abgaben berücksichtigt Umsatzsteuer nicht.

Quelle: E-Control

Die Netznutzungsentgelte wurden Anfang 2014 geändert, wodurch sich je nach Netzbereich Senkungen oder Erhöhungen ergaben. Die höchste Erhöhung erfuhren Haushaltskunden in Wien mit +3,8%, die höchste Preissenkung Haushaltskunden in Niederösterreich.

Die Ökostromkosten (Ökostromförderbeiträge) stiegen im Jahr 2014 stark an. Ein Musterhaushalt mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh/a bezahlt statt 54 EUR beispielsweise nun 68 EUR exkl. USt. (+26%). Ohne Berücksichtigung der eventuellen Kosteneinsparung beim Lieferantenwechsel erfuhren Haushalte in Wien mit Anfang 2014 die stärkste Kostenerhöhung (insgesamt 26

EUR), eine geringe Entlastung von 4 EUR gab es für Kunden in Salzburg (Abbildung 25).

Gewerbe

Mit Ende 2013 wurde das Preisvergleichsangebot der E-Control für Endkunden erweitert. Neben Haushaltskunden, KMUs und großen Industriekunden, welche Tarifkalkulator, KMU Energiepreis-Check oder die veröffentlichten Industriepreisvergleiche als Hilfe bei der Auswahl des Strom- und Gas-Lieferanten heranziehen können, steht mit dem Gewerbe-Tarifkalkulator nun auch für kleinere Gewerbetunden mit standardisierten Lastprofilen eine Online-Applikation zur Verfügung. Die ersten Datenanalysen zeigen, dass die Bestbieterangebote für Strom inkl. Neukundenrabatte für

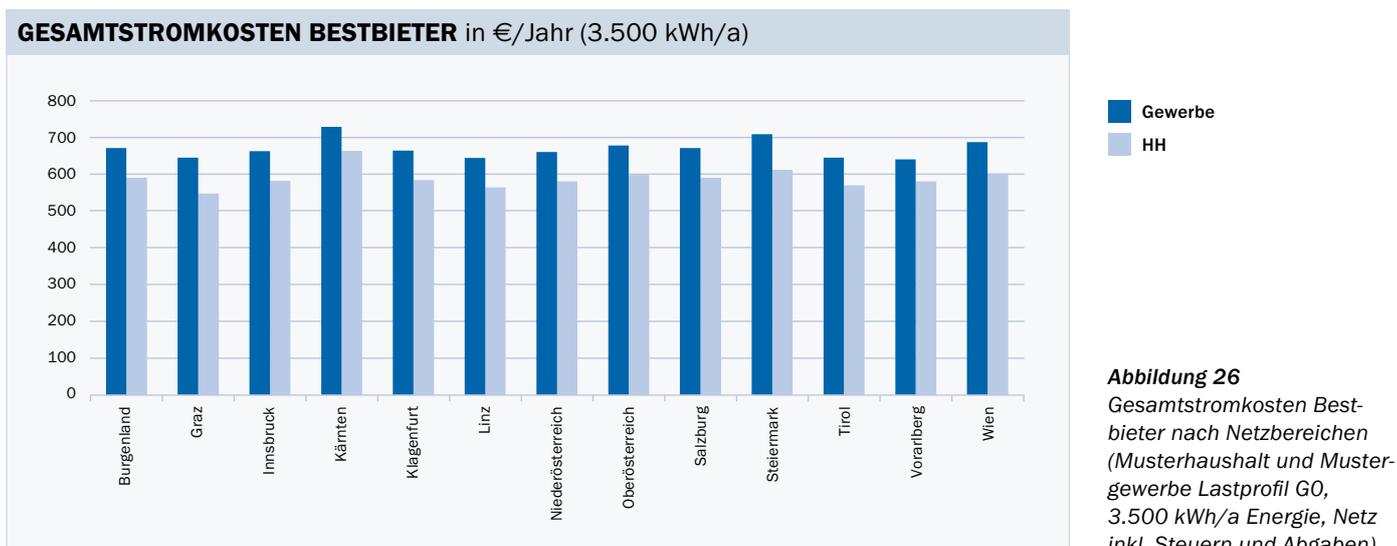


Abbildung 26
Gesamtstromkosten Bestbieter nach Netzbereichen (Musterhaushalt und Muster-gewerbe Lastprofil G0, 3.500 kWh/a Energie, Netz inkl. Steuern und Abgaben)

Quelle: Tarifikalkulator, Stand Februar 2014, E-Control

Gewerbe zwischen 10% bis 15% höher liegen als die Angebote für Haushalte. Die Gewerbe-Produkte der lokalen Anbieter sind bis zu 5% höher als deren Produkte für Haushalte. Im Gegensatz dazu sind die Angebote im Gasbereich für beide Kundengruppen fast gleich.

Die Mehrheit der Anbieter hat für das gleiche Serviceangebot eine gleich hohe Grundpauschale für Haushalte wie für Gewerbe. Diese beträgt abhängig vom Jahresverbrauch zwischen 1% und 15% des gesamten Nettoenergiepreises. Der Preisunterschied ist vor allem auf den Arbeitspreis zurückzuführen, der bei einigen Lieferanten für Gewerbekunden wesentlich höher ausfällt. Gewerbekunden finden im Tarifikalkulator zwischen 10 und 15 Angebote für Strom bzw. 4 bis 12 Angebote für Gas. Dagegen können Haushaltskunden zwischen 25 und 37 Angeboten für Strom

und 5 bis 19 Angeboten für Gas wählen. Gewerbekunden in Graz können aus der höchsten Anzahl an Angeboten wählen, während Betriebe in Tirol und Vorarlberg die kleinste Produktpalette vorfinden³⁵.

Preise im europäischen Vergleich

Die Preise für Haushalte inkl. aller Steuern haben sich im europäischen Vergleich in unterschiedliche Richtungen entwickelt. Während sie in der zweiten Hälfte 2013 verglichen mit dem gleichen Vorjahreszeitraum in Ungarn ein Minus von 18% und in Polen von 6% verzeichneten, stiegen sie in Frankreich um 9,6% und in Deutschland um 9,2% an. In Österreich gab es eine kaum spürbare Senkung von 20,24 Cent/kWh auf 20,18 Cent/kWh. Der Durchschnitt der EU-28-Länder ist um 2,8% von 19,54 Cent/kWh auf 20,09 Cent/kWh gestiegen (Abbildung 28). Der

³⁵ E-Control Tarifikalkulator Stand Februar 2014 (Abbildung 26, 27)

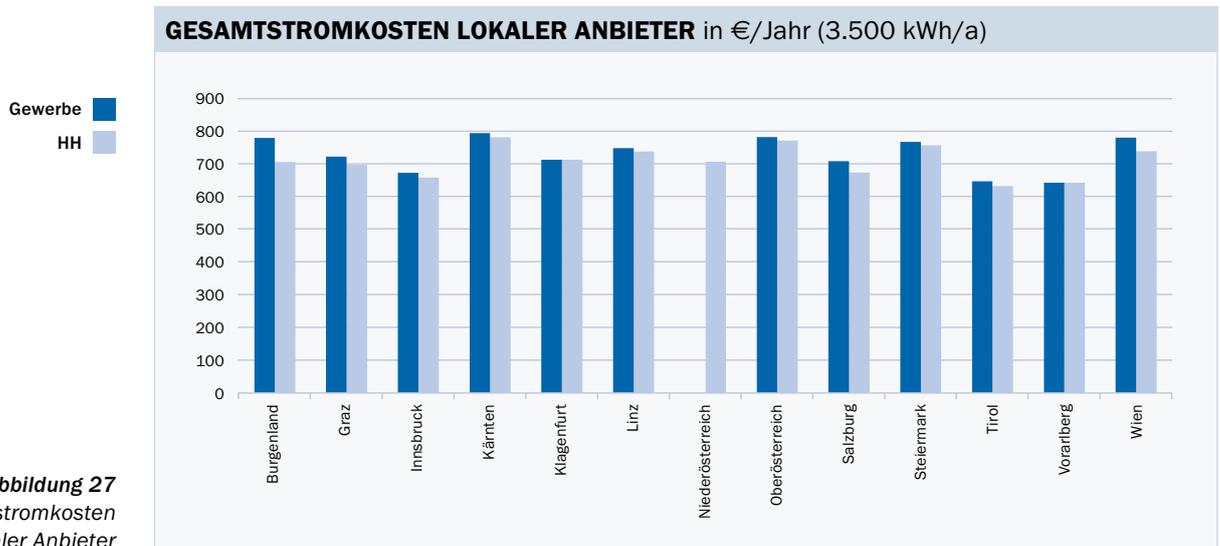


Abbildung 27
Gesamtstromkosten
lokaler Anbieter

Quelle: Tarifikalkulator, Stand Februar 2014, E-Control

nicht regulierte Anteil (Energie) an den Gesamtkosten ist in Wien zwischen Ende 2012 und Mitte 2014 von 41% auf 37% gesunken. Die höchsten Werte sind in Athen (63%) sowie in London und Dublin (58%) zu finden, das Minimum mit 15% in Kopenhagen, wo Steuern und Abgaben einen Wert von 56% am Gesamtpreis ausmachen. In Wien liegt der Anteil des Energiepreises an den Gesamtkosten mit 37% weit über dem Durchschnitt von 28% (Abbildung 29).

Sondervertragskundensegment

Die Ergebnisse der Industriepreiserhebung³⁶ zeigen im 2. Halbjahr 2013 einen leichten Anstieg der Preise verglichen mit dem ersten Halbjahr. Gegenüber dem Vorjahr kam es zu einer Senkung der Preise um 4%. Die durchschnittlichen Preise betragen in allen

Kategorien unter 6 Cent/kWh. Die niedrigsten Preise wurden in der Gruppe mit einer Abnahme größer als 10 GWh und mehr als 4.500 Volllaststunden beobachtet (Abbildung 30).

In den Sommermonaten 2013 führte die E-Control zum fünften Mal eine Befragung bei Unternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von mehr als 2 GWh durch. Die Entwicklung des Versorgerwettbewerbs wurde dabei als positiv, jedoch noch immer unterdurchschnittlich bewertet. Der Marktpreis im Strombereich wird bei der Befragung als gerechtfertigter angesehen als in den Vorjahren.

Die Industriestrompreise in Österreich lagen im Jahr 2013 (Energie und Netz exkl. Steu-

³⁶ Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Januar und Juli) mittels Online-Formular die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Die Ergebnisse werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.

HAUSHALTSTROMPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH in Cent/kWh

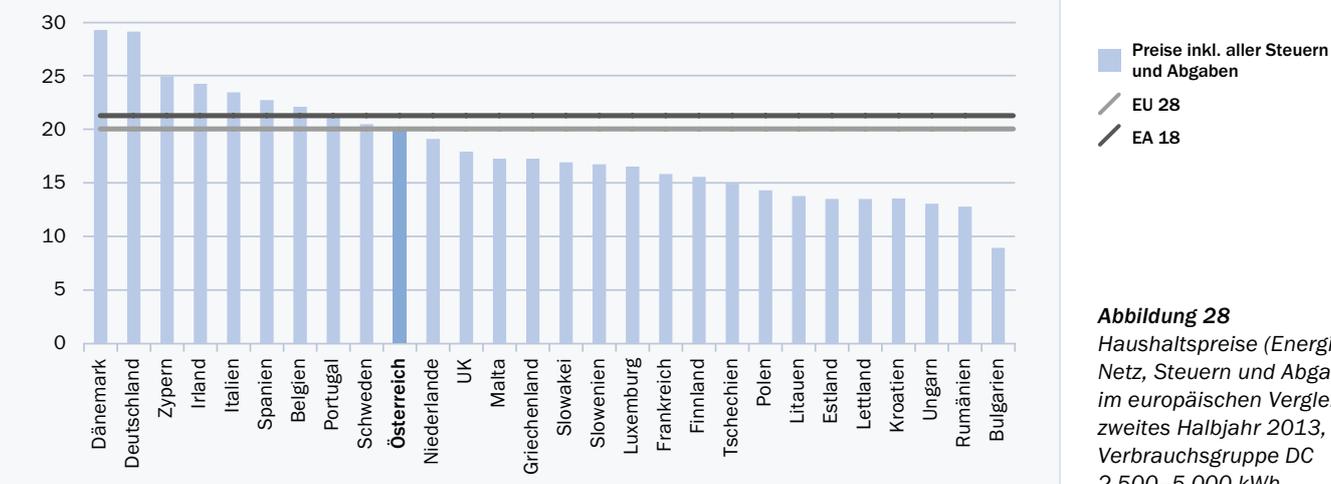


Abbildung 28
Haushaltspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2013, Verbrauchsgruppe DC 2.500–5.000 kWh

Quelle: Eurostat, Stand 15.9.2014

AUFTEILUNG DER STROMKOSTEN IM INTERNATIONALEN STÄDTEVERGLEICH in %

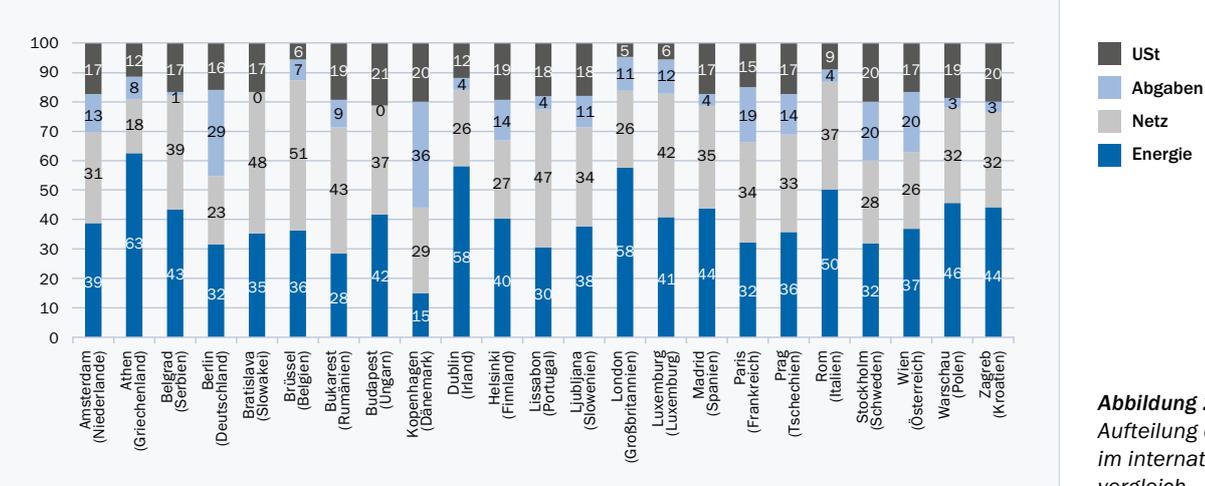


Abbildung 29
Aufteilung der Stromkosten im internationalen Städtevergleich

Quelle: HEPI³⁷ Mai 2014, E-Control

³⁷ Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control, der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH sowie in Zusammenarbeit mit VaasaETT erstellt. Für diesen gewichteten Haushaltspreisindex, dem die allgemeinen Preisentwicklungen von ganz Europa zugrunde liegen, werden die Strom- und Gaspreise des jeweils vorherrschenden Versorgers und seines stärksten Konkurrenten in den Hauptstädten herangezogen. Es werden jeweils die von den Konsumenten am meisten genutzten Tarife in die Analyse mit einbezogen.

ern und Abgaben) unter dem europäischen Durchschnitt (Abbildung 31). Billiger ist Strom z.B. in den Niederlanden, Schweden und Frankreich. Deutlich mehr kostet Strom hingegen z.B. in UK, Spanien, Italien, Deutschland und Dänemark.

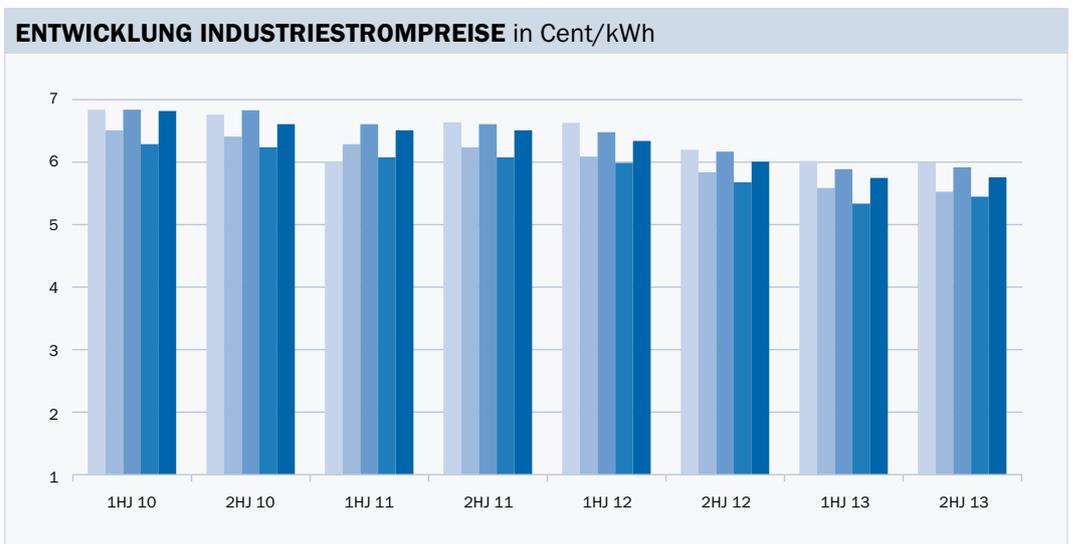


Abbildung 30
Entwicklung
Industriestrompreise
1. Halbjahr 2010
- 2. Halbjahr 2013

Quelle: E-Control

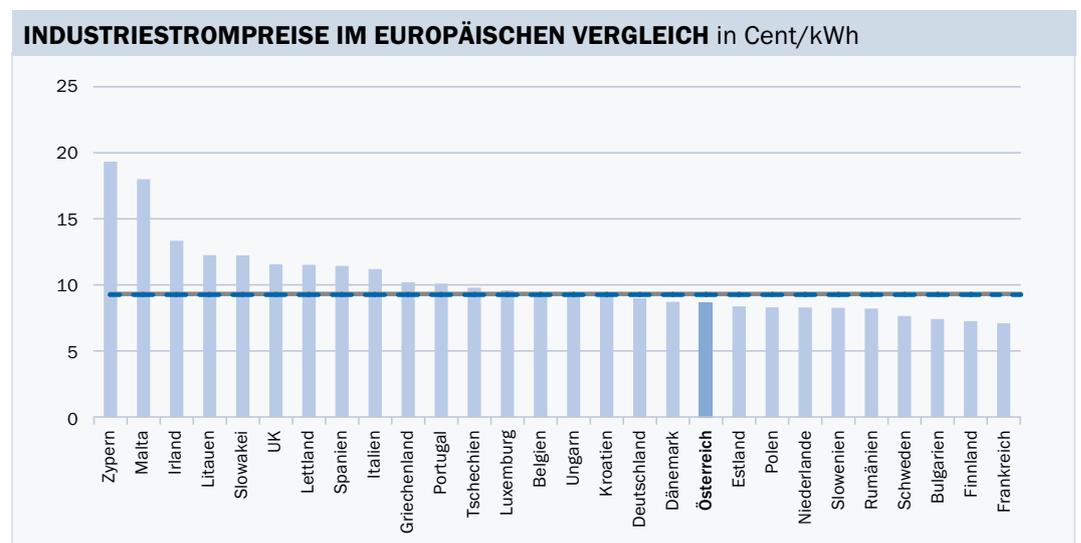


Abbildung 31
Industriestrompreise
(Energie und Netz) im
europäischen Vergleich
(500–2000 MWh), exkl.
Steuern und Abgaben,
zweites Halbjahr 2013

Quelle: Eurostat, Stand 13.6.2014

UNTERSUCHUNGEN UND MASSNAHMEN ZUR WETTBEWERBSFÖRDERUNG

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 notwendigen 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 soll die Untersuchung vor allem auch die bisherigen zugrundeliegenden Annahmen der E-Control-Margenrechnung analysieren.

Versorgungssicherheit Strom

ENTWICKLUNG ANGEBOT UND NACHFRAGE

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.

Auf Grundlage verschiedener Annahmen bezüglich der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2020 ein energetischer Endverbrauch von 66.612 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,1% entspricht. Dies ist wiederum ein Rückgang gegenüber der Prognose aus dem Vorjahr, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von knapp 1,5% pro Jahr bis 2020

prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigt sich das niedrige Nachfragewachstum in den letzten sechs Jahren (Ausnahme 2010), welches im Modell Eingang fand.

Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speicherinhalte von (Pump-)Speicherkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumen, Wasserführung etc. geringer ist als die installierte Kraftwerksleistung.

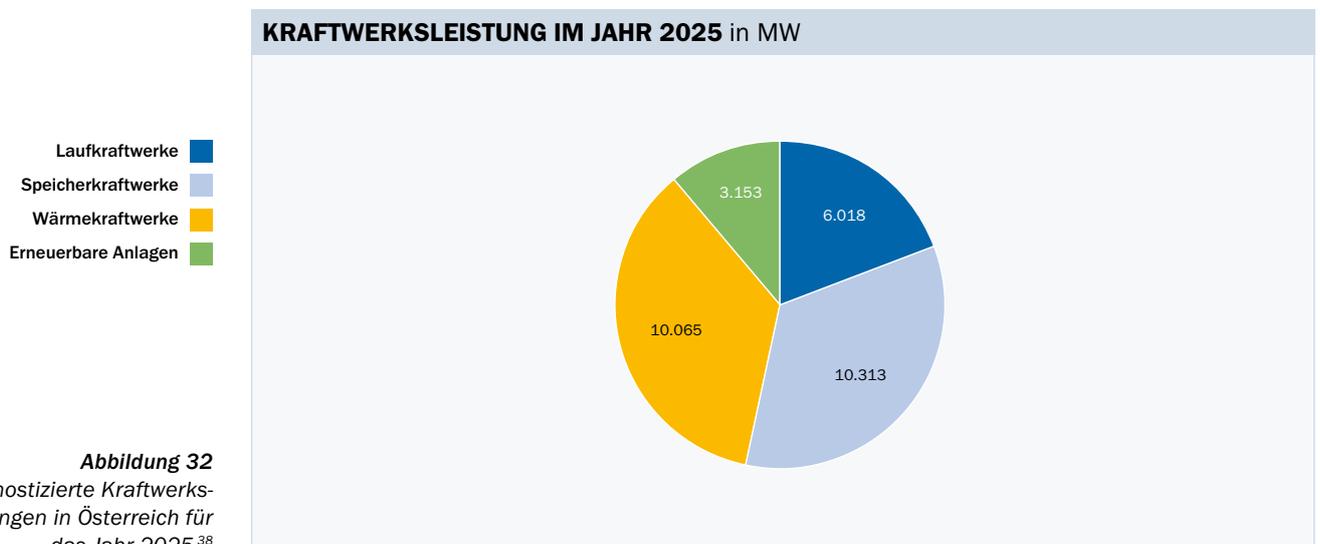
In der Umsetzung des § 20i Abs 1 Energieleitungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) wurden für den diesjährigen Report die Kraftwerksausbauprojekte bis zum Jahr 2025 erhoben. Die in Abbildung 32

aufgelisteten in Planung, Einreichung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende Juni 2013. Um eine realistischere Einschätzung der gesicherten Leistung zu erhalten, wurde 2012 erstmals ein Simulationsmodell angewandt. Eine detaillierte Darstellung findet sich im Annex des Vorjahresberichts. Durch die genauere Abschätzung der verfügbaren Kraftwerksleistung soll vor allem der strukturellen Veränderung im Kraftwerkspark Rechnung getragen werden.

Das Hauptaugenmerk bei der Erhebung gemäß Energielenkungsgesetz liegt auf Wasser- und Wärmekraftwerken, da Projekte aus erneuerbaren Energiequellen (Windenergie, Biomasse, PV etc.) einerseits einer großen Abhängigkeit von den ergriffenen Fördermechanismen unterliegen, andererseits, wie

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

Die bis zum Jahr 2025 neu hinzukommende Kraftwerksleistung beläuft sich gemäß dieser Erhebung (ohne Erneuerbare) auf 4.785 MW, wovon 2.981 MW auf Wasserkraftwerke und 1.804 MW auf thermische Kraftwerke entfallen. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten von kleiner 25 MW fließen, sofern diese bekanntgegeben wurden,



Quelle: E-Control

³⁸ inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann

ebenfalls in die resultierenden Prognosen ein. Zusätzlich werden in Abbildung 32 auch gemeldete Stilllegungen berücksichtigt.

Basierend auf der mit Hilfe von MEDA prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung lässt sich die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonometrisch, schätzen. Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2013 und 2020 von 114 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 33 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Dabei wird in Szenario 1 die konservative Annahme getroffen, dass nur in Bau befindliche Kraftwerke tatsächlich ans Netz gehen werden, während in Szenario 2 zusätzlich eingereichte Projekte berücksichtigt werden. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen auf Basis der

rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100 % verwirklicht werden.

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

AUSBAU DER STROMNETZE UND NETZWARTUNG

Neben dem österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetz müssen durch die in-

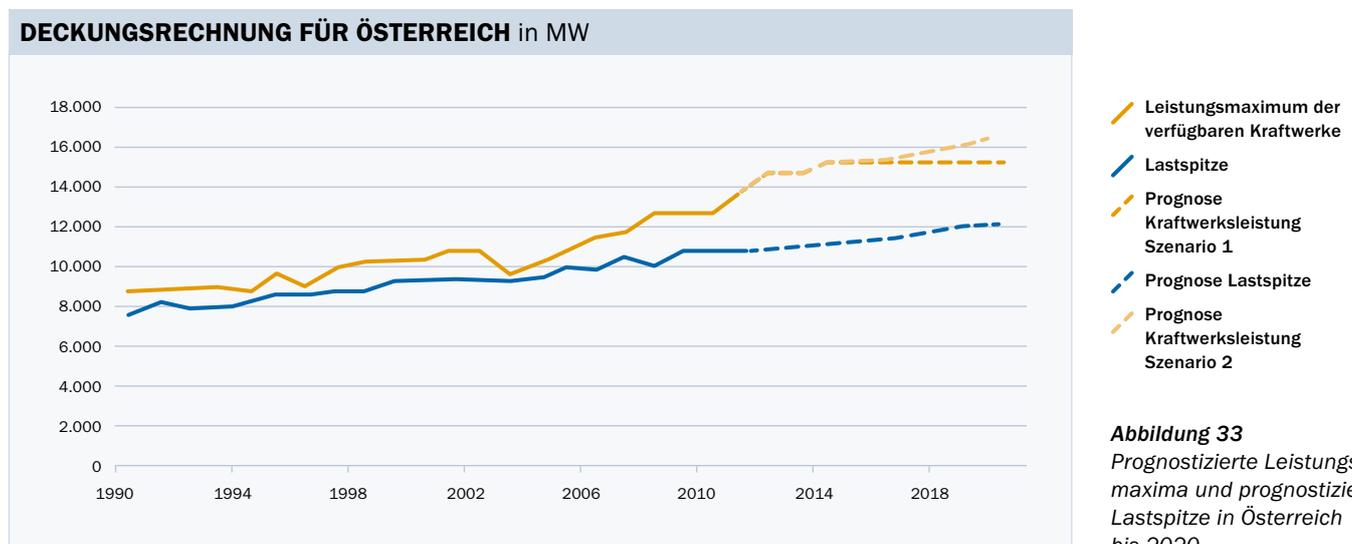


Abbildung 33
Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020

Quelle: E-Control

ternationale Verbindung der Netze die Versorgungssicherheit und auch das Funktionieren eines überregionalen Marktes gewährleistet sein. Deshalb muss in diesem Zusammenhang auf die Notwendigkeit langfristiger Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen hingewiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeführt werden muss. Dabei veröffentlicht der Übertragungsnetzbetreiber APG für Österreich seit 2009 (seit 1. Januar 2011 mit Tirol, seit 1. Januar 2012 mit Vorarlberg) regelmäßig einen Masterplan als Grundlage für die mittel- und langfristige Netzplanung. Dieser Masterplan ist auch Grundlage für die von ENTSO-E veröffentlichten Prognosen zur Versorgungssicherheit. Auf Basis des Masterplans veröffentlicht die APG den, gemäß § 37 EIWOG 2010, gesetzlich verpflichtenden 10-Jahres-Netzentwicklungsplan, welcher von der E-Control zu genehmigen ist.

Die Erweiterungsprogramme folgen langfristigen technischen und wirtschaftlichen Aspekten. Prognostizierte Lastflüsse, Sicherheits- und Zuverlässigkeitsüberlegungen spielen ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Weiterentwicklung der Netze. Die durchgeführten Erhebungen belegen bzw. bestätigen die bisherigen Ergebnisse, dass die nationalen Hoch- und Höchstspannungsnetze in den nächsten Jahren kontinuierlich instand gehalten und erweitert werden müssen. Es ist darauf Bedacht zu nehmen, dass eine rasche Abwicklung der erforderlichen Genehmigungsverfahren, vor allem für Netzausbauprojekte im Höchstspannungsübertragungsnetz, unbedingt notwendig ist, da nur dadurch die Umsetzung rechtzeitig sowie nach Plan und Bedarf erfolgen kann, um auch den prognostizierten Zubau an Erzeugungsleistung zeitgerecht anschließen und in Betrieb nehmen zu können.

Cyber-Security-Initiative

Um bestmöglich auf Cyberattacken auf die heimische Strominfrastruktur vorbereitet zu sein, startete die E-Control, als zuständige Energieregulierungsbehörde, gemeinsam mit der Elektrizitätswirtschaft, vertreten durch deren Interessenvertretung Oesterreichs

Energie, sowie gemeinsam mit dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG), dem Bundeskanzleramt sowie den zuständigen sicherheitsrelevanten Bundeministerien und dem Kuratorium Sicheres Österreich (KSÖ) im Januar 2013 ein

speziell auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft ausgerichtete Cyber-Security-Projekt. Ziel der gemeinsamen, auf freiwilliger Kooperation beruhenden Initiative war es, in einem strukturierten, auf internationalen Standards basierenden Analyse- und Bewertungsprozess systemrelevante Risiken für die Versorgungssicherheit im Strombereich durch die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) detailliert zu beleuchten.

PROJEKTERGEBNISSE UND HANDLUNGSFELDER

Die nun vorliegende Risikoanalyse, welche auf der Auswertung von technisch-organisatorisch dargestellten IT-Kommunikationsbeziehungen auf mehreren Ebenen beruht, ist das Ergebnis aus 10 Expertenworkshops sowie rund 28 Expertengesprächen mit Vertretern aus Wirtschaft und Wissenschaft. Aus knapp 120 Einzelgefahren in 15 Gefahrenfeldern wurden 73 Einzelrisiken unterschiedlicher Priorität identifiziert, für die in weiterer Folge adäquate und größenspezifische Handlungsempfehlungen ausgearbeitet wurden. In einem ersten Schritt wurden gemeinsam systemrelevante Risiken durch Cyber-Attacken auf die österreichische Stromversorgung analysiert, bewertet und in einer übersichtlichen Risikomatrix abgebildet. In einem zweiten Schritt wurden Handlungsempfehlungen for-

muliert, die nun in einem strukturierten Folgeprozess schrittweise umgesetzt werden.

Die während des Prozesses gewonnenen Erkenntnisse bilden dabei einen wichtigen Beitrag zur Sicherheit des österreichischen Stromnetzes.

GEMEINSAME KOOPERATION UND INITIIERTER FOLGEPROZESS

Das gemeinsame Projekt stellt ein gelebtes Beispiel für ein erfolgreiches Public-Private-Partnership-Projekt dar, mit dem die Kommunikation und Kooperation zwischen privaten und öffentlichen Akteuren verbessert werden kann. Für die Umsetzung der erarbeiteten Handlungsmaßnahmen wurde ein interdisziplinärer Folgeprozess in Kombination mit einem kontinuierlichen Evaluierungs- und Verbesserungsprozess im Frühjahr 2014 gestartet. Des Weiteren wurde mit Juni 2014, aufbauend auf den Projektergebnissen, ein separater Analyse- und Bewertungsprozess von IKT-Sicherheitsrisiken mit der österreichischen Gaswirtschaft gestartet.

DER ÖSTERREICHISCHE GASMARKT

Netzregulierung

GASNETZENTGELTVERFAHREN INNERHALB DER ANREIZREGULIERUNG

Die Regulierungssystematik im Bereich der Gasverteilernetze befindet sich seit 1. Januar 2013 in der zweiten Anreizregulierungsperiode. Für die zweite Regulierungsperiode (1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2017) wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst und damit die Entgelte für 2013 erstmals nach der angepassten Systematik bestimmt. Zwar wurde der Zielwert (Effizienzziel) mit Ende 2017 unverändert beibehalten, jedoch wurde auf Basis einer geprüften Kostenbasis des Geschäftsjahres 2011 und anhand eines Zielerreichungsgrades der Kostenpfad für die zweite Periode neu „eingestellt“. Weiters wurden sowohl die Erweiterungsfaktoren (Betriebskosten- und Investitionsfaktoren) als auch der Finanzierungskostensatz einer Revision unterzogen. Darüber hinaus wurde im Rahmen der Regulierungsformel ein Qualitätselement eingeführt, welches jedoch bis auf weiteres keine Wirkung entfalten wird.

Laut § 79 GWG 2011 haben die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und sind differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Investitionen sind in angemessener Weise ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Für die Ermittlung der Kosten sind Zielvorgaben zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren. Dabei sind die festgestellten Kosten sowohl um generelle Zielvorgaben, die sich an Produktivitätsentwicklungen orientieren, als auch um die

netzbetreiberspezifische Teuerungsrate anzupassen. Individuelle Zielvorgaben können aufgrund der Effizienz der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben (Zielerreichungszeitraum) kann durch die Regulierungsbehörde im jeweiligen Kostenbescheid in ein- oder mehrjährige Regulierungsperioden unterteilt werden. Beeinflusst das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen die Kosten des Netzbetreibers durch Verrechnungen, muss der Netzbetreiber diese Kosten ausreichend belegen. Um Quersubventionen zwischen Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten zu verhindern, hat daher das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen auf Verlangen der Regulierungsbehörde die Kalkulationsgrundlage für die Verrechnungen vorzulegen.

FESTLEGUNG DER NETZENTGELTE

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 Novelle 2014) waren, wie schon in den Jahren zuvor, die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem gesamten Investitionsvolumen von mehr als 400 Mio. EUR bis Ende 2013 wesentliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Entgelte. Die Süd- und Westschiene sind ein wesentlicher Einflussfaktor für die Kostenermittlung, da die Investitionsabgeltung beinahe 40% der Kosten der Ebene 1 bzw. rund 15% der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Um auch im Verteilernetz Investitionen und zusätzliche Betriebskosten während der Anreizregulierung abdecken zu können, wird für Verteilernetzbetreiber ein Investitions- und

Betriebskostenfaktor gewährt, der zusätzliche Anreize für Investitionen im Verteilernetz (vor allem Verdichtung und damit bessere Ausnutzung des bestehenden Leitungsnetzes) bringen soll. Diese beiden Faktoren stellen sicher, dass Verteilernetzbetreiber ihre bestehenden Gasnetze sicher und zuverlässig betreiben können und darüber hinaus auch Erweiterungen zur Gewinnung neuer Kunden ermöglicht werden. Neben den getätigten Investitionen in Leitungsprojekte schlägt aufgrund der gesunkenen Nachfrage nach Gas auch die erstmalige Anwendung des Regulierungskontos in den meisten Netzbereichen kostenerhöhend zu Buche.

Die Tarifierungsmenge ist nicht zuletzt aufgrund des Wegfalls des verbrauchsschwachen Jahres 2009 im Vergleich zum letzten Jahr leicht gestiegen. Als Mengenbasis zum Ausgleich saisonbedingter Verbrauchsschwankungen wird ein 3-Jahresmittel der letztverfügbaren Jahre herangezogen. Für die gegenständliche Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelteverordnung (GSNE-VO) 2013 Novelle 2014 sind dies die Mengen des Jahres 2010 bis 2012.

Stärkere Entgeltanpassungen (Abbildung 35 und Abbildung 36) sind in den Netzbereichen Steiermark und Niederösterreich erforderlich, die im Wesentlichen durch Investitionen in die Südschiene verursacht werden, denen aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine Erlöse durch steigende Absatzmengen gegenüberstehen. Die maßgebliche Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist in erster Linie durch den massiven Anstieg der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 begründet. Die Entwicklung der Entgelte im Netzbereich Oberösterreich ist vorwiegend durch die erstmalige

Stärkere Entgeltanpassungen (Abbildung 35 und Abbildung 36) sind in den Netzbereichen Steiermark und Niederösterreich erforderlich, die im Wesentlichen durch Investitionen in die Südschiene verursacht werden, denen aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine Erlöse durch steigende Absatzmengen gegenüberstehen. Die maßgebliche Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist in erster Linie durch den massiven Anstieg der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 begründet. Die Entwicklung der Entgelte im Netzbereich Oberösterreich ist vorwiegend durch die erstmalige

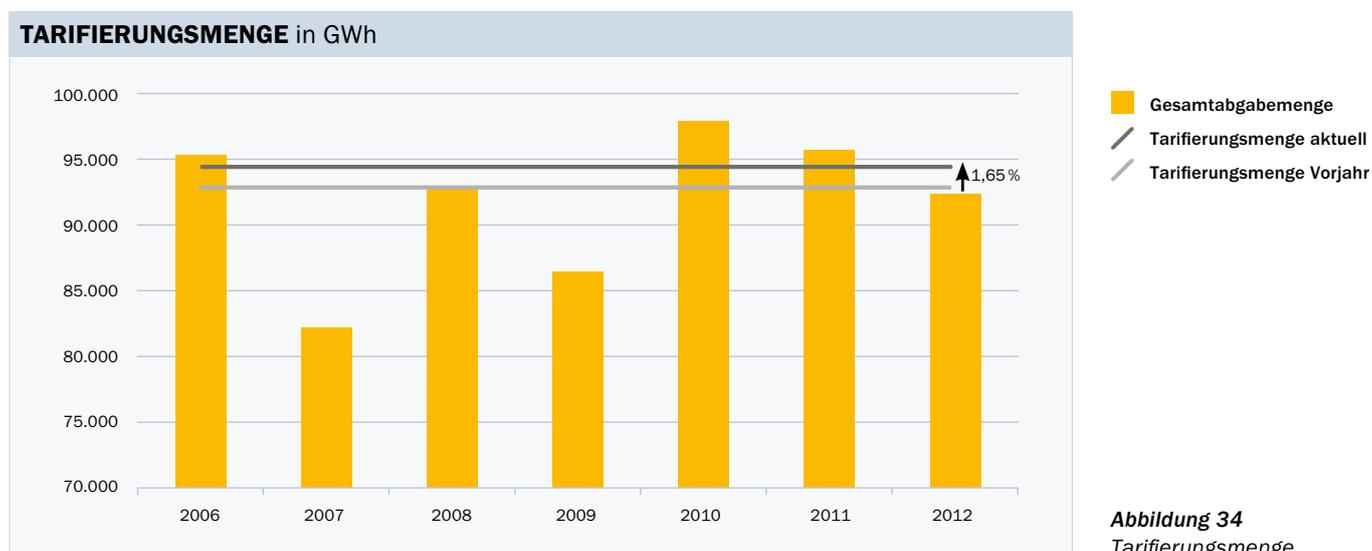


Abbildung 34
Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

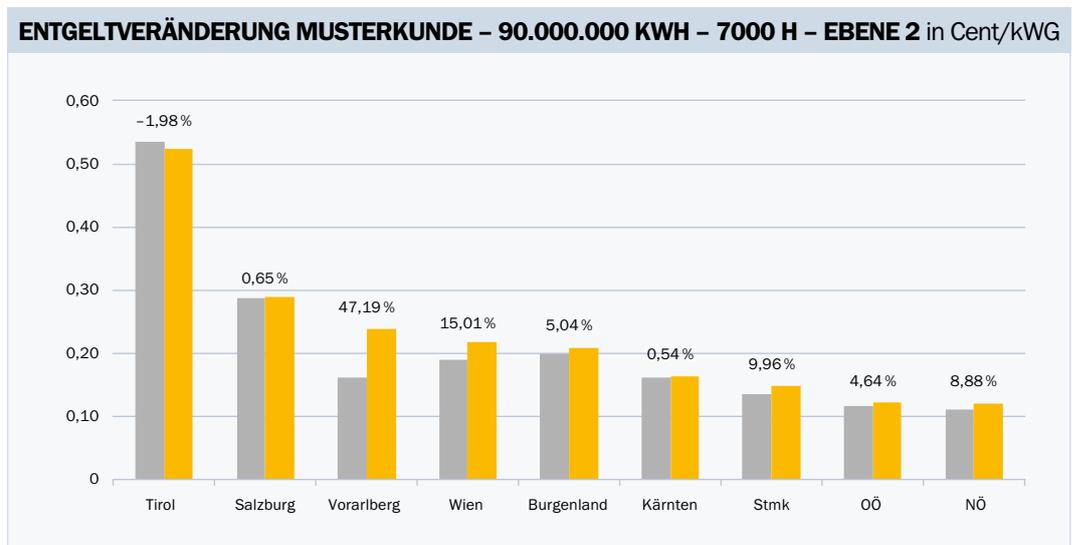


Abbildung 35
Entgeltveränderung Musterkunde – 90.000.000 kWh – 7000 h – Ebene 2

Quelle: E-Control

Anwendung des Regulierungskontos gem. § 71 GWG 2011 geprägt. Die Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Vorarlberg ist auf den Umstand zurückzuführen, dass aufgrund der Marktmodellumstellung im Marktgebiet Vorarlberg mit 1. Oktober 2013 die Ausspeisekapazitäten aus dem deutschen Netz in das Marktgebiet Vorarlberg nunmehr zentral vom Verteilergiebtsmanager gebucht werden und diese Kosten erstmalig für ein gesamtes Kalenderjahr in die Entgeltfestlegung eingeflossen sind. Insbesondere betrifft die Netzkostenerhöhung die Kunden der Zonen C und D, für die sich durch die Umstellung des Gasmarktmodells allerdings die Dienstleistungsqualität entscheidend verbessert hat. Dass dieser Umstand auf die Entgelte in Tirol, das von der Marktmodellumstellung genauso betroffen ist, weniger durchschlägt, ist in erster

Linie durch die positive Mengenentwicklung in diesem Netzbereich begründet.

Erstmals ist in den Entgelten auch ein eigenes Entgelt für Netzbenutzer (Kraftwerksbetreiber und andere Großabnehmer), mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von mehr als 400.000 kWh/h verankert, der es möglich macht, Kraftwerke auf Basis der Tageshöchstleistung abzurechnen. Damit soll gewährleistet werden, dass die genannten Netzbenutzer ihre Anlagen flexibler einsetzen können. Dieses Entgelt kann von den jeweiligen Netzbenutzern (hauptsächlich Gaskraftwerke) einmal innerhalb von zwölf Monaten beantragt werden und soll sicherstellen, dass Großabnehmer wieder einen höheren Beitrag zu den Netzkosten des Gassystems in Österreich leisten.

ENTGELTVERÄNDERUNG MUSTERKUNDE – 15.000 KWH – EBENE 3 in Cent/kWG

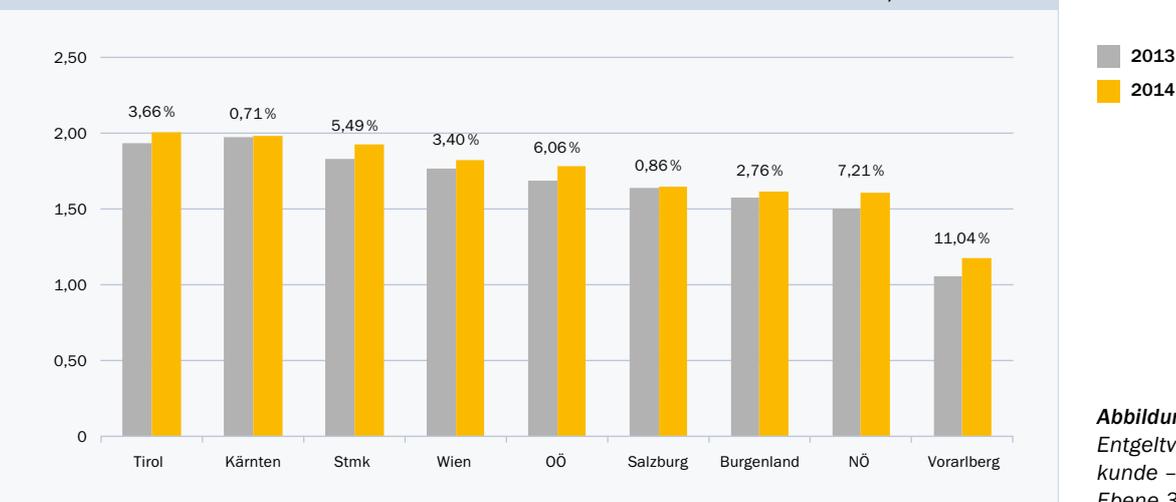


Abbildung 36
Entgeltveränderung Musterkunde – 15.000 kWh – Ebene 3

Quelle: E-Control

Im Fernleitungsnetz kommen die – durch den Vorstand der E-Control im Jahr 2012 genehmigten – Entgeltmethoden zur Anwendung. Aufgrund dieser durch die genehmigte Methode und vom Vorstand der E-Control festgestellten Kosten bestimmte die Regulierungskommission im Jahr 2012 Entgelte (Entry/Exit-Entgelte für die Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes), die für die gesamte Regulierungsperiode im Fernleitungsnetz (2013 bis 2016) Gültigkeit besitzen.

INVESTITIONSTÄTIGKEIT DER ENERGIEUNTERNEHMEN

Ausgangslage für Investitionen in Gasnetze

Im Vordergrund bei den Investitionen der österreichischen Gasnetzbetreiber stand und stehen die Versorgungssicherheit des Inlandsbedarfs sowie der Beitrag zur Markt-

integration und Diversifizierung der Transportrouten. Nach dem Abschluss letztjähriger Großprojekte wie der West- bzw. Südschiene werden primär Projekte im Verteilernetz realisiert. Hierbei stehen neben Leitungen zur Speicheranbindung auch Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen ins Leitungsnetz im Vordergrund. Vereinzelt werden aber auch Projekte zu Leitungserweiterungen in Österreich realisiert, wobei hier auch der Druck über alternative Energieträger (Fern- bzw. Nahwärme) sowie Energieeffizienzanforderungen immer stärker wird und damit entscheidenden Einfluss auf Projektumsetzungen nimmt. Auf der nachstehenden Grafik zeigt sich ein leicht differenziertes Bild im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren. Wie schon zuvor beschrieben, wurde im Fernleitungsbereich vor allem in den Jahren 2009 bis 2011 investiert.

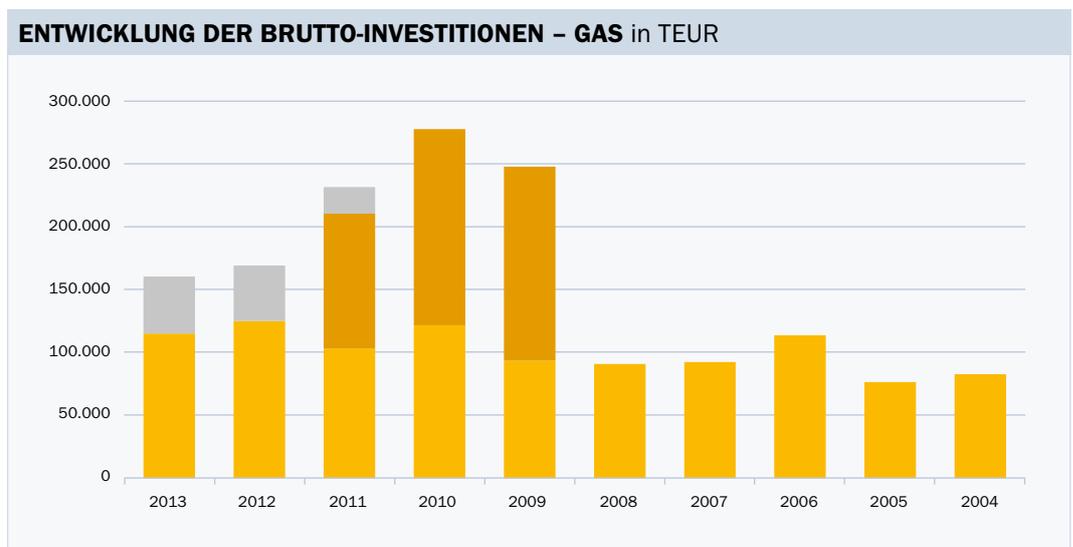


Abbildung 37
Entwicklung der Brutto-Investitionen Gas

Quelle: E-Control, aggregierte Unternehmensdaten, Anlageklassen 2013; Anschaffungs- und Herstellkosten

Zusätzlich werden aufgrund alternder 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 erforderlich 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.

TECHNISCHE FUNKTIONSWEISE DES MARKTES

Neues Marktmodell

Ein Jahr „Marktmodell neu“ inkl. Adaptionen
Das neue Gasmarktmodell wurde wie geplant am 1. Januar 2013 eingeführt. Dank

intensiver Vorbereitungen aller Marktteilnehmer hat der Systemumstieg gut und beinahe reibungslos funktioniert, wobei kurzfristig aufgetretene Probleme zum Jahreswechsel ohne Beeinträchtigung des Marktes durch die Zusammenarbeit aller Beteiligten schnell gelöst werden konnten. Auch die Überführung von Verträgen und Kapazitäten von der „alten Welt“ (Punkt-zu-Punkt) in das neue Marktmodell (Entry-Exit) wurde erfolgreich bewältigt.

Dennoch konnten bei einigen Unternehmen die für eine erfolgreiche Registrierung erforderlichen vertraglichen Grundlagen für den Bilanzausgleich über die Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt (VHP) nicht rechtzeitig abgeschlossen werden. Um auch diesen Unternehmen den Start der operativen Tätigkeit mit 1. Januar 2013 zu ermöglichen, wurde

eine Übergangsbestimmung bis 28. Februar 2013 vorgesehen, die sogenannte „iBGV“-Lösung (für „interimistischer Bilanzgruppenverantwortlicher“). Diese umfasste jene Bilanzgruppenverantwortlichen, die bereits vor Kundmachung der Bestimmung einen Antrag auf Zulassung als Bilanzgruppenverantwortlicher bei der Regulierungsbehörde gestellt haben, die jedoch bis zum 17. Dezember 2012 16:00 Uhr die für die Abwicklung der Bilanzierung über die Erdgasbörse am VHP erforderlichen Anforderungen nicht erfüllten. Jene Bilanzgruppenverantwortlichen erhielten eine eingeschränkte Zulassung gem. § 93 GWG 2011, die vorerst bis zum 28. Februar 2013 befristet wurde. Konnte bis zu diesem Zeitpunkt die Börsenfähigkeit nicht nachgewiesen werden, erlosch die Genehmigung automatisch – dies traf letztendlich nur ein Unternehmen.

Seit der Systemumstellung wird der Markt und das Verhalten der Marktteilnehmer beobachtet, um etwaige unerwünschte Entwicklungen frühzeitig zu erkennen und entsprechend reagieren zu können.

Generell kann man sagen, dass sich der Markt aufgrund der Systemumstellung hinsichtlich des Netzzugangs- und Kapazitätsmanagements, aber auch hinsichtlich des Bilanzierungssystems positiv entwickelt hat. Seit 1. April 2013 werden alle Primärkapazitäten auf Fernleitungsebene über eine zentrale europäische Plattform PRISMA vermarktet, was sicherlich zu mehr Transparenz und Effizienz im Kapazitätsmanagement geführt hat. Den Fernleitungsnetzbetreibern wird es über eine gemeinsame Vermarktungsplattform auch wesentlich erleichtert, gebündelte

Kapazitätsprodukte an den Grenzkopplungspunkten anzubieten.

Grundsätzlich ist auch die Abwicklung der Ausgleichsenergiebewirtschaftung über die Börse am VHP positiv hervorzuheben. Es ist ausreichend Liquidität am Within-Day-Markt vorhanden. Aus den Erfahrungen der ersten zwölf Monate im neuen Marktmodell kann man ableiten, dass trotz einer teils relativ hohen Marktkonzentration in der Regel ausreichend Liquidität für Ausgleichsenergiebedürfnisse des Verteilergebiets vorhanden war (Details siehe „Ausgleichsenergie“). Aber nicht nur die Börse am VHP hat sich sehr gut entwickelt, auch die Handelsvolumina am OTC-Markt des VHP haben sich nach einem kurzen Einbruch zum Marktmodellwechsel sehr gut erholt und im Oktober 2013 den höchsten jemals beobachteten Wert erzielt.

Ein wesentlicher Kritikpunkt am neuen Marktmodell waren die Anreize von +20 bzw. -10% auf den stündlichen, mengengewichteten Durchschnittspreis der Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergebietsmanagers für die Endverbraucher in der Stundenbilanzierung. Diese Anreize waren aus Sicht der Marktteilnehmer zu hoch gegriffen bzw. sollten generell abgeschafft werden. Außerdem wurde eine symmetrische Beanreizung gefordert. E-Control hat die Anreize allerdings bewusst asymmetrisch gewählt, um der Anforderung der Versorgungssicherheit im Rahmen einer großen Systemumstellung Folge zu leisten. Auf Basis der Erfahrungen der ersten Monate mit dem neuen Marktmodell wurde diese Beanreizung allerdings mit der 1. Novelle 2013 zur GMMO-VO 2012 per 1. April 2013 auf einen

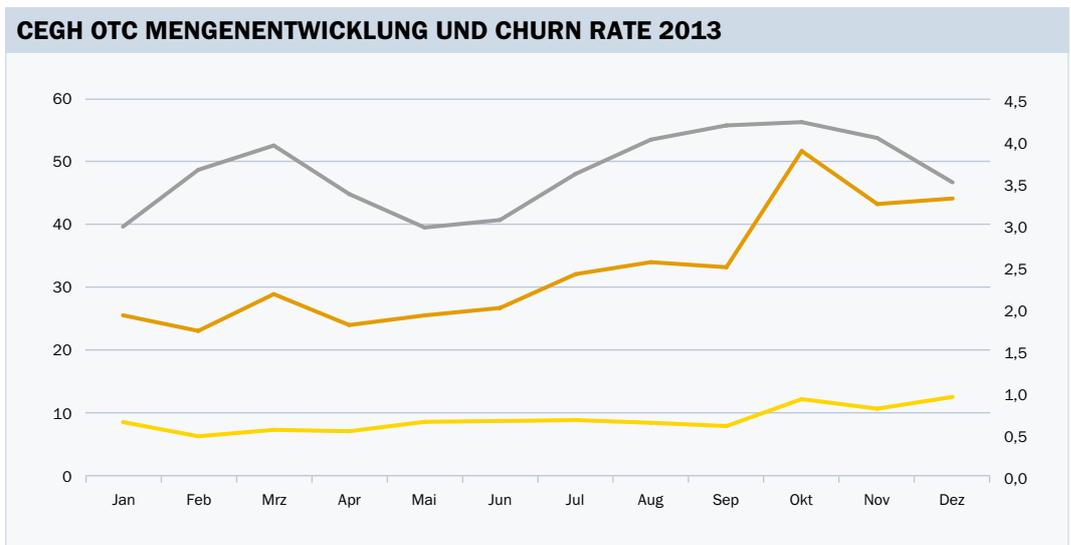


Abbildung 38
CEGH OTC Mengenentwicklung und Churn Rate 2013

Quelle: CEGH

symmetrischen Auf- und Abschlag von +/- 3% reduziert. Möglich wurde diese drastische Reduktion durch den großen verfügbaren Netzpuffer und die zum damaligen Zeitpunkt bereits abschätzbare Entwicklung auf dem Umlagekonto des Bilanzgruppenkoordinators. Im Zuge dieser Novelle wurde auch per 1. Oktober 2013 die Grenze der tagesbilanzierenden Endverbraucher von der ursprünglichen SLP-Grenze auf die vertraglich vereinbarte Höchstleistung von 10.000 kWh/h gehoben, womit ein noch größerer Endverbraucherkreis von der Tagesbilanzierung profitiert.

Auch in der zweiten Novelle 2013 zur GMMO-VO 2012 mit Inkrafttreten 1. Oktober 2013 wurden Optimierungen am System vorgenommen, vornehmlich in den Datenübermittlungspflichten. So wurde z.B. festgelegt,

dass der Verteilergiebtsmanager die ursprünglich auf den BGV abgestellten SLP-Verbrauchsprognosen nun versorgerscharf zu ermitteln und zu übermitteln hat. Weiters wurde das Fortschreiben von Ausgleichsenergiepreisen in der Tagesbilanzierung für Endverbraucher bei Nichtabrufen von physischer Ausgleichsenergie durch den Verteilergiebtsmanager vermieden, indem man in diesen Fällen auf den Börsereferenzpreis zurückgreift und diesen noch mit +/- 10% bearbeitet.

Die dritte Novelle zur GMMO-VO 2012 mit Inkrafttreten 1. Januar 2014 nimmt Bezug auf die schwierige Prognostizierbarkeit des Ergebnisses der monatlichen Ausgleichsenergieverrechnung bei den Bilanzgruppenkoordinatoren und den damit einhergehenden Entwicklungen auf den Umlagekonten der

CEGH BÖRSE MENGENENTWICKLUNG 2013 in TWh

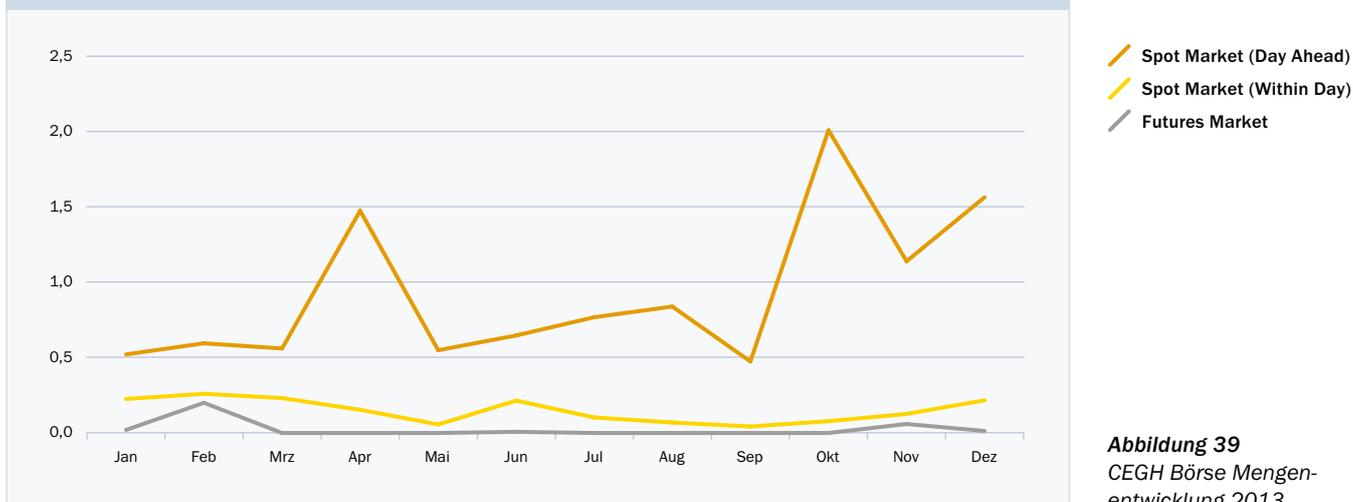


Abbildung 39
CEGH Börse Mengenentwicklung 2013

Quelle: CEGH

Marktgebiete. Es wurde geregelt, dass eine Festlegung der Umlage durch den jeweiligen Bilanzgruppenkoordinator für die nächsten drei, anstatt zuvor sechs, Monate zu erfolgen hat, was eine kurzfristigere Reaktion auf etwaige Mengen- und Preiseffekte in der Ausgleichsenergieverrechnung ermöglicht.

Auch abseits der GMMO-VO 2012 wurden Optimierungen am Marktmodell erarbeitet. So wurde z.B. gemeinsam mit dem Betreiber des VHP an der Reduktion der Abwicklungs- und Registrierungskosten mitgewirkt und auch die Höhe des Strukturierungsbeitrages wurde in Abstimmung mit der E-Control durch den Marktgebietsmanager gestaffelt und gesenkt.

Neues Marktmodell in Tirol und Vorarlberg
Gemäß den rechtlichen Rahmenbedingun-

gen 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 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 oder Vorarlberg bestimmten Erdgasmengen erfolgt per Nominierung am VHP 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 fin-

KOMMUNIKATIONSWEGE IM MODELL COSIMA

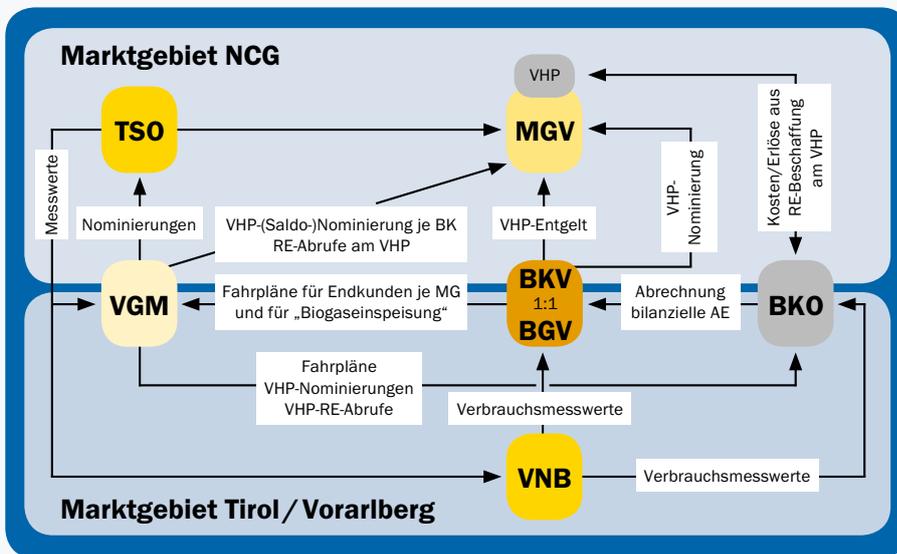


Abbildung 40
Kommunikationswege im Modell COSIMA am Beispiel reiner Endkundenversorgung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: E-Control

ANTEIL DER PHYS. AUSGLEICHSENERGIE AM GESAMTVERBRAUCH in %

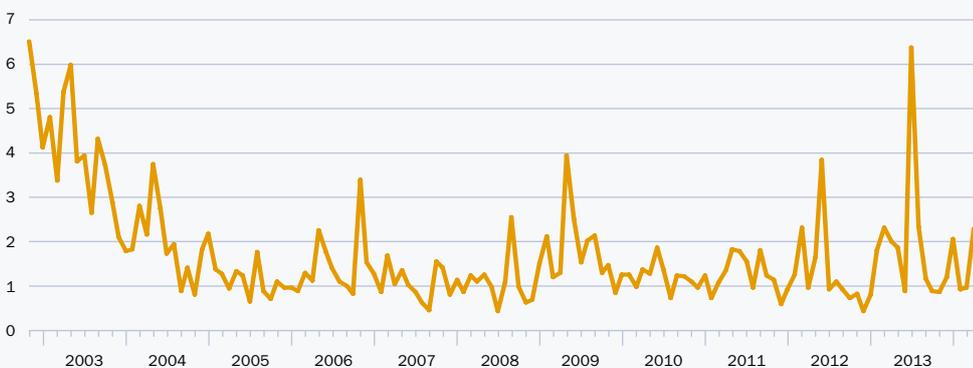


Abbildung 41
Anteil der phys. Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch in %

Quelle: AGCS

Lieferung AE
 phys. AE Kauf
 phys. AE Verkauf
 Bezug AE

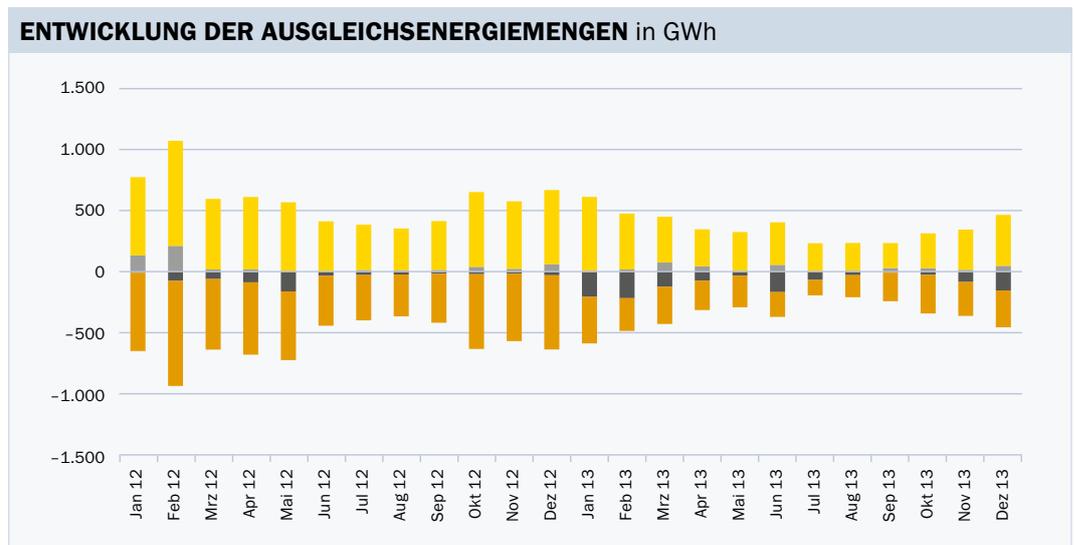


Abbildung 42
 Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen

Quelle: E-Control

den gemäß den österreichischen Marktregeln die Mechanismen der Ausgleichsenergieabrechnung Anwendung. Die Ausgleichsenergieabrechnung erfolgt durch den Bilanzgruppenkoordinator.

Ausgleichsenergie

In Abbildung 41 wird der Anteil physischer Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch aller Endkunden (Tages- und Stundenbilanzierer) ermittelt. Unter physischer Ausgleichsenergie sind alle Mengen zu verstehen, die der Verteilergiebtsmanager (VGM) von der MOL (Merit-Order-List) und Börse abrufte (ohne Linpack).

Die Darstellung zeigt, dass der Bedarf an physischer Ausgleichsenergie tendenziell gestie-

gen ist. Dies ist grundsätzlich einhergehend mit dem theoretischen Ansatz der Tagesbilanzierung, hat diese Größenordnung allerdings hauptsächlich aufgrund der teils massiven Überlieferungen erreicht. Die Spitze im Juni mit 6,38% Anteil ist von der Höhe her nur mehr mit dem Liberalisierungsstart im Oktober 2002 vergleichbar. Grund dafür ist einerseits der geringe Verbrauch im Juni (auch in den Monaten Juli und August zu beobachten), die MOL-Abrufe aufgrund von Notfallmaßnahme Laa und der damit verbundene, für die BGVs vorhersehbare, hohe Ausgleichsenergiepreis, was wiederum zu strategischem Anmeldeverhalten geführt haben dürfte.

Die Spitze in den Ausgleichsenergiemengen im Juni 2013 ist auch in Abbildung 42 fest-

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR TAGESBILANZIERER in Cent/kWh

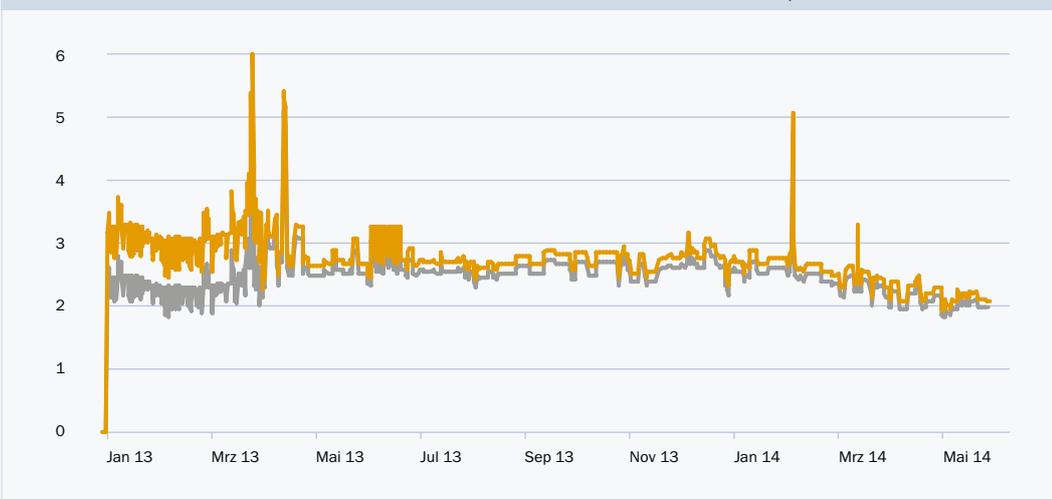


— AE-Preis Bezug
(BE-Price Buy)
— AE-Preis Lieferung
(BE-Price Sell)

Abbildung 43
Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer

Quelle: AGCS

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR STUNDENBILANZIERER in Cent/kWh



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

Abbildung 44
Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer

Quelle: AGCS

stellbar. Ansonsten zeigt die Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in den vergangenen beiden Jahren eine relativ signifikante Jahreskurve.

Die verhältnismäßig hohen Ausgleichsenergie-Verkäufe im Dezember 2013 lassen sich mit dem bis dahin unnatürlich warmen Winter erklären. Viele Unternehmen waren hier vermutlich überdeckt und mussten Gas am Spotmarkt verkaufen.

Laut CEGH REMIT Plattform ereignete sich vom 2. bis 3. Februar 2014 ein Market-Halt aufgrund von technischen Problemen. Dies führte dazu, dass Ausgleichsenergie über die MOL abgerufen wurde bei bezugsseitigen Preisen von bis zu 70 EUR/MWh.

Speichermarkt

Rechtlicher Rahmen für den Speichermarkt

Der Zugang zum Speicher ist in den §§ 97 ff GWG 2011 geregelt. Dabei ist der Zugang auf verhandelter Basis festgelegt worden (§ 98 (1)). Allerdings hat die E-Control alle drei Jahre oder auf Anfrage eines Speicherunternehmens bzw. eines Speicherzugangsberechtigten einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen und zu veröffentlichen (§98 (2)).

Die Regulierung der Speicherentgelte erfolgt nach wie vor über der Benchmark: Die Speicherentgelte dürfen nicht höher als 20% des Durchschnitts veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenba-

sis der Preisansätze bestimmen (§ 99(2)). Abgeschlossene Speicherverträge müssen der E-Control vorgelegt werden (§ 101).

Die rechtlichen Vorgaben aus Artikel 15 der EU VO 715/2009 hinsichtlich Speicheranlagen betreffende Dienstleistungen für den Zugang Dritter sind von einer Implementierung in die nationale Gesetzgebung nicht umfasst.

Dagegen sind die Bestimmungen aus Artikel 17 und Artikel 22 der EU VO 715/2009 hinsichtlich Speicheranlagen betreffende Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und Verfahren für das Engpassmanagement sowie der Handel mit Kapazitätsrechten in den §§ 103 und 104 GWG 2011 detailliert dargestellt. Das Kapazitätsvergabeverfahren muss nach der jeweiligen Kapazitätssituation ausgewählt werden: Eine Auktion hat dann zu erfolgen, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist.

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.

Seit dem 3. März 2011 gelten die Transparenzvorschriften des Artikels 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 für die Betreiber von

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 angeschlos- sene 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%

Tabelle 15
Speicherkapazitäten
in Österreich,
Stand Juni 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/>

Speicheranlagen sowie die Bestimmungen des Artikels 15 betreffend die Dienstleistungen für den Zugang Dritter zu Speicheranlagen.

Änderungen im Netzzugang für Speicher

Die Grundlagen für den Netzzugang für Speicher (Berechtigung und Tarifierung) sind in den §§ 27 und 73 GWG 2011 gelegt. In § 16 Gasmarktmodell-Verordnung 2012 ist der Netzzugang für Speicherunternehmen detailliert geregelt und damit auch eine Ände-

rung zum bis Ende 2012 geltenden Systems: Nunmehr bucht das Speicherunternehmen beim Netzbetreiber einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität.

Die Tarife für die Netznutzung sind in § 4 Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 für die Speicher, die an das Fernleitungsnetz angebunden sind (7fields und der slowakische Speicher LAB) und in § 12 für die Spei-

cher, die an das Verteilernetz angebunden sind, festgelegt worden. Diesen wird nur die Einspeicherung gezahlt.

Speicherkapazitäten in Österreich

Die Speicherkapazitäten³⁹ in Österreich blieben 2013 mit 83.300 GWh Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu 2012 gleich. Zum 1. April 2014 hat Eon Gas Storage die Speicherkapazitäten um 50% erhöht, das gesamte Arbeitsgasvolumen in österreichischen Speichern beträgt daher 91.127 GWh, das sind mehr als der Jahresverbrauch in 2013.

Der Speicher Haidach ist derzeit nicht direkt an das Marktgebiet angeschlossen, entsprechende Projekte, die diesen Anschluss ermöglichen, sind in der Langfristigen Planung aber bereits enthalten. Der Speicher wird über das deutsche Erdgasnetz befüllt und

die Nutzung der Speichermengen für den österreichischen Markt ist über den Import aus Deutschland möglich.

Die Speichermengen der direkt an das Marktgebiet angeschlossenen Speicher betragen 70% des gesamten Jahresverbrauchs.

Zudem ist auch der slowakische Speicherkomplex LAB an den VTP über die Leitung MAB angebunden, Speicherunternehmen sind Nafta und Pozagas. Diese Speicher haben eine Kapazität von insgesamt ca. 3 Mrd. m³ (ca. 33.000 GWh) Arbeitsgasvolumen und eine Entnahmeleistung von knapp 40 Mio. m³/Tag. Sie werden zum großen Teil von slowakischen Gasunternehmen genutzt, daher ist nicht bekannt, wie viel Speicherkapazität dem österreichischen Markt zur Verfügung stehen.

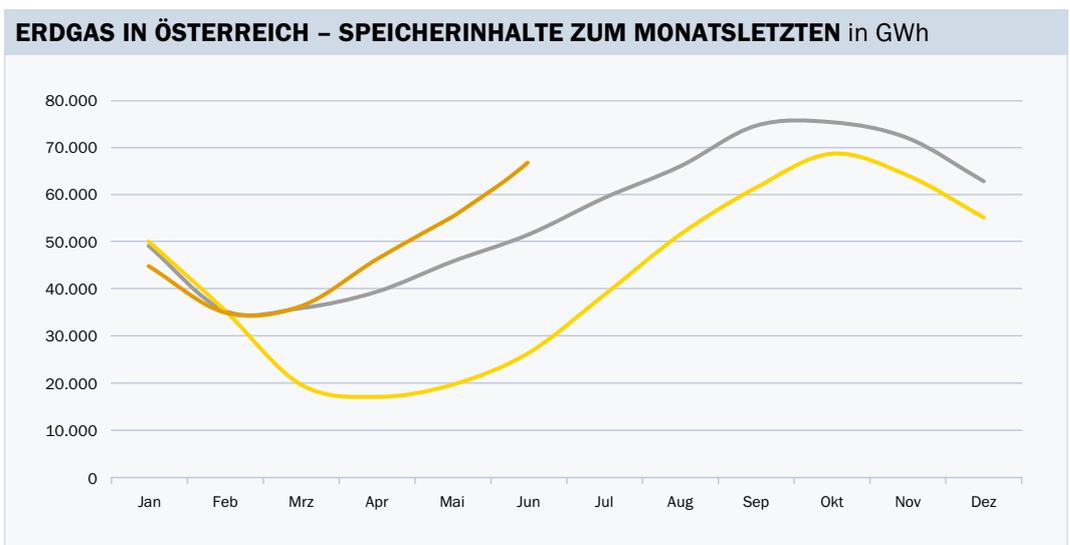


Abbildung 45
Speicherfüllstände von 2012 bis Juni 2014 in Österreich

Quelle: E-Control

³⁹ Aufgrund der geologischen Voraussetzungen gibt es in Österreich ausschließlich Porenspeicher.

Nutzung der Speicherkapazitäten in 2013

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2012/2013 höher befüllt als im Vorjahr, und zwar zu 91%. Aufgrund des kalten Winters im Februar und März und der anhaltend kalten Temperaturen im April 2013 hat sich die Ausspeicherperiode jedoch deutlich verlängert, erst Ende April wurde mit der Auffüllung der Speicher wieder begonnen (Abbildung 45). Der Speicherfüllstand war zu Beginn des Speicherjahres 2013/2014 deutlich geringer als im Jahr zuvor.

Die Einspeichermengen des Vorjahres wurden nicht erreicht, aber aufgrund des warmen Winters 2013/2014 ist bereits im März 2014 der Speicherfüllstand von 2012 erreicht worden.

Auffallend ist die starke Nutzung der Speicher im Monat März 2013: Mit 16.605 GWh lag

der Entnahmewert um 60% über dem inländischen Gasverbrauch in diesem Monat (Abbildung 46). Im Juli, August und September war die Einspeicherung deutlich höher als in den Vorjahresmonaten. In 2014 ist dagegen bereits im April eine starke Einspeicherung zu beobachten, die sicher auch auf die niedrigen Spotpreise zurückzuführen ist.

Speicherprodukte

Die Speicherunternehmen bieten Standardprodukte an, die sich von den Kennzahlen unterscheiden (Tabelle 16). Daneben bieten die Speicherunternehmen ungebündelte Leistungen wie zusätzliche Ein- oder Ausspeicherleistung an sowie Monatsprodukte und individuelle Produkte.

Die Preise für die Speicherprodukte sind auf den Homepages der Speicherunternehmen

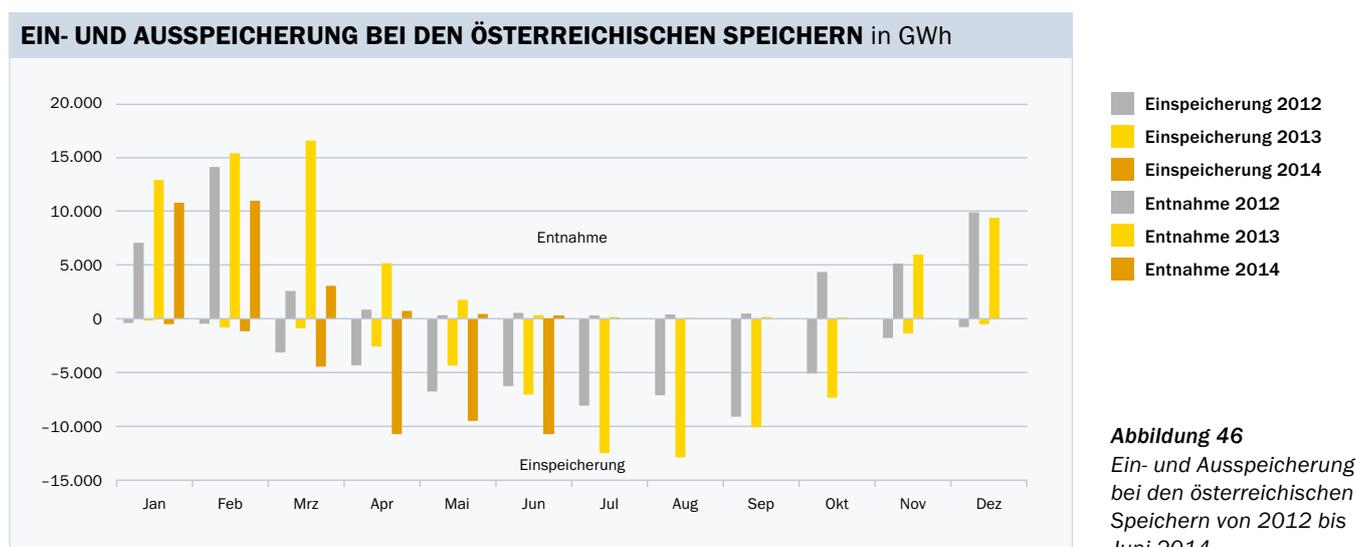


Abbildung 46
Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern von 2012 bis Juni 2014

Quelle: E-Control

BÜNDELPRODUKTE DER ÖSTERREICHISCHEN SPEICHERUNTERNEHMEN					
		Arbeitsgasvolumen in MWh	Entnahmelistung in MWh/h	Einspeichleistung in MWh/h	Anmerkung
OMV Gas Storage	Classic Bundled Unit	20.160	8,96	6,72	Fixe oder flexible Entnahme- und Einspeicherperiode, Mindestvertragsdauer 1 Monat
RAG Energy Storage	Langfristige Speicherdienstleistung	16.800	10,00	10,00	Mindestvertragsdauer 3 Jahre
Eon Gas Storage	7Fields Typ D	15.000	10,00	4,55	Mindestvertragsdauer 1 Jahr
Eon Gas Storage	7Fields Typ E	20.000	10,00	5,56	Mindestvertragsdauer 1 Jahr
Astora	Astora Pack*	11.000	5,00	5,00	Mindestvertragsdauer 1 Jahr
Gazprom Export	Gazprompack**	56.000	24,08	24,08	Mindestvertragsdauer 1 Jahr

Tabelle 16
Bündelprodukte der österreichischen Speicherunternehmen

* AGV 22.000 kWh/h, Einspeicher- und Entnahmekapazität 10 kWh/h, aber Mindestbuchung von 500 Bündeln
** AGV 1.000 m³/h, Einspeicher- und Entnahmekapazität 0,43 m³/h, aber Mindestbuchung von 5000 Bündeln

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/>

veröffentlicht oder werden in den Vergabeverfahren bestimmt (bei Vergabe über Store-X).

Vergabe von Speicherkapazitäten und Buchungssituation

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.

So hat OMV Gas Storage im November 2013 und im Januar 2014 im Rahmen des Chiffreverfahrens, bei dem der Bieter einen Festpreis nennt, insgesamt 3,7 Mrd. kWh Arbeitsgasvolumen am österreichischen Virtuellen

Handelspunkt CEGH-VTP vergeben, das sind knapp 14% des Arbeitsgasvolumens der OMV-Speicher.

Auch Eon Gas Storage hat die Speicherkapazitäten der 2. Ausbauphase über Store-X vermarktet. Die Kapazitäten wurden mit einer Laufzeit von zwei bis fünf Jahren angeboten.

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 weisen für das Speicherjahr 2014/2015 keine verfügbaren Speicherkapazitäten mehr aus, RAG Energy Storage und Gazprom Export

dagegen haben noch ca. 7% ihrer Speicherkapazitäten frei.

Auch Speicherkunden vermarkten ihre Speicherkapazitäten über Store-X, z.B. Axpo⁴⁰ und Shell.

Erhöhung der Transparenz: Veröffentlichung der Daten zur Speichernutzung

Daten zur Speichernutzung (Stand Arbeitsgasvolumen, Ein- und Ausspeicherung) werden auf täglicher Basis mit einem Tag Verzögerung auf der Homepage der Speicherunternehmen veröffentlicht. Daneben werden diese Daten auch seit 1. Januar 2013 auf der Datenplattform des Marktgebietsmanagers⁴¹ 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 veröffentlicht⁴², 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. Die aggregierten Daten entsprechen also nicht den aggregierten Daten des Marktgebietsmanagers.

Qualitätsstandards und Sicherheit

Für das Jahr 2013 wurden die Netzdienstleistungsqualität betreffend zwei unterschiedliche Erhebungen der Netzbetreiber durchgeführt. Zum einen wurde die kommerzielle Qualität der Netzbetreiber basierend auf der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung, und zum anderen wurde die Zufriedenheit der Kunden mit ihren Netzbetreibern erhoben.

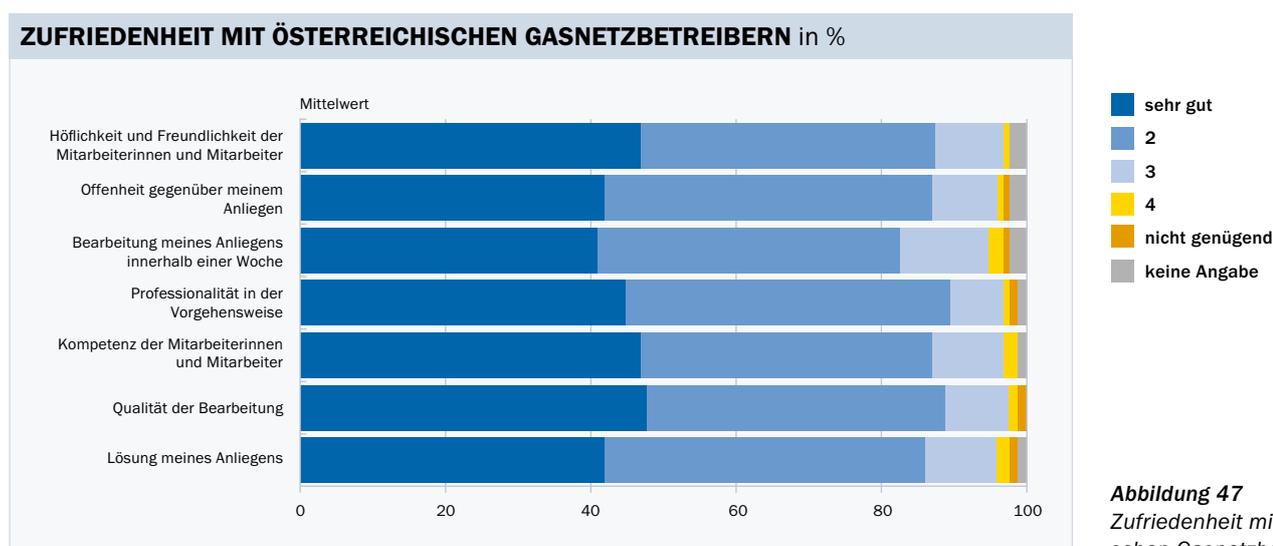


Abbildung 47
Zufriedenheit mit österreichischen Gasnetzbetreibern

Quelle: E-Control

⁴⁰ Vgl. Energategate vom 17. März 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>

⁴¹ https://mgm.gasconnect.at/gca_mgm/mgm/visualisation.do?type=storage&reset=true&reset=true

⁴² https://transparency.gie.eu.com/daily_info.php

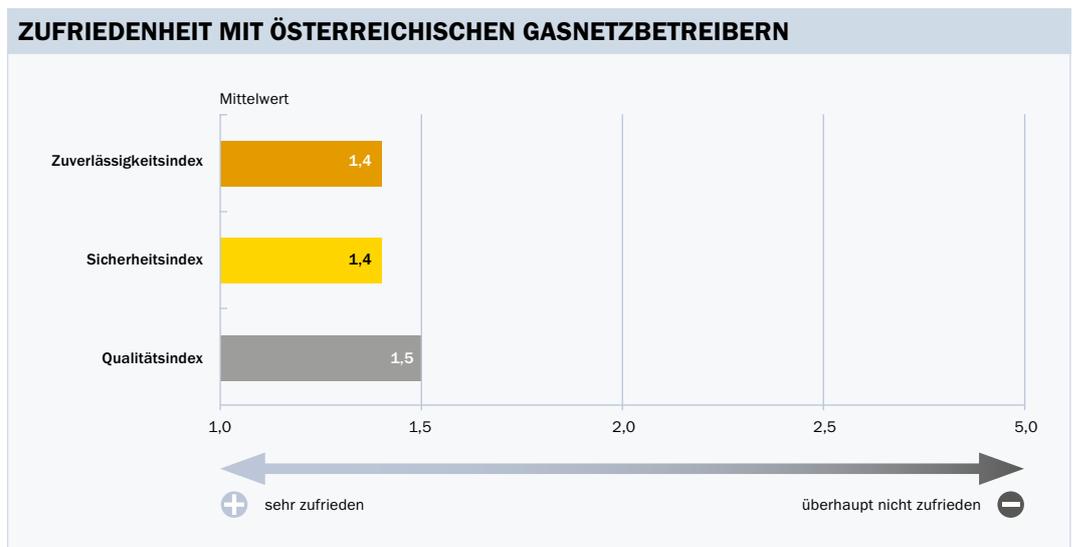


Abbildung 48
Zufriedenheit mit österreichischen Gasnetzbetreibern

Quelle: Pressemitteilung ÖVGW

Kundenzufriedenheit mit Netzbetreibern

Zum Thema Kundenzufriedenheit mit Netzbetreibern wurden im Jahr 2013 zwei Studien durchgeführt. Eine Studie wurde durch E-Control beauftragt, die zweite durch die Netzbetreiber selbst. Beide Studien lieferten sehr ähnliche und durchwegs positive Ergebnisse. Eine hohe Kundenzufriedenheit wurde durch beide Studien bestätigt.

Bei der im Auftrag von E-Control durchgeführten Studie wurden Netzkunden hinsichtlich

- > Höflichkeit und Freundlichkeit der Mitarbeiter ihres Netzunternehmens,
- > Offenheit gegenüber dem vorgebrachten Anliegen,
- > Bearbeitung des Anliegens innerhalb von einer Woche,
- > Professionalität in der Vorgehensweise,
- > Kompetenz der Mitarbeiter,

- > Qualität der Bearbeitung sowie
- > Lösung ihres Anliegens interviewt.

Die Fragen wurden hierbei durch E-Control selbst definiert und über das Marktforschungsinstitut „IFES“ abgefragt. Da jedoch keine konkreten Kundendaten vorhanden waren, war eine hohe Anzahl an Anrufen notwendig, um eine aussagekräftige Studie erstellen zu können. Gleichzeitig konnte jedoch auch nur eine geringe Anzahl an Netzen betrachtet werden.

Die zweite Studie wurde im Auftrag der jeweiligen Netzbetreiber durchgeführt. Netzkunden wurden hinsichtlich Zuverlässigkeit, Sicherheit und Qualität ihres Netzanbieters über das Marktforschungsinstitut „marketmind“ befragt. Bei dieser Studie nahmen 15

DURCHSCHNITTLICHE BEARBEITUNGSDAUER BEI NETZZUTRITT (Tage)

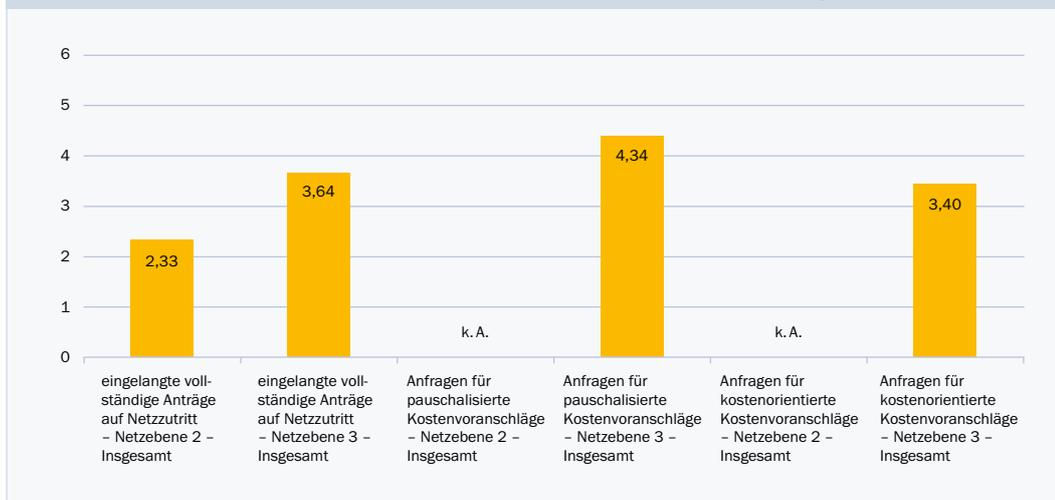


Abbildung 49
Durchschnittliche Bearbeitungsdauer bei Netzzutritt
Stand: 4.9.2014

Quelle: E-Control

Netzbetreiber teil, wodurch auf eine entsprechend große Anzahl an Kundendaten zurückgegriffen werden konnte. Nachteile aus Sicht der E-Control waren jedoch, dass einerseits keine Einflussnahme auf die Fragestellung möglich war und zum anderem kaum Einzelergebnisse je Netzbetreiber an die Regulierungsbehörde übermittelt wurden.

Um nun die Vorteile aus beiden Studien zu kombinieren, ist für das Jahr 2014 eine Kooperation bei der Erhebung der Kundenzufriedenheit zwischen Netzbetreibern und E-Control geplant. Hierbei sollen die Fragen gemeinsam erarbeitet und unter Nutzung der Kontaktdaten der Netzbetreiber erhoben werden.

Kommerzielle Qualität der Netzbetreiber

Die kommerzielle Qualität der Netzbetreiber wurde basierend auf der Gasnetzdienstleis-

tungsqualitätsverordnung erhoben. Hierbei wurden alle Netzbetreiber mittels eines standardisierten Fragebogens zu Anzahl und durchschnittlicher Bearbeitungsdauer von

- > Netzzutritten,
 - > Netzzugängen,
 - > gelegten Netzrechnungen,
 - > Abschaltungen und Wiederherstellungen des Netzzugangs,
 - > Störfällen und Versorgungsunterbrechungen,
 - > Zählerstandsermittlungen,
 - > Termineinhaltung,
 - > Kundeninformation und Beschwerdemanagement sowie
 - > Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs
- befragt.

Abbildung 49 zeigt, dass die durchschnittliche Bearbeitungsdauer für eingelangte Anträge

ge für Netzzutritt auf Netzebene drei bei rund 3,64 Tagen lag, wohingegen die Bearbeitung von Anfragen für pauschalisierte bzw. kostenorientierte Kostenvoranschläge durchschnittlich 4,34 bzw. 3,40 Tage in Anspruch nahm.

Die Termineinhaltung bei erfolgten Terminvereinbarungen für Reparaturen, Wartungen und Ablesungen war im Jahr 2013 sehr hoch und betrug im Durchschnitt aller rückgemeldeten Antworten rund 99,75%.

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Netzbetreiber die in der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung definierten Qualitätsstandards in einem hohen Ausmaß erfüllen. Verbesserungspotential bzw. Nachholbedarf findet sich bei einzelnen Netzbetreibern noch im Aufbau einer geeigneten IT-Infrastruktur, um die definierten Qualitätsstandards datenseitig in ihrem Unternehmen auszuwerten, belegen und berichten zu können.

Im direkten Vergleich zueinander zeigen die Antworten zum Teil deutliche Spitzen und Schwankungen bei einzelnen Netzbetreibern zu manchen Fragen. Derartige Spitzen werden aktuell in Form persönlicher Interviews mit den Netzbetreibern durch die E-Control hinterfragt, um ein valides Bild der kommerziellen Dienstleistungsqualität zeichnen zu können.

Sicherheit

Netzbetreiber haben in Österreich die Regeln der Technik zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetriebes einzuhalten. Die Einhaltung dieser Regeln der Technik ist mittels Zertifizierung durch eine akkreditierte Prüf-, Überwachungs- oder Zer-

tifizierungsstelle nachzuweisen. Wie die Erhebung der E-Control zur Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung gezeigt hat, sind rund 90% der Netzbetreiber entweder via TÜV AUSTRIA oder ÖVGW zertifiziert.

GASTRANSPORT

Schwerpunktthema 2: Kapazitätsvergabe im Gastransportmarkt

Seit April 2013 findet die Allokation von Kapazitätsrechten für den grenzüberschreitenden Transport im Gasmarkt auf der europäischen Plattform PRISMA (<https://www.prisma-capacity.eu>) statt, auf der auch die österreichischen TSOs ihre Kapazitäten vermarkten. PRISMA soll im Endstadium dem Netzkodex von ENTSOG (NC CAM) entsprechen und zur Vermarktung der primären Kapazitätsrechte im ENTSOG-Verbund dienen. Im Jahr 2014 startete PRISMA zudem eine Plattform für die Vergabe von sekundären Transportrechten. Die verschiedenen Kapazitätsprodukte werden auf PRISMA über Auktionen versteigert. Der nachfolgende Abschnitt soll daher eine detaillierte Analyse dieses neuen Marktes liefern, vor allem im Hinblick auf dessen Funktionsweise, Effizienz und Liquidität. Dabei steht das zentrale Zusammenspiel zwischen den Abläufen im Gashandel und den Kapazitätsvergaben, vor allem im kurzfristigen Handel, im Mittelpunkt.

Die Vergabe der Transportkapazitäten geschieht auf PRISMA für alle Interconnection Points (IP) zur selben Zeit und soll zu einer flexiblen Angebotsgestaltung am Gasmarkt führen. Gestartet wurde PRISMA 2013 mit 19 TSOs, die gleichzeitig als Shareholder fungierten. Diese Anzahl erweiterte sich am 1. Januar 2014 um drei weitere TSOs, sodass sich

PRISMA gegenwärtig als zentrale Plattform für die Kapazitätsvergabe in Europa etabliert hat. Bevor Gasnetznutzer („Shipper“) an Versteigerungen teilnehmen können, müssen sie sich bei PRISMA registrieren und von den Gasnetzbetreibern, von denen sie Kapazitäten ersteigern möchten, freigeschaltet werden. Wer bereits auf der Vorgänger-Plattform TRAC-X registriert war, wird automatisch in das neue System PRISMA übernommen. Jedoch ist es erforderlich, zusätzliche Unternehmensinformationen der Plattform und den Netzbetreibern (Bonitätsprüfung etc.) bereitzustellen. Erst wenn der Netznutzer vom Netzbetreiber freigeschaltet wurde, kann er an der Versteigerung teilnehmen.

Der wirtschaftliche Wert der Transportrechte steht dabei in engem Zusammenhang mit den Preisen an den einzelnen Gashubs und den Transportkosten durch die jeweiligen Entry/Exit-Tarife. Es ist zu erwarten, dass Arbitrage für Shipper dann Sinn macht, wenn die Preisdifferenzen an den Hubs größer sind als die zu bezahlenden spezifischen Entry/Exit-Tarife. In diesen Fällen ist davon auszugehen, dass dann die Nachfrage nach Grenzkapazitäten höher ist bzw. Shipper bereit sind, einen höheren Preis dafür zu bezahlen. Da der Reservepreis bei den PRISMA-Auktionen gleich dem jeweiligen Entry/Exit-Tarif ist, ist zu erwarten, dass es eben dann zu Preisaufschlägen auf PRISMA kommt und diese ungefähr der Höhe der Preisdifferenzen an den Hubs entsprechen. Ein Ziel der vorliegenden empirischen Analyse ist es daher auch, diesen zu erwartenden Zusammenhang zu verifizieren.

In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst die Produkte und der Auktionsme-

chanismus qualitativ beschrieben. Darüber hinaus wird dabei auch auf ungenutzte Kapazitäten und den PRISMA Sekundärmarkt eingegangen. Im empirischen Teil werden zunächst die Preise an den wichtigsten europäischen Gashubs betrachtet, wobei im Speziellen auf die Preiskorrelation und die Preisdifferenzen eingegangen wird. Danach folgt eine detaillierte Analyse der für Österreich besonders relevanten Grenzübergangsknoten Überackern, Oberkappel und Arnoldstein. Diese stellen die Hauptanbindungen Österreichs an die benachbarten Märkte Deutschland und Italien dar. Dabei fließen für diese Übergabepunkte jeweils die Auktionsergebnisse, Entry/Exit-Tarife, Preisdifferenzen und Auslastung in die Datenauswertung mit ein.

Produkte an der Plattform PRISMA

Auf PRISMA werden unterschiedlichste Kapazitätsprodukte angeboten, wobei sich die Produkte anhand verschiedener Merkmale unterscheiden können. Neben dem Kauf von einzelnen oder gebündelten Kapazitäten können die Produkte auch durch ihre Unterbrechbarkeit, Einschränkungen der freien Zuordenbarkeit oder anhand ihrer Laufzeit differenziert werden.

Das erste Merkmal, auf das hier genauer eingegangen wird, ist die Unterscheidung zwischen gebündelten oder ungebündelten Produkten. Während bei gebündelten Produkten Ein- und Ausspeisekapazitäten für beide Seiten eines Kopplungspunktes gleichzeitig angeboten werden (z.B. Exit Österreich – Entry Deutschland), werden bei ungebündelten Produkten Ein- oder Ausspeisekapazität separat angeboten (z.B. nur Exit Österreich). Um gebündelte Kapazitäten anbieten zu können, kooperieren die benachbarten Fernnetzleistungsbetreiber miteinander. Ein

Ziel ist es, den Handel mit gebündelten Produkten zu forcieren, da dieser den grenzüberschreitenden Gastransport in Europa erleichtert. Dazu werden alle freien Kapazitäten der Netzbetreiber gesammelt, um diese anschließend als gebündelte Produkte zur Versteigerung anbieten zu können. Allerdings haben manche Gasnetznutzer in der Vergangenheit ungebündelte Kapazitäten durch Langzeitverträge erworben (z.B. Exit Österreich), in der Annahme, dass passende Kapazitäten (z.B. Entry Deutschland) jederzeit auf dem Markt zu erwerben sind. Durch die Bündelung von Entry/Exit-Kapazitäten von PRISMA wird jedoch das Angebot an ungebündelten Kapazitäten reduziert, sodass es Shippern mit Langzeitverträgen passieren kann, dass auf dem Markt keine für sie passenden ungebündelten Kapazitäten angeboten werden. Dies trifft jedoch nur auf die IPs zu, bei denen sich die Entry/Exit-Kapazitäten unterscheiden.⁴³

Neben gebündelten und ungebündelten Produkten gibt es auch eine Unterscheidung zwischen verbindlichen und unterbrechbaren Kapazitäten. Beim Kauf einer verbindlichen Kapazität steht dem Käufer die im Vertrag vereinbarte Kapazität garantiert zu, währenddessen beim Kauf von unterbrechbaren Kapazitäten die vereinbarte Kapazität bei Engpässen oder technischen Problemen verringert bzw. unterbrochen werden kann. Diese Unsicherheit schlägt sich in manchen Ländern aufgrund des Risikoabschlags in einem niedrigeren Preis nieder. In Österreich ist der Preis zur Zeit der Buchung für verbindliche und unterbrechbare Kapazitäten allerdings derselbe, erst beim Eintreten einer Unterbrechung wird der Preis aliquot, bzw. mit einem

Refundierungsfaktor multipliziert, verringert. PRISMA erarbeitet gerade ein Konzept, das es ermöglichen soll, unterbrechbare Kapazitäten in verbindliche umzuwandeln oder verbindliche Kapazitäten zurückzugeben.

Neben reinen verbindlichen oder unterbrechbaren Kapazitäten werden auch Mischformen bei bestimmten IPs angeboten, was auf das alte Punkt-zu-Punkt-System zurückzuführen ist. Als reine Form von verbindlichen Kapazitäten können frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) gesehen werden. Sie gelten auch als die eigentliche Basis des Entry-Exit-Systems. Ersteigert man frei zuordenbare Kapazitäten, so ist man a priori keinem konkreten Transportpfad verpflichtet und kann den Ausspeisepunkt frei wählen. Dies stellt einen Mehrwert der Netznutzer dar, da diese Produktart ein hohes Maß an Flexibilität aufweist. Eine Mischform dazu wären dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK). DZK-Produkte können nur in Verbindung mit bestimmten, zuvor vertraglich vereinbarten Ein- und Ausspeisepunkte als feste Kapazitäten genutzt werden, mit anderen Punkten bzw. mit dem virtuellen Handelspunkt sind sie nur auf unterbrechbarer Basis nutzbar.

Die einzelnen Standardkapazitätsprodukte werden für verschiedene Laufzeiten versteigert (siehe Übersicht auf Tabelle 17). Kapazitäten sind zu ersteigern für:

- > ein Jahr (Beginn mit dem Gasjahr am 1. Oktober)
- > ein Quartal (Beginn 1. Oktober, 1. Januar, 1. April, 1. Juli)
- > einen Monat (Beginn 1. Tag des Monats)
- > einen Tag (täglich)

⁴³ Als Beispiel kann Oberkappel genannt werden, wo die Kapazität Exit Österreich um einiges höher ist als die Kapazität Entry Deutschland.

Der Fokus liegt hierbei auf der Versteigerung von Jahreskapazitäten. Lediglich 10% der Kapazitäten müssen für die Versteigerung von kürzer laufenden Produkten (Quartals-, Monats- oder Tageskapazitäten) reserviert wer-

den. Da die Kapazitätsauslastung jedoch von Langfristverträgen dominiert wird, halten sich die über PRISMA angebotenen Kapazitäten im Vergleich zu den gesamten technischen Kapazitäten an vielen IPs sehr in Grenzen.

ÜBERSICHT DER PRISMA-AUKTIONSVERFAHREN				
Laufzeiten Kapazitätsprodukte	Auktionsverfahren	Auktionszeitpunkt	Regelmäßigkeit der Auktion	Bekanntgabe der freien Kapazitäten
Jahr	mehrstufige aufsteigende Preisauktion	1. Montag im März	jährlich	4 Wochen vor Auktion
Quartal	mehrstufige aufsteigende Preisauktion	1. Montag im Juni	jährlich	2 Wochen vor Auktion
Monat	mehrstufige aufsteigende Preisauktion	3. Montag im Monat	monatlich	1 Woche vor Auktion
Tag	rollierende einstufige Preisauktion	täglich	täglich	bei Auktionseröffnung
untertägig	rollierende einstufige Preisauktion	täglich	mehrmals täglich	

Tabelle 17
Übersicht der PRISMA-Auktionsverfahren

Quelle: PRISMA, eigene Darstellung

Vergabemechanismen von Kapazitäten

Auf PRISMA kommen zwei Auktionsmechanismen zur Anwendung. Einerseits die mehrstufig aufsteigende Preisauktion, die für Jahres-, Quartals- und Monatsversteigerungen angewendet wird. Andererseits gibt es die rollierende einstufige Preisauktion für Tageskapazitäten, mit der schnellere Ergebnisse erzielt werden können.

Mehrstufige aufsteigende Preisauktion

Die mehrstufige aufsteigende Preisauktion wird in mehreren Runden durchgeführt. Zu einem vorgegebenen Preis müssen die Bieter Kapazitätsangaben machen, die nach jeder Runde für alle Bieter veröffentlicht werden.

Die Versteigerung dauert so lange, bis die Nachfrage nach Kapazitäten den angebotenen freien Kapazitäten entspricht. In der ersten Runde wird mit dem Reservepreis begonnen, bei der alle interessierten Bieter mitsteigern müssen, wobei ein Einstieg in einer späteren Runde nicht möglich ist. Falls bereits in der ersten Runde die Nachfrage gleich oder kleiner dem Angebot ist, wird die Auktion beendet und der erste Ausrufepreis gilt als Markträumungspreis. Ist dies nicht der Fall und die Nachfrage ist größer als das Angebot, wird der Preis angehoben und eine neue Auktionsrunde eröffnet. In jeder weiteren Runde wird der Preisanstieg in großen Schritten von der Plattform festgelegt, wobei der Anstieg

zwischen Produkten und Ländern variieren kann (z.B. für Jahresauktionen: 10 Cent/kWh/h; Quartalsauktionen: 2,5 Cent/kWh/h; Monatsauktionen: 1 Cent/kWh/h). Den Bietern ist nur erlaubt, ihre Kapazitätswünsche von einer Runde zur nächsten zu verringern und nicht zu erhöhen. Sollte es ein konkurrierendes Produkt geben, so wird der Bieter darauf aufmerksam gemacht und hat Einsicht auf möglichen Gebote für das konkurrierende Produkt, die von einem PRISMA-User desselben Unternehmens abgegeben wurden.

Solange eine Gebotsrunde geöffnet ist, können die Bieter ihre Gebote ändern oder löschen. Eine Gebotsrunde dauert hierbei in der Regel eine Stunde – Ausnahme ist lediglich die erste Runde, die drei Stunden dauert. Sollte es in einer höheren Runde vorkommen, dass aufgrund eines zu großen Preisanstieges die nachgefragten Kapazitäten geringer sind als die angebotenen, wird die letzte Versteigerungsrunde mit kleineren Preisanstiegen (1/5 des vorherigen großen) und mit neuen Geboten wiederholt. In der ersten Runde der kleinen Preisschritte dürfen die Bieter höchstens die gleichen Kapazitäten setzen als in der Runde vor der es zur Unterbietung kam (letzte „reguläre“ Runde). Kommt es dann trotzdem zu einer Unterbietung, so ist der letzte Preis, bei dem es zur Unterbietung kam, der Markträumungspreis und die Auktion wird beendet.

Rollierende einstufige Preisauktion

Bei der rollierenden einstufigen Preisauktion findet nur eine Gebotsrunde statt, bei der pro Gasnetznutzer bis zu zehn unabhängige Gebote abgegeben werden können. Diese Gebote zeichnen somit die Nachfragekurve des

Netznutzers nach. Der Nutzer gibt an, wie viel Minimum- und Maximumkapazität er zu den von ihm gebotenen Preisen, welche alle über dem Reservepreis liegen müssen, nachfragen würde, wobei jedes Gebot eine Minimumkapazität enthalten muss, die positiv von der gebotenen Gesamtkapazität abhängt. Nach Schließung der Gebotsrunde sortiert PRISMA alle Gebote absteigend nach deren Preis (beginnend mit dem höchsten), wobei der Preis des Gebotes, welches als letztes Kapazitäten zugeteilt bekommt, den Markträumungspreis bestimmt. Dieser Preis gilt für alle erfolgreichen Bieter. Gebote für zu niedrige Preise werden nicht berücksichtigt.

Bei der rollierenden einstufigen Preisauktion gilt die „fill-or-kill“-Regel. Diese Regel wird für das letzte Gebot schlagend. Ist dessen vorgegebene Minimumkapazität größer als die Restkapazität, so fällt es aus der Zuteilung heraus („kill“). Ist die Minimumkapazität des Gebots hingegen kleiner als die vorhandene Restkapazität, bekommt der Bieter des Gebots diese Restkapazität zugeteilt, auch wenn die Gesamtkapazität des Gebots die vorhandene Kapazität übersteigt („fill“). Fällt das Angebot heraus, dann bekommt das in der Reihenfolge nachfolgende Gebot die Kapazität zugesprochen, wenn dessen Minimumkapazität kleiner ist als jene des „gekillten“ Gebots und der Restkapazität. Nun gilt dessen Preis für alle anderen Gebote. Auf Abbildung 50 ist dieser Fall dargestellt. Das zweite Gebot von Anbieter B (B2) fällt aus der Zuteilung heraus, da dessen Minimumkapazität (graublau Feld) größer ist als die vorhandene Restkapazität. Da jedoch die Minimumkapazität des dritten Angebots (B3) kleiner ist als die Restkapazität, werden ihm

„FILL OR KILL“-REGEL BEI DER ROLLIERENDEN EINSTUFIGEN PREISAUKTION

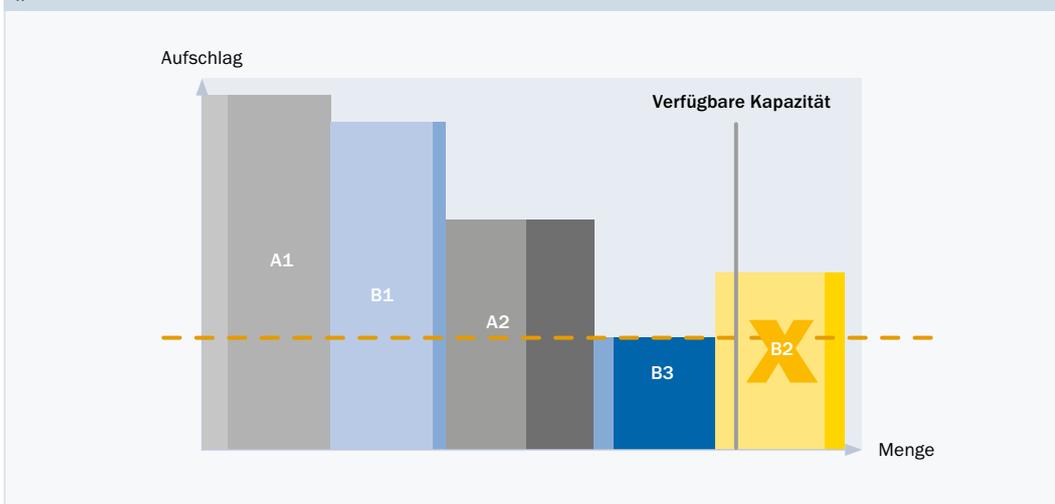


Abbildung 50
„Fill or Kill“-Regel bei der
rollierenden einstufigen
Preisauktion

Quelle: PRISMA, eigene Darstellung

die Restkapazitäten zugeteilt, obwohl dessen angegebener Preis niedriger ist als jener von B2. Da die letzte ersteigerte Kapazität dem Gebot B3 zugeteilt wird, gilt dessen angegebener Preis als Markträumungspreis für alle anderen Gebote (A1, B1, A2, B3).

Sollte es vorkommen, dass die beiden letzten Gebote gleich hoch sind, dann tritt die pro-rata-Regelung in Kraft. Diese besagt, dass den beiden letzten Bietern die Restkapazität zu gleichen Teilen zugewiesen wird, wenn beide Minimumkapazitäten in der Restkapazität enthalten sind.

First Come First Serve

Für Netznutzer gibt es nach wie vor die Möglichkeit, Kapazitäten bestimmter IPs⁴⁴ über das First Come First Serve (FCFS)-Prinzip zu erwerben. Bei dieser Möglichkeit dient PRIS-

MA als Intermediär, der dem Netzbetreiber alle Informationen über den Netznutzer bereitstellt. Beim FCFS-Prinzip stellt der regulierte Tarif den Verkaufspreis der Kapazitäten dar. Der Netznutzer muss über PRISMA beim Betreiber anfragen, ob es zu dem angegebenen Tarif eine bestimmte Höhe an freien Kapazitäten gibt. Ist dies der Fall, muss der Netzbetreiber diese dem Nutzer verkaufen. Denn bei FCFS bekommt jener Netznutzer den Zuschlag, der sich zuerst über PRISMA bei einem Betreiber meldet. Sollten keine freien Kapazitäten zur Verfügung stehen, so könnte der Netzbetreiber dem Netznutzer ähnliche Produkte anbieten.

Ungenutzte Kapazitäten

Für den Umgang mit gebuchten, aber ungenutzten Kapazitäten hat die EU die Congestion Management Procedures (EU CMP) ins Le-

⁴⁴ Dazu zählen in erster Linie deutsche IPs

ben gerufen, welche im Punkt 2.2 des Annex I der Verordnung (EG) 715/2009 geregelt sind. Diese wurden mit 1. Oktober 2013 implementiert und sollen vertragliche Engpässe reduzieren, wobei laut Art. 2 Abs. 1 VO 715/2009 ein vertraglich bedingter Engpass einer Situation entspricht, in „der das Ausmaß der Nachfrage nach verbindlichen Kapazitäten die technische Kapazität übersteigt“. Hingegen ist ein physischer Engpass „eine Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt“ (Art. 2 Abs. 1 VO 715/2009).

Die Regelungen der EU CMP treten grundsätzlich dann in Kraft, wenn die ganze verfügbare technische Kapazität eines IPs bereits vergeben wurde. Dadurch sollen Kapazitätshorungen verhindert und eine effiziente Nutzung der Kapazitäten gefördert werden. Nach welchem Prinzip diese Kapazitäten zu vergeben sind, hat die jeweilige Regulierungsbehörde in Absprache mit den TSOs zu entscheiden. Als mögliche Maßnahmen gegen vertragliche Engpässe wurden im Annex der Verordnung Oversubscription und Buy-back (OS&BB), firm Day-ahead use-it-or-lose-it (FDA UIOLI), Surrender oder langfristiges UIOLI angeführt.

Die E-Control hat sich mit den österreichischen TSOs Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H (BOG), Gas Connect Austria (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) für die Einführung des FDA UIOLI Mechanismus für verbindliche Day-ahead-Kapazitäten entschieden⁴⁵. Somit kommt in Österreich

vorerst kein anreizbasiertes Überbuchungs- und Rückkaufsystem (OS&BB) zur Anwendung. Eine Evaluierung des OS&BB wird bis 1. Oktober 2014 von den TSOs durchgeführt.

UIOLI für verbindliche Day-ahead-Kapazitäten ist jedenfalls bei jenen IPs heranzuziehen, bei denen ein dauerhafter Engpass auftritt.⁴⁶ An diesen IPs fallen auch nur jene Kapazitäten unter UIOLI, die zwar vom Netznutzer gebucht und initial nominiert wurden, aber für den nächsten Tag nicht nominiert wurden. Somit kann durch diese absehbare Nicht-Nutzung die Kapazität anderen Netznutzern kurzfristig angeboten werden. Ob der ursprüngliche Netznutzer seine angemeldeten Kapazitäten noch anpassen (renominieren) kann, hängt davon ab, wie viel Prozent der gebuchten Kapazitäten bei der ersten Nominierung angemeldet wurden. Um kleine Netznutzer vor dieser Regelung zu schützen, kommt sie nur zur Anwendung, wenn ein Netznutzer über mehr als 10% der nutzbaren technischen Kapazität eines IPs verfügt.

ACER hat für Q4/2013 den ersten Contractual Congestion Report veröffentlicht. In diesem Report werden vertragliche Engpässe bei europäischen IPs ermittelt und analysiert, welche Maßnahmen am jeweiligen IP dagegen getroffen wurden. Im Rahmen von Auktionen treten Engpässe dann ein, wenn ein Aufschlag bei einer Auktion erzielt wurde oder wenn in der Auktion überhaupt keine Kapazität angeboten werden konnte, da sämtliche Kapazität bereits ausgebucht war. Für Q4/2013 konnte ein vertraglicher Engpass von mindestens

⁴⁵ Entscheidung des E-Control-Vorstandes zum Überbuchungs- und Rückkaufmechanismus, 17. September 2013

<http://www.e-control.at/portal/page/portal/mediensbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Ueberbuchungs-und-Rueckkaufsystem.pdf>

⁴⁶ Näheres siehe VO (EG) 715/2009 Annex I Punkt 2.2.3 (1)

einem Monat anhand von PRISMA-Auktionen, ENTSOG-Daten und einer TSO-Befragung für 118 Flussrichtungen von Knotenpunkten ermittelt werden.⁴⁷

Sekundärmarkt

Seit 1. Januar 2014 stellt PRISMA einen Sekundärmarkt zur Verfügung, über den gebuchte Kapazitäten weiterverkauft werden können, falls sie nicht gebraucht werden. So sollen schrittweise alle bestehenden Sekundärmarktplattformen durch PRISMA ersetzt werden. Ist ein Netzbewerber bereits auf PRISMA registriert, kann er neben dem Primärmarkt auch ohne extra Registrierung den Sekundärmarkt nutzen. Der Netzbewerber kann entweder Kapazitäten anbieten oder er kann Angaben machen, dass Kapazitäten gesucht werden. Verkäufe können an jedem Tag 24 Stunden lang durchgeführt werden, wobei der Verkäufer je nach Handelsmodus Nutzungszeitraum, Menge und Preiszuschlag festlegt. Es gibt auch die Möglichkeit, nur Teile der angebotenen Kapazität (Menge oder Zeit) zu kaufen, wenn der Verkäufer dies anbietet.

Der Handel der Kapazitäten am Sekundärmarkt kann über PRISMA Over the Counter

(OTC), First Come First Serve (FCFS) oder Call for Orders (CFO) durchgeführt werden (vgl. Übersicht Tabelle 18).

Beim OTC-Handel bietet ein Netznutzer einem oder mehreren Handelspartnern eine bestimmte Kapazität an. Nimmt einer diese an, so kommt es schon außerhalb von PRISMA durch Verhandlungen zu einer bilateralen Einigung über Preis und Konditionen. Der Vertragsabschluss selbst wird jedoch über PRISMA durchgeführt, indem der Käufer eine Anfrage stellt und der Verkäufer diese annimmt. Bei FCFS werden die Konditionen auch schon im Vorhinein von einer Seite festgelegt. Die Zuweisung des Handelspartners erfolgt jedoch über PRISMA. Werden die Konditionen akzeptiert, so wird der Vertrag automatisch abgeschlossen, ohne dass der Anbieter den Abschluss bestätigen muss. Im Gegensatz zu OTC ist der Partner bei FCFS anonym, bis der Deal über PRISMA abgewickelt wurde.

Der CFO-Ablauf ist dadurch gekennzeichnet, dass zuerst ein Angebot auf PRISMA gestellt wird, wobei der Preis im Gegenteil zu FCFS kein fixer ist, sondern durch die maximale Obergrenze (bei Kapazitätskäufer) bzw. Un-

CHARAKTERISTIKA DER PRISMA-SEKUNDÄRMARKTHANDELSTYPEN				
Typ	Handelspartner	Preis	Kapazität	Zuteilung Handelspartner
OTC	Bekannt	Verhandlung	Fix	Bestätigung
FCFS	Anonym	Fix	Fix	Automatisch
CFO	Anonym	Ober-/Untergrenze	Angabe von max. Menge	Aussuchen

Tabelle 18
Charakteristika der PRISMA-Sekundärmarkthandelstypen

Quelle: PRISMA, eigene Darstellung

⁴⁷ ACER (2014): „ACER annual report on contractual congestion at interconnection points.“ Period covered: Q4/2013, first edition

tergrenze (bei Kapazitätsverkäufer) des Angebotsstellers beschrieben wird. Der Angebotssteller kann danach anonyme Anfragen bzw. Angebote sammeln und sich am Ende für eines entscheiden. Durch die Anonymität des Handelspartners bis zum Vertragsabschluss kann es auch zu keinen Verhandlungen kommen.

Sollte es zu einem Verkaufsabschluss kommen, so muss der Netzbetreiber den neuen Netzbenutzer via PRISMA akzeptieren. Geschieht dies, so hat der neue Netzbenutzer den Versteigerungspreis direkt an den Gasnetzbetreiber zu entrichten und sollte es einen Preisaufschlag geben, diesen an den anderen Netzbenutzer zahlen, von dem er die Kapazitäten erstanden hat. Hat der ursprüngliche Käufer ungebündelte Entry- und Exit-Kapazitäten desselben IPs ersteigert, so kann er diese am Sekundärmarkt als Bündel verkaufen.

Im Januar 2014 – dem ersten Monat nach dem go-live des PRISMA-Sekundärmarktes – gab es insgesamt fünf erfolgreiche Transaktionen. Bei drei wurden Kapazitäten von 1,15 GWh/h für einen Monat und bei zwei 0,84 GWh/h für zwei Monate erfolgreich vergeben.⁴⁸

Nach dieser Übersicht über PRISMA-Auktionen wird im nächsten Abschnitt die Preissituation und Preiskorrelationen an den europäischen Gashubs betrachtet. Bei einer Analyse der Gastransportmärkte spielen Preise insofern eine wichtige Rolle, als dass vor allem die Preisspreads in einem direkten

Zusammenhang mit den Auktionsergebnissen für Transportkapazitäten stehen sollten. Daher werden in diesem Teil die Gaspreise der einzelnen Hubs analysiert und miteinander verglichen. Gibt es preisliche Unterschiede zwischen den einzelnen Märkten, so kann von Shippern Arbitrage betrieben werden, indem Gas in einem Markt günstiger gekauft wird, in einen anderen Markt transportiert und dann dort zu höheren Preisen verkauft wird. Betrachtet werden dabei im Vergleich zum österreichischen CEGH die liquideren Hubs in Europa, nämlich GPL und NCG (beide in Deutschland), TTF (Niederlande), PSV (Italien), NBP (Großbritannien) und PEG Nord bzw. Süd (beide in Frankreich).

Korrelationsanalyse der Hubpreise

Um einen Überblick über die Entwicklung der europäischen Gaspreise zu bieten, wird zuerst mit Hilfe einer Korrelationsanalyse die Integration der einzelnen Marktgebiete beleuchtet. Ein Blick auf die Korrelationskoeffizienten der einzelnen Gaspreise in Tabelle 19 zeigt, dass die Preiskorrelation zwischen den einzelnen Hubs in Europa im Zeitraum 2010–2013 sehr hoch war. Lediglich die Korrelation des italienischen Hubs PSV mit allen übrigen Hubs ist sehr gering bzw. nicht festzustellen, was auf die niedrige Liquidität des Hubs zurückgeführt werden kann.⁴⁹ Aber auch das Auftreten von Engpässen in Arnoldstein führte in der Vergangenheit zu höheren Preisen in Italien und daher zu einer niedrigeren Korrelation mit anderen europäischen Hubs. Dies lässt sich zu einem gewissen Grade auch in Abbildung 51 erkennen, auf der die deutliche

⁴⁸ PRISMA Presseaussendung: "Successful first month of operations of PRISMA's new secondary market functionality" vom 18. Februar 2014

⁴⁹ Petrovic, B. (2013): „European gas hubs: how strong is price correlation?“. Institute for Energy Studies, University of Oxford, NG 79

Abweichung der PSV-Preise grafisch dargestellt ist. Jedoch weisen die PSV-Preise im beobachteten Zeitraum einen Trend zur Konvergenz auf. Preisveränderungen zwischen den Hubs NCG, PEG Nord und TTF werden hingegen schon von Anbeginn des Analysezeitraumes annähernd 1:1 übertragen, was

am Korrelationskoeffizienten von nahezu 1 abzulesen ist. Allerdings lässt sich von der Korrelationsanalyse nicht die Richtung der Kausalität ableiten, das heißt, welcher Hub preisgestaltend wirkt und welcher die Preise lediglich importiert, kann aus dieser Analyse nicht ermittelt werden.

KORRELATION DER GASPRISE EUROPÄISCHER HUBS, 2010 – 2013							
	NBP	TTF	PSV	GPL	NCG	PEG Nord	PEG Süd
CEGH	0,907	0,954	0,160	0,956	0,957	0,949	0,891
PEG Süd	0,917	0,925	0,109	0,923	0,924	0,925	
PEG Nord	0,978	0,996	0,208	0,990	0,996		
NCG	0,977	0,999	0,185	0,993			
GPL	0,972	0,993	0,117				
PSV	0,110	0,181					
TTF	0,979						

Tabelle 19
Korrelation der Gaspreise europäischer Hubs, 2010–2013

Quelle: Heren, eigene Darstellung

Betrachtet man auf Abbildung 51 die Entwicklung der Preiskorrelationen der europäischen Gashubs für jedes Jahr einzeln, so ist mit Ausnahme des PSVs keine eindeutige Konvergenz zwischen 2010 und 2013 zu erkennen. 2010 weisen alle Hubs einen sehr hohen Korrelationskoeffizienten auf, der jedoch bei den Hubs NBP, CEGH, PEG Süd und teilweise bei GPL abnimmt, sodass zwischen 2010 und 2011 bei einigen Hubs sogar Preisdivergenzen zu verzeichnen sind. Allerdings zeigt sich in Abbildung 51, wie schon in Tabelle 19, dass die Preise der Hubs NCG, PEG Nord und TTF hoch korrelieren. Im Gegensatz zum PEG Süd, bei dem ausgehend von einem sehr hohen Korrelationsniveau 2010 im beobach-

teten Zeitraum tendenziell divergente Preise zu beobachten waren. Auch die Preise des CEGHs weisen keine eindeutige Konvergenz mit den Preisen der anderen europäischen Hubs über die beobachtete Zeitperiode auf. Die Studie von Petrovic (2013)⁵⁰ kam bei der Betrachtung eines anderen Zeitraumes allerdings zu etwas anderen Ergebnissen. Die Autorin beobachtete über den Zeitraum 2007–2012 sowohl die Entwicklung von OTC als auch von Börsenpreisen und konnte eine hohe und zunehmende Korrelation der europäischen Gaspreise feststellen. Die Korrelation ist umso höher, je besser zwei Hub physisch verbunden sind. So erklärt sie sich auch die zunehmende Preiskonvergenz der PSV-Preise, da im be-

⁵⁰ Petrovic, B. (2013): „European gas hubs: how strong is price correlation?“. Institute for Energy Studies, University of Oxford, NG 79

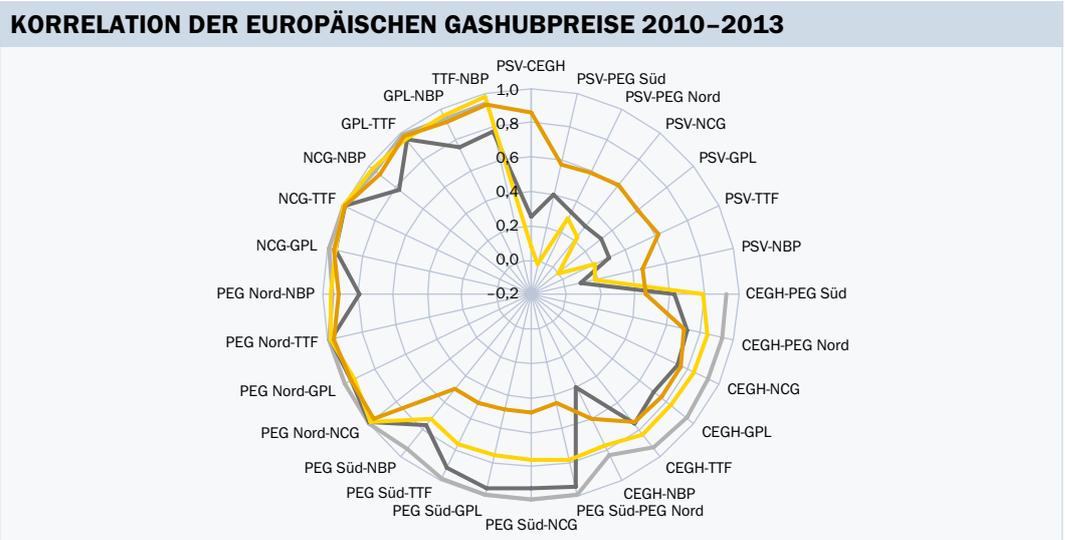


Abbildung 51
 Entwicklung der OTC-Gaspreiskorrelationen europäischer Hubs 2010-2013

Anmerkungen: Die Sterlingpreise des NBP wurden mit dem täglich aktuellen Wechselkurs (Quelle: OeNB) in Euro umgerechnet. Für PSV waren für 2010 keine Daten verfügbar.

Quelle: Heren, eigene Darstellung

obachteten Zeitraum open access measures eingeführt wurden und so die physische Verbundenheit zu den anderen Hubs verbessert wurde.

Untersucht man anstatt der Jahreskorrelation die Preiskorrelation für kürzere Perioden, so ist der Zusammenhang zwischen den jeweiligen Preiszeitreihen nicht mehr so eindeutig feststellbar wie bei der Betrachtung nach Jahren. Die Darstellung der Preiskorrelation nach Quartalen in Abbildung 52 lässt einen saisonalen Verlauf zwischen dem CEGH und den restlichen europäischen Hubs erahnen. Allerdings wurden die Hubs PEG Nord, GPL und TTF aus der Darstellung entfernt. Durch ihre hohe Korrelation mit dem NCG steht dessen Verlauf repräsentativ für die entfernten

Hubs. Zwischen den zweiten und den dritten Quartalen ist im beobachteten Zeitraum die Preiskorrelation tendenziell geringer als während den Quartalen vier und den darauffolgenden ersten Quartalen. Seit dem zweiten Quartal 2012 steigt die Preiskorrelation zwischen dem CEGH und den anderen Gashubs deutlich an. Die Preiskorrelationen zwischen den Hubs PEG Nord, NCG, GPL und TTF sind auch in der kürzeren Periode sehr hoch, da sie denselben Verlauf zum CEGH aufweisen. Auch ein saisonaler Trend dürfte bei diesen Hubs kaum vorhanden sein.

Verringert man das Zeitintervall weiter und untersucht die Preiskorrelation von Monatsdaten, so verringert sich der erkennbare Zusammenhang zunehmend im Vergleich

KORRELATION DER EUROPÄISCHEN GASHUBPREISE MIT DEM CEGH NACH QUARTALEN



Abbildung 52
Korrelation der europäischen Gashubpreise nach Quartalen 2010–2013

Anmerkungen: Die Sterlingpreise des NBP wurden mit dem täglich aktuellen Wechselkurs (Quelle: OeNB) in Euro umgerechnet. Für PSV waren für 2010 keine Daten verfügbar.

Quelle: Heren, eigene Darstellung

zu Jahres- oder Quartalsanalysen (siehe Abbildung 52). Dies kann dadurch erklärt werden, dass einerseits Ausreißer noch mehr zur Geltung kommen und andererseits saisonale Effekte noch stärker abgebildet werden. Ähnlich wie bei den Quartalsdaten sind die Korrelationen in den Sommermonaten weitaus geringer als während den Wintermonaten. Im Juni 2012 ist die Preiskorrelation sogar negativ.

Preisspreads an den europäischen Gashubs
Im Rahmen der Analyse der Transportkapazitäten sind jedoch nicht die Preiskorrelationen von primärem Interesse, sondern die Unterschiede zwischen den an den einzelnen Hubs ermittelten Preisen. Die weitere Betrachtung der Preisspreads zwischen den einzelnen euro-

päischen Hubs dient dazu, um mögliche Arbitragemöglichkeiten aufzuzeigen, welche aus Sicht der Shipper in die wirtschaftliche Bewertung der Transportkapazitäten miteinfließen sollten. In Tabelle 20 werden daher die Preisdifferenzen zwischen dem österreichischen Hub CEGH und anderen europäischen Gashubs dargestellt. Da bei der Berechnung der Spreads der Preis des anderen Hubs von jenem des CEGHs abgezogen wurde, bedeuten negative Werte, dass Gas am CEGH im Vergleich günstiger war, und positive Werte, dass der andere Hub in dieser Periode niedrigere Preise aufwies.

Daraus lässt sich erkennen, dass im Zeitraum 2010 bis 2013 der durchschnittliche Preisunterschied zwischen dem österreichischen

Gashub CEGH und dem italienischen Hub PSV am höchsten war. Im Durchschnitt waren die Preise am PSV um 8% höher als am CEGH. Der höchste Preisunterschied wurde im Februar 2012 erreicht, wo man am PSV bis zu 55% bzw. 35,75 EUR/MWh mehr zahlte. Im Dreijahresschnitt war Gas am französischen PEG Nord, dem niederländischen TTF, den deutschen NCG und GPL und besonders am britischen Hub NBP günstiger als am CEGH. Allerdings fällt der Preisunterschied im Verhältnis zum PSV-Preisspread bei weitem nicht so radikal aus. Der maximale positive Unterschied in absoluten Werten ist mit dem französischen PEG Süd zu messen, an dem, obwohl im Schnitt leicht teurer als der CEGH, im September 2011 Gas um rund die Hälfte günstiger zu erstehen war. Lediglich der NBP weist eine stärkere prozentuale Abweichung auf. Generell sind die Preisspreads des PEG Süd mit dem CEGH am volatilsten.

Die in Abbildung 53 dargestellten Gaspreisspreads weisen bis Ende 2012 mit Ausnahme des italienischen Hubs PSV eine gemeinsame Entwicklung auf. Vor allem von Mitte 2011 bis Mitte 2012 ist der Preisspread zwischen PSV und den anderen Hubs extrem hoch. Im Gegensatz dazu sind die OTC-Preise am NBP, TTF, GPL, NCG und PEG Nord bis auf eine kurze Phase im Frühjahr 2013 durchwegs niedriger als am CEGH. Jedoch überschreiten diese Spreads in diesem Zeitraum mit Ausnahme des NBP-Spreads, der extremere Abweichungen zum CEGH aufweist, nie die Marke von 4 EUR/MWh. Mit Anfang 2012 beginnen neben den PSV-Spreads auch die Preisspreads von PEG Süd mit den anderen beobachteten Hubpreisspreads zu divergieren. Das heißt, dass sich die Preise des PEG Süd im Vergleich zu den am CEGH gehandelten OTC-Gaspreisen zunehmend erhöhen. Somit ist für eine Harmonisierung der Gaspreise in Gesamtkontinentaleuropa noch Potential nach oben.

PREISSPREADS EUROPÄISCHER GASHUBS ZUM CEGH 2010-2013					
Hub	Einheit	Mittelwert	Standardabweichung	Maximum	Minimum
PEG Süd	EUR/MWh (%)	-0,61 -1%	2,81 10%	8,1 51%	-15,81 -36%
PEG Nord	EUR/MWh (%)	0,7 4%	1,41 6%	5,81 32%	-9,1 -23%
NCG	EUR/MWh (%)	0,8 4%	1,28 6%	8,38 30%	-8,35 -23%
GPL	EUR/MWh (%)	0,83 4%	1,26 6%	7,25 43%	-8,1 -23%
PSV	EUR/MWh (%)	-2,49 -8%	2,99 9%	1,65 5%	-35,75 -55%
TTF	EUR/MWh (%)	0,98 5%	1,29 6%	6,11 33%	-9,24 -23%
NBP	EUR/MWh (%)	1,12 6%	2 10%	7,65 56%	-12,12 -29%

Tabelle 20
Preisspreads europäischer
Gashubs

Quelle: Heren, eigene Darstellung

ENTWICKLUNG EUROPÄISCHER GASPREISSPREADS in EUR/MWh



Abbildung 53
OTC-Preisspreads europäischer Gashubs im Verhältnis zum CEGH 2010–2013 geglättet im 30-Tagesdurchschnitt in EUR/MWh

Quelle: Heren, eigene Darstellung

Im Allgemeinen zeigen die Ergebnisse der Preisspreadanalyse, dass es durchaus Preisunterschiede zwischen den untersuchten europäischen Hubs gibt. Daher bestehen für Trader Arbitragemöglichkeiten beim Gashandel zwischen den Märkten. Aber um die Frage zu beantworten, ob es sich tatsächlich rentiert, Gas auf einem Markt günstiger zu kaufen und auf einem anderen teurer zu verkaufen, müssen die Kosten für den Gastransport, die zwischen den verschiedenen Märkten anfallen, vom Arbitragegewinn abgezogen werden. Einen nicht zu vernachlässigenden Kostenanteil können dabei die Tarife für die Pipelinebenutzung ein, die gezahlt werden müssen, wenn Gas aus einem Markt hinaus transportiert und in ein neues Pipelinesystem eingespeist wird. Diese Entry/Exit-Tarife müssen also bei der Betrachtung der Auktionsergebnisse und Preisspreads ebenfalls berücksichtigt werden.

Empirische Analyse der Auktionsergebnisse
Auf PRISMA wurden zwischen April 2013 und Januar 2014 40.715 Versteigerungen durchgeführt, davon wurden 5.819 erfolgreich abgeschlossen. Von den angebotenen 84.490 GWh/h wurden lediglich 2,8 GWh/h erfolgreich versteigert.⁵¹ Derzeit sind 356 Unternehmen mit 1086 Nutzern auf PRISMA registriert, die an den Auktionen teilnehmen können⁵².

Tabelle 21 ist zu entnehmen, welcher Prozentanteil von den an österreichischen Knotenpunkten angebotenen Gesamtkapazitäten erfolgreich über PRISMA versteigert wurden. Mit einem Jahresdurchschnitt in Oberkappel von knapp 14% gefolgt von Baumgarten mit rund 11% wurden bei diesen beiden Punkten mit Abstand am meisten angebotene Kapazitäten in Österreich vermarktet. Dieses doch

⁵¹ Diese Zahlen beinhalten Day-ahead, Month-ahead, Quarter-ahead- und Year-ahead-Daten.

⁵² Stand: März 2014

sehr niedrige Niveau von erfolgreichen Auktionen kann mehrere Ursachen haben. Der oben erwähnte und dargestellte Effekt der niedrigen Preisspreads zwischen den einzelnen europäischen Hubs und die damit einhergehenden verschwindenden Arbitragemöglichkeiten scheinen gewichtigen Einfluss auf die in Tabelle 21 dargestellten niedrigen Raten zu haben. Der hohe Anteil an vermarkteten Kapazitäten in Oberkappel und Baumgarten könnte auf deren Rolle als wichtige Transitknotenpunkte zurückzuführen sein. Betrachtet man allerdings die sehr niedrigen Anteile des ebenfalls relevanten Gastransitpunktes Arnoldstein verliert dieses Argument an Kraft.

Betrachtet man neben den Anteilen der vermarkteten Gesamtkapazitäten die Anzahl an erfolgreichen Versteigerungen mit Preisau-

schlag in Tabelle 22, so fällt das Ergebnis relativ eindeutig aus. Ein Preisauflschlag wird dann erzielt, wenn es Shipper gibt, die gewillt sind, mehr als den Reservepreis, welcher in der Regel dem Entry/Exit-Tarif entspricht, zu bezahlen. Bei den österreichischen Knotenpunkten konnten lediglich bei den Auktionen der Kapazitäten von Arnoldstein, Oberkappel und Überackern Preisauflschläge erzielt werden – und diese waren nicht überaus zahlreich. In Arnoldstein wurde nur bei gekoppelten Produkten Aufschläge erzielt, bei Oberkappel der Großteil bei gekoppelten und bei Überackern nur bei einfachen Kapazitäten. Jedoch werden gekoppelte Produkte für Überackern erst ab 1. April 2014 angeboten und sind daher in dieser Grafik noch nicht berücksichtigt. Des Weiteren wurden die meisten Versteigerungen mit Aufschlag bei den österreichischen Tageskapazitäten erzielt.

ANTEIL VERMARKTETER KAPAZITÄTEN VON AUF PRISMA ANGEBOTENEN GESAMTKAPAZITÄTEN ÖSTERREICH 2013 in %

	Baumgarten	Arnoldstein	Mosonmagyaróvár	Murfeld	Oberkappel	Überackern
Februar	—	—	—	—	16,24 %	0,00 %
März	—	—	—	—	37,73 %	3,07 %
April	7,27 %	0,45 %	0,00 %	0,06 %	8,05 %	3,08 %
Mai	2,74 %	0,00 %	0,14 %	0,15 %	11,54 %	4,74 %
Juni	4,89 %	0,00 %	2,04 %	0,11 %	7,02 %	4,61 %
Juli	6,80 %	0,00 %	3,16 %	0,21 %	43,80 %	0,22 %
August	4,86 %	0,00 %	3,78 %	0,09 %	36,13 %	4,43 %
September	11,58 %	0,00 %	4,38 %	0,47 %	11,80 %	3,53 %
Oktober	22,13 %	0,55 %	4,02 %	2,58 %	26,80 %	5,65 %
November	20,45 %	2,64 %	4,06 %	3,91 %	0,54 %	2,86 %
Dezember	13,81 %	9,98 %	4,28 %	3,43 %	11,26 %	5,50 %
Januar 2014	14,32 %	1,19 %	2,20 %	2,59 %	0,04 %	5,95 %
Durchschnitt	11,17 %	1,86 %	2,93 %	1,33 %	13,78 %	4,02 %

Tabelle 21
Anteil vermarkteter Kapazitäten von den auf PRISMA angebotenen Gesamtkapazitäten Österreich 2013

Quelle: PRISMA Plattform, eigene Darstellung

PREISAUFSCHLÄGE BEI PRISMA VERSTEIGERUNGEN APRIL BIS DEZEMBER 2013

	Arnoldstein	Oberkappel	Überackern
Anzahl Versteigerungen	1.266	1.428	2.597
mit Aufschlägen	16	60	10
davon Day Ahead	14	59	10
Durchschn. Preisaufschlag DA (EUR/MWh)	0,59	0,31	0,03
Produkttyp bei DA			
einfach	0	8	10
gekoppelt	14	51	–

Tabelle 22
Preisaufschläge bei PRISMA-Versteigerungen 2013

Anmerkungen: Bei den nicht ausgewiesenen österreichischen Hubs waren keine Preisaufschläge zu verzeichnen.

Quelle: Berechnungen der E-Control auf Basis öffentlich verfügbarer Daten (PRISMA)

Nachfolgend wird nun für diese drei österreichischen Knotenpunkte Arnoldstein, Überackern und Oberkappel die Kosten- und Preisstruktur betrachtet, um eine Einschätzung zu erhalten, ob diese Auktionsergebnisse die Fundamentaldatensituation widerspiegeln. Weiters stellt sich die Frage, ob Arbitrage für diese Knotenpunkte technisch überhaupt möglich ist. Ist die Leitung ausgebucht bzw. überlastet, so kann diese nicht für zusätzlichen Gastransport bzw. Arbitrage genutzt werden. Daher werden in diesem Teil Preis-spreads, Tarife und Auktionspreise in einer Synopse mit den technischen Möglichkeiten zusammengebracht und für jeden einzelnen IP analysiert. Die drei IPs wurden in diesem Zusammenhang ausgewählt, weil sie im Rahmen der PRISMA-Auktionen Aufschläge erzielt haben und andererseits durch sie wichtige und für eine Analyse interessante Märkte verbunden werden.

Begonnen wird mit den Knotenpunkten Überackern und Oberkappel, die beide Österreich mit Deutschland verbinden. Eine gemein-

same Betrachtung der beiden IPs erscheint sinnvoll, da sowohl Oberkappel als auch Überackern die Hubs CEGH und NCG verbinden und daher Arbitrage über beide Punkte durchgeführt werden kann. Am IP Überackern werden die Leitungen des österreichischen TSOs Gas Connect Austria mit jenen des deutschen TSOs bayernets verbunden. Im Gegensatz dazu wird in Oberkappel die Transferleitung der BOG an jene der beiden deutschen TSOs GRTgaz Deutschland und Open Grid Europe angeschlossen.

Abbildungen 54 und 55 sind jeweils in vier Untergrafiken unterteilt, wobei die beiden rechten Grafiken die Gasflussrichtung West nach Ost bzw. von Deutschland nach Österreich darstellen und die linken Grafiken die Gasflussrichtung Ost nach West zeigen. Eine eindeutige Gasflussrichtung kann bei den Punkten Oberkappel und Überackern allerdings nicht verzeichnet werden. Dies ist durch Gegenrechnen und anschließende Aufsummierung der Entry- und Exit-Kapazitäten, die auf den unteren Untergrafiken von Abbil-

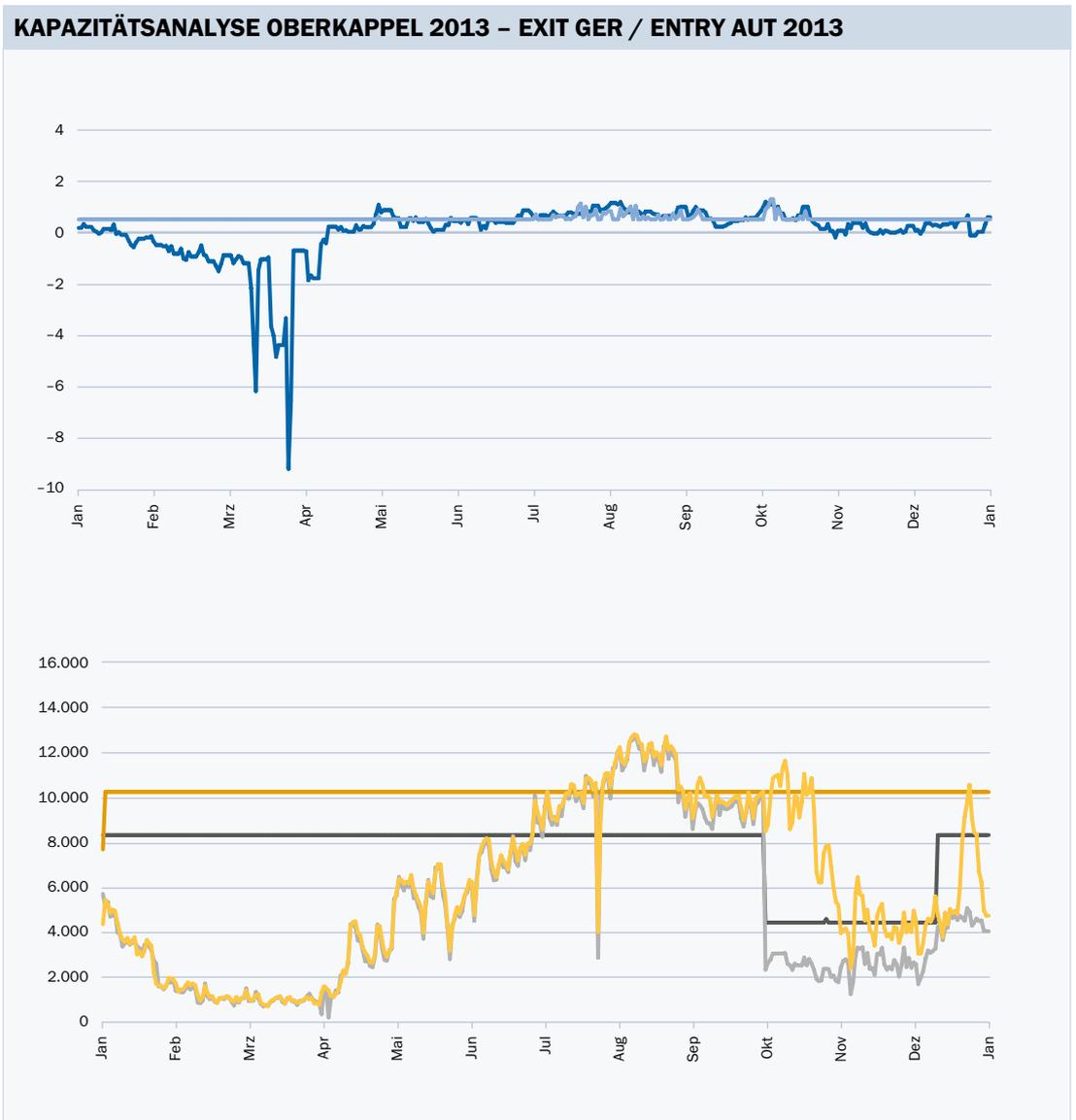


Abbildung 54a
Kapazitätsanalyse
Oberkappel 2013

Anmerkung: Zur Berechnung des gekoppelten Tarifs wurde auf deutscher Seite der FZK-Tarif von OGE herangezogen.

Quelle: PRISMA, Heren, BOG, GRTgaz Deutschland, OGE, eigene Darstellung

KAPAZITÄTSANALYSE OBERKAPPEL 2013 - EXIT AUT / ENTRY GER 2013

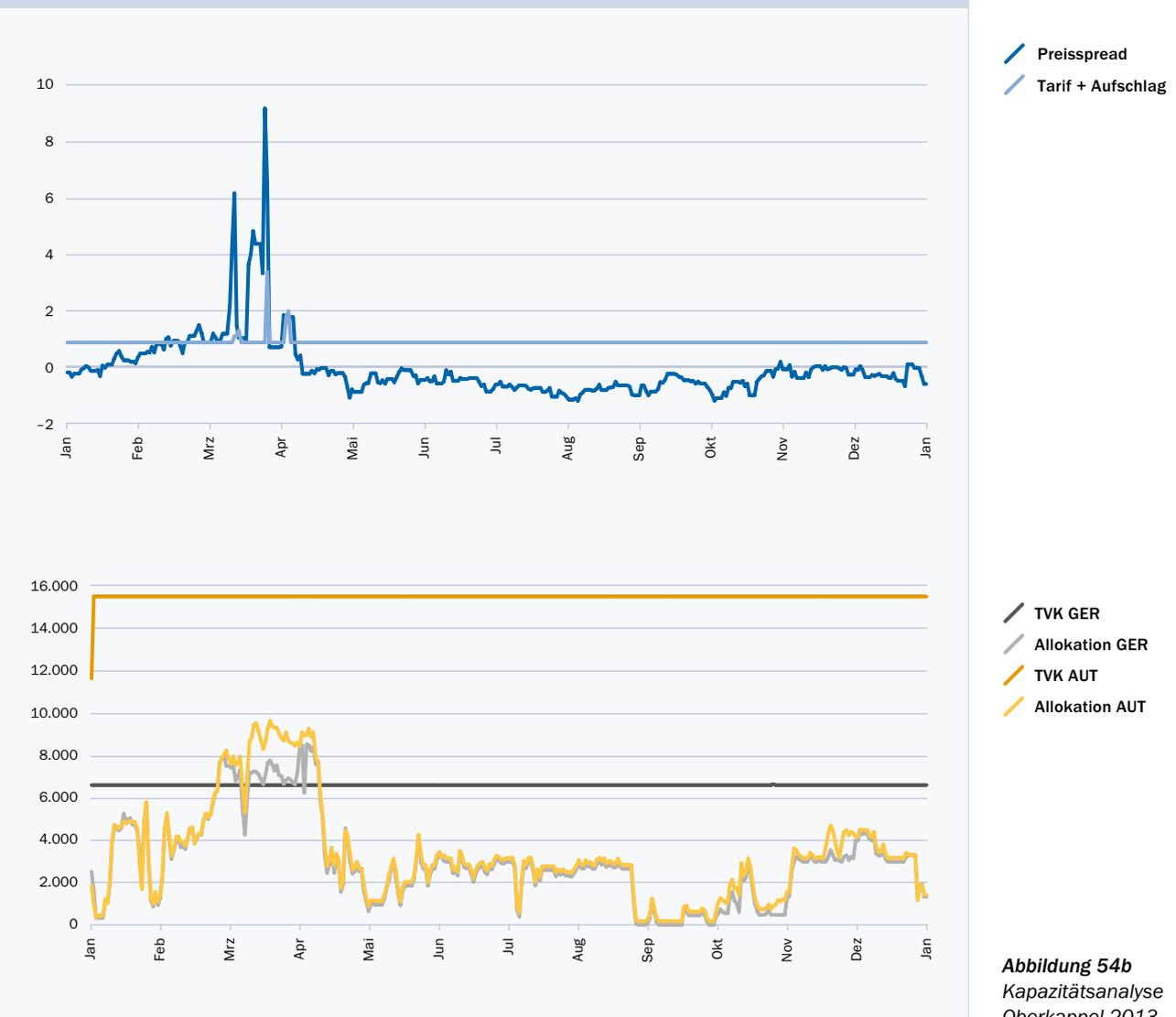


Abbildung 54b
Kapazitätsanalyse
Oberkappel 2013

Anmerkung: Zur Berechnung des gekoppelten Tarifs wurde auf deutscher Seite der FZK-Tarif von OGE herangezogen.

Quelle: PRISMA, Heren, BOG, GRTgaz Deutschland, OGE, eigene Darstellung

dung 54 und Abbildung 55 dargestellt sind, ersichtlich. Sollten Exit- und Entry-Kapazitäten eines IPs und einer Flussrichtung auseinanderfallen, so ist dies darauf zurückzuführen, dass für die Kapazitätsbetrachtung im Fall Oberkappel die endgültige Allokation und im Falle Überackern aus Datengründen die Renominierungen berücksichtigt wurden. Die Daten stammen von den einzelnen TSOs und daher von unterschiedlichen Quellen. Diese Werte sollen die ökonomischen Aspekte der Kapazitätsbuchungen, wie die tatsächliche Nachfrage nach Kapazitäten zu bestimmten Zeitpunkten, hervorheben. Für die Darstellung hätte auch der endgültige Gasfluss verwendet werden können. Allerdings wird bei der Ermittlung des endgültigen Gasflusses der Gasfluss von Ost nach West sowie der Fluss von West nach Ost gegengerechnet, sodass keine eindeutige Aussage mehr über die Nachfrage nach der einzelnen Transportrichtung getätigt werden kann. Durch diese Gegenrechnung der vertraglichen Kapazitätsbuchungen kann es vorkommen, dass die Allokationen/Renominierungen die technisch verfügbaren Kapazitäten (TVK) übersteigen. Solch ein Szenario, bei dem mehr verbindliche und unterbrechbare Kapazitäten vergeben wurden als technisch verfügbar sind, wurde vom ACER Contractual Congestion Report unter anderem auch für Überackern festgestellt.⁵³

Neben den Kapazitäten sind in den beiden oberen Grafiken der Abbildung 55 der Preis-spread⁵⁴ zwischen CEGH und NCG sowie der Tarif zuzüglich etwaigen Zuschlägen, die

auf PRISMA erzielt wurden, abgebildet. Die Spreads wurden unter Berücksichtigung der Flussrichtung berechnet, das heißt, liegt der Spread über dem Tarif, so würde sich Arbitrage in die eine Transportrichtung auszahlen, wobei zur Berechnung des Tarifes bei jenen IPs, bei denen mehrere TSOs agieren, die jeweils teuersten gebündelten FZK-Tarife ohne zuzügliche Entgelte oder Gebühren herangezogen wurden. Des Weiteren wurden bei der Berechnung der Aufschläge sowohl Aufschläge bei gebündelten als auch ungebündelten Kapazitäten für die jeweilige Flussrichtung berücksichtigt.

Bei der Analyse der nominierten Kapazitäten in Abbildung 54 fällt auf, dass die Höhe der technischen Kapazitäten des gleichen IPs teilweise erheblich zwischen dem österreichischen und den deutschen TSOs variieren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Methode, mit der die TVK ermittelt wird, sich von Land zu Land unterscheidet. Daher ist nur eine bedingte Vergleichbarkeit der TVKs des gleichen IPs gegeben. Aber diese spielt bei der Analyse eine weniger zentrale Rolle als die Allokationen und Nominierungen, die von den TSOs einheitlich zu ermitteln sind.

Die Allokationen in Abbildung 54 zeigen, dass von Anfang Februar bis Mitte April in Oberkappel große Mengen an Gas von Österreich nach Deutschland nominiert wurden, währenddessen zur selben Zeit die Allokation für die Richtung West nach Ost im Jahresvergleich ein sehr niedriges Niveau erreichte. Daher verlief die Flussrichtung im Frühjahr

⁵³ ACER (2014): „ACER annual report on contractual congestion at interconnection points.“ Period covered: Q4/2013, first edition

⁵⁴ Ein positiver Spread bedeutet, dass der Hub, zu dem Gas fließt, teurer ist als jener, von dem Gas abfließt.

in erster Linie von Ost nach West. Somit wurden in Oberkappel die Arbitragemöglichkeiten aufgrund des starken NCG-Preises von den Shippern ausgenutzt. Die Preisspitze im März, die im rechten Teil von Abbildung 54 zu sehen ist, führte auch zu hohen Aufschlägen bei den Auktionen. Währenddessen wurden die höheren Preise am CEGH im Spätsommer 2013 zur Arbitrage genutzt. Zwischen Juli und Oktober konnten Aufschläge bei den Kapazitätsauktionen für die Richtung West nach Ost erzielt werden. Dies zeigte sich auch in den höheren Allokationen, die im selben Zeitraum erreicht wurden, womit ein grafischer Zusammenhang zwischen den erhöhten Allokationen, den Preisspreads und den Aufschlägen zu verzeichnen ist.

Im Vergleich zu Oberkappel ist in Überackern ein anderer Verlauf des Gases zu verzeichnen. Beim Vergleich der Preisspreads mit den nominierten Kapazitäten in Abbildung 55 fällt auf, dass von Anfang Februar bis Mitte April in Überackern große Mengen an Gas von Deutschland nach Österreich nominiert wurden, währenddessen in die entgegengesetzte Richtung außerordentlich wenige Kapazitäten nominiert wurden. Zur selben Zeit gab es aber hohe Preisspreads in die entgegengesetzte Richtung, womit die Allokationen widersprüchlich zu den Spreads verliefen. Dies ist durch eine Eigenheit des IPs Überackern zu erklären, denn von Deutschland eingeführte Kapazitäten können von Überackern nur über die Penta West nach Oberkappel und dann von Oberkappel erst über die WAG zum CEGH transportiert wer-

den. Allerdings werden Entry-Kapazitäten von Oberkappel bei der WAG vorrangig behandelt, sodass die Entry-Kapazitäten von Überackern nur auf unterbrechbarer Basis für die WAG gebucht werden können. Feste Kapazitäten sind von Überackern nur nach Oberkappel möglich. Dort verlassen sie entweder das österreichische Marktgebiet oder können – sofern die WAG nicht ausgebucht ist – nach Baumgarten weitertransportiert werden. Gibt es nun Arbitragemöglichkeiten zwischen Österreich und Deutschland, werden die Kapazitäten schon in Oberkappel nominiert und die WAG wird ausgebucht, sodass für Entry-Kapazitäten von Überackern keine Kapazitäten mehr frei sind. Daher ist in Überackern durch den Engpass der WAG und den Vorzug von Oberkappel bei hohen Preisspreads ein azyklisches Verhalten zu beobachten. Gebuchte Entry-Kapazitäten von Überackern verlassen zu solchen Zeiten Österreich wieder über den Knotenpunkt Oberkappel. So können auch die höheren Kapazitäten zwischen Februar und April bei der Flussrichtung West nach Ost erklärt werden. Da der CEGH zu dieser Zeit teurer war als der NCG, wurden in Oberkappel weniger Kapazitäten von Deutschland nach Österreich alloziert, sodass die WAG nicht ausgebucht war und Entry-Kapazitäten von Überackern nominiert werden konnten. Allerdings wurden in Überackern nur wenige Aufschläge bei Auktionen erzielt, daher lassen sich für diesen IP nur bedingt Aussagen darüber treffen, wie sich Preisspreads und Nominierungen auf die Aufschläge auswirken.

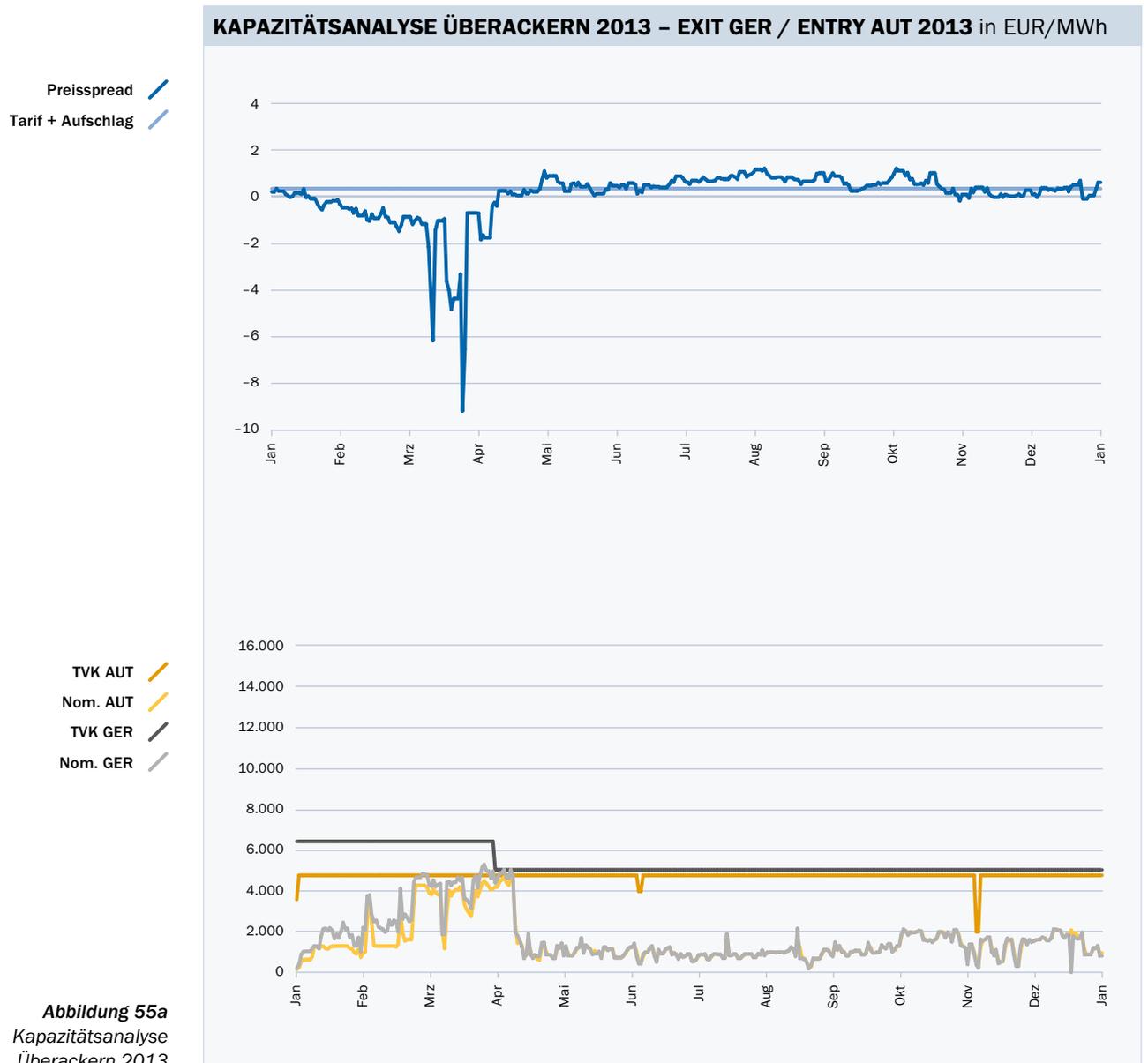


Abbildung 55a
Kapazitätsanalyse
Überackern 2013

Quelle: PRISMA, Heren, GCA, bayernets, eigene Darstellung

KAPAZITÄTSANALYSE ÜBERACKERN 2013 - EXIT AUT / ENTRY GER 2013 in EUR/MWh

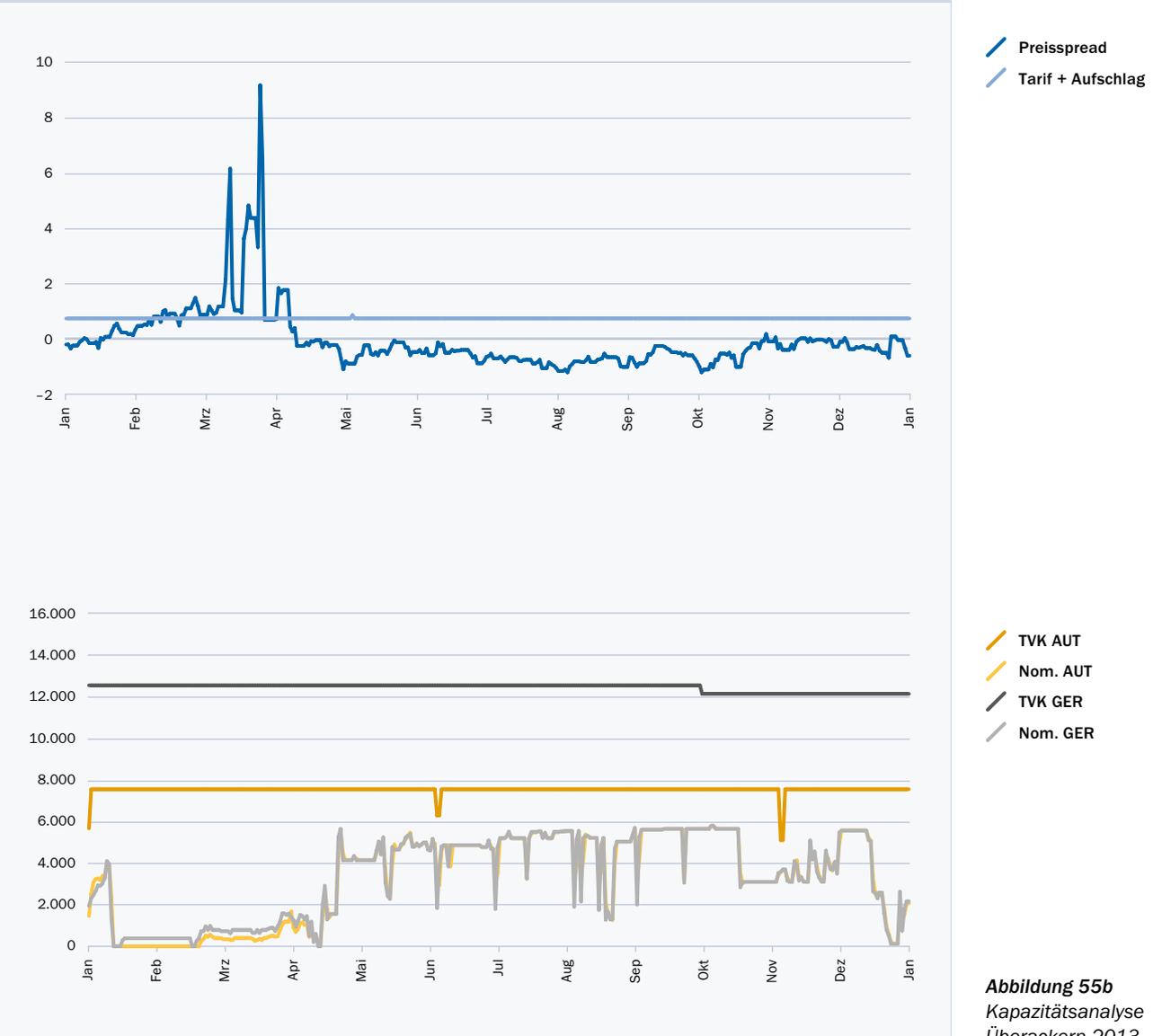


Abbildung 55b
Kapazitätsanalyse
Überackern 2013

Quelle: PRISMA, Heren, GCA, bayernets, eigene Darstellung

Zuletzt wird der Knotenpunkt Arnoldstein analysiert, der Österreich und Italien und somit CEGH und PSV miteinander verbindet. Die Analyse dieses Knotenpunktes ist insofern einfacher, als in Arnoldstein die Gasflussrichtung eindeutig von Nord nach Süd verläuft und daher nur diese Flussrichtung analysiert werden muss. Die beiden TSOs, die an diesem IP agieren, sind die TAG auf österreichischer Seite und Snam Rete Gas auf der italienischen. Abbildung 56 zeigt in Blau Preisspreads und den Tarif zuzüglich Aufschlag und in Rot die technisch verfügbare Kapazität sowie die allozierte Menge. Der Preisspread liegt mit Ausnahme von kurzen Phasen tendenziell über dem Tarif. Ende Juni und Anfang August war der Preisspread sogar negativ, sodass in diesen Phasen der CEGH teurer war als der PSV. Die allozierte Menge bewegte sich bis November zwischen 25.000 MWh/h und 40.000 MWh/h. Doch erst ab November 2013 die allozierte Menge und

der Preisspread gemeinsam anstiegen, wurden Aufschläge bei den Auktionen erzielt.

Insgesamt kann für diese drei österreichischen IPs somit festgestellt werden, dass die Auktionsergebnisse auf PRISMA unter Berücksichtigung der Preisspreads, Tarife und Auslastung erklärt werden können. Bei allen drei Knotenpunkten ist dann ein Preisaufschlag zu beobachten, wenn die Auslastung und der Preisspread so hoch sind, dass Arbitrage sinnvoll erscheint. Bei Oberkappel deckt sich die Höhe des Aufschlages annäherungsweise mit dem Preisspread, bei Arnoldstein ist dies nicht der Fall. Hier ist allerdings zu erwähnen, dass in Italien bei der Tarifierung eine „Commodity“-Komponente auf Mengengrundlage anfällt, welche grafisch nicht berücksichtigt ist. In Fällen mit Preisaufschlag wird somit über PRISMA ein Teil der Überlastungsrente abgeschöpft, welche z.B. bei einem reinen FCFS-System jenen

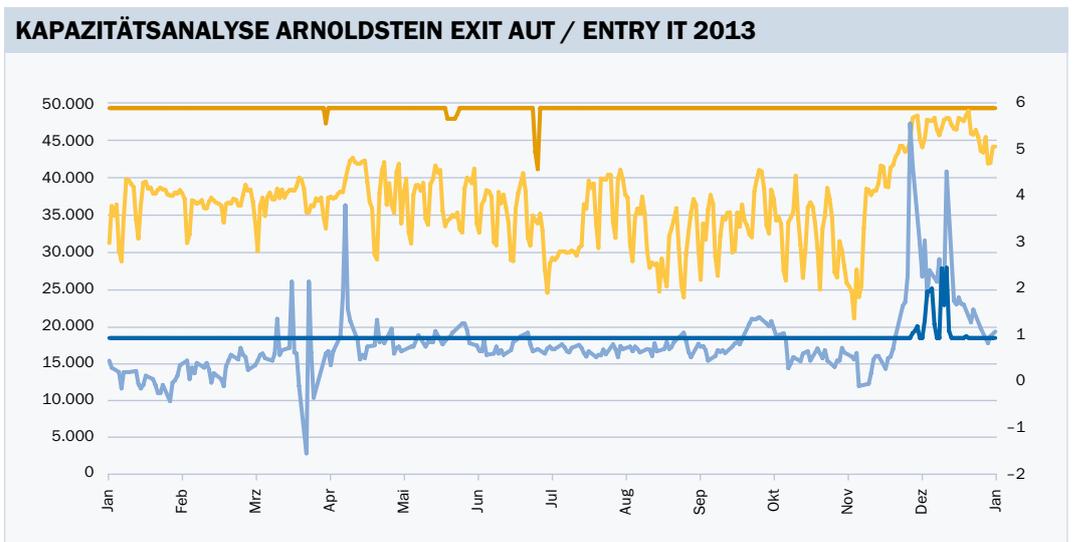


Abbildung 56
Kapazitätsanalyse Arnoldstein Exit AUT / Entry IT 2013

Quelle: PRISMA, Heren, TAG, eigene Darstellung

Shippern zufallen würden, die zuerst eine Kapazität eingebucht haben.

GRENZÜBERSCHREITENDE ZUSAMMENARBEIT MIT ANDEREN NRAS ODER BEHÖRDEN

Im Jahr 2013 wurden Abstimmungen mit einigen angrenzenden Regulierungsbehörden getroffen.

Mit der Bundesnetzagentur erfolgte eine enge Zusammenarbeit in Bezug auf die Integration der österreichischen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg mit dem deutschen Marktgebiet NetConnect Germany. Darüber hinaus erfolgte auch eine Abstimmung zu weiteren Themen, wie z.B. Netzinseln, Allokation von gebündelten Kapazitäten und Engpassmanagement.

Mit der ungarischen Regulierungsbehörde erfolgte eine Zusammenarbeit mit dem Ziel einer koordinierten Kapazitätsbedarfserhebung am Grenzkopplungspunkt Mosonmagyaróvár für physische Reverse-Flow-Kapazitäten von Ungarn nach Österreich.

Mit der italienischen Regulierungsbehörde erfolgte eine Zusammenarbeit speziell zum Thema der koordinierten Implementierung der Bestimmungen des CAM Network Codes und des Anhang I zur Verordnung (EG) 715/2009 zu Engpassmanagement am Grenzkopplungspunkt Arnoldstein/Tarvisio. Mit der slowenischen Regulierungsbehörde erfolgte zu diesen Themen ebenfalls eine Zusammenarbeit.

Eine Zusammenarbeit erfolgte auch im Rahmen einer „Regulator Advisory Group“ der Regulatoren, die für die Regulierung von Fernleitungsnetzbetreibern verantwortlich sind, die Kapazitäten über die Kapazitätsplattform PRISMA vergeben.

Zusammengearbeitet wurde auch mit der tschechischen Regulierungsbehörde zur stärkeren Integration der Gasmärkte in der CEE-Region. Es erfolgten Gespräche zur Umsetzung eines Trading Region Modells. Auch die slowakische Regulierungsbehörde wurde zu dieser Zusammenarbeit eingeladen, war aber für konkrete Gespräche nicht verfügbar.

Entwicklung des Wettbewerbs

AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG VON GAS Gasproduktion

Die inländische Gasproduktion ist 2013 um 5,7 TWh oder 28,2% auf insgesamt 14,5 TWh zurückgegangen. Der Rückgang war in allen Monaten mit Ausnahme des März und Juni, in denen etwa die gleiche Menge wie im Vorjahr gefördert wurde, zu verzeichnen, wobei

in den ersten beiden Monaten die stärksten Rückgänge mit jeweils rd. 1,0 TWh oder über 40% gegeben waren.

Gasverbrauch

Wie bereits in den Vorjahren, ging der inländische Gasverbrauch weiter um 4,6% oder 4,2 TWh auf insgesamt 86,9 TWh zurück.

Wesentlicher Einflussfaktor war der Rückgang des Einsatzes der Gaskraftwerke, die um knapp ein Drittel weniger Strom erzeugten als im Vorjahr, während die Wärmeauskopplung etwa dem Vorjahreswert entsprach. Abbildung 57 zeigt die zeitliche Entwicklung der wesentlichen Komponenten der Erdgasbilanz.

Gasspeicher

In die auf dem österreichischen Bundesgebiet befindlichen Speicheranlagen wurden 2013 insgesamt 60,5 TWh eingepresst und 68,2 TWh entnommen, wodurch der Speicherstand am Jahresende mit 55,2 TWh um rd. 8 TWh niedriger war als zum gleichen Stichtag des Vorjahres.

Festzuhalten bei der Speicherbewegung ist, dass die Einpressung um 13,5%, die Speicherentnahme aber um 47,5% gesteigert wurden.

Importe und Exporte

Insgesamt wurden 67,9 TWh netto importiert, wobei die physikalischen Importe mit 519,3 TWh um 15,0% und die Exporte mit 451,4 TWh um 22,4% zugenommen haben. Auffallend war, dass Österreich in den ersten drei Monaten durchgehend mehr Erdgas exportiert als importiert hat. Der Exportüberschuss betrug insgesamt 12,7 TWh.

Von den 519,3 TWh Importen kamen 438,4 TWh über die Slowakei und 80,7 TWh über Deutschland. Die meisten Exporte gingen nach Italien mit 317,4 TWh, gefolgt von Deutschland mit 68,2 TWh und Ungarn mit 40,3 TWh. Nach Slowenien, in die Schweiz und in die Slowakei gingen insgesamt 25,5 TWh.

WETTBEWERB AM GROSSHANDELSMARKT

Der CEGH Exchange Day-ahead-Preis ist im Jahr 2013 innerhalb einer schmalen Band-

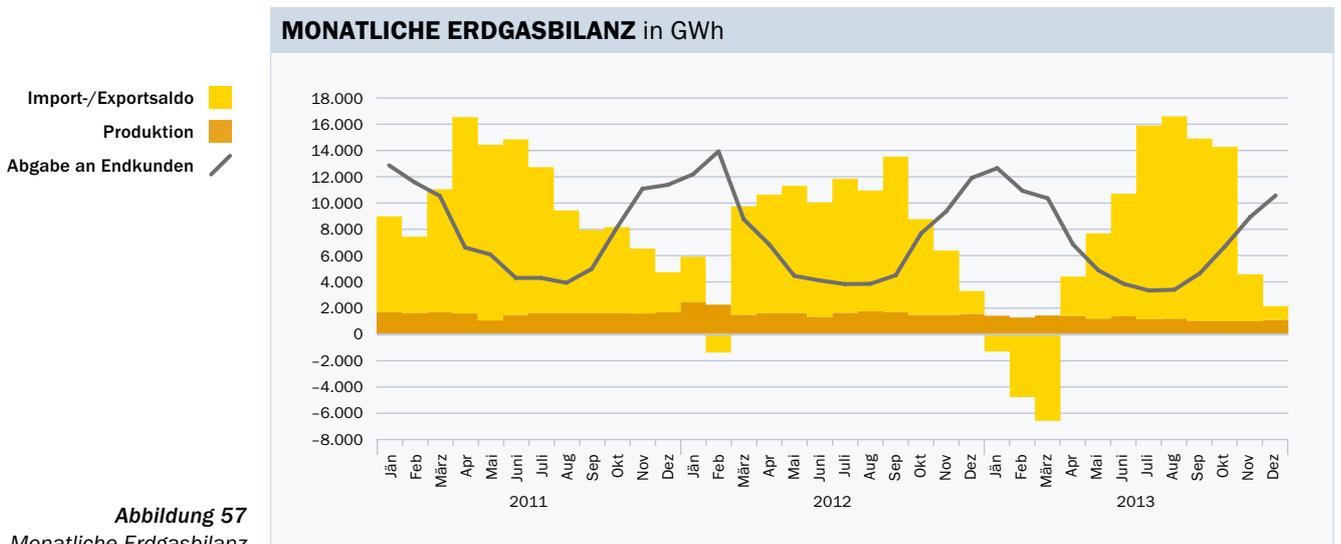


Abbildung 57
Monatliche Erdgasbilanz

Quelle: Quarterly, E-Control

breite geblieben. Die am stärksten ausgeprägte Abweichung fand im März 2013 statt. Wie in Abbildung 58 ersichtlich, erreichte der Day-ahead-Preis mit 35,12 EUR/MWh am 26. März seinen Höhepunkt. Die Preise an allen wichtigen europäischen Hubs stiegen in diesem Zeitraum. Dies ist auf Bedenken der Händler hinsichtlich niedriger Gasvorräte und kalter Temperaturen zurückzuführen.

Die Anzahl der registrierten Mitglieder am CEGH OTC-Handel stieg während des Jahres 2013. Ende 2013 waren 161 Mitglieder für den Handel am OTC-Markt registriert. Im Vergleich dazu waren es Ende 2012 150 Mitglieder. Von den 161 Mitgliedern Ende 2013 handelte es sich bei 78 um Bilanzgruppenverantwortliche und bei 83 um virtuelle Händler.

Die gehandelten Volumina am CEGH Hub machten 2013 35 Milliarden Kubikmeter aus.

Abbildung 59 zeigt, dass im Vergleich dazu im Jahr 2012 mit 46,8 Milliarden wesentlich mehr Mengen gehandelt wurden. Das Inkrafttreten des neuen Gasmarkt-Modells mit 1. Januar 2013 könnte einen erheblichen Einfluss auf die gehandelten Volumina zu Beginn des Jahres 2013 gehabt haben. Die Volumina fielen womöglich aufgrund etwaiger Unsicherheiten der Marktteilnehmer hinsichtlich des neuen Marktmodells. In den weiteren Monaten nach Januar 2013 hat sich der Handel offenbar erholt und die gehandelten Volumina sind wieder gestiegen. Dies weist darauf hin, dass sich die Marktteilnehmer schnell an das neue Marktumfeld gewöhnt haben.

Abbildung 60 zeigt, dass OTC-gehandelte Volumina am CEGH mit 4,8 Milliarden Kubikmetern im Oktober 2013 ein Rekordhoch erreicht haben. Auch die eingespeisten Gasvolumina stiegen während des Jahres und standen

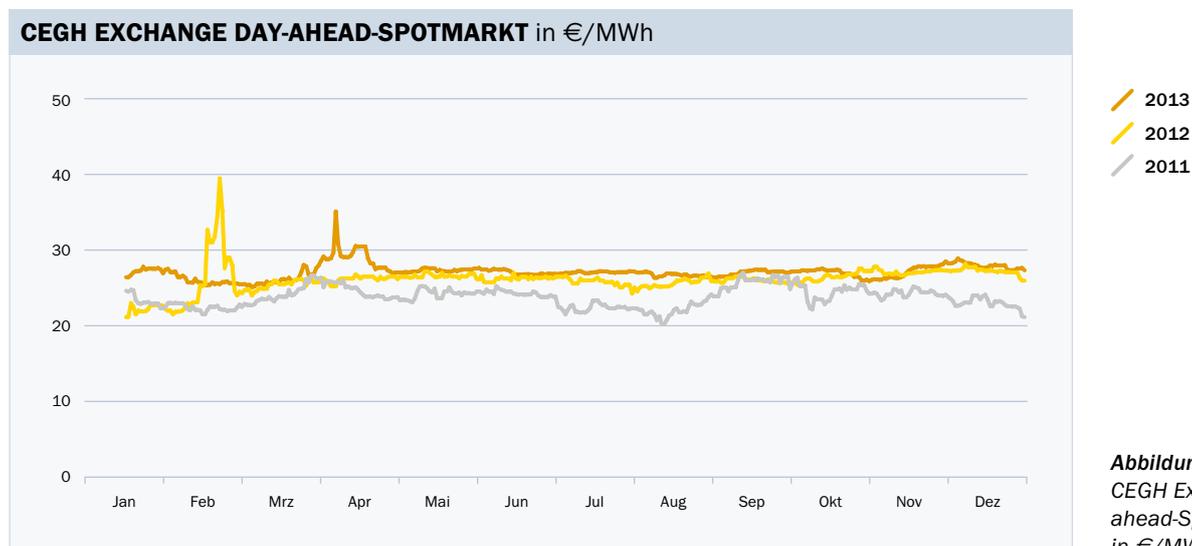


Abbildung 58
CEGH Exchange Day-ahead-Spotmarkt
in €/MWh

Quelle: CEGH

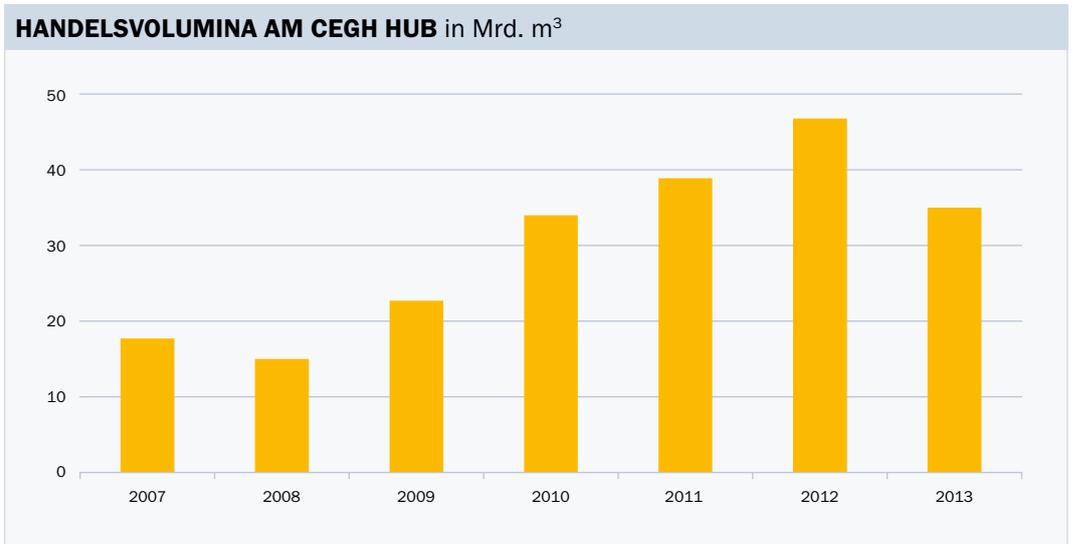


Abbildung 59
Handelsvolumina am
CEGH Hub

Quelle: CEGH

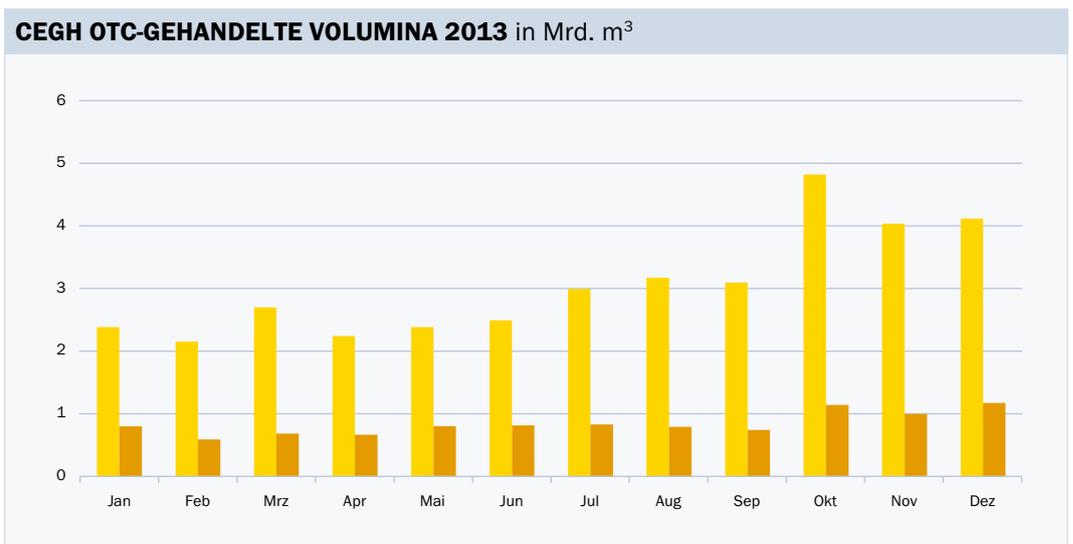


Abbildung 60
CEGH OTC gehandelte
Volumina 2013

Quelle: CEGH

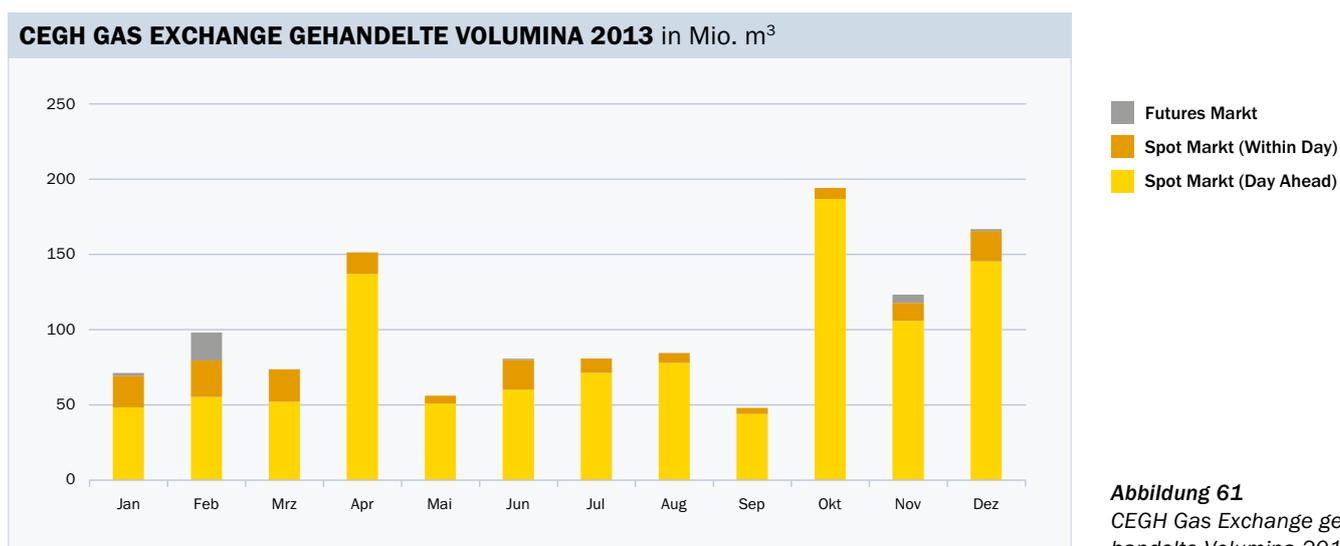
über 1 bcm pro Monat zwischen Oktober und Dezember.

Das neue Gasmarkt-Modell förderte einen starken Anstieg der Börse-Handels-Aktivitäten. Der Within-Day-Markt wurde gelauncht, um den Handel von Ausgleichsenergie im Marktgebiet Ost zu unterstützen, und agiert auf 24/7 Basis, 365 Tage im Jahr.

Im Jahr 2013 wurden 1,23 Milliarden Kubikmeter an der CEGH Gas Exchange der Wiener Börse gehandelt. Dies ist fast vier Mal so viel wie die gesamten gehandelten Volumina 2012. Der Exchange Handel wurde vorwiegend am Day-ahead-Markt ausgeführt, wenngleich auch within-day gehandelte Volumina gelegentlich starke Handelsspitzen zeigten.

Ein guter Indikator, um die Entwicklung von CEGH als ein Handels-Hub in Betracht zu ziehen, ist das Analysieren des Bid/Ask-Spreads. Dieser ist die Differenz zwischen dem Gebots- bzw. Kaufpreis in der Handelsnotiz und dem Verkaufspreis. Ein kleiner Spread weist darauf hin, dass ausreichend Teilnehmer am Markt aktiv sind. Der Bid/Ask-Spread bei CEGH ist im Jahr 2013 kleiner geworden.

Ein weiterer aussagekräftiger Indikator für die Entwicklung von CEGH ist die Churn Rate, welche zeigt, wie oft ein Kubikmeter Gas gehandelt wird, bevor er physisch geliefert wird. Die durchschnittliche Churn Rate bei CEGH lag im Jahr 2013 bei 3,65 – verglichen mit 3,53 im Jahr 2012. Zusammenfassend hat das neue österreichische Marktmodell die



Quelle: CEGH

Abbildung 61
CEGH Gas Exchange gehandelte Volumina 2013

Spread Bid/Ask
200 Tage gleitender
Durchschnitt

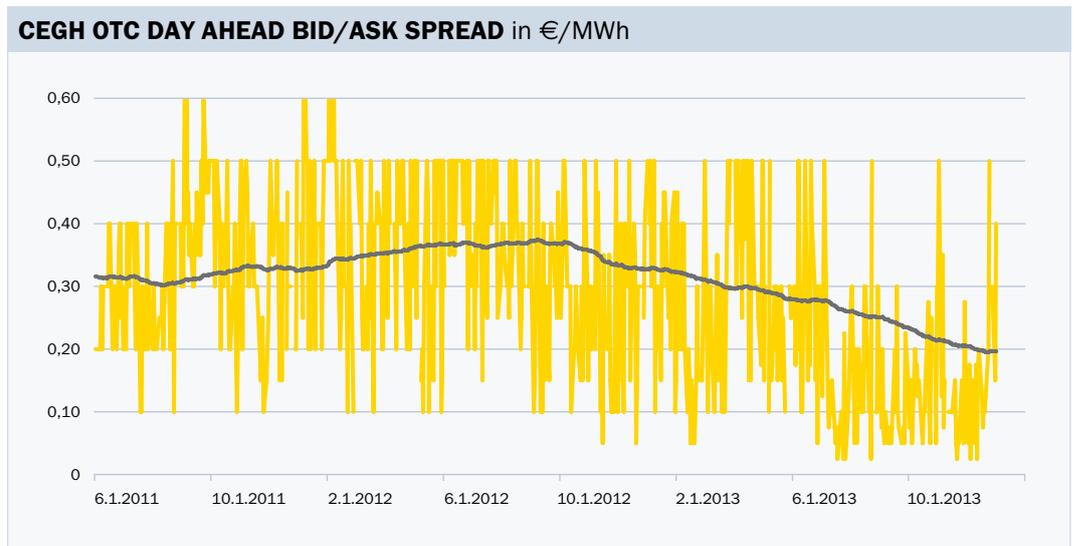


Abbildung 62
CEGH OTC Day-ahead-Bid/
Ask Spread

Quelle: E-Control Berechnungen, ICIS Heren

Konzentration von Liquidität unterstützt und den Handel erleichtert.

Lastprofil. Diese Kunden verhandeln ihre Bezugskonditionen mit dem Versorger individuell aus.

WETTBEWERB IM ENDKUNDENMARKT

Der Endkundenmarkt Gas teilt sich im Allgemeinen in zwei Segmente auf:

1. **Massenkundenmarkt** (Kleinkundenmarkt): Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Kleinverbraucher, die weniger als 400.000 kWh Gas im Jahr verbrauchen. Diesen Kunden wird ein standardisiertes Lastprofil zugewiesen. Die Versorger sind verpflichtet, ihre Tarife für dieses Kundensegment zu veröffentlichen.
2. **Sondervertragskundenmarkt:** Gewerbe, Industrie und Dienstleistungsbetriebe mit einem Jahresverbrauch von mehr als 400.000 kWh und einem gemessenen

Marktstruktur der Endkundenmärkte

Angebot und Nachfrage

Massenkundenmarkt

Der Wettbewerb hat im Gasmarkt, vor allem im Massenkundenmarkt, stark zugenommen.

Vier neue Gasversorger wurden im Laufe des Jahres 2013 am Gasmarkt tätig: Vitalis und redgas, die im Marktgebiet Ost aktiv sind, Gutmann bietet nur in Tirol und Vorarlberg und PGNiG (PST) österreichweit an. Allen neuen Unternehmen wurde der von der E-Control 2013 erstellte Leitfaden für den Markteintritt zur Verfügung gestellt.

ANGEBOTSANZAHL (Haushalte, 15.000 kWh/a)

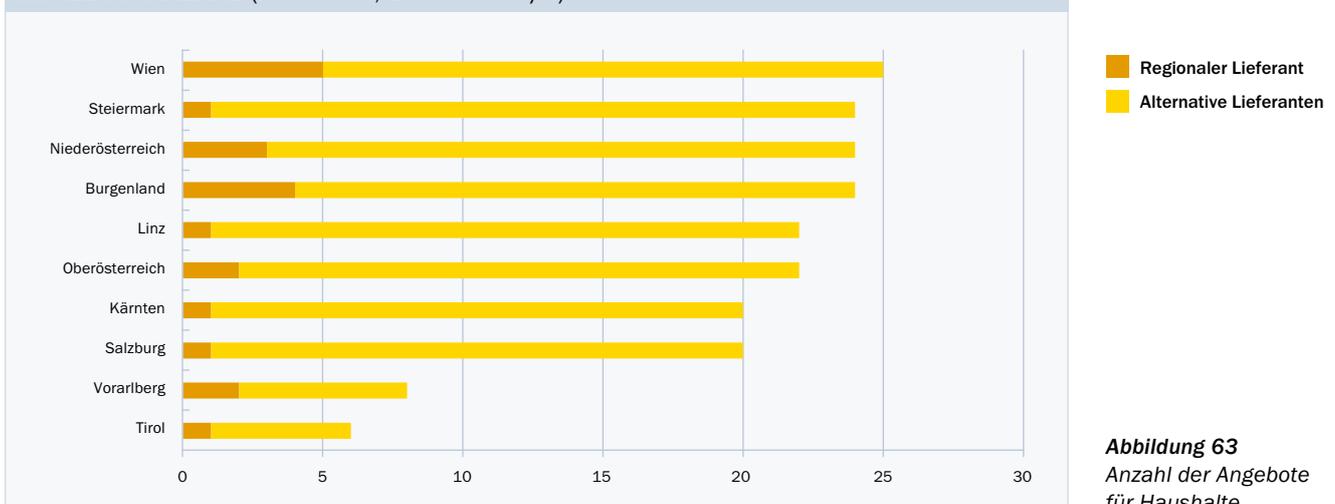


Abbildung 63
Anzahl der Angebote
für Haushalte

Quelle: Tarifikalkulator, Stand April 2014, E-Control

Ende April 2014 hat das E-Werk Wels seine neue Marke – *gastino*, ein Pendant zu *voltino* im Strombereich – eingeführt.

Das Angebot hat sich in Tirol und Vorarlberg seit der Einführung des neuen Marktmodells und Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 wesentlich erweitert. Während es 2012 mit *goldgas* nur einen alternativen Anbieter gegeben hat, bekommen inzwischen Kleinkunden in Vorarlberg bis zu neun Angebote von acht, in Tirol von sieben unterschiedlichen Anbietern. Neben neuen Anbietern haben *erdgas oö*, *gasdiskont* und *Kelag* ihr Angebot auf die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, und *TIGAS* auf Vorarlberg ausgeweitet⁵⁵.

Im Marktgebiet Ost haben Haushaltskunden in Wien die größte Auswahl mit insgesamt 25

Gasprodukten, fünf davon vom regionalen Versorger. Die meisten Angebote von 16 alternativen Anbietern, insgesamt 23, bekommen Haushaltskunden in der Steiermark⁵⁶.

Haushalts- und Kleinkunden haben in der Regel kurzfristige Verträge ohne Mindestabnahmeverpflichtung, die keine explizite Preisgleitklausel mit Anbindung an Ölpreise oder Gashandelsplätze enthalten, sondern sprungfixe Preismodelle, wobei der Gaspreis in unregelmäßigen, vom Gasversorger festgelegten Zeitabständen angepasst wird. Dies bedeutet, dass eine Senkung oder Steigerung am Großhandelsmarkt und damit der Einstandskosten der Unternehmen keine unmittelbare Auswirkung auf die Gaspreise der Endkunden hat, sondern in der Regel zeitverzögert weitergegeben wird. Allerdings

⁵⁵ Stand E-Control-Tarifikalkulator April 2014

⁵⁶ Stand E-Control-Tarifikalkulator April 2014 (Abbildung 63)

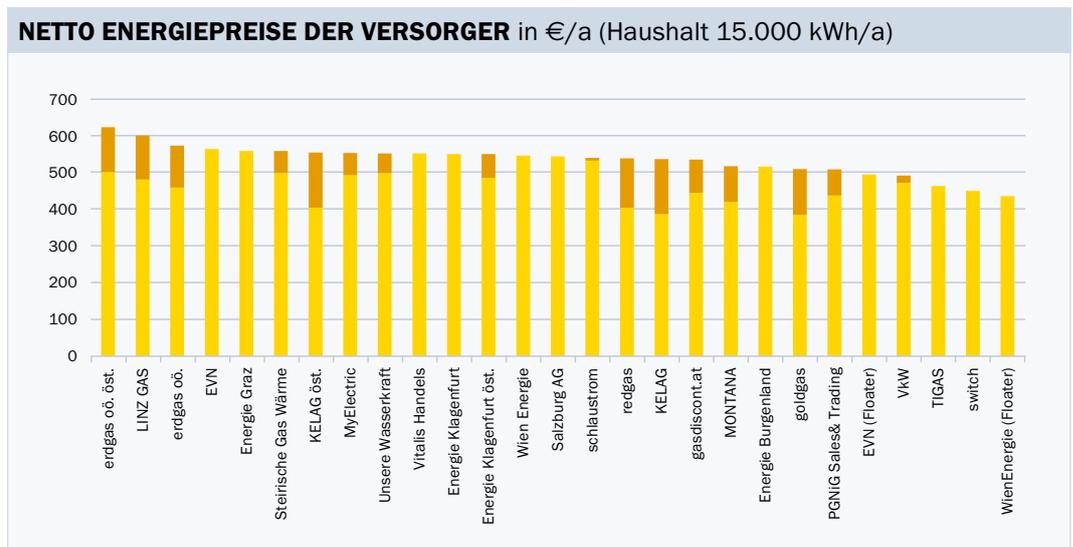


Abbildung 64
 Netto Energiekosten
 nach Anbietern für einen
 Musterhaushalt in Wien
 (15.000 kWh/a, Tarifkalkula-
 tor Stand März 2014)

Quelle: Tarifkalkulator, E-Control

werden genau wie im Strommarkt auch alternative Preismodelle mit Preisgarantien und indexgebundenen Preisen am Markt angeboten.

Die Produkte unterscheiden sich zudem durch Bindefristen (keine, 6 bis max. 12 Monate), Kommunikationsart (Online) und Zusammensetzung (Beimischung von Biogas). Ein deutlicher preislicher Unterschied zwischen Angeboten für Haushalte und Gewerbe ist nicht zu erkennen.

Die Preisdifferenzierung der alternativen Gasversorger bleibt nach wie vor durch Rabattaktionen aufrecht. Die Frequenz, in der die Lieferanten Rabattaktionen durchführen, hat sich jedoch signifikant erhöht. Neukundenrabatte können die Gesamtenergiekosten im ersten Jahr nach einem Versorgerwechsel um bis zu

28% reduzieren. Ohne Abzug von Neukundenrabatten hat sich zuletzt das Angebot für reine Energie z.B. in Wien für einen Haushalt mit 15.000 kWh/a Gasverbrauch zwischen 436 bis 624 EUR/a (ohne Netzkosten, Steuern und Abgaben) bewegt (siehe Abbildung 64).

Nachfragestruktur

Insgesamt gab es in Österreich im Jahr 2013 1,35 Mio. Zählpunkte, die mit Gas versorgt wurden. Damit gab es fast keine Veränderung gegenüber dem Vorjahr. Auf die Haushalte entfallen insgesamt ca. 94% der Zählpunkte, hingegen nur ca. 22% des Gasverbrauchs.

Wechselzahlen

Das Jahr 2013 ist das dritte Jahr in Folge mit einem neuen Höchststand der Wechselzahlen, insbesondere bei Haushaltskunden. Genau wie im Strombereich hat die media-

LIEFERANTENWECHSEL (Zählpunkte)

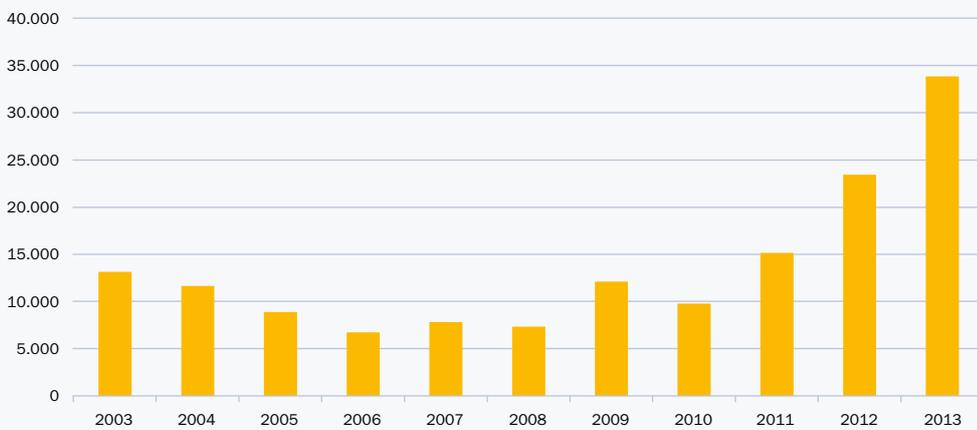


Abbildung 65
Lieferantenwechsel
2001-2013

Quelle: E-Control

LIEFERANTENWECHSEL UND WECHSELRATEN (Zählpunkte)



Abbildung 66
Lieferantenwechsel
und Wechselraten
2010-Q2/2014

Quelle: E-Control

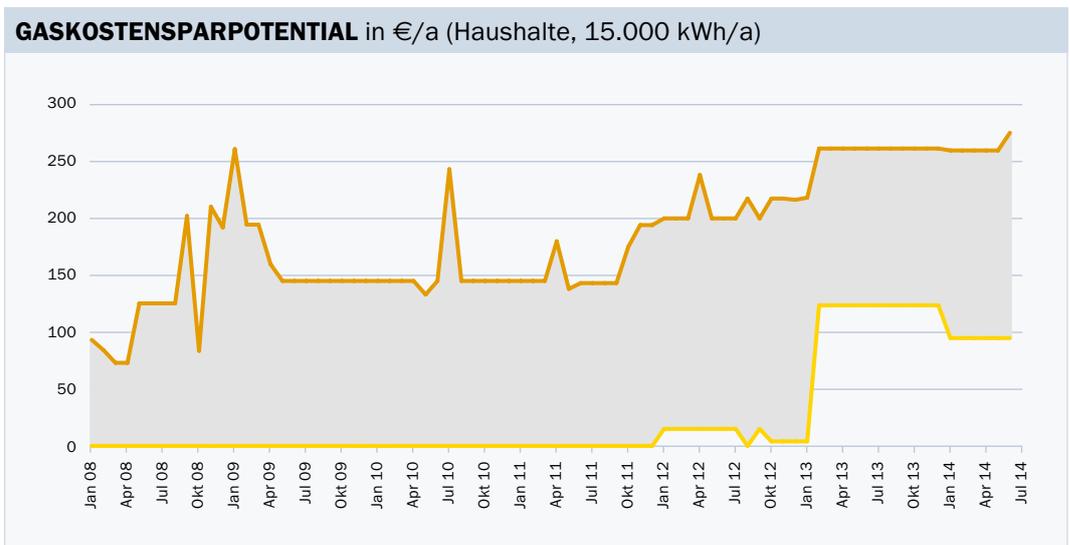


Abbildung 67
 Entwicklung Einsparungspotenzial eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten (Energiekostendifferenz inkl. Umsatzsteuer, Änderungen von Systemnutzungstarifen, Steuern und Abgaben nicht berücksichtigt)

Quelle: E-Control

le Thematisierung der Energiekosten, neue Anbieter und Angebote sowie das hohe Einsparpotential wesentlich dazu beigetragen. Im Jahr 2013 wechselten insgesamt 31.051 Haushalte den Versorger, was ein Plus von 47% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Im Bundesländervergleich wurden die höchsten Wechselraten in Oberösterreich (4,2%), gefolgt von Niederösterreich (3,7%) und der Steiermark (2,7%) erreicht.

Im ersten Halbjahr 2014 haben insgesamt 46.676 Gaskunden oder 3,5% der Zählpunkte ihren Versorger gewechselt. Auch das ist ein Rekordwert – immerhin haben in den ersten beiden Quartalen 2014 exakt so viele Gaskunden gewechselt, wie in den sieben Quartalen davor. Bei den Haushalten haben 44.927 oder 3,5% gewechselt, bei den lastganggemessenen 287 oder 3,7% und bei den sonstigen Kleinkunden „nur“ 1.462 oder 2,1%. Die meisten Wechsel

fanden in Wien (19.720), gefolgt von Niederösterreich (12.430) und Oberösterreich (9.522) und der Steiermark (2.962) statt. Die höchste Wechselrate gab es in Oberösterreich mit 6,4%, gefolgt von der Steiermark mit 4,4% und Niederösterreich mit 4,2%, während in Wien die Wechselrate mit 3,0% bereits unter dem Bundesschnitt lag. Generell ist zu den Versorgerwechseln anzumerken, dass die gewechselten Mengen trotz (oder gerade wegen) des hohen Anteils von Haushalts- und anderen Kleinkunden rückläufig sein dürften. Die meisten Lieferantenwechsel haben im Rahmen der VKI-Aktion Energiekosten-Stop⁵⁷ stattgefunden. Im Rahmen dieser Aktion haben ca. 30.000 Haushalte⁵⁸ ihren Gaslieferanten gewechselt.

Das Einsparpotential beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Anbieter hat sich in den letzten fünf Jahren fast verdoppelt. Für einen Musterhaushalt in Linz hat es im Juni

⁵⁷ Siehe VKI-Aktion Energiekosten-Stop Seite 65
⁵⁸ Presseinformation des VKI vom 6.5.2014

ENTWICKLUNG DES GESAMTPREISES in Cent/kWh

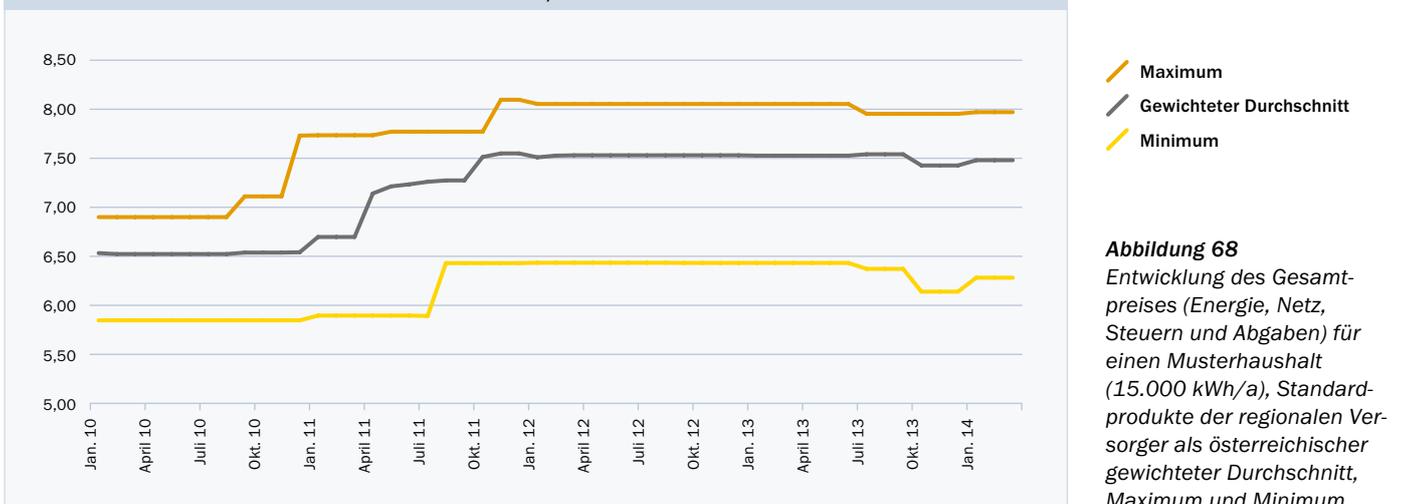


Abbildung 68
Entwicklung des Gesamtpreises (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) für einen Musterhaushalt (15.000 kWh/a), Standardprodukte der regionalen Versorger als österreichischer gewichteter Durchschnitt, Maximum und Minimum

Quelle: E-Control

2014 mit 275 EUR/a den höchsten Stand überhaupt erreicht.

Preisentwicklung Haushaltskunden

Anfang 2014 haben die Salzburg AG und TI-GAS ihre Energiepreise gesenkt, dabei fiel die Senkung in Salzburg mit 9,7% mehr und in Tirol mit 4,9% weniger als die jeweilige Erhöhung im Vorjahr aus. Im Herbst haben die Unternehmen der EnergieAllianz (Energie Burgenland, EVN und Wien Energie) ihre Preise zwischen 3,7% und 5,44% gesenkt. Die Systemnutzungsentgelte wurden je nach Netzbereich unterschiedlich geändert.

Im Durchschnitt haben sich Anfang des Jahres 2014 die Gaskosten geringfügig reduziert (Abbildung 68). Die größte Preiserhöhung widerfuhr mit 2,3% Haushalten in Tirol, wo sich die Kosten um 24 EUR/a für einen Musterhaus-

halt mit 15.000 kWh/a erhöhten. Haushaltskunden in Salzburg zahlen hingegen um 5,9% weniger. Umgerechnet auf einen Musterhaushalt bedeutet dies eine Ersparnis von 68 EUR.

Entwicklung der Haushaltspreise im internationalen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben nach wie vor im oberen Mittelfeld. Im zweiten Halbjahr 2013 liegt Österreich mit 7,54 Cent/kWh um 0,47 Cent/kWh über dem EU 28- und um 0,35 Cent/kWh unter dem EA 18-Durchschnitt (Abbildung 69). Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind die Gesamtkosten um ca. 1% gesunken.

Der Anteil von Steuern und Abgaben in Österreich liegt mit 28% über dem HEPI⁵⁹-Durchschnitt (Abbildung 70). Sie machen in Kopenhagen 57%, in Amsterdam 42% und hingegen

⁵⁹ Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control, der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH sowie in Zusammenarbeit mit VaasaETT erstellt. Für diesen gewichteten Haushaltspreisindex, dem die allgemeinen Preisentwicklungen von ganz Europa zugrunde liegen, werden die Strom- und Gaspreise des jeweils vorherrschenden Versorgers und seines stärksten Konkurrenten in den Hauptstädten herangezogen. Es werden jeweils die von den Konsumenten am meisten genutzten Tarife in die Analyse mit einbezogen.

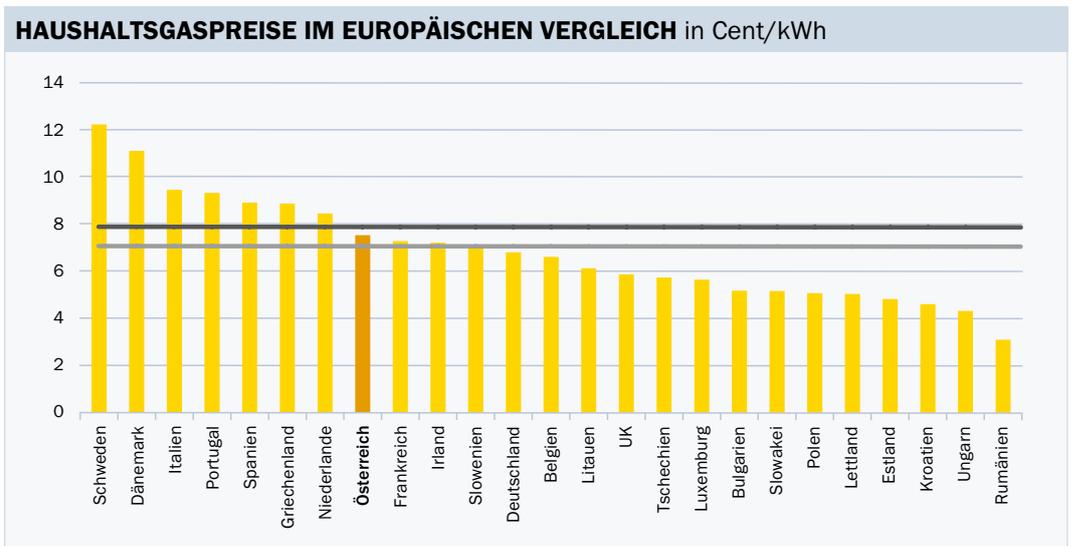


Abbildung 69
Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2013, Verbrauchsgruppe 5.555–55.555 kWh/a

Quelle: Eurostat, Stand 15.9.2014

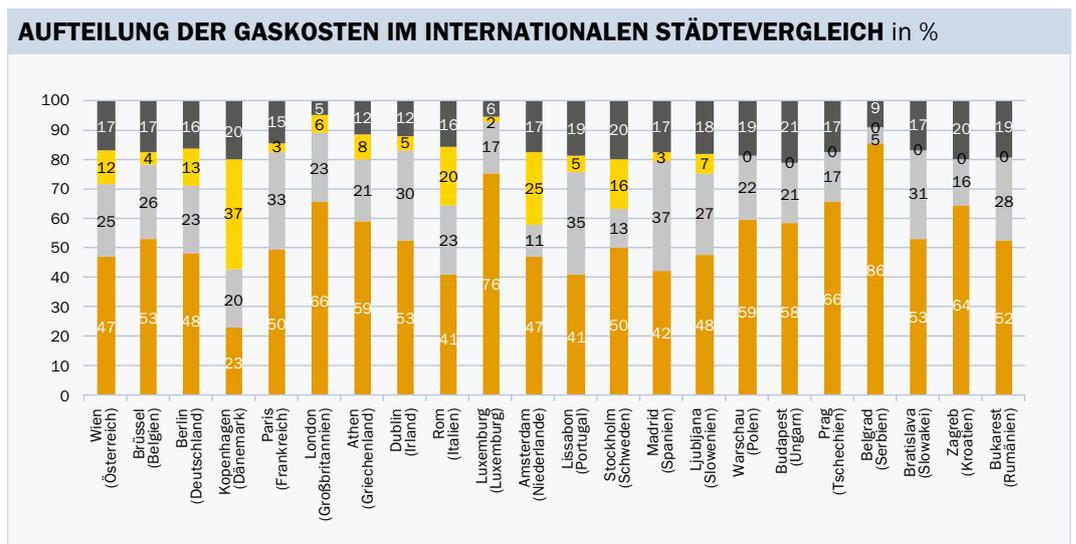


Abbildung 70
Aufteilung der Gaskosten im internationalen Städtevergleich

Quelle: HEPI Mai 2014, E-Control

ENTWICKLUNG DER INDUSTRIEGASPREISE in Cent/kWh

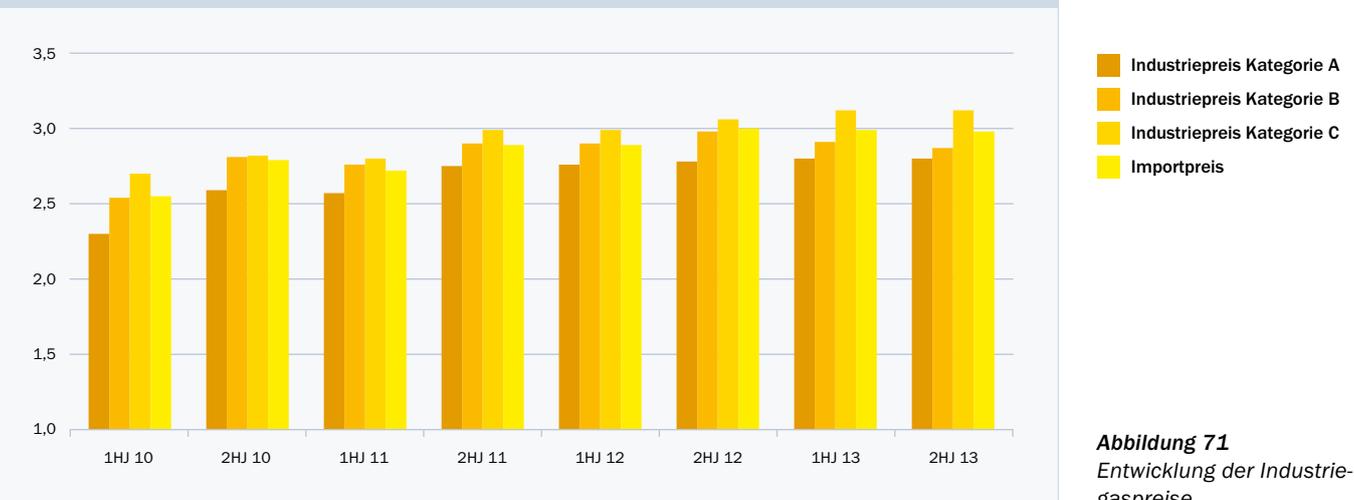


Abbildung 71
Entwicklung der Industriegaspreise

Quelle: E-Control, Industriegaspreiserhebung

in Luxemburg nur 7% und in London 9% der Gesamtstromkosten aus. Der nicht regulierte Gaskostenanteil (Energiepreis) beträgt in Wien 47% und liegt unter dem HEPI-Durchschnitt von 54%.

Entwicklung der Preise für lastganggemessene Kunden

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Januar und Juli) mittels Online-Formular die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden.⁶⁰ Die Ergebnisse der Preiserhebung bei den Industriekunden zeigen im Vergleich zum Vorjahr ein Steigen der Preise in den Kategorien A und C um 1 Prozentpunkte bzw. 2 Prozentpunkte, während es in der Kategorie B zu einer Senkung der Preise um 4 Prozentpunkte kam. Auch der Importpreis veränderte sich gegenüber dem Vorjahr kaum.

Die erhobenen Preise liegen in diesem Jahr über den sehr hohen Preisen im 2. Halbjahr 2008 bzw. 1. Halbjahr 2009 (Abbildung 71).

Die Ergebnisse der Industriebefragung für den Gasbereich zeigen, dass der Versorgerwettbewerb im Gasbereich als geringer angesehen wird als im Strombereich. Bei den Gaspreisen kam es zu keiner nennenswerten Änderung.

Europäische Vergleiche

Im europäischen Vergleich liegen die Industriegaspreise Österreichs (Energie- und Netzkosten ohne Steuern und Abgaben) unterhalb der EU 28- und EA 18-Durchschnitte, deutlich unter jenen in Deutschland und Dänemark, aber über jenen in UK, Belgien und Niederlande (Abbildung 72).

⁶⁰ Die Ergebnisse werden auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.

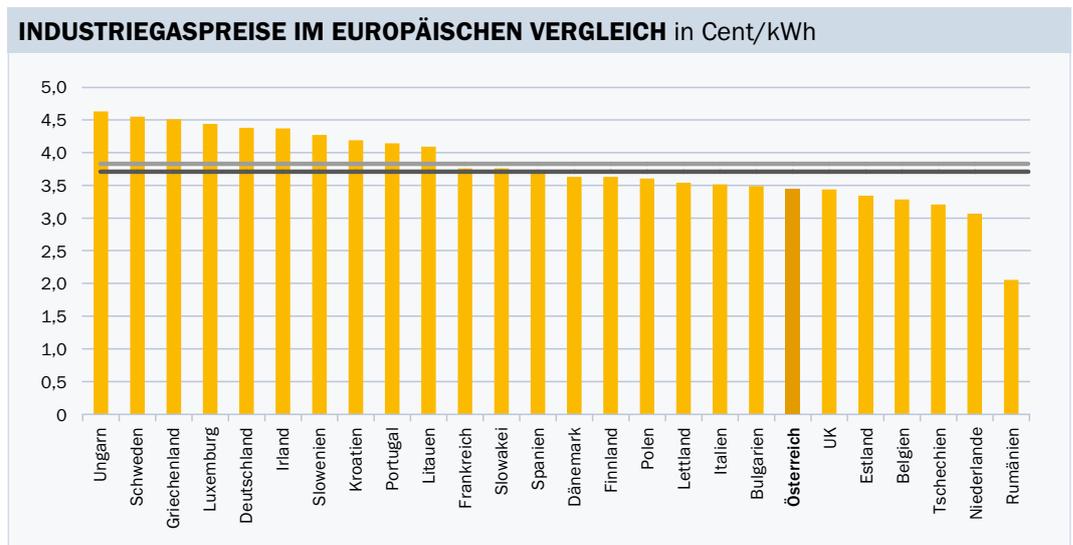


Abbildung 72
Vergleich der Industriegaspreise der EU-Länder, 2. Halbjahr 2013 Gruppe I3 Verbrauch 2,8–27,8 GWh

Quelle: Eurostat, Stand 24.6.2014

VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS

Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt

Rund 80% des Angebotes werden durch den Import gedeckt. Während bisher zu einem relativ konstanten Importstrom nur im Sommer Zusatzmengen für die Wiederauffüllung der Speicher hinzukamen, ist zunehmend eine stärkere Strukturierung über das Jahr festzustellen, die eine Tendenz zu einem Rückgang im Winter und verstärkte Importe im Sommer zeigt. Die geringeren Importmengen im Winter werden durch zusätzliche Speicherleistung ersetzt (siehe Abbildung 73).

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. Im Jahr 2011 wurden in Österreich insgesamt rund 1,6 Mrd. Nm³ Naturgas⁶¹ gefördert, was rund 20% des Inlandgasverbrauchs entspricht. Der Hauptanteil,

rund 83%, wurde von der OMV Austria Exploration & Production gefördert (siehe Tabelle 23). Die sicher und wahrscheinlich gewinnbaren Reserven der beiden Unternehmen betragen mit Stichtag 1. Januar 2011 24,7 Mrd. Nm³.

Die Nachfragetreiber für Gas sind vor allem die Außentemperatur und der Kraftwerkseinsatz, die einen relativ gleichmäßigen Industriebedarf überlagern. Haushalte sowie Gewerbe und Industrie sind jedenfalls immer ausreichend versorgt, sodass das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage insgesamt als ausgeglichen betrachtet werden kann. Von der im Jahr 2011 physisch importierten Menge an Gas wurde rund 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2011 rund 488 TWh physisch importiert. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2011 waren dies rund 280 TWh (siehe Abbildung 74).

⁶¹ Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.

ERDGASBILANZ 2010 UND 2011 in GWh

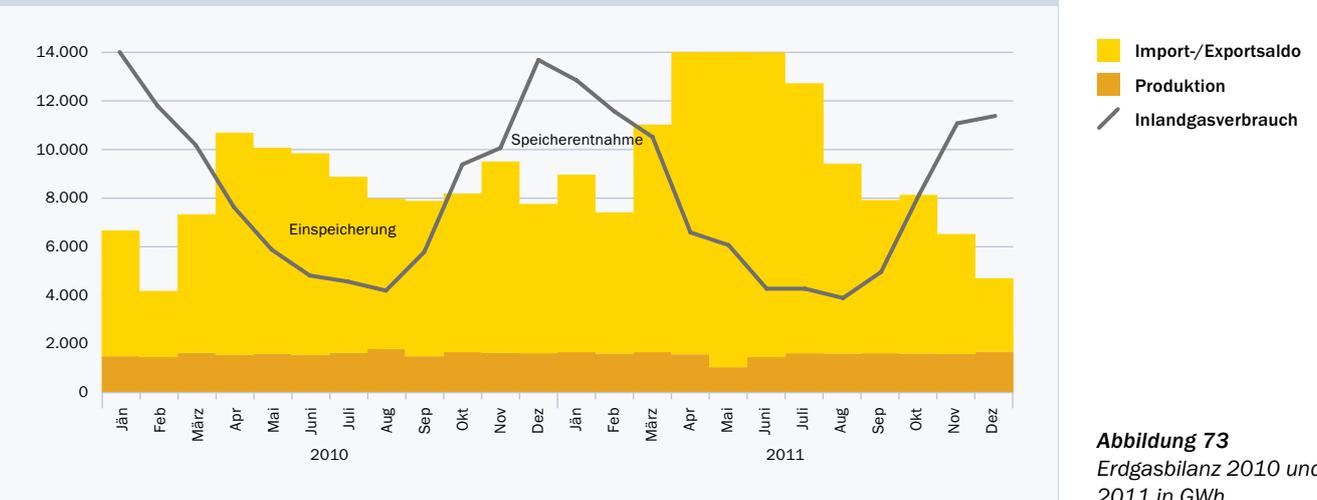


Abbildung 73
Erdgasbilanz 2010 und 2011 in GWh

Quelle: E-Control

ABSATZDATEN VERTEILERGEBIET OST

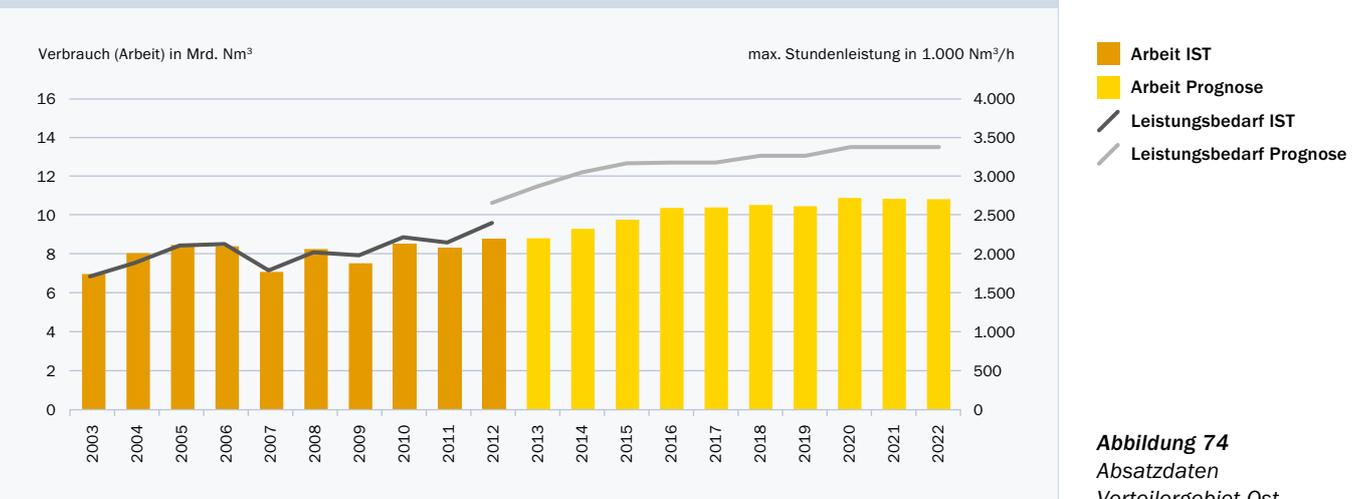


Abbildung 74
Absatzdaten
Verteilerggebiet Ost

Quelle: AGGM

NATURGASPRODUKTION IN ÖSTERREICH 2011			
	in Mio. Nm ³	in %	% gg. 2010
OMV Austria Exploration & Production	1.319	82,9	-10,8
Rohöl-Aufsuchungs AG	272	17,1	20,4
Gesamt	1.591	100,0	-6,6

Tabelle 23
Naturgasproduktion in Österreich 2011

Quelle: Geologische Bundesanstalt, <http://www.geologie.ac.at/>

ERDGASBILANZ ÖSTERREICH, KALENDERJAHR 2011 PHYSIKALISCHE IMPORTE UND EXPORTE *				
	Importe		Exporte	
	in GWh	in Mio. Nm ³	in GWh	in Mio. Nm ³
Deutschland	82.304	7.355	35.533	3.175
Schweiz	—	—	611	55
Italien	—	—	279.583	24.985
Slowenien	—	—	16.832	1.504
Ungarn	—	—	46.799	4.182
Slowakei	405.346	36.224	5.110	457
Tschechien	549	49		
Summe	488.199	43.628	384.467	34.358

Tabelle 24
Physikalische Importe und Exporte 2011

* Physikalische Messwerte an den Grenzübergabestellen

Quelle: E-Control

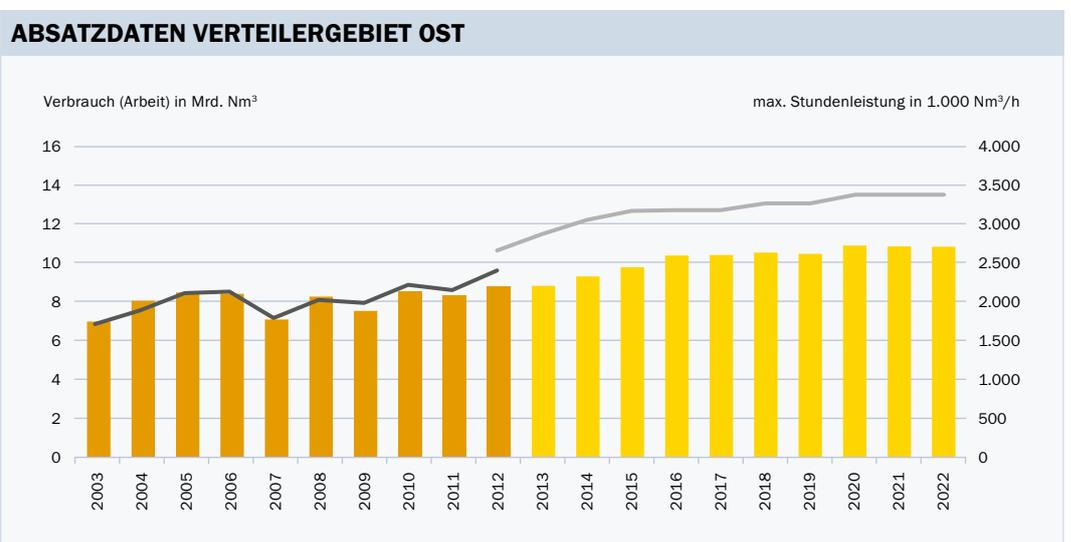


Abbildung 75
Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch im Verteilergebiet Ost

Quelle: AGGM

Erwartete Nachfrageentwicklung und verfügbares Angebot

Die Nachfrageentwicklung ist aufgrund der vom Verteilergebietsmanager AGGM erstellten Prognose in Abbildung 75 dargestellt. Die Vorschau beruht auf Steigerungsprognosen für die Kleinverbraucher und konkreten Projekten. Die Deckung des Nachfragezuwachses ist aufgrund der gleichzeitig durchgeführten Befragung der Versorger (BGV) auf lange Sicht nicht durch entsprechende Angebote gesichert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese aktuell absehbaren Versorgungslücken, sobald sich der Bedarf konkretisiert, durch neue Angebote gedeckt werden. Dabei können neue Anbieter und Gasquellen zum Zug kommen, was bei der Ausbauplanung der Infrastruktur durch ausreichende Flexibilität des Netzes bezüglich der Einspeisepunkte berücksichtigt wird.

Planung und in Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten

Physikalische Reverse Flow Kapazität von Deutschland nach Österreich am Netzkopplungspunkt Überacker wurde von Gas Connect Austria GmbH am 1. April 2011 mit einer Kapazität von 424.400 Nm³/h in Betrieb genommen.

Physikalische Reverse Flow Kapazität von Italien nach Österreich am Netzkopplungspunkt Arnoldstein (TAG) ging ab 1.10.2011 mit einer Kapazität von 1.552.960 Nm³/h in Betrieb.

In Umsetzung befindet sich die Erhöhung der Transportkapazität der WAG in beiden Richtungen. Das Projekt „WAG Plus 600“ wurde im

1. Quartal 2011 fertig gestellt. Das Projekt „WAG Expansion 3“ soll bis 2013 umgesetzt werden und eine zusätzliche Erweiterung der Kapazität um ca. 230.000 m³/h in beiden Transportrichtungen bringen.

Im 1. Quartal 2012 wurde eine neue Verdichterstation in Baumgarten in Betrieb genommen, die zur Sicherstellung der erhöhten Anforderungen an die Versorgung der österreichischen Endkunden im Rahmen der Langfristigen Planung 2007 genehmigt worden war.

Qualität und Umfang der Netzwartung

Beim Betrieb und bei der Instandhaltung der Netze haben die Netzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien der ÖVGW) einzuhalten. Eine umfassende Darstellung der Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb ist in einer von E-Control beauftragten Studie⁶² enthalten.

Die technische Qualität der Netzdienstleistung ergibt sich primär aus dem Betrieb und der Instandhaltung der Netze. Wesentliche Aspekte der technischen Qualität der Netzdienstleistung sind die Versorgungszuverlässigkeit, die Gasqualität und die operative Versorgungssicherheit (Netzbetrieb, Instandhaltung, Dispatching), mit dem Ziel, eine unterbrechungsfreie Verteilung von Erdgas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage sicherzustellen.

Im Rahmen der Monitorings der Qualität der Netzdienstleistung der österreichischen Gas-

⁶² Kiesselbach G., TÜV Österreich: Zusammenstellung von allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb entsprechend den gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen in Österreich; Stand Dezember 2005 (Download unter: <http://www.e-control.at/de/publikationen/publikationen-gas/studien/gasnetzbetrieb>)

verteilernetzbetreiber erhebt E-Control unter anderem Kenngrößen zur „technischen Qualität“ der Netzdienstleistung, die gemäß Kap. XII Abs (3) der Allgemeinen Bedingungen für Verteilernetzbetreiber von den Verteilernetzbetreibern mindestens einmal jährlich zum 1. März für das vorangegangene Kalenderjahr zu veröffentlichen sind.

Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger

Grundsätzlich haben alle Nachfrager die gleiche Priorität bei der Belieferung, es ist jedoch davon auszugehen, dass in den Spitzenlaststunden eine gleichzeitige Versorgung aller Gaskunden, insbesondere mit dem gleichzeitigen Volllastbetrieb aller gasbetriebenen Kraftwerke, sowohl mangels verfügbarer Energie, aber auch mangels verfügbarer Transportkapazität nicht möglich wäre. Das Engpassmanagement erfolgt aufgrund der begrenzten Aufbringungsmöglichkeit versorgerseitig durch eine angepasste Kraftwerksbelieferung. Die Nachfragespitzen der Haushalte sowie Gewerbe und Industrie können jedoch jederzeit gedeckt werden.

Ausfälle von Versorgern können über den regulären Bilanzausgleich nur in geringem Ausmaß abgedeckt werden, für solche Fälle sind je nach Umfang und Dauer der Unterversorgung unterschiedliche Engpassmaßnahmen vorgesehen. Im § 25 GWG 2011 ist geregelt, dass im Fall von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen der Verteilergebetsmanager mit den betroffenen Netzbetreibern, Bilanzgruppenverantwortlichen, Versorgern,

Bilanzgruppenkoordinatoren, Speicherunternehmen bzw. Betreibern von Produktionsanlagen einen Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses erarbeitet und umsetzt.

Für den Fall, dass ein Engpass mit marktkonformen Maßnahmen nicht mehr behoben werden kann, sind gesetzlich geregelte Lenkungsmaßnahmen vorgesehen. Zur laufenden Beurteilung der Versorgungslage und zur Planung von Energielenkungsmaßnahmen werden seit 2007 zyklisch umfassende Datenerhebungen durchgeführt und vom Verteilergebetsmanager und von E-Control verarbeitet.

Umfang der Bevorratungskapazität (Gasspeicherung)

Die österreichischen Gasspeicher haben gemeinsam ein Arbeitsgasvolumen von rd. 7,1 Mrd. m³ und eine Entnahmeleistung von rd. 3,2 Mio m³/h (siehe Tabelle 16 auf Seite 94). Daneben nutzen am österreichischen Markt agierende Unternehmen auch den Speicher Lab 4 der Pozagas in der Slowakei (620 Mio. m³, 6,9 Mio. m³/Tag).

Anteil langfristiger Erdgaslieferverträge

Die bestehenden Langfristverträge sehen die folgenden Mengen vor:

- > ca. 7 Mrd. m³/Jahr an russischen Lieferungen von Gazprom Export⁶³
- > ca. 1,2 Mrd. m³/Jahr an norwegischen Lieferungen⁶⁴
- > weitere, geringere Mengen von deutschen Lieferanten

⁶³ Vgl. APA ots news vom 29.09.2006

⁶⁴ Vgl. Norwegian Petroleum Directorate, <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2009/>, Chapter 6, Norwegian gas exports, S. 49

Wie aus Pressemitteilungen in 2006⁶⁵ zu entnehmen war, sind die Importverträge für russisches Erdgas zwischen Gazprom Export auf der einen Seite und EconGas, GWH Gashandel GmbH und Centrex auf der anderen Seite abgeschlossen worden und laufen bis 2027. Importverträge mit norwegischen Lieferanten halten ebenfalls dieselben Marktteilnehmer. Über weitere Verträge ist nichts bekannt.

Ordnungspolitische Rahmenbedingungen zur Schaffung angemessener Anreize für neue Investitionen

Ein Anreiz für Investitionen in Transportinfrastruktur wurde durch den § 33 (2) GWG 2011 geschaffen. Darin ist der Netzausbauvertrag definiert. Es handelt sich dabei um eine wechselseitige Verpflichtung zwischen Netzbewerber und Netzbetreiber zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen. Voraussetzung für die sichere Umsetzung der Investition ist auch die Genehmigung der entsprechenden Projekte in der langfristigen Planung durch die E-Control, die der Verteilergewerbebetreiber entsprechend dem § 18 GWG 2011 durchzuführen hat. Durch dieses Verfahren erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass er die Investitionen über regulierte Tarife finanzieren kann. Der Netzbewerber und der Endkunde bekommen Sicherheit für geplante Projekte.

Umsetzung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung

Eine Arbeitsgruppe aus Vertretern der Gasindustrie, der abnehmenden Industrie und Kon-

sumenten und der Regulierungsbehörde hat unter der Leitung des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend mit einem Berater die Risikobewertung gemäß Artikel 9 der Verordnung erstellt. Untersucht wurden der Infrastrukturstandard (N-1 Formel) gemäß Artikel 6 und der Versorgungsstandard gemäß Artikel 8.

Die Berechnung der N-1 Formel gemäß Anhang I ergibt ein Ergebnis von 161%. Die bestehende österreichische Gasinfrastruktur erfüllt also den Infrastrukturstandard (Anforderung >100%).

Generell kommt die Risikobewertung zu dem Ergebnis, dass hinsichtlich Ausbaugrad, Qualität des österreichischen Erdgasnetzes, Speicherstätten und Produktionsanlagen die überwiegende Mehrzahl der betrachteten Störungen mit einem geringen Risiko betreffend eines Ausfalls der Versorgung von geschützten Kunden bewertet werden können. Für die identifizierten Störungen mit moderatem und hohem Risiko wurden im Präventionsplan geeignete Empfehlungen zur Beseitigung festgelegt. Einige der Empfehlungen befinden sich bereits in Umsetzung.

Die Arbeitsgruppe hat auch den Notfallplan erstellt und zur Konsultation an die benachbarten zuständigen Behörden geschickt. Bei der Erstellung des Notfallplans konnte auf das bereits seit 2007 bestehende Handbuch der Krisenvorsorge in der Erdgaswirtschaft zurückgegriffen werden.

⁶⁵ Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf www.omv.com

ENTFLECHTUNG IM STROM- UND GASBEREICH

GLEICHBEHANDLUNGSBERICHT DER E-CONTROL

Die Grundsätze der Entflechtungsaufsicht, welche sich aus den Art. 26 2009/72/EC und Art. 26 2009/73/ EC ergeben, bemächtigen die E-Control zur Überwachung und Einhaltung der Entflechtungsvorschriften. Die Gleichbehandlungsberichte der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber über das Kalenderjahr 2012 mussten die Verteilernetzbetreiber der E-Control bis Ende des zweiten Quartals 2013 übermitteln. Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen wurden die Berichte über alle Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber auf der Homepage der E-Control veröffentlicht. Mit dem Inkrafttreten des EIWOG 2010 im März 2011 und des GWG 2011 im November 2011 gelten nun die genannten Entflechtungsbestimmungen ohne Übergangsfrist.

KOMMUNIKATIONSAKTIVITÄT UND MARKENPOLITIK (CORPORATE IDENTITY)

Bei der Corporate Identity (Unternehmensidentität und gesamter Außenauftritt) eines Verteilernetzbetreibers ist unbedingt auf die eindeutige Unterscheidbarkeit zur Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens (VIU) zu achten. Bei der Beurteilung der Unterscheidbarkeit ist der Grad der Zeichenähnlichkeit, der Grad der Ähnlichkeit der Waren und Dienstleistungen oder der Grad der Branchenverschiedenheit oder -nähe, die Kennzeichnungskraft (originäre Unterscheidungskraft) des Zeichens sowie ein allfällig gesteigerter Schutzzumfang durch Bekanntheit des Zeichens zu beachten. Es kommt dabei auf die Eignung zur Verwechslung an. Die Ähnlichkeit von Kennzeichen, Marken etc. kann auf Übereinstimmung im Bild, Sinn oder Klang beruhen.

Der Gesamteindruck von Firmenname, Marke, Kennzeichen, urheberrechtlich geschütztem Werk, Farbe, Bedeutung etc. darf bei einem Durchschnittsverbraucher nicht den Eindruck erwecken, dass die Dienstleistungen aus demselben Unternehmen stammen.

Im Jahr 2013 haben weitere Verteilernetzbetreiber ihre Kommunikationspolitik und Markenpolitik umgestellt: Netz Oberösterreich GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Stromnetz Steiermark GmbH, Wiener Netze GmbH, KNG-Kärnten Netz GmbH sowie der Salzburg Netz GmbH. Ebenso wie auch im Strom hat im Jahr 2012 die Netz Burgenland Erdgas GmbH ihre Corporate Identity umgestellt. Im Jahr 2013 haben weitere Unternehmen ihr Logo geändert: Netz Niederösterreich GmbH, KNG-Kärnten Netz GmbH, Wiener Netze GmbH.

Insgesamt konnte im Jahr 2013 somit durch Einleitung von Missbrauchsverfahren erreicht werden, dass alle Netzbetreiber betreffend ihrer Corporate Identity unverwechselbar sind, siehe Abbildung 76 und 77.

DISKRIMINIERUNGSFÄLLE

E-Control hat aufgrund von Kundenbeschwerden einige Missbrauchsverfahren aufgrund von erfolgten Diskriminierungen (§ 9 EIWOG 2010, § 11 GWG 2011) eröffnet. In einigen Fällen konnte die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes bloß mit Eröffnung der Verfahren erreicht werden. In diesen Fällen gaben die Unternehmen Verpflichtungszusagen ab, dass sie künftig diskriminierendes Verhalten unterlassen werden.

In anderen erwiesenen Fällen – bei denen die Diskriminierung bereits vollzogen war und die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes

CORPORATE IDENTITY – STROM

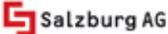
Logo Konzern	Logo Netzbetreiber (Stand zum Stichtag 31.7.2013)
Energie Burgenland AG 	Netz Burgenland Strom GmbH 
Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG 	Netz Oberösterreich GmbH 
EVN Energievertrieb GmbH & Co KG 	Netz Niederösterreich GmbH 
Energie Graz GmbH & Co KG 	Stromnetz Graz GmbH & Co KG 
SteweagSteg GmbH 	Stromnetz Steiermark GmbH ⁶⁶ 
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG 	TINETZ Stromnetz Tirol AG 
Verbund Sales GmbH 	Austrian Power Grid AG 
Vorarlberger Kraftwerke AG 	Vorarlberger Energienetze GmbH 
Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG 	Wiener Netze GmbH 
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft 	KNG-Kärnten Netz GmbH 
Linz Strom Vertrieb GmbH & Co KG 	LINZ STROM Netz GmbH 
Salzburg AG 	Salzburg Netz GmbH 

Abbildung 76
Corporate Identity –
Stromnetzbetreiber

Quelle: E-Control

⁶⁶ Stromnetz Steiermark wurde zwischenzeitlich zu Energienetze Steiermark umbenannt/verbunden.

CORPORATE IDENTITY – GAS	
Logo Konzern	Logo Netzbetreiber (Stand zum Stichtag 31.7.2013)
Energie Burgenland Vertrieb Erdgas GmbH & Co KG 	Netz Burgenland Erdgas GmbH 
Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG 	Wiener Netze GmbH 
Linz Gas Vertrieb GmbH & Co KG 	Linz Gasnetz GmbH 
Salzburg AG 	Salzburg Netz GmbH 
EVN Energievertrieb GmbH & Co KG 	Netz Niederösterreich GmbH 
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft 	KNG-Kärnten Netz GmbH 
OÖ. Gas-Wärme GmbH 	OÖ. Ferngas Netz GmbH 
OMV Gas & Power GmbH 	Gas Connect Austria GmbH 
OMV Gas & Power GmbH, GDF, E.ON Vertrieb 	Trans Austria Gasleitung GmbH 
OMV Gas & Power GmbH, CDP 	Baumgartner Oberkappel Gasleitungs GmbH 

Abbildung 77
Corporate Identity –
Gasnetzbetreiber

Quelle: E-Control

nicht mehr aufgetragen werden konnte – wurden auch Strafanzeigen nach § 99 Abs 2 Z 1 EIWOG, § 159 Abs 2 Z 1 GWG 2011 (Geldstrafe bis zu EUR 75.000,-) an die zuständigen Bezirksverwaltungsbehörden erstattet.

ZERTIFIZIERUNG

Mit Bescheid der E-Control vom 12. März 2012, V ZER 01/11, wurde die Austrian Power Grid AG gem §§ 28 bis 32 iVm § 34 Abs 1 Z 3 EIWOG 2010 zertifiziert. Die Gesellschaft verbleibt zwar als wichtiger, stabilisierender Faktor im Konzerneigentum, hat aber strenge Auflagen bezüglich der klaren organisatorischen Trennung von VERBUND zu erfüllen. Zu diesen Auflagen gehören unter anderem die vollständige Trennung der Bereiche Personal, IT und Kommunikation, das Verbot von Shared Services sowie die Regelung der Beziehungen des Leitungspersonals zum integrierten Unternehmen. Mit Bescheid vom 1. Juni 2012, V ZER 02/11, folgte die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH als eigentumsrechtlich entflochtener Übertragungsnetzbetreiber.

Die Gas Connect Austria GmbH wurde mit Bescheid der E-Control vom 6. Juli 2012, V ZER G 01/12 als ITO gem §§ 112 bis 116 iVm § 119 Abs 1 Z 3 GWG 2011 zertifiziert.

Die Anträge der Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) auf Zertifizierung als ISO (V ZER G 03/12) bzw. der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft mbH (BOG) als ITO (V ZER G 02/12) wurden mangels Vorliegen der Voraussetzungen des jeweiligen Entflechtungsmodells abgewiesen. TAG (V ZER G 04/13) als auch BOG bzw. GCA (V ZER G 01/14) haben nun neuerlich Zertifizierungsanträge gestellt. E-Control hat bereits Bescheid-Entwürfe zur

Stellungnahme an die Europäische Kommission übermittelt. Die Stellungnahme der Europäischen Kommission ist dann von E-Control so weit wie möglich zu berücksichtigen.

ÜBERWACHUNG DER EINHALTUNG VON RECHTLICHEN VORSCHRIFTEN, VERFAHREN GEGEN UNTERNEHMEN

Neben der erwähnten Verfahren in den Bereichen Entflechtung und Diskriminierung wurden von der E-Control noch mehrere Verfahren eingeleitet, durch die die Einhaltung der unionsrechtlich vorgeschriebenen Bestimmungen überwacht wird.

Die Vermeidung von Quersubventionen zwischen den Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten gem. Art 37 Abs 1 lit. f RL 2009/72/EG war Gegenstand eines Bewilligungsverfahrens zur Zulassung eines kombinierten Netzbetreibers.

Mehrere Verfahren, deren Gegenstand die Diskriminierung durch einen Verteilernetzbetreiber war, wurden eingeleitet bzw. zur Anzeige gebracht. Auch die Einhaltung von Verpflichtungen gegenüber Konsumenten im Rahmen der Kunden- und Wechselrechte gem. Art 3 Abs. 5 RL 2009/72/EG ist Gegenstand aktueller durch die Regulierungsbehörde geführter bzw. zur Anzeige gebrachter Verfahren.

Inhaltlich handelt es sich z.T. um diskriminierendes Verhalten von Verteilernetzbetreibern gegenüber Kunden (Abschaltungen von Kunden beim Versorgerwechsel, diskriminierende Datenweitergabe an vertikal integrierte Unternehmen), z.T. (auf Seiten vertikal integrierter Versorgungsunternehmen) um Behinderungen im Versorgerwechselprozess.

KONSUMENTEN

ZUSÄTZLICHE REGELUNGEN ZUM SCHUTZ VON KONSUMENTEN IM ZUGE DER UMSETZUNG DES DRITTEN ENERGIE-BINNENMARKTPAKETS

Eine Reihe von neuen Regelungen ist zum Schutz von Konsumenten im Laufe des Jahres 2013 gesetzlich verankert worden bzw. in Kraft getreten.

GELTENDE REGELUNGEN ZUM SCHUTZ VON (SCHUTZBEDÜRFTIGEN) KUNDEN IM ÖSTERREICHISCHEN ENERGIERECHT IM JAHR 2013

Qualifiziertes Mahnverfahren (§ 82 Abs 3 EIWOG und §127 Abs 3 GWG):

Bei Vertragsverletzung (i.d.R. Zahlungsverzug) des Kunden sind Netzbetreiber und Lieferanten nur dann zur Abschaltung berechtigt, nachdem der Kunde mindestens zweimal gemahnt worden ist. Mahnungen müssen schriftlich erfolgen und eine mindestens zweiwöchige Nachfrist zur Zahlung vorsehen. Die zweite Mahnung hat darüber hinaus eine Androhung der Abschaltung samt Nennung der dadurch entstehenden Kosten zu beinhalten sowie auf die Möglichkeit einer Inanspruchnahme einer Beratungsstelle (des Lieferanten) hinzuweisen. Die zweite/letzte Mahnung muss per Einschreiben erfolgen.

Prepayment-Zähler als Alternative zur Sicherheitsleistung und/oder Vorauszahlung (§ 82 Abs 5 EIWOG und § 127 Abs 5 GWG):

Verlangt der Netzbetreiber oder Lieferant eine Sicherheitsleistung oder Vorauszahlung, hat jeder Endverbraucher ohne Lastprofilzähler das Recht auf Nutzung eines Zählgeräts mit Vorauszahlungsfunktion.

Grundversorgung

(§ 77 EIWOG und § 124 GWG):

Konsumenten i.S.d. KSchG und Kleinunternehmer können sich gegenüber ihrem Netzbetreiber und jedem für sie in Frage kommenden Energielieferanten auf die Grundversorgung berufen. Diese sind dann verpflichtet, zu einem Tarif (Allgemeiner Tarif), der nicht höher sein darf als jener, zu welchem die größte Anzahl ihrer Kunden beliefert werden, Energie zu liefern. Dabei darf höchstens eine Sicherheitsleistung bzw. Vorauszahlung verlangt werden, die einen einmonatigen Teilbetrag nicht übersteigt. Diese ist zurückzuzahlen, sofern der Verbraucher nicht in weiteren Zahlungsverzug innerhalb der ersten sechs Monate der Grundversorgung gerät. Etwaige Altschulden aus einer früheren Vertragsbeziehung bleiben unberührt. Gerät der Verbraucher jedoch in neuerlichen Zahlungsverzug in der Grundversorgung, sind Netzbetreiber und/oder Lieferant zur Abschaltung berechtigt, es sei denn, der Verbraucher verpflichtet sich zur Vorauszahlung mittels Prepayment-Zählers. Das Verlangen des Kunden nach einem Vorauszahlungszähler im Fall der Grundversorgung darf nur bei Gas im Fall von sicherheitstechnischen Bedenken des Netzbetreibers abgelehnt werden.

**Ersatzversorgung mit Energie
(§ 77a EIWOG und § 124a GWG):**

Kommt es zu einer Vertragsauflösung zwischen einem Lieferanten/Versorger und dem Bilanzgruppenverantwortlichen (z.B. im Falle des Konkurses bzw. der Zahlungsunfähigkeit des Lieferanten), bestimmt die E-Control per Losentscheid, welcher der verbleibenden Lieferanten/Versorger die in der Bilanzgruppe verbleibenden Zählpunkte (Kunden) von nun an zu beliefern hat. Die betroffenen Kunden sind vom neuen Lieferanten/Versorger zu informieren, welcher die neuen Kunden zu angemessenen Preisen zu versorgen hat, wobei Haushaltskunden nicht zu höheren Preisen versorgt werden dürfen als jene Kunden, die der Lieferant/Versorger bereits zu Haushaltstarifen versorgt. Der Kunde kann diesen Vertrag innerhalb von 2 Wochen kündigen, falls er zu einem anderen Lieferanten/Versorger wechseln möchte.

Höchstbeträge für spezifische (Dienst-) Leistungen der Netzbetreiber:

Die Systemnutzungsentgelte-Verordnungen für Strom (SNE-VO) bzw. Gas (GSNE-VO) legen fest, dass bestimmte Serviceleistungen der Netzbetreiber Höchstbeträge nicht

überschreiten dürfen. Dort sind Entgelte für Messleistungen, inkl. mittels Prepaymentzähler, Mahnungen (z.B. darf die erste Mahnung nichts kosten), Abschaltungen (max. EUR 30) sowie Ablesungen oder Überprüfung eines Messgeräts auf Wunsch des Netzbenutzers festgelegt.

Anlauf- und Beratungsstellen (§ 82 Abs 7 EIWOG und § 127 Abs 7 GWG):

Größere Lieferanten (mit 50 oder mehr Beschäftigten oder einer Umsatz- oder Bilanzsumme von über 10 Millionen Euro) sind verpflichtet, ab 1. Januar 2015 eine Anlauf- und Beratungsstelle für Kunden für Fragen zu den Themen Stromkennzeichnung, Lieferantenwechsel, Energieeffizienz, Stromkosten und Energiearmut einzurichten.

Befreiung von Ökostromkosten:

Gemäß Befreiungsverordnung Ökostrom sind Personen, die zum Personenkreis des § 3 Fernsprechentgeltzuschussgesetzes gehören (umgangssprachlich „GIS Gebühren befreite Personen“), von der Entrichtung der Ökostrompauschale (11 Euro im Jahr 2013) sowie des 20 Euro übersteigenden Ökostromförderbeitrages befreit.

QUALITÄTSVERORDNUNGEN:

Die Netzdienstleistungsverordnung Strom (novelliert in Kraft ab 1. Juli 2013) und die Gasnetzdienstleistungsqualitäts-Verordnung (in Kraft ab 1. Januar 2013) sehen Ergänzungen betreffend die Servicequalität von Netzbetreibern vor. Des Weiteren definieren sie Abschaltungsverbote vor Wochenenden und

Feiertagen. Neben bereits in den Vorjahren etablierten Anforderungen an die Servicequalität der Netzbetreiber sehen die Novellen auch vor, dass im Falle von notwendigen Reparaturen und Wartungen die Anwesenheit des Netznutzers erforderlich ist, der Netzbetreiber ein Zeitfenster von bis zu 2 Stunden arrangiert, wo dieser auch auf Wünsche des

Nutzers Rücksicht zu nehmen hat (dies gilt auch, falls für die Ablesung des Zählerstandes die Anwesenheit des Netznutzers erforderlich ist). Verteilernetzbetreiber müssen nach wie vor für eine geeignete Infrastruktur sorgen, um innerhalb von fünf Werktagen auf Anfragen und Beschwerden von Netznutzern reagieren zu können und diese auch abschließend behandeln. Ist eine Erledigung innerhalb dieser Frist nicht möglich (Strom) oder sollte eine Beantwortung aus nicht vom Verteilernetzbetreiber zu verantwortenden Gründen nicht möglich sein (Gas), so hat die Beantwortung zumindest über die weitere Vorgangsweise, die voraussichtliche Bearbeitungsdauer sowie die Kontaktdaten einer Ansprechperson zu informieren. Bei Beschwerden ist für den Fall einer nicht zufriedenstellenden Erledigung aus Sicht des Netznutzers zusätzlich auf die Schlichtungsstelle bei der E-Control zu verweisen. Zudem müssen Zählerstände bei Selbstablesung nun auch (jederzeit) in elektronischer Form, also über das Internet, übermittelt werden können.

Monitoringverordnungen:

Ab 2013 sind der Regulierungsbehörde eine Reihe von Kennzahlen zu übermitteln, welche die Überwachung von festgelegten Standards im Bereich des Konsumentenschutzes und deren Wirksamkeit ermöglichen soll. Gemäß §§ 88 EIWOG und 131 GWG sind Verteilernetzbetreiber erstmals für das Jahr 2012 unter anderem dazu verpflichtet, Daten zu Netzzutritten, Netznutzung, fristgerechter Rechnungslegung, Versorgerwechsel, Abschaltungen, Anzahl der eingesetzten Vorauszahlungszähler, Kundenanfragen und Beschwerden an die Regulierungsbehörde weiterzugeben, die eine Überwachung des Marktes, des Wettbewerbs und des Schutzes des Kunden ermöglichen sollen. Bei Gas legt diesbezüglich die Gas Monitoring-VO Genaueres fest – insbesondere regelt diese eine klare Zuständigkeit der Regulierungsbehörde für das Monitoring im Gasbereich. Bei Strom besteht eine Zuständigkeit der Landesregierungen und man ist somit auf die Ausführungsgesetze der Länder angewiesen.

MONITORING STROM 2013

Laut § 88 EIWOG sind Netzbetreiber und Energieversorger/-lieferanten dazu verpflichtet, zum 31. März 2014 für das Jahr 2013 an die Landesregierungen zu melden. Diese Meldepflicht ist in den Ausführungsgesetzen der Länder näher bestimmt; das EIWOG legt aber die wesentlichen Inhalte der Überwachungsaufgaben der Landesregierungen fest.

Nach gemeinsamen Bemühungen zwischen Vertretern der Landesregierungen und der E-Control wurde ein Erhebungsformular zur Einhaltung dieser Verpflichtung entworfen.

Dieses Erhebungsformular weist zwar nur ein Minimum an zu übermittelnden Daten auf, hat aber den Vorteil, dass sich die Länder dazu entschlossen haben, dies auch in koordinierter Weise zu verwenden.

Aufgrund der bei der E-Control eingegangenen Meldungen für das Jahr 2013 können nur sehr eingeschränkt Aussagen über konsumentenrelevante Aspekte des Monitoring Strom getätigt werden. Hier ist eindeutig die Notwendigkeit von Seiten der Landesregierungen gegeben, sich noch aktiver um die Erfüllung ihrer Monitoringaufgaben zu kümmern.

MONITORING GAS 2013

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. Insbesondere wird nach Preisen, Abgabemengen, Anzahl von Endverbrauchern, Anzahl von Anfragen und Beschwerden und deren Gründe, Neuan- und Abmeldungen, Versorgerwechseln, Anzahl von letzten Mahnungen, Abschaltungen, Versorgungen letzter Instanz (Grundversorgung) oder Anzahl der installierten Vorauszahlungszähler getrennt nach Kundengruppen gefragt, um den Überwachungspflichten seitens der E-Control nachkommen zu können.

Anfragen und Beschwerden:

Laut Meldung der Versorger gibt es über eine Million Anfragen unter nicht leistungsgemessenen Kunden im Jahr 2013, wobei circa die Hälfte der Anfragen auf rechnungsrelevante Aspekte entfallen. Betreffend Beschwerden melden die Versorger, dass im Jahr 2013 insgesamt über 20.000 Beschwerden zu verzeichnen waren.

Von den Verteilernetzbetreibern wurden im Zuge des Monitoring knapp 150.000 Anfragen unter nicht leistungsgemessenen

Kunden im Jahr 2013 gemeldet, bei den Beschwerden waren es über 1.300.

Letzte Mahnungen:

Seitens der Versorger wurden insgesamt über 20.000 letzte Mahnungen mit eingeschriebenem Brief gemäß § 127 Abs. 3 GWG 2011 an nicht leistungsgemessene Kunden im Jahr 2013 versandt. Verteilernetzbetreiber hingegen melden, dass sie über das Zehnfache an solchen Mahnungen mit eingeschriebenem Brief versendet haben.

Grundversorgung:

Insgesamt wurden 15 grundversorgte, nicht leistungsgemessene Kunden in der Grundversorgung gemeldet. Dies beläuft sich auf nur zwei Versorger in insgesamt vier Netzgebieten. Dementsprechend kann gesagt werden, dass die Grundversorgung in Gas keine gängige Praxis in Österreich darstellt.

Abschaltungen:

Es liegen Meldungen von 18 (von 21) Netzbetreibern vor. Folgt man den Angaben, so gab es im Jahr 2013 insgesamt über 8.000 Abschaltungen bei Vertragsaussetzung (in den meisten Fällen ident mit einem Zahlungsverzug des Endkunden). Im internationalen Vergleich ist dies als sehr gering einzustufen.

KUNDENZUFRIEDENHEIT DER NETZBENUTZER (§ 12 GASNETZDIENSTLEISTUNGSQUALITÄTS-VO)

Erstmals haben Gasverteilernetzbetreiber im Jahr 2013 eine repräsentative und für alle Verteilernetzbetreiber standardisierte Befragung zur Zufriedenheit der Netznutzer in Bezug auf die Zuverlässigkeit, Sicherheit und Qualität der erbrachten Netzdienstleistung durchzuführen. Laut OVGW, der Österreichischen Vereinigung für das Gas und Wasserfach, wurden bei der Erhebung durch ein unabhängiges Marktforschungsinstitut je ca. 200 Kunden von 15 Verteilernetzbetreibern (von insgesamt 21) zur Zuverlässigkeit, Sicherheit und Qualität der Leistungen ihrer Netzbetreiber befragt. Während nur wenige Verteilernetzbetreiber die Ergebnisse der E-Control mitgeteilt oder anderswo öffentlich zugänglich gemacht haben, lassen die der Regulierungsbehörde bekannten Resultate auf ein allgemein hohes Zufriedenheitsniveau schließen.

Ab 2013 ist es aufgrund der Regelungen in § 88 Abs 6 EIWOG und § 131 Abs 5 GWG der E-Control auch möglich, Erhebungen der Kundenzufriedenheit zur Evaluierung der Angaben der Netzbetreiber zur Dienstleistungs- und Versorgungsqualität sowohl in Strom als auch Gas durchzuführen. Die Möglichkeiten, dies zukünftig flächendeckend und kosteneffizient zu tätigen, wurden bislang erst im kleinen Rahmen mittels einer Online-Umfrage und einer Testerhebung der Kunden von we-

nigen Netzbetreibern versucht. Aufgrund der dadurch bedingten Einschränkungen der statistischen Repräsentativität sind zuverlässige Aussagen (noch) nicht möglich. Im Trend zeigt sich allerdings, dass die Zufriedenheit der Kunden mit direktem Kontakt zum Netzbetreiber (z.B. aufgrund einer Anfrage oder Beschwerde, eines Anrufs im Kundenzentrum oder der Mitteilung einer Selbstablesung) weniger ausgeprägt ist als jene der Kunden, die keinen direkten Kontakt zum Netzbetreiber hatten.

WIRKSAMKEIT DER MASSNAHMEN ZUM SCHUTZ DER KUNDEN (§ 28 ABS 2, 4 E-CONTROL-G)

Um sich auf die Wirksamkeit von Maßnahmen zum Schutz der Kunden, insbesondere der Maßnahmen betreffend schutzbedürftige Kunden, die Abschaltung von Kunden sowie das vorangehende Mahnverfahren und die Inanspruchnahme der Grundversorgung (§ 28 Abs 2 E-Control-G) beziehen zu können, betreibt die E-Control seit dem Jahr 2013 eine Datenbank, welche sämtliche Informationen beinhaltet, die gemäß §§ 88 EIWOG und 131 GWG von Netzbetreibern und Energielieferanten übermittelt werden müssen. Die erstmalige Meldung dieser Daten von Seiten der Energieversorgungsunternehmen fand zum 31. März 2013 statt und soll in weiterer Folge über das Ausmaß und die Wirksamkeit von Maßnahmen zum Schutz der Kunden Aufschluss geben.

VERBRAUCHS- UND ENERGIEKOSTENINFORMATION MIT ODER OHNE SMART METER (§§ 81A,B ELWOG UND § 126A,B GWG)

Die Novellen des EIWOG und GWG sehen vor, dass Endverbrauchern mit intelligentem Messgerät (Smart Meter) vom Versorger die erfassten Messwerte aufgrund der gemessenen Tageswerte oder, soweit sie rechnungsrelevant sind, die auf Viertelstundenbasis (Strom) bzw. Stundenbasis (Gas) erstellten, sowie eine klare und verständliche Verbrauchs- und Energiekosteninformation über die Gesamtkosten kostenlos auf elektronischem Wege zu übermitteln sind. Nur auf ausdrücklichen Wunsch des Endverbrauchers ist diese Verbrauchs- und Energiekosteninformation nicht zu übermitteln. Endverbraucher sind über ihre Rechte auf diese Verbrauchsdaten transparent, verständlich und kostenlos zu informieren und ihnen ist die Wahlmöglichkeit einzuräumen, die Verbrauchs- und Energiekosteninformation auf Verlangen wahlweise auch kostenlos in Papierform zu erhalten. Im Fall einer getrennten Rechnung gilt dies sowohl für Versorger als auch Verteilernetzbetreiber.

Endverbrauchern ohne Smart Meter ist eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Energiekosteninformation mit der Rechnung zu übermitteln. Darüber hinaus haben die Netzbetreiber diesen Endverbrauchern die Möglichkeit einzuräumen, einmal vierteljährlich Zählerstände bekannt zu geben. Dem Endverbraucher ist innerhalb von

zwei Wochen eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Energiekosteninformation kostenlos auf elektronischem Wege zu übermitteln. Nur auf ausdrücklichen Wunsch des Endverbrauchers ist diese Verbrauchs- und Energiekosteninformation nicht zu übermitteln.

ONLINE-WECHSEL UND WECHSELVERORDNUNGEN

Seit 2013 soll die Wechselverordnung Strom und Gas 2012 gewährleisten, dass ein Lieferantenwechsel innerhalb von 3 Wochen durchgeführt und erfolgreich abgeschlossen werden kann (vgl. § 76 Abs 2 EIWOG und § 123 GWG). Ab diesem Zeitpunkt kann der Wechsel auf jeden beliebigen Wochentag fallen. Für einen erfolgreichen Wechsel des Energielieferanten gibt der Endverbraucher seinem Wunsch entsprechend gegenüber dem neuen Lieferanten eine Willenserklärung samt Bevollmächtigung ab. Der neue Lieferant leitet darauf den Wechsel in die Wege. Über ein internetbasiertes Kommunikationssystem, die sogenannte Wechselplattform, findet dann der Informationsaustausch zwischen neuen und alten Lieferanten sowie den Netzbetreibern statt. Eine Novellierung und Zusammenlegung der Wechselverordnungen Strom und Gas ist für 2014 angesetzt.

Seit September 2013 ist gemäß § 76 Abs 3 EIWOG und § 123 Abs 3 GWG der Wechsel des Energieversorgers für Haushaltskunden

auch online möglich. Das Gesetz bestimmt nämlich, dass Endverbraucher ohne Lastprofilzähler für die Einleitung und Durchführung des Wechsels relevante Willenserklärungen gegenüber Versorgern elektronisch über von diesen anzubietende Websites zu jeder Zeit formfrei vornehmen können. Diesbezüglich haben die Lieferanten benutzerfreundliche Vorkehrungen zu treffen, welche die Identifikation und Authentizität des Endverbrauchers sicherstellen. Über den Tarifkalkulator der E-Control sollen von den Lieferanten verpflichtend bereitgestellte Hyperlinks dafür sorgen, dass Endverbraucher schnell und unkompliziert auf die entsprechenden Informationen und Websites zugreifen können.

BEFREIUNG VON TEILEN DER ÖKOSTROMKOSTEN GEMÄSS BEFREIUNGSVERORDNUNG ÖKOSTROM 2012: EINE ERSTE BILANZ

Seit 1. Juli 2012 ist die Befreiungsverordnung Ökostrom 2012 in Kraft. Personen sind von der Bezahlung der Ökostrompauschale in Höhe von 11 EUR exkl. USt sowie dem 20 EUR übersteigenden verbrauchsabhängigen Ökostromförderbeitrag befreit, sofern ihnen Zuschüsse zu den Fernsprechentgelten laut Fernsprechentgeltzuschussgesetz (FeZG) zustehen. Laut GIS Gebühren Info Service GmbH, welche diese Befreiung abwickelt und diesbezüglich der E-Control Bericht erstattet, betraf dies im Jahr 2013 rund 250.000 Personen in Österreich. Insgesamt sind im Jahr 2013 98.655 Anträge bearbeitet worden (ein

Minus von ca. 9%), wovon 72.831 (rund 74%) stattgegeben worden ist. Die meisten der Ablehnungen (25.824, oder 46%) gehen auf mangelnde Anspruchsberechtigung oder fehlerhafte Angaben (7.153 oder 28%) zurück.

Insgesamt sind 2013 laut GIS Gebühren Info Service GmbH 107.530 Personen ökostromkostenbefreit, dies entspricht einem Nettozuwachs von 32.375. Die meisten befreiten Personen/Haushalte finden sich in Wien (22%), der Steiermark (19%) und Oberösterreich (16%). Dies entspricht grob der Bevölkerungsverteilung Österreichs.

ENERGIE-HOTLINE DER E-CONTROL

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

Von Januar bis Dezember 2013 wurden insgesamt 7.546 Anrufe von der Energie-Hotline bearbeitet. Im Vergleich zum Vorjahr gingen damit um rund 18,4% mehr Anrufe bei der

Hotline ein. Schriftliche Anfragen, die Konsumententhemen betreffen, wurden ebenfalls an der Hotline bearbeitet. Im Jahr 2013 wurden ca. 530 dieser Anfragen per E-Mail, Brief oder Fax an die Energie-Hotline gerichtet, was auch einer deutlichen Steigerung im Vergleich zum Vorjahr entspricht (+90%). Gründe für diese Zuwächse sind unter anderem die durchwegs hohe Medienpräsenz der E-Control sowie die stärkere Bewerbung von Aktionsangeboten (z.B. durch Einzelhändler). Im 4. Quartal 2013 sorgte außerdem die vom Verein für Konsumenteninformation durchgeführte Aktion Energiekosten-Stop für einen starken Anstieg der Anruferzahlen. Abgesehen von diesen Sonderaktionen wenden sich die meisten Konsumenten mit Fragen zum Lieferantenwechsel und Energierechnungen sowie Tarifikalkulationen an die Energie-Hotline. Die Energie-Hotline ist montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Sollte ein Konsument jedoch trotzdem außerhalb der Öffnungszeiten anrufen, erreicht er einen Anrufbeantworter und hat die Möglichkeit, eine Nachricht und seine Telefonnummer zu hinterlassen, woraufhin er verlässlich am folgenden Arbeitstag zurückgerufen wird.

STREITSCHLICHTUNG

Neben der Zuständigkeit der Regulierungskommission für Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Netzkunden (Entscheidung mit Bescheid) ist gemäß § 26 E-Control-G bei der E-Control eine Schlichtungsstelle eingerichtet. Alle Strom- und Gaskunden, Lieferan-

ten, Netzbetreiber, sonstige Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen sowie Interessenvertretungen können Streit- oder Beschwerdefälle, insbesondere aus der Abrechnung von Elektrizitäts- bzw. Erdgaslieferungen der E-Control zur Schlichtung vorlegen. Die E-Control hat sich zu bemühen, innerhalb von 6 Wochen eine einvernehmliche Lösung herbeizuführen.

Die Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen sind zur Mitarbeit im Schlichtungsverfahren verpflichtet. Die E-Control gibt nach Einholung der Stellungnahmen bei den Unternehmen eine Schlichtungsempfehlung ab, welche für die Unternehmen aber nicht verpflichtend ist.

Neben der reinen Schlichtungstätigkeit fungiert die Schlichtungsstelle als zentrale Informationsstelle für Verbraucher gemäß § 22 Z. 6 E-Control-G und informiert die Konsumenten über ihre Rechte und die Möglichkeiten des liberalisierten Strom- und Gasmarktes.

Im Jahr 2013 haben sich 3.071 Strom- und Gaskunden mit schriftlichen Anfragen bzw. Beschwerden an die Schlichtungsstelle gewandt. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Anzahl der Anfragen damit um rund 23% gestiegen. Die Themen der Anfragen und Beschwerden reichen vom Lieferantenwechsel, allgemeinen Fragen zur Rechnungslegung, Verbrauchssteigerungen bis hin zu Problemen bei Preiserhöhungen und Fragen bei Zahlungsschwierigkeiten und drohenden Abschaltungen.

HOMEPAGE DER E-CONTROL

Das Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich 2013 besonders bewährt und konnte das spürbar zugenommene Interesse an bestimmten Themen, vor allem seitens der Zielgruppe der Konsumenten, gut bedienen. Dies belegen die konstant niedrigen Absprungraten von nur rund 10% im Schnitt über alle Einstiegsseiten und Tools.

Die Zahl der Besuche auf der E-Control-Homepage erhöhte sich 2013 um beinahe 50% auf 1,3 Millionen. Insgesamt wurden dabei über 8 Millionen Seiten aufgerufen.

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

E-CONTROL ONLINE-TOOLS

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

So haben sich 2013 über eine Dreiviertelmillion Verbraucher mit dem Tarifikalkulator über

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

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

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

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2013 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner, wenngleich dessen

Besucherzahlen, bedingt wohl durch die in 2013 im Schnitt eher gesunkenen Kraftstoffpreise, leicht rückläufig sind. Rund 4,5 Millionen Mal haben sich Autofahrer unter www.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

GEWERBE-TARIFKALKULATOR

Zum Jahreswechsel 2014 ging mit dem neuen Gewerbe-Tarifkalkulator eine Preisvergleichsapplikation online, für die sich bereits seit einiger Zeit an der Hotline und über die Internetkontaktformulare einige Nachfrage ankündigte. Der neue Gewerbe-Tarifkalkulator ermöglicht dann erstmals auch Unterneh-

men den Vergleich aller Strom- und Gastarife für Gewerbe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas.

Im ersten Quartal 2014 wurden auf der neuen Web-Applikation bereits über 6.500 Besuche registriert. Gemessen an der Größe der in Frage kommenden Zielgruppe in Österreich – ca. 500.000 kleine und mittlere Betriebe – deutet dies darauf hin, dass diese sehr positiv angenommen wurde, zumal eine erste Bewerbung des Gewerbe-Tarifkalkulators erst im Laufe des ersten Quartals begonnen hat.

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 2014

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: 31.07.2014