



MARKTBERICHT 2010

**E-CONTROL**

Profitieren.  
Wo immer Veränderungen  
Chancen bringen.



**PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.**



# Inhaltsverzeichnis

---

Die Wirtschaftskrise drückt den Energieverbrauch:  
Der Strom- und Gasmarkt in Zahlen. **4**

---

Hoher Anstieg trotz niedriger Inflation:  
Die Preisentwicklung 2009. **6**

---

Wie breit die Bandbreite wirklich ist:  
Einschätzung der Margen der österreichischen Anbieter. **17**

---

Unternehmensergebnisse:  
Der Erfolg steht und fällt mit der Beschaffungsstrategie. **22**

---

Das Wort, das 2009 besonders groß geschrieben wurde:  
„Veränderung“. **27**

---

Intelligente Umsetzung als Chance für mehr Wettbewerb:  
Alle guten Dinge sind im 3. Paket. **31**

---



Die Wirtschaftskrise drückt den Energieverbrauch:

# Der Strom- und Gasmarkt in Zahlen.

## Kennzahlen der Stromwirtschaft.

### Stromverbrauch gesunken

Der gesamte Stromverbrauch betrug im Jahr 2009 65.793 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 3,9% gesunken. Im Kalenderjahr 2009 wurden insgesamt 5,8 Mio. Zählpunkte mit Strom beliefert. Davon waren ca. 4,1 Mio. Zählpunkte Haushaltskunden, 1,6 Mio. sonstige Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 33.000 lastganggemessene Endkunden (Industriekunden) zuzuordnen. Am Stromverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 24%, sonstige Kleinkunden von 19%. Mit 57% ist die verbrauchsstärkste Kundengruppe die Industrie.

Tabelle 1 zeigt die Bilanz der Stromwirtschaft für 2009 und die Veränderung gegenüber 2008. Die Bruttostromerzeugung ist um 2,3% angestiegen, während gleichzeitig die Handelstätigkeiten mit dem Ausland zugenommen haben.

BILANZ DER STROMWIRTSCHAFT FÜR 2009		
	GWh (2009)	Veränderung zu 2008
Bruttostromerzeugung	68.974	+2,3%
Physikalische Importe	19.542	-1,3%
Physikalische Exporte	18.762	+25,6%
Verbrauch für PSP	3.961	—
Inlandsstromverbrauch	65.793	-3,9%

**Tabelle 1:** Bilanz der Stromwirtschaft für 2009

Quelle: E-Control

## Kennzahlen der Gaswirtschaft.

### Gasverbrauch gesunken

Der gesamte Gasverbrauch betrug im Jahr 2009 98.056 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 2,1% gesunken. Im Kalenderjahr 2009 wurden insgesamt 1,35 Mio. Zählpunkte mit Gas beliefert. Davon waren ca. 1,28 Mio. Zählpunkte Haushaltskunden, 70.000 sonstige Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 4.000 lastganggemessene Endkunden (Industriekunden). Am Gasverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 21%, sonstige Kleinkunden von 6%. Die verbrauchsstärkste Kundengruppe sind die Industrie und Gaskraftwerke mit 73%.

Tabelle 2 zeigt die Bilanz der Gaswirtschaft für 2009 und die Veränderung gegenüber 2008. Die Abgabe an Endkunden ist im Krisenjahr auch hier mit 1,8% leicht zurückgegangen. Dabei hat der Gasverbrauch der Haushalte und Kleinkunden leicht zugenommen, der Gasverbrauch der Industrie aber mit 3% merklich abgenommen.



Im- und Exporte sind ebenfalls leicht zurückgegangen. Aufgrund des Lieferausfalls von russischem Erdgas im Jänner 2009 sind die Speicherbewegungen (Einspeicherung und Entnahme) deutlich höher als im Vorjahr. Die inländische Produktion konnte um 9,1% erhöht werden – dabei fällt der Großteil dieser Steigerung ins erste Halbjahr 2009.

<b>BILANZ DER GASWIRTSCHAFT FÜR 2009</b>			
	<b>Mio. m<sup>3</sup> (2009)</b>	<b>GWh (2009)</b>	<b>Veränderung zu 2008</b>
Importe	37.946	422.722	-3,0%
Produktion	1.667	18.569	+9,1%
Speicherentnahme	3.346	37.277	+22,5%
Exporte	30.383	338.467	-2,7%
Speichereinpressung	3.774	42.045	+19,8%
Eigenverbrauch, Verluste, Netzverluste; stat. Differenz	585	6.514	—
Abgabe an Endkunden	8.217	91.542	-1,8%
Maximaler Tagesverbrauch	45,9	511,8	+ 17,7%
Minimaler Tagesverbrauch	7,8	86,9	-11,1%

**Tabelle 2:** Bilanz der Gaswirtschaft für 2009  
Quelle: E-Control

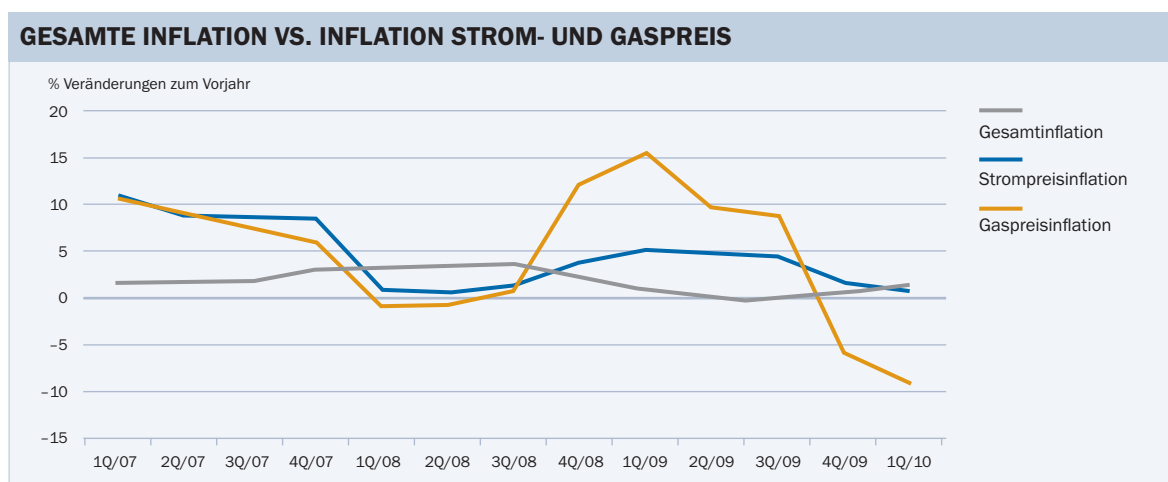




Hoher Anstieg trotz niedriger Inflation:

# Die Preisentwicklung 2009.

Nach einem Anstieg der Inflationsrate im Jahr 2008 (im Vergleich zu den Vorjahresmonaten) ging diese 2009 wieder deutlich zurück. Im Juni 2010 betrug sie 2,0%, im Durchschnitt 2009 0,5%. Die Veränderungsrate bei den Strompreisen schlug 2009 mit +4,5% zu Buche, bei den Gaspreisen gar mit +7,01%. Die Strom- und Gaspreise trugen somit weiterhin überproportional zur gesamten Inflation bei. Allerdings ist im ersten Quartal 2009 eine deutliche Verringerung des VPI Gas festzustellen, im Juni 2010 war der VPI Gas beispielsweise um 5,1% geringer als im Vorjahr.

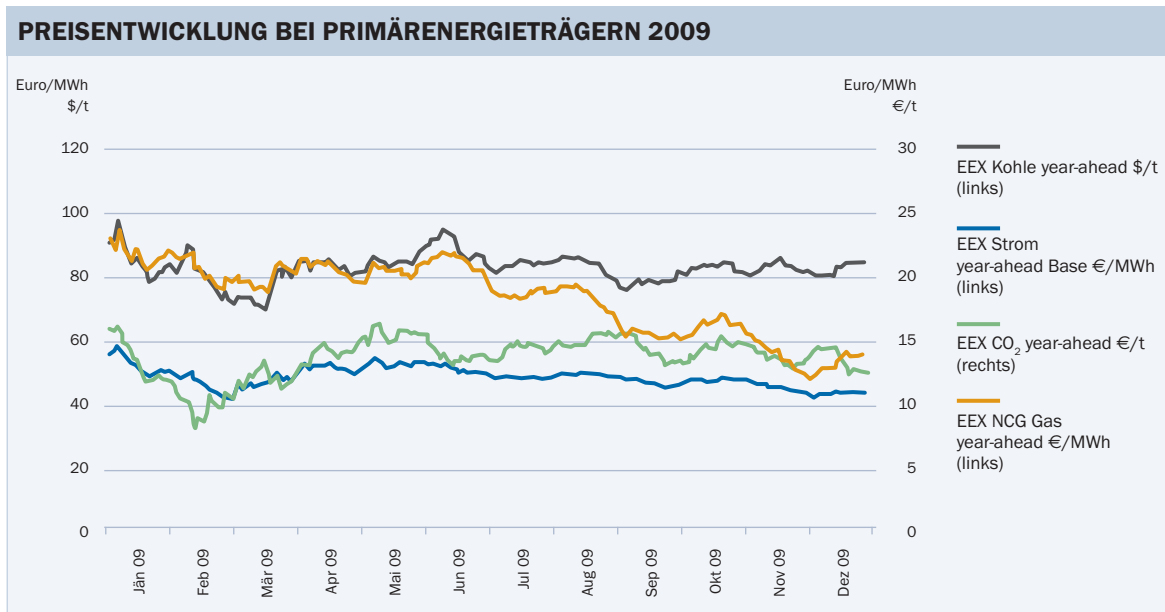


**Abbildung 1:** Veränderung des Gesamt-Verbraucherpreisindex (VPI) im Vergleich zu Veränderungen des VPI Strom und VPI Gas, Vergleich zu Vorjahres-Monatswerten, Index 2000 = 100  
Quelle: E-Control

## Großhandelspreise bieten Chancen.

### Großhandelspreise auf niedrigem Niveau

Die Entwicklung der Großhandelspreise auf dem **Strommarkt** war im Jahr 2009 von relativer Stabilität gekennzeichnet. Die Strompreise für Spot- wie für Terminkontrakte in Österreich und Deutschland erreichten Anfang des Jahres ihren Höhepunkt und hielten sich danach auf einem gemäßigten Preisniveau (*Abbildung 2*). Der Einbruch bei den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen und der Gaspreisverfall dürften einen entscheidenden Einfluss auf das geringe Strompreinsniveau des Jahres 2009 gehabt haben. Dies führte auch dazu, dass sich im Vergleich zum Vorjahr das Verhältnis zwischen Spot- und Futuresmarkt wieder umkehrte und die Spotpreise also niedriger als die Preise für Futureskontrakte waren. Angesichts der niedrigen Spotpreise waren im Jahr 2009 kurzfristige Einkaufsstrategien für Lieferanten bzw. langfristige Verkaufsstrategien für Erzeuger günstiger.



**Abbildung 2:** Stromgroßhandelspreis und Preise von Primärenergieträgern 2009  
Quelle: EEX

### BEIM STROM SCHLIESSEN SICH DEUTSCHLAND UND ÖSTERREICH KURZ.

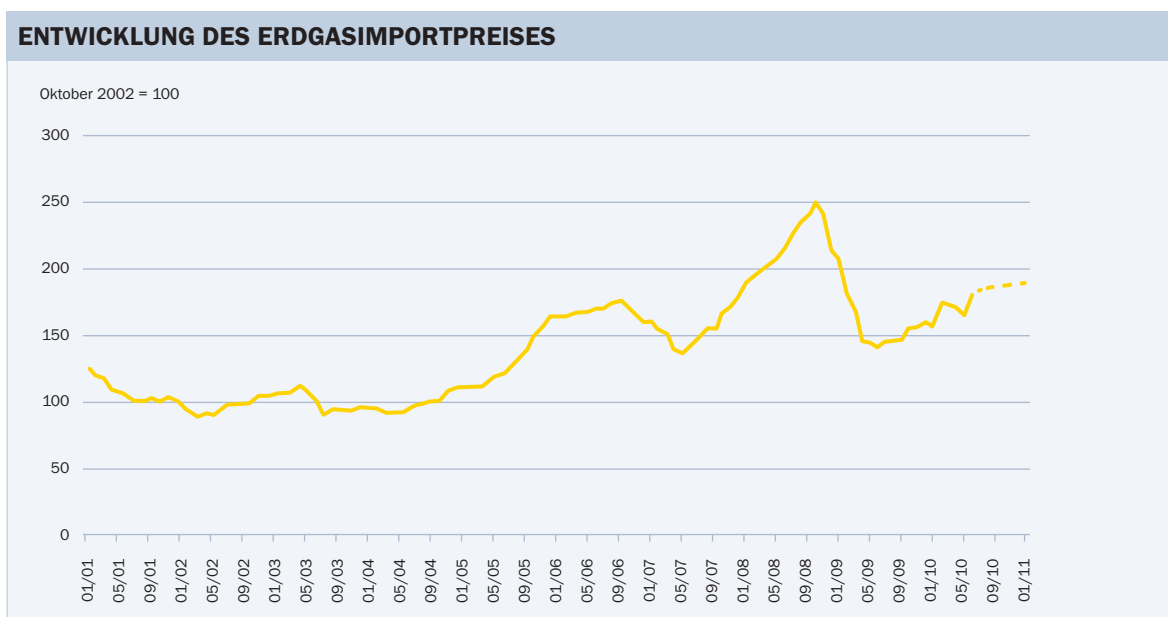
Der Stromgroßhandelsmarkt in Österreich bildet mit Deutschland generell eine gemeinsame Preiszone, sowohl im Over the Counter (OTC)- als auch im Börsehandel. Das Großhandelsgeschehen wird dabei einerseits vom bilateralen Handel, andererseits vom Börsehandel an der EPEX Spot/EEX Derivatives und der österreichischen EXAA bestimmt. Beide Börsen bieten am Strom-Spotmarkt Produkte für die deutsch-österreichische Preiszone an. Entsprechend sind alle Ereignisse auf dem deutschen Großhandelsmarkt auch direkt für einheimische Händler und Versorger relevant (Fundamentaldaten, Vermarktung der deutschen EEG-Mengen etc.).

Auf den **Beschaffungsmärkten für Gas** besteht nach wie vor eine Zweiteilung der Beschaffungsmöglichkeiten: Zum einen über (langfristige) Verträge auf bilateraler Verhandlungsbasis und zum anderen über OTC oder Börse.

### Der Ölpreis ließ den Gaspreis schwanken.

Die **Importpreise** auf dem **Gasgroßhandelsmarkt** sind in den langfristigen Verträgen weiterhin mit einer Zeitverzögerung von 3 bis 6 Monaten an die Ölpreise (Produktenpreise) gekoppelt. 2008 kam es aufgrund der Ölpreisentwicklung zu starken Schwankungen der Beschaffungspreise. Einer deutlichen Erhöhung bis September 2008 folgte ein starker Preisverfall seit diesem Zeitpunkt (*Abbildung 3*), auch bedingt durch die Wirtschaftskrise und den Rückgang der Ölnachfrage. Seit Juni 2009 ist wieder ein Anstieg zu beobachten.

Langfristig ist der Ölpreis entscheidend



**Abbildung 3:** Entwicklung des Erdgasimportpreises, strichliert: Prognose E-Control  
 Quellen: Statistik Austria, E-Control

**GASMÄRKTE IM WANDEL: GASPRESIS KOPPELTE SICH VOM ÖLPREIS AB.**

Auf den **Gasspotmärkten** sind die Preise 2009 deutlich gefallen, die Entwicklung der Gaspreise hat sich von der Ölpreisentwicklung abgekoppelt. Zeitweise waren die Spotpreise für Gas um die Hälfte günstiger als Gaspreise in langfristigen Verträgen.

**CEGH entkoppelt sich von den Börsepreisen in Nordwest-Europa.**

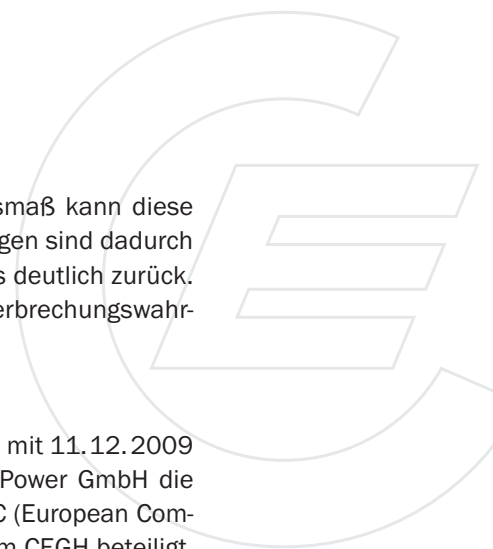
Gegenüber anderen europäischen Spothandelsplätzen zeigt der CEGH seit Anfang April 2010 deutliche Preisaufschläge (Mark-ups). Dabei lag der Preisunterschied zu den europäischen Hubs wie TTF, Zeebrugge, NCG, Gaspool oder PEG Sud/Nord im Day-ahead-Bereich teilweise bei über 3 EUR/MWh. Im Mai 2010 vergrößerte sich der Unterschied weiter. Eine ähnliche Entwicklung war auch 2009 beobachtet worden (Abbildung 4). Auch an den Börsen ist seit Anfang April 2010 eine stärkere Divergenz der österreichischen Gas-Day-ahead-Preise im Vergleich zu den deutschen zu beobachten.

**Transportengpässe schränken Märkte ein**

Auch wenn die Spotpreise an den europäischen Hubs zum Teil in ihrer Entwicklung – vor allem mittelfristig – korrelieren, gibt es dennoch unterschiedliche Einflussfaktoren auf die kurzfristigen Preisentwicklungen auf funktionierenden Märkten, die vor allem die physische Seite des Handels betreffen: Störungen und Unterbrechungen in Transportleitungen, Speicherausfälle oder andere technische Schwierigkeiten machen sich bei der Preisentwicklung bemerkbar. Auch die Temperaturentwicklungen können an den verschiedenen Handels- und Lieferpunkten unterschiedlich sein.

**OBERKAPPEL: DAS NADELÖHR BEHINDERT WETTBEWERB UND LÄSST PREISE STEIGEN.**

Grund für die Preisunterschiede am CEGH und dem NCG/TTF ist vor allem der physische Engpass zwischen Österreich und Deutschland am Grenzübergangspunkt Oberkappel und damit die eingeschränkte physische Austauschbarkeit zwischen den Handelsplätzen. Solange Gas physisch von Österreich nach Deutschland fließt, sollte es zu keinem Mark-up des CEGH gegenüber dem NCG kommen. Im Winter wird die West-Austria-Gasleitung (WAG) und die Mittel-Europäische-Gasleitung (MEGAL Süd) zu einem großen Teil für den Transport russischer Gaslieferungen von Baumgarten nach Deutschland und weiter



nach Frankreich, also für die Flussrichtung Ost nach West, genutzt. In gleichem Ausmaß kann diese Route somit auch für Transporte in die andere Richtung genutzt werden, Unterbrechungen sind dadurch unwahrscheinlich. In den Monaten abseits der Heizperiode geht dieser Fluss allerdings deutlich zurück. Gleichzeitig sinkt auch die Möglichkeit, von West nach Ost zu transportieren, die Unterbrechungswahrscheinlichkeit steigt parallel dazu wieder an.

### Neue Vorzeichen für den Börsenhandel.

An den zwei Handlungspunkten der CEGH Exchange (Baumgarten und Oberkappel) wurde mit 11.12.2009 der Börsenhandel eröffnet. Zu diesem Zweck wurden vom Anteilseigner OMV Gas & Power GmbH die CEGH Exchange und die CEGH OTC gegründet. Das Clearing an der Börse wird von ECC (European Commodity Clearing AG) durchgeführt. Am 17.6.2010 hat die Wiener Börse sich mit 20% am CEGH beteiligt, eine Beteiligung der Gazprom ist nach wie vor offen.

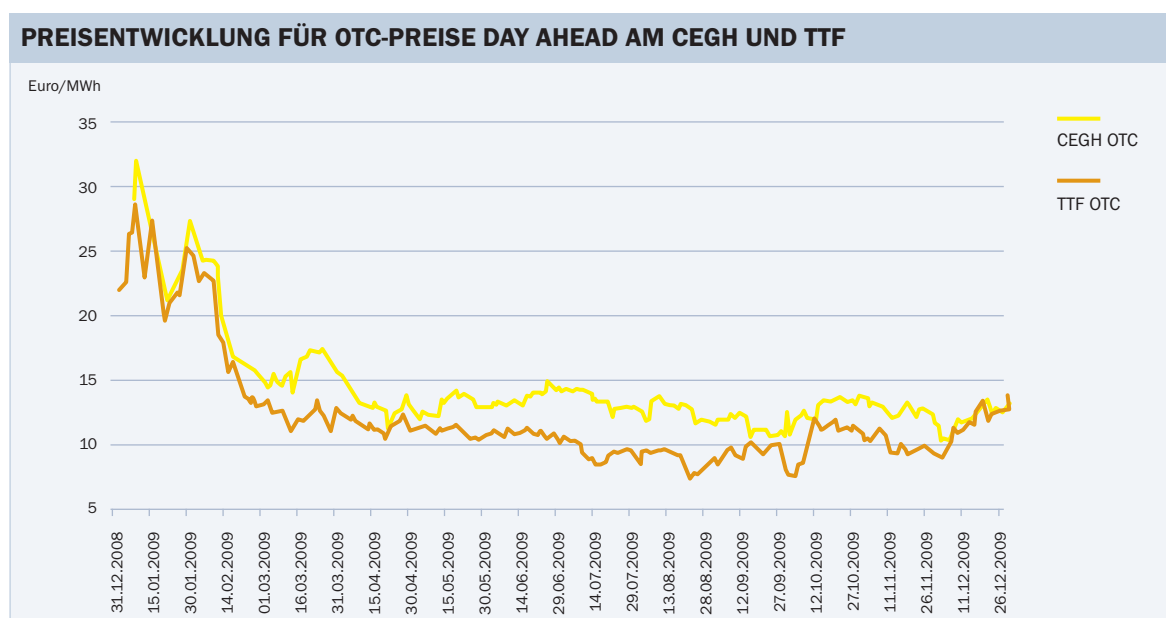


Abbildung 4: Preisentwicklung für OTC-Preise Day ahead am CEGH und dem niederländischen TTF im Jahr 2009  
Quelle: Energiate

## Die Kleinen zahlen groß drauf: Strompreise für Endverbraucher steigen weiter.

Die Kleinkundenpreise haben sich 2009 entgegen dem Trend der Preisentwicklung am Großhandelsmarkt weiter erhöht. Sowohl bei den Haushalts- als auch den Gewerbekundenpreisen zeichnet sich ein deutlicher Preisanstieg im Zeitverlauf ab. Im Industriekundensegment kam es jedoch erstmals seit Beginn der Preiserhebungen der E-Control zu Preisreduktionen.

### DIE INFLATION WAR NICHTS DAGEGEN: STROMPREISENTWICKLUNG BEI KLEINKUNDEN.

Wie aus Tabelle 3 ersichtlich stiegen die Preise für Haushalte im Jahr 2009 verglichen mit dem Vorjahr um ca. 3,5 Prozentpunkte, die Preise für Gewerbekunden um ca. 3%. Verglichen mit den Preisen im 2. Halbjahr 2007 sind die Preise für Haushaltskunden um 14%, die für Gewerbekunden gar um 15% gestiegen. Seit Beginn der Erhebung kennen die Strompreise nur eine Richtung: die nach oben.



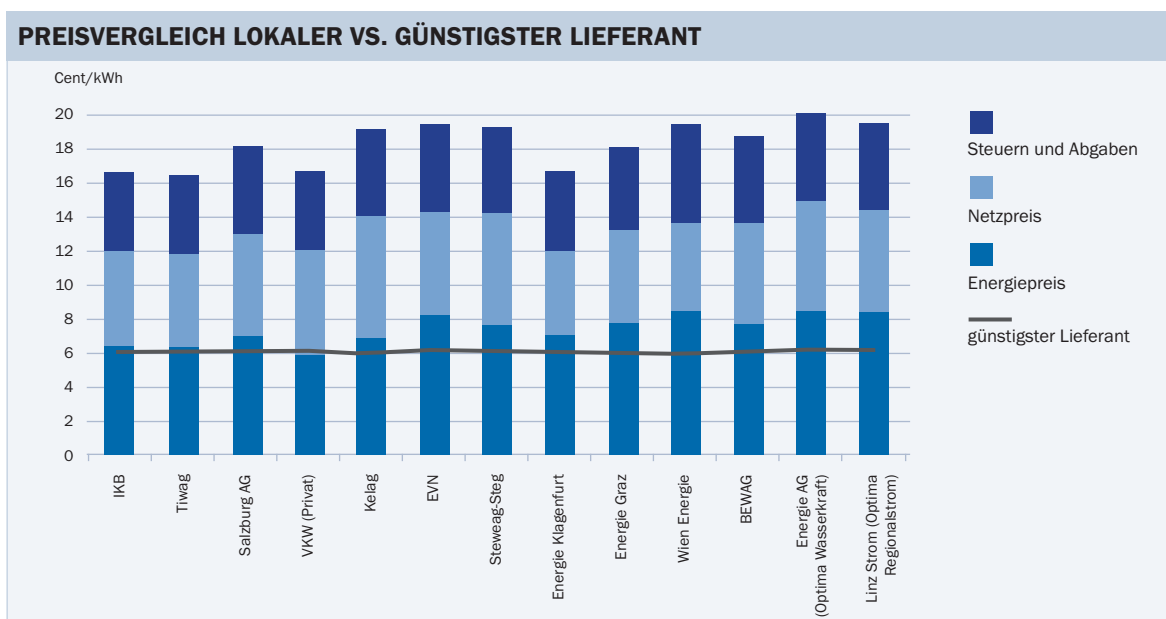
STROMPREISENTWICKLUNG NACH VERBRAUCHERGRUPPEN			
Jänner 2008 = 100	Haushalt	Gewerbe	Landwirtschaft
Jänner 2008	100,00	100,00	100,00
Juli 2008	103,59	103,73	104,40
Jänner 2009	110,20	111,98	111,04
Juli 2009	111,20	113,93	108,91
Jänner 2010	113,92	114,98	111,88

**Tabelle 3:** Strompreisentwicklung nach Verbrauchergruppen (Lastprofilen), Jänner 2008 = 100, Anmerkung: Jänner 2008 bedeutet Durchschnittspreis für das zweite Halbjahr 2007

Quelle: Marktstatistik E-Control

### Preisunterschiede bei den Anbietern.

Abbildung 5 stellt die Haushaltspreise der jeweiligen lokalen Energieversorger dar, die Preise der einzelnen lokalen Anbieter weichen dabei deutlich voneinander ab. So sind die Energiepreise des teuersten lokalen Anbieters bei einem Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh um rund 42% höher als jene des günstigsten angestammten Lieferanten. Der teuerste lokale Anbieter verlangt einen um 46% höheren Energiepreis als der billigste Anbieter. Die Differenz zwischen den höchsten und niedrigsten Gesamtkosten bei einem durchschnittlichen vom lokalen Anbieter versorgten Haushaltskunden beträgt rund 21%.



**Abbildung 5:** Preisvergleich lokaler Anbieter versus günstigster Anbieter, 3.500 kWh/Jahr, Mai 2010

Für die Kalkulation werden die von den Kunden meistgenutzten Angebote der lokalen Energielieferanten abzgl. der allgemeinen Rabatte herangezogen. Beim günstigsten Energielieferanten wurde der Energiepreis abzgl. aller Rabatte herangezogen.

Quelle: E-Control

### Das Einsparpotenzial ist groß. Man muss es nur nutzen.

Die verschiedenen Energiepreise der lokalen Anbieter führen auch dazu, dass die Ersparnis bei einem Wechsel zum günstigsten Lieferanten unterschiedlich hoch ausfällt. Das Einsparpotenzial in den Netzgebieten der EnergieAllianz-Unternehmen und der Energie AG ist am höchsten: Im Mai 2010 belief es

sich auf bis zu 111 Euro, was einer möglichen Ersparnis beim Energiepreis von bis zu 32% und beim Gesamtpreis von bis zu 16% entspricht. Trotz dieser beträchtlichen Einsparungspotenziale bei einem Lieferantenwechsel haben im Jahr 2009 lediglich 1,2% der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt.

#### WENN ERSPARNIS VERHANDLUNGSSACHE WIRD: STROMPREISE FÜR INDUSTRIEKUNDEN.

Im Jahr 2009 gelang es vielen Industriekunden, Preissenkungen für das Jahr 2010 auszuverhandeln. Die dafür als Basis herangezogenen Preise des Jahres 2009 waren jedoch deutlich über denen des Jahres 2008.

ERGEBNISSE: INDUSTRIESTROMPREISERHEBUNG			
	Jahresverbrauch < 10 GWh	Jahresverbrauch > 10 GWh	keine Jahresverbrauchs-kategorien
in Cent/kWh	arithmetisches Mittel	arithmetisches Mittel	arithmetisches Mittel
Volllaststunden < 4.500 h/a*	6,99	6,77	6,96
Änderungen zum Vorjahr	-3,98%	-3,70%	-4,00%
Volllaststunden > 4.500 h/a*	6,93	6,55	6,75
Änderungen zum Vorjahr	-2,81%	-2,96%	-2,88%
keine Volllaststundenkategorie	6,97	6,61	6,88
Änderungen zum Vorjahr	-3,60%	-2,94%	-3,23%

**Tabelle 4:** Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung – 1. Halbjahr 2010 in Cent/kWh

\* Volllaststunden=Jahresverbrauch/Leistung

Quelle: E-Control



## Gaspreise für Endverbraucher.

Im Jahr 2009 haben sich die deutlichen Preissenkungen auf den Großhandelsmärkten teilweise auch auf die Endkundenpreise niedergeschlagen. Von diesen Preissenkungen konnten die Industriekunden am deutlichsten profitieren.

### DAS LEBEN IST EIN AUF UND AB: DIE GASPRIENTWICKLUNG BEI KLEINKUNDEN.

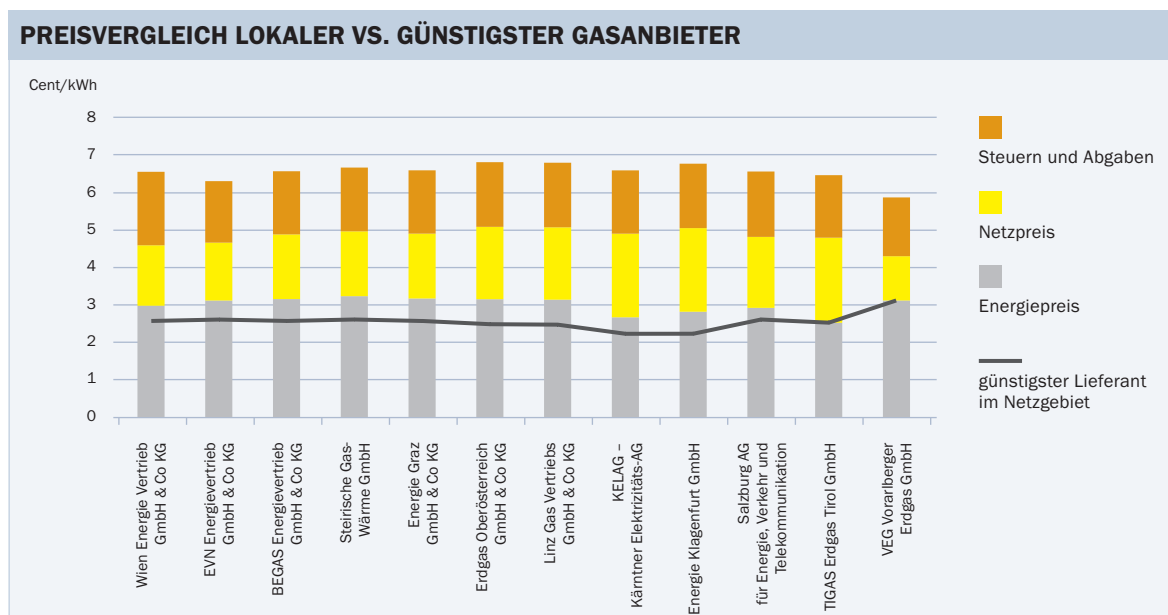
Table 5 zeigt die Preisentwicklung für die Verbrauchsgruppen Haushalte und Gewerbe (für Heizgas). Im 1. Halbjahr 2009 ist dabei zunächst ein weiterer Anstieg der durchschnittlichen Preise festzustellen, im 2. Halbjahr aber eine Senkung zwischen 2% und 5%.

ENTWICKLUNG DER GASPRIESE FÜR NICHT LASTGANGGEMESSENE GASKUNDEN			
Juli 2008 = 100	Haushalte, Einfamilienhäuser, Heizgas	Haushalte, Mehrfamilienhäuser, Heizgas	Gewerbekunden, Heizgas
Juli 2008	100,0%	100,0%	100,0%
Jänner 2009	106,7%	110,6%	109,7%
Juli 2009	121,9%	117,2%	117,9%
Jänner 2010	119,7%	111,8%	113,7%

**Table 5:** Entwicklung der Gaspreise für nicht lastganggemessene Gaskunden von Juli 2008 bis Jänner 2010,

Anmerkung: Juli 2008 bedeutet: Durchschnittspreis für das erste Halbjahr 2008

Quelle: Marktstatistik, E-Control



**Abbildung 6:** Preisvergleich lokaler Anbieter versus günstigster Anbieter, 15.000 kWh/Jahr, Mai 2010

Quelle: E-Control

Abbildung 6 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter sowie die entsprechenden Netztarife sowie Steuern und Abgaben dar. Die Energiepreise der einzelnen lokalen Anbieter sind unterschiedlich. In allen Netzgebieten der Regelzone Ost waren im Mai 2010 durch einen Wechsel des Gaslieferanten Einsparungen von bis zu 119 Euro möglich (beim Wechsel von Erdgas Oberösterreich zum günstigsten Anbieter).

## DIE GELEGENHEIT IST GÜNSTIG: GASPRIENTWICKLUNG BEI INDUSTRIEKUNDEN.

Die Industriegaspreise sind 2009 deutlich im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Während die Industriekunden im Jänner 2009 noch deutlich mehr als im Jänner 2008 zu bezahlen hatten, sanken die Preise in der 2. Jahreserhebung (Juli 2009) deutlich und es kam zu einer Preisreduktion von etwa 10%. Die Preiserhebung im Jänner 2010 zeigte demgegenüber keine Preisänderung.

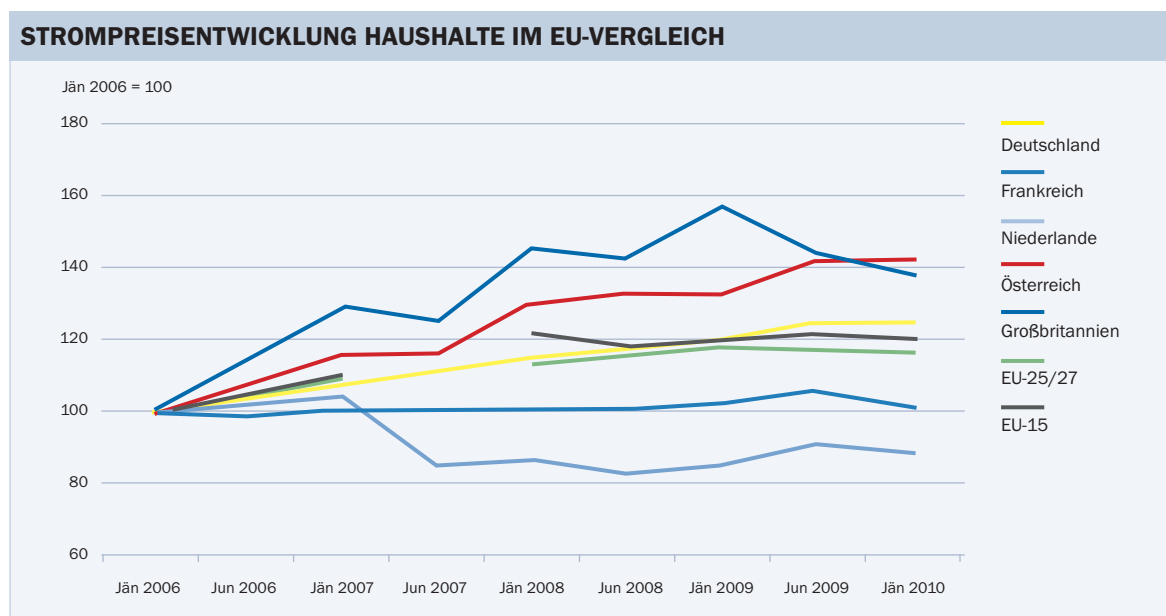
PREISENTWICKLUNG FÜR INDUSTRIEKUNDEN			
Verbrauchskategorie	Jän 09	Jän 10	2010/2009
>100 GWh	2,64	2,40	-9,09%
10-100 GWh	2,91	2,60	-10,65%
<10 GWh	3,10	2,70	-12,90%
Gesamt	2,94	2,62	-10,88%

**Tabelle 6:** Preisentwicklung für Industriekunden 2009/2010, arithmetisches Mittel

Quelle: E-Control, Industriepreiserhebung

## Preise im europäischen Vergleich: Österreich als teures Pflaster.

Die Strompreise sind im EU-Vergleich vergleichsweise stärker gestiegen. Ebenso wenig erfreulich ist die Tatsache, dass die heimischen Endkunden bei den Gaspreisen im Vergleich zum EU-Mittelwert weniger deutlich von den niedrigeren Großhandelspreisen in den letzten Jahren profitieren konnten.



**Abbildung 7:** Strompreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich, Jän 2006 = 100

Quelle: Eurostat

**Strompreise  
in der EU 2009  
gesunken –  
Österreich  
ist anders**

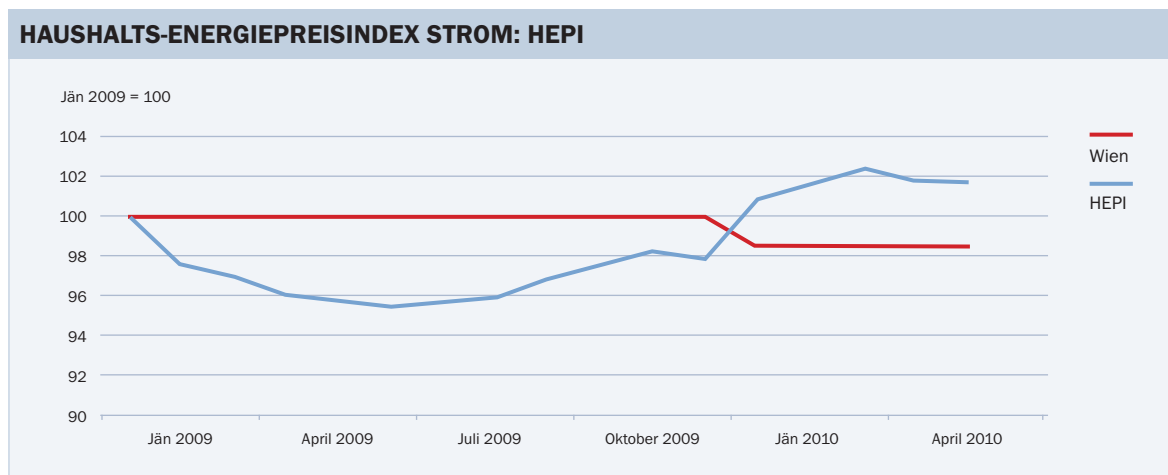
**STROMPREISE: ÖSTERREICH GEGEN DEN TREND.**

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten für die Haushalte inklusive aller Steuern und Abgaben über dem EU-27-Durchschnitt. Die **Strompreisentwicklung** für Haushaltskunden in der EU zeigt 2009 eine sinkende Tendenz. In den meisten Staaten sowie im EU-Durchschnitt sind die Preise 2009 gesunken. Im Gegensatz dazu sind die Preise in Österreich kontinuierlich und deutlich angestiegen, einzig in Großbritannien war die Steigerung über den Zeitraum höher. Allerdings sind die Strompreise für Haushalte in Großbritannien im letzten Halbjahr wieder deutlich gesunken.

**Es gibt einen, der Preise vergleicht: HEPI.**

Mit der Berechnung des **Europäischen Haushalts-Energiepreisindex (HEPI)**<sup>1</sup> soll eine zeitnahe Einschätzung der Preisentwicklung für Haushaltskunden in ausgewählten Städten der EU getroffen werden (Abbildung 8). Nach einer deutlichen Senkungsperiode in den Monaten davor zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15 seit Juni 2009 eine ansteigende Tendenz. Diese Preisveränderungen – in beide Richtungen – hat der HEPI für Österreich (Wien) dagegen im Wesentlichen ausgelassen, Preissenkungen im Jänner 2010 resultieren ausschließlich aus einer Senkung der Netztarife.

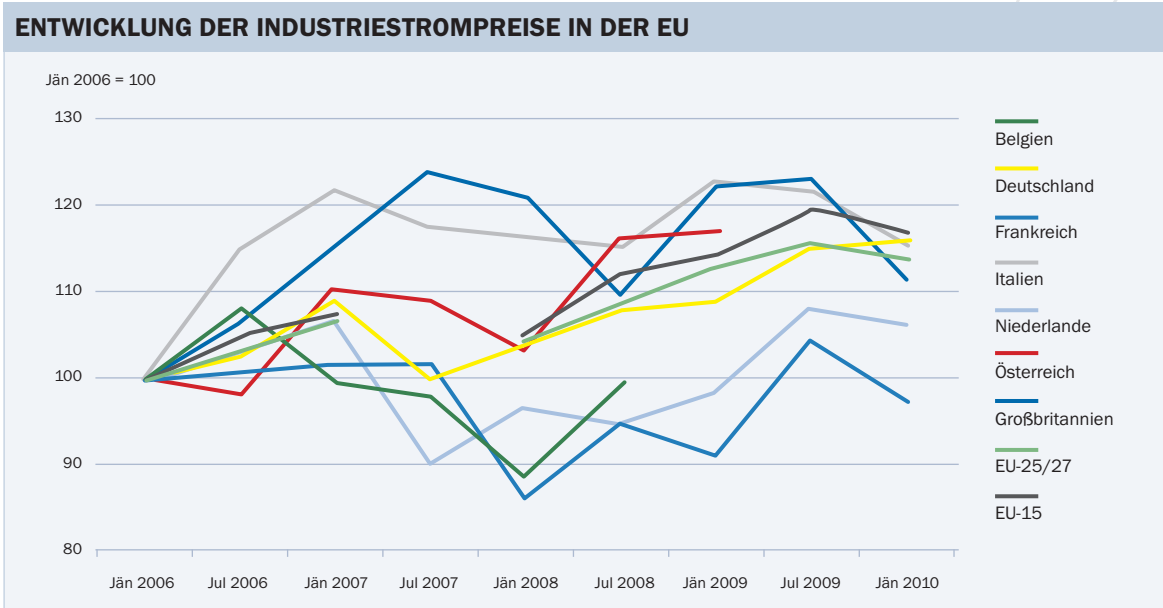
Das **Preisniveau für Industriekunden** mit einem Jahresverbrauch von 20 bis 500 GWh zeigt, dass die Preise im 2. Halbjahr 2009 EU-weit deutlich gesunken sind. Daten für Österreich sind nicht erhältlich, daher ist ein Vergleich mit der Preisentwicklung anderer Länder nicht möglich.



**Abbildung 8:** Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15 Hauptstädte (HEPI), ohne Steuern  
Quelle: E-Control

<sup>1</sup> Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control GmbH 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.

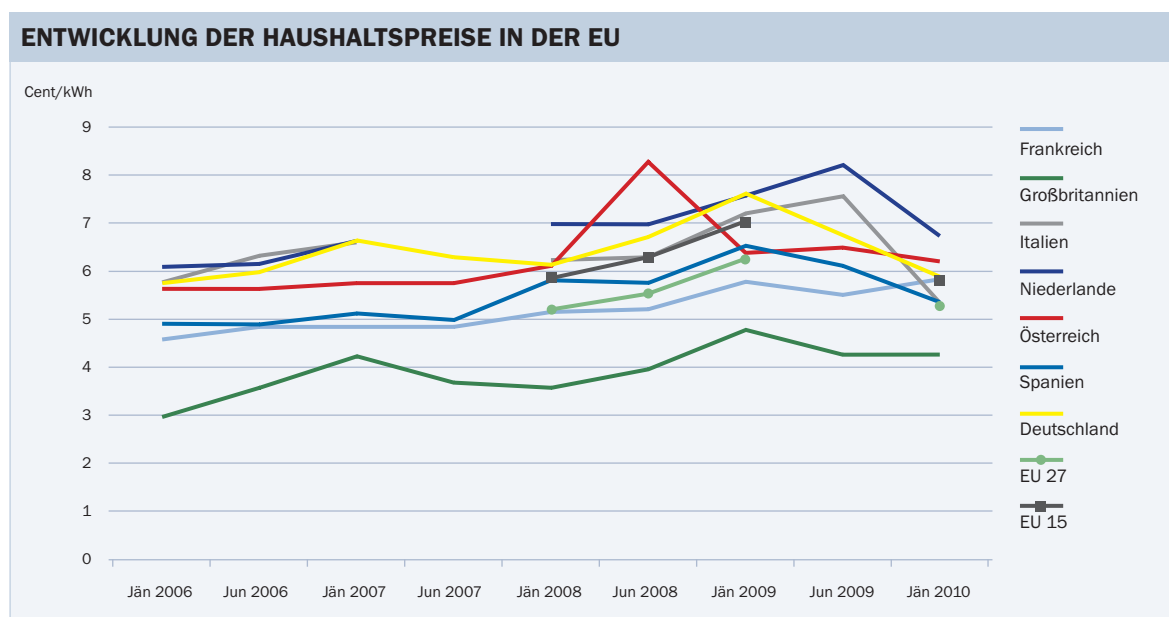




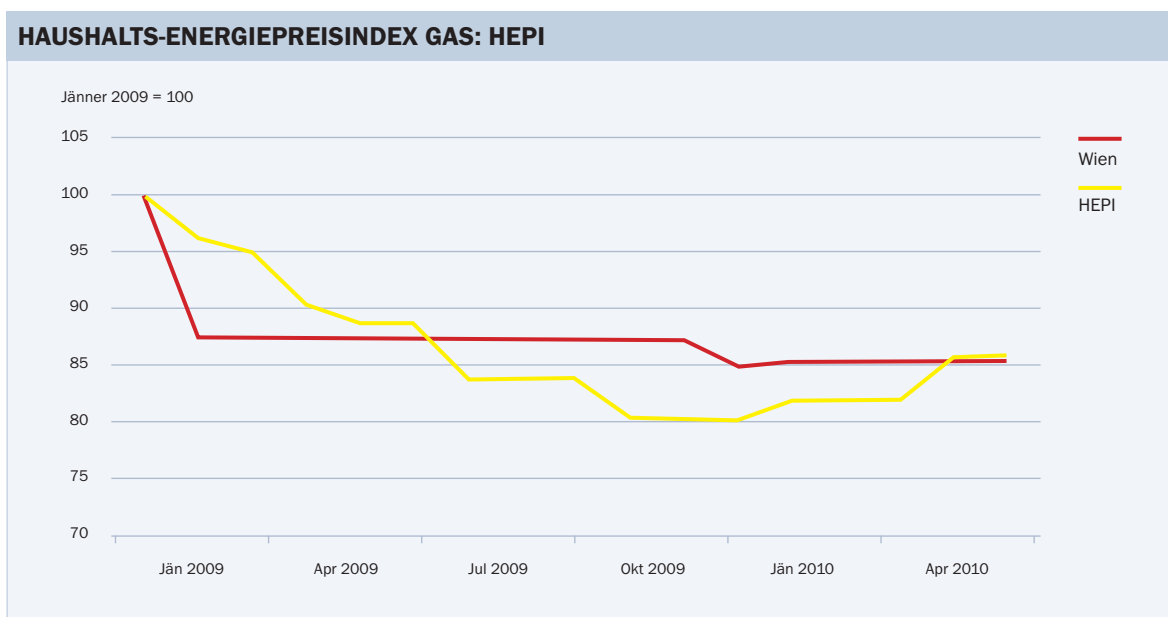
**Abbildung 9:** Entwicklung der Strompreise für Gewerbekunden in der EU, inkl. aller Steuern und Abgaben, 20 – 500 MWh Jahresverbrauch, Jänner 2006 = 100  
 Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen

### GASPREISE: ÖSTERREICHS HAUSHALTEN WIRD DAS HAUSHALTEN SCHWER GEMACHT.

Im europäischen Vergleich liegen die Gas-Gesamtkosten für Haushalte inklusive aller Steuern und Abgaben knapp über dem EU-27-Durchschnitt. Die Preisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt eine ansteigende Tendenz (Abbildung 10).



**Abbildung 10:** Entwicklung der Haushaltspreise in ausgewählten Ländern der EU sowie im Durchschnitt, in Cent/kWh, inklusive aller Steuern und Abgaben  
 Quelle: Eurostat



**Abbildung 11:** Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte (HEPI), für Gas ohne Steuern  
Quelle: E-Control

**Kaum Vorteile für Endkunden in Österreich durch gesunkene Großhandelspreise**

Für 2009 zeigt der von der E-Control erhobene Haushalts-Energiepreisindex der EU-15<sup>2</sup> (Abbildung 11) eine stark sinkende Tendenz der Haushaltsgaspreise in Europa. Seit Anfang 2010 ist jedoch wieder ein Anstieg zu verzeichnen. Die österreichischen Gaspreise (Wien) für Haushaltskunden, die in diesen Index eingehen, sind dagegen weitgehend auf gleichem Niveau – abgesehen von einer geringen, netztarifbedingten Preisreduktion im Jänner 2009 und einer stärkeren Senkung im Februar 2009.

Ein internationaler Vergleich der Industriegaspreise ist in diesem Berichtsjahr nicht möglich, da keine Preise für Österreich an Eurostat gemeldet wurden.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control GmbH 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.

<sup>3</sup> Die innerösterreichische Umsetzung der neuen Annexe der Richtlinie 90/377/EG ist noch nicht abgeschlossen. Wodurch mangels Rechtsgrundlage in Österreich keine offizielle Industrierpreiserhebung erfolgt.



Wie breit die Bandbreite wirklich ist:

# Einschätzung der Margen der österreichischen Anbieter.

2009 hat die E-Control in Zusammenarbeit mit dem Beratungsunternehmen Frontier Economics eine Einschätzung über die Margenentwicklung in der Strom- und Gaswirtschaft erstellt. Mit dem Ziel, eine Bandbreite der möglichen Margen bei verschiedenen Beschaffungsstrategien zu ermitteln.

## Zur richtigen Zeit im richtigen Markt: Die Margen der Stromlieferanten.

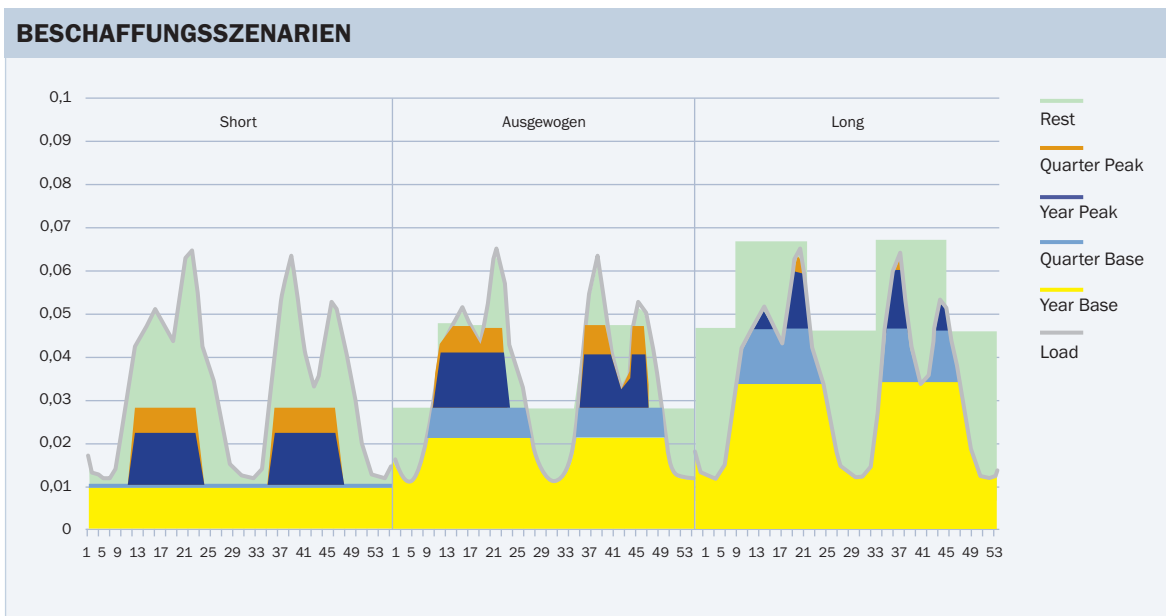
Dafür wurden die Kosten verschiedener Beschaffungsstrategien der Stromlieferanten berechnet. Die Bandbreite der Beschaffungsstrategien umfasste auf der einen Seite eine „konservative“ Beschaffung auf der Basis von Futureprodukten, auf der anderen Seite eine kurzfristige, aber risikoreichere Strategie auf der Basis von Spotprodukten. Der Spotmarkt ist auch für die Bewertung der Stromerzeugung (Opportunitätskosten) wesentlich.

Das Spektrum der typischen Beschaffungsstrategien wurde mittels **fünf Szenarien** abgebildet, innerhalb derer auch verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt wurden. Szenarien und Sensitivitäten variieren durch die Wahl dieser Parameter:

- > **Beschaffungsmengen auf dem Futuremarkt** – Je nach Szenario werden unterschiedliche Strommengen auf dem Futuremarkt durch Jahres- und Quartalsbänder eingekauft:
  - > **Long-Position:** Das Unternehmen richtet sich bei den Futuremengen an den Höchstlasten im jeweiligen Zeitraum aus, Übermengen werden jeweils am Spotmarkt verkauft.
  - > **Short-Position:** Das Unternehmen richtet sich bei den Futuremengen an den Mindestlasten im jeweiligen Zeitraum aus, Mindermengen werden jeweils am Spotmarkt zugekauft.
  - > **Ausgewogene Beschaffung:** Die Futurebeschaffung erfolgt so, dass in jeweils ca. 50% der Stunden ein Zu-/Verkauf von Strommengen über den Spotmarkt erfolgt.
- > **Zeitpunkt des Einkaufs** – Je nach Szenario variiert der Zeitpunkt, an dem Jahres- bzw. Quartalsbänder eingekauft werden. Als Referenz wurde dabei von einer Beschaffung der Futuresprodukte im Zeitraum von 18 bis 6 Monaten vor dem Abrufjahr/-quartal ausgegangen. Die Beschaffungskosten wurden mit dem durchschnittlichen Börsenpreis in diesem Zeitraum veranschlagt. Als Sensitivitäten wurden zudem abweichende Bezugszeiträume zwischen 0 und 24 Monaten kalkuliert.

Unterschiedliche Beschaffungsstrategien aufgrund der Risikobereitschaft

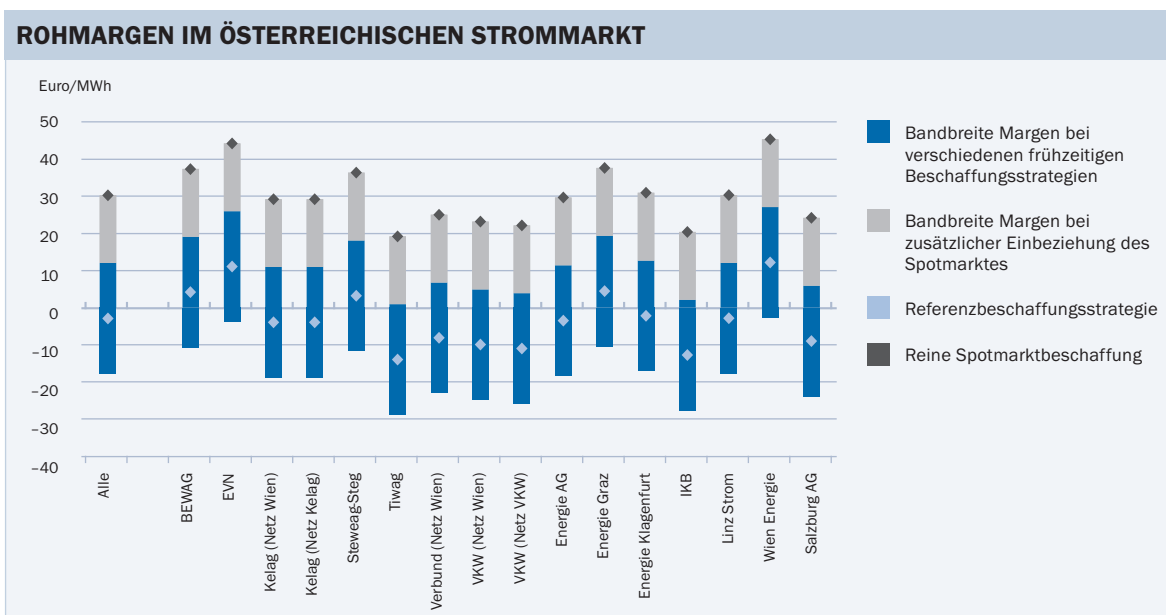
Diesen Beschaffungskosten wurden die Erlöse aus dem Verkauf an einen durchschnittlichen Haushaltskunden (3.500 kWh Jahresverbrauch) gegenübergestellt, um Rohmargen der österreichischen Stromlieferanten zu berechnen. Die Rohmargen enthalten neben der Kapitalverzinsung auch die Vertriebskosten.



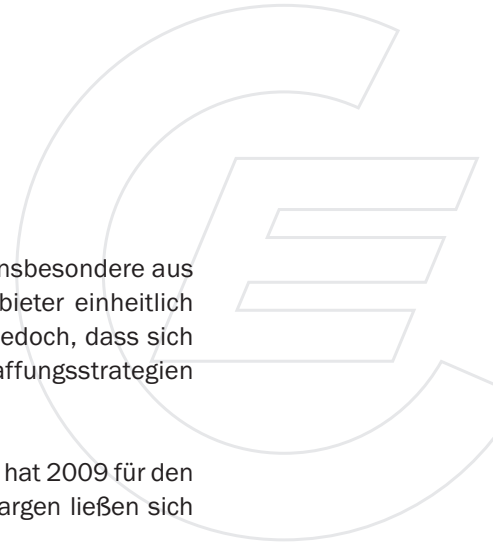
**Abbildung 12:** Beschaffungsszenarien  
Quelle: Frontier Economics

### ERGEBNISSE

Abbildung 13 zeigt die Entwicklung (kalkulatorischer) durchschnittlicher Margen der österreichischen Stromlieferanten für 2009, unter der Annahme verschiedener Beschaffungsszenarien. Je nach angenommener Beschaffungsstrategie schwanken die sich rechnerisch ergebenden Rohmargen dabei um ein Vielfaches. So lag die Bandbreite der Margen zwischen Beschaffungskosten bei konservativer (d.h. frühzeitiger) Beschaffung und kurzfristiger Beschaffung 2009 bei bis zu 48 EUR/MWh.



**Abbildung 13:** Rohmargenentwicklung 2009  
Quellen: E-Control, Frontier Economics



## Zahlt sich richtig aus: Die richtige Beschaffungsstrategie.

Die Niveauunterschiede der Margen zwischen den einzelnen Anbietern ergeben sich insbesondere aus den unterschiedlichen Endkundenpreisen, da die Beschaffungsoptionen für alle Anbieter einheitlich modelliert wurden. Der große Überlappungsbereich zwischen den Bandbreiten zeigt jedoch, dass sich die unterschiedlichen Preise der Anbieter im Jahr 2009 durch unterschiedliche Beschaffungsstrategien erklären ließen.

Eine konservative Beschaffungsstrategie mit der Übernahme eines geringen Preisrisikos hat 2009 für den Großteil der Unternehmen negative Rohmargen zur Folge gehabt. Die höchsten Rohmargen ließen sich 2009 mit einer ausschließlichen Spotmarktbeschaffung erzielen.

Der Spotpreis spiegelt die Opportunitätskosten der Eigenerzeugung wider: Wird der erzeugte Strom nicht an die eigenen Kunden verkauft, kann er alternativ am Spotmarkt zum Marktpreis verkauft werden. Daher werden die Rohmargen einiger Stromanbieter wie Verbund, EVN und Wienstrom<sup>4</sup>, die auch Eigenerzeugung aufweisen können, eher im grau dargestellten erweiterten Bereich liegen, da die Eigenerzeugung mit den Spotmarktpreisen als Opportunitätskosten bewertet werden müssten.

**Spotmarktbeschaffung bringt höhere Margen**

Die Analyse hat grundsätzlich gezeigt, dass eine Beschaffungsstrategie, die auch die Chancen der kurzfristigen Märkte nutzt, positive Margen ermöglicht – und damit auch Chancen für Preissenkungen für die Haushaltskunden bietet.

## Margen der Gaslieferanten: Spotmärkte top.

Bei der Modellierung verschiedener Beschaffungsstrategien der Gaslieferanten wurde zunächst von einer rein konservativen Beschaffungsstrategie über langfristige Verträge ausgegangen. Als zusätzliche Referenz wurde zudem eine ausschließliche Beschaffung über Spotmärkte analysiert. Diese ist jedoch noch eine hypothetische Beschaffungsstrategie, da die Liquidität der Produkte an den Handelsmärkten noch nicht als ausreichend angesehen werden kann, um Langfristverträge zu ersetzen.

Die Bandbreite der verschiedenen typischen Beschaffungsstrategien wurde mittels drei Szenarien abgebildet, innerhalb derer noch verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt wurden.

### **SZENARIO 1: TRADITIONELLE BESCHAFFUNG**

Die Beschaffung erfolgt ausschließlich über traditionelle Lieferketten. Produzenten oder Exporteure verkaufen an Importeure oder Ferngasgesellschaften auf Basis langfristiger Lieferverträge und Ölpreisformeln. Diese wiederum bieten ihre Einkaufskonditionen auch den Weiterverteilern. Zentrale Aufgabe der Importeure stellt die Abgleichung des relativ starren Einkaufsportfolios mit den volatilen Absatzmärkten dar. Hierfür stehen im traditionellen Ansatz zwei Instrumente zur Verfügung:

#### **> Struktur/Flexibilität aus Lieferverträgen**

Angenommen wurde eine gewisse Vorstrukturierung der Beschaffungsmengen. Da sich der österreichische Import stark auf russische Mengen stützt, sind die Flexibilitäten tendenziell gering. Es wurde unterstellt, dass im Winter die Bezugsmengen aus dem Vertrag um bis zu 10% über dem Jahresdurchschnitt (unterstellte Bandlieferung) liegen können. Entsprechend kann der Bezug im Sommer um bis zu 10% heruntergefahren werden.

<sup>4</sup> Laut Geschäftsbereich 2008/2009 deckte Wien Energie 2008/2009 70% des Stromabsatzes aus Eigenerzeugung ab.  
<http://www.geschaeftsbericht2009.wienenergie.at/geschaeftsbericht-produktion/seite-3.html>





> **Speicherung**

Die über den Verbrauch hinausgehenden Mengen im Sommer werden in Speicher eingespeist und entsprechend im nächsten Winter wieder entnommen. Durch die unterstellte Strukturierung des Vertrags reduzieren sich die zu speichernde Menge und damit auch die durchschnittlichen Beschaffungskosten. Die im Winter entnommenen Mengen aus dem Speicher wurden mit dem durchschnittlichen Einkaufspreis im Sommer bewertet.

**SZENARIO 2: MARKTNÄHERE BESCHAFFUNG**

**Modellierung von Beschaffungsszenarien**

Analog zu Szenario 1 wird ebenfalls eine vorstrukturierte Beschaffung unterstellt. Weiterhin werden die sich entwickelnden Beschaffungsmöglichkeiten an internationalen Handelsmärkten berücksichtigt. Üblicherweise erfolgt der Einstieg in die strukturierte Beschaffung (also die Optimierung der Beschaffung durch mehrere Bausteine) durch das Beimischen einiger Marktmengen. In Szenario 2 wird davon ausgegangen, dass die vertragliche Beschaffung durch ein Jahresband ergänzt wird, das 20% des Jahresbedarfs abdeckt.

**SZENARIO 3: MARKTORIENTIERTE BESCHAFFUNG**

Dieses Szenario basiert ausschließlich auf Day-ahead-Preisen am TTF. Angesichts der derzeitigen Funktionsweise und geringen Liquidität von kurzfristigen Gasmärkten (z. B. in Österreich) stellt es jedoch mehr eine wettbewerbliche Referenz dar und sollte derzeit nicht als realistische Beschaffungsoption bewertet werden, sondern als mögliche Option in der Zukunft, z. B. wenn die Liquidität am Großhandelsmarkt zunimmt.

Anhand dieser Beschaffungsstrategien wurde für ausgewählte Gasanbieter die sich ergebende monatliche Rohmarge als Differenz aus Erlösen abzgl. Beschaffungskosten (je nach Beschaffungsstrategie) und abzgl. Strukturierungskosten (Speicher- und Ausgleichsenergiekosten) errechnet. Die Rohmarge enthält somit auch Vertriebskosten und u. U. auch die Marge der Zwischenhändler. Für die Berechnung der Erlöse wurden die Energiepreise der Unternehmen für die Belieferung eines durchschnittlichen Haushaltskunden (Gas: 15.000 kWh pro Jahr) zugrunde gelegt, abzüglich der allgemeinen Rabatte, die alle Kunden erhalten.

## Weniger beweglich als der Strommarkt: Die Ergebnisse.

Die durchschnittlichen (kalkulatorischen) Rohmargen 2009 liegen (bis auf eine Ausnahme) im positiven Bereich. Die Bandbreite der beobachteten Rohmargen liegt bei Berücksichtigung des Szenarios „traditionelle Beschaffung“ zwischen 0 und 13 Euro/MWh und ist damit absolut deutlich geringer als im Strommarkt. Dies ist einerseits auf die derzeit leider noch eher als unrealistisch einzuschätzende Option kurzfristiger Beschaffung zurückzuführen, andererseits aber auch durch das geringere Preisniveau bei Erdgas zu erklären. Außerdem konsumiert ein Haushalt etwa viermal so viel Erdgas wie Strom, sodass insgesamt eine geringere Marge reicht, um die Vertriebskosten zu decken.

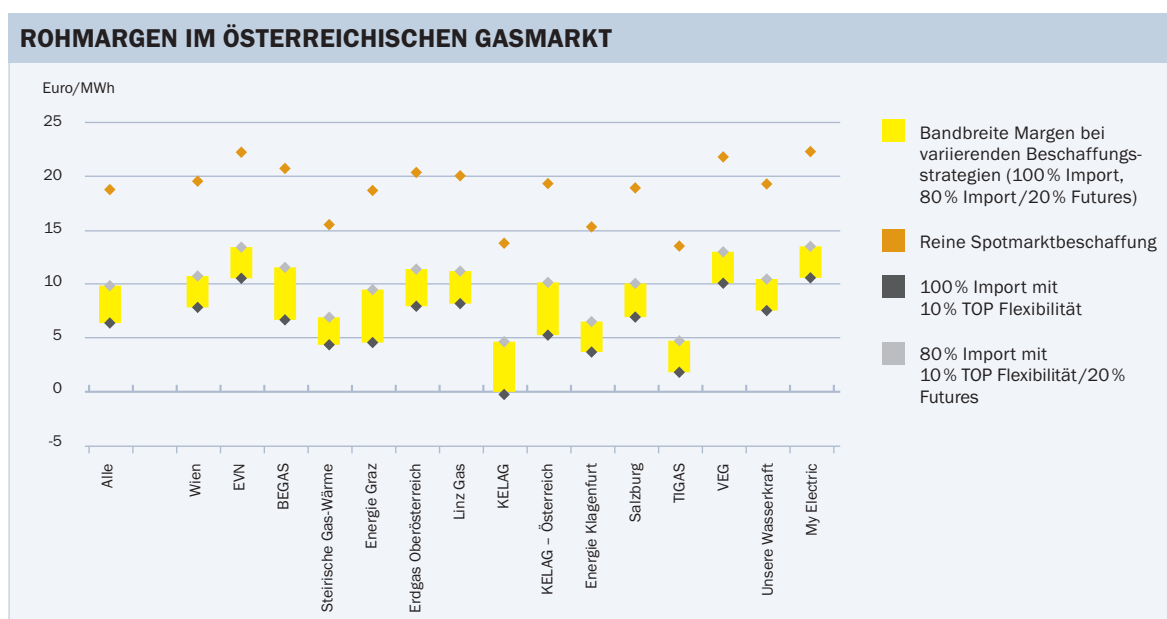
**Geringere  
Bandbreite  
der Rohmargen  
im Gasmarkt als  
im Strommarkt**

Da die Modellierung der Beschaffungsoptionen sich für die Anbieter allein durch die abweichenden saisonalen Nachfrageprofile unterscheidet, resultieren die Niveauunterschiede zwischen den einzelnen Anbietern insbesondere aus den unterschiedlichen Endkundenpreisen. Dabei fällt auf, dass sich die Bandbreiten der Anbieter nur teilweise überlappen. Unter Berücksichtigung der analysierten Beschaffungsszenarien zeigen sich somit Unterschiede in den Rohmargen zwischen den verschiedenen Anbietern, die nicht alleine über abweichende Einkaufsstrategien erklärt werden können.

## In der Kurzfristigkeit liegt die Würze.

Eine konservative Beschaffungsstrategie (ausschließlich langfristige Verträge) führte 2009 nach den Berechnungen zu höheren Rohmargen als eine Strategie, die auch den Einkauf von Futuresprodukten (18 bis 6 Monate im Voraus) einbezog, da der deutliche Preisrückgang auf den Spotmärkten erst seit Ende 2008 zu verzeichnen ist. Mit einer sehr kurzfristigen Beschaffungsstrategie (ausschließlich Spot) konnte 2009 die höchste Rohmarge erzielt werden.

Eine Beschaffungsoptimierung mit kurzfristigerer Beschaffung über die entsprechenden Handelsmärkte (z. B. Month-ahead-Produkte) dürfte 2009 aufgrund der Preisentwicklung an den europäischen Hubs eine steigende Rohmarge zur Folge gehabt haben.



**Abbildung 14:** Rohmargenentwicklung Gas

Quellen: E-Control und Frontier Economics



Unternehmensergebnisse:

# Der Erfolg steht und fällt mit der Beschaffungsstrategie.

## Langfristige Beschaffungsstrategie schmälert über kurz oder lang das Unternehmensergebnis.

**Gesamtumsatz  
der Energieunter-  
nehmen gestiegen**

Die Entwicklung des Gesamtumsatzes der Energieunternehmen<sup>5</sup> seit 2001 zeigt *Abbildung 15*. Der Gesamtumsatz wuchs seit 2001 auf das Zweieinhalbfache. Der Umsatzanstieg ist vorwiegend auf das starke Umsatzwachstum im Strombereich zurückzuführen. Die Gasumsätze hingegen nahmen von 2008 auf 2009 um 3% ab. Von 2001 auf 2009 haben sich die Umsätze im sonstigen Bereich fast versechsfacht. Die Umsätze im Wärmebereich konnten im gleichen Zeitraum um rund 90% erhöht werden, wobei hier von 2008 auf 2009 eine überdurchschnittliche Entwicklung zu beobachten ist.

Das jährliche Umsatzwachstum der österreichischen Strom- und Gasunternehmen liegt zwischen -17% und +19%.

Von 2008 auf 2009 hatte die Energie AG Oberösterreich den größten Umsatzanstieg mit rund 19%. Dem Umsatzanstieg von 19% steht allerdings ein EBIT-Rückgang (Earnings before interest and taxes) von rund 36% gegenüber. Die Gründe für diesen Rückgang liegen einerseits in einem positiven Einmaleffekt im EBIT des Vorjahres in der Höhe von EUR 25,2 Mio. durch den Erwerb der Aktienmehrheit an der OÖ. Ferngas AG und andererseits in den Auswirkungen der Wirtschaftskrise auf das operative Geschäft des Energie AG-Konzerns. Die deutliche Reduktion der Stromnachfrage im Industriekundensegment machte die Vermarktung von Strommengen, die im Rahmen der langfristigen Beschaffungsstrategie für die Kunden kontrahiert wurden, zu ungünstigen Bedingungen auf den Termin- und Spotmärkten notwendig.<sup>6</sup>

## Mit Gas aus langfristigen Verträgen verdünnisieren sich die Gewinne.

Die schlechteste Umsatzentwicklung verzeichnete die Energie Steiermark mit rund -17% iHv 218 Mio. Euro. Diesem Umsatzrückgang steht ein EBIT-Rückgang von 52% iHv 53,5 Mio. Euro gegenüber. Diese Umsatzvermindierungen resultieren im Wesentlichen aus einer preis- und absatzbedingten Reduktion der Erdgaserlöse sowie aus verminderten Stromerlösen. Aufgrund der Unterschiede zwischen den ölpreisgebundenen Gaspreisen der langfristigen Verträge und den Preisen der Spot- und Termingasmärkte auf den neuen Handelsplätzen war das Gas aus den langfristigen Verträgen kaum bzw. nicht vermarktbar.<sup>7</sup>

Die sonstigen Geschäftsbereiche wie Abwasser, Wasserversorgung und Abfallentsorgung sowie die osteuropäischen Märkte wurden für die österreichischen Unternehmen in den letzten Jahren immer wichtiger (*Abbildung 16*). Aber auch auf den für österreichische Unternehmen relevanten osteuropäischen Märkten macht sich die Wirtschaftskrise stark bemerkbar.

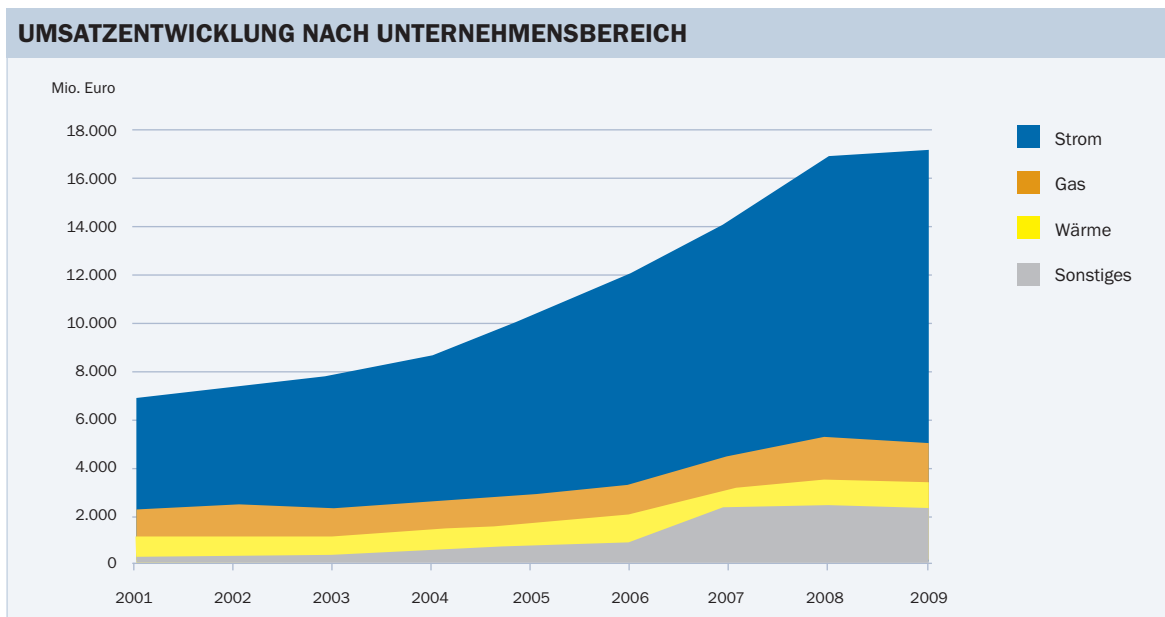
<sup>5</sup> Berücksichtigt wurden nachfolgende Unternehmen: Begas, Bewag, Energie AG OÖ, Energie Graz, Energie Steiermark, EVN, KELAG, Linz AG, Salzburg AG, Tigas, Tiwag, VEG, Verbund, VKW, Wien Energie.

EconGas und die Energie Allianz wurden nicht berücksichtigt, da diese zum Teil in den Konzernbilanzen der beteiligten Unternehmen enthalten sind. Die OÖFG wurde aufgrund der Vollkonsolidierung bei der Energie AG Oberösterreich aus der Darstellung entnommen.

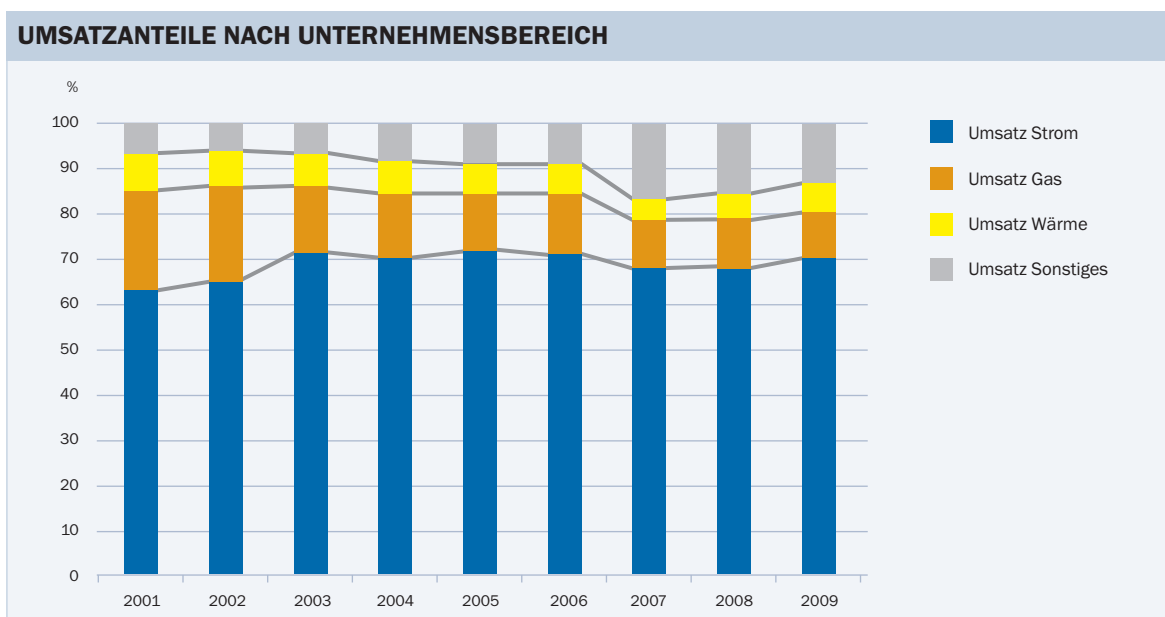
<sup>6</sup> Energie AG Oberösterreich – Geschäftsbericht 2008/09

<sup>7</sup> Energie Steiermark, Lagebericht 2009

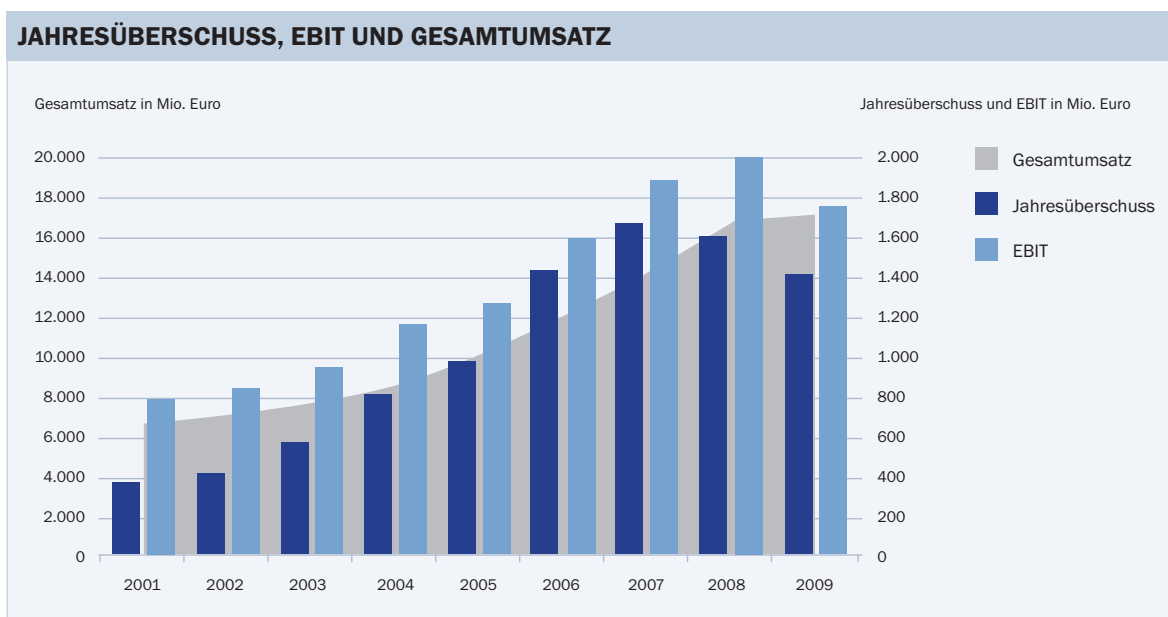
Zwar sind die Umsätze insgesamt gestiegen, aber das EBIT nahm gesamt von 2008 auf 2009 um 12 % ab. Die Reduktion des Jahresüberschusses entspricht dem Rückgang des EBIT. Dies ist auf das Finanzergebnis zurückzuführen, welches sich nach der Talfahrt des Jahres 2008 zu erholen scheint. Für das nächste Jahr ist somit eine Stabilisierung der Entwicklung der österreichischen Unternehmen zu erwarten.



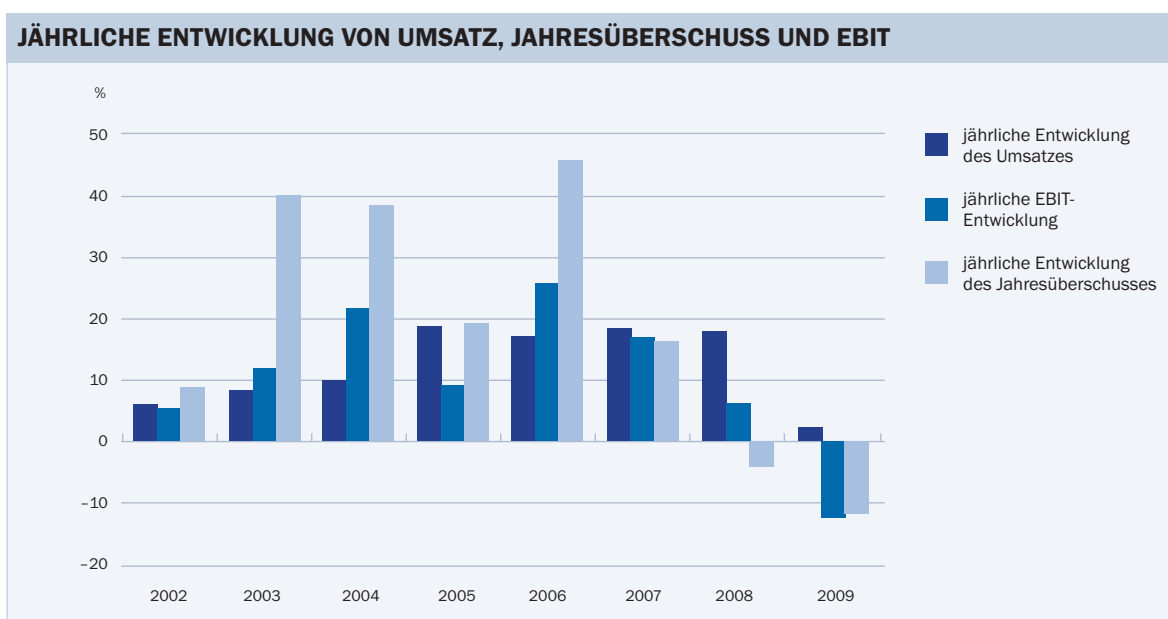
**Abbildung 15:** Umsatzentwicklung nach Unternehmensbereich in Mio. Euro  
Quelle: E-Control



**Abbildung 16:** Umsatzanteile nach Unternehmensbereich (%)  
Quelle: E-Control



**Abbildung 17:** Jahresüberschuss, EBIT und Gesamtumsatz  
Quelle: E-Control

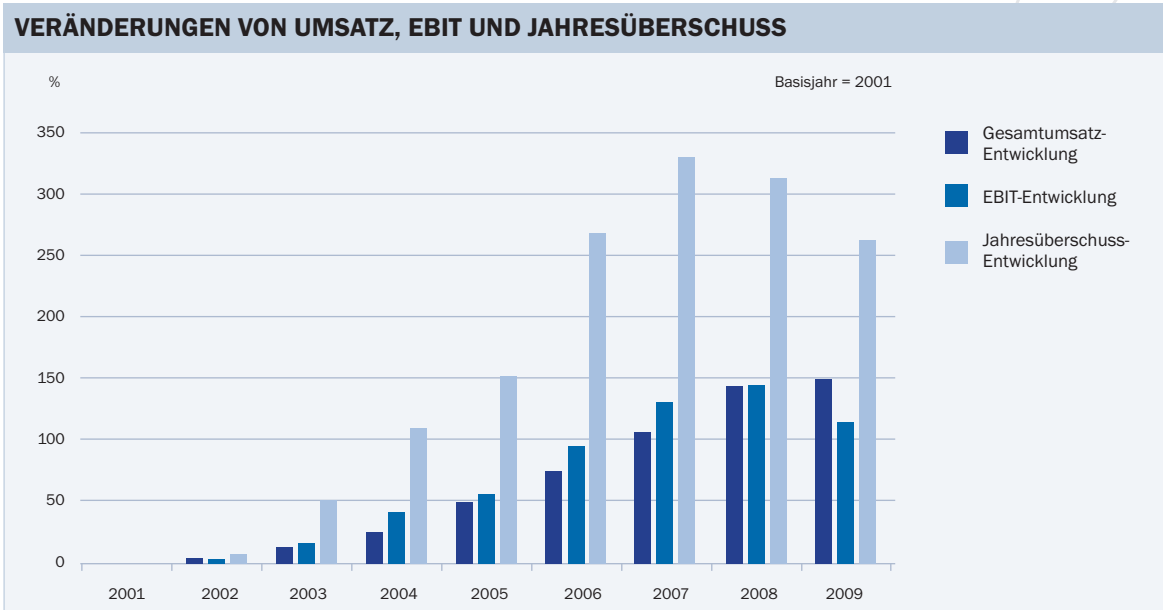


**Abbildung 18:** Jährliche Entwicklung von Umsatz, EBIT und Jahresüberschuss (%)  
Quelle: E-Control

Das EBIT und der Jahresüberschuss nahmen gesamt von 2008 auf 2009 um rund 12% ab. Die Umsatzrentabilität der österreichischen Unternehmen beträgt seit 2003 zum ersten Mal wieder weniger als 9%.

Abbildung 19 zeigt die jährliche Entwicklung von Umsatz, Jahresüberschuss und EBIT. Seit 2002 ist sowohl beim Umsatz als auch beim Jahresüberschuss und EBIT ein stetiges Wachstum zu verzeichnen. Ein ähnliches bzw. leicht verbessertes Ergebnis wird für das Jahr 2010 erwartet.



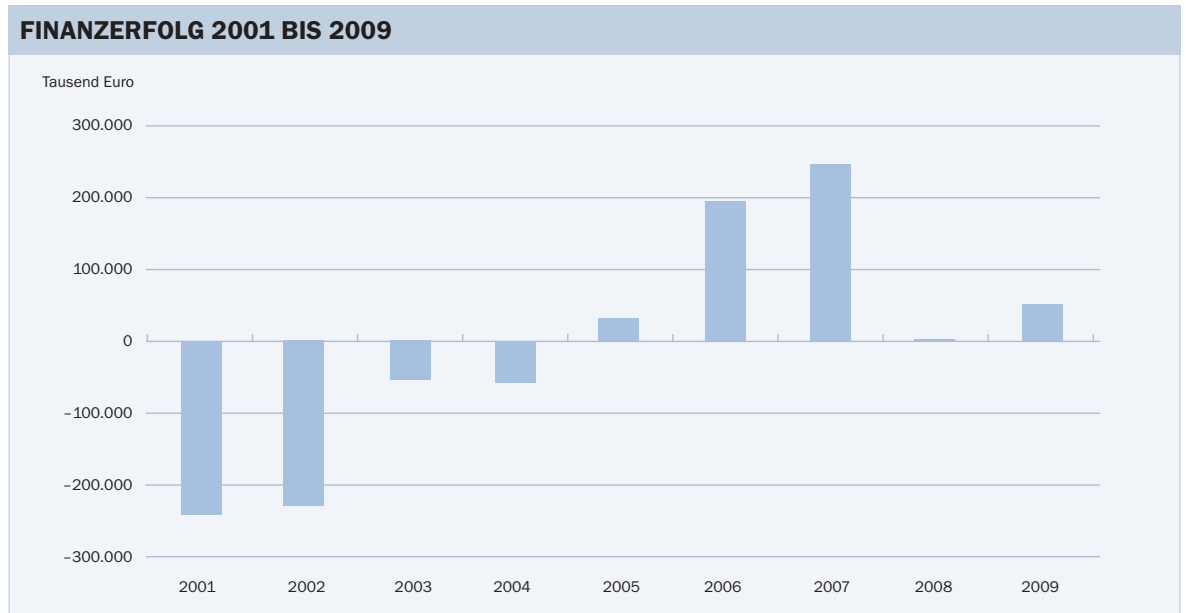


**Abbildung 19:** Veränderung des Umsatzes, des EBIT und des Jahresüberschusses – Basisjahr = 2001 (%)  
 Quelle: E-Control

Nichtsdestotrotz haben die Unternehmen seit 2001 eine überproportionale Entwicklung hinter sich, wie *Abbildung 19* zeigt.

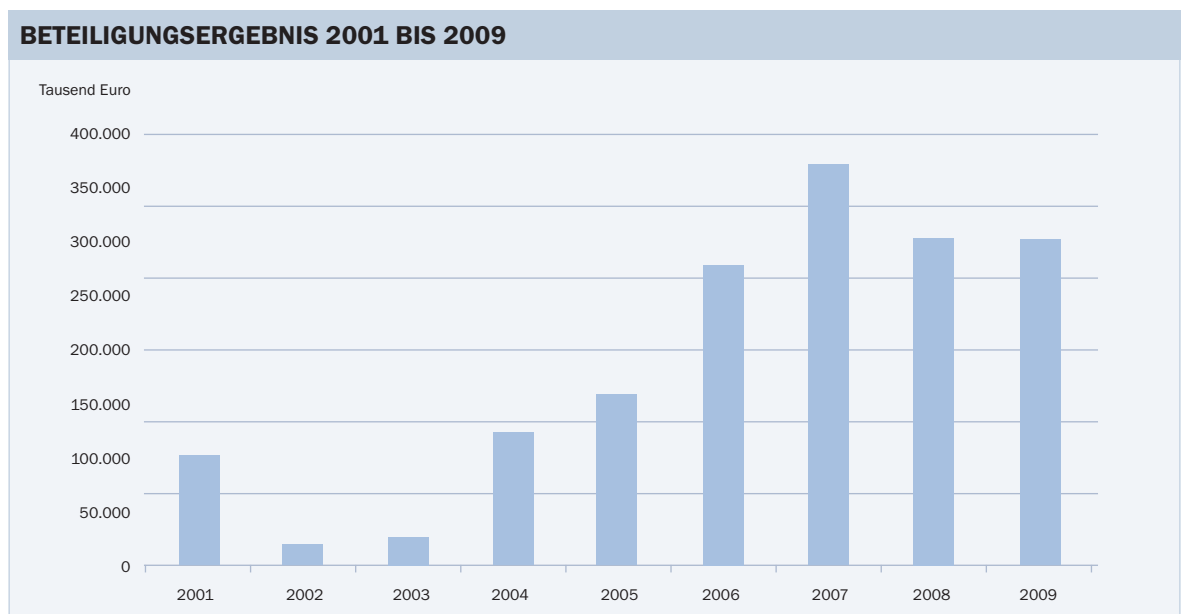


Die Finanzkrise spiegelt sich auch im Finanzerfolg (*Abbildung 20*) der Unternehmen wider, welcher im Jahr 2008 gegen Null tendierte und sich 2009 nur langsam erholte.



**Abbildung 20:** Finanzerfolg 2001 bis 2009 in Tausend Euro  
Quelle: E-Control

Beim Beteiligungsergebnis (*Abbildung 21*) ist im Jahr 2009 ein mäßiger Rückgang zu verzeichnen. Dies ist vor allem auf die gesamtkonjunkturelle Entwicklung Österreichs und der südosteuropäischen Länder zurückzuführen.



**Abbildung 21:** Beteiligungsergebnis 2001 bis 2009 in Tausend Euro  
Quelle: E-Control



Das Wort, das 2009 besonders groß geschrieben wurde:

# „Veränderung“.

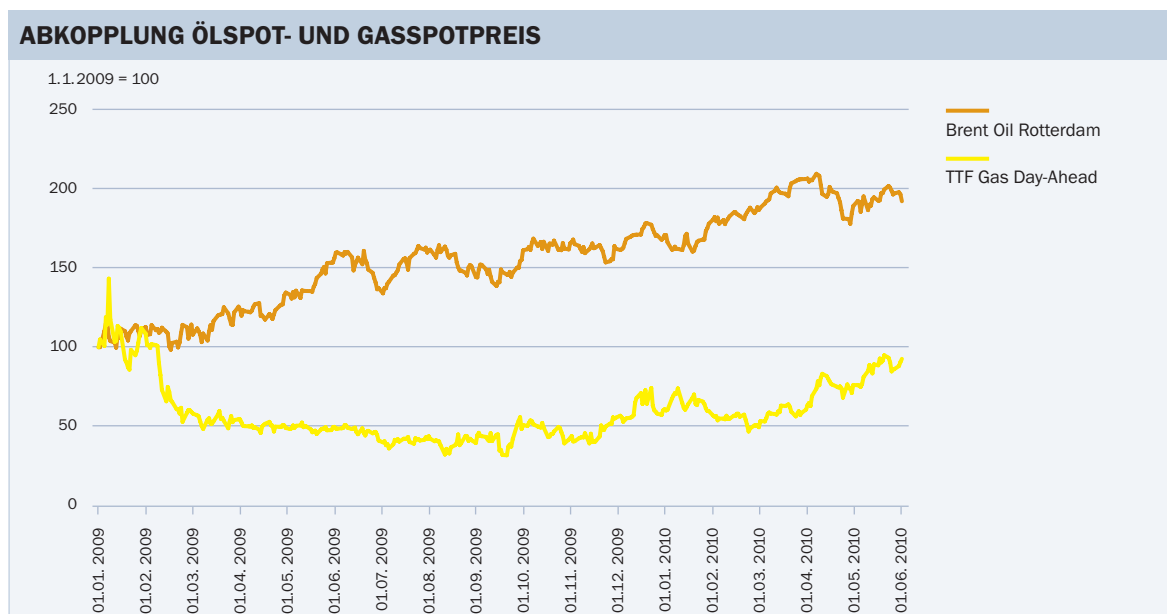
## Veränderungen an den Gasgroßhandelsmärkten: Der Gasverbrauch sinkt, der Druck steigt.

In den letzten Jahren haben sich einige Gasspotmärkte in Europa organisiert, die zum Teil schon liquiden Handel aufweisen. Neben dem britischen National Balancing Point (NBP), an dem seit 1995 gehandelt wird, sind noch der niederländische TTF und der deutsche NCG von wachsender Bedeutung. Auf diesem (virtuellen) Markt wird Erdgas sowohl als Spot- als auch als Termingeschäft an der Börse oder Over the Counter (OTC) gehandelt.

Die kontinentaleuropäischen Gasgroßhandelsmärkte unterliegen einem starken Wandel: Ausgelöst durch den Rückgang des Gasverbrauchs in Europa und die steigende inländische Gasproduktion von „shale gas“ (Schiefergas) in den USA, die dort einen Rückgang der Importe zur Folge hatte, ist es – durch die Verbindung über den LNG-Handel – auch an den europäischen Hubs und hier vor allem am NBP zu einem Überangebot an Gas gekommen. Dies hat Druck auf das Preisniveau ausgeübt, zu einem Preisverfall geführt und folgende Entwicklungen forciert:

Überangebot  
von Gas in Europa

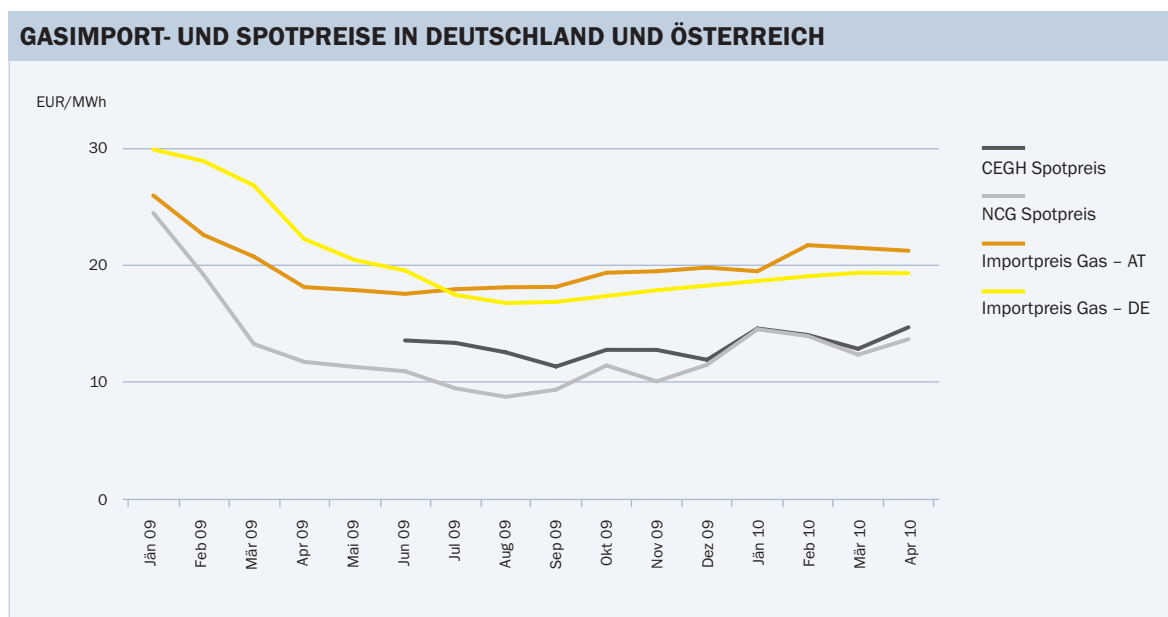
- > die Abkopplung der Preisentwicklung an den Gasspotmärkten von der Ölpreisentwicklung
- > deutlich geringeres Preisniveau im Spothandel als für die Gasmengen aus den langfristigen Verträgen
- > infolgedessen teilweise Änderung der Preisindexierung sowie der Abnahmeflexibilitäten in langfristigen Verträgen



**Abbildung 22:** Abkopplung Ölspot- und Gasspotpreis

Quelle: Energiate

Abbildung 22 zeigt die Entwicklung des Spotpreises für Brent Oil und des OTC Day-ahead-Preises für am TTF gehandelten Gases. Der TTF soll hierbei als Referenzhub dienen, da er der liquideste kontinental-europäische Hub ist. Deutlich wird die unterschiedliche Entwicklung der Preise von Jänner 2009 bis Oktober 2009: Während der Ölpreis einen ansteigenden Trend aufweist, geht der Gaspreis bis Anfang Oktober 2009 deutlich zurück, danach ist wieder ein ähnlicher Trend zu beobachten.



**Abbildung 23:** Gasimport- und Spotpreise in Deutschland und Österreich  
 Quellen: Energate, Statistik Austria, CEGH

**Spotpreise  
 geringer als  
 Importpreise**

Diese Entwicklung zeigt sich auch beim Vergleich der Importpreise, die zu einem Großteil die Entwicklung der Preise in den langfristigen Verträgen widerspiegeln, und der Spotpreise (Abbildung 23). Seit Jänner 2009 liegen die Importpreise (für Deutschland und Österreich) deutlich über den Spotpreisen. Auch wenn diese seit Oktober 2009 wieder eine ansteigende Tendenz aufweisen, ist der Preisvorteil nach wie vor deutlich.

**Mit langfristigen Verträgen zieht man den Kürzeren.**

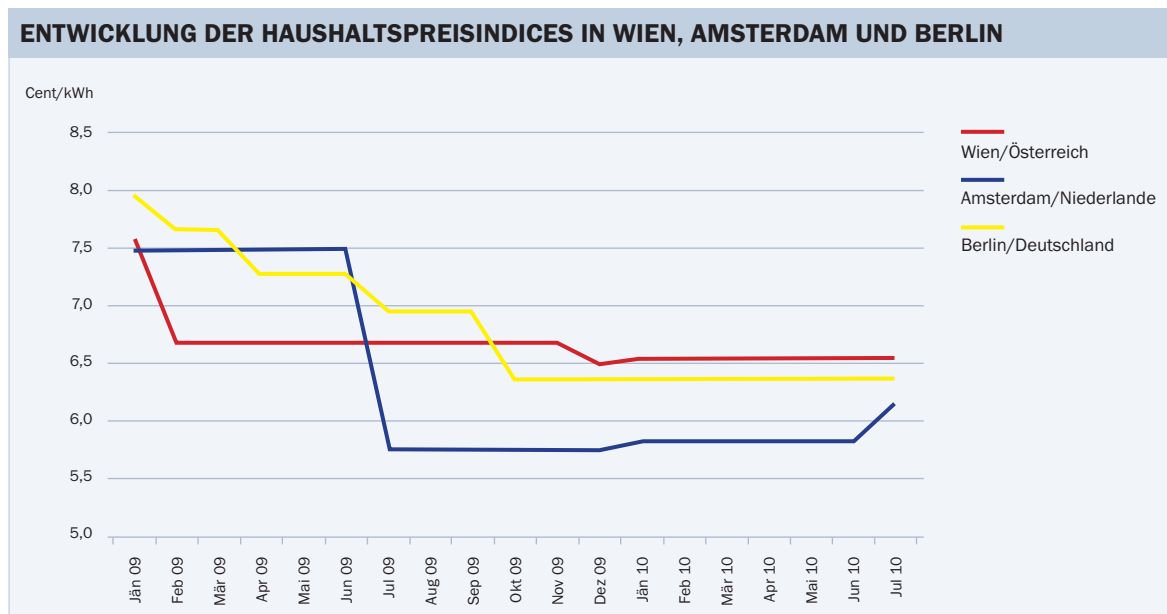
Diese günstigeren Gaspreise an den kurzfristigen Handelsmärkten können von den Großhändlern, die langfristige Verträge haben, nur begrenzt zur Optimierung des Beschaffungsportfolios eingesetzt werden. In den langfristigen Verträgen zwischen Produzenten und Gasgroßhändlern sind sogenannte Take-or-Pay-Klauseln enthalten, die vorsehen, dass eine Mindestmenge bezahlt werden muss – auch wenn sie der Großhändler physikalisch nicht abnimmt. Für die etablierten Gasgroßhändler, die ihr Gasgeschäft auf der Basis langfristiger Verträge seit den 60er Jahren aufgebaut haben, bedeutete dies, dass sie aufgrund des deutlichen Absatzrückgangs teilweise Verluste in Kauf nehmen mussten. Auch österreichische Gasgroßhändler sind von dieser Situation betroffen.

Im Februar 2010 haben sich Gazprom und E.ON Ruhrgas daher darauf verständigt, einen Teil der Lieferungen von der Ölpreisbindung abzukoppeln und an die Preisentwicklung der kurzfristigen Gashandelsmärkte anzulehnen.<sup>8</sup> Unklar ist, ob diese Preisänderung in separaten Verträgen angeboten wird oder ob sie eine Änderung der bestehenden Langfristverträge bedeutet.<sup>9</sup> Diese Flexibilisierung der langfristigen Verträge ist ein Signal für die Gaswirtschaft, vor allem, da diese von Gazprom und E.ON Ruhrgas als etablierte Gashändler und Marktführer eingeführt wird.

Auch Eongas als größter österreichischer Gashändler hat mit Gazprom über günstigere Beschaffungskonditionen verhandelt und diese erhalten; nach Angaben der OMV werden diese günstigeren Konditionen im 2. Halbjahr 2010 auf die Preise in den langfristigen Verträgen Auswirkungen haben.<sup>10</sup>

## Veränderungen am Gasgroßhandelsmarkt: Der Endkunde ist leider nicht der König.

Österreichische Gaskunden waren 2009 mit Preissenkungen in sehr unterschiedlichem Ausmaß konfrontiert. Dabei haben Industriekunden eine deutlich höhere Preisreduktion erhalten als Kleinkunden. Indikatoren wie Wechselquoten und Marktzutritte neuer Anbieter weisen zudem daraufhin, dass die Wettbewerbsintensität im Industriekundenmarkt zugenommen hat.



**Abbildung 24:** Entwicklung der Haushaltspreisindices in Wien, Amsterdam und Berlin, Berechnung mit den Basiswerten der HEPI-Berechnung

Quelle: E-Control

<sup>8</sup> Vgl. Energiate vom 26.2.2010, energate-Hintergrund: Gazprom lockert Ölpreisbindung

<sup>9</sup> Vgl. ESGM, 26.2.2010, Gazprom talks on make-up of long-term contracts continue, S. 10

<sup>10</sup> Vgl. Kurier vom 5.8.2010: „Bei der OMV sprudeln die Gewinne“



Haushaltskunden und andere Kleinkunden dagegen profitieren nach wie vor nur eingeschränkt von den Veränderungen auf dem Großhandelsmarkt. Ein Vergleich der Entwicklung der Haushaltspreise in Österreich (Wien), Deutschland (Berlin) und den Niederlanden (Amsterdam, *Abbildung 24*) gibt einen Anhaltspunkt dafür, dass die Haushaltskunden, die über einen liquiden Gasgroßhandelsmarkt versorgt werden können, stärker von dem Preisverfall auf diesen Märkten profitieren können. Die Haushaltskunden in Berlin und Amsterdam kamen 2009 in den Genuss deutlicher Preissenkungen, während Haushaltskunden in Wien nach den drastischen Erhöhungen im Jahr 2008 nur von sehr mageren Preissenkungen profitierten.

### Vorne ist, wer beweglich bleibt: Spotmärkte stärken die Marge.

Auch die Analyse der Margen der österreichischen Gasunternehmen hat gezeigt, dass kurzfristige Beschaffungsmöglichkeiten über Spotmärkte einen positiven Einfluss auf die Handelsspannen haben könnten – und damit auch auf die Möglichkeit, Preissenkungen durchzuführen.

Erhöhung der  
Liquidität durch  
Aufhebung der  
Trennung zwischen  
Transit und  
Inlandstransport

#### **ÖSTERREICH MIT BLICK AUF NEUE BESCHAFFUNGSMÄRKTE.**

Österreich hat aufgrund der geographischen Lage weniger günstige Beschaffungsbedingungen als z.B. Deutschland und die Niederlande, um die Beschaffung zu diversifizieren. Neue Transportwege wie Nabucco, der Abbau von Kapazitätsengpässen und die stärkere Vernetzung des europäischen Transportsystems ermöglichen den Zugang zu neuen Beschaffungsmärkten, die für eine Belebung des Wettbewerbs notwendig sind. Auf der anderen Seite bestehen in Westeuropa bereits liquide Handelsplätze, deren stärkere Nutzung auch für die Belieferung österreichischer Endkunden möglich wäre. Dies ist dann möglich, wenn bestehende vertragliche Engpässe durch effektive Engpassmanagementverfahren ersetzt und physische Engpässe durch den Netzausbau beseitigt werden.

Wesentlich ist aber auch, den Handelsplatz in Österreich zu stärken. Die Entwicklungen in anderen Ländern wie Deutschland und den Niederlanden hat gezeigt, dass die Liquidität an den Handelsplätzen erhöht wird, wenn alle Gasquellen und -transaktionen zusammengefasst werden: Transit- und Inlandsgas sowie Ausgleichsenergie. Die Trennung zwischen Transit und Inlandstransport schränkt die Handelsmöglichkeiten deutlich und unnötigerweise ein.

### Die Großhandelspreise sinken. Und die Stromkunden zahlen drauf.

Anders als im Gasbereich ist Österreich in Sachen Strom im Großhandel mit anderen Ländern (vor allem Deutschland, aber auch Frankreich, Tschechien und Benelux) weitgehend integriert. Ende 2008 und 2009 haben mehrere Stromlieferanten die Endkundenpreise zum Teil drastisch angehoben, mit dem Argument gestiegener Beschaffungskosten. Im österreichischen Durchschnitt ergab sich dadurch eine Preiserhöhung im Jahr 2009 gegenüber ca. 10% im Jahr 2008. Die seit Mitte 2008 gesunkenen Großhandelspreise sollten 2010 oder spätestens 2011 – je nach Beschaffungsstrategie – aufgrund gesunkener Beschaffungskosten Preisreduktionen ermöglichen. Dies legen auch die monatlich steigenden Rohmargenzahlen nahe. Die Wettbewerbsintensität wird sich an der Weitergabe der Senkungsmöglichkeiten bemessen lassen.



Intelligente Umsetzung als Chance für mehr Wettbewerb:

# Alle guten Dinge sind im 3. Paket.

Es ist wesentlich, alle Hemmnisse für die Entwicklung des Gashandels, vor allem im Bereich der Organisation des Netzzugangs, zu beseitigen. Ein wesentlicher Punkt ist dabei die Schaffung eines „echten“ Entry-Exit-Systems für den Gastransport.

## Eine Veränderung, von der alle profitieren: Das Entry-Exit-System.

Ein besonderes Merkmal von Entry-Exit-Systemen besteht darin, dass die Ein- und Ausspeisung von Gas unabhängig voneinander erfolgt. Anders als im Punkt-zu-Punkt-Modell ist es keineswegs zwingend, dass die Einspeisung ins System an die Ausspeisung an einem bestimmten Punkt gekoppelt ist. Daraus ergibt sich, dass das Gas im System gehandelt werden kann. Diese Handelsmöglichkeit bedarf also keines regulatorischen Eingriffs, sondern ergibt sich automatisch aus jedem Entry-Exit-System.

Nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung kann das Gas an jeden beliebigen Netzbenutzer, der in einer Bilanzgruppe organisiert ist, verkauft werden. Dieser Ablauf ist vollkommen analog zum Strombereich. Im Gasbereich hat sich dafür die Bezeichnung „Virtueller Handelspunkt“ eingebürgert, weil es historisch üblich war, einen Lieferort in die Verträge zu schreiben (meist einen Grenzübergangspunkt, also „Flansch“, z. B. Baumgarten). Die Verlagerung des Lieferortes auf den virtuellen Handelspunkt ist für den Wettbewerb von zentraler Bedeutung, die bisherige Marktmacht der Unternehmen lässt sich an einem virtuellen Handelspunkt nicht uneingeschränkt aufrechterhalten.

**Handel wird erleichtert**

## Echte Verbesserungen der Handelsmöglichkeiten sind möglich: mit dem Entry-Exit-Modell.

Der große Vorteil eines Entry-Exit-Systems ist, dass der virtuelle Handelspunkt im Marktgebiet liegt und es keiner Kapazitätsbuchung bedarf, um Kunden im Marktgebiet zu versorgen. Daraus ergibt sich, dass Stadtwerke und Zwischenhändler im Marktgebiet am Großhandelsmarkt aktiv werden können. Zudem können sich neue Geschäftsmodelle entwickeln, die nur bei einem virtuellen Handelspunkt möglich sind, wie z. B.

- > Zwischenhändler kaufen das Gas in großen Mengen mit geringer Flexibilität ein und verkaufen es an kleinere Händler mit größerer Flexibilität weiter.
- > Betreiber von abgeschriebenen Gaskraftwerken kaufen Gas extrem kurzfristig und optimieren zwischen den aktuellen Gaspreisen und den Stromregelenergie-Erlösen.

## Das Entry-Exit-Modell verleiht der Energie mehr Schwung.

Die Etablierung eines virtuellen Handelspunkts ist für den Wettbewerb von zentraler Bedeutung. Das bestehende Marktmodell im Bereich Erdgas sollte daher entsprechend der Umsetzung des 3. Binnenmarktpakets weiterentwickelt werden. Dabei gilt es, die Vorgaben des EU-Rechts einzuhalten, gleichzeitig jedoch die bewährten Elemente des bestehenden Systems (etwa das Bilanzgruppenmodell sowie das Rucksackprinzip) zu bewahren.

## Ein verbesserter Speicherzugang öffnet dem Wettbewerb Tür und Tor.

Gasanbieter können nur dann Endkunden beliefern, wenn sie die Möglichkeit erhalten, Großhandlungsmengen zwischenzulagern und „bedarfsgerecht“ oder flexibel anzubieten. Speicher spielen dabei eine wesentliche Rolle. Mit dem Speichervolumen von mehr als 4 Mrd. m<sup>3</sup> können ca. 50% des gesamten Erdgasverbrauchs in Österreich zwischengelagert werden. Der österreichische „Flexibilitätsmarkt“ basiert im Wesentlichen auf dem Angebot der Speicheranlagen/Speicherunternehmen. Ein effektiver Zugang zu diesen Depots durch Dritte ist daher von entscheidender Bedeutung.

Die Speicherkapazitäten sind hauptsächlich von einigen wenigen großen Unternehmen langfristig gebucht. Die wirtschaftlichen Substitutionsmöglichkeiten zwischen den Speicherprodukten der einzelnen Speicherunternehmen sind nur eingeschränkt gegeben. Unterschiedliche Transportkosten bei der Nutzung der Speicher sowie technische Regeln bei der Nutzung von Speichern in unterschiedlichen Regelzonen oder Marktgebieten schränken die Substitutionsmöglichkeiten weiter ein. Bei den Speicherprodukten gibt es daher nur einen geringen Wettbewerb.

### **FÜR NEUKUNDEN IST SPEICHERKAPAZITÄT EIN KNAPPES GUT.**

Die Preise, die von den österreichischen Speicherbetreibern angeboten werden, sind im Vergleich zu ähnlichen Angeboten in Europa meist angemessen. Dies kommt aber vor allem den etablierten Gasunternehmen zugute, die durch langfristige Verträge, die auch zum Teil vor der Liberalisierung ihre Grundlage haben, die Speicherkapazitäten gebucht haben. Für Neukunden stehen hingegen nur geringe Kapazitäten zur Verfügung.

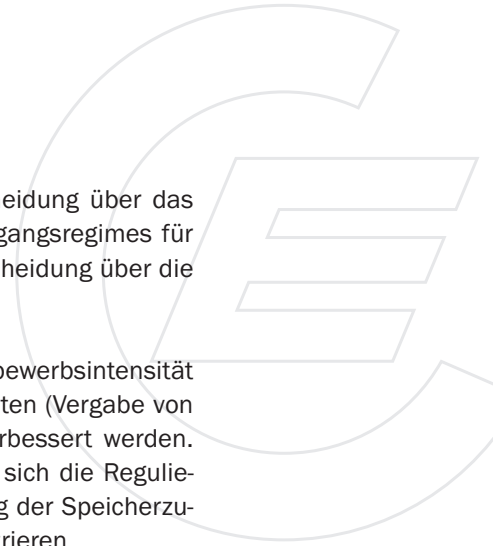
**Ungenutzte  
Speicherkapazität  
wieder verfügbar  
machen**

Obwohl die Speicherkapazitäten in Österreich langfristig ausgebucht und die Nutzungsdaten auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau sind und auf freie Kapazitäten hinweisen, fehlen im Bereich des Engpassmanagements angemessene und transparente Verfahren, anhand derer vertraglich ungenutzte Speicherkapazitäten interessierten Dritten zur Verfügung gestellt werden könnten.

### **Richtige Wahl ist entscheidend.**

Eine Richtlinie der Europäischen Kommission<sup>11</sup> sieht nach wie vor die Wahlmöglichkeit für die Mitgliedstaaten zwischen verhandeltem und reguliertem Zugang vor. Mitgliedstaaten/Regulierungsbehörden sollen jedoch auf der Grundlage von Kriterien beurteilen, ob das Zugangsregime für Dritte (TPA) reguliert oder verhandelt werden sollte und ob der Zugang zu neuen Speichern technisch bzw. wirtschaftlich erforderlich ist.

<sup>11</sup> Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG



Die Richtlinie schreibt den Mitgliedstaaten/Regulierungsbehörden eine neue Entscheidung über das Zugangsregime nicht direkt vor, verlangt aber eine regelmäßige Überprüfung des Zugangsregimes für Dritte und eine verbesserte Transparenz in Bezug auf die Art und Weise, wie die Entscheidung über die Auswahl des jeweiligen Zugangsregimes getroffen wird.

Nach Ansicht der E-Control deuten die Wettbewerbsindikatoren auf eine geringe Wettbewerbsintensität im österreichischen Speichermarkt. Daher sollte der Zugang zu den Speicherkapazitäten (Vergabe von Speicherkapazitäten und Engpassmanagement) durch klare, verbindliche Regeln verbessert werden. Dank des zum Großteil wettbewerbsfähigen Preisniveaus für Speicherprodukte kann sich die Regulierung aufgrund des mangelhaften Zugangs zu Speicherkapazitäten auf die Regulierung der Speicherzugangs- und -allokationsregeln und Mechanismen für das Engpassmanagement konzentrieren.

Durch die Einführung eines Entry-Exit-Modells, das den Zugang zu den Speichern im „Marktgebiet“ mit gleichen Transportkosten bepreist, kann die Wettbewerbsfähigkeit der Speicher verbessert werden.

## Ein bisschen integriert ist gut, richtig integriert ist besser.

Eines der wichtigsten Ziele ist die Integration Österreichs in den europäischen Strommarkt. Dies ist zumindest mit Deutschland aufgrund der fehlenden Transportnetzengpässe weitgehend der Fall. Grenzüberschreitende Lieferungen sind dadurch ohne relevante Hindernisse möglich. Die Erleichterung der Lieferungen nach und aus anderen Ländern bleibt aber weiter auf der To-do-Liste. Eine effizientere Nutzung der vorhandenen Transportkapazitäten und der weitere Ausbau dieser sollte durch das dritte Richtlinienpaket erleichtert werden.

Bisher war allerdings selbst Österreich in drei Regelzonen geteilt, was zu einer Marktverkleinerung und Wettbewerbsbehinderung führte. Mit dem künftigen Betrieb der österreichischen Regelzonen durch Verbund APG, eine der indirekten Konsequenzen des dritten Pakets, ist nun eine weitere Integration des österreichischen Großhandels- und Ausgleichsenergiemarktes verbunden. Dadurch können Lieferanten ohne administrative und finanzielle Belastungen Energie frei in Österreich liefern, Händler können in einem Schritt Energie für ganz Österreich beschaffen und der Markt für Ausgleichsenergie wird liquider werden.

Verbesserungen  
durch Markterweiterung möglich

## Wettbewerbsausrichtung und innovative Produktpolitik haben die Nase vorn: mit Smart Meter.

Smart Meter sind neue, elektronische Messgeräte, die die bisherigen mechanischen Zähler ersetzen sollen. Die Zähler werden künftig nicht mehr manuell abgelesen, stattdessen werden die Messwerte direkt zum Netzbetreiber übertragen. Das gesamte System von Smart Meter und elektronischer Datenübertragung wird als Smart Metering verstanden.

Die Installation von Smart Meter bietet innovative Möglichkeiten, um den Energieverbrauch von Haushalten und Betrieben transparenter, verständlicher und für den Kunden leichter kontrollierbar zu machen. Dabei wird deutlich gemacht, welche Vorteile die neuen Zähl- und Messwesenlösungen im Sinne von Energieeinsparung, Energieeffizienz, vereinfachten Prozessen und damit auch geringe Kosten für die Konsumenten, Netzbetreiber und Energielieferanten bringen.



### **EINE VERBESSERTE INFRASTRUKTUR, VON DER JEDES HAUS PROFITIEREN KANN.**

Diese spezifische Kommunikationsinfrastruktur, die von den Zählgeräten genutzt wird, bietet aber auch potenziell weitere Geschäftsfelder für Dienstleistungen an Haushalte, die etwa im Bereich der Hausautomatisierung liegen. Es handelt sich daher um eine Infrastruktur, die künftig neuen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei und möglichst einfach zur Verfügung gestellt werden muss.

Der rechtliche Rahmen bei der Einführung von Smart Metering für Strom und Gas wird von dem 3. Energiebinnenmarktpaket (RL/2009/72/EG für Strom, bzw. RL/2009/73/EG für Gas) und der Energieeffizienzrichtlinie (RL/2006/32/EG) gebildet.

Um aus Smart Metering eine transparente, barrierefreie und wettbewerbsfördernde Lösung zu machen, die allen Kunden und Marktteilnehmern den gleichen Nutzen bringt, ist es von größter Bedeutung, Funktionen und Anforderungen an derartige Systeme österreichweit zu vereinheitlichen und im Regulierungsrahmen entsprechende Grundlagen zu schaffen.

### **Der Wettbewerb zählt. Spätestens ab 2020.**

Die EU schreibt eine weitgehende Einführung dieser Zähler bis 2020 vor. Dafür ist Folgendes zu beachten:

- > Als Basis für die (nahezu) flächendeckende Einführung sowohl im Strom- als auch im Gasbereich soll eine gemeinsame Plattform für die Kundendatenkommunikation und -information (Zugang zu eigenen Kundendaten) nach einheitlichen Standards dienen.
- > Eine vielseitige Verwertung der erhobenen Daten soll unter strikter Berücksichtigung datenschutzrechtlicher Bestimmungen ermöglicht werden.
- > Vorteile für den Kunden entstehen aber erst durch eine kundenfreundliche und gesamthafte Interpretation der Energieverbrauchsdaten. Insbesondere muss es für den Kunden auch möglich sein, den Gesamtenergieverbrauch im Zeitvergleich und die möglichen Kosteneinsparungen darzustellen.
- > Eine einheitliche Sichtweise und Integration über Strom und Gas hinaus für andere Energieträger (Öl, Pellets) und Umfeldfaktoren (z. B. Raumwärme, Temperatur usw.) ist notwendig.
- > Durchführung von Branchenuntersuchungen
- > Einholung von Ad-hoc-Auskünften

### **Das gemeinsame Ziel: Den Wettbewerb richtig in Fahrt bringen.**

#### **Chancen nutzen – 3. Paket effizient umsetzen**

Europaweit sollen die Energieregulierungsbehörden verstärkt Kompetenzen im Bereich der Wettbewerbsaufsicht erhalten. Damit sind nun die Behörden für den gesamten Sektor zuständig und nicht wie bisher weitgehend beschränkt auf die Netzwirtschaft. Die E-Control sollte dadurch künftig Maßnahmen ergreifen können, die den Wettbewerb spürbar ankurbeln und die Umsetzung dieser Maßnahmen auch tatsächlich erzwingen können.

Im Großhandel ist vor allem ein europäisch koordiniertes System der Handelsaufsicht notwendig, um die mehr und mehr grenzüberschreitenden Transaktionen auf allfällige Manipulationen hin untersuchen zu können.

Für den Endkundenmarkt liegt die Aufsichtsaufgabe eher in der Preis- und Vertragsbeobachtung, um missbräuchliches Verhalten ausschließen zu können. Es zeigt sich aber, dass den Regulierungsbehörden wesentliche Daten für die Wettbewerbsanalyse entweder nicht zur Verfügung stehen oder dass diese nicht verwendet werden dürfen.

---

## Impressum

**Eigentümer, Herausgeber und Verleger:** Energie-Control GmbH, 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, Geschäftsführer Energie-Control GmbH

**Konzeption & Design:** FABIAN Design und Werbe GmbH

**Text:** E-Control GmbH

**Bildbearbeitung & Litho:** Rotfilter GmbH

**Druck:** Stiepan Druck GmbH

© Energie-Control GmbH 2010

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.

---