



E-CONTROL

MARKTBERICHT 2012

Profitieren. Wo immer Energie
neue Wege geht.



PROFITIEREN.
WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



Inhaltsverzeichnis

DER STROM- UND GASMARKT IN ZAHLEN.	2
> Kennzahlen der Stromwirtschaft	2
> Kennzahlen der Gaswirtschaft	3

DIE PREISENTWICKLUNG 2011.	4
> Preisentwicklung Großhandelsmärkte	5
> Entwicklung der Endkundenpreise	15
> Gasmarkt flächendeckend mit Preiserhöhung	20
> Preise im europäischen Vergleich	27
> Gasmarkt	30

EINSCHÄTZUNG DER MARGEN DER ÖSTERREICHISCHEN ANBIETER.	34
> Margen der Stromlieferanten im Haushaltskundenmarkt	34
> Margen der Gaslieferanten im Haushaltskundenmarkt	39

ENTWICKLUNG DER UNTERNEHMENSERGEBNISSE.	42
> Überblick über die wirtschaftliche Entwicklung	42
> Performance der Unternehmen im Jahr 2011	43

WETTBEWERBSENTWICKLUNG IN DEN ENDKUNDENMÄRKTEN.	50
> Strommarkt	50
> Gasmarkt	53

ENERGIEMÄRKTE IM UMBRUCH.	56
> Energiewende wirkt sich auch auf Österreich aus	56
> Neues Marktmodell für den Gasmarkt startet 2013	58
> Energiewende: Bremst der Ölpreis das Gas aus?	60

Die schwache Konjunktur hinterlässt Spuren:

Der Strom- und Gasmarkt in Zahlen.

Die elektrische Energie hatte 2010 einen Anteil am energetischen Endverbrauch von 19,4 % (zweitgrößter Anteil nach dem Erdöl und seinen Produkten), Erdgas hatte einen Anteil von 17,1 % (drittgrößter Anteil).

Kennzahlen der Stromwirtschaft

Der gesamte Inlandsstromverbrauch betrug im Jahr 2011 68.823 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,2 % gesunken. Tabelle 1 zeigt die Bilanz der Stromwirtschaft für 2011 und die Veränderung gegenüber 2010. Die Bruttostromerzeugung sank um 7,6 %, wobei sowohl die Erzeugung der Wasser- und Wärmekraftwerke wie auch jene der Wind- und Photovoltaikanlagen zurückging. Beim Stromaustausch über die Bundesgrenzen hinweg ist festzuhalten, dass die physikalischen Importe um 25,4 % auf 24.972 GWh anstiegen, während gleichzeitig die Exporte um 4,0 % auf 16.777 GWh zurückgingen.

Der vergleichsweise geringe Verbrauchsrückgang ist nahezu ausschließlich auf konjunkturelle Einflüsse zurückzuführen, da allein aufgrund der klimatischen Einflüsse ein Rückgang zwischen 0,5 % und etwa 1,0 % zu verzeichnen gewesen wäre.

BILANZ DER STROMWIRTSCHAFT FÜR 2011

	GWh (2011)	Veränderung zu 2010
Bruttostromerzeugung	65.688	-7,6%
Physikalische Importe	24.972	+25,4%
Physikalische Exporte	16.777	-4,0%
Verbrauch für PSP	5.060	-
Inlandsstromverbrauch	68.823	-0,2%

Tabelle 1
Bilanz der Stromwirtschaft
für 2011
Quelle: E-Control





Kennzahlen der Gaswirtschaft

Tabelle 2 zeigt die Bilanz der Gaswirtschaft für 2011 und die Veränderung gegenüber 2010. Die gesamte inländische Erdgasabgabe an Endkunden betrug im Berichtsjahr 95.634 GWh und sank im Vergleich zum Vorjahr um 6,3%.

Die Im- und Exporte sind mit Zuwächsen von 17,1% bzw. 14,1% jeweils deutlich angestiegen, während die inländische Produktion um 1,9% leicht gesunken ist. Bei der Speicherbewirtschaftung ist festzuhalten, dass im Berichtsjahr netto 22.069 GWh eingespeichert wurden, während im Vorjahr 7.934 GWh netto entnommen wurden. Diese Erhöhung ist im Wesentlichen auf die Befüllung der Speicher Haidach und Seven Fields zurückzuführen.

BILANZ DER GASWIRTSCHAFT FÜR 2011			
	Mio. m ³ (2011)	GWh (2011)	Veränderung zu 2010
Importe	43.628	488.199	+17,1%
Produktion	1.683	18.837	-1,9%
Speicherentnahme	2.863	32.042	-16,4%
Export	34.358	384.467	+14,1%
Speichereinpressung	4.836	54.112	+78,1%
Eigenverbrauch, Verluste, Netzverluste; Stat. Differenz	435	4.865	
Abgabe an Endkunden	8.546	95.634	-6,3%
Maximaler Tagesverbrauch	46,7	523,0	
Minimaler Tagesverbrauch	9,1	102,2	

Tabelle 2
Bilanz der Gaswirtschaft
für 2011
Quelle: E-Control

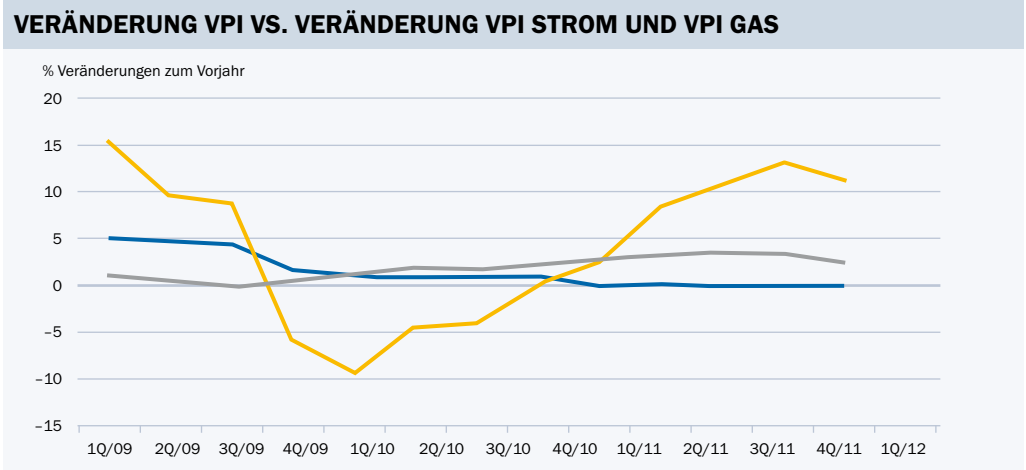
Hohe Inflation, noch höhere Energiekosten:

Die Preisentwicklung 2011.

Die Strom- und Gaspreise für Endverbraucher nahmen eine noch deutlichere Entwicklung als das allgemeine Preisniveau. Während die Inflationsrate 2011 im Durchschnitt 3,27 % betrug, machte die Veränderungsrate bei den Strompreisen im Jahr 2011 +0,1% und bei den Gaspreisen +8,6% aus (Abbildung 1). Der Beitrag der Gaspreise zur gesamten Inflation ist daher erheblich angestiegen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass viele Lieferanten beginnend mit April 2011 die Preise erhöht haben.

Gesamte Inflation /
Gaspreisinflation /
Strompreisinflation /

Abbildung 1:
Veränderung des Gesamt-
Verbraucherpreisindex (VPI) im
Vergleich zu Veränderungen des
VPI Strom und VPI Gas, Vergleich
zu Vorjahres-Monatswerten,
Index 2000 = 100
Quelle: E-Control



Preisentwicklung Großhandelsmärkte

GROSSHANDELSMARKT STROM: ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND ALS STARKES NETZWERK.

Aufgrund fehlender Netzengpässe bilden Österreich und Deutschland am Großhandelsmarkt eine Preiszone, sowohl am Over-the-Counter-Markt (OTC) als auch beim Börsenhandel. An den Börsen gibt es für Deutschland und Österreich im Day-Ahead-Markt **einen** Preis, unabhängig davon, in welche der Regelzonen die physikalische Lieferung erfolgen soll. Ebenso werden von Preisreportern für Österreich im Strombereich keine getrennten Preisangaben, d.h. sogenannte „price assessments“, ausgewiesen. Da der Großhandelsmarkt daher weitestgehend grenzüberschreitend ist, treten österreichische Erzeuger angesichts ihrer limitierten Kapazitäten am deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt kaum als dominante Unternehmen in Erscheinung. Anders gestaltet sich die Situation am Regelenergiemarkt und möglicherweise im Intra-Day Bereich, wobei bei Letzterem für Österreich kaum Informationen vorliegen.

Das Großhandelsgeschehen wird einerseits vom bilateralen Handel sowie vom Börsenhandel an der EPEX Spot/EEX Derivatives und der österreichischen EXAA bestimmt. Beide Börsen bieten dabei am Strom-Spotmarkt Produkte für die deutsch-österreichische Preiszone an. Ein wesentlicher Unterschied ist dabei, dass die EXAA ihren Auktionshandel um 10.12 Uhr schließt, während an der EPEX Spot die Auktion um 12.00 Uhr stattfindet. Zweitens haben die EPEX Spot und die EXAA ihre Preislimits unterschiedlich gestaltet – bei der EPEX Spot kann auch im negativen Preisbereich bis -3.000 EUR/MWh geboten werden, bei der EXAA werden negative Preise hingegen nicht zugelassen. Darüber hinaus werden an der EEX Derivatives finanzielle Futures-Kontrakte angeboten. Die Handelstätigkeit am OTC-Markt kann allerdings derzeit nur begrenzt beobachtet werden, da keine Informationen verfügbar sind.

Die Börse gibt die Richtung vor.

Dennoch sind die Börsenpreise als Referenz für alle Handelsaktivitäten relevant und stellen für alle Lieferanten in ihrer Beschaffung die wichtigste Bezugsgröße da. Insofern ist die Analyse und Beobachtung der Großhandelspreise und in weiterer Folge die Weiterentwicklung eines effektiven, wettbewerblichen und effizienten Marktes letztendlich auch für das Marktergebnis und die KonsumentInnen von äußerster Wichtigkeit.

Die Preisentwicklung der letzten Jahre spiegelt die allgemeine Konjunktur, die Ölpreisentwicklung sowie stromspezifische Ereignisse wider. Dabei erkennt man im Spotmarkt selbst bei einer 7-tägigen Durchschnittsbetrachtung immer wieder einzelne Ausreißer. Diese sind in der Regel durch kurzfristige Knappheitssituationen, Schwankungen in der Kraftwerksverfügbarkeit und Wettersituation geprägt.

Ebenfalls spielen, vor allem mit der wachsenden Rolle der Einspeisung von Erneuerbaren Energieträgern in Deutschland, die Wetterbedingungen sowohl auf der Angebots- wie auch Nachfrageseite eine entscheidende Rolle. Bei gutem Wind- oder Sonnenangebot sind die Preise am Day-Ahead- oder Spotmarkt, d.h. Lieferung für den nächsten Tag, tendenziell günstiger als an windstillen und bewölkten Tagen. Mitunter kommt es aufgrund der bevorzugten Einspeisung für Erneuerbare auch dazu, dass an der Börse in einzelnen Stunden negative Preise entstehen. Dies ist vorwiegend dann der Fall, wenn auch noch die Nachfrage gering ist, also an Sonn- oder Feiertagen.

Deshalb sind in *Abbildung 2* zur Preisentwicklung am Spotmarkt auch anhand der Preis-einbrüche die Weihnachtsfeiertage gut erkennbar. Auch auf der Nachfrageseite beeinflussen Wetter und saisonale Faktoren die Preise. So ist im Winter eine höhere Abendspitze erkennbar.

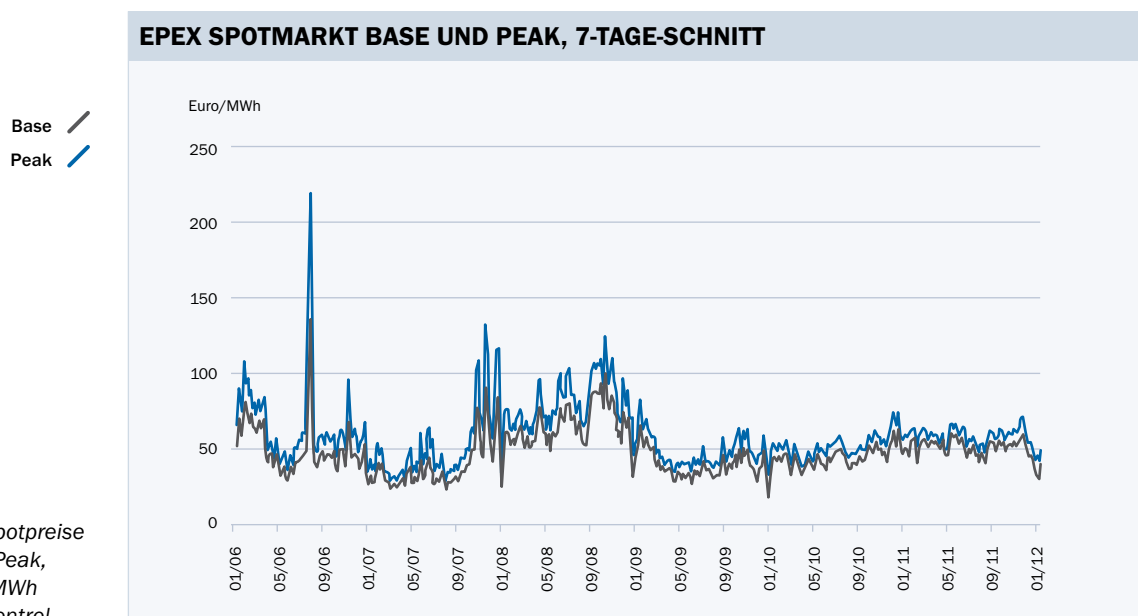


Abbildung 2
Entwicklung der Stromspotpreise an der EPEX, Base und Peak, 7-Tage-Schnitt, in EUR/MWh
Quellen: EPEX Spot, E-Control

Darüber hinaus kann sich auch das Import-Export-Gefüge in Europa an kalten Tagen verschieben – Frankreich hat zum Beispiel einen recht hohen Anteil an Stromheizungen. Eine Vielzahl an Faktoren bestimmt somit die Preisentwicklung am kurzfristigen Markt.



Deutsche Atompolitik betrifft auch Österreich.

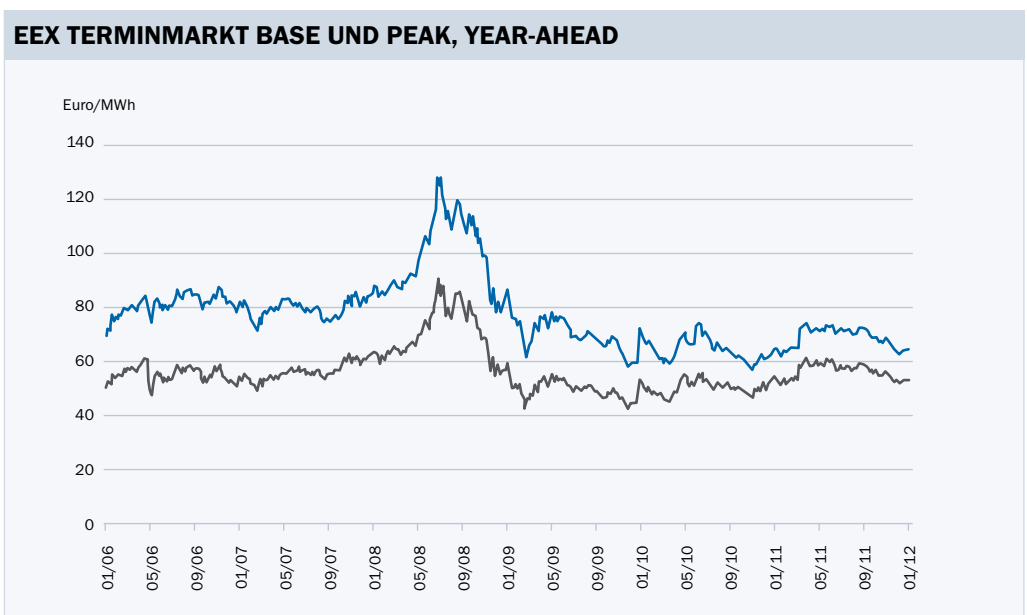
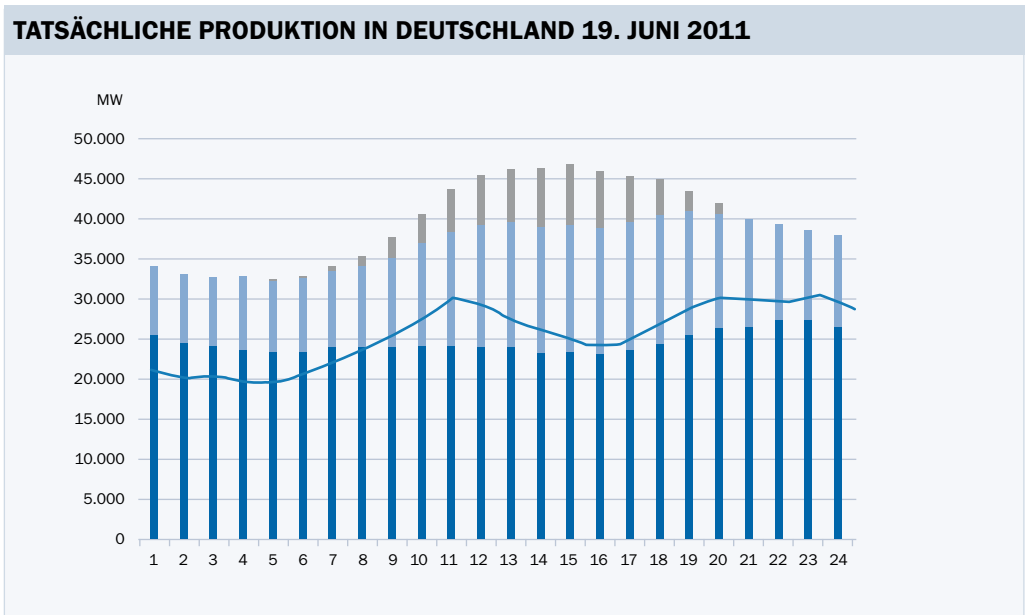
Im Terminmarkt, also beim Kauf einer zukünftigen Lieferung zu einem heute vereinbarten Preis, prägt vor allem die Erwartungshaltung der Händler das Bild. Im Jahr 2011 war hier der Preissprung nach Bekanntgabe des deutschen Atom-Moratoriums sehr markant. Damals kam es für einige Tage zu sehr hohen Umsätzen an der Strombörse EEX für Jahreskontrakte, da plötzlich unklar war, wie die deutsche Atompolitik weiterverlaufen würde, und die Upside Risks – also das Risiko unerwarteter Preissteigerungen – deutlich anstiegen.

Wurde im Jahr 2010 noch die Laufzeitverlängerung für die deutschen AKWs beschlossen, war es nach dem Fukushima-Unfall sehr unsicher, ob bzw. welche Atomkraftwerke wie lange am Netz bleiben würden. Allerdings machte sich dann unter den Händlern nach Konkretisierung der deutschen Abschaltpläne die Stimmung breit, dass die Situation auf der Angebotsseite vorerst stabil sei. Auch die neuerlichen Rezessionsängste bewirkten in der zweiten Jahreshälfte einen weiteren Preisrückgang. Eine schlechte wirtschaftliche Entwicklung sorgt im Normalfall für einen Rückgang bei der Energienachfrage, vor allem durch ein Nachlassen der Industrieproduktion. Daher ist die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung bzw. die Erwartung darüber auch am Strommarkt sehr bedeutend.

Optimismus stößt noch immer auf Widerstand.

Ähnlich verlief auch die Entwicklung im Jahr davor. War Anfang 2010 das Handelsgeschehen noch von zurückhaltendem Optimismus geprägt, so konnte sich dieser aufgrund der anbahnenden Schuldenkrise nicht halten. Insgesamt zeigt die Preisentwicklung an den Terminmärkten der letzten fünf Jahre, dass sich seit Beginn der Finanzkrise Ende 2008 die Preise tendenziell nach unten oder seitwärts bewegt haben und im Terminmarkt noch nicht das Vorkrisenniveau erreicht wurde.

Als Beispiel des Preisdrucks und Erklärung für Preisausreißer nach unten kann der 19. Juni 2011 herangezogen werden (*Abbildung 3*). Dadurch, dass am Sonntag der Lastgang (blaue Linie) gemäßigt und gering ist und die nicht steuerbare Einspeisung von Wind und Sonnenenergie hoch war, konnten hier sogar am Nachmittag leicht negative Preise beobachtet werden. Der Inlandsbedarf wurde in Deutschland an diesem Tag zur Gänze durch konventionelle Erzeugung abgedeckt. Darüber hinaus sind auch die Exportmöglichkeiten, mit der Ausnahme von Österreich, recht stark begrenzt.





Im Sommer ist die Mittagsspitze flacher.

Langfristig ist auch zu erkennen, dass der Spread, also der Abstand zwischen Base und Peak, sich in den letzten Jahren deutlich verringert hat. Das liegt einerseits daran, dass sich die Erzeugungsstruktur laufend verändert hat – vor allem im Hinblick auf die vermehrte Einspeisung aus PV-Anlagen. Die Mittagsspitze wird dadurch vor allem im Sommer zunehmend abgeflacht. Andererseits liegen Base- und Peak-Preise in Niedrigpreisphasen tendenziell näher beieinander als in Hochpreisphasen.

GROSSHANDELSMARKT GAS:

DAS WELTGESCHEHEN TRIEB DIE KOSTEN AN: ENTWICKLUNG DER IMPORTPREISE.

Die von Statistik Austria erhobenen Importpreise¹ enthalten die gemeldeten Kosten der Importe nach Österreich. Diese Angaben umfassen Importe aus langfristigen Verträgen, aber auch Importe, die auf Bezug an anderen Hubs (NCG) beruhen. Nach moderaten Preisanstiegen bei Öl 2009 und 2010 stiegen die Ölpreise seit Ende Januar 2011 mit dem Beginn der Revolution in Ägypten, der Unruhen in Libyen und der Erdbebenkatastrophe in Japan wieder an – und damit auch die von Statistik Austria erhobenen Gasimportpreise, die zu einem Großteil die Preissituation in den langfristigen ölpreisgebundenen Verträgen widerspiegeln. Im Durchschnitt lag der Importpreis bei 26,1 EUR/MWh und ist damit im Vergleich zu 2010 um ca. 20% gestiegen.

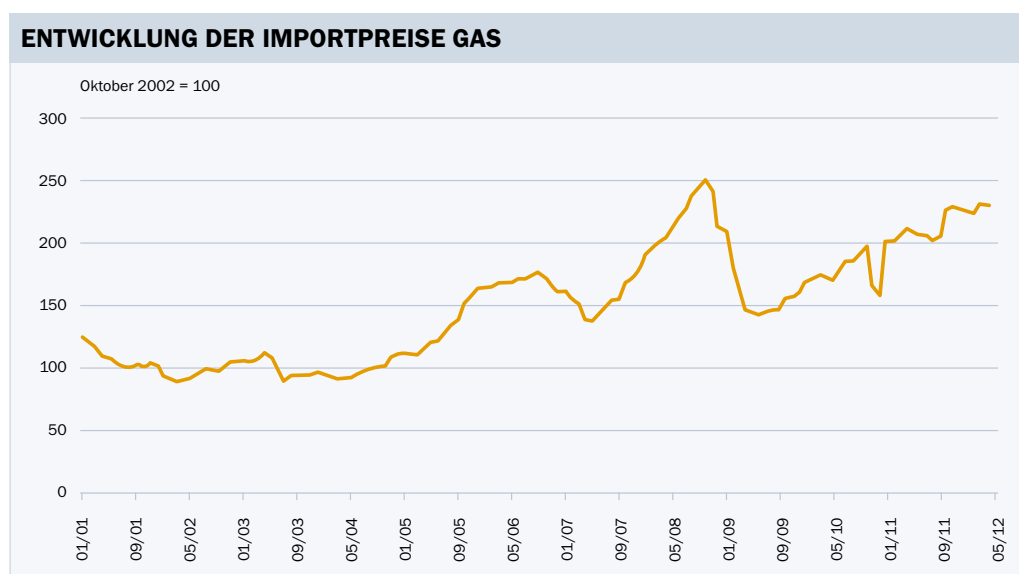


Abbildung 5
Entwicklung der Importpreise
Gas 2002-2012,
Oktober 2002 = 100
Quelle: Statistik Austria, eigene
Berechnungen E-Control

¹ Die Importstatistik umfasst alle Importe ab einem Wert von 30.000 Euro und enthält nicht nur Lieferungen aus langfristigen Verträgen, sondern auch Gasmengen, die am NCG oder TTF gekauft werden.

ENTWICKLUNG DER OTC- UND BÖRSEPREISE

Entwicklung der OTC-Preise an den kurzfristigen Handelsplätzen

Abbildung 6 zeigt die Preisentwicklungen der OTC-Preise für Day-ahead-Produkte am TTF, NCG und CEGH im Jahr 2011. Der NCG und der TTF sind auch für die österreichischen Gashändler als Beschaffungsmärkte und Preisreferenzpunkte maßgeblich. So sind z.B. die österreichischen Großhändler am NCG als Händler registriert, darunter Econgas, Kelag, Steirische Gas Wärme, Salzburg AG, GDF Suez, Goldgas, Wingas und RWE Supply and Trading.² Handel ist OTC und an der Börse möglich (EEX, APX/Endex). Am TTF sind von den in Österreich tätigen Händlern Econgas, GDF Suez, Goldgas, Wingas und RWE Supply and Trading als Händler registriert.³

Die Importdaten zeigen unmissverständlich, dass seit 2009 deutlich mehr Mengen aus Deutschland importiert worden sind – dies deutet auf eine stärkere Nutzung der Handelsplätze NCG und TTF durch die österreichischen Händler hin.

Der Arabische Frühling zeigt sich auch an der Zapfsäule.

Durch die Volksaufstände in Ägypten und in Libyen und nach der Katastrophe von Fukushima am 11. März 2011 haben die Ölpreise in den ersten drei Monaten 2011 deutlich angezogen und damit auch die ölpreisgebundenen Gaspreise. Zunächst starke Auswirkungen auf den Spotpreis hatte das Erdbeben in Japan, da erwartet wurde, dass mehr LNG nach Japan fließen wird, um die Ausfälle der Kernkraftwerke mit Stromerzeugung in Gaskraftwerken zu ersetzen. Da die LNG-Lieferungen nach Großbritannien zumeist aus Spotverkäufen resultieren, wurden für den NBP die deutlichsten Preisauswirkungen erwartet. Ab März war wieder eine Preissenkungstendenz zu erkennen. Seit Anfang August sind dann die Spotpreise wieder deutlich angestiegen – bis zu 4 EUR/MWh, allerdings nicht begründet durch Fundamentaldaten des Gasmarktes, sondern durch die Krise an den Finanzmärkten.⁴ Im September war die Verbindung zwischen Großbritannien und Belgien (Interconnector) aufgrund geplanter Wartungsarbeiten unterbrochen. Dies hatte keine deutlichen Ausschläge zur Folge, nach der Wiedereröffnung sind die Preise jedoch massiv eingebrochen.

² <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-92173566-5B2393F4/ncg/hs.xsl/1173.htm>

³ http://www.gastransportservices.nl/en/shippers/our_services/ttf_gas_exchange

⁴ Am 6.8.2011 hat die Ratingagentur Standard und Poors' die Kreditwürdigkeit der USA herabgestuft; vorher hatte sich der US-amerikanische Kongress nach wochenlangem Streit auf eine Anhebung der Schuldenobergrenze geeinigt und so eine drohende Zahlungsunfähigkeit abgewendet. Folge der Absenkung des Ratings war ein Crash an den Börsen.



Die Terminpreise (Month ahead) waren im März aufgrund der aktuellen Ereignisse in Japan zu dieser Zeit niedriger als die Spotpreise. Ähnliches wiederholte sich im August/September 2011.

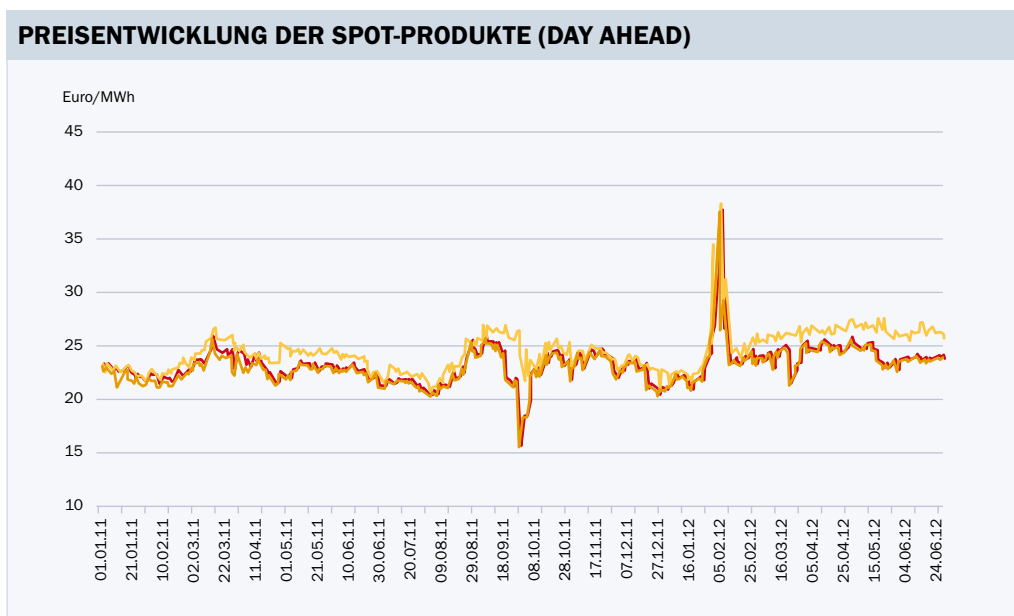


Abbildung 6
Preisentwicklung der DA-Produkte am TTF, NCG und CEGH 2011/1. Halbjahr 2012
Quelle: ICIS Heren

Zeit ist Geld. Mitunter sogar bis zu 40%.

Die Preise für Terminprodukte für das Lieferjahr 2011 sind im Vergleich zu 2010 angestiegen, liegen aber noch immer unterhalb der Preise in den langfristigen Verträgen. Wer ein Jahr im Voraus (12 Monate bis 0 Monate im Voraus) am TTF Year-ahead-Produkte für das darauffolgende Jahr einkaufte, zahlte 2010 ca. 40% weniger.

Die Preise am CEGH sind höher als am NCG und TTF. In den Sommermonaten resultiert dies aus den Einschränkungen am Grenzübergabepunkt in Oberkappel⁵, die die Märkte zeitweise abkoppeln. Durch die ab 1. März durchgeführten täglichen Auktionen auf der TAG, die den österreichischen und den italienischen Markt verbindet, ist der Preisabstand zwischen CEGH und PSV, der im 1. Quartal 2012 fast 10 EUR/MWh betrug, auf zeitweise 1,525 EUR/MWh im 2. Quartal 2012 gefallen.⁶ Die zusätzliche Nachfrage hatte – wie auch in *Abbildung 6* erkennbar – einen preistreibenden Effekt für den Spotpreis am CEGH, durch den sich auch der Abstand zum NCG und TTF wieder vergrößerte.



Preisentwicklung an der CEGHEX

Auf dem Spotmarkt wird seit Dezember 2009 ein Day Ahead Produkt (Base Load) mit einem Minimum von 10 MW pro Stunde gehandelt, Handelspunkt ist der ITAB Baumgarten. Am Terminmarkt können die nächsten drei Frontmonate gehandelt werden, ebenfalls Base Load, mit einem Minimum von 10 MW. Im 4. Quartal 2012 ist zudem ein Within-Day Produkt geplant mit einem Minimum von 1 MW pro Stunde.

Die Handelsmengen am Spotmarkt lagen 2011 bei 2.009.090 MWh, am Terminmarkt bei 2011 459.600 MWh. Im Vergleich zu den OTC Handelsvolumina, die 2011 ca. 435.273.319 MWh betragen, sind sie somit gering.

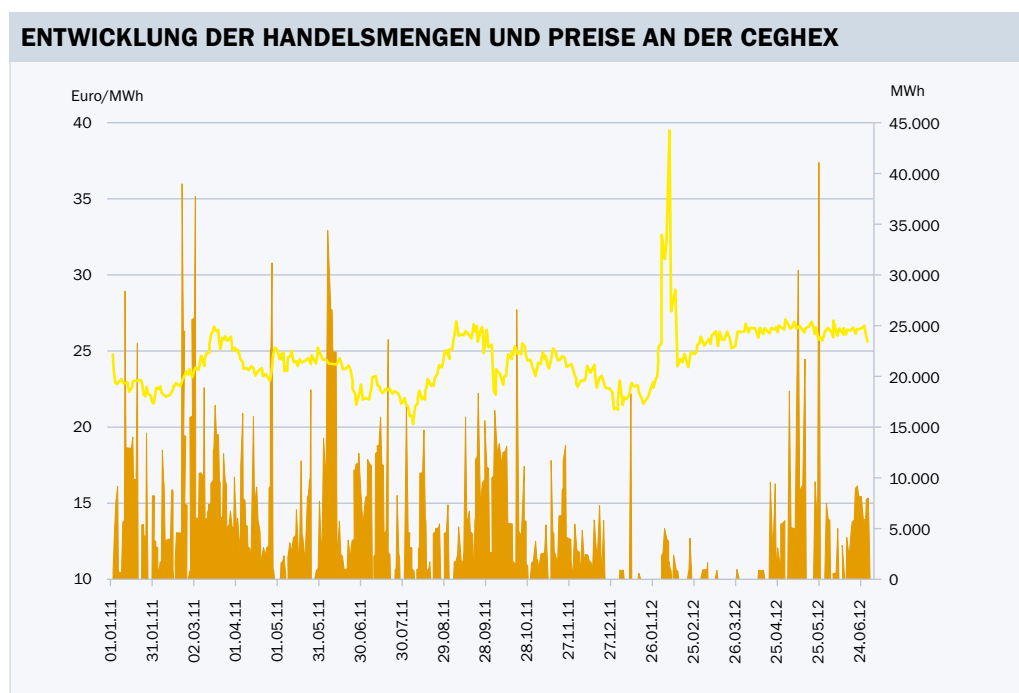


Abbildung 7
Entwicklung der Handelsmengen
und Preise am Spotmarkt der
Börse CEGHEX
Quelle: CEGHEX

Auswirkung auf die Entwicklung der Beschaffungskosten

Betrachtet man die Beschaffungskosten bei verschiedenen Beschaffungsstrategien, so ist festzustellen, dass besagte Kosten in 2011 im Vergleich zu 2010 weiter angestiegen sind (Abbildung 8). Nach wie vor vorteilhaft ist die kurzfristige Beschaffung (graue Linie in Abbildung 8). Die Spotpreise sind deutlich geringer angestiegen als die Preise in den langfristigen Verträgen.

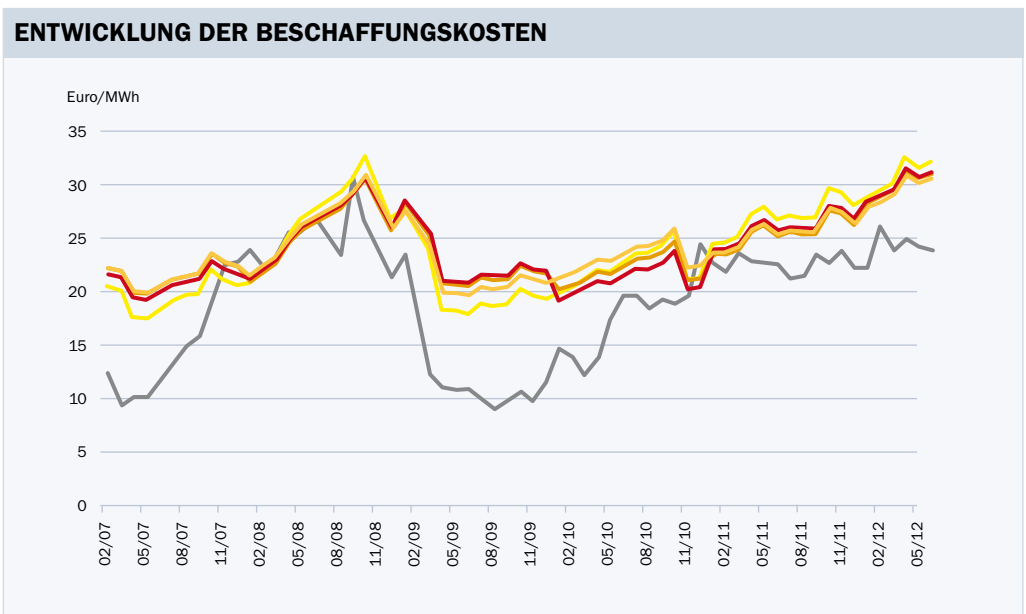


Abbildung 8
 Entwicklung der Beschaffungskosten bei verschiedenen Beschaffungsstrategien
 Quellen: Statistik Austria, ICIS Heren, Energate, Berechnungen E-Control



Entwicklung der Endkundenpreise

STROMMARKT: WER PREISENKUNGEN WILL, MUSS INDUSTRIEKUNDE SEIN.

Die Kleinkundenpreise haben sich 2011 wieder erhöht, wenn auch geringer als 2010. Im Industriekundensegment sind dagegen leichte Preissenkungen festzustellen.

Ein Hoch über Kleinkunden: Preiserhöhungen der Stromlieferanten 2011

Im Jahr 2011 haben die Stromlieferanten ausschließlich Preiserhöhungen vorgenommen (Tabelle 3). Die Preissenkungen in der ersten Hälfte 2012 waren die Folge der Senkung des Verrechnungspreises für die verpflichtende Abnahme des Ökostromes seitens Lieferanten, welche diese Kosten an ihre Kunden weiterverrechnen. Steveag-STEG sowie Energie Graz haben dabei als Einzige mit dem 1. März 2012 ihre Energiepreise erhöht.

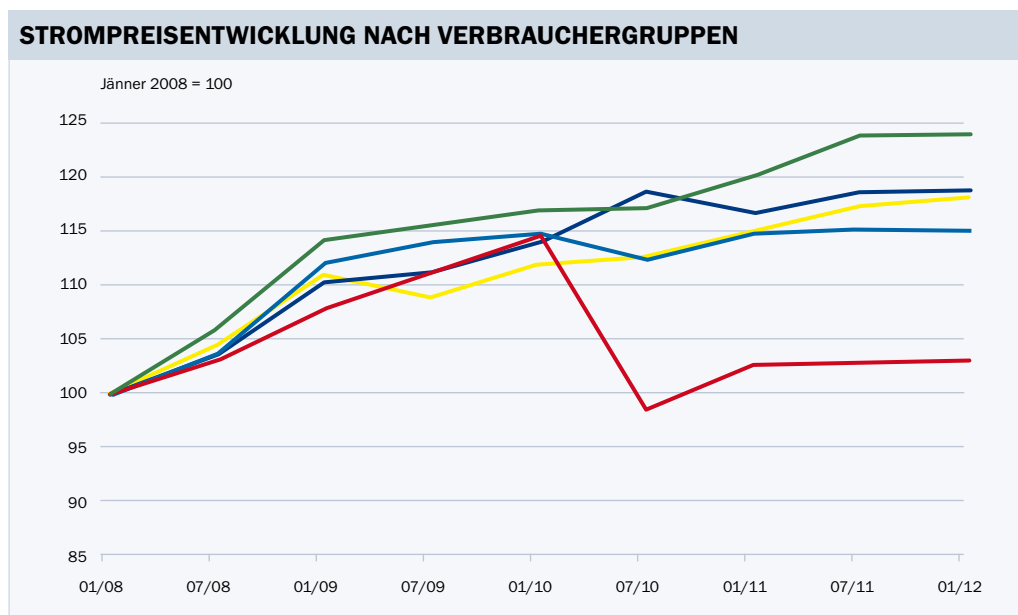


PREISVERÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN 2011 – 2012			
Lieferant	Zeitpunkt der Änderung	Energiepreis	Gesamtpreis
BEWAG Vertrieb GmbH	01.04.2011	6,40%	3,20%
BEWAG Vertrieb GmbH	01.01.2012	-3,39%	-1,18%
Energie AG OÖ Vertrieb	01.01.2012	-0,66%	-0,51%
Energie Graz GmbH	01.03.2012	8,53%	4,52%
Energie Klagenfurt GmbH	01.05.2011	8,20%	4,30%
EVN Energievertrieb	01.01.2012	-3,26%	-1,82%
Innsbrucker Kommunalbetriebe	01.04.2011	2,30%	1,20%
Innsbrucker Kommunalbetriebe	01.02.2012	-4,25%	-2,03%
KELAG – Kärntner Elektr.-AG	01.04.2011	8,80%	3,90%
Linz Strom Vertrieb	01.01.2012	-0,70%	-0,74%
MyElectric	01.07.2011	4,43%	1,77%
Naturkraft Energievertrieb	01.01.2012	-3,11%	abh. vom Netzgebiet
oekostrom	01.05.2012	-6,00%	-3,30%
Salzburg AG	01.02.2011	2,30%	1,10%
Salzburg AG	01.02.2012	-2,66%	-1,31%
schlaustrom	16.02.2012	-4,75%	abh. vom Netzgebiet
Steweg-STEG	01.03.2012	8,84%	4,31%
TIWAG – Tiroler Wasserkraft	01.04.2011	1,60%	0,70%
TIWAG – Tiroler Wasserkraft	01.02.2012	-4,75%	-2,26%
Unsere Wasserkraft	01.09.2011	6,80%	3,60%
Unserer Wasserkraft	01.03.2012	-2,80%	abh. vom Netzgebiet
VKW Vorarlberger Kraftwerke AG	01.03.2012	-4,90%	-2,30%
VKW Vorarlberger Kraftwerke AG	01.02.2011	0,90%	0,41%
VKW Ökostrom GmbH	01.02.2011	0,90%	0,41%
VKW Ökostrom GmbH	01.03.2012	-4,40%	-2,20%
Weizer Naturenergie	01.04.2011	11,80%	abh. vom Netzgebiet
Wels Strom GmbH	26.10.2011	11,40%	abh. vom Netzgebiet
Wien Energie Vertrieb	01.01.2012	-3,25%	-0,90%

Tabelle 3
 Preisveränderungen der
 Stromlieferanten Jänner 2011
 bis Ende Juni 2012
 Musterhaushalt mit
 3.500 kWh/Jahr
 Quelle: E-Control



Wie in *Abbildung 9* ersichtlich, haben sich die Preise im Jahr 2011, verglichen mit dem Vorjahr, für Haushalte um ca. 1,72% und für Gewerbekunden um ca. 0,22% erhöht. Ausgehend von den Preisen im 2. Halbjahr 2007 (Wert Januar 2008) sind die Preise für Haushaltskunden um 19% und für Gewerbekunden um 15% gestiegen.



Für die Großen dürfen die Preise auch mal kleiner sein.

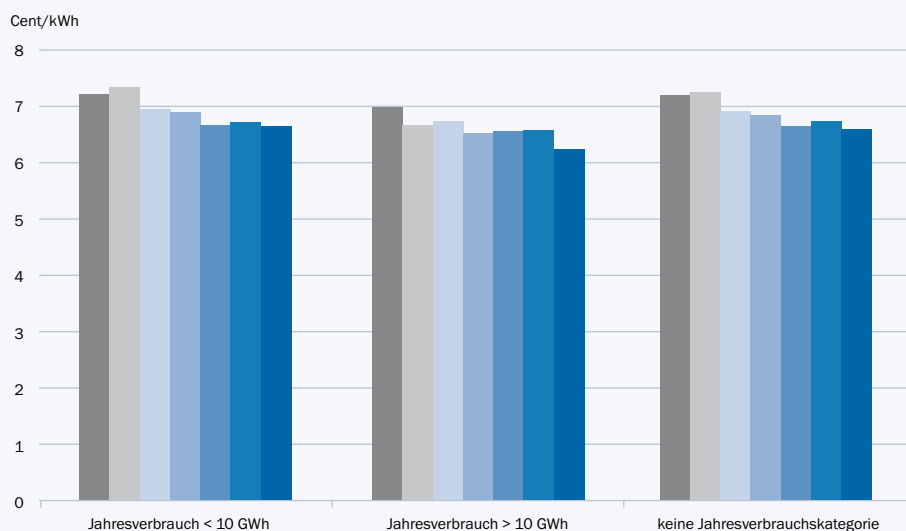
Die Ergebnisse der Industriekundenbefragung der E-Control (Tabelle 4) zeigen erneute Preissenkungen in allen Kategorien im Vergleich zum Vorjahreshalbjahr. Die stärksten Preisreduktionen haben die größeren Industriekunden erhalten. Die Preise liegen in einer Bandbreite von 5,94 Cent/kWh (bei mehr als 4.500 Volllaststunden) und 6,69 Cent/kWh (weniger als 4.500 Volllaststunden).

ERGEBNISSE DER INDUSTRIESTROMPREISERHEBUNG – 1. HALBJAHR 2012				
1. HJ 2012	in Cent/kWh	Volllaststunden < 4.500 h/a*	Volllaststunden > 4.500 h/a*	keine Volllast- stundenkategorie
Jahresverbrauch < 10 GWh	Median	6,69	6,31	6,47
	Arithmetisches Mittel	6,69	6,30	6,54
	Standardabweichung	0,71	0,61	0,70
	Anzahl Unternehmen	158	93	251
Jahresverbrauch > 10 GWh	Median	6,20	5,94	5,98
	Arithmetisches Mittel	6,27	5,94	6,02
	Standardabweichung	0,87	0,64	0,72
	Anzahl Unternehmen	28	80	108
keine Jahres- verbrauchs- kategorie	Median	6,62	6,08	6,33
	Arithmetisches Mittel	6,62	6,13	6,39
	Standardabweichung	0,75	0,64	0,74
	Anzahl Unternehmen	186	173	359

Tabelle 4
 Ergebnisse der Industriestrom-
 preiserhebung – 1. Halbjahr
 2012 in Cent/kWh; Volllaststun-
 den = Jahresverbrauch/Leistung
 Quelle: E-Control



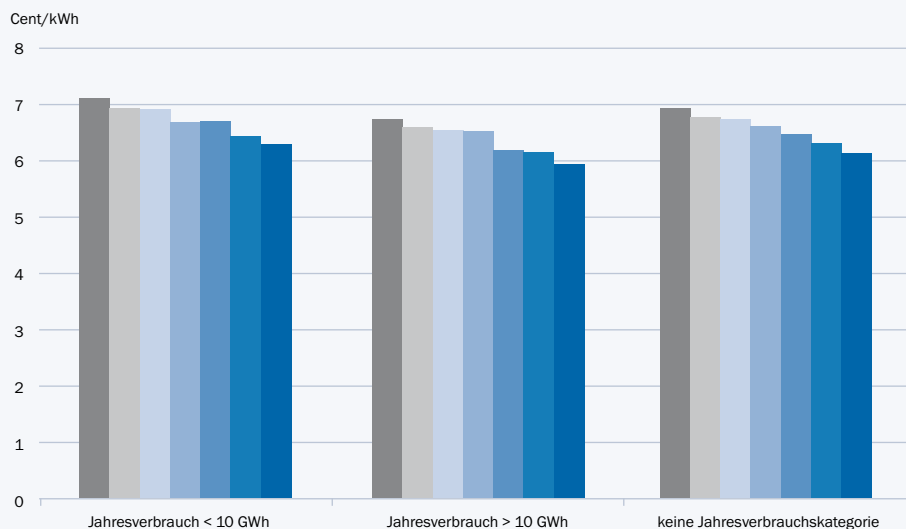
INDUSTRIESTROMPREISENTWICKLUNG < 4.500 VOLLASTSTUNDEN



- 1. Halbjahr 2009
- 2. Halbjahr 2009
- 1. Halbjahr 2010
- 2. Halbjahr 2010
- 1. Halbjahr 2011
- 2. Halbjahr 2011
- 1. Halbjahr 2012

Abbildung 10
 Industriestrompreisentwicklung
 < 4.500 Volllaststunden
 Quelle: E-Control

INDUSTRIESTROMPREISENTWICKLUNG > 4.500 VOLLASTSTUNDEN



- 1. Halbjahr 2009
- 2. Halbjahr 2009
- 1. Halbjahr 2010
- 2. Halbjahr 2010
- 1. Halbjahr 2011
- 2. Halbjahr 2011
- 1. Halbjahr 2012

Abbildung 11
 Industriestrompreisentwicklung
 > 4.500 Volllaststunden
 Quelle: E-Control

GASMARKT FLÄCHENDECKEND MIT PREISERHÖHUNG

Im Gasmarkt waren alle Endkundengruppen 2011 von Preiserhöhungen betroffen. Dabei dürften die Preiserhöhungen für Kleinkunden höher als die für Großkunden ausgefallen sein.

Preiserhöhungen der Gaslieferanten 2011

Von Jänner 2011 bis Juni 2012 waren ausschließlich Preissteigerungen zu verzeichnen (*Tabelle 5*).





PREISVERÄNDERUNGEN DER ÖSTERREICHISCHEN GASANBIETER FÜR HAUSHALTSKUNDEN 2011–2012

Lieferant	Zeitpunkt der Änderung	Energiepreis	Gesamtpreis
BEGAS Energievertrieb	01.04.2011	16,90%	9,60%
BEGAS Energievertrieb	01.10.2011	5,80%	3,50%
Energie Graz GmbH	01.06.2011	13,20%	7,60%
Energie Klagenfurt GmbH (österreichweit)	01.01.2012	12,20%	abh. vom Netzgebiet
Energie Klagenfurt GmbH (regional)	01.01.2012	12,20%	6,20%
EVN Energievertrieb	01.04.2011	14,90%	8,70%
EVN Energievertrieb	01.10.2011	5,80%	3,60%
E-Werk Wels AG	01.05.2011	19,90%	11,30%
KELAG Kärntner Elektr.-AG (regional)	01.01.2012	17,80%	9,10%
KELAG Kärntner Elektr.-AG (österreichweit)	01.01.2012	16,00%	abh. vom Netzgebiet
Linz Gas Vertrieb	15.10.2011	7,30%	4,20%
Linz Gas Vertrieb	01.05.2011	15,50%	8,40%
MyElectric	15.12.2011	8,80%	abh. vom Netzgebiet
OÖ Gas-Wärme GmbH	15.10.2011	5,70%	3,30%
OÖ Gas-Wärme GmbH (österreichweit)	16.04.2011	14,90%	8,70%
OÖ Gas-Wärme GmbH (regional)	16.04.2011	13,90%	7,50%
Salzburg AG	01.06.2011	15,60%	8,50%
Salzburg AG	01.02.2012	6,90%	4,11%
Stadtwerke Leoben	01.06.2011	14,30%	8,20%
Stadtwerke Steyr	01.01.2011	2,70%	5,60%
Stadtwerke Steyr	01.04.2011	6,80%	3,60%
Stadtwerke Steyr	01.07.2011	13,80%	7,40%
Steirische Gas Wärme	01.06.2011	13,40%	7,70%
switch	01.07.2011	9,30%	abh. vom Netzgebiet
TIGAS Erdgas Tirol	01.07.2011	12,74%	5,90%
TIGAS Erdgas Tirol	01.01.2012	7,10%	3,50%
Unsere Wasserkraft	01.09.2011	13,70%	abh. vom Netzgebiet
VEG Vorarlberger Erdgas GmbH	01.08.2011	14,50%	9,20%
Wien Energie Vertrieb	01.04.2011	17,50%	9,90%
Wien Energie Vertrieb	01.10.2011	9,40%	5,60%

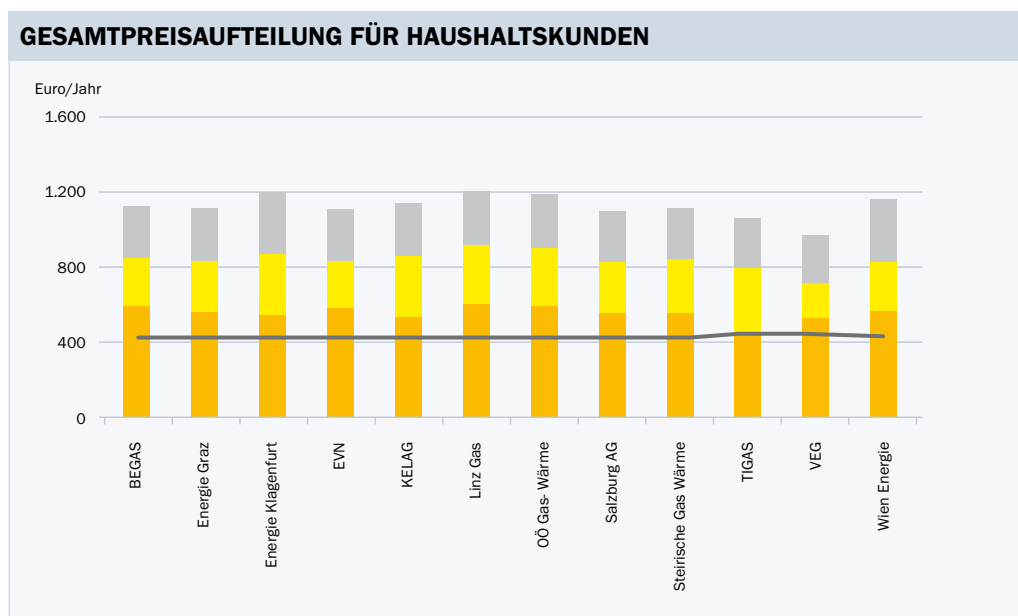
Tabelle 5
 Preisveränderungen der österreichischen Gasanbieter für Haushaltskunden Januar 2011 bis Ende Juni 2012 (Musterhaushalt 15.000kWh/Jahr)
 Quelle: E-Control

Preisentwicklung für Haushalts- und Gewerbekunden galoppiert der Inflation davon.

Die durchschnittlichen Erlöse bei den lastganggemessenen Kleinkunden werden seit 2008 von der E-Control im Rahmen der Marktstatistik erhoben (Tabelle 6). Nicht lastganggemessene Kunden werden auf der Basis von Standardlastprofilen in Verbrauchsgruppen eingeteilt. Tabelle 6 zeigt die Preisentwicklung für die Verbrauchsgruppen Haushalte und Gewerbe (für Heizgas). Im 2. Halbjahr 2011 stiegen die Preise der Haushaltskunden um knapp 6% bzw. 8%. Im Allgemeinen sind die Preise 2011 für alle nicht lastganggemessenen Kunden stark angestiegen. Dieser Trend setzte sich auch in der ersten Jahreshälfte 2012 fort.

ENTWICKLUNG DER GASPRISE FÜR NICHT LASTGANGGEMESSENE GASKUNDEN			
Jul.09 = 100	Haushalte – Einfamilienhäuser – Heizgas	Haushalte – Mehrfamilienhäuser – Heizgas	Gewerbekunden – Heizgas
Jul. 08	82,00%	85,30%	84,50%
Jan. 09	87,50%	94,40%	93,40%
Jul. 09	100,00%	100,00%	100,00%
Jan. 10	98,20%	95,40%	94,90%
Jul. 10	90,55%	90,32%	91,55%
Jan. 11	89,39%	89,75%	91,51%
Jul. 11	89,40%	90,55%	94,76%
Jan. 12	95,33%	98,31%	100,81%

Tabelle 6
 Entwicklung der Gaspreise für nicht lastganggemessene Gaskunden von Juli 2008 bis Januar 2012
 Anmerkung: Juli 2008 bedeutet: Durchschnittspreis für das erste Halbjahr 2008
 Quelle: E-Control



- Steuern und Abgaben
- Netzpreis
- Energiepreis
- günstigster Lieferant im Netzgebiet

Abbildung 12
Gesamtpreisaufteilung für
Haushaltskunden im Juni 2012,
Preise der etablierten Anbieter
(lokaler Anbieter) und Energie-
preis beim Bestbieter
Quelle: E-Control

Abbildung 12 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter sowie die entsprechenden Netztarife und Steuern und Abgaben dar. Aufgrund der strukturellen und geografischen Gegebenheiten der einzelnen Netzgebiete sind die Tarife in den Netzbereichen unterschiedlich.

Überall dasselbe Bild: Die Versorgung ist sicher, die Preise schwanken.

Die Energiepreise der einzelnen lokalen Anbieter sind unterschiedlich. In allen Netzgebieten der Regelzone Ost sind durch einen Wechsel des Lieferanten Einsparungen bei den Gaskosten möglich, maximal 200 Euro (beim Wechsel von Linz Gas zum günstigsten Anbieter, Stand Juni 2012). Dabei zählen die Einsparpotenziale bei den EnergieAllianz-Unternehmen zu den höchsten.

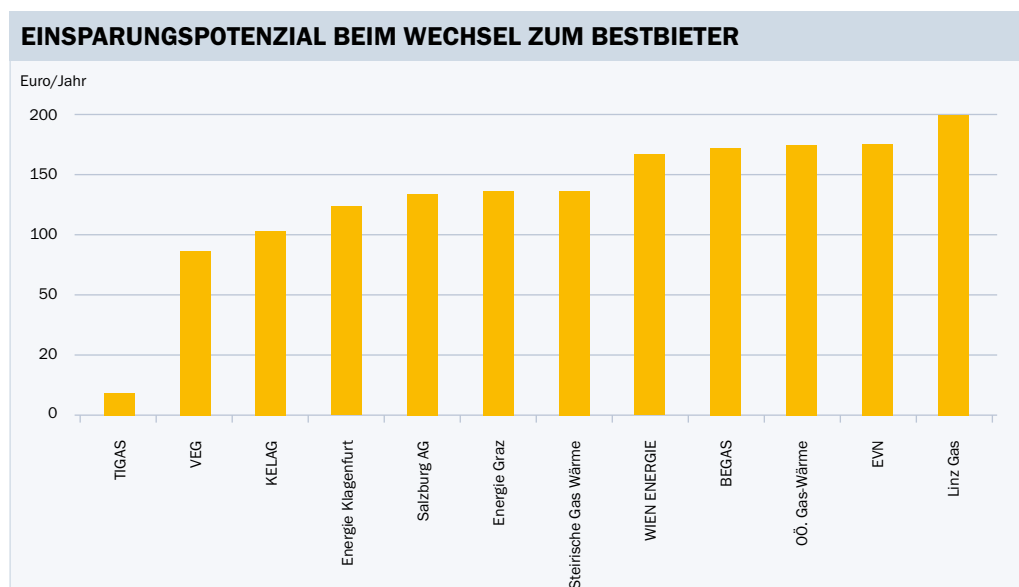


Abbildung 13
 Einsparungspotenzial beim Wechsel zum Bestbieter im jeweiligen Netzgebiet (Stand Juni 2012)
 Quelle: E-Control

Immer eine Preiserhöhung in der Pipeline: Entwicklung der Preise für Großkunden

Die Ergebnisse der Industriekunden-Befragung⁷ (Tabelle 7, Abbildung 14) zeigen einen Anstieg der Gaspreise in allen Kategorien im Vergleich zum Vorjahreshalbjahr und den höchsten Wert seit Beginn der Erhebung. In der Kategorie A ist der absolute Anstieg geringer ausgefallen als beim Importpreis. Auffallend ist die Verlängerung der durchschnittlichen Vertragslaufzeit in allen Kategorien.

⁷ Die Ergebnisse werden auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.



ERGEBNISSE DER INDUSTRIEGASPREISERHEBUNG			
	Auswertung	1/2012 Cent/kWh	2/2011 Cent/kWh
Kategorie A Jahresverbrauch > 100 GWh	Median	2,76	2,75
	Arithmetisches Mittel	2,87	2,82
	Standardabweichung	0,42	0,56
	Anzahl Unternehmen	36	32
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	28 Monate	23 Monate
Kategorie B Jahresverbrauch > 10 GWh und ≤ 100 GWh	Median	3,00	2,90
	Arithmetisches Mittel	3,07	2,96
	Standardabweichung	0,52	0,53
	Anzahl Unternehmen	81	73
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	29 Monate	23 Monate
Kategorie C Jahresverbrauch ≤ 10 GWh	Median	3,16	2,99
	Arithmetisches Mittel	3,28	3,11
	Standardabweichung	0,60	0,67
	Anzahl Unternehmen	95	92
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	27 Monate	19 Monate
Gesamt	Median	3,03	2,89
	Arithmetisches Mittel	3,13	3,01
	Standardabweichung	0,56	0,61
	Erstes Quartal	2,75	2,63
	Drittes Quartal	3,35	3,40
	Anzahl Unternehmen	212	197
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	28 Monate	21 Monate

Tabelle 7
Ergebnisse der
Industriegaspreiserhebung
Quelle: E-Control

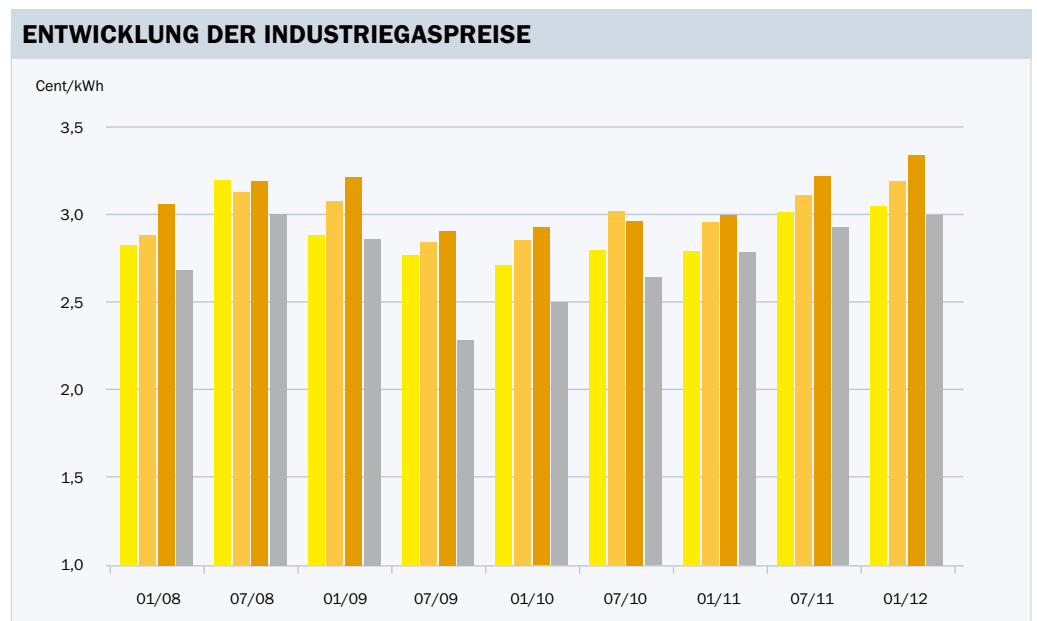


Abbildung 14
 Entwicklung der
 Industriegaspreise
 Quellen: E-Control,
 Industriegaspreiserhebung

Festzustellen ist, dass die Industriekunden die Preisbindung von Erdgas an Heizöl als nicht mehr gerechtfertigt empfinden. Dies ist das Ergebnis einer von E-Control durchgeführten Industriebefragung vom November 2011 bei Großkunden mit einem Jahresverbrauch größer als 2 GWh.⁸

⁸ Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/news/aktuelle-meldungen>, Industriebefragung 2011, S. 34



Preise im europäischen Vergleich: Die Alpenrepublik im Mittelfeld

STROMMARKT

Haushaltskunden

Im europäischen Vergleich liegen die Strompreise für österreichische Haushaltskunden inklusive aller Steuern und Abgaben mit 19,65 Cent/kWh im oberen Mittelfeld, hinter Deutschland und Italien, aber vor Frankreich und Großbritannien knapp über dem EU-17-Durchschnitt (19,28 Cent/kWh) (Abbildung 15).

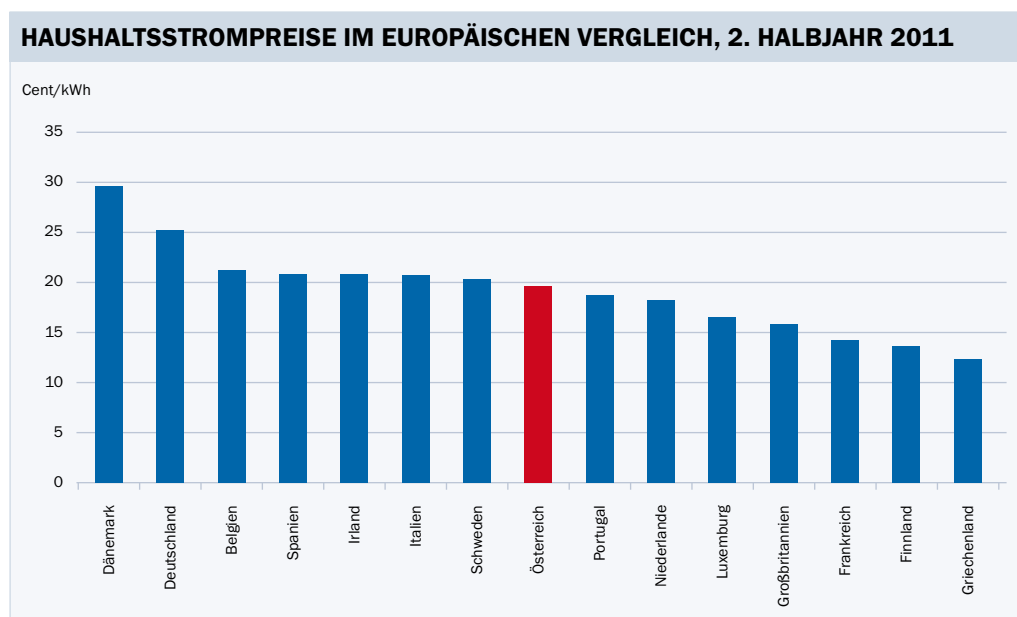
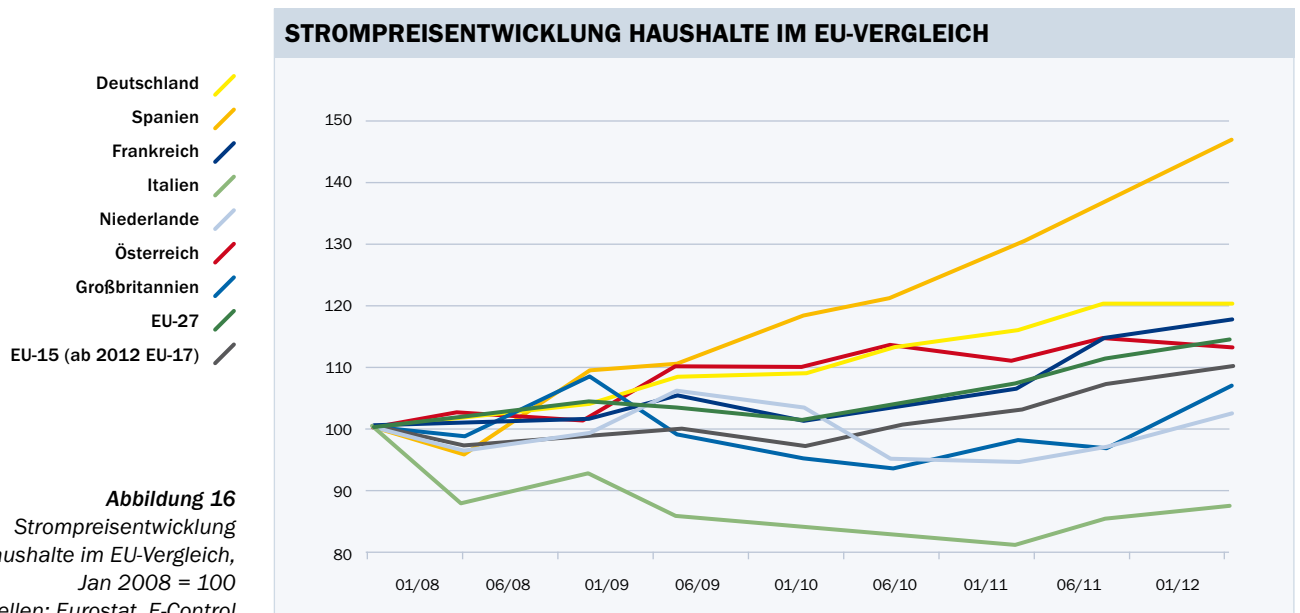


Abbildung 15
Haushaltsstrompreise
(Energie und Netz) im
europäischen Vergleich
(2500–5000 kWh),
inkl. Steuern und Abgaben,
zweites Halbjahr 2011
Quelle: Eurostat

Die Zuordnung von Abgaben und Zuschlägen erfolgt zum Teil nicht einheitlich. Entscheidend für einen Vergleich können somit nur die Gesamtkosten sein, da diese sämtliche Abgaben und Zuschläge umfassen und dadurch nur geringfügig zu Verzerrungen führen.

Immer nach dem Winter ziehen die Preise an.

Die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt im Allgemeinen für die EU-17 (bis 2012 EU-15) eine steigende Tendenz (Abbildung 16). In Österreich sind die Preise im Zeitverlauf deutlich angestiegen, wobei ein besonderes Muster erkennbar ist, wonach nach einem Preisanstieg im ersten Halbjahr ein kleiner Rückgang im zweiten Halbjahr folgt. Im Vergleich zum zweiten Halbjahr 2010 sind die Preise im zweiten Halbjahr 2011 um 1,8% angestiegen. Dies ist deutlich weniger als im EU-Durchschnitt (EU-27 und EU-17 rund 7%). Im Vergleich zum Beginn des Darstellungszeitraums (2. Halbjahr 2007) sind die Preise in Österreich hingegen mit 13% überdurchschnittlich gestiegen (EU-15(-17)-Durchschnitt um 10%).





Mit der Berechnung des Europäischen Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) soll eine zeitnahe Einschätzung der Preisentwicklung für Haushaltskunden in ausgewählten Städten der EU getroffen werden (Abbildung 17). Seit Juni 2009 zeigt der Haushaltspreisindex der EU-15 (HEPI)⁹ eine ansteigende Tendenz, nach einer deutlichen Senkungsperiode in den Monaten davor. Diese Preisveränderungen – in beide Richtungen – hat der HEPI für Österreich (Wien) dagegen in den letzten Jahren im Wesentlichen ausgelassen, Preissenkungen im Januar 2010, 2011 und 2012 sind Resultat der Netztarifsenkung und der Ökostromkostensenkung durch Reduktion des Verrechnungspreises.

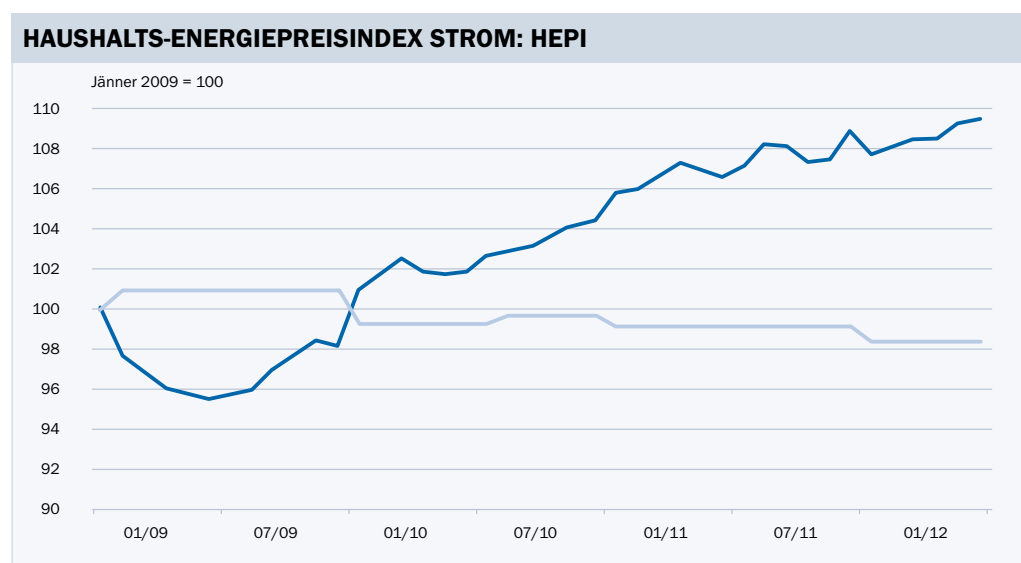


Abbildung 17
HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex Strom der EU-15-Hauptstädte ohne Steuern (Jänner 2009 = 100)
Quelle: E-Control

⁹ Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control in Zusammenarbeit mit dem VaasaETT Global Energy Think-Tank 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 der EU-15-Staaten herangezogen. Es werden jeweils die von den Konsumenten am meisten genutzten Tarife in die Analyse mit einbezogen.

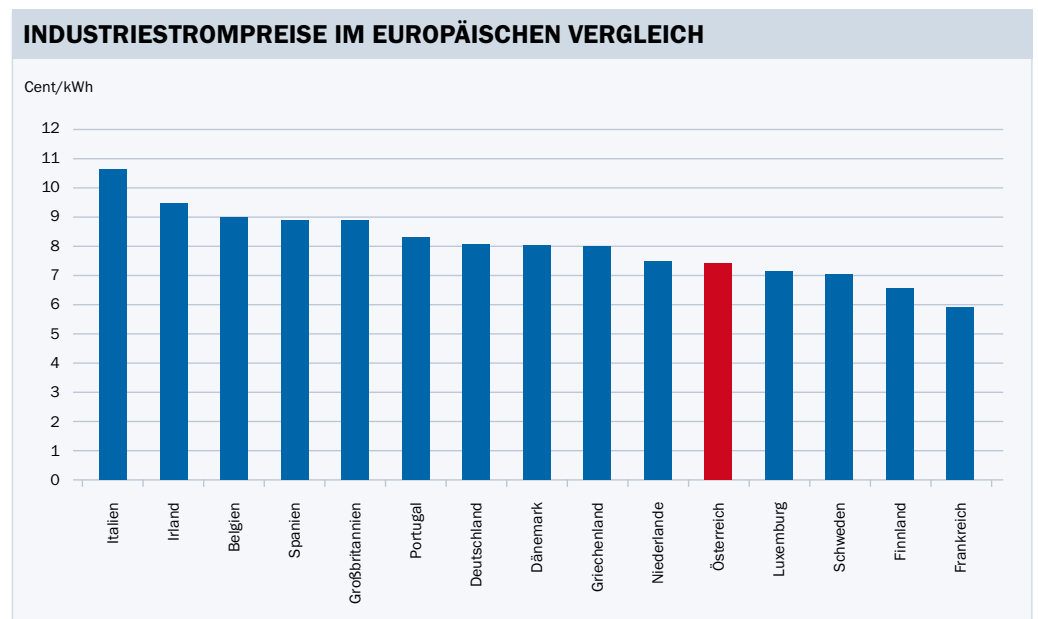


Abbildung 18
Industriestrompreise im EU-Vergleich, Verbrauch 2–20 GWh (Kleinindustrie)
Quellen: Eurostat, E-Control

Im europäischen Vergleich liegt der Preis für die kleinen Industriekunden (2–20 GWh Jahresverbrauch) in Österreich unterhalb des Durchschnitts (Abbildung 18).

GASMARKT

Gaspreise im europäischen Vergleich: Österreich mittendrin.

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben im oberen Mittelfeld (Abbildung 19). Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im zweiten Halbjahr 2011, so liegt Österreich um 0,78 Cent/kWh über dem EU-27- und EU-17-Durchschnitt.

Die Gaspreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt im 2. Halbjahr 2011 eine steigende Tendenz, ausgenommen in Dänemark und Schweden, wo die Preise gesunken sind. In diesen Ländern sind die absoluten Werte jedoch deutlich höher als in den anderen Ländern (Abbildung 20).



HAUSHALTSGASPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH

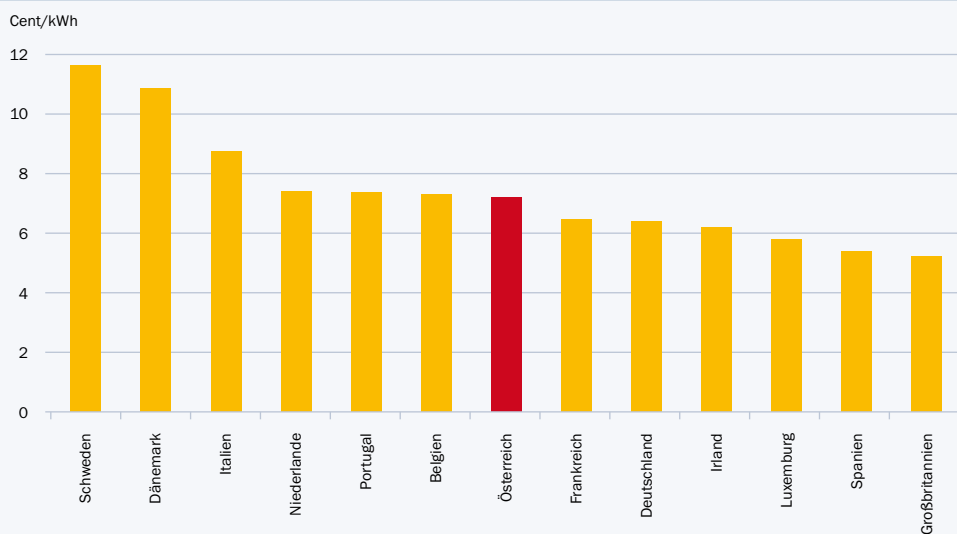


Abbildung 19
Haushaltsgaspreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2011, inklusive Steuern und Abgaben, Verbrauchsgruppe 5.555–55.555 kWh/a
Quelle: Eurostat

GASPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE IM EU-VERGLEICH

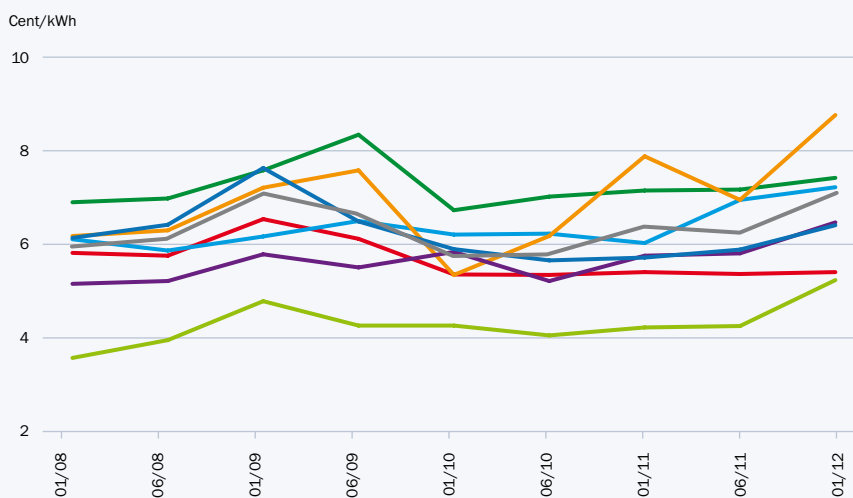


Abbildung 20
Entwicklung der Haushaltspreise in ausgewählten Ländern der EU sowie im Durchschnitt, in Cent/kWh, inklusive aller Steuern und Abgaben
Quelle: Eurostat

Das Börserl ächzt und stöhnt: Entwicklung des HEPI seit 2009.

Für 2009 zeigte der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15 (*Abbildung 21*) eine stark sinkende Tendenz der Haushaltsgaspreise in Europa. Seit Anfang 2010 ist aber ein kontinuierlicher Anstieg bis Ende Juni 2012 zu verzeichnen. Die österreichischen Gaspreise für Haushaltskunden in Wien, die in diesen Index eingehen, sind bis Januar 2011 auf einem weitgehend einheitlichen Niveau geblieben, im Jahr 2011 kam es hingegen zu Preiserhöhungen von insgesamt 17 Prozentpunkten.

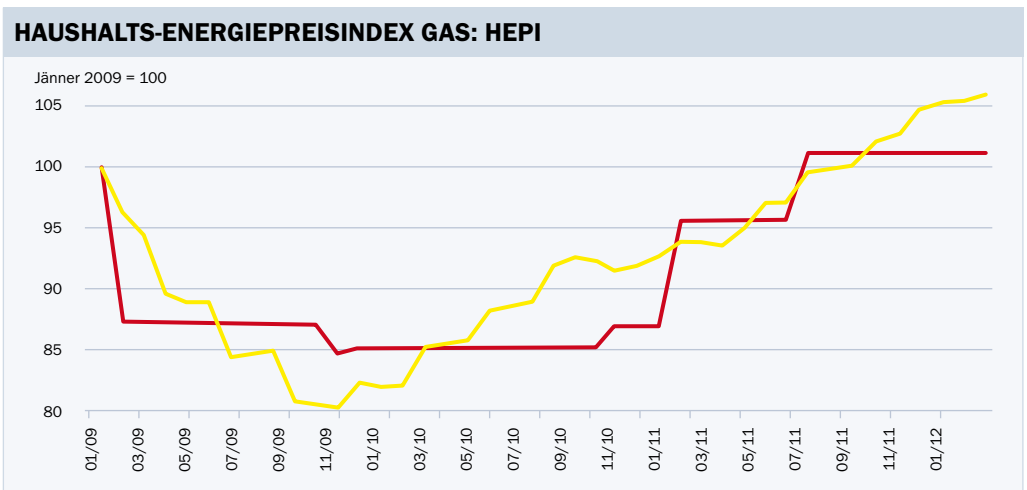


Abbildung 21
HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex Gas der EU-15-Hauptstädte ohne Steuern (Januar 2009 = 100)
Quelle: E-Control



Industriekunden

Im europäischen Vergleich liegen die Industriegaspreise in Österreich oberhalb des EU-Durchschnitts (Abbildung 22).

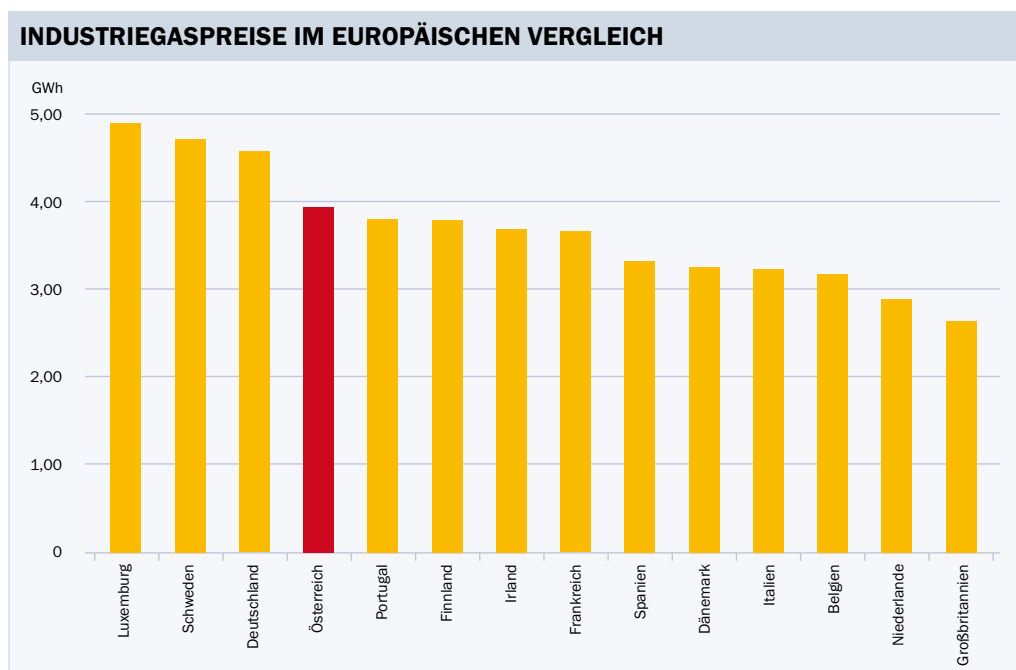


Abbildung 22
Industriegaspreise im europäischen Vergleich, 01.01.2012, Verbrauch 2,8–27,8 GWh in Cent/kWh
Quelle: Eurostat

Es lohnt sich, näher hinzuschauen:

Einschätzung der Margen der österreichischen Anbieter.

Margen der Stromlieferanten im Haushaltskundenmarkt: Nicht überall, wo Preisdruck draufsteht, ist Preisdruck drin.

Die Beschaffung am Großhandelsmarkt kann im Prinzip über eine unendliche Anzahl von Strategien erfolgen – von der Beschaffung an einem einzelnen Tag bis hin zur strukturierten Beschaffung. Generell ist aber anzunehmen, dass die Lieferanten versuchen, ihr Preis- bzw. Mengenrisiko zu minimieren. Dabei wird vor allem argumentiert, dass in einer Niedrigpreisphase, also wenn der Spotmarktpreis günstig ist, schon langfristig, d.h. am Terminmarkt, teuer eingekauft wurde und daher ein entsprechend hoher Endkundenpreis verrechnet werden müsse. Realistische Berechnungen zeigen aber, dass diese Argumente derzeit kaum zutreffen:

Erstens ist bei der Belieferung eines Haushaltskunden immer ein gewisser Verkauf/Kauf am Spotmarkt notwendig, da ein typisches Haushaltslastprofil nicht nur über den Terminmarkt abgedeckt werden kann. Zweitens liegt selbst bei einem Vollversorgungsvertrag als Referenz letztendlich immer der Großhandelspreis bei wirtschaftlich agierenden Unternehmen zugrunde.

Über kurz oder lang: Margen richtig erheben

Zur Abschätzung der Margen der Stromlieferanten hat die E-Control gemeinsam mit Frontier Economics¹⁰ ein Margenberechnungsmodell erarbeitet, in dem auf Basis des Standardlastprofils für Haushalte (veröffentlicht auf www.apcs.at) eine große Anzahl verschiedener Beschaffungsstrategien simuliert werden können. Dabei unterscheiden sich die einzelnen Strategien hinsichtlich der jeweiligen Unter- und Überdeckung am Spotmarkt und den unterschiedlichen Beschaffungszeiträumen. So bedeutet zum Beispiel das Szenario „18;6 ausgewogen“, dass jeweils in der Hälfte der Zeit am Spotmarkt zugekauft und in der anderen Hälfte verkauft werden muss, um das Haushaltslastprofil abzudecken. Darüber hinaus erfolgt die Beschaffung in diesem Szenario in gleichen Tranchen über den Zeitraum 18 Monate vor Lieferbeginn bis 6 Monate vor Lieferbeginn. Unterstellt wird eine Beschaffung am Terminmarkt mit Jahres- und Quartalsprodukten. *Abbildung 23* zeigt eine vereinfachte schematische Darstellung des Konzepts.

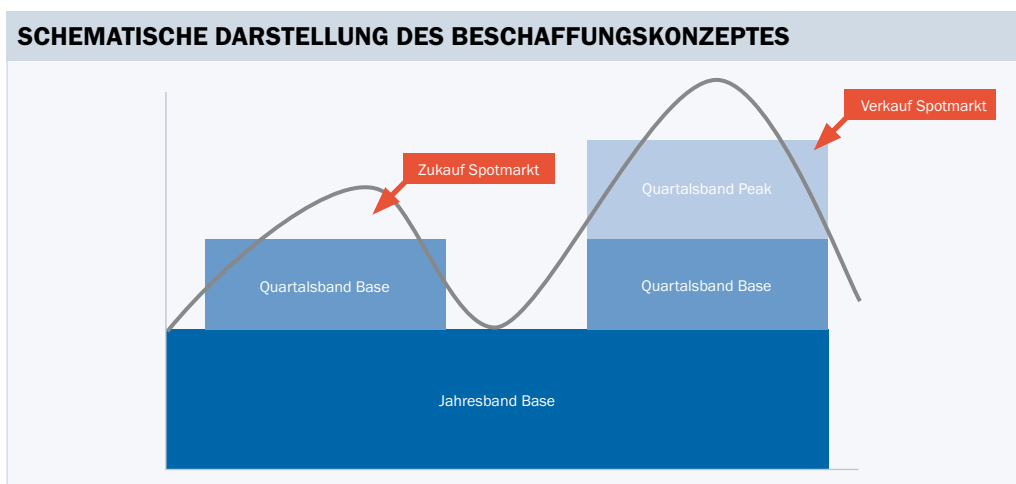


Abbildung 23
Schematische Darstellung des Beschaffungskonzeptes
Quelle: E-Control

Da ist noch Platz: Beschaffungsstrategien rücken wieder enger zusammen

Bei einer Betrachtung im Zeitablauf zeigt sich, dass verschiedene Beschaffungsstrategien im Lauf des Jahres 2011 wieder näher aneinander rückten und die große Diskrepanz zwischen kurz- und langfristiger Beschaffung nicht mehr gegeben ist. Zudem zeigen Volumina an der EEX (die Referenzbörse für den deutsch-österreichischen Strommarkt), dass eine Beschaffung über einen längeren Zeitraum von 2–3 Jahren kaum realistisch ist, da die Liquidität für solch langfristige Terminprodukte nicht gegeben ist.

Es kann auch bilateral – über den OTC-Markt – beschafft werden, aber ohne zuverlässigen Referenzpreis ist es unrealistisch, dass mehr als 2–3 Jahre im Vorhinein beschafft wird, da das Risiko für Lieferanten zu groß wäre. Somit lagen die Preise von realistischen Beschaffungsszenarien im Jahr 2011 zwischen 4 bis maximal 6 Cent/kWh.

Umgelegt auf die Preise von den eher teuren Lieferanten bedeutet das einen Preisaufschlag von mehr als 40 Prozent. Dabei ist hier noch nicht berücksichtigt, dass Lieferanten unter Umständen vorteilhaft eingekauft haben und somit noch höhere Margen lukrieren konnten. Dies ist in *Abbildung 25* dargestellt. Insgesamt ist festzustellen, dass die Margenbandbreite seit Anfang 2011 gesunken ist.

- 12;0 short —
- 12;0 short —
- Nur Spot —
- 18;0 short —
- 18;0 ausgewogen —
- 18;6 short —
- 24;0 short —
- 24;0 ausgewogen —
- 18;6 ausgewogen —

ENTWICKLUNG DER BESCHAFFUNGSKOSTEN IM STROMMARKT

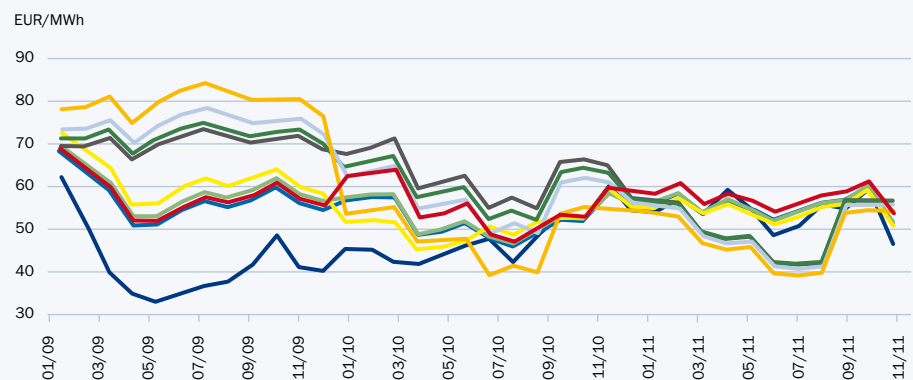


Abbildung 24

Entwicklung der Beschaffungskosten bei verschiedenen Beschaffungsszenarien
 Quellen: Berechnungen
 E-Control, EPEX Spot, EEX, APCS

Umgelegt auf Endkundenpreise – auf Basis eines typischen Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh –, können aus den verschiedenen Beschaffungsszenarien die Rohmargen der Lieferanten abgeschätzt werden. Davon abzuziehen wären noch die Vertriebskosten (sog. „costs to serve“), welche bei Haushaltskunden jedoch im überschaubaren Bereich liegen sollten.

- Mittelwert —
- Lieferant eher günstig; Einkauf eher teuer —
- Lieferant eher teuer; Einkauf eher günstig —

ROHMARGEN DER STROMLIEFERANTEN

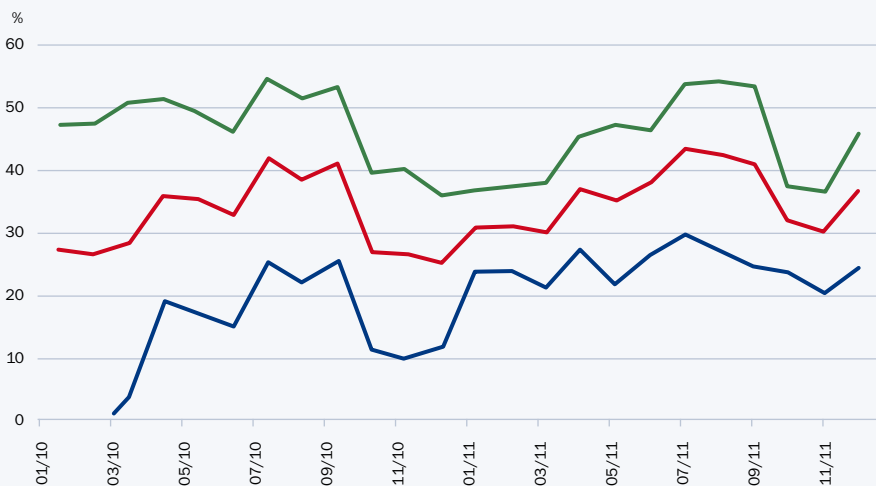


Abbildung 25

Abschätzung der Rohmargen der Stromlieferanten in % des Endkundenpreises*
 Quellen: Berechnungen
 E-Control, EPEX Spot, EEX, APCS

* Anmerkung: Auf Basis eines typischen Verbrauchs für Haushalte (Haushaltlastprofil APCS), mit unterschiedlichen Beschaffungsszenarien d.h. Quartalsfutures, Jahresfutures, Spot, in unterschiedlicher Gewichtung und mit unterschiedlichem Vorlauf im Einkauf. Für ausgewählte, charakteristische österreichische Lieferanten wurde dies mit dem Endkundenpreis verglichen und so die Rohmargen errechnet. Die grünen und blauen Linien sind jeweils die Minima bzw. Maxima der Rohmarge – d.h., die untere Linie ist die Rohmarge eines im Vergleich relativ günstigen Lieferanten bei einer eher schlechten, d.h. teuren, Einkaufsstrategie.



Ein Frühwarnsystem namens Großhandelspreise

Eine weitere mögliche Betrachtungsweise ist auch der direkte Vergleich von den Entwicklungen im Endkunden- und Großhandelsmarkt (Abbildung 26). Es ist erkennbar, dass die Großhandelspreise stärker als die Endkundenpreise auf die „Überhitzung“ der Weltwirtschaft im Vorfeld der Finanzkrise reagiert haben. Die Preiserhöhung bei den Haushalten erfolgte dann sozusagen als Nachgedanke.

Auffällig ist aber, dass die Großhandelspreise in Folge der Entwicklungen nach der Lehman-Pleite komplett verfallen sind, bei den Haushalten kann dies hingegen nicht beobachtet werden. Im Gegenteil, es kam auch 2010 und 2011 noch zu Preiserhöhungen. Rückblickend wird klar, dass die Hochpreisphase am Großhandelsmarkt letztlich recht kurz war und maximal ein Jahr andauerte, die letzten drei Jahre können hingegen als relative Niedrigpreisphase betrachtet werden.

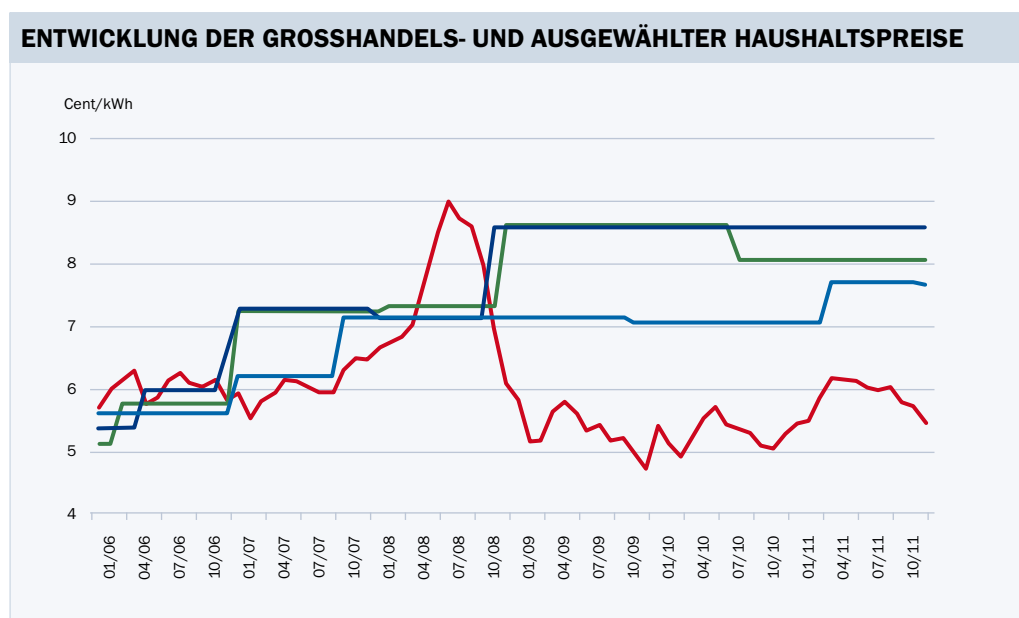


Abbildung 26
Entwicklung der Großhandelspreise und ausgewählter Haushaltspreise (nur Energie)
Quellen: Berechnungen E-Control, Tarifkalkulator, EEX

Großhandelspreise bei Strom im Sinken: Leider unter Ausschluss der Endkunden

Generell sind die Großhandelspreise bei Strom seit einiger Zeit klar im Sinken begriffen. Die Margenanalysen und Beobachtungen der E-Control im Jahr 2011 (vgl. auch *Abbildung 26*) haben im Hinblick auf die vorherrschende Entwicklung der Endkundenpreise einige Fragen aufgeworfen. Vor allem der große Preisverfall an allen Strom-Handelsplätzen nach Ausbruch der Finanzkrise (*Abbildung 26*) spiegelt sich kaum bei der Preissetzung am Endkundenmarkt wider. Innerhalb des theoretischen Rahmen der Analysen der E-Control ist diese zunehmende Diskrepanz nur schwer zu erklären.

Die Analysen der E-Control stützen sich dabei auf die regelmäßige Beobachtung der Entwicklungen der Großhandels- und Endkundenpreise. Dabei unterliegen diese Analysen recht starken Limitierungen, da die Datenbasis öffentlich zugängliche Daten sind. Aufgrund dieser Tatsache und der Preisentwicklungen im Großhandels- und Endkundenmarkt in den letzten Jahren entschloss sich die E-Control, ihren Berechnungen zugrundeliegenden Annahmen und Analysen mit Unternehmensdaten abzugleichen.

Stromlieferanten in Österreich: Auskunftsfreude sieht anders aus.

Deshalb wurde Ende August 2011 an 19 österreichische Stromlieferanten ein Fragebogen ausgeschildt, welcher auf die Beantwortung einiger weniger wettbewerbsrelevanter Fragen abzielte. Zielsetzung war es, die Margen und die Beschaffungsstrategien der Unternehmen genauer zu analysieren. Dabei ist die E-Control vom Gesetz dazu ermächtigt, einerseits in die Unterlagen der Marktteilnehmer Einsicht zu nehmen (§ 34 E-ControlG) und andererseits zudem auch Marktuntersuchungen einzuleiten (§ 21 Abs. 2 E-ControlG). Da in weiterer Folge von keinem der 19 Unternehmen Antworten auf die wettbewerbsrelevanten Fragen geliefert wurden, ist nun eine Entscheidung des Verfassungsgerichtshofes ausständig.



Margen der Gaslieferanten im Haushaltskundenmarkt: Berechnungsmodell kann angezapft werden

Es ist festzustellen, dass sowohl die Beschaffungskosten für die Gaslieferanten als auch die Preise für die Endkunden 2011 gestiegen sind. In welchem Ausmaß höhere Beschaffungskosten an die Endkunden weitergegeben werden können, ist ein Indikator für die Wettbewerbsintensität in dem jeweiligen Markt.

Zur Abschätzung der Margen der Gaslieferanten hat die E-Control gemeinsam mit Frontier Economics¹¹ ein Margenberechnungsmodell erarbeitet, in dem verschiedene Beschaffungsstrategien simuliert werden können. Dabei wird als Bandbreite auf der einen Seite zwischen Strategien mit Langfristverträgen und auf der anderen Seite einer reinen Spotmarktbeschaffung unterschieden. Bei den Mengen aus langfristigen Verträgen wird als Basis der österreichische Importpreis zugrunde gelegt. Es wird angenommen, dass 90% der Mengen als Mindestabnahmeverpflichtung abgenommen werden müssen.

Als Mengenprofil ist der typische monatliche Haushaltsverbrauch hinterlegt. Speicherkosten sind in dem Modell bei allen Strategien außer bei der reinen Spotmarktbeschaffung miteingerechnet. Für Ausgleichsenergiekosten wird aus der Vergangenheit ebenfalls ein entsprechender Aufschlag miteingerechnet. Die Margen der Gaslieferanten wurden ermittelt als Differenz zwischen den Beschaffungskosten nach unterschiedlichen Beschaffungsstrategien und einem durchschnittlichen Energiepreis bei österreichischen Haushaltskunden.

Beim Gaspreis bohren wir nach.

Unabhängig davon, welche Beschaffungsstrategie angewendet wurde, lagen die Rohmargen (ohne Vertriebskosten) in den letzten fünf Jahren in der Regel über 5 EUR/MWh (*Abbildungen 27 und 28*), Ausnahme war der Oktober 2008. Seit Januar 2011 schwanken sie zwischen 5 und 10 EUR/MWh, ausgenommen bei der Spotmarktbeschaffung.

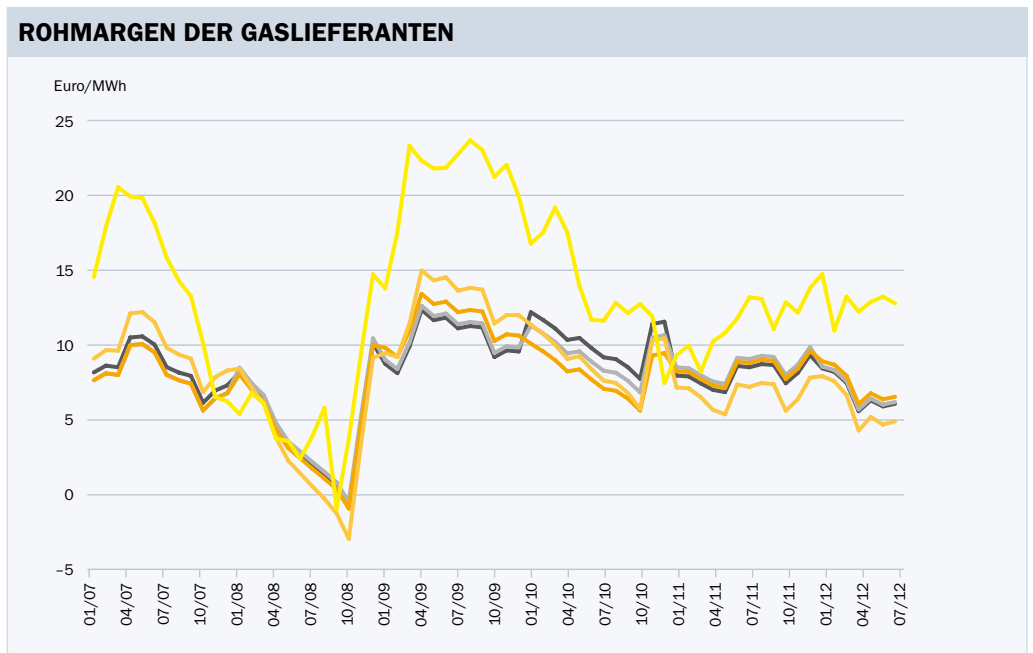
Die Margen sind bei der traditionellen Beschaffung über ölindezierte Langfristverträge am geringsten, der reine Spotmarktbezug bringt die höchsten Margen, ist aber eine unrealistische Beschaffungsoption. Eine stärkere Berücksichtigung des kurzfristigen Bezugs würde sicherlich Spielraum für Preissenkungen ergeben. Dies wäre möglich über Aufnahme von Gasspot- oder Terminpreisen in die Preisformel der langfristigen ölindezierten Verträge oder durch Erhöhung des Bezugs direkt über Spot- und Terminmärkte.

¹¹ Vgl. Marktbrochure 2010, S. 17; www.e-control.at/publikationen

ROHMARGEN DER GASLIEFERANTEN

- Spot
- 100% Top
- 80% Top
- 20% Future (18:6)
- 80% Top
- 20% Future (12:6)
- 80% Top
- 20% Future (6:0)

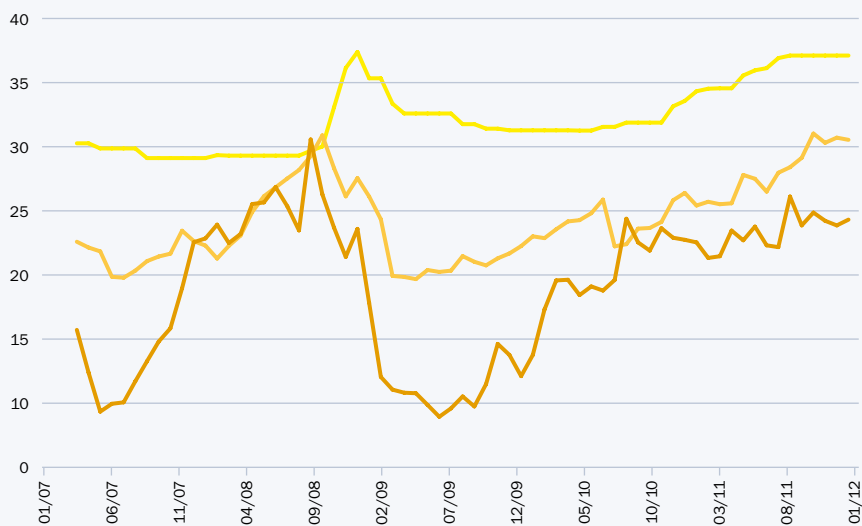
Abbildung 27
 Rohmargen der Gaslieferanten als Differenz zwischen den Beschaffungskosten nach unterschiedlichen Beschaffungsstrategien und einem durchschnittlichem Energiepreis bei österreichischen Haushaltskunden
 Quelle: Statistik Austria, ICIS Heren, Energate, Berechnungen E-Control





ENTWICKLUNG DER HAUSHALTS- UND GROSSHANDELSPREISE GAS

Euro/MWh



- Österreich Mittelwert Haushaltspreise
- 80% Top 20% Future (18:6)
- Spot

Abbildung 28
Entwicklung der Haushalts- und Großhandelspreise Gas in Euro/MWh
Quelle: Statistik Austria, ICIS Heren, Energate, Berechnungen E-Control

Wirtschaftslage bremst ein:

Entwicklung der Unternehmensergebnisse.

Überblick über die wirtschaftliche Entwicklung: Harte Zeiten für Optimisten

Mit einer deutlichen Erholungsphase im Jahr 2010 hat sich das Wirtschaftswachstum vor allem in den letzten Quartalen des Jahres 2011 merklich abgeschwächt. Dadurch wurde der positive Trend getrübt, die optimistischen Prognosen der österreichischen Wirtschaft relativierten sich.

Nach einer Stabilisierung der österreichischen und europäischen Wirtschaft haben die Entwicklungen in Süd- und Südosteuropa in Kombination mit der gesamten Schuldenkrise in Europa einen negativen Einfluss auf den erwähnten Aufwärtstrend genommen. Die steigende Volatilität an den Finanzmärkten, das unsichere Investitionsumfeld und das sinkende Vertrauen in eine adäquate Wirtschaftspolitik sowohl der politischen als auch unternehmerischen Akteure erhöhten noch den Druck auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Trotz dieser nicht allzu positiven Vorzeichen konnte sich die österreichische Wirtschaft im Jahr 2011 noch mit einem Wirtschaftswachstum von 3,0% behaupten.¹²

Wachstum am Boden, Strommarkt mit Preissprüngen.

Auf Basis der aktuellen Indikatoren sowie der anhaltenden Unsicherheit im Euroraum wird derzeit von Seiten des IHS und des WIFO nur mehr mit einem leichten Wachstum von 0,8% bzw. 0,4% für das Jahr 2012 gerechnet.¹³

Einfluss auf die europäische Energiepolitik und auf die europäischen Energiemärkte nahmen im Jahr 2011 vor allem die Entwicklungen in Deutschland und anderen EU-Staaten, ausgelöst durch den Atomunfall in Japan. Neben dem beschleunigten „Atommoratorium“ Deutschlands bis 2022 entschieden sich Belgien und die Schweiz, aus der Kernenergie auszusteigen. Durch diese abrupte Entwicklung konnten auch Preissprünge an den europäischen Stromhandelsmärkten und am Emissionszertifikate-Markt beobachtet werden.¹⁴ Die Unsicherheiten der europäischen Wirtschaft, der zukünftigen Energiepolitik sowie die neuen Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten stellten daher eine deutliche Herausforderung für die Energiebranche im Jahr 2011 dar.

¹² Oesterreichische Nationalbank, „GESAMTWIRTSCHAFTLICHE PROGNOSE der OeNB für Österreich 2012 bis 2014“, Juni 2012

¹³ BMWFJ, „Wirtschafts-politisches Datenblatt“, Juli 2012

¹⁴ Energie AG, Geschäftsbericht 2010/2011, 2011

Neben den europäischen Entwicklungen haben die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich auf die Geschäftsentwicklung der Energieversorger Einfluss genommen. Im Jahr 2011 belief sich die Stromerzeugung in Österreich auf mehr als 65.600 GWh, dies entspricht im Vergleich zum Vorjahr einem Rückgang von rund 7,6% (gesunkene Erzeugungskoeffizienten, hohe Energiepreise). Demgegenüber blieb der Stromverbrauch nahezu konstant. Im Erdgasbereich ging der Verbrauch ebenso um rund 6,3% zurück.¹⁵

Trotz der noch stabilen Konjunktur (bis Mitte 2011) wurde die Stromerzeugung bzw. der (Gas-)Absatz primär durch die warme Witterung, die geringe Wasserführung und die hohen Energiepreise (Rohöl, Gas, Kohle) negativ beeinflusst.

Performance der Unternehmen im Jahr 2011:¹⁶ Energieversorger Krisengewinner.

Ungeachtet der im Vergleich zum Vorjahr deutlich geänderten wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen konnten die Energieversorgungsunternehmen ihre Umsätze auch im Jahr 2011 um rund 6,3% steigern. Von 2001 bis 2011 stieg der Gesamtumsatz der größten österreichischen Energieversorger um nahezu das Eineinhalbfache (*Abbildung 29*).

Nur wer breit aufgestellt ist, gewinnt hoch.

Dabei stieg der Strom- und Gasumsatz bei den untersuchten Unternehmen im Jahr 2011 um rund 3% bzw. 11%. Generell ist erkennbar, dass zwar im Segment Strom bzw. Wärme nur eine geringe Steigerung zu verzeichnen war, aber die Konzerne mit ihren sonstigen Engagements (u.a. Umwelt, Wasser, Verkehr) höhere Erlöse lukrieren konnten als in den vergangenen Jahren. Ebenso haben einige Auslandsbeteiligungen der Unternehmen (u.a. EVN AG, Energie AG, Verbund AG) einen positiven Beitrag zum Gesamtumsatz geliefert (vgl. Geschäftsberichte 2011).

Einen ebenso stabilen Beitrag zu den Umsätzen erwirtschaftete das Segment Wärme. Zwar konnten nicht mehr so deutliche Steigerungen wie in den letzten Jahren verzeichnet werden (warme Witterung), dennoch wurde eine Umsatzsteigerung von rund 4% im Vergleich zum Vorjahr erzielt. Es ist auch weiterhin zu erwarten, dass der Marktanteil von Fernwärme in Österreich aufgrund der Förderpolitik und der geplanten Ausbauprogramme in Zukunft wachsen wird.

¹⁵ Energie Control Austria, Betriebsstatistik – Jahresreihen, 2011

¹⁶ Berücksichtigt wurden nachfolgende Unternehmen (2 weitere Unternehmen wurden in die Betrachtung gegenüber 2010 aufgenommen): VKW, TIWAG, Salzburg AG, Energie AG, EVN, Wien Energie, BEWAG, Energie Steiermark, KELAG, Linz AG, BEGAS, Energie Graz, VEG, IKB, Verbund; EconGas TIGAS und die EnergieAllianz wurden nicht berücksichtigt, da diese zum Teil in den Konzernbilanzen der beteiligten Unternehmen enthalten sind. Die ÖÖFG wurde aufgrund der Vollkonsolidierung bei der Energie AG Oberösterreich aus der Darstellung genommen.

Im Segment Gas konnte wiederum nach 2010 ein Umsatzanstieg von rund 4 % erzielt werden. Trotz negativer Einflüsse wie der verstärkten Konkurrenz durch Fernwärme bzw. der warmen Witterung im Jahr 2011 konnte aufgrund der noch stabilen Konjunktur sowie gesteigerten Transporttätigkeiten im In- und Ausland der positive Trend fortgesetzt werden.¹⁷

Energie allein macht keinen Sommer.

Wie schon erwähnt, wurden auch im Bereich „Sonstiges“ (u.a. Umwelt-, Wasser-, Verkehrs-, Telekommunikations- und Abfallwirtschaft) positive Beiträge zum Gesamtumsatz im Jahr 2011 erwirtschaftet. Nach einem Rückgang in den vergangenen beiden Jahren konnte ein Plus von rund 19 % an Umsätzen erwirtschaftet werden. Zwar stehen die Unternehmen noch immer einer herausfordernden Situation (Wirtschaftskrise, intensiver Wettbewerb, hohe Rohstoffpreise) vor allem in den osteuropäischen Ländern gegenüber, trotzdem konnten im In- und Ausland aufgrund der sich stabilisierenden Situation die Umsätze gesteigert werden. Prognosen für das Jahr 2012 für die Region Osteuropa sind dennoch mit der nötigen Vorsicht zu interpretieren. Die Oesterreichische Nationalbank stellt nur ein minimales Wachstum in Aussicht, wobei auch darauf hingewiesen wird, dass beträchtliche Abwärtsrisiken bestehen.¹⁸

Bei Betrachtung der Zeitreihe seit 2001 ist aber das entsprechende Potenzial in diesen Bereichen für Unternehmen ersichtlich. Dieses ist um mehr als das Vierfache gewachsen. Demnach werden die Unternehmen auch in Zukunft versuchen, in neue Märkte zu investieren, um zusätzliche Umsatzpotenziale realisieren zu können.

¹⁷ Vgl. Energie AG; Geschäftsbericht 2011

¹⁸ Österreichische Nationalbank, „Konjunktur Aktuell“, Juni 2012

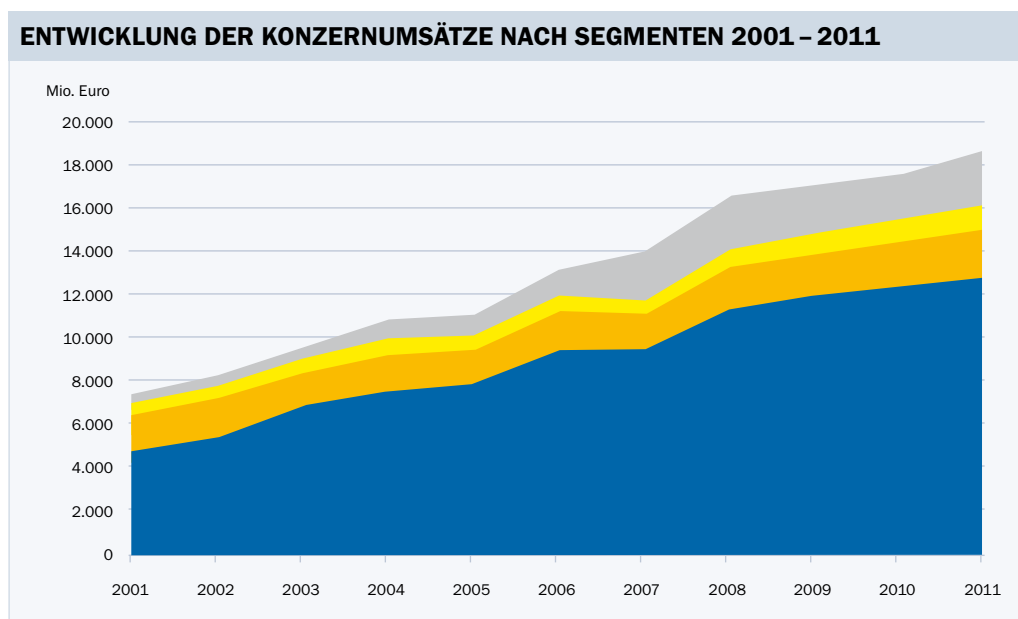


Abbildung 29
 Entwicklung der Konzernumsätze
 nach Segmenten 2001–2011
 in Mio. Euro
 Quelle: Geschäftsberichte der
 Unternehmen

Nicht überall dasselbe Bild.

Das Umsatzwachstum der österreichischen Strom- und Gasunternehmen im Jahr 2011 lag zwischen -13,0% und 16,9%. Im Detail erwirtschafteten vor allem die Verbund AG, die Energie AG, die Energie Steiermark AG sowie die Kärntner Elektrizitäts-AG eine deutliche Umsatzsteigerung von 16,9%, 12,2%, 9,5% bzw. 8,7%. Im Gegensatz dazu mussten die BEWAG (-13,0%), die TIWAG (-1,1%), die EVN AG (-0,8%) und die Energie Graz (-0,4%) Umsatzrückgänge auf Konzernebene ausweisen. Im Wesentlichen war der Rückgang der Umsätze bei diesen Unternehmen neben Einmaleffekten und niedrigeren Erzeugungskoeffizienten auf den schwächeren Strompreis an den Börsen und damit verbundenen niedrigeren Handelserlösen zurückzuführen.¹⁹

Während der Gesamtumsatz der österreichischen Energieversorgungsunternehmen seit 2001 stetig ansteigt, zeigt das EBIT (Betriebserfolg) seit 2008 ein differenziertes Bild. Höhere Fixkosten sowie die steigenden Rohstoffpreise der vergangenen Jahre setzen das Ergebnis der Unternehmen verstärkt unter Druck. Dennoch konnte 2011 erstmals seit 2008 wieder das Gesamt-EBIT im Vergleich zum Vorjahr um +17% gesteigert werden, wodurch auch die EBIT-Marge eine positive Entwicklung aufweist (Abbildung 30).

¹⁹ Geschäftsberichte EVN AG, TIWAG AG, BEWAG, Energie GRAZ 2011

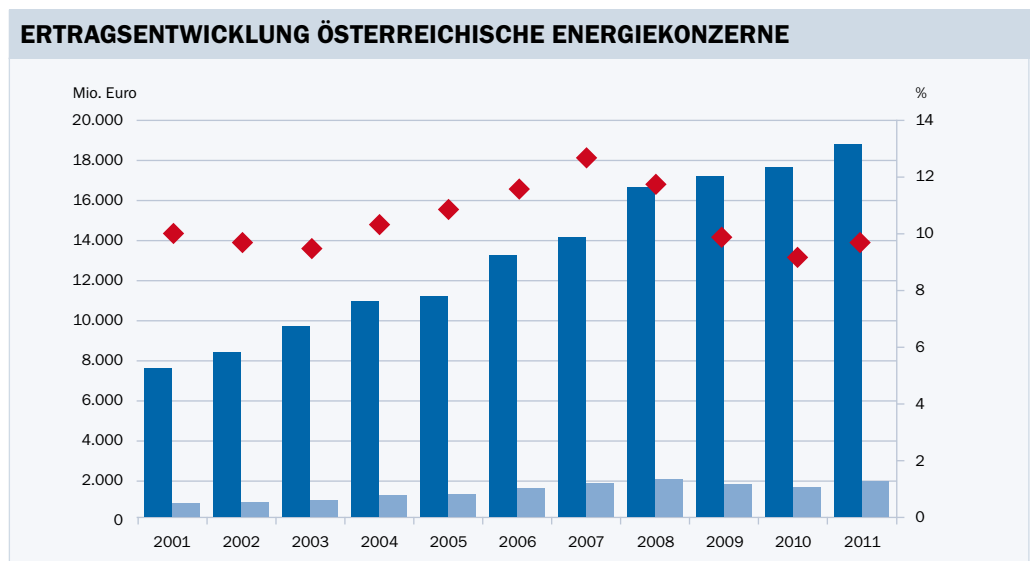


Abbildung 30
 Ertragsentwicklung österreichischer Energieversorgungskonzerne 2001–2011 in Mio. Euro
 Quellen: Geschäftsberichte, eigene Berechnungen E-Control

Weiters wirkt sich die leichte Stabilisierung der Kapitalmärkte aus. Die Entwicklung beeinflusst nach wie vor die Finanzergebnisse, wenn auch nicht mehr so stark wie in den vergangenen Jahren. Dies ist auch auf geänderte Finanzierungs- und Portfoliostrategien der Unternehmen zurückzuführen.

Dies führte auch in Verbindung mit der positiven Entwicklung des Gesamt-EBITs zu einer Stabilisierung der Jahresüberschüsse (*Abbildung 31*).

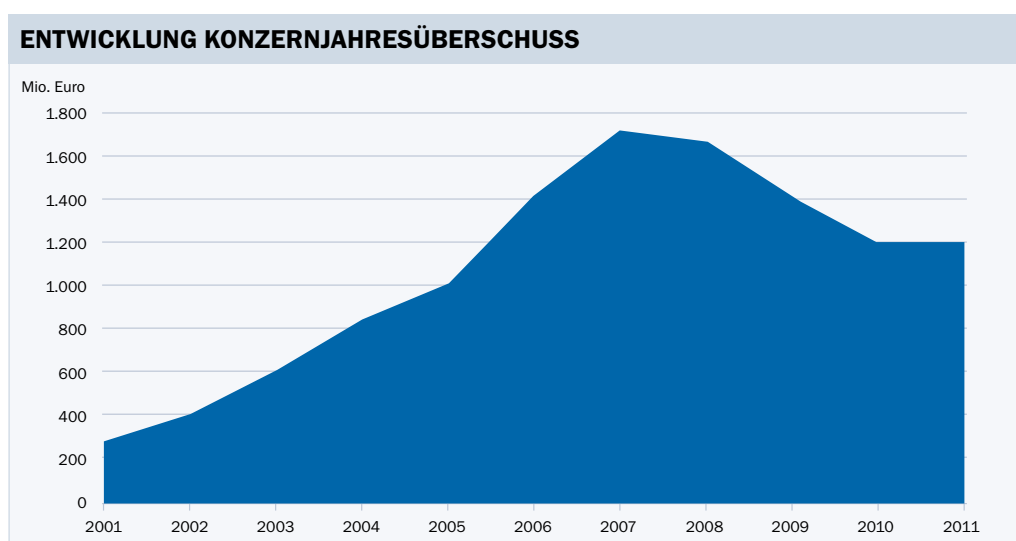


Abbildung 31
Entwicklung Konzernjahresüberschuss 2001–2011 in Mio. Euro
Quellen: Geschäftsberichte

Zwar konnte ein ähnliches Wachstum wie von 2001 bis 2007 nicht erreicht werden, dennoch hat sich die Stabilisierung der Konjunktur bis in die erste Hälfte des Jahres 2011 noch positiv auf die Gesamtentwicklung der Unternehmen ausgewirkt, wodurch der Jahresüberschuss sogar leicht gesteigert werden konnte.

Wenig bis gar nichts: Prognosen für 2012 zurückhaltend.

Nach dem insgesamt doch positiven Jahr 2011 ist es, basierend auf den Prognosen der Oesterreichischen Nationalbank, dem IHS oder dem WIFO, schwer vorherzusagen, wie sich die wirtschaftliche Entwicklung im Jahr 2012 auf die österreichischen Energieversorgungsunternehmen auswirken wird. Zahlreiche Wirtschaftsforschungsinstitutionen gehen von einem minimalen Wachstum für Österreich und sogar einer leichten Rezession in der Europäischen Union aus.²⁰ Speziell in den zentral-, ost- und südosteuropäischen Ländern geht man von einer gedämpften Wirtschaftslage für 2012 aus. Der Ausblick ist demnach nicht besonders positiv, dennoch werden den österreichischen Energieversorgungsunternehmen von Ratingagenturen eine solide Struktur und Geschäftsbasis bestätigt und auch die Ergebnisse der vergangenen Jahre zeigen, dass die Unternehmen in wirtschaftlich unruhigen Zeiten den Herausforderungen weiter gewachsen sind.

²⁰ Vgl. BMWFJ, „Wirtschaftspolitisches Datenblatt“; Juli 2012

EXKURS – ENTWICKLUNG DER KAPITALSTRUKTUR: DIE SUBSTANZ GEDEIHT.

Bei der Entwicklung des den Unternehmen zu Verfügung stehenden Kapitals ist eine stark steigende Tendenz in den vergangenen elf Jahren feststellbar. Seit dem Jahr 2001 hat sich die aggregierte Bilanzsumme der analysierten Unternehmen um nunmehr 66% bzw. um rund 15,8 Mrd. Euro erhöht, mit einer durchschnittlichen Eigenkapitalquote von rund 34% über den gesamten Betrachtungszeitraum. Bei rund 40% konnten die Unternehmen ihre aggregierte Eigenkapitalquote die letzten drei Jahre stabilisieren, wodurch die Konzerne eine solide und nachhaltige Kapitalstruktur aufgebaut haben (*Abbildung 32*).

Volle Energie für weitere Beteiligungen.

Da Energieversorgungsunternehmen auf dem heimischen Markt nur noch eingeschränkt im Energieversorgungsbereich wachsen können, war und ist diese Entwicklung von einem intensivierten Beteiligungsmanagement sowie einer Erweiterung der Geschäftsfelder in den Bereichen Umwelt, Abfall und Wasserversorgung sowohl im In- als auch im Ausland geprägt. Basierend auf den Informationen in den Lageberichten der Unternehmen soll diese Strategie auch in Zukunft weiter verfolgt und intensiviert werden, um ein von den Aktionären und weiteren Stakeholdern erwartetes Wachstum erfüllen zu können und konkurrenzfähig gegenüber anderen europäischen Energieversorgern zu bleiben.



ENTWICKLUNG DER KAPITALSTRUKTUR

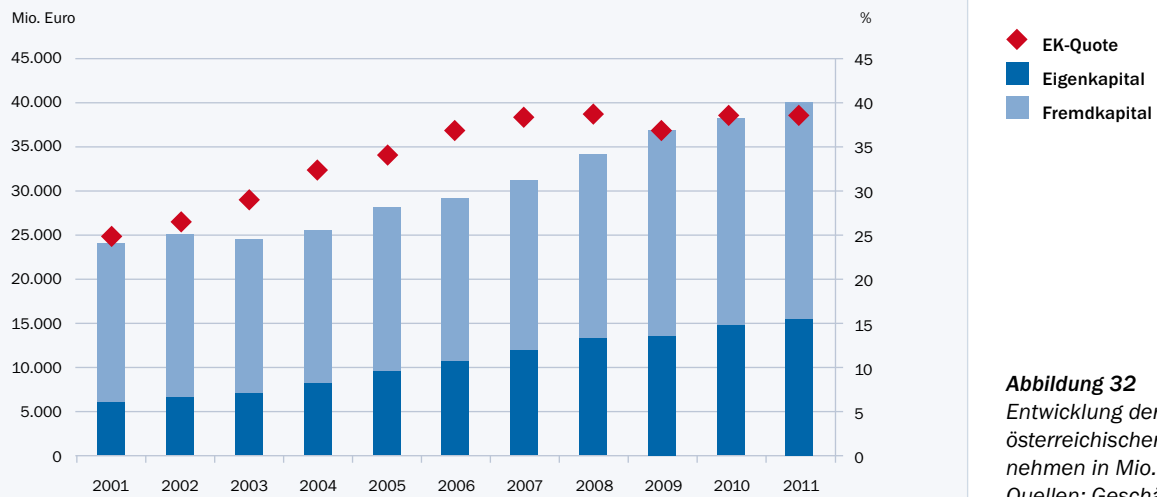


Abbildung 32
Entwicklung der Kapitalstruktur
österreichischer Energieunter-
nehmen in Mio. Euro
Quellen: Geschäftsberichte,
Eigene Berechnungen E-Control

Die Macht der Gewohnheit dominiert:

Wettbewerbsentwicklung in den Endkundenmärkten.

Strommarkt

SIE KÖNNEN, TRAUEN SICH ABER NICHT: WECHSELAKTIVITÄT DER STROMKUNDEN

Seit 1. Oktober 2001 haben alle Stromkunden die Möglichkeit, ihren Lieferanten zu wechseln. Insgesamt haben bis Dezember 2011 ca. 464.000 Stromhaushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt, was einem Anteil von 10 % der Haushaltskunden im Strommarkt entspricht.

Die gesamte Wechselrate bei Haushalten ist von 1,8 % 2010 auf 1,5 % 2011 gesunken. Von den sonstigen Kleinabnehmern haben 2011 rund 1,6 % ihren Stromanbieter gewechselt.

Die lastganggemessene Kundengruppe (Großkunden) ist noch die aktivste am Strommarkt. Als Gründe für dieses Verhalten können unter anderem ein größeres absolutes Einsparungspotenzial sowie ein höheres Informationsniveau der Kunden genannt werden. Im Jahr 2011 wechselten aber nur 4,6 % der lastganggemessenen Kunden ihren Versorger, weniger war es nur 2001 und 2002. Der Grund liegt darin, dass das Preisniveau relativ niedrig und stabil blieb, wodurch das Wechselinteresse auch angesichts der Wirtschaftskrise gering war. Überdurchschnittliche Wechselquoten waren in den Netzgebieten Niederösterreich, Steiermark, Kärnten und Wien zu verzeichnen.

LIEFERANTENWECHSEL IM STROMMARKT

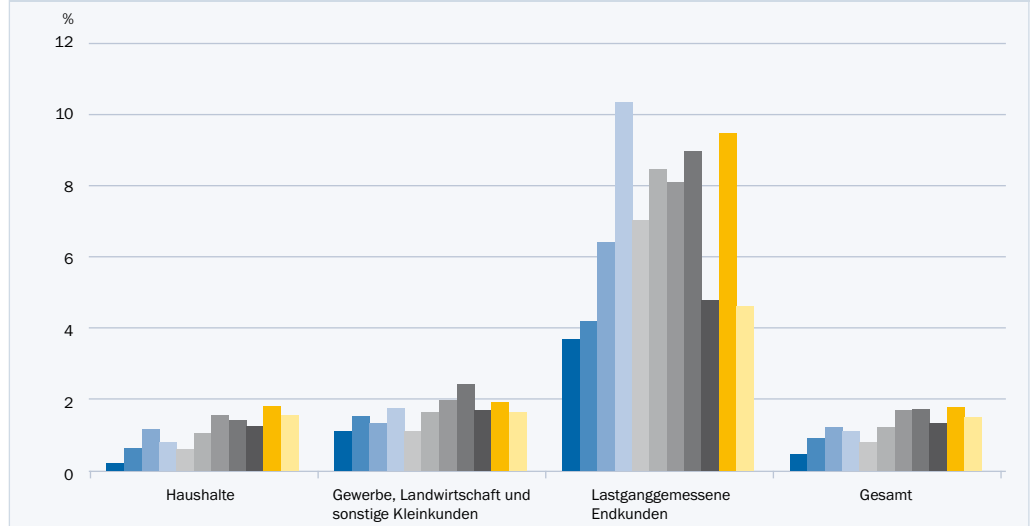
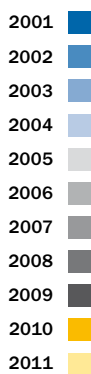


Abbildung 33
Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte 2001–2011
Quelle: E-Control

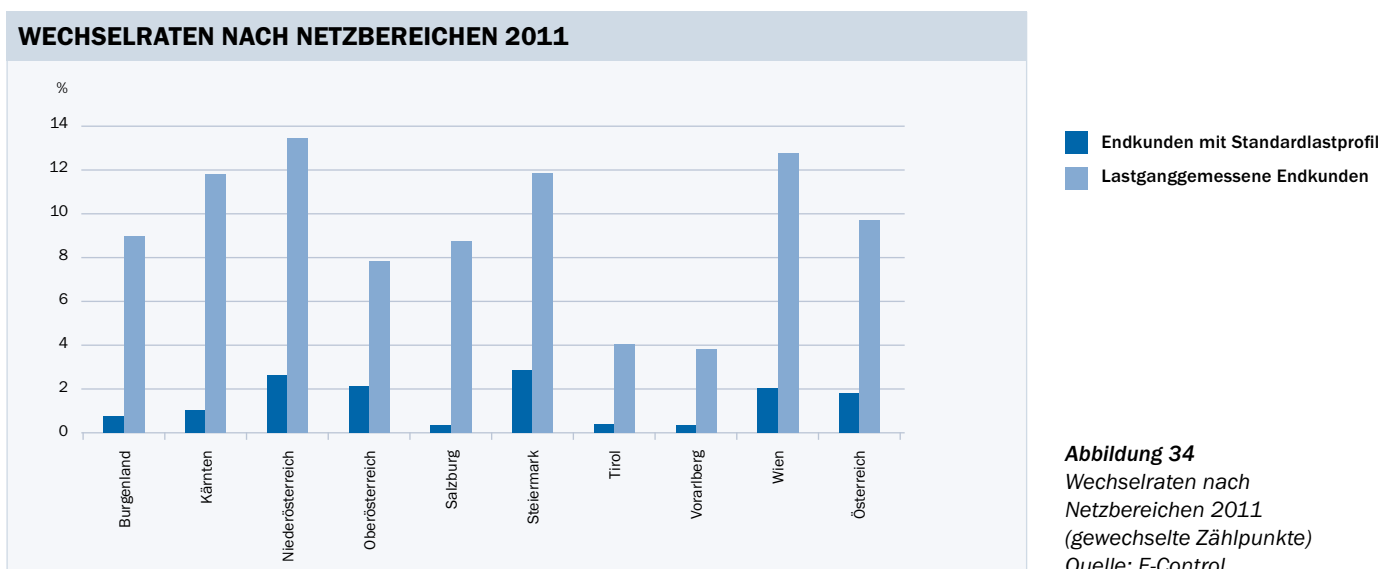


Abbildung 34
 Wechselraten nach
 Netzbereichen 2011
 (gewechselte Zählpunkte)
 Quelle: E-Control

Anbieterseitige Entwicklungen: Alles blieb beim Alten.

Die Zahl der österreichweiten Anbieter stagnierte 2011: Im Massenkundenmarkt sind es insgesamt 16 Lieferanten (Stand Juni 2012), welche österreichweit Strom anbieten. Insgesamt sind je nach Netzgebiet bis zu 17 Anbieter tätig. In diesem Marktsegment ist jedoch kein ausländischer Anbieter aktiv.

Im Sondervertragskundenmarkt kann ein Kunde theoretisch von maximal 12 unterschiedlichen Lieferanten ein Angebot bekommen, in der Praxis sind es aber rund sechs Angebote, je nachdem, ob die Lieferanten Interesse am jeweiligen Kunden haben. Die Aktivitäten ausländischer Lieferanten sind sehr gering. Diese beliefern Endkunden erst ab einer Abnahme von 10 bis 20 GWh, was zudem noch meist standortbezogen ist.

Heimspiel für die etablierten Anbieter.

Die Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt liegt teilweise in den unterschiedlichen Marktsegmenten über den Schwellenwerten, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen. Die Marktkonzentration in den beiden Kundengruppen Haushalte und Gewerbe 2011 hat sich geringfügig im Vergleich zum Jahr 2010 verringert. Innerhalb des letzten Jahres ist es zu einer geringen Verschiebung der Marktanteile gekommen. Die lokalen Lieferanten verfügen nach wie vor über eine starke Marktmacht, alternative Lieferanten konnten jedoch aufgrund attraktiver Bundesland- und Neukundenaktionen Kunden gewinnen.

Zahlreiche Unternehmen haben in den letzten Jahren Vertriebstöchter gegründet, die sich auf Ökostrom spezialisiert haben. Beispiele für aus integrierten Unternehmen entstandene Ökostromtöchter sind die Linz Öko-Energievertriebs GmbH, Salzburg Ökoenergie GmbH, die Enamo Ökostrom GmbH, Naturkraft der EnergieAllianz, VKW-Ökostrom GmbH, Wels Strom Öko und seit Juni 2012 Solar Graz, Tochterunternehmen der Energie Graz.



Gasmarkt

WECHSELAKTIVITÄTEN DER GASKUNDEN: HÖHERE KOSTEN STÄRKEN DEN WECHSELWILLEN.

Verursacht durch die langanhaltende Preiserhöhungswelle der etablierten Lieferanten und den Markteintritt der neuen Lieferanten erhöhten sich die Wechselzahlen im 4. Quartal 2011 deutlich. Dieser Trend setzte sich auch im ersten Quartal 2012 fort. Auffallend ist die Steigerung in Niederösterreich und Oberösterreich.

Betrachtet man die unterschiedlichen Netzbereiche in Österreich, so fällt auf, dass die Wechselraten für lastganggemessene Gaskunden in Wien und Oberösterreich überdurchschnittlich hoch sind. Endkunden mit Standardlastprofil (Haushalte und sonstige Kleinkunden) haben in den Netzbereichen Niederösterreich, Steiermark und Oberösterreich überdurchschnittlich gewechselt.²¹

Insgesamt haben im Jahr 2011 rd. 15.000 Endkunden ihren Energieversorger gewechselt, das sind 1,1 % der Endkunden im österreichischen Gasmarkt und damit wurde die höchste Wechselrate gesamt sowie in den einzelnen Verbrauchergruppen seit der Marktöffnung erreicht. Insgesamt haben seit der Marktöffnung kumuliert rd. 7 % der Endkunden ihren Lieferanten gewechselt.

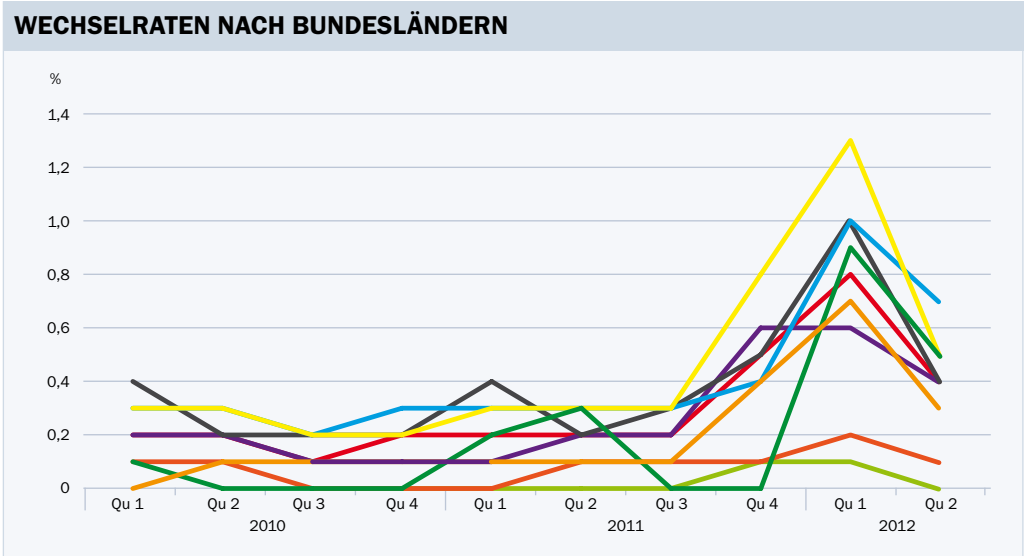
Großkunden setzen verstärkt auf Preisvergleich.

Die Wechselaktivität der lastganggemessenen Endkunden ist deutlich höher als die der Haushaltskunden. Insgesamt haben 6,1 % der lastganggemessenen Endkunden und 1 % der Haushaltskunden den Lieferanten gewechselt. Der Anstieg der Wechselzahlen in der Verbrauchsgruppe der sonstigen Kleinkunden fiel dagegen mit einem Plus von 12 % deutlich niedriger aus und betrug im Jahr 2011 2,5 %.

²¹ Vgl. www.e-control.at/statistik/erdgasstatistik/marktstatistik/verbraucherverhalten-versorgerwechsel

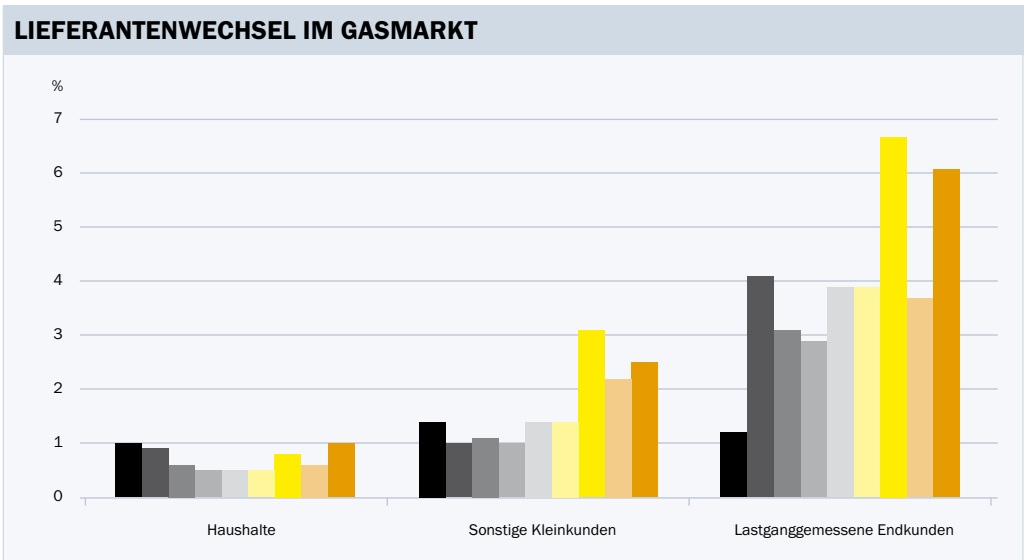
- Österreich /
- Wien /
- Vorarlberg /
- Tirol /
- Steiermark /
- Salzburg /
- Oberösterreich /
- Niederösterreich /
- Kärnten /
- Burgenland /

Abbildung 35
 Entwicklung der Wechselraten
 nach Bundesländern
 2010–2012, bezogen auf die
 Anzahl der Zählpunkte
 Quelle: E-Control



- 2003
- 2004
- 2005
- 2006
- 2007
- 2008
- 2009
- 2010
- 2011

Abbildung 36
 Lieferantenwechsel im Gasmarkt
 – Anteile der gewechselten Zählpunkte
 nach Verbrauchergruppen,
 in Prozent, 2003–2011
 Quelle: E-Control





Immer mehr wollen ein Stück vom Kuchen: Anbieterseitige Entwicklungen.

Im Gasmarkt sind eine Erhöhung der Anbieterzahl und ein verstärktes Interesse am Markteintritt neuer Lieferanten, vor allem aus Deutschland, festzustellen. Dies resultiert auch daraus, dass die etablierten Gaslieferanten durch die traditionelle Beschaffung über langfristige Verträge ungünstiger einkaufen als neue Anbieter, die an den Hubs beschaffen können und es daher für neue Anbieter Möglichkeiten für günstigere Angebote gibt. Im Haushaltskundenmarkt sind 7 Anbieter österreichweit tätig, im Durchschnitt haben die Haushaltskunden in den verschiedenen Netzgebieten die Auswahl zwischen 9 Anbietern.

Trotz der Erhöhung der Wechselzahlen bleibt die Marktkonzentration im österreichischen Kleinkundenmarkt (nicht lastganggemessene Kunden) nach wie vor sehr hoch. Dabei blieb die Marktdominanz der EnergieAllianz über ihre Vertriebsgesellschaften Wienenergie, EVN und Begas mit über 62 % bestehen. Im Großkundenmarkt bleibt Econgas marktdominantes Unternehmen.

Ölindexierung als Hindernis für heimische Gaslieferanten.

Nach wie vor sind die österreichischen Gaslieferanten wegen der Preisunterschiede an den Handelsplätzen und den Preisen in ihren langfristigen Beschaffungsverträgen unter Druck: Während der durchschnittliche Spotpreis (Day ahead) am CEGH in 2011 bei 23,84 EUR/MWh lag, betrug der durchschnittliche Importpreis 2011 26,1 EUR/MWh und war damit um ca. 9 % höher. Auch der durchschnittliche Terminpreis an der Börse (Month ahead) lag unter dem durchschnittlichen Importpreis und betrug 2011 24,53 EUR/MWh.

Diesen wirtschaftlichen Nachteil durch die Ölindexierung in den langfristigen Verträgen versuchen die österreichischen Gaslieferanten – ebenso wie die anderen europäischen Großhändler – auf verschiedene Weisen zu verringern: Unternehmen wie Econgas haben in den üblichen Preisrevisionen, die in langfristigen Verträgen vorgesehen sind, Preisreduktionen erreichen können. STGW dagegen hat ein Kartellverfahren angestrebt, um zu erreichen, dass die Vertrags Elemente marktgerechter werden. Andere Gashändler sollen Schiedsverfahren mit ihren Vorlieferanten anhängig haben.

Die Wende als Herausforderung:

Energiemärkte im Umbruch.

Energiewende wirkt sich auch auf Österreich aus

Die Energiewende ist ein langfristiges Projekt, das eine lange Vorlaufzeit benötigt. Der Umstieg auf erneuerbare Energien bedeutet einen massiven Eingriff in das bestehende System der Energieversorgung. Derartige Veränderungen haben vielfache Auswirkungen, die stets mitberücksichtigt werden sollten. Durch die 2011 in kürzester Zeit erfolgte Abschaltung von 8 der 17 deutschen Atomkraftwerke fehlte mit einem Schlag eine große Menge Energie – für das Energiesystem bedeutet das nach wie vor eine enorme Herausforderung. Damals wie heute besteht die Gefahr von Blackouts – und diese Gefahr wird in den nächsten Jahren weiter zunehmen.

Deutschland ist näher, als viele glauben.

Um die Energiewende zu schaffen, wird in Deutschland unter anderem die Windenergie massiv ausgebaut. Problematisch ist, dass durch die Windenergie zu bestimmten Zeiten weit mehr Strom erzeugt wird, als das schwach ausgebaute innerdeutsche Stromnetz aufnehmen kann. Dadurch kommt es zunehmend zu Beeinträchtigungen der Leitungsnetze europäischer Nachbarstaaten wie Polen. Solche kurzfristigen Schwankungen sollten durch den europäischen Binnenmarkt und grenzüberschreitende Kooperationen gelöst werden.

Ausbau der Netze unumgänglich.

Zum Erreichen der Energiewende ist daher ein massiver Ausbau der Netze erforderlich. Wer einen hohen Anteil umweltfreundlicher Energie haben will, muss auch verstärkt in den Netzausbau investieren. Sonst können die neu errichteten Anlagen für erneuerbare Energie ihren Strom nicht im Netz unterbringen. In Deutschland fehlt es vor allem an Stromleitungen, die den Windstrom aus den Norden in die Industriezentren im Westen und Süden des Landes zu bringen.

Für den Umstieg auf erneuerbare Energien wird ein Umbau des Kraftwerksparks, ein Ausbau der Netze und der Speicherkapazitäten zwingend notwendig sein. Diese Investitionen werden von den Stromkunden zukünftig gezahlt werden müssen. Die direkten und indirekten Kosten der Energiewende in Deutschland belaufen sich für die deutsche Bevölkerung laut einer Studie der TU Berlin bis 2030 auf 335 Milliarden Euro. Den durchschnittlichen österreichischen Haushalt wird die deutsche Energiewende pro Jahr ca. 55 Euro kosten.

Weniger Verbrauch bekommt noch mehr Bedeutung.

Auf der Nachfrageseite ist für das Erreichen der Energiewende Energiesparen unerlässlich. Die Energieeffizienz ist in allen Bereichen, in privaten Haushalten genauso wie in Gewerbe und Industrie, zu erhöhen. Dazu sind auch regulatorische Maßnahmen sinnvoll. So könnte festgelegt werden, dass nur mehr Geräte der höchsten Energieeffizienzklassen zulässig sind und andere verboten werden. In Österreich geht die Entwicklung der vergangenen Jahre allerdings in eine andere Richtung: Seit Jahren steigt der Energieverbrauch kontinuierlich an.

Auch Smart Meter und intelligente Energienetze (Smart Grids) sind ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen intelligenten Energieversorgung. Smarte Technologien sind nötig, um die steigende Menge dezentral erzeugter Energie (beispielsweise durch eine Photovoltaikanlage) in das Netz einzubinden. Durch smarte Technologien ist es daher möglich, die Energieversorgung aus volkswirtschaftlicher Sicht zu optimieren.

Energiepreise werden zum Standortnachteil.

Der Umbau des Energiesystems hat auch große Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort. Die Energiekosten sind im internationalen Standortwettbewerb ein wichtiger Faktor. Energieintensive Branchen wie die Stahlindustrie haben in Europa im Vergleich zu anderen Ländern einen erheblichen Wettbewerbsnachteil. So sind die Gasgroßhandelspreise in den USA seit dem Anstieg der Produktion von unkonventionellem Gas deutlich zurückgegangen und liegen zurzeit ca. bei einem Drittel der europäischen Preise. Und es ist davon auszugehen, dass sich der amerikanische Energiekostenvorteil aufgrund der weiter steigenden Produktion von unkonventionellem Gas weiter vergrößert.



Neues Marktmodell für den Gasmarkt startet 2013

Die Veränderungen im österreichischen Gas-Marktmodell sind insbesondere auf europarechtliche Entwicklungen zurückzuführen. Die Verordnung 715/2009²³ sieht vor, dass Netzentgelte nicht mehr auf der Grundlage von Vertragspfaden festgesetzt werden dürfen. Diese Vorgabe ist für die Einführung des so genannten Entry-Exit-Systems verantwortlich und brachte mit dem GWG 2011 als rechtliche Grundlage eine Neugestaltung des gesamten Gas-Marktmodells mit sich, das mit 1. Jänner 2013 implementiert sein soll.

Die bisherigen Regelzonen werden durch Marktgebiete abgelöst. Diese stellen eine Zusammenfassung von Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber dar, in dem gebuchte Kapazitäten an den vordefinierten Ein- und Ausspeisepunkten flexibel genutzt werden können. Dadurch werden keine Transportwege, sondern Ein- und Ausspeisekapazitäten gebucht.

Der Gashandel soll flüssig bleiben.

Eine Verbesserung der Liquidität des Gashandels soll durch den Virtuellen Handelspunkt (VHP) erreicht werden. Der VHP ist ein virtueller Platz im Marktgebiet, an dem Erdgas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung innerhalb des Marktgebiets gehandelt werden kann. Er ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht Käufern und Verkäufern von Erdgas, auch ohne Kapazitätsbuchungen Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Um dieses System zu bewirtschaften, wurden auch neue Marktteilnehmer installiert: Marktgebietsmanager als Verantwortliche für Marktgebiete mit Fernleitungen, Verteilergiebtsmanager als „Regelzonenführer“ im Verteilgebiet und der Betreiber des VHP.

Die rechtlichen Vorgaben für das neue Marktmodell (Festlegungen für den Netzzugang, das Kapazitätsmanagement und das Bilanzierungssystem) sind in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (G-MMO-VO 2012), die am 29. Mai 2012 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht worden ist, konkretisiert worden.



Es lebe der Handel: Neues Ausgleichsenergie-Modell ab 1. Jänner 2013

Zukünftig nimmt der Virtuelle Handelspunkt eine zentrale Stellung bei der Ausgleichsenergiebeschaffung ein: Die Abrufe und somit auch die Preisbildung im neuen Ausgleichsenergie-Modell erfolgen sowohl beim Marktgebietsmanager als auch beim Verteilergebietsmanager (im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators) über die Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt (VHP) des Marktgebietes, wobei der Verteilergebietsmanager ebenfalls die Möglichkeit hat, von einer Merit-Order-List (preislich gereichte Ausgleichsenergieangebote) seinen Ausgleichsenergiebedarf zu decken, wenn die Angebote am VHP nicht ausreichend sind.

Grundsätzlich wird mit dem neuen Bilanzierungs- und Ausgleichsenergie-Modell den Vorgaben aus der Framework Guideline on Gas Balancing in Transmission Systems entsprochen und ein Tagesbilanzierungsregime eingeführt. Auf Marktgebietsebene gibt es allerdings den Bedarf an stündlichen Anreizen zur ausgeglichenen Mengenanmeldung für Marktteilnehmer.

Auch auf Endverbraucherebene wird für alle nicht lastganggemessenen Endverbraucher eine Tagesbilanzierung gemäß § 18 Abs. 5 GMMO-VO 2012 vorgesehen, zum anderen gibt es aber auch weiterhin die Stundenbilanzierung für mittels Lastprofilzähler gemessene Endverbraucher (gemäß § 18 Abs. 6 GMMO-VO 2012) und auch eine Optionsmöglichkeit, zwischen den Bilanzierungsregimen zu wechseln (gemäß § 18 Abs. 7 GMMO-VO 2012).

Energiewende: Bremst der Ölpreis das Gas aus?

Ölpreisindexierung erweist sich für die Preisbildung im Großhandelsmarkt als antiquiert

Seit 2009 liegen die Spotpreise unterhalb der ölpreisgebundenen Preise in den langfristigen Verträgen. Dies bedeutet für die Gashändler mit langfristigen, ölpreisgebundenen ToP-Verträgen, dass diese seit mehr als 3 Jahren einen anhaltenden wirtschaftlichen Nachteil haben: Durch die hohen Abnahmeverpflichtungen von ca. 80 % und dem gleichzeitigen Rückgang der Gasnachfrage bzw. Verlust von Kunden an neue Anbieter, die über Hubs beschaffen, sehen sich die Käufer seit 2009/2010 mit hohen Verlusten konfrontiert. Zum Teil konnten Abnahmemengen in die nachfolgenden Jahre verschoben werden, aber aufgrund des anhaltenden Preisabstandes hat dies auch keine wesentliche Erleichterung für die Kunden gebracht. Auch für die nächsten zwei Jahre ist nicht zu erwarten, dass die ölindexierten Preise in den langfristigen Verträgen nachhaltig über die Preise an den Handelsplätzen steigen werden.

Es gibt daher nach wie vor von Seiten der Gasgroßhändler Bestrebungen, die langfristigen Verträge tiefgreifend umzugestalten. Im Mittelpunkt der Diskussion stehen die Anbindung der Preisentwicklung an die Preise an den Gashubs und die Senkung der Mindestabnahmeverpflichtungen.

Wenn nichts mehr hilft, hilft das Schiedsverfahren.

Um die Umgestaltung der langfristigen Verträge zu erreichen, haben die Kunden unterschiedliche Strategien: Zum einen kann in den üblichen Preisrevisionen versucht werden, die Konditionen für die Preise zu verbessern. Werden sich die Parteien nicht einig, können diese Schiedsverfahren, zum Teil vor internationalen Gerichten, anstreben. Zum anderen können auch kartellrechtliche Schritte gegen den Vertragspartner eingeleitet werden, wenn dieser eine dominante Marktstellung hat.



Ergebnisse der Bemühungen sind, dass die Gasproduzenten eine Teilanbindung an die Preisentwicklung an den Hubs zugelassen haben.²³ Anfang Juli 2012 haben der größte europäische Importeur E.ON und Gazprom Export eine Einigung bezüglich der Vertragskonditionen gemeldet.²⁴ Die Einigung ist rückwirkend zum 1. Oktober 2010 erfolgt, das Ergebnis der E.ON soll sich für das erste Halbjahr 2012 um ca. 1 Mrd. Euro verbessern.²⁵ Dabei soll es weiterhin Preiselemente mit einer Ölpreisbindung geben, die Preise aber marktnäher sein. Dies würde für E.ON das Preisrisiko aus der Differenz zwischen Öl- und Gaspreisen weitgehend reduzieren. Zudem seien die Verträge weiterhin langfristig. E.ON hat damit – nach der Einigung mit Statoil im März 2012 – alle langfristigen ölindexierten Verträge nachverhandelt. Auch österreichische Großhändler wie Ecomgas haben Preissenkungen erhalten.²⁶ STGW hat in einem Kartellrechtsverfahren mit ihrem Vorlieferanten GWH eine Einigung versucht.²⁷ Im September 2012 wurde das Verfahren nach einer außergerichtlichen Einigung eingestellt.²⁸

Gashubs haben im Wettbewerb die Nase vorn.

Die Diskussion über das Festhalten an der Ölpreisindexierung trotz der Entwicklung liquider Gashandelsplätze und damit Gaspreisen, die in langfristigen Verträgen als Basis für die Preisentwicklung dienen können, wird weitergehen: Nach wie vor sind die Preise in den ölindexierten Verträgen nicht mit den Preisen an den Gashubs wettbewerbsfähig. Auch während der Kältewelle Anfang Februar lagen die Spotpreise nur an wenigen Tagen oberhalb der ölindexierten Gaspreise. Obwohl bedeutende Gasproduzenten wie Gazprom Export an der Ölpreisbindung festhalten,²⁹ ist auf der anderen Seite die Wettbewerbsfähigkeit ihrer Gasproduktion dadurch gefährdet und eine Flexibilisierung der Verträge notwendig.

Durch die Exportpläne der US-amerikanischen Produzenten wird zudem weiterer Wettbewerbsdruck auf die Preise aus den langfristigen ölindexierten Verträgen erwartet: Der Gaspreis am Henry Hub liegt deutlich unterhalb des Gaspreises am günstigsten europäischen Hub, dem NBP. Während der Gaseinsatz in den Kraftwerken in den USA deutlich angestiegen ist, wird die Wirtschaftlichkeit der Gaskraftwerke in Europa, auch in Österreich, in Frage gestellt.³⁰

²³ Vgl. Gazprom names 2012 export forecast, in: Argus Gas Connections, 22.2.2012, S. 6, und ESGM, 21.2.2011

²⁴ Vgl. Lieferverträge: E.ON einigt sich mit Gazprom, in: energate vom 4.7. 2012

²⁵ Vgl. E.ON Pressemitteilung vom 3.7.2012: E.ON reaches settlement with Gazprom on long-term gas supply contracts and raises Group outlook for 2012, <http://www.eon.com/en/media/news/press-releases/2012/7/3/eon-reaches-settlement-and-raises-group-outlook-for-2010.html>

²⁶ Vgl. Argus Media, PGNiG's pricing dispute with Gazprom reaches courts, in: Argus Media, 21.2.2012, www.argusmedia.com

²⁷ Vgl. APA-Meldung vom 14.10.2011: Gaskartell-Verdacht – Steirische Gas-Wärme klagte Gazprom-Tochter GWH

²⁸ Vgl. Format Nr. 36/2012, 7.9.2012, S. 21, „Gas-Streit mit Russland beendet“

²⁹ Vgl. Europe has chosen 'voodoo prices', claims Gazprom, in: Interfax Natural Gas Daily, 6. Juni 2012, S. 3

³⁰ Vgl. „Das werden einigermaßen brachiale Verhandlungen“, in: Der Standard, 18.6. 2012, S. 10, Interview mit Leo Windtner, Energie AG und „Teures Pipelinegas sorgt im Verbund für Unruhe“, in: Der Standard, 5.5.2012, S. 21

Gas versus Kohle: Günstiger Kohlepreis dreht den Trend.

Die Entwicklung in den USA (verstärkter Einsatz von Gas zur Stromerzeugung) und andere weltwirtschaftliche Entwicklungen sorgten dafür, dass die Nachfrage nach Steinkohle (als Substitut für Erdgas) am Weltmarkt sank. Ebenso verfiel im Zuge der Wirtschaftskrise der CO₂-Preis aufgrund des Überangebots an CO₂-Zertifikaten angesichts einer schwächelnden Industrie.

Relativ billige Kohlepreise und niedrige CO₂-Preise gepaart mit den in Europa aufgrund der erdölindizierten Langfristverträge hohen Gaspreisen, sorgten vor allem im Laufe des letzten Jahres dafür, dass die Stromerzeugung aus Erdgas relativ unattraktiv wurde. Bei einer Standardberechnung auf Basis der Base-Bänder ist der „Clean Spark Spread“, d.h. inklusive Kosten für CO₂, sogar negativ, während der „Clean Dark Spread“ stark gestiegen ist. Der weitere Ausblick: CO₂-Preisen kommt immer mehr Bedeutung zu.

Selbst als dann in der zweiten Jahreshälfte 2011 die Strompreise und somit die Einnahmequellen für Kraftwerke fielen, sorgten attraktive Kohle- und CO₂-Preise für einen entsprechenden Wettbewerbsvorteil von Kohle in der Stromerzeugung. Ob sich dieser Trend fortsetzen wird, hängt in erster Linie von der zukünftigen Entwicklung der CO₂-Preise, aber vor allem auch der Gaspreise ab. Diese Entwicklung wird stark von der möglichen Bildung eines wettbewerblichen und liquiden Gasgroßhandelsmarktes sowie der Abkehr von langfristigen, ölindizierten Verträgen beeinflusst werden. Auch die mögliche Ausweitung des Gasangebots in Europa durch die verstärkte Anbindung an andere Märkte, z. B. durch LNG, oder auch die mögliche europäische Förderung von unkonventionellem Erdgas werden eine große Rolle spielen.



YEAR-AHEAD CLEAN SPARK UND DARK SPREADS

Euro/MWh



— Clean Dark Spread
— Clean Spark Spread

Abbildung 38
Entwicklung der Clean Spark und Dark Spreads, Year ahead
Quellen: EEX,
Berechnungen E-Control

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

Für den Inhalt verantwortlich: DI Walter Boltz und Mag. (FH) Martin Graf,
Vorstände Energie-Control Austria

Konzeption & Design: FABIAN Design und Werbe GmbH

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei Althammer

© Energie-Control Austria 2012

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.

Redaktionsschluss: 30. Juni 2012
