



MARKTBERICHT 2010
NATIONALER BERICHT AN DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION

E-CONTROL

Profitieren.
Wo immer Veränderungen
Chancen bringen.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

Inhaltsverzeichnis

Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2009	4
STROM- UND GASMARKT IN ZAHLEN	4
MASSGEBLICHE MARKTENTWICKLUNGEN 2009	6

Regulierung und Erfolge auf dem Strommarkt	11
REGULIERUNGSRAHMEN FÜR DEN ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT	11
> Stromübertragung – Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen	11
> Übertragung und Verteilung	15
> Ausgleichsenergiemarkt	17
> Effektive Entflechtung im Strombereich	19
ENTWICKLUNG DES WETTBEWERBS AUF DEM ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT	22
> Aufbringung und Verwendung von Elektrizität	22
> Großhandelsmarkt	26
> Wettbewerb im Endkundenmarkt	30
> Einschätzung der Margen der österreichischen Stromunternehmen	45
> Beschaffungsstrategien als Erfolgsfaktor – Unternehmensergebnisse	47
> Zusammenfassung Entwicklung auf dem Strommarkt	52
> Wettbewerbsunterstützende Maßnahmen	53

Regulierung und Erfolge auf dem Gasmarkt	55
REGULIERUNGSRAHMEN FÜR DEN ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT	55
> Regulierung der Transit-Fernleitungen	55
> Inlandtransportnetz	60
> Gasspeicherung	61
> Ausgleichsenergie	70
> Effektive Entflechtung im Gasbereich	74
ENTWICKLUNG DES WETTBEWERBS AUF DEM ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT	76
> Aufbringung und Verwendung	76
> Großhandelsmarkt	78
> Belieferung von Weiterverteilern	95
> Wettbewerb im Endkundenmarkt	95
> Einschätzung der Margen der österreichischen Gasunternehmen	107
> Zusammenfassung Entwicklung im Gasmarkt	109
> Wettbewerbsunterstützende Maßnahmen	110
Versorgungssicherheit Strom	114
Versorgungssicherheit Gas	120
Public Service	129
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	132
TABELLENVERZEICHNIS	134



Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2009

Strom- und Gasmarkt in Zahlen

Gas hatte 2008 einen Anteil von 22,1% am gesamten österreichischen Bruttoinlandsverbrauch von Energie und war damit der drittichtigste Energieträger¹. Der Anteil am energetischen Endverbrauch betrug bei elektrischer Energie 19,4% (zweitgrößter Anteil nach Erdöl) und bei Gas 17,3% (drittgrößter Anteil).

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 ca. 4,1 Mio. Zählpunkte von Haushaltskunden, 1,6 Mio. von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 33.000 von lastganggemessenen Endkunden (Industriekunden). Am Stromverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 24%, sonstige Kleinkunden von 19%. Die verbrauchsstärkste Kundengruppe ist die Industrie mit 57%.

Tabelle 1 zeigt die Bilanz der Stromwirtschaft für 2009 und die Veränderung gegenüber 2008. Die Bruttostromerzeugung ist um 2,3% angestiegen, während 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

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 von Haushaltskunden, 70.000 von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 4.000 von lastganggemessenen Endkunden (Industriekunden). Am Gasverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 21%, sonstige Kleinkunden von 6%. Die verbrauchsstärkste Kundengruppe ist die Industrie und Stromerzeuger mit 73%.

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

¹ Statistik Austria, www.statistik.at

Bruttoinlandsverbrauch = Inländische Erzeugung von Rohenergie + Importe - Exporte + Lagerbestand

Energetischer Endverbrauch = Bruttoinlandsverbrauch - Umwandlungseinsatz + Umwandlungsausstoß - Verbrauch des Sektors Energie - Nichtenergetischer Verbrauch

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 wurde mit 9,1% deutlich erhöht, vor allem im ersten Halbjahr 2009.

BILANZ DER GASWIRTSCHAFT FÜR 2009			
	Mio. m ³ (2009)	GWh (2009)	Veränderung zu 2008
Importe	37.946	422.722	-3,0%
Produktion	1.667	18.569	+9,1%
Speicharentnahme	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

Preisentwicklung 2009

Nach einem Anstieg der Inflationsrate im Jahr 2008 (im Vergleich zu den Vorjahresmonaten) ging diese im Jahr 2009 deutlich zurück. Im Juni 2010 betrug sie 2,0%, 2009 im Durchschnitt 0,5%.

Die Veränderungsrate bei den Strompreisen machte 2009 +4,5% und bei den Gaspreisen +7,01% aus. Demnach trugen die Strom- und Gaspreise weiterhin erheblich zur gesamten Inflation bei.

Im ersten Quartal 2009 ist jedoch eine deutliche Verringerung des VPI Gas festzustellen, im Juni 2010 war der VPI Gas um 5,1% geringer als im Vorjahr.

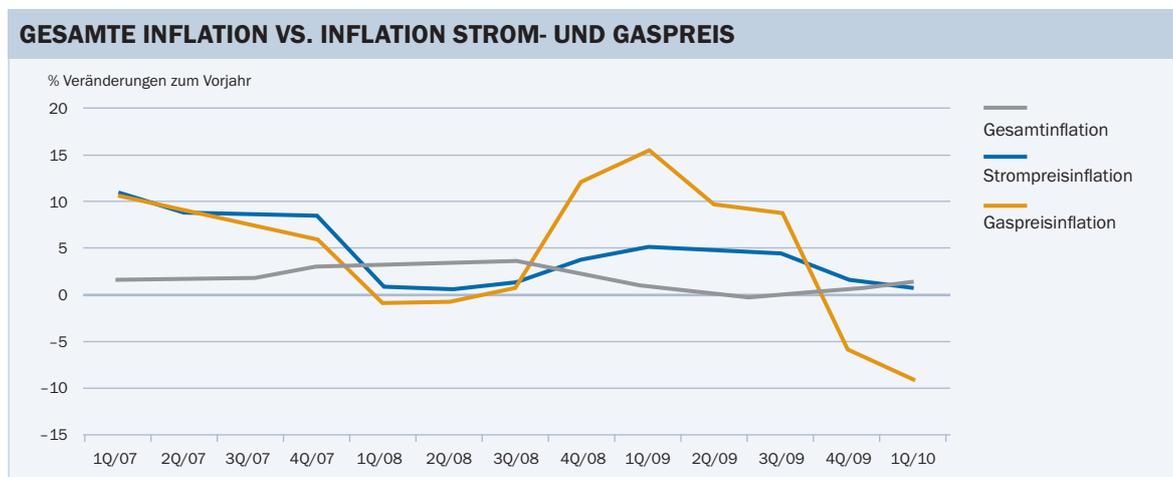


Abbildung 1: Veränderung des Gesamt-Verbraucherpreisindex (VPI) im Vergleich zu Veränderungen des VPI Strom und VPI Gas, Vergleich zu Vorjahres-Monatswerten, Index 2000 = 100
Quelle: E-Control

Maßgebliche Marktentwicklungen 2009

Großhandelsmärkte

Die Entwicklung der Großhandelspreise auf dem **Strommarkt** war im Jahr 2009 von relativer Stabilität gekennzeichnet. Die Strompreise für Spot- wie für Futureskontrakte in Österreich und Deutschland erreichten Anfang des Jahres ihren Höhepunkt und hielten sich danach auf einem gemäßigten Preisniveau. Der Einbruch bei den CO₂-Zertifikatspreisen und der Gaspreisverfall dürften einen entscheidenden Einfluss auf das geringe Strompreisniveau des Jahres 2009 gehabt haben. Dies führte auch dazu, dass sich im Vergleich zum Vorjahr das Verhältnis zwischen Spot- und Futuresmarkt wieder umkehrte, 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 besser.

Handelsvolumen an der EXAA gestiegen

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

Die österreichische Strombörse EXAA verzeichnete aufgrund der Steigerung der Handelsteilnehmer – überwiegend nicht-österreichische Teilnehmer – im Jahr 2009 einen Mengenzuwachs. Das Handelsvolumen für alle Produkte am Spotmarkt lag an der EXAA in der Größenordnung von 7,1% des österreichischen Stromverbrauchs. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr eine Verdoppelung der entsprechenden Volumina und eine Verbesserung der Liquidität. Die deutsche Strombörse EPEX Spot konnte im Vergleichszeitraum 2009 am Spotmarkt DE-AT keine merklichen Zugewinne liefern, wobei der Anteil des Börsehandels am Bruttoverbrauch bei rund 17 % lag.

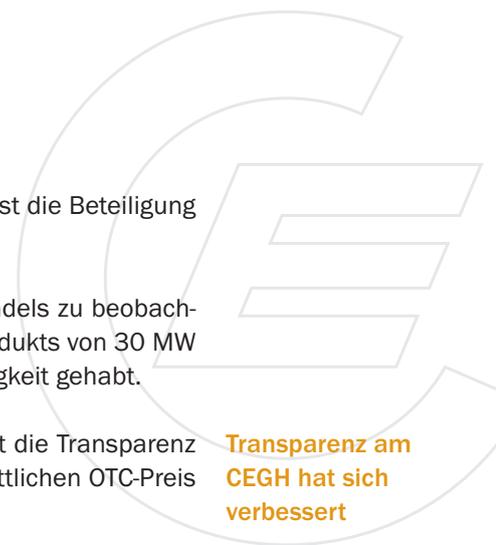
Neben den Börsen werden Großhandelsgeschäfte auch bilateral (Over the Counter) durchgeführt. Selbst die sehr liquide deutsche Strombörse EEX setzt im OTC-Clearing Mengen in der dreifachen Größenordnung des tatsächlichen Börsehandels um.

Um die Transparenz am Großhandelsmarkt zu erhöhen, hat die EPEX/EEX Ende 2009 eine Internetplattform mit marktrelevanten Informationen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ins Leben gerufen (auf gesetzlicher Basis). Dabei wurde eine wichtige Forderung erfüllt, Erzeugungsdaten ex ante bzw. zeitnahe zu veröffentlichen. Allerdings gelten die Veröffentlichungspflichten ausschließlich für deutsche Erzeuger mit Erzeugungseinheiten > 100 MW.

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. Die Beschaffungsmöglichkeiten über OTC und Börse haben sich 2009 deutlich verbessert. Nicht zuletzt durch den Lieferausfall der Gazprom Export im Jänner 2009 haben sich auch österreichische Händler verstärkt dem Handel an den europäischen Hubs zugewandt.

2009 hat es große Veränderungen an den Handelspunkten Baumgarten und Oberkappel (CEGH) in Österreich gegeben. An den zwei Handelspunkten der CEGH Exchange (Baumgarten und Oberkappel) ist mit 11.12.2009 der Börsehandel eröffnet worden. Dafür wurden die CEGH Exchange und CEGH OTC gegründet. Das Clearing an der Börse wird von European Commodity Clearing AG (ECC)² durchgeführt. Am

² ECC führt auch das Clearing an den Börsen APX/Endex, EEX, EPEX Spot, Powernext durch, vgl. www.ecc.de/partners



17.6.2010 hat die Wiener Börse sich mit 20% am CEGH beteiligt. Nach wie vor offen ist die Beteiligung der Gazprom.

In den ersten sechs Monaten seit Börsestart war an der CEGHEX ein Anstieg des Handels zu beobachten, danach ein deutlicher Rückgang. Am 28.6.2010 ist die Mindestgröße des Spotprodukts von 30 MW auf 10 MW reduziert worden. Dies hat bisher noch keinen Einfluss auf die Handelstätigkeit gehabt.

Durch die Einführung eines organisierten Spotmarktes (Börse) im September 2009 ist die Transparenz am CEGH deutlich verbessert worden. CEGH veröffentlicht Daten für einen durchschnittlichen OTC-Preis sowie Börsepreis veröffentlicht worden.

Transparenz am CEGH hat sich verbessert

An den anderen europäischen Hubs, vor allem NCG und TTF, ist die Liquidität 2009 deutlich angestiegen. Die Bedeutung der Hubs als Möglichkeit, das Beschaffungsportfolio zu optimieren, hat damit zugenommen. Analysen zu den Margen von Gaslieferanten zeigen, dass die Kombination von langfristigen und kurzfristigen Beschaffungsmöglichkeiten eine positive Margenentwicklung – oder Preissenkungen für die Endkunden – ermöglicht hätte. Eingeschränkt wird diese Beschaffungsmöglichkeit durch Transportengpässe oder Unterbrechungen der Transportkapazitäten. Zudem ist es jedoch wesentlich, 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 Quellen für zusätzliche Gasmengen zusammengefasst werden: Transit- und Inlandsmengen sowie Ausgleichsenergie. Die Trennung zwischen Transit und Inlandstransport schränkt die Handelsmöglichkeiten deutlich ein.

Die wachsende Bedeutung der Spotmärkte hat sich auch in Veränderungen der langfristigen Verträge niedergeschlagen. Die teilweise Preisindexierung an Spotgas, die E.ON Ruhrgas und Gazprom Export als „traditionelle“ Gashandelspartner erstmalig im Februar 2010 beschlossen haben, aber auch die stärkere Flexibilisierung der Abnahmemengen, bedeuten Meilensteine in der Entwicklung eines wettbewerblichen Gasgroßhandelsmarktes in Kontinentaleuropa.

Endkundenmärkte

Der **Stromabsatz** an Endkunden ist im Jahr 2009 um 3,8% gesunken. Dabei ist der Absatz an die verbrauchsstärkste Kundengruppe, die Industrie, am stärksten gesunken. Den größten Verbrauchsrückgang hatten dabei die Großindustrie mit einem Jahresbezug über 20 GWh (-14%) und die Mittlere Industrie von 2 GWh bis 20 GWh Jahresverbrauch (-3,8%) zu verzeichnen, alle anderen Verbrauchergruppen steigerten ihren Verbrauch 2009 zwischen +0,2% und +4,4%.

Von der 2009 sinkenden Tendenz der Großhandelspreise konnten nicht alle Endkundengruppen gleichermaßen profitieren. Während die österreichischen Industriekunden Preissenkungen erhielten, haben sich die Preise für die Kleinkunden weiterhin erhöht.

Strompreis-erhöhung für Kleinkunden

Trotz dieser weiteren Preiserhöhungen 2009 und auch trotz deutlicher Einsparungsmöglichkeiten ist ein Rückgang der Wechselraten zu verzeichnen. Die durch die geringe Veränderung der Marktanteile weiterhin hohe Marktkonzentration, die geringen Werbeaktivitäten der Stromlieferanten, fehlende Produktinnovationen und geringe Marktintegration der Endkundenmärkte deuten darauf hin, dass sich die Wettbewerbsintensität auf den verschiedenen Endkundenmärkten, insbesondere im Kleinkundenmarkt, nicht erhöht hat.

Der **Gasabsatz** an Endkunden ist mit 2,1% leicht zurückgegangen. Dabei hat der Gasverbrauch der Haushalte und Kleinkunden leicht zugenommen, der Gasverbrauch der Industrie aber mit 3% überdurchschnittlich abgenommen.

Von den Veränderungen auf den Beschaffungsmärkten haben die österreichischen Gaskunden in unterschiedlichem Ausmaß profitiert. Industriekunden haben eine deutlich höhere Preisreduzierung erhalten als Kleinkunden. Indikatoren wie Wechselquoten der Industriekunden weisen zudem darauf hin, dass die Wettbewerbsintensität in diesem Marktsegment zugenommen hat.

Wettbewerb im Kleinkundenmarkt auf Sparflamme

Österreichische Klein- und Haushaltskunden profitieren jedoch nach wie vor nur eingeschränkt von den Verbesserungen der Beschaffungsmöglichkeiten für die Gaslieferanten. Geringe Wechselquoten trotz starken Preissteigerungen 2008 und hohem Einsparungspotenzial weisen darauf hin, dass sich die Wettbewerbsintensität im Kleinkundenmarkt auch im Gasmarkt nicht erhöht hat. Zumindest ist jedoch eine Wechselaktivität der Kleinkunden zu beobachten.

Zugang zu Gasspeichern

Die Richtlinie der Europäischen Kommission 2009/73/EG³, die als Teil des Dritten Energiepaketes in Abänderung der äquivalenten Richtlinie 2003/55/EG angenommen wurde, sieht in Artikel 33 Satz (1) 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, oder sogar, ob der Zugang zu neuen Speichern technisch bzw. wirtschaftlich erforderlich ist.

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.

Für die Kriterien zur Beurteilung hat die EU-Kommission in einer Interpretative Note⁴ u.a. Artikel 33 RL 2009/73/EG näher erläutert:

- > Existenz eines Marktes für Flexibilität: Gibt es effektiven Wettbewerb zwischen Speichereinrichtungen oder zwischen Speichereinrichtungen und anderen Flexibilitätsquellen? Gibt es ausreichend Wettbewerbsdruck in Bezug auf effiziente Tarife, Produkte, Produktvielfalt und Zugang zu Leistungen?
- > Effektiver Zugang zu Speicher: Ist ein großer Anteil der Speicherkapazitäten langfristig gebucht, ohne dass vorher eine nichtdiskriminierende Vergabe stattgefunden hat, und wird nur ein vergleichsweise kleiner Anteil der Speicherkapazität jedes Jahr angeboten?
- > Grad der Verteilung der Speicherkunden: Ist die Speicherkapazität hauptsächlich von einem oder einigen wenigen großen Unternehmen gebucht und wird die Preisbildung und das Zugangsregime dadurch verzerrt?

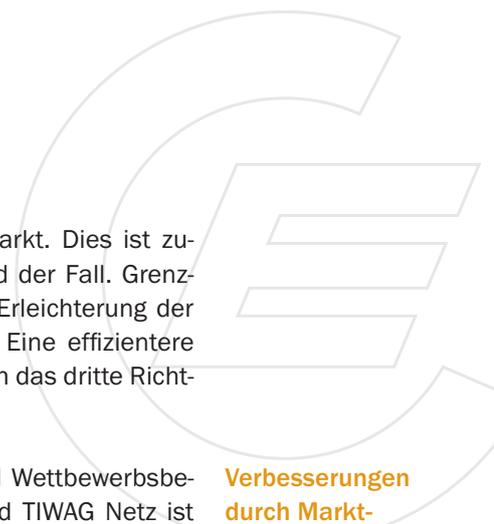
Als weiteres relevantes Kriterium für die Beurteilung schlägt die EU-Kommission die Untersuchung von technischen, rechtlichen oder wirtschaftlichen Markteintrittsbarrieren vor.

Verbesserungen beim Zugang zu Gasspeichern wesentlich für Wettbewerbsentwicklung

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

³ 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

⁴ Interpretative Note on Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, Third-Party Access To Storage Facilities, Brüssel, 22.1.2010; S. 12



Weiterer Schritt zur Marktintegration im Strombereich

Eines der wichtigsten Ziele ist die Integration Österreichs im 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 deren weiterer Ausbau sollte durch das dritte Richtlinienpaket erleichtert werden.

Bisher ist Österreich in drei Regelzonen geteilt, was zu einer Marktverkleinerung und Wettbewerbsbehinderung führt. Mit der beabsichtigten Zusammenarbeit zwischen Verbund APG und TIWAG Netz ist nun eine weitere Integration des österreichischen Großhandels- und Ausgleichsenergiemarktes möglich. Dadurch können Lieferanten ohne administrative und finanzielle Belastungen Energie weitgehend frei in Österreich liefern, Händler können in einem Schritt Energie beschaffen und der Markt für Ausgleichsenergie wird liquider werden.

Verbesserungen
durch Markt-
erweiterung
möglich

Netzregulierung

Für die Stromverteilernetzbetreiber gilt seit dem 1. Jänner 2006 ein anreizbasiertes Regulierungssystem. Die Dauer der ersten Regulierungsperiode erstreckte sich über vier Jahre, mit 1. Jänner 2010 begann die zweite Regulierungsperiode, die wiederum vier Jahre andauern wird.

In der Regulierung der Gasnetze gab es mit 1. Jänner 2010 eine weitere Anpassung der Netznutzungstarife, wobei die aktuellen Änderungen im Wesentlichen durch die hohe Inflation, hohe Brennstoffkosten, zusätzliche Kapazitäten im Übertragungsnetz sowie die Investition in die Südschiene geprägt sind.

Unbundling

Alle Bundesländer haben die gesetzlichen Vorgaben des Unbundling erfüllt und die Unbundling-Vorschriften des EIWOG in den jeweiligen Landesgesetzen umgesetzt. Die Unternehmen haben den gesetzlichen Interpretationsspielraum weitestgehend genützt, Netzunternehmen zu gründen, die weder ausreichend Eigenpersonal noch die wirtschaftliche Verfügungsmacht über die zur Leistungserstellung erforderlichen Ressourcen besitzen. Im Wesentlichen handelt es sich bei Netzgesellschaften österreichischer Ausprägung um Unternehmen, deren Handlungsspielraum sich faktisch auf die Ausgestaltung und Verrechnung aus den Dienstleistungsverträgen beschränkt.

Die Kontrolle des Unbundling im Strombereich ist kritisch zu betrachten, da aus Sicht der E-Control sehr viele Probleme im Gasbereich auch für den Strombereich überzuleiten sind. Darunter fallen folgende Bereiche:

- > organisatorische und personelle Verschränkungen
- > gefährdete Gleichbehandlung
- > wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen
- > der Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Daten
- > unzureichende Datenzugriffskonzepte
- > Netz- und Energievertrieb in Personalunion

Das 3. Energieliberalisierungspaket RL 2009/72/EG, das mit 3. März 2011 umzusetzen ist, sieht u. a. Änderungen für Verteilernetzbetreiber vor. Trotz Beibehaltung der gesellschaftsrechtlichen (sowie organisatorischen und buchhalterischen) Entflechtung müssen strukturelle Änderungen vorgenommen werden. Denn die Entflechtungsvorschriften verlangen nun klarstellend, dass Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient – im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis, unabhängig vom integrierten Erdgasunternehmen – wahrnehmen zu können.

Weiters müssen Verteilernetzbetreiber in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik dafür sorgen, dass in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte eine Verwechslung mit dem vertikal integrierten Unternehmen ausgeschlossen ist. Darüber hinaus muss der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig sein und Zugang zu allen Informationen haben, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundene Unternehmen verfügen. An einer Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspaketes wird derzeit durch die nationalen Gesetzgeber gearbeitet.



Regulierung und Erfolge auf dem Strommarkt

Regulierungsrahmen für den österreichischen Strommarkt

STROMÜBERTRAGUNG – GRENZÜBERSCHREITENDE KAPAZITÄTEN UND ENGPASSMANAGEMENT-MECHANISMEN

Abbildung 2 zeigt die thermischen Übertragungskapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen für den Fall der reinen Wirklastübertragung an den Grenzübergabestellen zwischen dem österreichischen Übertragungsnetz und den angrenzenden Netzen. Die wichtigsten Veränderungen sind die Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität zwischen den Regelzonen APG und CEPS durch die Inbetriebnahme des zweiten 380-kV-Leitungssystems im Spätherbst 2008 sowie zwischen APG und MAVIR mit der Inbetriebnahme ebenfalls eines weiteren 380-kV-Leitungssystems im Frühjahr 2010. Abbildung 2 zeigt schematisch die Kuppelstellen zu den Nachbarstaaten.

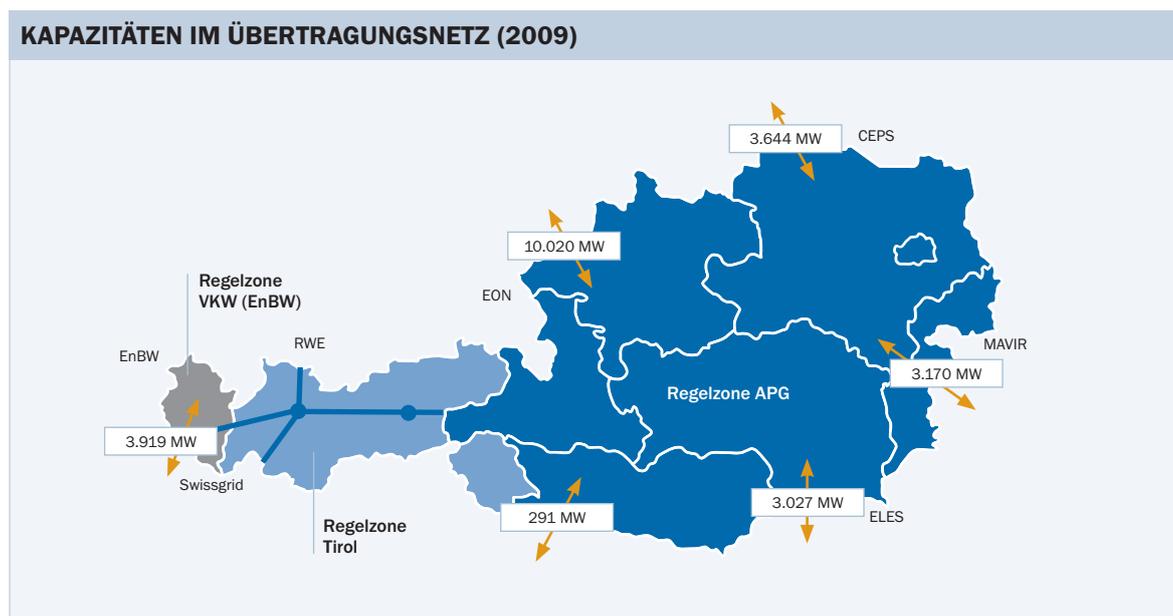


Abbildung 2: Schematische Darstellung der technisch installierten grenzüberschreitenden Kapazitäten im Übertragungsnetz (2009)
Quelle: E-Control

Abweichungen der Werte zu früheren Publikationen sind dadurch begründet, dass zur Berechnung aktualisierte Werte aus dem neuen thermischen Übertragungsplan herangezogen wurden. In diesem wurden bereits sowohl die neu installierten Leitungssysteme nach Tschechien bzw. Ungarn als auch die korrigierten Werte zu anderen Ländern berücksichtigt.

Die Engpasssituationen zu den benachbarten Märkten haben sich für Österreich im Jahr 2009 gegenüber 2008 nicht wesentlich verändert. Die bestehenden Engpässe zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und zur Schweiz werden nach wie vor mittels expliziter Auktionen bewirtschaftet. Für alle Grenzen werden bilateral koordinierte gemeinsame Vergaben durchgeführt.

Zuletzt getätigte Netzinvestitionen

380-kV-Steiermarkleitung wurde 2009 in Betrieb genommen

Durch die in Österreich zuletzt getätigten Netzinvestitionen, die konkret zur Verbesserung der Netzbetriebssicherheit, aber auch zur stärkeren Marktintegration beitragen, konnte Ende 2008 die grenzüberschreitende Verbindung zu Tschechien mit einem zweiten 380-kV-Leitungssystem verstärkt werden und – im Juni 2009 – das Projekt 380-kV-Steiermarkleitung mit erfolgreicher Inbetriebnahme beendet werden. Dadurch wurde in Einklang mit Art. 1.7 der Engpassmanagementleitlinien eine Österreich-intern bestehende Engpasssituation auf nachhaltige Weise behoben. Die getätigten Netzinvestitionen bringen auch eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazitäten, wie sich beispielsweise aus einem Vergleich der vergebenen Kapazitäten für die Grenze zu Slowenien für die Jahre 2009 und 2010 ablesen lässt. Waren es in der Jahresauktion 2009 lediglich 290 MW an vergebenen Kapazitäten (base und peak Produkte), so konnte dieser Wert 2010 bis auf 350 MW (nur base) gesteigert werden.

Die Investitionen in die Steiermarkleitung erfolgten teilweise aus Erlösen aus den Auktionen der grenzüberschreitenden Kapazitäten. Damit wird den Vorgaben von Art. 6 der Verordnung (EG) 1228/2003 betreffend der Verwendung der Auktionserlöse gefolgt. Dort ist vorgesehen, dass die Erlöse für die Gewährleistung der Verfügbarkeit bestehender Kapazitäten (z.B. durch Kraftwerksredispatch), die Schaffung neuer Kapazitäten (z.B. Ausbau von Leitungsinfrastruktur) oder zur Reduktion von Netztarifen verwendet werden dürfen.

Merchant Lines

Im Jahr 2009 wurde von einem Projektwerber ein Merchant Line Projekt gemäß Artikel 7 der Verordnung (EG) 1228/2003 bei der Energie-Control Kommission beantragt. Es handelt sich dabei um eine 132-kV-Freileitung zwischen Österreich und Italien, welche die grenzüberschreitende Leitungskapazität nach Italien erhöht. Die Energie-Control Kommission hat das Verfahren bis zur Berichtslegung positiv abgeschlossen und Ausnahmen vom Zugang Dritter bzw. von den Vorgaben für die Verwendung von Auktionserlösen (Art. 6.6 der VO (EG) 1228/2003) gewährt. Die Ausnahmebedingungen wurden weiters mit der in Italien zuständigen Behörde (dem Wirtschaftsministerium, „Ministerio dello Sviluppo Economico“) abgestimmt und zu einer endgültigen Überprüfung an die Europäische Kommission übermittelt.

EREGG Electricity Regional Initiatives (ERI)

Zur Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels sind für Österreich als zentral gelegenes Land in Europa besonders die Regionalen Elektrizitäts-Initiativen von Bedeutung. Die im Februar 2006 gestarteten Electricity Regional Initiatives (ERI) wurden als europäischer Umsetzungsprozess zur Marktintegration in den letzten Jahren intensiv weitergeführt. Zu Beginn wurden für ERI sieben Marktregionen definiert, eine weitere achte Region unter dem Energy Community Treaty für die Länder Südosteuropas wurde Mitte 2008 definiert.

Verbesserung der Zusammenarbeit notwendig

Das im Juli 2009 verabschiedete 3. Energiebinnenmarktgesetzpaket sieht erstmals eine rechtliche Verpflichtung für Regulierungsbehörden vor, auf regionaler und überregionaler Ebene zusammenzuarbeiten. Weiters kann die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) Empfehlungen zur Verbesserung der Kooperation zwischen Regulierungsbehörden abgeben. Eine weitergehende Institutionalisierung der Regionalinitiativen durch die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen ist daher in den nächsten Jahren zu erwarten.

Österreich beteiligt sich dabei aktiv in den Regionen Central Eastern Europe (CEE) – in der die österreichische Regulierungsbehörde auch die Koordination übernimmt (CEE umfasst Polen, Deutschland, die Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn, Slowenien und Österreich) – und in Central Southern Europe (CSE umfasst Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien, Italien und Griechenland sowie auch die Schweiz als Beobachterland).

Durch die weitreichende Marktintegration mit Deutschland hat Österreich eine Reihe von natürlichen Anknüpfungspunkten zur Region Central Western Europe (bestehend aus Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande). Seit 2007 ist Österreich deshalb durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, die österreichischen Regelzonenführer, die österreichische Strombörse und die E-Control auch als Beobachter in der sog. „Pentalateralen Initiative“ der zuständigen Ministerien vertreten. Bedingt durch die geografische Lage bestehen solche Anknüpfungspunkte aber auch zur oben genannten achten Region in Südosteuropa, in der Österreich zwar nicht Vollmitglied ist, aber durch den vertraglichen Teilnehmerstatus eine beratende Funktion einnimmt.

In all diesen Regionalen Initiativen stehen Themen zur Verbesserung der Marktintegration im Vordergrund. Dabei handelt es sich vor allem um Maßnahmen für ein effizientes Engpassmanagement, Verbesserung der Transparenz für Marktteilnehmer und Etablierung bzw. weiteren Ausbau und Integration von Großhandelsmarktplätzen.

**Verbesserung
der Marktintegration
als zentrales
Thema**

In CEE wurde nach der Etablierung eines gemeinsamen Auktionsbüros (Central Allocation Office – CAO) als Tochterunternehmen aller Übertragungsnetzbetreiber der Region im Sommer 2008 die Entwicklung eines koordinierten grenzüberschreitenden Engpassmanagementmechanismus in Form einer lastflussbasierten Kapazitätsvergabe an allen Grenzübergabestellen weitergeführt. Dabei wird ein gemeinsames Netzmodell verwendet, welches auch Flüsse aus angrenzenden Übertragungsnetzen entsprechend abbildet und berücksichtigt. Die neue Vergabemethode wird durch Effizienzsteigerungen insgesamt Wohlfahrtsgewinne für die Kunden in der gesamten CEE-Region bringen, die physikalischen Netzgegebenheiten in der Region besser abbilden und dadurch die Netzsicherheit erhöhen.

Das Auktionsbüro nimmt in diesem Prozess seit 2009 eine zentrale Rolle ein, da es die Implementierung der neuen Vergabemethode durch die Definition sämtlicher Geschäftsprozesse des lastflussbasierten Systems federführend vorantreibt. Allerdings hat sich bei Vorbereitungen und Testläufen des neuen lastflussbasierten Systems mit Marktteilnehmern herausgestellt, dass der mit März 2010 vorgesehene Starttermin nicht eingehalten werden kann, da durch die von den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Inputparametern an manchen Stellen die verfügbaren Übertragungskapazitäten signifikant niedriger waren als bei der bisher angewandten NTC-Berechnung. Der gesamte Prozess wurde daraufhin weiter verschoben, da erst nach Abschluss einer sogenannten Effizienzanalyse eine konkrete Abschätzung über einen Starttermin getroffen werden kann.

Die Effizienzanalyse beschäftigt sich vor allem mit Methoden, mit denen das Problem der niedrigen Kapazitäten an manchen kritischen Netzelementen in der CEE-Region gelöst werden kann. Nach gegenwärtiger Einschätzung der nunmehr vorliegenden Ergebnisse der Analyse kann aber nicht mit einem Starttermin für das lastflussbasierte System vor Ende 2010 gerechnet werden.

Durch die Verschiebungen des lastflussbasierten Ansatzes musste für die Jahres-, Monats- und Tagesvergabe im Jahr 2010 eine Übergangslösung, die in den jeweiligen Auktionsregeln festgelegt ist, gefunden werden. Die Übertragungsnetzbetreiber der CEE-Region schlugen deshalb einen koordinierten, auf NTC-Werte basierenden Ansatz für die gesamte Region vor, bei dem die Kapazitätsberechnung von den einzelnen TSOs der Region durchgeführt wird. Das Auktionshaus nimmt bei diesem Ansatz eine Koordinierungsfunktion ein, wobei die Vergabe der Kapazitäten an Marktteilnehmer über die existierenden Auktionsplattformen abgewickelt wird.

Ein weiterer Schritt zur Verbesserung der Marktintegration wurde durch die Erarbeitung eines neuen harmonisierten Fahrplanmanagement-Konzepts („Scheduling“) für die gesamte CEE-Region gesetzt. Dieses

kann auch unabhängig vom Startzeitpunkt einer lastflussbasierten Vergabemethode eingeführt werden. Dabei werden die Abläufe des Austausches der Fahrplandokumente sowie Formate und Nominierungszeitpunkte auf regionaler Ebene vereinheitlicht. Nach einem umfangreichen Testlauf mit Händlern sollte das neue System im Herbst 2010 zum Einsatz gelangen. Dies stellt nicht nur eine Pionierleistung in der ganzen EU dar, sondern ermöglicht wesentliche Vorteile und Vereinfachungen für die täglichen Geschäfte der Marktteilnehmer (z. B. nur eine Softwareplattform erforderlich usw.)

Die europäischen Energieregulatoren haben sich darüber hinaus auf die Erstellung eines sogenannten Interconnection Reports in jeder der definierten Regionen geeinigt. Dieser dient vordergründig dem Zweck einer detaillierten Evaluierung der ökonomischen Effizienz der eingesetzten Engpassmanagement-Methoden auf regionaler Ebene. In der CEE-Region werden die Auktionsdaten für das Jahr 2009 unter Berücksichtigung der speziellen Ausprägungen analysiert.

Integration steigert Effizienz

Zur weiteren Verbesserung der Marktintegration wurde im Laufe des Jahres 2009 von einem Beraterkonsortium im Auftrag des ungarischen Regulators (HEO), der Weltbank und E-Control ein Vorschlag für den Aufbau eines regionalen organisierten Strommarktes in der CEE-Region ausgearbeitet. Durch gut integrierte Großhandelsmärkte wird eine effiziente Nutzung von vorhandener Infrastruktur (Erzeugungsanlagen und Übertragungsnetze) erreicht. Darüber hinaus wird auch die Versorgungssicherheit verbessert. Die durch Marktintegration erzielbaren Effizienzgewinne schlagen sich auch in den Endkundenpreisen nieder. Einerseits sind flexible Maßnahmen bei kurzfristig eintretenden Störfällen leichter geregelt zu treffen, andererseits ergeben sich klare Investitionssignale für längerfristig erforderliche Infrastrukturverbesserungen.

Die Ergebnisse der Studie mit dem Vorschlag für ein Marktmodell wurden im April 2010 im Rahmen eines Workshops präsentiert und mit Stakeholdern anschließend diskutiert. Die Teilnehmer der Veranstaltung waren sich darüber einig, dass aufgrund der hochgradig vermaschten Netzstrukturen und der zentralen geographischen Lage (insbesondere von Deutschland und Österreich) Verbesserungen im Großhandelsmarkt in den Ländern der CEE-Region im Einklang mit anderen Initiativen in ganz Kontinentaleuropa vorangetrieben werden sollen. Erste Vorschläge diesbezüglich wurden ebenfalls erörtert und einige nationale Strombörsen der Region haben ihre Absicht zu einer intensiven Zusammenarbeit bekundet, die unter Einbeziehung weiterer wesentlicher Akteure und Interessengruppen in einen konkretisierten Umsetzungsplan münden sollte.

Die Regelzonenführer der Region CSE haben im Mai 2010 ein Memorandum of Understanding unterzeichnet, in dem sie sich auf die zukünftige gemeinsame Abwicklung der Auktionen über das Auktionsbüro CASC (Capacity Allocating Service Company) der Region CWE verständigt haben. Ab Jänner 2011 sollen alle langfristigen expliziten Auktionen (d.h. monatliche und jährliche) nach den bisher gültigen Auktionsregeln über CASC durchgeführt werden. In einem zweiten Schritt sollen ab Jänner 2012 die langfristigen Auktionen für die Regionen Central South und Central West nach harmonisierten Regeln erfolgen.

Veröffentlichung des „Inter- connection Reports“

2009 wurde erstmals, ähnlich wie in anderen Regionen, für die Region Central South ein „Interconnection Report“ erstellt, der einen Überblick über die Engpassmanagement-Methoden an den Grenzen innerhalb der Region enthält und deren wirtschaftliche Effizienz für das Jahr 2008 darstellt.

Der Report bestätigt, dass einerseits der Ausbau von Grenzkapazitäten innerhalb von CSE dringend notwendig ist und dass andererseits erhebliche wirtschaftliche Ineffizienzen durch das Fehlen impliziter Auktionen bestehen. Weiters hat sich gezeigt, dass an den Grenzen in der Region CSE teils erhebliche Kapazitäten für den Intraday-Markt zur Verfügung stehen würden, derzeit aber nur an drei von acht Grenzen Intraday-Handel möglich ist.

In der CWE-Region wurde im Zuge einer von Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen gemeinsam erarbeiteten Studie die Realisierung eines lastflussbasierten Market Couplings in zwei Schritten und damit die Verbindung des trilateralen Market Couplings (Market Coupling der belgischen, französischen und niederländischen Spotmärkte) mit den luxemburgischen und deutschen Märkten angekündigt.

ÜBERTRAGUNG UND VERTEILUNG

Übersicht über das Stromnetz

2009 betrug die gesamte Leitungslänge der Hochspannungsleitungen des österreichischen öffentlichen Stromnetzes 17.546 km, davon 96,2% Freileitungen und 3,8% Kabelleitungen (Tabelle 3). Den größten Anteil an den Höchstspannungsleitungen hält die Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) mit 84% der 220- und 380-kV-Leitungen. Im Jahr 2009 ist ein Teil des fehlenden Lückenschlusses des geplanten 380- kV-Ringes in Ostösterreich fertiggestellt worden. In 2009 gab es drei Übertragungsnetzbetreiber (neben APG auch TIWAG Netz AG und VKW Netz AG) und ca. 130 Verteilnetzbetreiber.

STROMVERSORGUNG IN ÖSTERREICH					
Öffentliches Netz, Stand zum 31. Dezember 2009 (Datenstand: August 2010)					
Trassenlängen (1)					
Spannungsebenen	Freileitungen		Kabelleitungen		Summe
	km	Anteil	km	Anteil	km
380 kV	1.333	0,6%	54	0,0%	1.388
220 kV	1.847	0,8%	3	0,0%	1.850
110 kV	6.064	2,6%	473	0,2%	6.536
von 1 kV bis 110 kV	30.506	13,1%	33.955	14,6%	64.461
1 kV und darunter	40.046	17,2%	118.344	50,9%	158.389
Insgesamt	79.795	34,3%	152.829	65,7%	232.624
Systemlängen (1)					
Spannungsebenen	Freileitungen		Kabelleitungen		Summe
	km	Anteil	km	Anteil	km
380 kV	2.668	1,1%	54	0,0%	2.722
220 kV	3.716	1,5%	5	0,0%	3.720
110 kV	10.490	4,2%	613	0,2%	11.103
von 1 kV bis 110 kV	31.141	12,5%	35.338	14,2%	66.479
1 kV und darunter	40.937	16,5%	123.235	49,7%	164.173
Insgesamt	88.953	35,8%	159.246	64,2%	248.198

Tabelle 3: Übersicht über die Systemlängen des österreichischen Übertragungsnetzes, Stand August 2010,

(1) einschließlich Hoch- und Höchstspannungsleitungen von öffentlichen Erzeugern

Quelle: E-Control

Regulierung des Stromnetzes

Für die Stromverteilernetzbetreiber gilt seit dem 1. Jänner 2006 ein anreizbasiertes Regulierungssystem. Die Dauer der ersten Regulierungsperiode erstreckte sich über vier Jahre, mit 1. Jänner 2010 begann die zweite Regulierungsperiode, die wiederum vier Jahre andauern wird.

Das Anreizregulierungssystem berücksichtigt ab 1.1.2010 die generelle Branchenentwicklung, die individuelle Unternehmensentwicklung, die unternehmensindividuelle Mengenentwicklung und die nicht beeinflussbare Kostenentwicklung für die Unternehmen durch

- > einen Frontier Shift von 1,95 % p. a.,
- > effizienzabhängige bzw. individuelle Abschläge,
- > Investitions- und Betriebskostenfaktor und
- > Veränderung des Netzbetreiberpreisindex.

Die Behörde und Österreichs E-Wirtschaft haben im Jahr 2005 eine gemeinsame Absichtserklärung darüber getroffen, wie die Regulierung der Netznutzungstarife für Verteilnetzbetreiber ab 1.1.2006 in Form eines mehrjährigen Regulierungssystems (Anreizregulierung) mit einer Gesamtdauer von acht Jahren durchgeführt werden soll. Aufbauend auf den Grundsätzen und Parametern der 1. Regulierungsperiode (1.1.2006 – 31.12.2009) wurden die Rahmenbedingungen in vielen Gesprächen mit der Branche ergänzt und aktualisiert.

Um die Kostenbasis von der ersten Regulierungsperiode in die zweite Regulierungsperiode zu überführen, wurde ein „Carry-over“-Mechanismus entwickelt, welcher die aktuellen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise das Zinsniveau oder das aktualisierte Anlagevermögen, berücksichtigt. Grundsätzlich werden die erzielten Effizienzgewinne der Netzbetreiber am Ende der zweiten Regulierungsperiode zu 50 % zwischen den Netzkunden und den Netzbetreibern aufgeteilt. Bereits für die Tarifierung mit 1. Jänner 2010 werden 25 % der nunmehr festzustellenden Effizienzsteigerungen auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008 den Netzkunden zugute kommen.

System der Anreizregulierung wurde weiterentwickelt

Als wesentlichste Weiterentwicklung der Regulierungssystematik kann der Investitions- und Betriebskostenfaktor hervorgehoben werden, welcher nunmehr ausgehend von der tatsächlichen Entwicklung der Kapitalkosten ermittelt wird. Um ausschließlich notwendige Investitionen zu fördern und entsprechende Anreize für die Durchführung von Investitionen zu gewährleisten, kann der Investitionsfaktor auch einen negativen Wert annehmen. Somit können etwaige Unschärfen des bisherigen Mengen-Kosten-Faktors eliminiert werden und ein höchstmögliches Maß an Investitionssicherheit für die Netzbetreiber erreicht werden. Einerseits werden somit den Netzbetreibern die notwendigen und angemessenen Investitionen abgegolten und andererseits werden dem Konsumenten nur die tatsächlich getätigten und notwendigen Investitionen angelastet.

Für die Stromübertragungsnetzbetreiber gilt weiterhin eine Kosten-plus-Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen.

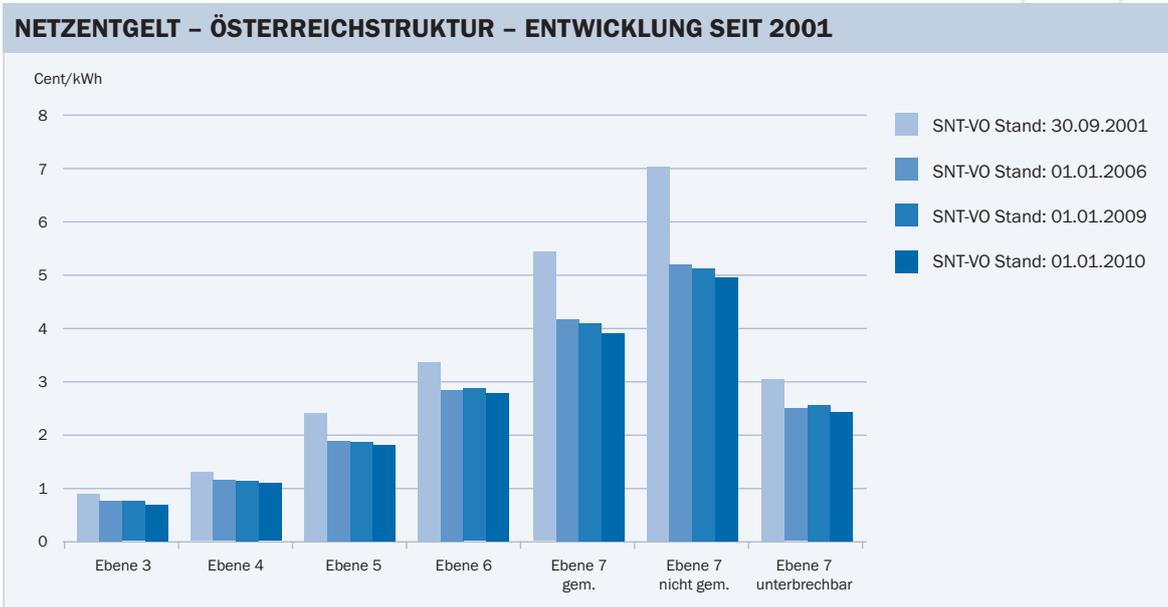


Abbildung 3: Entwicklung der Netznutzungstarife Strom für Gesamt-Österreich in Cent/kWh
Quelle: E-Control

Die zukünftigen Tarif- und Kostenprüfungen werden besonders durch hohe Investitionen in das Übertragungsnetz und durch die voraussichtlich geringeren Abgabemengen im Jahr 2009 gekennzeichnet sein.

AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt in Österreich im Zuge der Ein- oder Ausspeisung von Ausgleichsenergie:

- > durch die Primärregelenergie, wobei die Anpassungen in der Erzeugung innerhalb der ersten 30 Sekunden zu erfolgen hat
- > durch die Sekundärregelenergie, wobei die Anpassung der Erzeugung innerhalb der ersten fünf Minuten zu erfolgen hat
- > durch die Tertiärregelenergie oder „Minutenreserve“, wobei die Anpassung innerhalb der ersten 15 Minuten zu erfolgen hat
- > durch ungewollten Austausch mit umliegenden Regelzonen im ENTSO-E-Verbund, falls die Anpassung innerhalb der Regelzone nicht ausreichend/möglich ist

Der österreichische Ausgleichsenergiemarkt ist derzeit geographisch in drei Regelzonen unterteilt. Tirol (TIWAG Netz AG) und Vorarlberg (VKW Netz AG) bilden jeweils eine eigene Regelzone, welche innerhalb des ENTSO-E-Verbunds dem deutschen Regelblock angehören. Das restliche Bundesgebiet bildet als Regelzone „Ost“ (oder auch APG-Zone) einen eigenständigen Regelblock im ENTSO-E-Verbund.

Ende 2009 wurde zwischen der TIWAG Netz AG und der APG ein Kooperationsvertrag abgeschlossen. Dabei übernimmt die APG die Aufgaben als Regelzonenführer, wobei die beiden Regelzonen Anfang des Jahres 2011 zusammengelegt werden sollen.

Die Bilanzierung der Ausgleichsenergie in diesen Regelzonen erfolgt, im Gegensatz zu den meisten anderen Mitgliedstaaten, über unabhängige Verrechnungsstellen, die von den Regelzonenführern beauftragt werden. Für die Regelzone der APG ist dies die Austrian Power Clearing and Settlement AG (APCS), wäh-

rend die Ausgleichsenergie- und Bilanzgruppenmanagement AG (A&B) für Tirol und Vorarlberg zuständig ist.

Die Marktregeln für Ausgleichsenergie sind einerseits in den Sonstigen Marktregeln oder aber in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Verrechnungsstellen festgelegt. Die Marktregeln werden von der Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt, während die Geschäftsbedingungen der APCS und A&B von der Regulierungsbehörde genehmigt werden müssen.

Der Preis für das Ausgleichsenergieclearing wird auf 15-Minuten-Basis von den Verrechnungsstellen ermittelt und setzt sich aus vier Komponenten zusammen:

- > abgerufene Minutenreserve aus der Merit Order List (MOL)
- > Kosten für die Kompensation der eingesetzten Sekundärregelenergie aus der automatischen Leistungs-Frequenz-Regelung des Regelzonenführers
- > ENTSO-E-Austausch (ungewollter Energieaustausch mit benachbarten Regelzonen)
- > Market Maker

Abbildung 4 zeigt am Beispiel der Regelzone „Ost“ die Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten, d.h. Kosten minus Erlöse, anhand dieser vier Komponenten. Die Kosten dieser Komponenten werden über eine festgelegte Preisformel auf die viertelstündlichen Ausgleichsenergiemengen umgelegt und den Bilanzgruppenverantwortlichen in Rechnung gestellt. Die Ausgleichsenergiekosten und das Ausgleichsenergieisiko sind von den Lieferanten bei der Festlegung der Energiepreise für Endkunden mit zu berücksichtigen. Es gibt jedoch keine Ausgleichsenergie-Kostenkomponenten, die direkt an Endkunden weiter verrechnet werden.

Ausgleichsenergiekosten zurückgegangen

Der ungewollte Austausch im ENTSO-E-Verbund wird über ein Kompensationsprogramm über die EXAA abgewickelt, während die Sekundärregelenergie derzeit auf Grund von bilateralen Verträgen mit einzelnen Kraftwerksbetreibern aufgebracht wird. Dabei wird im Nachhinein die Rücklieferung von Sekundärregelenergie an die Erzeuger ebenfalls über die EXAA beschafft. Lediglich der Minutenreservemarkt untersteht mit der Merit Order List einem rein marktbasierendem Ausschreibungssystem. Die Angebote werden dann entsprechend dieser MOL vom Regelzonenführer im Bedarfsfall abgerufen. Allerdings werden auch bei der Tertiärregelenergie die Ausschreibungen mit einer wöchentlichen Market Maker Auktion ergänzt, um die ausreichende Liquidität dieses Marktes sicherzustellen.

Die Gesamtkosten des Marktes (RZ-Ost) betragen 2009 21,26 Mio. Euro gegenüber 31,5 Mio. Euro im Jahr 2008. Vor allem die niedrigeren Marktpreise haben sich auch hier niedergeschlagen und sowohl die Kosten, aber auch die Erlöse verringert.

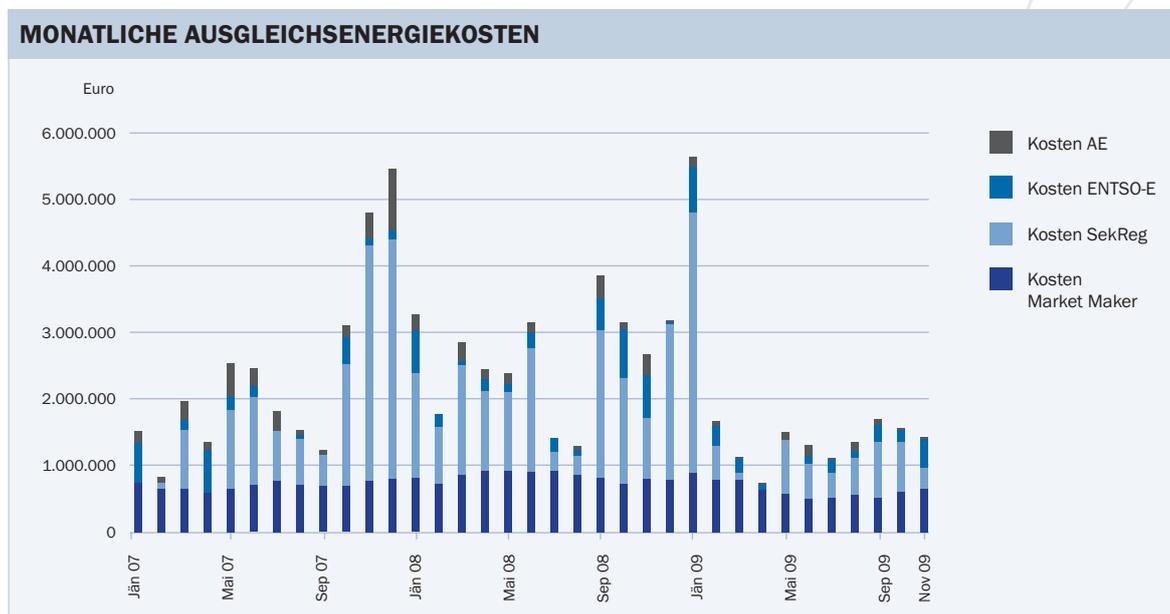


Abbildung 4: Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG, in Euro
 Quellen: APCS, E-Control

EFFEKTIVE ENTFLECHTUNG IM STROMBEREICH

Rechtliche Grundlagen

Die Kompetenz zur Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms im Elektrizitätsbereich kommt den Ländern zu (§ 26 Abs 3 Z 4 EIWOG); Berichtspflichten der betroffenen Unternehmen bestehen gegenüber den Landesbehörden und gegenüber der Energie-Control GmbH (in Folge kurz E-Control). Die Landesbehörden haben der E-Control jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die im Rahmen der Gleichbehandlungsprogramme der Netzbetreiber getroffenen Maßnahmen zu übermitteln.

Auslegungsgrundsätze zu den energierechtlichen Entflechtungsbestimmungen

Die Auslegungsgrundsätze geben die Rechtsansicht der E-Control zur Auslegung und Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen auf Basis des Vermerks der GD Energie und Verkehr der EU-Kommission zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG wieder und sollen den Unternehmen als Orientierungshilfe dienen. Die Entflechtungsregeln sehen die rechtliche, buchhalterische und organisatorische (funktionale, informatorische) Entflechtung vor.

Rechtliche Entflechtung

Der Netzbetrieb muss bei Unternehmen mit mehr als 100.000 Kunden in einer separaten Gesellschaft erfolgen, d. h., ein bisher vertikal integriertes Unternehmen muss mindestens eine eigenständige (Netz-) Gesellschaft gründen oder den Netzbetrieb getrennt von den Bereichen der Erzeugung/Gewinnung und des Vertriebs in den Bereich einer bereits existierenden Gesellschaft aufnehmen, um die Unabhängigkeit zu gewährleisten.

Buchhalterische Entflechtung

Die geforderte Kontentrennung in der internen Rechnungslegung soll eine transparente Darstellung der sämtlichen Netzkosten ermöglichen und als eine sachgerechte und nachvollziehbare Grundlage für die Berechnung der Netzentgelte fungieren. Die Regelung dient somit der Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionierungen und Wettbewerbsverzerrungen.

Organisatorische Entflechtung

Die Maßnahmen der organisatorischen Entflechtung sind erforderlich, um den Netzbetrieb unabhängig von den übrigen strom- und gasspezifischen Tätigkeitsbereichen eines integrierten Unternehmens zu führen. Ziel ist eine strikte Trennung zwischen den Netzaktivitäten einerseits und den sonstigen Aktivitäten andererseits.

Funktionale Entflechtung

Eine effektive Entflechtung beinhaltet, dass das Management der Netzgesellschaft nicht in die Tätigkeiten des Wettbewerbsbereiches des integrierten Unternehmens involviert wird. Gleichmaßen gilt für den Wettbewerbsbereich, keinen Einfluss auf das Tagesgeschäft der Netzgesellschaft zu haben sowie keine Informationen zu erlangen, die gegenüber Dritten einen Wettbewerbsvorteil mit sich bringen. Demnach sind u.a. folgende Grundsätze für die Netzgesellschaft erforderlich: eigene Corporate Identity, finanzielle und personelle Ausstattung sowie eine unabhängige Entscheidungsfindung, Gehälter und variable Gehaltsbestandteile dürfen sich ausschließlich auf das Ergebnis der Netzgesellschaft beziehen usw.

Informativische Entflechtung

Ziel der informativischen Entflechtung ist daher die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebes durch vertrauliche Behandlung wirtschaftlich sensibler Informationen, wobei es unabhängig davon ist, ob es sich um technische, rechtliche oder wirtschaftliche Daten handelt. Folgende Aspekte sind u.a. im Rahmen der informativischen Entflechtung zu berücksichtigen: Strukturen und Zugriffsrechte, Einhaltung der Entflechtungsvorschriften im Kundenkontakt z.B. Call Center, Neuanschlüsse/Ummeldungen, Rechnungen, Informations- und Werbematerial, Durchführung der Kundenabrechnung durch den Netzbetreiber usw.

Internationale Analysen

Auf internationaler Ebene wurden seitens CEER⁵ im Rahmen der Arbeitsgruppe „Unbundling, Reporting and Benchmarking“ (URB) „Guidelines of Good Practice“ u.a. für die informativische Entflechtung von Verteilnetzbetreibern entwickelt, die den österreichischen Auslegungsgrundsätzen entsprechen. In einem 2009 veröffentlichten Status Report, in dem die Einhaltung dieser Richtlinien überprüft wurde, musste festgestellt werden, dass nach wie vor Umsetzungsmängel vorliegen. Gerade hinsichtlich der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen ist die Situation in Europa sehr unterschiedlich und schwer zu kontrollieren. Auch kann aufgrund der mangelnden Konsumentenbeschwerden auf die kaum vorhandene Unterscheidung des Netzbetreibers vom vertikal integrierten Lieferanten rückgeschlossen werden. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Unabhängigkeit des Managements, die zwar oft gegeben ist – jedoch ist in der Regel keine Trennung auf Mitarbeiterebene ersichtlich.

Berichte der Landesbehörden an die E-Control

Von den neun Landesregierungen haben nicht alle die Gleichbehandlungsberichte übermittelt. Dabei ist festzuhalten, dass sich die Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms durch die Landesbehörden, soweit bekannt, weitgehend darauf beschränkt, den fristgerechten Eingang der Gleichbehandlungsprogramme der Unternehmen zu überwachen und diese Berichte an die E-Control weiterzuleiten. Auf eine tatsächliche Überprüfung der von den Unternehmen gesetzten Maßnahmen bzw. die Initiierung von eigenen Maßnahmen wird weitgehend verzichtet.

Ressourcenausstattung und wirtschaftliche Leistungserbringung

Gemäß den Interpreting Notes⁶ der EU-Kommission und den Auslegungsgrundsätzen der E-Control müssen die Netzbetreiber über ausreichende Humanressourcen und physische Ressourcen verfügen, um

⁵ CEER: Council of European Energy Regulators

⁶ Vermerk der GD Tren 2003/54/EG und 003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt (16. Jänner 2004)

ihre Arbeit unabhängig von anderen Teilen des integrierten Unternehmens durchführen zu können. Ferner müssen ausreichend finanzielle Mittel für die Wartung und den Ausbau des Netzes zur Verfügung stehen.

In Österreich haben die wenigsten gesellschaftsrechtlich entflochtenen Netzbetreiber das zivilrechtliche Eigentum an den Netzen. Alle übrigen Unternehmen kaufen das wirtschaftliche Nutzungsrecht an den für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen und Betriebsstätten mittels Pacht- bzw. Betriebsführungsverträgen zu. Da sowohl die Personalressourcen als auch das Nutzungsrecht an den Netzen und Betriebsanlagen durch Dienstleistungsverträge bzw. Pachtverträge zugekauft wird, beschränkt sich die wirtschaftliche Leistungserbringung mit Eigenpersonal auf das Management und einige strategische Aufgabenbereiche.

Auch ist im Strombereich in zwei Fällen ein Betriebsführungsmodell bekannt. Die E-Control steht einem Betriebsführungsmodell, insbesondere hinsichtlich organisatorischer und buchhalterischer Entflechtung, äußerst skeptisch gegenüber. Die Unabhängigkeit des Netzbetreibers ist jedenfalls zu bezweifeln. Auch die buchhalterische Entflechtung erscheint problematisch. Dem Netzbetreiber mangelt es an jeglichen Ressourcen, und zwar in materieller, personeller, finanzieller und technischer Hinsicht.

**Unbundling-
bestimmungen
im 3. Paket
festgelegt**

Durch die Klarstellung im 3. Energieliberalisierungspaket, wonach Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, wird ein derartiges Betriebsführungsmodell jedenfalls spätestens nach Inkrafttreten der RL 2009/73/EG (bzw. RL 2009/72/EG im Elektrizitätsbereich) und deren Umsetzung durch das EIWOG der Vergangenheit angehören dürfen.

Anregungen und Ausblick

Alle Bundesländer haben die gesetzlichen Vorgaben des Unbundling erfüllt und die Unbundling-Vorschriften des EIWOG in den jeweiligen Landesgesetzen umgesetzt. Die Unternehmen haben den gesetzlichen Interpretationsspielraum weitestgehend genützt, Netzunternehmen zu gründen, die weder ausreichend Eigenpersonal noch die wirtschaftliche Verfügungsmacht über die zur Leistungserstellung erforderlichen Ressourcen besitzen. Im Wesentlichen handelt es sich bei Netzgesellschaften österreichischer Ausprägung um Unternehmen, deren Handlungsspielraum sich faktisch auf die Ausgestaltung und Verrechnung aus den Dienstleistungsverträgen beschränkt.

Die Kontrolle des Unbundling im Strombereich ist kritisch zu betrachten, da aus Sicht der E-Control sehr viele Probleme im Gasbereich auch für den Strombereich überzuleiten sind. Darunter fallen folgende Bereiche:

- > organisatorische und personelle Verschränkungen
- > gefährdete Gleichbehandlung
- > wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen
- > der Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Daten
- > unzureichende Datenzugriffskonzepte
- > Netz- und Energievertrieb in Personalunion

Das 3. Energieliberalisierungspaket RL 2009/72/EG, das mit 3. März 2011 umzusetzen ist, sieht u. a. Änderungen für Verteilernetzbetreiber vor. Trotz Beibehaltung der gesellschaftsrechtlichen (sowie organisatorischen und buchhalterischen) Entflechtung müssen strukturelle Änderungen vorgenommen werden. Denn die Entflechtungsvorschriften verlangen nun klarstellend, dass Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen,

um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient – im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis, unabhängig vom integrierten Erdgasunternehmen – wahrnehmen zu können.

Weiters müssen Verteilernetzbetreiber in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik dafür sorgen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens, ausgeschlossen ist. Darüber hinaus muss der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig sein und Zugang zu allen Informationen haben, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundene Unternehmen verfügen. An einer Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspaketes wird derzeit durch die nationalen Gesetzgeber gearbeitet.

Entwicklung des Wettbewerbs auf dem österreichischen Strommarkt

AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG VON ELEKTRIZITÄT

Stromerzeugung

Wasserkraft-
werke haben den
größten Anteil

In *Abbildung 5* ist der Erzeugungsmix für das Jahr 2009 ausgewiesen. Insgesamt wurden 68.974 GWh produziert. Rund 62,3% der Erzeugung stammt aus Wasserkraftwerken, d.h. Lauf- und Speicherkraftwerken sowie den in der Kleinerzeugung enthaltenen Kleinwasserkraftwerken (< 10 MW). Nach der Wasserkraft ist Erdgas der wichtigste Primärenergieträger in der Stromerzeugung mit rund 17,9%. Der Anteil der elektrischen Energie aus Steinkohle und Kohlederivaten an der Gesamterzeugung beträgt rund 7,3%.

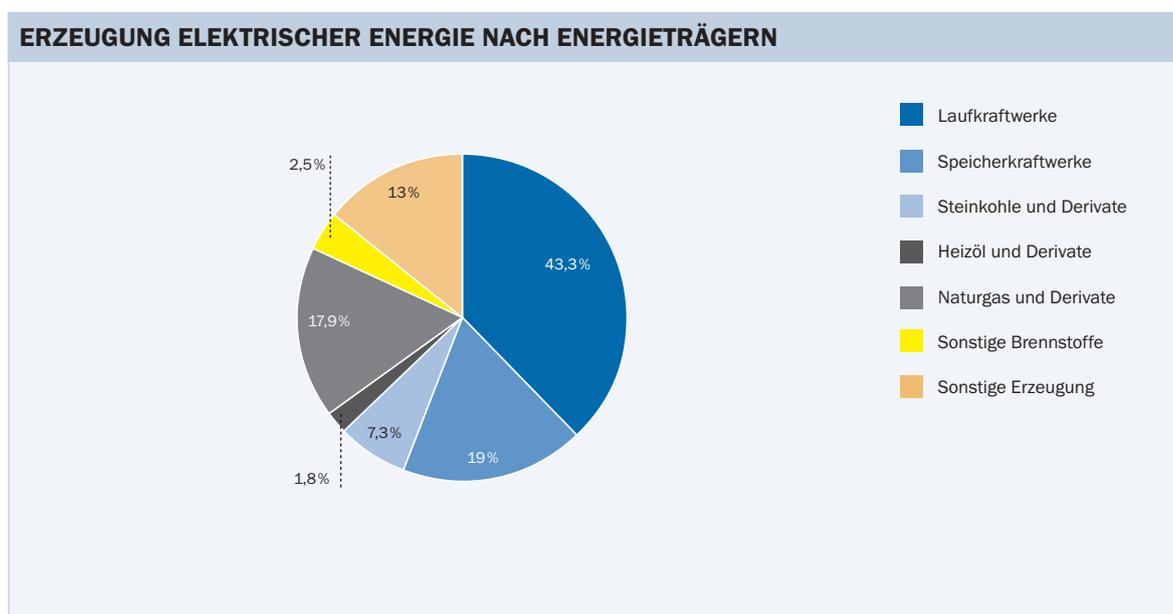


Abbildung 5: Erzeugung elektrischer Energie in Österreich nach Energieträgern 2009

Quelle: E-Control

Der Erzeugungskoeffizient für Laufkraftwerke lag 2009 bei 1,06 und lag damit 6% über dem Regeljahr und dem Vorjahreswert (1,0).

Ökostromerzeugung

In den Jahren 2003 bis 2009 war ein starkes Mengenwachstum der sonstigen Ökostromtechnologien gegeben (Abbildung 6).

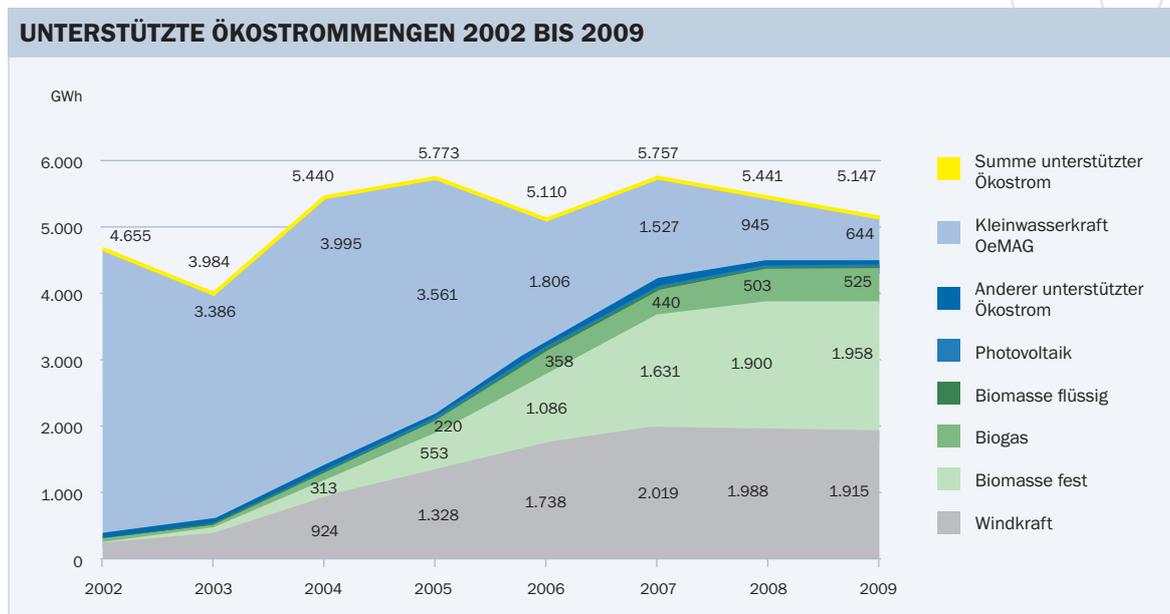


Abbildung 6: Unterstützte Ökostrommengen von 2002 bis 2009 nach Technologien

Quellen: E-Control, OeMAG

Im Gegensatz dazu schwanken die Mengen an von der OeMAG abgenommener Kleinwasserkraft stark und gehen seit 2004 jährlich zurück, da viele Kleinwasserkraftbetreiber aufgrund des steigenden Marktpreises das Einspeisetarifsystem verlassen und ihren Strom auf dem freien Markt verkaufen bzw. die Abnahme von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen zu Einspeisetarifen mit Ende 2008 ausgelaufen ist.

Erzeugung aus Windkraft und Biomasse stark angestiegen

Insgesamt wurden im Jahr 2009 5.147 GWh geförderter Ökostrom von der OeMAG abgenommen.

Im Jahr 2009 wurden in Österreich 644 GWh Strom aus unterstützter Kleinwasserkraft und 4.503 GWh aus gefördertem, sonstigem Ökostrom eingespeist. Insgesamt ist der Anteil der von der OeMAG abgenommenen Mengen an der Gesamtabgabe im öffentlichen Netz von 9,8% auf 9,6% zurückgegangen, was durch den Rückgang der Mengen von Kleinwasserkraft von 1,7% auf 1,2% zu erklären ist. Der Anteil an sonstigem Ökostrom ist im Gegensatz dazu von 8,1% auf 8,4% gestiegen.

Für das Jahr 2010 wird von einer weiteren Steigerung der sonstigen Ökostrommengen ausgegangen. Insgesamt wird erwartet, dass 4.776 GWh sonstiger Ökostrom von der OeMAG abgenommen werden. Für die Abnahmemengen aus Kleinwasserkraft wird eine leichte Steigerung auf 656 GWh prognostiziert. Diese wird angenommen, da aufgrund des reduzierten Marktpreises Kleinwasserkraftanlagenbetreiber zurück ins Fördersystem wechseln und Anlagenerweiterungen und -revitalisierungen wirksam werden.

Beim Erzeugungsprofil von Windkraft fällt auf, dass dieses wetterbedingt vor allem in den Wintermonaten durch eine wesentlich höhere Erzeugung geprägt ist als in den Sommermonaten. Im Gegensatz dazu ist das Erzeugungsprofil von Biomasse- und Biogasanlagen über das Jahr hin recht konstant, obwohl diese Anlagen neben dem Strom auch Wärme produzieren und bei einer großen Wärmenutzung eine niedrigere Stromeinspeisemenge zu erwarten wäre.

Das Vergütungsvolumen (Ökostrommengen × Einspeisetarif) 2009 ist im Vergleich zum Vorjahr nach jährlichen Steigerungen leicht gesunken und beträgt 548 Mio. Euro, wovon 514 Mio. Euro für sonstigen Ökostrom bezahlt wurden.

Dieser Rückgang ist einerseits durch die gesunkenen Mengen an vergüteter Kleinwasserkraft erklärbar und andererseits dadurch, dass die Rohstoffzuschläge für das Jahr 2009 in diesen Werten noch nicht berücksichtigt sind⁷.

Importe und Exporte

**Handel mit dem
 Ausland weiter
 gestiegen**

Der Austausch zwischen Österreich und den verbundenen Nachbarländern ist seit 1990 konstant gestiegen (Abbildung 7). Bis 2001 wurde vorwiegend mehr elektrische Energie exportiert als importiert. Seit 2001 hat sich diese Entwicklung jedoch umgekehrt, wobei im Jahr 2006 die Differenz Export zu Import am größten gewesen ist. Die physikalischen Importe sind im Jahr 2009 um 1,3% leicht gesunken und die Exporte um 25,6% gestiegen. Wichtigstes Herkunftsland ist Deutschland (über 60% aller Importe), wichtigstes Zielland die Schweiz (über 46% der Exporte). Die Nettoimporte (776 GWh entspricht -84% gegenüber 2008) trugen 2009 1,1% zur Stromaufbringung in Österreich bei.

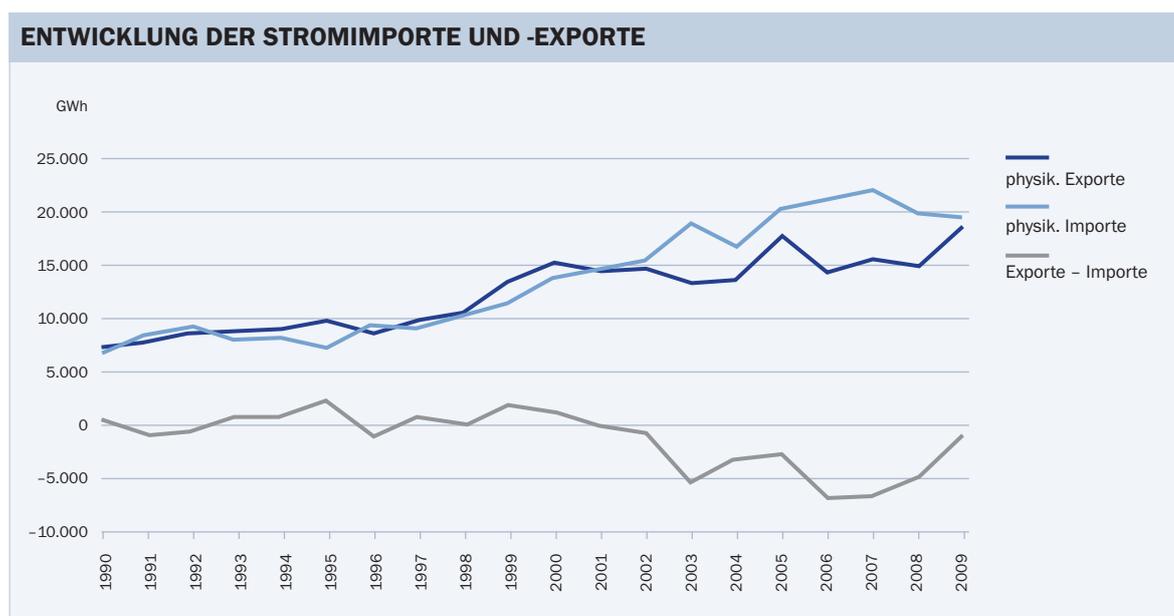


Abbildung 7: Entwicklung der Stromimporte und -exporte seit 1990

Quelle: E-Control

⁷ Am 2. Februar 2010 wurde eine Rohstoffzuschlagsverordnung für Biogas-Anlagen für das Jahr 2009 iHv 3 Cent/kWh erlassen. Daraus ergibt sich ein zusätzliches Vergütungsvolumen in Höhe von etwa 15 Mio. €.

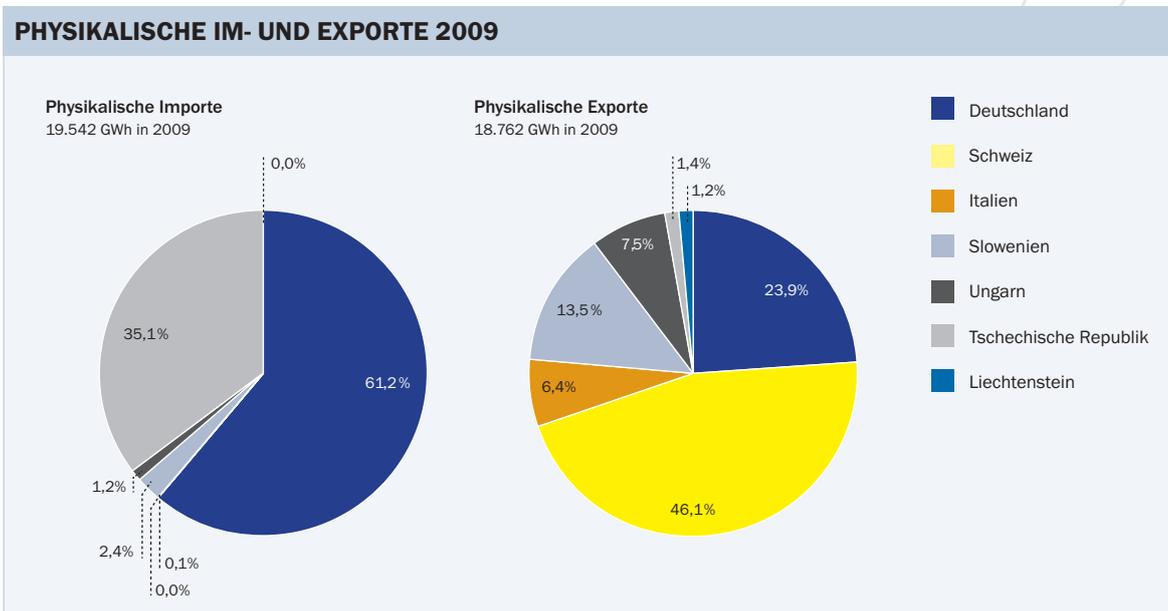


Abbildung 8: Physikalische Im- und Exporte 2009
 Quelle: E-Control

Stromverbrauch

Der gesamte Inlandsstromverbrauch (exklusive Pumpspeicher) hat in Österreich im Jahr 2009 im Vergleich zum Vorjahr abgenommen (ca. 3,8%) und betrug insgesamt 65,8 TWh.

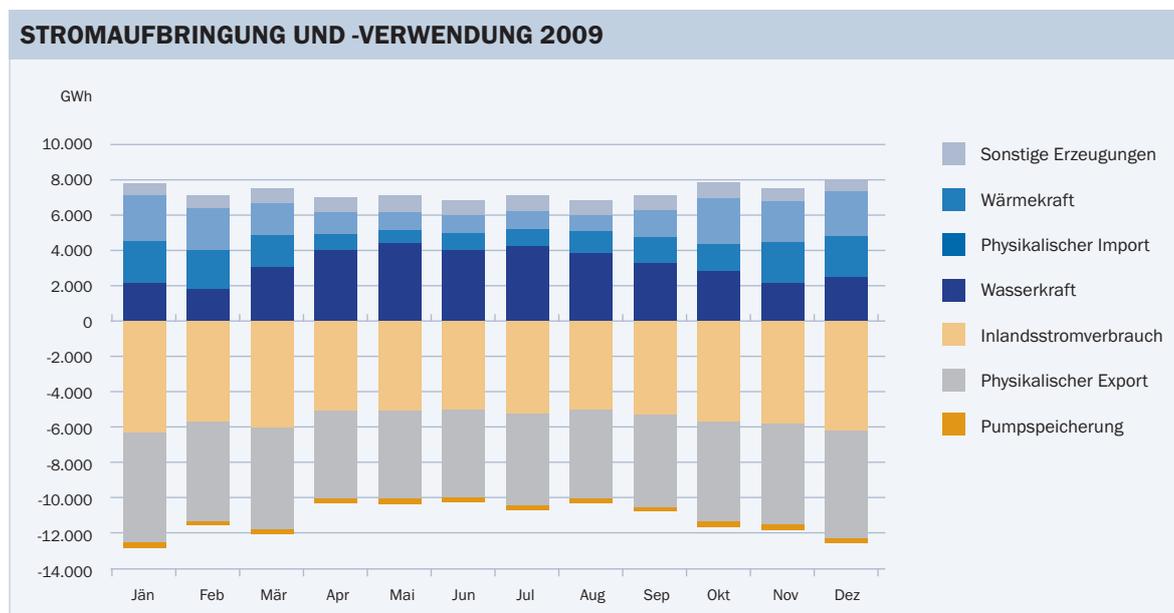


Abbildung 9: Stromaufbringung und -verwendung 2009
 Quelle: E-Control

Den größten Verbrauchsrückgang hatten dabei die Großindustrie mit einem Jahresbezug über 20 GWh (-14%) und die Mittlere Industrie von 2 GWh bis 20 GWh Jahresverbrauch (-3,8%) zu verzeichnen, alle anderen Verbrauchergruppen steigerten ihren Verbrauch 2009, zwischen +0,2% und +4,4%. Die höchste Gesamtlast, die gleichzeitig im österreichischen Stromnetz nachgefragt wurde, ist in den vergangenen Jahren konstant angestiegen und lag im Jahr 2009 bei 10.821 MW.

GROSSHANDELSMARKT

Großhandelsmarkt weitestgehend grenzüberschreitend

Der Großhandelsmarkt in Österreich bildet mit Deutschland eine arbitragefreie Preiszone, sowohl im OTC als auch im Börsehandel. So werden auch von Preisreportern für Österreich im Strombereich meist 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.

Das Großhandelsgeschehen wird einerseits vom bilateralen Handel, wie auch vom Börsehandel an der EPEX Spot/EEX Derivatives wie auch 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. Darüber hinaus werden an der EEX Derivatives Futureskontrakte angeboten. Die Handelstätigkeit am OTC-Markt kann dabei nur begrenzt analysiert werden, da hier nur beschränkte Informationen verfügbar sind.

Entwicklung der Strompreise

Die Entwicklung der Großhandelspreise auf dem Strommarkt war im Jahr 2009 von relativer Stabilität gekennzeichnet. Die Strompreise für Spot- wie für Futureskontrakte in Österreich und Deutschland erreichten Anfang des Jahres ihren Höhepunkt (*Abbildung 10*) und hielten sich danach auf einem moderaten Preisniveau. Die Strommärkte spiegeln dabei die gemäßigte Stimmung an anderen Commodity Märkten wider. Im Jahresschnitt lag der Basepreis bei 45,95 €/MWh, während der Futureskontrakt 2009 in der Handelsperiode 2007–2008 durchschnittlich bei 62,87 €/MWh lag. Der Spread zwischen Futureskontrakt und Spotmarkt lag im Jahr 2009 demnach bei 20,92 €/MWh. Es war somit günstiger, den Jahresbedarf an Stromlieferungen am Spotmarkt abzudecken.

Die wichtige Rolle der Primärenergieträger und der CO₂-Zertifikate für die Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt wird auch aus *Abbildung 13* ersichtlich. Alle fünf Zeitreihen zeigen im Vergleich zum Vorjahr eine geringere Volatilität. Bemerkenswert ist auch der Einbruch bei den CO₂-Zertifikatspreisen Anfang des Jahres 2009 bzw. der Gaspreisverfall im Laufe des Jahres. Beide Entwicklungen dürften einen entscheidenden Einfluss auf das geringe Strompreisniveau des Jahres 2009 gehabt haben. Dies führte auch dazu, dass sich im Vergleich zum Vorjahr das Verhältnis zwischen Spot- und Futuresmarkt wieder umkehrte. Angesichts der niedrigen Spotpreise waren im Jahr 2009 kurzfristige Einkaufsstrategien bzw. langfristige Verkaufsstrategien für Lieferanten bzw. Erzeuger günstiger.

Entwicklung der gehandelten Strommengen

Die österreichische Strombörse EXAA verzeichnete aufgrund der Steigerung der Handelsteilnehmer von 48 im Jahr 2008 auf 61 im Jahr 2009 einen Mengenzuwachs. Die Anzahl der registrierten Handelsteilnehmer für CO₂-Zertifikate stieg leicht von 28 im Jahr 2008 auf 31 im Jahr 2009. Dabei handelt es sich mittlerweile auf beiden Märkten um überwiegend nicht-österreichische Teilnehmer.

An der EXAA werden neben Stundenprodukten auch Blockprodukte mehrerer aufeinanderfolgender Stunden gehandelt. Die Handelsschritte und die Mindesthandelsmenge liegen jeweils bei 0,1 MWh. Die

Produkte werden für die drei österreichischen Regelzonen und die deutschen Regelzonen der RWE und E.ON angeboten.

Das Handelsvolumen am Spotmarkt lag an der EXAA bei 3,47 TWh (ohne Blockprodukte) bzw. 4.66 TWh (mit Blockprodukten), gemessen am österreichischen Stromverbrauch entspricht dies rund 5,3% bzw. 7,1 % (mit Blockprodukten) (Abbildung 12). Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr eine Verdoppelung der entsprechenden Volumina und eine Verbesserung der Liquidität. Die deutsche Strombörse EPEX Spot konnte im Vergleichszeitraum 2009 am Spotmarkt Deutschland-Österreich (DE-AT) keine merklichen Zugewinne liefern, wobei der Anteil des Börsehandels am Bruttoverbrauch bei rund 17% (ohne Blockprodukte) lag.

Die Rolle der Börsen als Handelsplätze

Obwohl die Zahl der Marktteilnehmer am Stromspotmarkt der EXAA im Jahr 2009 bei 61 lag, hielten die fünf größten Händler im letzten Jahr (selling side) bei einem durchschnittlichen Marktanteil von zwischen 26 und 50 Prozent pro Monat. Allerdings fiel gegen Ende des Jahres die Konzentration auf der Verkaufsseite merklich. Auf der Kaufseite zeigte sich die Konzentration hingegen nach wie vor relativ hoch. Im Vergleich dazu liegt zum Beispiel bei der EEX der entsprechende Anteil sowohl im Spot- wie auch im Terminmarkt konstant unter 10 Prozent (auf Tagesbasis). Für eine Börse ist die EXAA demnach relativ konzentriert, auch wenn gängige Konzentrationskennzahlen dies nicht immer (d.h. nicht jeden Monat) bestätigen. Dabei liefern diese Monatsdaten noch keinerlei Einblick in die eventuelle Dominanz von Erzeugern in einzelnen Stunden.

61 Markt-
teilnehmer
an der EXAA

Andererseits bedeutet die gemeinsame Preiszone mit Deutschland, dass die EXAA-Preise mit den EPEX-Spotpreisen eine sehr hohe Korrelation aufweisen. Unterschiede ergeben sich meist aus den unterschiedlichen Floor-Limits (-3.000 EUR/MWh an der EPEX; 0,01 EUR/MWh an der EXAA) und aufgrund des früheren Handelsschlusses der EXAA. Da Händler der DE-AT-Zone nach der Auktion an der EXAA auf die EPEX-Spot ausweichen können, ist die Notwendigkeit, (short/long) Positionen an der EXAA zu schließen, nicht im selben Ausmaß gegeben. Daher ist die Volatilität an der EXAA in der Regel etwas geringer als an der Leipziger Börse.

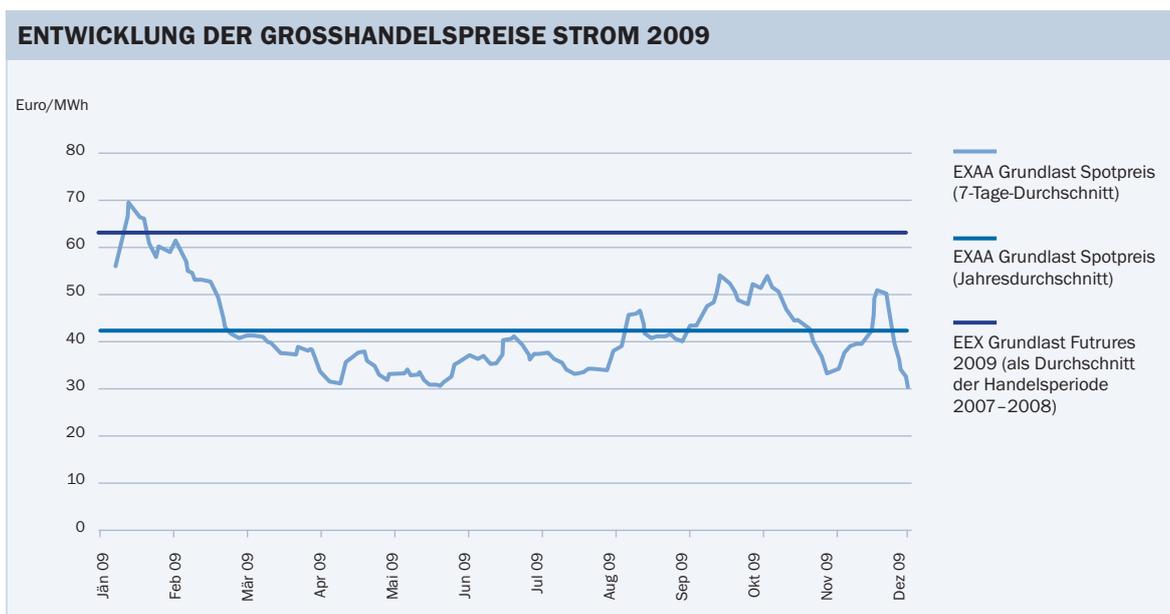


Abbildung 10: Entwicklung der Großhandelspreise Strom 2009
Quellen: EEX, EXAA, eigene Berechnungen

**Großhandels-
geschäfte auch
bilateral**

Neben den Börsen werden Großhandelsgeschäfte auch bilateral durchgeführt. Selbst die sehr liquide deutsche Strombörse EEX setzt im OTC-Clearing Mengen in der dreifachen Größenordnung des tatsächlichen Börsenhandels um.

Als besonders kritisch wurde in der Vergangenheit⁸ die Möglichkeit der dominanten Erzeuger gesehen, Preise durch ihr Kaufverhalten künstlich hoch zu halten. Tritt ein Händler mit großen Erzeugungskapazitäten an der Börse hauptsächlich als Käufer auf, liegt es nahe, dass Kapazitäten in erheblichem Maß OTC gehandelt werden zu entsprechend höheren Preisen (wenn man davon ausgeht, dass die Börse als Preisbildungsinstrument für den OTC-Handel dient). Würde der gesamte Großhandel hauptsächlich über offizielle Handelsplätze, sprich Börsen abgewickelt werden, dann wäre es schwieriger für dominante Erzeuger, solche Strategien zu verfolgen.

Um die Transparenz auf dem Großhandelsmarkt zu erhöhen, hat die EPEX/EEX Ende 2009 eine Internetplattform mit marktrelevanten Informationen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ins Leben gerufen (auf gesetzlicher Basis). Dabei wurde eine wichtige Forderung erfüllt, Erzeugungsdaten ex ante bzw. zeitnahe zu veröffentlichen. Allerdings gelten die Veröffentlichungspflichten ausschließlich für deutsche Erzeuger mit Erzeugungseinheiten > 100 MW.

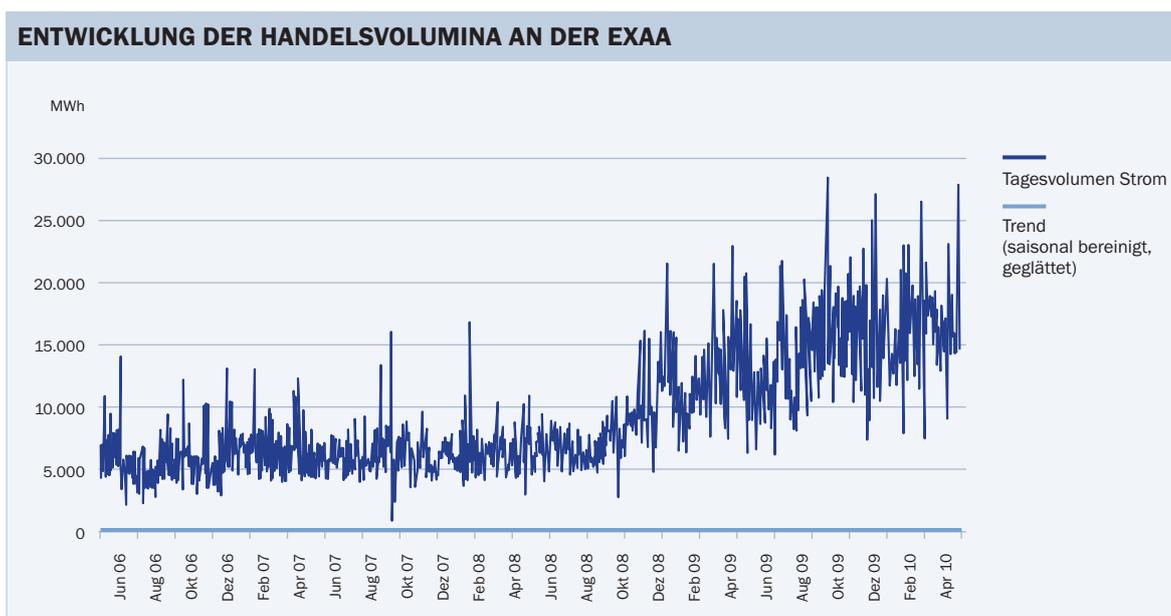


Abbildung 11: Entwicklung der Handelsvolumina an der EXAA in MWh
Quellen: EXAA, eigene Berechnungen

⁸ Vgl. Branchenuntersuchung der EU-Kommission (2007); Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005

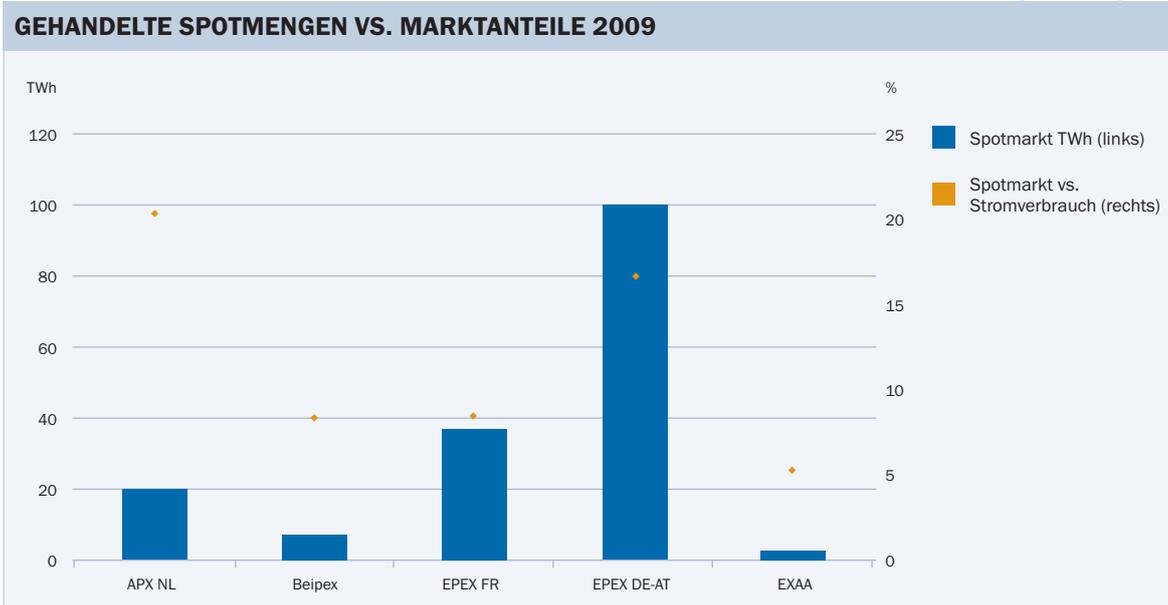


Abbildung 12: Gehandelte Strommengen und Marktanteile an den europäischen Strombörsen 2009
 Quellen: EPEX, EXAA, IEA, Statistisches Bundesamt, E-Control, APX, Belpex, eigene Berechnungen

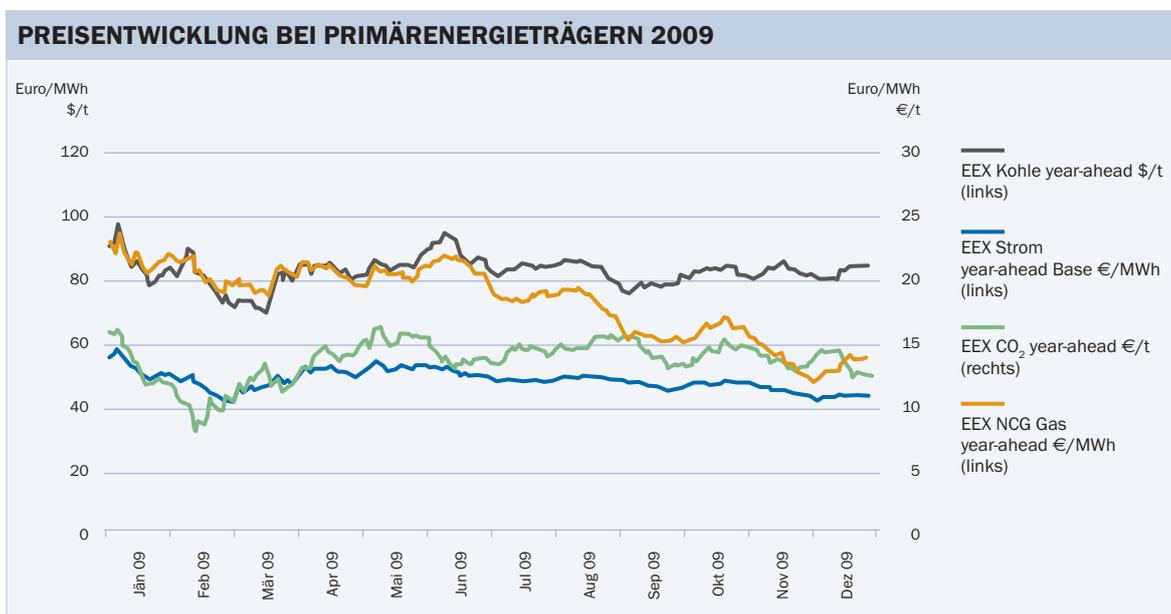


Abbildung 13: Stromgroßhandelspreis und Preise von Primärenergieträgern 2009
 Quelle: EEX

WETTBEWERB IM ENDKUNDENMARKT

Grundsätzlich lässt sich der Endkundenmarkt in Österreich in zwei Teilmärkte unterteilen, auf denen unterschiedliche Marktbedingungen vorhanden sind:

- > Kleinkundenmarkt: Haushalte und Kleinverbraucher, nicht leistungsgemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh
- > Großkundenmarkt: leistungsgemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh

Insgesamt gibt es 5,8 Mio. Zählpunkte, die mit Strom beliefert werden, davon ca. 71% Zählpunkte von Haushaltskunden, 25% sonstige Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 4% lastganggemessene Endkunden (Industriekunden). Am Stromverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 24%, sonstige Kleinkunden von 19%. Der größte Endkundenmarkt ist der Industriekundenmarkt (leistungsgemessene Endkunden) mit einem Verbrauchsanteil von 57%.

Marktstruktur der Endkundenmärkte

Anbieterstruktur

Derzeit sind über 140 Anbieter im österreichischen Strommarkt tätig, diese sind jedoch nicht alle österreichweit tätig. Die ehemaligen Monopolisten bieten in ihrem Netzgebiet unter dem Namen des etablierten Unternehmens an, für österreichweite Angebote wurden aber zum Teil neue Marken geschaffen.

Geringe
Anzahl von
Wettbewerbern

Durch Kooperationen wurde die Anzahl der Wettbewerber reduziert: Mit der **EnergieAllianz** gründeten die Vertriebsgesellschaften der Wien Energie, EVN und Bewag/Begas (anfangs auch Energie AG Vertrieb und Linz Strom Vertrieb) ein gemeinsames Vertriebsunternehmen. Vorteil des Zusammenschlusses ist nach Angaben der Unternehmen die überregionale Nutzung von Synergien aufgrund der Größeneffekte im Kerngeschäft Energievertrieb.⁹ Dieser Vertrieb wird jedoch in den Hauptabsatzmärkten der EnergieAllianz durch die Vertriebsgesellschaften der Unternehmen durchgeführt, die Marke EnergieAllianz tritt dabei nicht in Erscheinung. In den anderen Netzgebieten wird der Strom über die Marke Switch vermarktet. Die Marktkonzentration hat mit diesem Zusammenschluss deutlich zugenommen.

Mit der Gründung der **Enamo** in 2007 haben die Energie AG Vertrieb zu 65% und Linz Strom Vertrieb GmbH zu 35% ihre Vertriebsaktivitäten gebündelt. Tiwag und Salzburg AG sind jeweils zu 50% Anteilseigner der MyElectric, die österreichweit (exkl. Netzgebiete Salzburg AG und Tiwag) anbietet.

Neben den etablierten Unternehmen und deren Kooperationsunternehmen bieten einige kleinere Energieunternehmen elektrische Energie für Kleinkunden auf überregionaler Ebene an, aber auch beschränkt auf einzelne Netzgebiete. Der regionale Schwerpunkt liegt jedoch weiterhin auf der Regelzone Ost, da die Belieferung von Kunden in einer anderen Regelzone von den meisten kleineren Lieferanten als zusätzlicher, unrentabler Aufwand eingeschätzt wird.

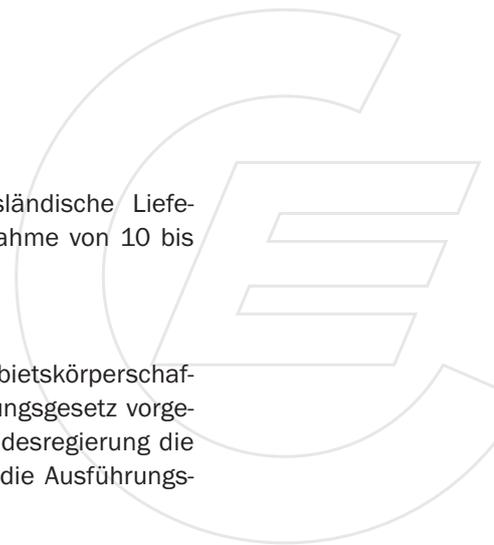
Die Anbieterstrukturen sind für den Kleinkunden- und Großkundenmarkt unterschiedlich:

- > Im Kleinkundenmarkt treten EnergieAllianz und Enamo jeweils nicht als ein Anbieter auf, sondern verkaufen Strom über die beteiligten Vertriebsgesellschaften (Wien Energie Vertrieb, EVN Vertrieb, Bewag Vertrieb für EnergieAllianz, Linz Strom und Energie AG für Enamo). Weitere Anbieter sind Verbund (APS), VKW, MyElectric, Kelag, AAE Naturstrom, Energie Klagenfurt, Unsere Wasserkraft, Ökostrom, Naturkraft und WEIZER Naturenergie. Im Kleinkundenbereich ist kein ausländischer Anbieter in Österreich tätig.
Im Kleinkundenmarkt sind je nach Netzgebiet bis zu 13 Anbieter tätig.¹⁰
- > In Großkundenmarkt treten EnergieAllianz und Enamo als jeweils eigene Anbieter auf. Auf diesem Markt bietet auch Verbund (APS), VKW, Kelag, AAE Naturstrom, Energie Klagenfurt, Unsere Wasser-

⁹ Vgl. www.energieallianz.at

¹⁰ Vgl. E-Control Tarifkalkulator, www.e-control.at

kraft, Ökostrom, Naturkraft und WEIZER Naturenergie österreichweit an. Ausländische Lieferanten sind im Großkundenmarkt tätig und beliefern Kunden ab einer Jahresabnahme von 10 bis 20 GWh, was zudem noch meist standortbezogen ist.



Eigentümerstruktur

Eigentümer der Anbieter im österreichischen Strommarkt sind im Wesentlichen die Gebietskörperschaften (Abbildung 14), wobei dies für die wesentlichen Unternehmen durch ein Verfassungsgesetz vorge-schrieben ist¹¹. Als Eigentümerversreter haben sowohl Landesregierung als auch Bundesregierung die Möglichkeit, Einfluss auf die Gesetzgebung zu nehmen. So sind die Länder u.a. für die Ausführungsgesetze des Unbundling verantwortlich.

Neben dem hohen öffentlichen Anteil sind weiters die ausgeprägten Querbeteiligungen auffällig. So ist die Mehrheit der Unternehmen, wenn auch teilweise nur indirekt, an anderen Marktteilnehmern beteiligt (Abbildung 74).

Stromanbieter in öffentlicher Hand

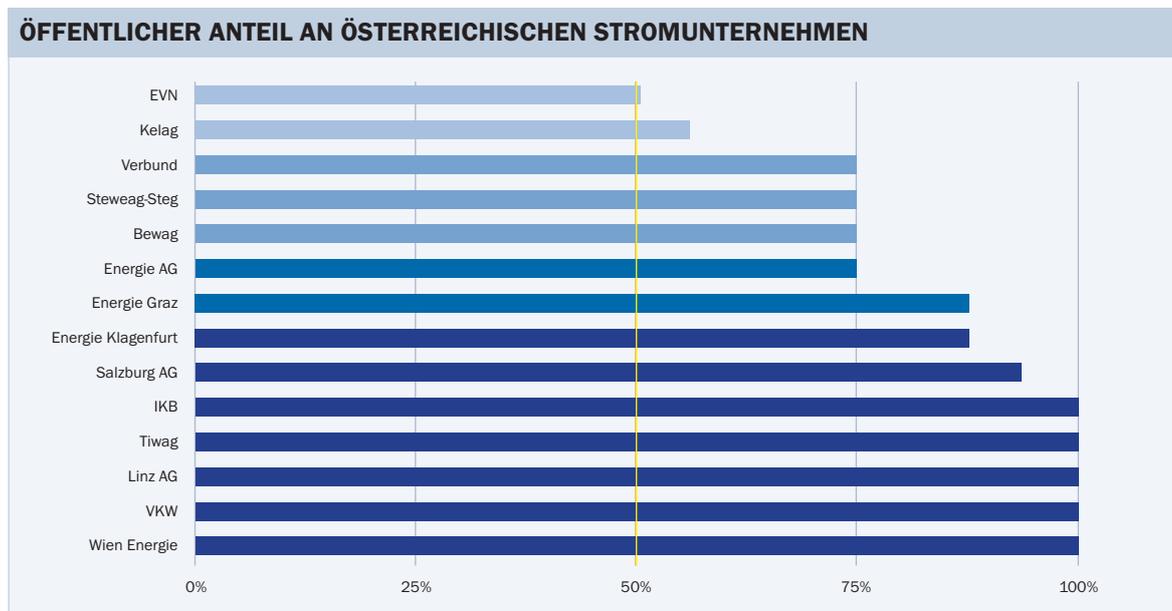


Abbildung 14: Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen

Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, eigene Berechnungen

Nachfragestruktur

Im Kalenderjahr 2009 wurden insgesamt 5,8 Mio. Zählpunkte mit Strom geliefert, davon ca. 4,1 Mio. Zählpunkte von Haushaltskunden, 1,6 Mio. von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 33.000 lastganggemessene Endkunden (Industriekunden). Den höchsten Verbrauchsanteil haben lastganggemessene Endverbraucher; Haushaltskunden verbrauchen ca. ein Viertel des Gesamtstromabsatzes.

Marktkonzentration auf dem österreichischen Strommarkt – Kleinkundenmarkt¹²

In der Marktstatistik werden seit 2008 die Marktanteile der Stromanbieter für lastganggemessene Endkunden erhoben.¹³

¹¹ BVG-Eigentum (BGBl. I Nr. 143/1998). Eine Änderung des Gesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, wovon kurz- bis mittelfristig nicht ausgegangen werden kann.

¹² Die Daten beziehen sich auf nicht lastganggemessene Kleinkunden. Daten zu Marktanteilen bei lastganggemessenen Kunden liegen nicht vor, die Marktkonzentration kann für dieses Kundensegment daher nicht berechnet werden.

¹³ Gesetzliche Basis dafür ist die Elektrizitäts-Statistikverordnung 2007, Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft angeordnet werden; BGBl. II Nr. 284/2007.

Diese Daten zeigen, dass die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index¹⁴ in den unterschiedlichen Marktsegmenten zum Teil über den Schwellenwerten liegen, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen (50 % für CR 3, 66,7 % für CR5, HHI ab 1.800).

Die Marktkonzentration in den beiden Kundengruppen Haushalte und Gewerbe bezogen auf das Marktgebiet Österreich liegen mit 1.872 und 1.961 über dem Schwellenwert des HHI von 1.800, ab der der Markt als stark konzentriert eingeschätzt wird.

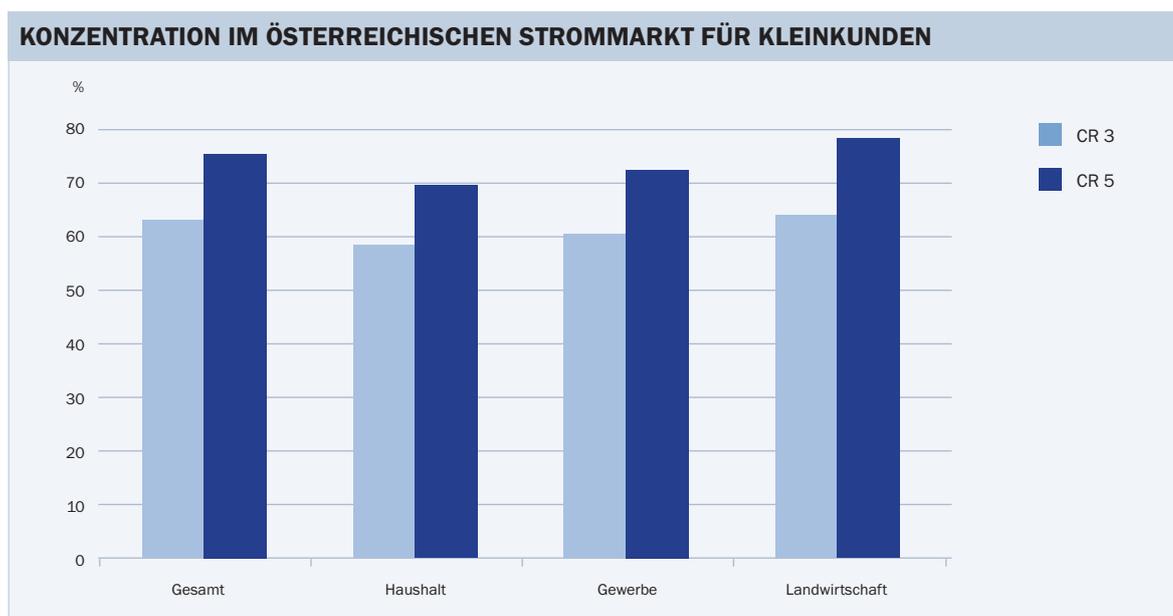


Abbildung 15: Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden (nicht leistungsgemessene Kunden) – CR 3 und CR 5¹⁵

Quellen: Erhebungsbogen Marktstatistik, eigene Berechnungen

Marktkonzentration bleibt hoch

Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für **Haushaltskunden** 2009 beläuft sich auf knapp 60% (Abbildung 15), jener der fünf größten Lieferanten auf 70%. Damit befriedigen die drei größten Lieferanten ca. zwei Drittel der Nachfrage. Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten im **Gewerbekundensegment** beträgt 60%, bei den fünf größten Lieferanten 72%. Die Marktanteile ausländischer Lieferanten im österreichischen Strommarkt sind vernachlässigbar.

Aufgrund der geringen Wechselraten ist es in den letzten Jahren zu keinen deutlichen Verschiebungen der Marktanteile gekommen. Neue Wettbewerber haben zwar Kunden gewonnen, aber bisher nach wie vor nur geringe Marktanteile. Die Dominanz der Unternehmen mit den größten Marktanteilen ist daher nach wie vor unverändert.

Marktverhalten

Preispolitik der Lieferanten – Preisveränderungen

2009 haben die Stromlieferanten zum Großteil Preiserhöhungen vorgenommen. Preissenkungen gab es nur in geringem Ausmaß.

¹⁴ HH-Index (Herfindahl-Hirschmann-Index): Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen; Kennzahl zur Konzentrationsmessung und zur Einschätzung der Wettbewerbsintensität.

¹⁵ Summe der Marktanteile der 3 (5) größten Lieferanten

PREISVERÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN				
	Preisänderung zum	Energie netto um %	Änderung Gesamtpreis	Anmerkung
Ökostrom	01.01.2009	abhängig von Netzgebiet	7,20 %	
Bewag	01.01.2009	+9,90%	4,40 %	
IKB	01.02.2009	-1,49%		
Bewag	01.02.2009	-3,50%	-1,30 %	
Switch	01.03.2009	+5,30%	2,60 %	
Verbund	01.05.2009	+14,05%	6,07 %	
Tiwag	01.08.2009	+5,10%	2,30 %	
IKB	01.08.2009	+8,20%	3,70 %	
Wels Strom	01.10.2009	+4,04%		
Kelag	01.11.2009	-0,70%	-0,30 %	
Tiwag	01.01.2010	+3%	0 %	
Energie AG	01.01.2010	+18%	8,80 %	
Linz AG	01.01.2010	+19%	9,30 %	
My Electric	01.01.2010	-14%	abhängig vom Netzgebiet	gilt für Neukunden
		+7,5%	abhängig vom Netzgebiet	gilt für Bestandskunden
Wels Strom	01.01.2010	+15,7%	5,20 %	
AAE Naturstrom	01.01.2010	+6%	abhängig vom Netzgebiet	
Salzburg AG	01.03.2010	+8,80%	4 %	
E-Werk Lechner	01.04.2010	+9,03%	4,17 %	
Lichtgenossenschaft Neukirchen	01.04.2010	+9%	4,20 %	
Energie Klagenfurt	01.04.2010	+5,90%	abhängig vom Netzgebiet	gilt für Neukunden
Verbund	01.05.2010	+12,90%	abhängig vom Netzgebiet	
Weizer Naturenergie	01.06.2010			
VKW	01.07.2010	+6,40%	2,80 %	gilt nur in Vorarlberg
		+15,20%	abhängig vom Netzgebiet	gilt österreichweit
E-Werk Frastanz	01.07.2010			Erhöhung um 0,4-0,5 Cent/kWh

Tabelle 4: Preisveränderungen der Stromlieferanten

Quelle: E-Control

Produktpolitik der Lieferanten

Um wechselwillige Kunden zu halten, bieten die Lieferanten Treuerabatte an, die gewährt werden, wenn ein Kunde sich freiwillig verpflichtet, länger als die vorgegebene Mindestvertragsdauer Kunde des Unternehmens zu bleiben. Die von den Lieferanten angebotenen Produkte sind größtenteils einheitlich, die Preisunterschiede durch die mitunter deutliche Rabattierung jedoch wesentlich. Auch Neukunden und Kunden mit Abbuchungsauftrag erhalten Boni. Lieferanten gewähren auch Rabatte für geworbene Kunden sowie Rückwechsler.

Eine Produktdifferenzierung erfolgt zumeist über das Angebot von „sauberer Energie“, d.h. Ökostrom auf der Basis von Wasserkraft, Windenergie oder Sonnenenergie.

Seit Beginn des Jahres 2010 bieten die Unternehmen der EnergieAllianz sogenannte Float-Produkte für Haushaltskunden an. Diese Preismodelle geben die Entwicklungen am Großhandelsmarkt über einen monatlich angepassten Index, den sogenannten österreichischen Strompreisindex, an die Endkunden weiter.

Länderübergreifende Vergleiche zeigen, dass die Produktvielfalt im Vergleich mit anderen europäischen Ländern geringer ist. So gibt es z. B. in den skandinavischen Ländern zahlreiche auf verschiedenen Großhandelsszenarien basierende Produkte, in anderen Ländern werden Spezialtarife für sozial Schwache oder Produkte mit Vorkasse angeboten. Die vergleichsweise wenig innovativen Produkte auf dem österreichischen Strommarkt können ein Indikator für geringe Wettbewerbsintensität auf dem Endkundenmarkt sein.

Werbeaktivitäten der (Strom-)Unternehmen

Werbeausgaben nach wie vor gering

Die Werbeausgaben lagen 2009 mit einem Gesamtwert von ca. 28 Mio. Euro nur geringfügig unter jenen des Vorjahres. Im ersten Halbjahr 2010 ist jedoch ein Anstieg der Ausgaben um 15% gegenüber dem ersten Halbjahr 2009 zu verzeichnen, wobei hier der Schwerpunkt auf Werbung in regionalen Printmedien liegt. 2009 waren über 70% der Werbeausgaben für Einschaltungen in regionalen Printmedien zu verzeichnen, Direct Mails nahmen nur einen geringen Prozentsatz ein, ähnlich wie Zeitungsbeilagen, TV-Spots und Radiowerbung. Es gibt nur sehr wenige alternative Anbieter, die aktiv um Neukunden werben. In den meisten Fällen wird Werbung von den Local Playern zur Imageaufwertung eingesetzt, Kundenrückgewinnung wird selten thematisiert. Radiowerbung wurde nur vereinzelt angewendet, meistens in den Regionalsendern des ORF.

Nachfrageseite: Wechselverhalten

Seit 1. Oktober 2001 haben alle Stromkunden die Möglichkeit, ihren Lieferanten zu wechseln. Insgesamt haben bis Dezember 2009 334.000 Stromhaushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt, was einem Anteil von 8,3% der gesamten Haushaltskunden im Strommarkt entspricht.

Haushaltskunden können durch einen Wechsel beträchtliche Einsparungen erzielen (*Abbildung 16*). Das Einsparungspotenzial in Ostösterreich beträgt bis zu 111 Euro, was einer Einsparung beim Gesamtpreis von bis zu 16% entspricht. Trotz dieser zum Teil beträchtlichen Einsparungen bei einem Lieferantenwechsel haben im Jahr 2009 lediglich 1,2% der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt (*Abbildung 17*). Die große Energiepreisdifferenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der lokalen Anbieter sowie die geringen Wechselraten lassen vermuten, dass Wechselbarrieren existieren.

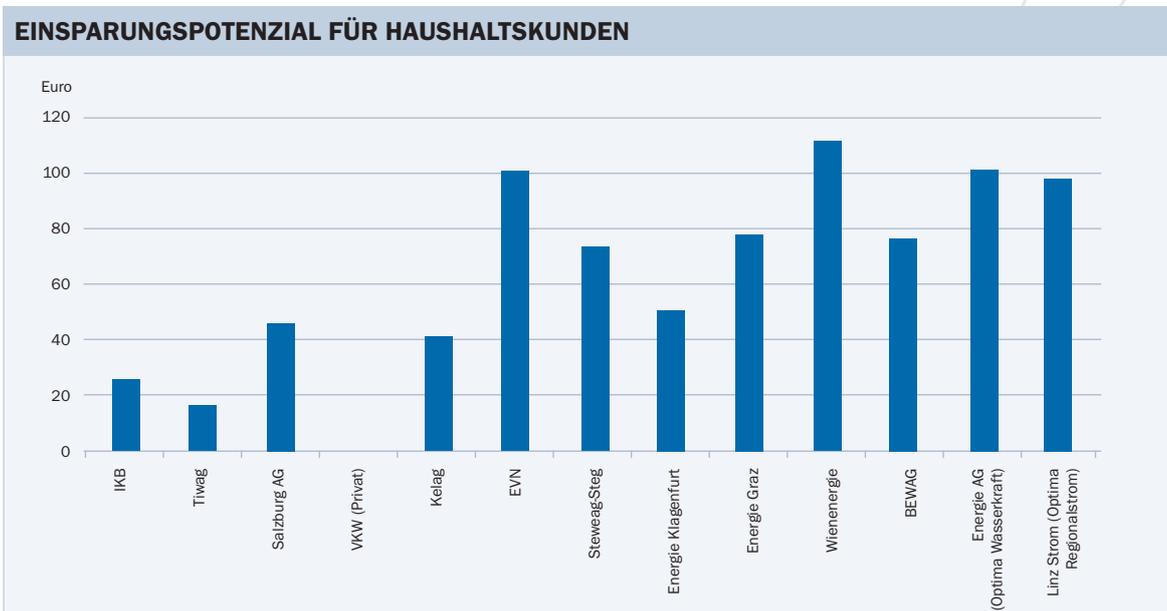


Abbildung 16: Einsparungspotenzial für Haushaltskunden (3.500 kWh Jahresverbrauch) in Euro pro Jahr beim Wechsel vom lokalen zum günstigsten Anbieter, Mai 2010, abzüglich allgemeiner Rabatte beim lokalen Anbieter, gesamter Rabatte beim günstigsten Anbieter
Quelle: E-Control

Nach einem deutlichen Rückgang der Wechselrate bei den Haushaltskunden im Jahr 2005 ist diese in den Jahren 2006 und 2007 kontinuierlich gestiegen. Im Jahr 2008 ist die Wechselrate von 1,5% auf 1,3% gesunken, im Jahr 2009 sank sie auf 1,2%. Das heißt, dass bei den Haushalten im Jahr 2009 knapp 7.000 weniger Wechsel als im Vorjahr verzeichnet wurden, was einer Verringerung um ca. 13% entspricht – und dies trotz der für Neukunden günstigeren Preissituation am Großhandelsmarkt.

Trotz Einsparungspotenzial wechseln noch immer nur wenig Kunden den Lieferanten

Von den sonstigen Kleinabnehmern haben im vergangenen Jahr rund 1,7% ihren Stromanbieter gewechselt. Betrug die Wechselrate im Vorjahr noch 2,4%, war auch in diesem Kundensegment eine deutliche Reduktion zu verzeichnen.

Zu den leistungsgemessenen Kunden zählen z. B. Großverbraucher des produzierenden Gewerbes, die Landwirtschaft sowie der Dienstleistungssektor. Diese Kundengruppe ist die aktivste am Strommarkt. Als Gründe für dieses Verhalten können unter anderem ein größeres absolutes Einsparungspotenzial sowie ein höheres Informationsniveau der Kunden genannt werden.

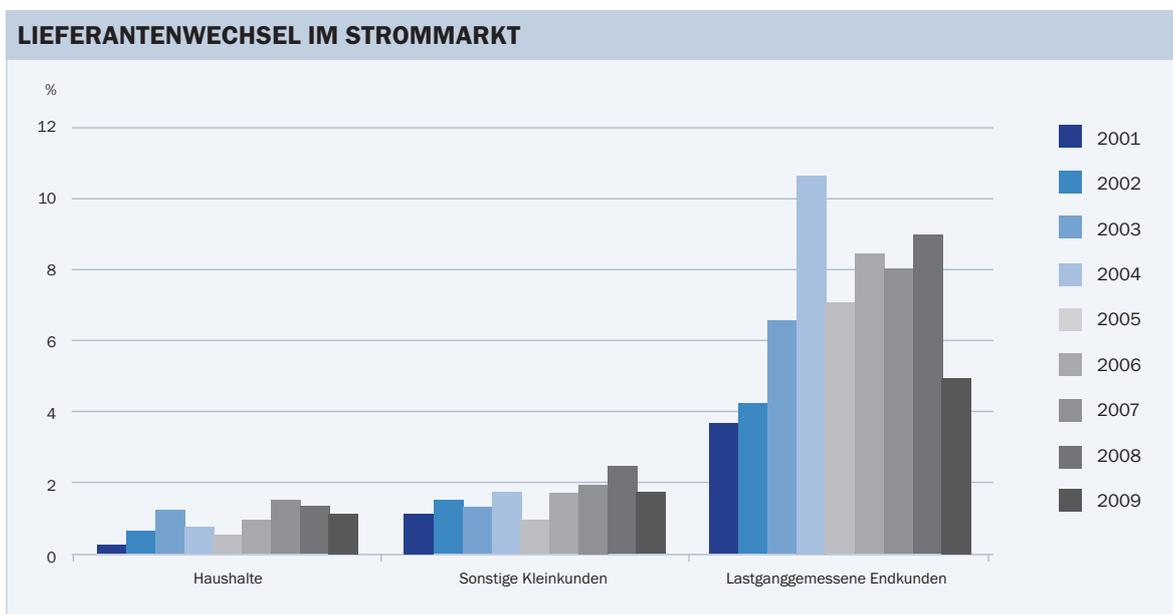


Abbildung 17: Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte
 Quelle: E-Control

Betrachtet man die unterschiedlichen Netzbereiche in Österreich, so fällt auf, dass die Wechselraten für lastganggemessene Stromkunden in der Steiermark und Niederösterreich überdurchschnittlich sind. Endkunden mit Standardlastprofil (Haushalte und sonstige Kleinkunden) haben in den Netzbereichen Wien, Niederösterreich und Steiermark mehr als im österreichischen Durchschnitt gewechselt. Wie *Abbildung 16* zeigt, sind die Einsparungsmöglichkeiten in Wien und Niederösterreich am höchsten.

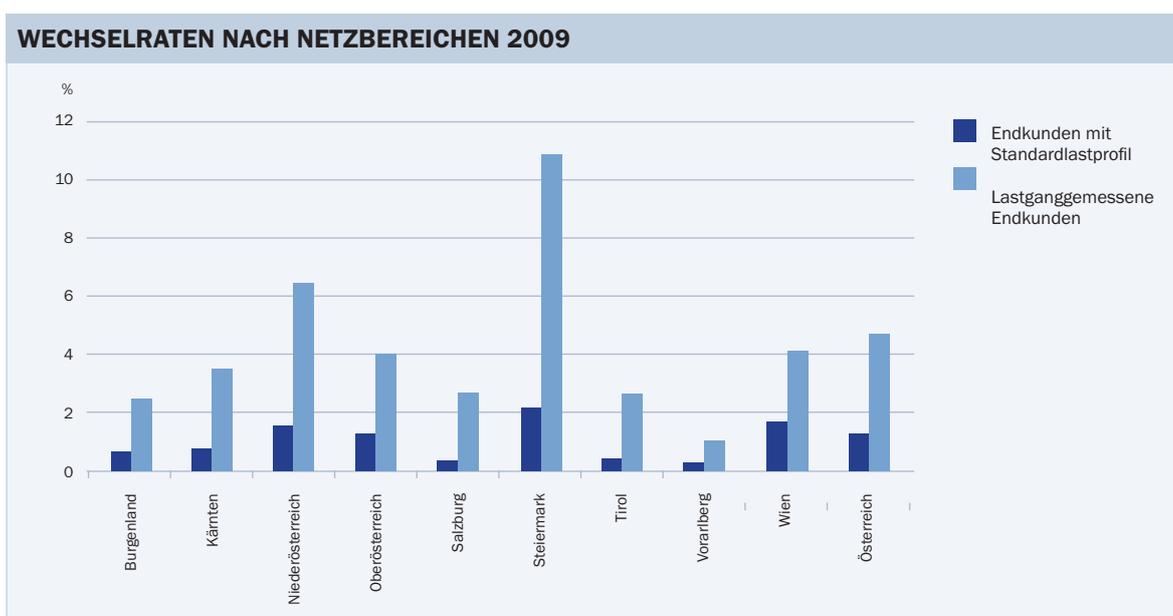


Abbildung 18: Wechselraten nach Netzbereichen 2009
 Quelle: E-Control



Entwicklung der Endkundenpreise

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

Strompreisentwicklung – Kleinkundenmarkt

Gesamtentwicklung

Die Entwicklung des Gesamtstrompreises von Haushaltskunden wird in *Abbildung 19* dargestellt. Nach einem Sinken der Strompreise zu Beginn der Liberalisierung sind die Preise seit Ende 2002 mit Ausnahme des 1. Halbjahrs 2005 gestiegen. Der Rückgang des Strom-VPI¹⁶ im 1. Halbjahr 2005 ist ausschließlich auf die Senkung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde zurückzuführen. Im Jahr 2009 war ein leichter Anstieg der Preise zu verzeichnen.

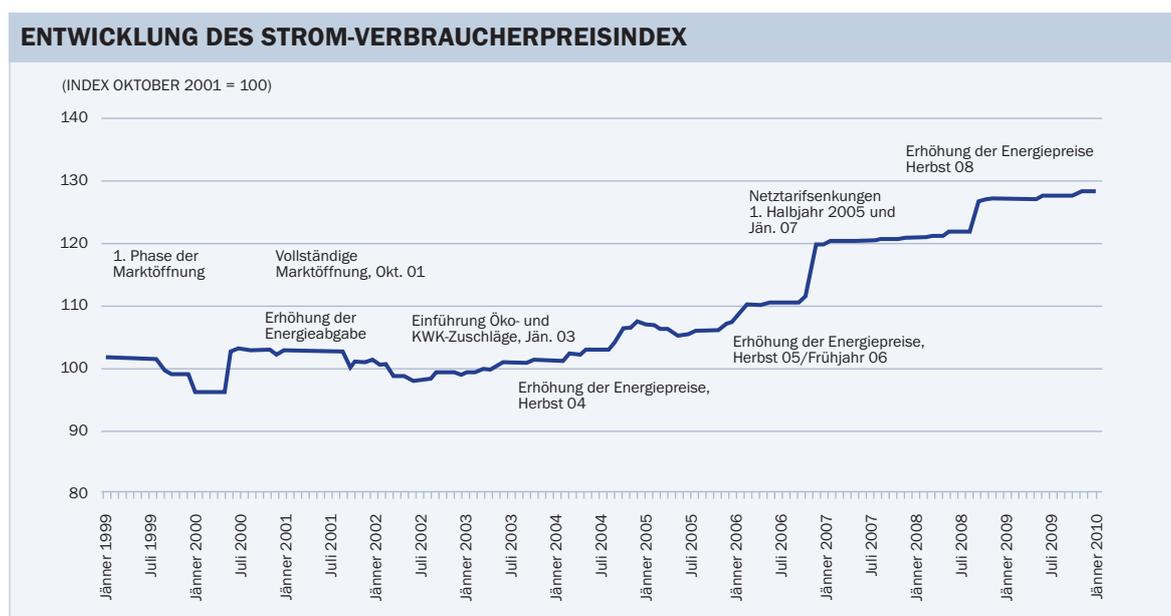


Abbildung 19: Entwicklung des Strom-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2001 = 100)

Quellen: Statistik Austria, E-Control

Zu Beginn des Jahres 2010 hat die Regulierungsbehörde die Netztarife erneut gesenkt. Einige Unternehmen haben diese Senkung jedoch durch eine Erhöhung der Energiepreise ausgeglichen bzw. über den ursprünglichen Gesamtpreis hinaus erhöht.

Senkung der Netztarife auch Anfang 2010

Preisentwicklung für Kleinkunden

Wie *Tabelle 5* zeigt, haben sich die Preise für Haushalte im Jahr 2009 verglichen mit dem Vorjahr um ca. 3,5%, die Preise für Gewerbekunden um ebenfalls ca. 3% erhöht. Ausgehend von den Preisen im 2. Halbjahr 2007 (Wert Jänner 2008) sind die Preise für Haushaltskunden um 14% und für Gewerbekunden um 15% gestiegen. Seit Beginn der Erhebung sind die Strompreise angestiegen.

¹⁶ Der Verbraucherpreisindex (VPI) ist ein Maßstab für die allgemeine Preisentwicklung bzw. Inflation. Als Referenzwert wird der Beginn der Liberalisierung des österreichischen Strommarkts im Oktober 2001 angenommen.

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

Table 5: Strompreisentwicklung nach Verbrauchergruppen (Lastprofilen), Jänner 2008 = 100, Anmerkung: Jänner 2008 bedeutet: Durchschnittspreis für das zweite Halbjahr 2007
 Quelle: Marktstatistik E-Control

Erhöhung der Strompreise für alle Kleinkunden

Abbildung 20 zeigt die Verteilung der reinen Energiepreise zeitverzögert über einen Zeitraum von 6 Monaten, d. h., der Wert für Jänner 2010 gibt den Durchschnittserlös des jeweiligen Lieferanten im zweiten Halbjahr 2009 an. Die Verteilung zeigt einerseits, dass die steigenden Durchschnittspreise in Österreich durch eine allgemeine Aufwärtsbewegung der Lieferantenpreise hervorgerufen wurden. Eine größere Anzahl von Lieferanten bietet Strom im Preisbereich von 7,5 bis 9 Cent/kWh an. Andererseits ist auch ersichtlich, dass einige Lieferanten auf dem Preisniveau des Jahres 2008 geblieben sind, aber diese Anzahl ist im Vergleich zum Vorjahr gesunken.

Trotz der höheren Varianz der Preise hat sich das Einsparungspotenzial nicht wesentlich verändert – sowohl die günstigsten als auch teuersten Anbieter sind in der Regel lokal anbietende, kleine Versorger.

Die Strompreise für Gewerbekunden haben sich 2009 im Vergleich zu 2008 um knapp 4% erhöht.

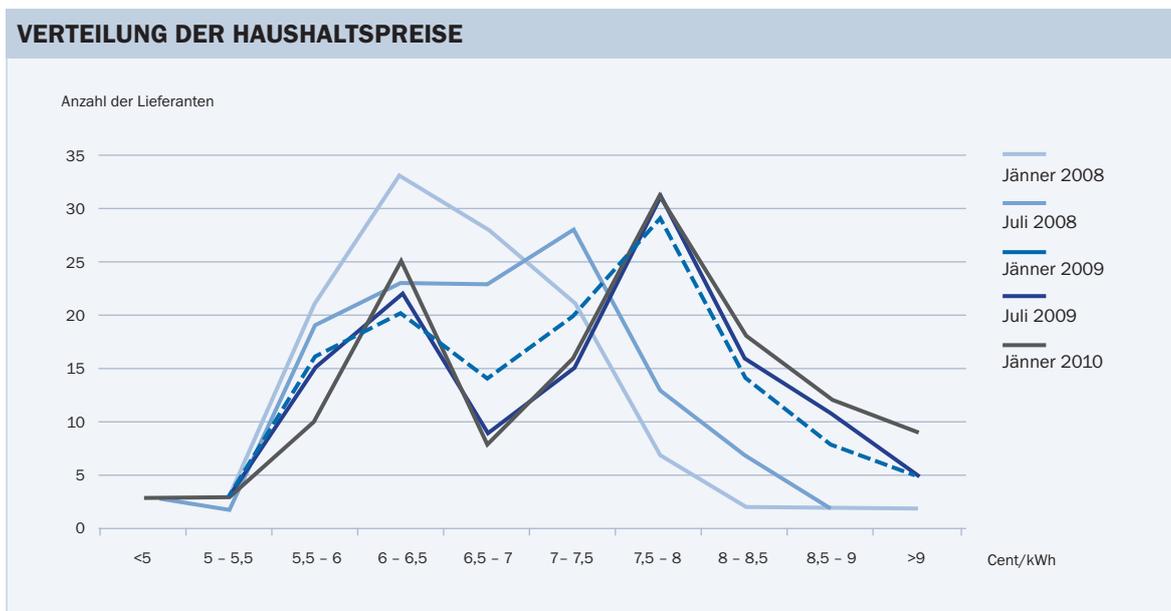


Abbildung 20: Verteilung der Haushaltspreise Cent/kWh
 Quelle: Marktstatistik E-Control

VERTEILUNG DER PREISE FÜR GEWERBEKUNDEN

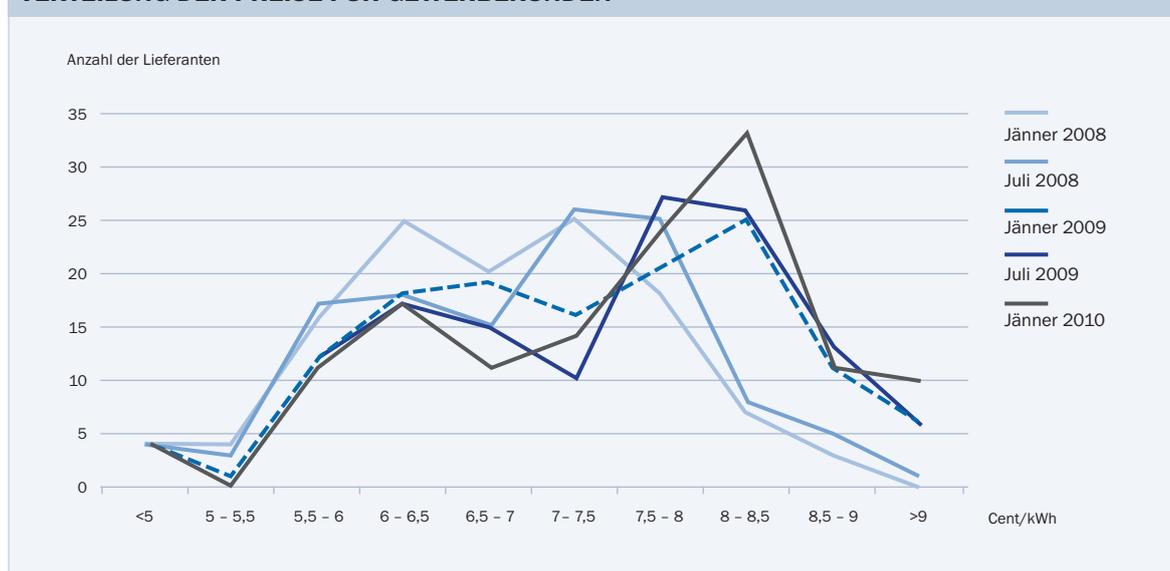


Abbildung 21: Verteilung der Preise für Gewerbekunden in Cent/kWh

Quelle: Marktstatistik E-Control

Die Gewerbepreise sind seit Jänner 2008 kontinuierlich überdurchschnittlich stark gestiegen (Tabelle 5). Der gewichtete Durchschnittspreis betrug im Jänner 2009 7,2 Cent/kWh, im Juli 2009 7,3 Cent/kWh und im Jänner 2010 7,4 Cent/kWh. Der Preis für Gewerbekunden ist nur vernachlässigbar geringer als jener für Haushaltskunden.

**Auch Gewerbe-
preise gestiegen**

Preisunterschiede bei den Anbietern

Abbildung 22 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter sowie die entsprechenden Netztarife sowie Steuern und Abgaben dar. Die Energiepreise zwischen den einzelnen lokalen Anbietern weichen deutlich 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%.

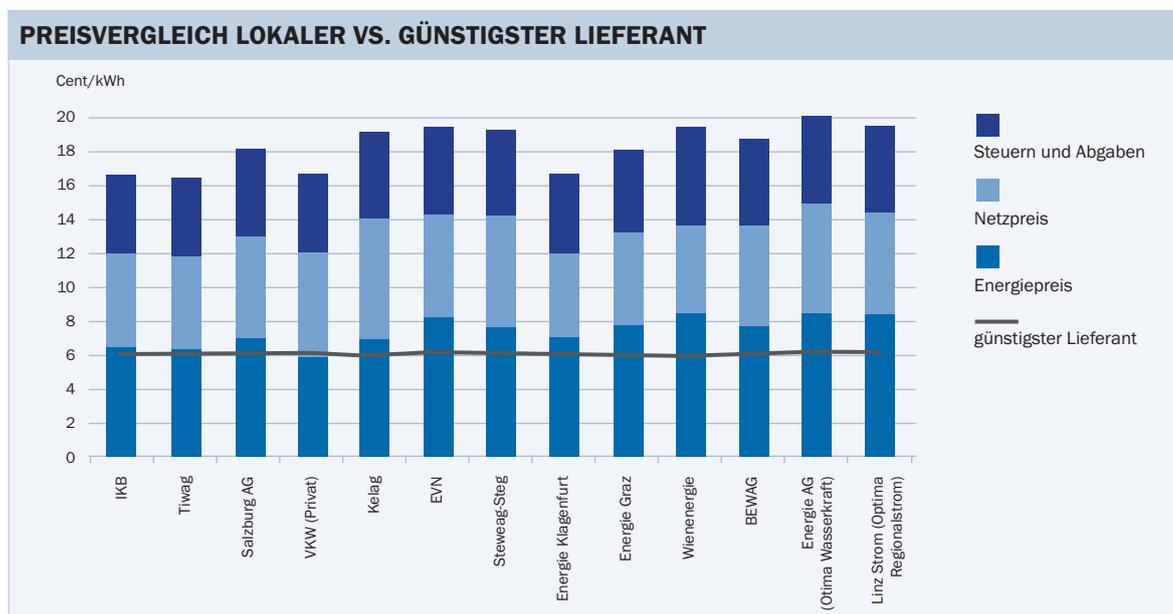


Abbildung 22: Preisvergleich lokaler Anbieter versus günstigster Anbieter, 3.500 kWh/Jahr, Mai 2010
 Für die Kalkulation werden die von den Kunden meistgenutzten Angebote der lokalen Energielieferanten abzgl. der allgemeinen Rabatte herangezogen. Beim günstigsten Energielieferanten wurde der Energiepreis abzgl. aller Rabatte herangezogen.
 Quelle: E-Control

Besonders hohes Einsparungspotenzial bei den Kunden der EnergieAllianz

Die unterschiedlichen Energiepreise der lokalen Anbieter führen auch dazu, dass das Einsparungspotenzial bei einem Wechsel zum günstigsten Lieferanten unterschiedlich hoch ausfällt. Das Einsparungspotenzial in den Netzgebieten der EnergieAllianz-Unternehmen und der Energie AG ist am höchsten. Das Einsparungspotenzial in diesen Netzgebieten beträgt bis zu 111 Euro, was einer Einsparung beim Energiepreis von bis zu 32% und beim Gesamtpreis von bis zu 16% entspricht. Trotz dieser zum Teil beträchtlichen Einsparungen bei einem Lieferantenwechsel haben im Jahr 2009 lediglich 1,2% der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt.

Mehraufwendungen Ökoenergie als Bestandteil des Energiepreises

Der Energiepreis für Haushaltskunden enthält auch einen Verrechnungspreis Ökostrom. Die Höhe der Mehraufwendungen für Ökoenergie ist bei den einzelnen Lieferanten sehr unterschiedlich, da sie abhängig von der Höhe des Einkaufspreises ist. Die Differenz zwischen Einkaufspreis und Verrechnungspreis für die zugewiesene Ökoenergie unter Berücksichtigung der anteilmäßigen Zuordnung ergibt die Mehraufwendungen. Dies müsste bedeuten, dass jene Lieferanten mit den höchsten Mehraufwendungen für Ökoenergie den Kunden die niedrigsten Energiepreise in Rechnung stellen. Ein Vergleich zwischen den Mehraufwendungen für Ökoenergie und den Energiepreisen für Haushaltskunden zeigt diesen Zusammenhang jedoch nicht.

Preise im europäischen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Strompreise für österreichische Haushaltskunden inklusive aller Steuern und Abgaben über dem EU-27-Durchschnitt (Abbildung 24). 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.

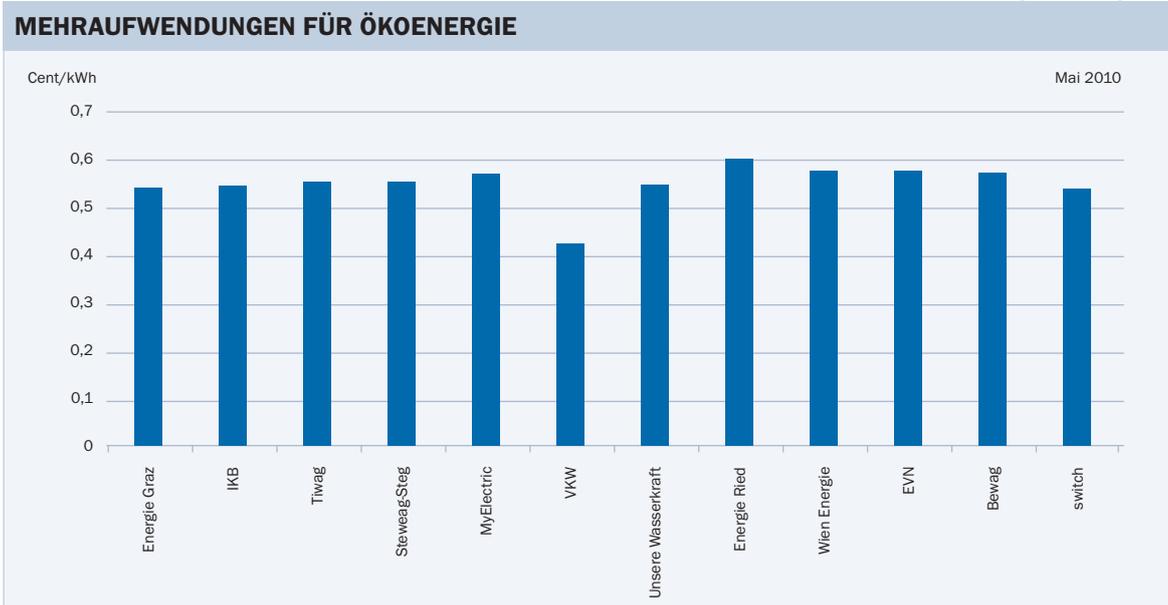


Abbildung 23: Mehraufwendungen für Ökoenergie (Stand: Mai 2010)
 Quellen: Preisblätter, Homepages der Unternehmen

Zu beachten ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Daten seit vergangenem Jahr nach einer neuen Methodologie erhoben werden, um sie vergleichbarer zu machen.

Die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt im Vergleich zum Vorjahr eine leicht sinkende Tendenz der Haushaltspreise (Abbildung 25). In Österreich sind die Preise kontinuierlich und

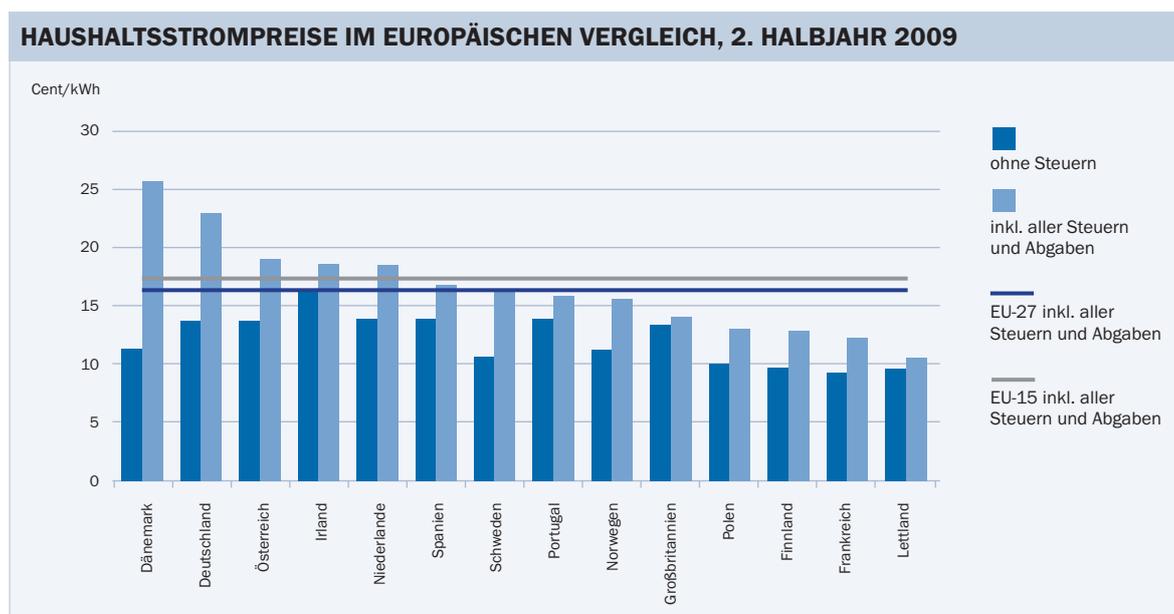


Abbildung 24: Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2.500 – 5.000 kWh Jahresverbrauch), zweites Halbjahr 2009
 Quelle: Eurostat

deutlich angestiegen, nur in Großbritannien war die Steigerung über den Zeitraum höher. Allerdings sind die Strompreise für Haushalte in Großbritannien im letzten Halbjahr wieder deutlich gesunken.

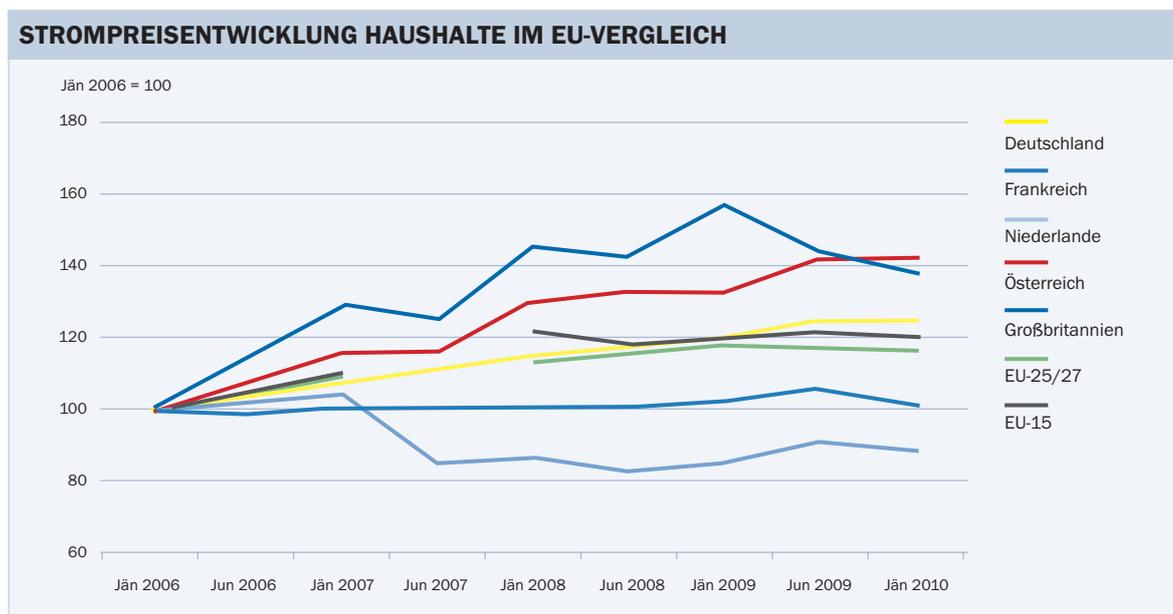


Abbildung 25: Strompreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich, Jän 2006 = 100
 Quelle: Eurostat

Mit der Berechnung des **Europäischen Haushalts-Energiepreisindex (HEPI)**¹⁷ soll eine zeitnahe Einschätzung der Preisentwicklung für Haushaltskunden in ausgewählten Städten der EU getroffen werden (Abbildung 26). Seit Juni 2009 zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15 eine ansteigende Tendenz, nach einer deutlichen Anwärtsperiode in den Monaten davor. Diese Preisveränderungen – in beide Richtungen – hat der HEPI für Österreich (Wien) dagegen im Wesentlichen ausgelassen, Preisenkungen im Jänner 2010 resultieren ausschließlich aus einer Senkung der Netztarife.

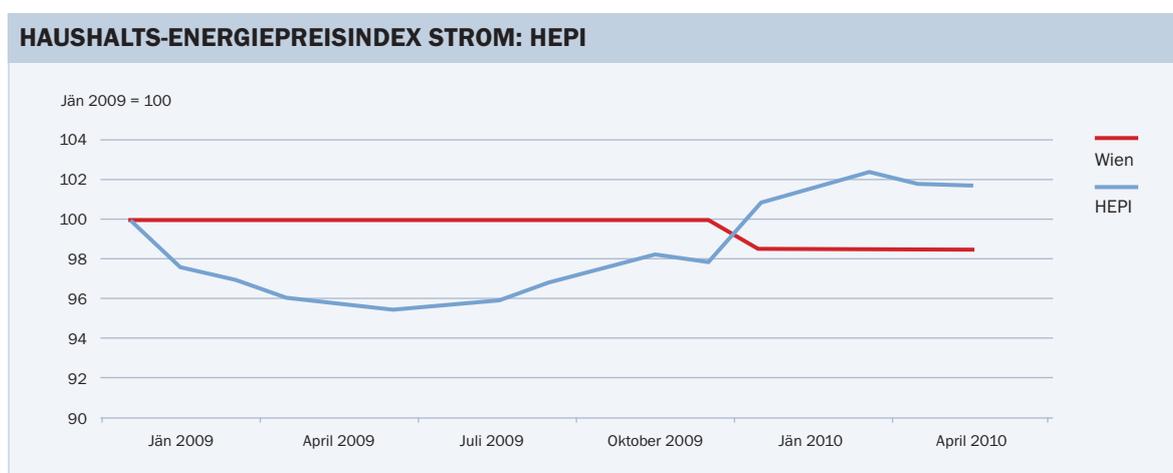


Abbildung 26: Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte (HEPI), ohne Steuern
 Quelle: E-Control

¹⁷ 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.

Strompreisentwicklung – Großkunden

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

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 6: Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung – 1. Halbjahr 2010 in Cent/kWh

* Volllaststunden=Jahresverbrauch/Leistung

Quelle: E-Control

Die Ergebnisse der Befragung (Tabelle 6, Abbildung 27 und Abbildung 28) zeigen erstmals seit Beginn der Erhebungen Preissenkungen in allen Kategorien im Vergleich zum Vorjahr. Insgesamt sind die Preise jedoch noch immer höher als im Jahr 2008. Die Verträge werden auf 2 bis 3 Jahre abgeschlossen. Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen die Entwicklung der Industriepreise für unterschiedliche Abnahmefälle.

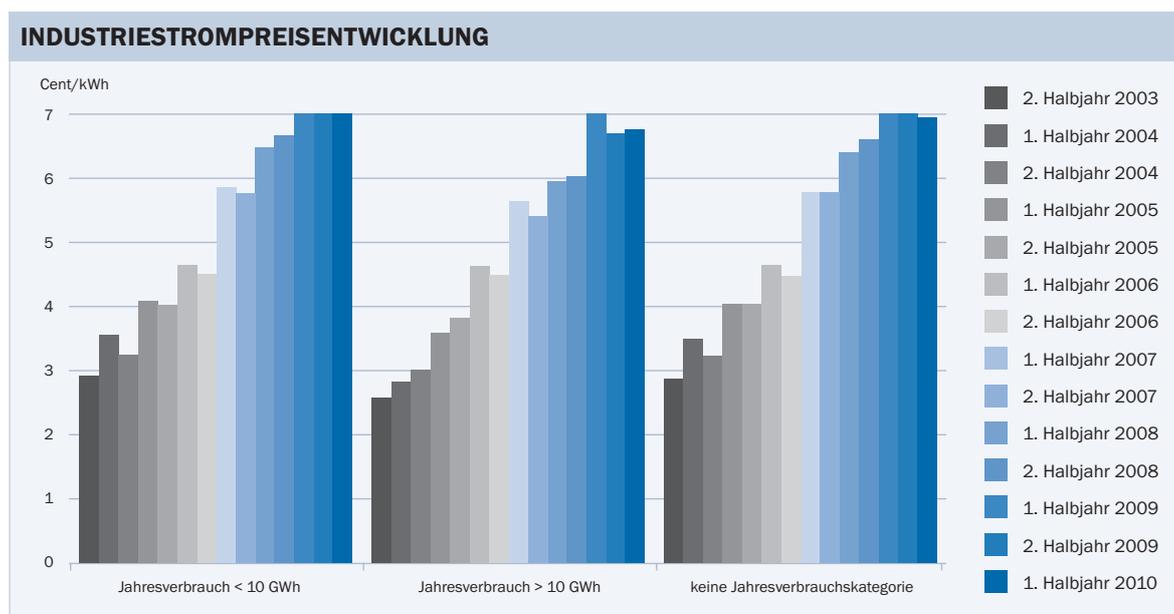


Abbildung 27: Industriestrompreisentwicklung 2003 bis 2010 < 4.500 Volllaststunden

Quelle: E-Control

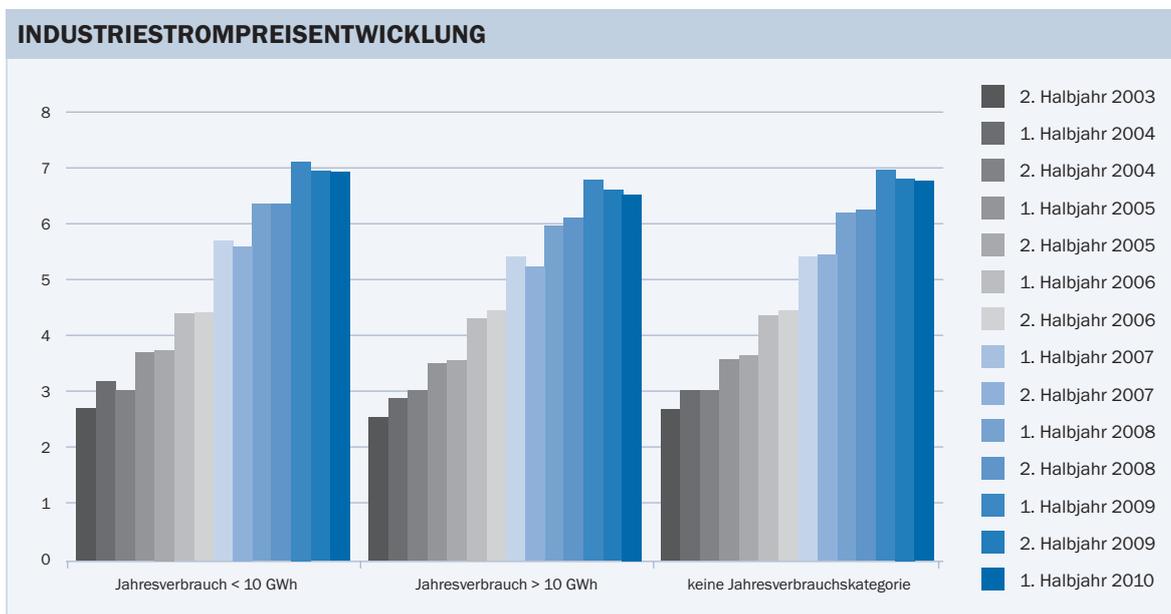


Abbildung 28: Industriestrompreisentwicklung 2003 bis 2010 > 4.500 Volllaststunden
 Quelle: E-Control

**Preissenkungen
 für Industriekunden
 in Europa**

Industriestrompreise im europäischen Vergleich

Das Preisniveau für Industriekunden mit Jahresverbrauch von 20 bis 500 GWh zeigt (Abbildung 29), dass trotz Preissenkungen im Jahr 2009 das Preisniveau für die österreichischen Industriestrompreise wie 2008 über dem EU-25/27-Durchschnitt liegen (inkl. aller Steuern und Abgaben). 2006 und 2007 lagen die Preise unter dem EU-Durchschnitt. Ab Juni 2009 konnte Österreich keine Industriepreise mehr melden.

Die Industriestrompreisentwicklung in der EU zeigt ein sehr differenziertes Bild (Abbildung 30): In vielen Staaten sowie im EU-Durchschnitt sind die Preise 2009 gesunken. Lediglich in Deutschland stiegen die Preise weiter an.

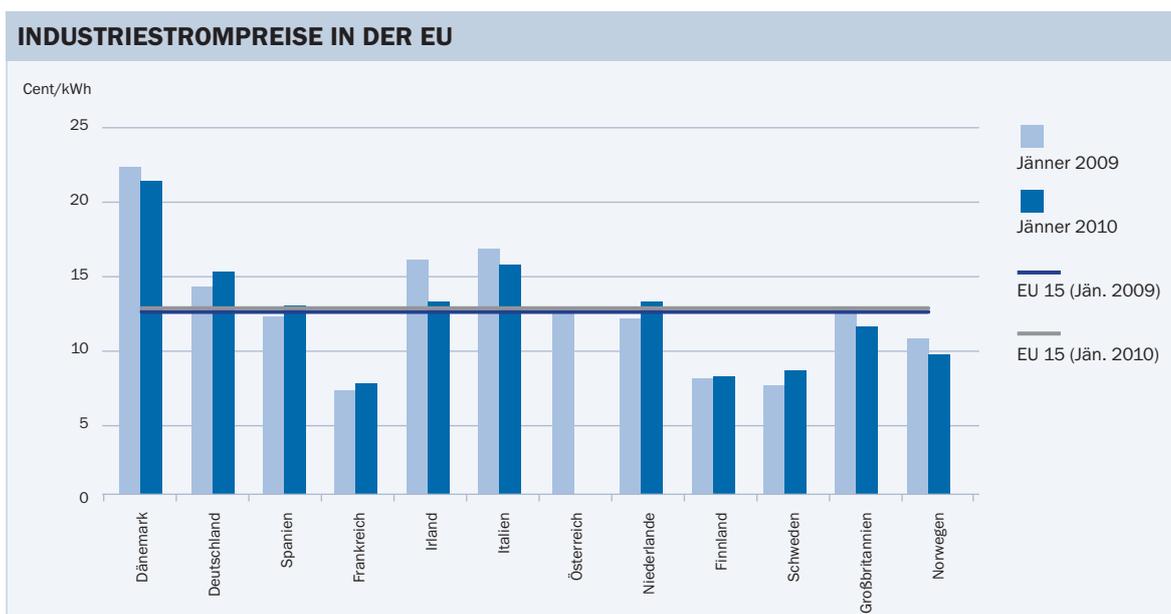


Abbildung 29: Strompreise für Gewerbekunden in der EU, Jän 2009 und 2010; inkl. aller Steuern und Abgaben, 20 – 500 MWh Jahresverbrauch
 Quelle: Eurostat

ENTWICKLUNG DER INDUSTRIESTROMPREISE IN DER EU



Abbildung 30: Entwicklung der Strompreise für Gewerbekunden in der EU, inkl. aller Steuern und Abgaben, 20 – 500 MWh Jahresverbrauch, Jänner 2006 = 100
Quellen: Eurostat, eigene Berechnungen

Zusammenfassung Preisentwicklung für Endkunden

Die Kleinkundenpreise haben sich 2009 weiter erhöht. Sowohl bei den Haushalts- als auch den Gewerbekundenpreisen zeichnet sich eine deutliche Preiserhöhung im Zeitverlauf ab. Im Industriekundensegment kam es erstmals seit Beginn der Erhebungen zu Preisreduktionen.

EINSCHÄTZUNG DER MARGEN DER ÖSTERREICHISCHEN STROMUNTERNEHMEN

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

Dafür wurden die Kosten verschiedener Beschaffungsstrategien berechnet. Die Bandbreite der Beschaffungsstrategie umfasste auf der einen Seite eine „konservative“ Beschaffung mit einer geringen Risikoaversität auf der Basis von Futuresprodukten und auf der anderen Seite eine kurzfristige, aber risikoreichere Strategie auf der Basis von Spotprodukten. Der Spotmarkt ist für die Bewertung der Stromerzeugung (Opportunitätskosten) wesentlich.

Unterschiedliche Beschaffungsstrategien aufgrund der Risikobereitschaft

Die Bandbreite der verschiedenen typischen Beschaffungsstrategien wurde mittels fünf Szenarien abgebildet, innerhalb derer noch verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt wurden. Szenarien und Sensitivitäten variieren durch die Wahl dieser Parameter:

- > Beschaffungsmengen auf dem Futuresmarkt – Je nach Szenario werden unterschiedliche Strommengen auf dem Futuresmarkt durch Jahres- und Quartalsbänder eingekauft:
 - > Long-Position: Das Unternehmen richtet sich bei den Futuresmengen an den Höchstlasten im jeweiligen Zeitraum aus, Übermengen werden jeweils am Spotmarkt verkauft.
 - > Short-Position: Das Unternehmen richtet sich bei den Futuresmengen an den Mindestlasten im jeweiligen Zeitraum aus, Mindermengen werden jeweils am Spotmarkt zugekauft.
 - > Ausgewogene Beschaffung: Die Futuresbeschaffung erfolgt so, dass in jeweils ca. 50 % der Stunden ein Zu-/Verkauf von Strommengen über den Spotmarkt erfolgt.

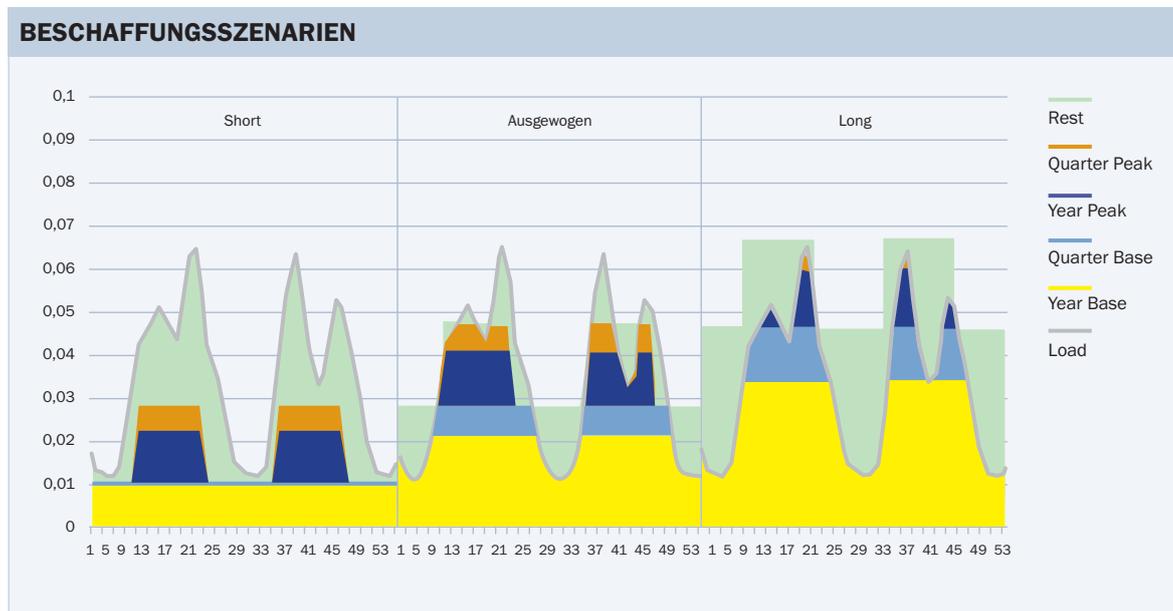


Abbildung 31: Beschaffungsszenarien
 Quelle: Frontier Economics

- > 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. Den Beschaffungskosten wurde der durchschnittliche Börsenpreis in diesem Zeitraum zu Grunde gelegt. Als Sensitivitäten wurden zudem abweichende Bezugszeiträume zwischen 0 und 24 Monaten kalkuliert.

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 müssen auch die Vertriebskosten decken.

Ergebnisse

Unterschiedliche Margen bei den Stromlieferanten

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung (kalkulatorischer) durchschnittlicher Rohmargen der österreichischen Stromlieferanten für 2009, unter der Annahme verschiedener Beschaffungsszenarien. Je nach angenommener Beschaffungsstrategie schwanken die sich rechnerisch ergebend 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.

Die Niveauunterschiede zwischen den einzelnen Anbietern ergeben sich insbesondere aus den Unterschieden in den 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 durch unterschiedliche Beschaffungsstrategien erklären ließen.

ROHMARGEN IM ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT

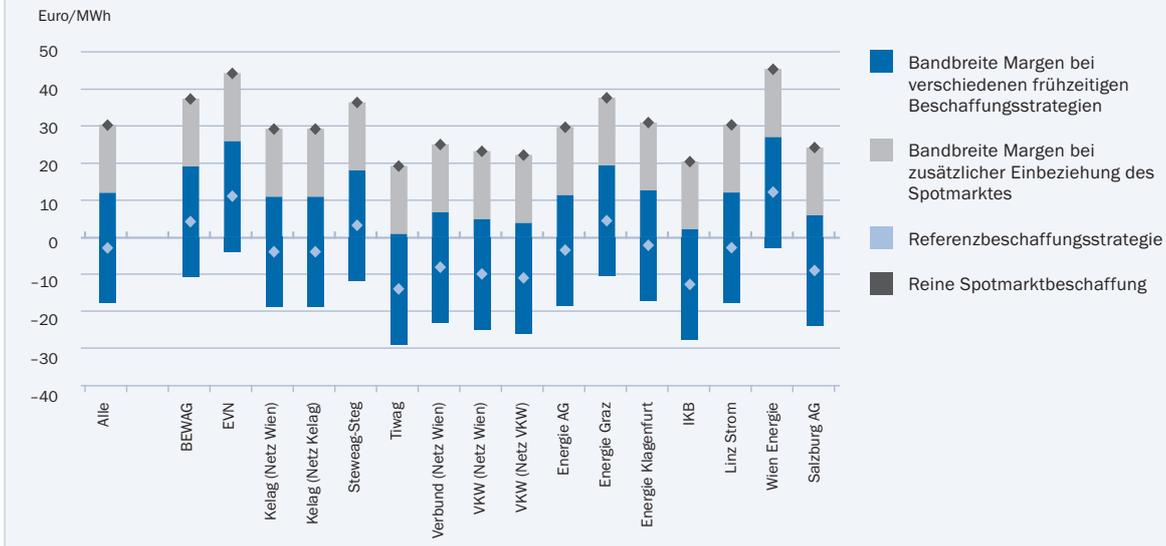


Abbildung 32: Rohmargenentwicklung 2009

Quellen: E-Control, Frontier Economics

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.

Spotmarktbeschaffung bringt höhere Margen

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 Wienstrom¹⁸, die auch Eigenerzeugung aufweisen können, eher im grau dargestellten erweiterten Bereich liegen, da die Eigenerzeugung mit den Spotmarktpreisen als Opportunitätskosten bewertet werden sollten.

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

BESCHAFFUNGSSTRATEGIEN ALS ERFOLGSFAKTOR – UNTERNEHMENSERGEBNISSE

Die Entwicklung des Gesamtumsatzes der Energieunternehmen¹⁹ seit 2001 zeigt *Abbildung 33*. Der Gesamtumsatz wuchs seit 2001 auf das Zweieinhalbfache. Der Umsatzanstieg ist vorwiegend auf den starken Anstieg der Umsätze im Strombereich zurückzuführen. Die Gasumsätze 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%.

¹⁸ 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>

¹⁹ Berücksichtigt wurden nachfolgende Unternehmen: Begas, Bewag, Energie AG OÖ, Energie Graz, Energie Steiermark, EVN, KELAG, Linz AG, Salzburg AG, Tigas, Tiwag, VEG, Verbund, VKW, Wienenergie. EconGas 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 entnommen.

Gesamtumsatz der Energieunternehmen gestiegen

Von 2008 auf 2009 hatte die Energie AG Oberösterreich den größten Umsatzanstieg mit rund 19%. Die Steigerung des Umsatzes ist im Wesentlichen bestimmt von der erstmalig ganzjährigen Vollkonsolidierung der bisher at-equity einbezogenen OÖ. Ferngas AG und der CMOÖ GmbH, der Akquisition der südböhmischen Wassergesellschaft 1. JVS a.s. im Vorjahr, der Ausweitung des Stromeigenhandels sowie von Gashandelsaktivitäten mit der nach der Equity-Methode einbezogenen GuD-Timelkam GmbH.²⁰ 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 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 worden waren, zu ungünstigen Bedingungen auf den Termin- und Spotmärkten notwendig.²¹

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.²²

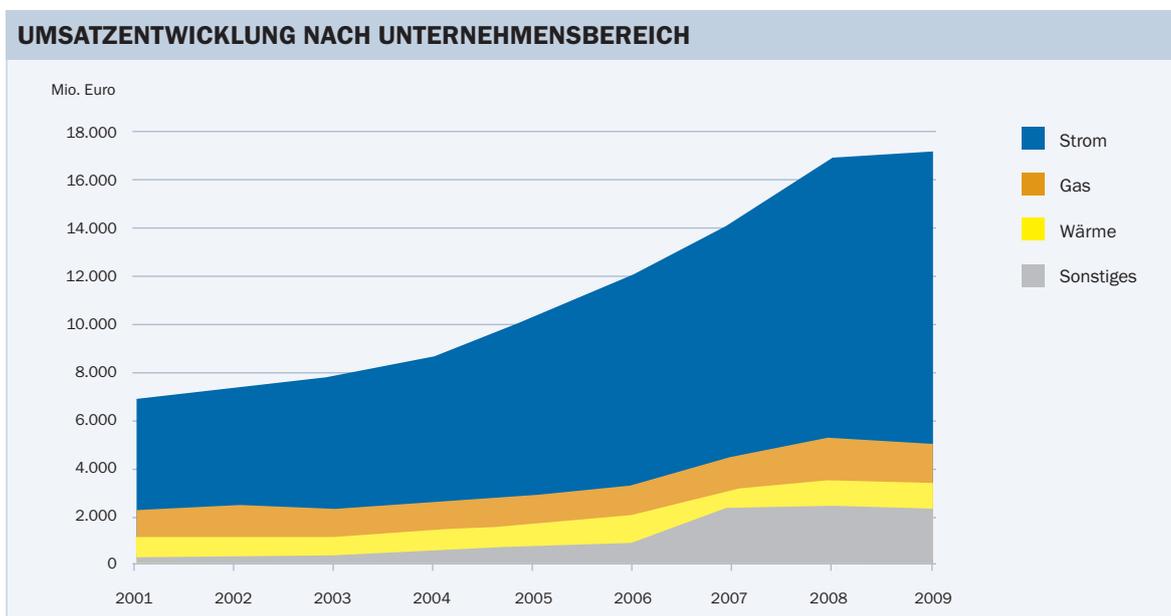


Abbildung 33: Umsatzentwicklung nach Unternehmensbereich in Mio. Euro
 Quelle: E-Control

²⁰ Energie AG Oberösterreich, Geschäftsbericht 2008/09
²¹ Energie AG Oberösterreich, Geschäftsbericht 2008/09
²² Energie Steiermark, Lagebericht 2009

Die Sonstigen Geschäftsbereiche, wie Abwasser, Wasserversorgung und Abfallentsorgung, sowie die osteuropäischen Märkte waren für die österreichischen Unternehmen in den letzten Jahren immer wichtiger (Abbildung 34). Aber auch auf den für die österreichischen Unternehmen relevanten osteuropäischen Märkten macht sich die Wirtschaftskrise stark bemerkbar. Rumänien und Slowenien haben die stärksten Rückgänge und verzeichnen ein Minus von 8% bzw. 7,4%. Doch auch Ungarn mit einem Wachstumsrückgang von 6,5%, die Slowakei mit 5,8% und Tschechien mit 4,8% spüren die Wirtschaftskrise deutlich.²³ Des Weiteren sanken am Entsorgungsmarkt sowohl die Preise von Wertstoffen wie Altpapier und Almetalle auf historische Tiefststände. Auch die Preise für Gewerbemüll reduzierten sich in Folge des intensiven Wettbewerbs um die rückläufigen Abfallmengen.²⁴

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. Die Oesterreichische Nationalbank (OeNB) geht in ihrer Prognose von einem Wachstum der realen Wirtschaft Österreichs von 1,6% im Jahr 2010 aus, nachdem diese 2009 um 3,4% geschrumpft war. 2010 wird auch die CESEE-8-Region²⁵ gemäß OeNB-Prognose wieder eine leicht positive Wachstumsrate von durchschnittlich 1,3% erreichen.²⁶ Für das nächste Jahr ist somit eine Stabilisierung der Entwicklung der österreichischen Unternehmen zu erwarten.

EBIT etwas zurückgegangen

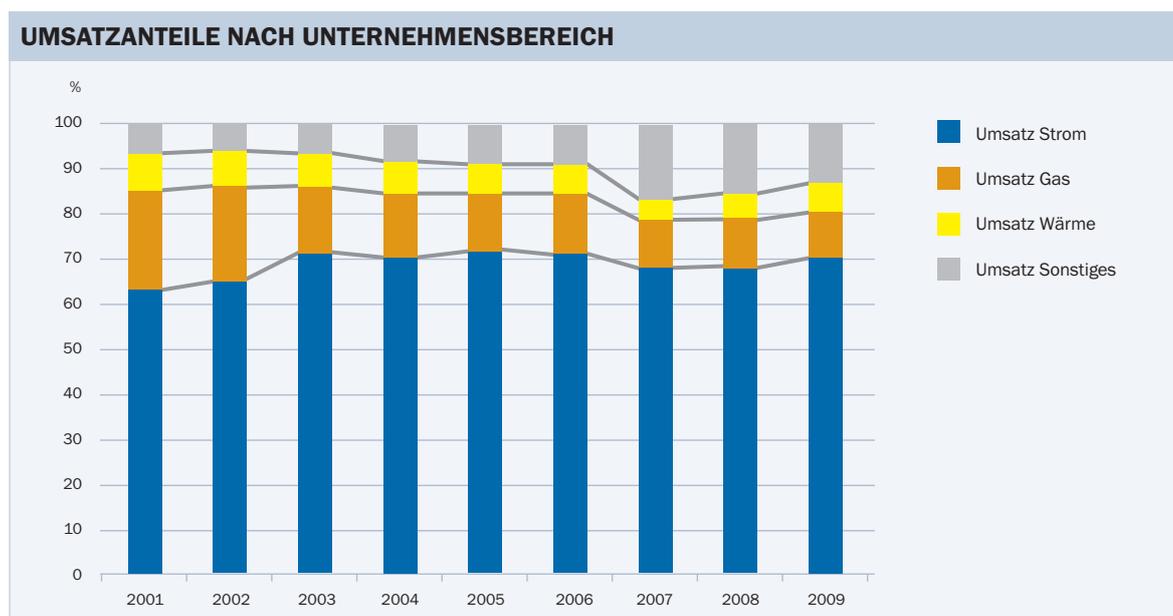


Abbildung 34: Umsatzanteile nach Unternehmensbereich (%)
Quelle: E-Control

²³ Energie Steiermark, Lagebericht 2009

²⁴ Energie AG Oberösterreich, Geschäftsbericht 2008/09

²⁵ Bulgarien, Tschechische Republik, Estland, Ungarn, Lettland, Litauen, Polen und Rumänien (alle zentral-, ost- und südosteuropäischen EU-Mitgliedstaaten, die den Euro noch nicht eingeführt haben).

²⁶ Oesterreichische Nationalbank: GELDPOLITIK & WIRTSCHAFT, Quartalsheft zur Geld- und Wirtschaftspolitik, Q2/10

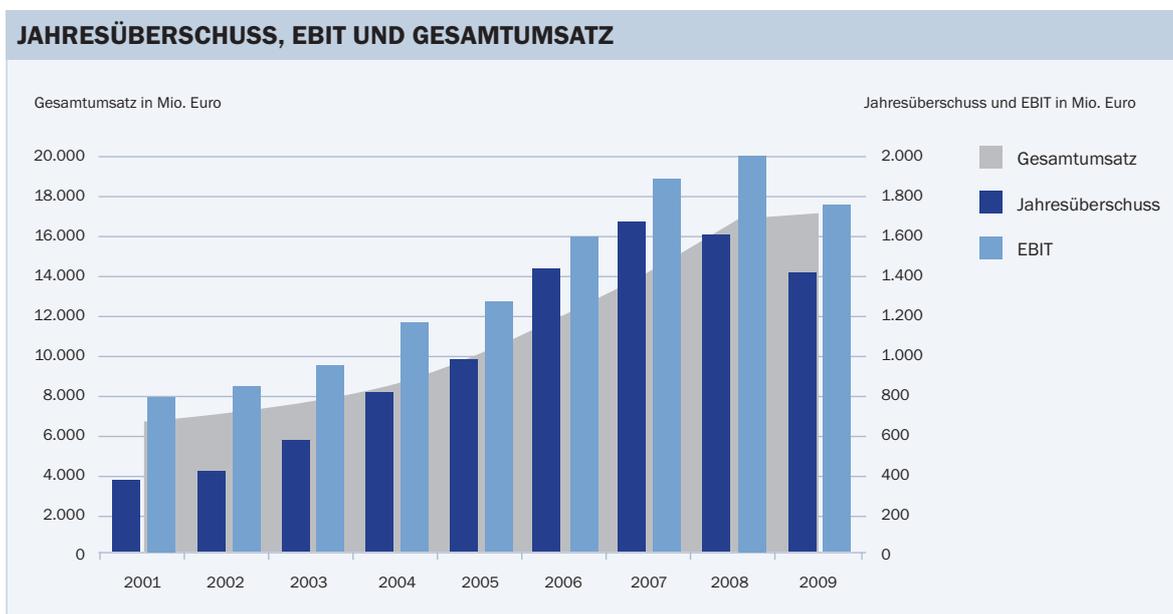


Abbildung 35: Jahresüberschuss, EBIT und Gesamtumsatz
 Quelle: E-Control

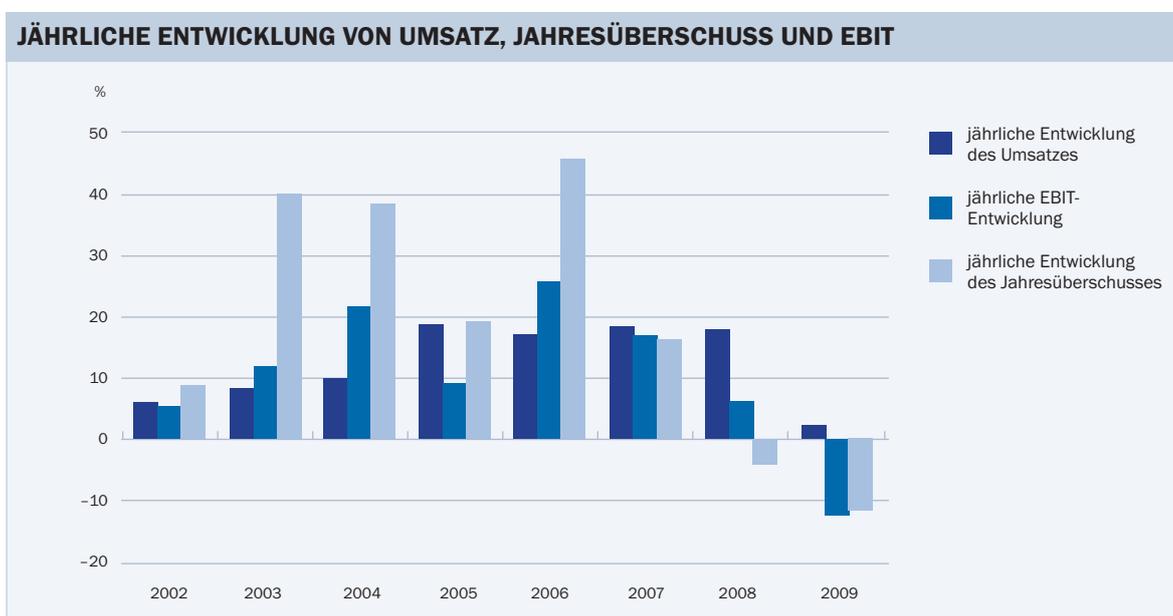


Abbildung 36: Jährliche Entwicklung von Umsatz, EBIT und Jahresüberschuss (%)
 Quelle: E-Control

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 37* 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.

Nichtsdestotrotz haben die Unternehmen seit 2001 eine überproportionale Entwicklung hinter sich, wie *Abbildung 37* zeigt.

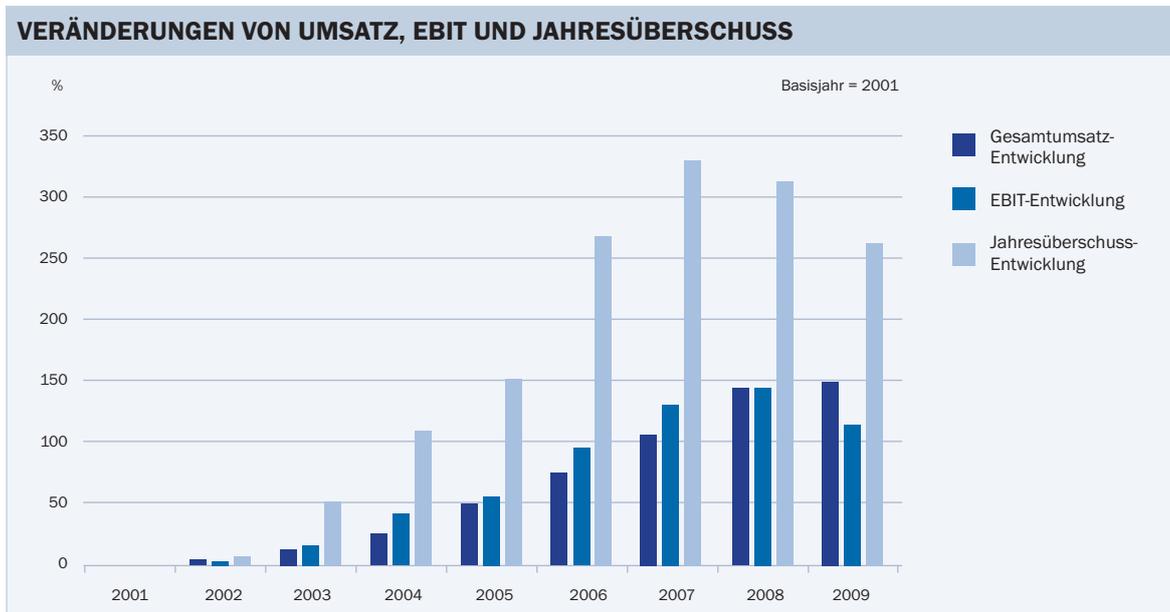


Abbildung 37: Veränderung des Umsatzes, des EBIT und des Jahresüberschusses – Basisjahr = 2001 (%)
Quelle: E-Control

Die Finanzkrise zeigt ihre Auswirkungen in einem starken Ausmaß im Finanzerfolg (*Abbildung 38*) der Unternehmen, welcher im Jahr 2008 gegen Null tendierte und sich im Jahr 2009 langsam erholte.

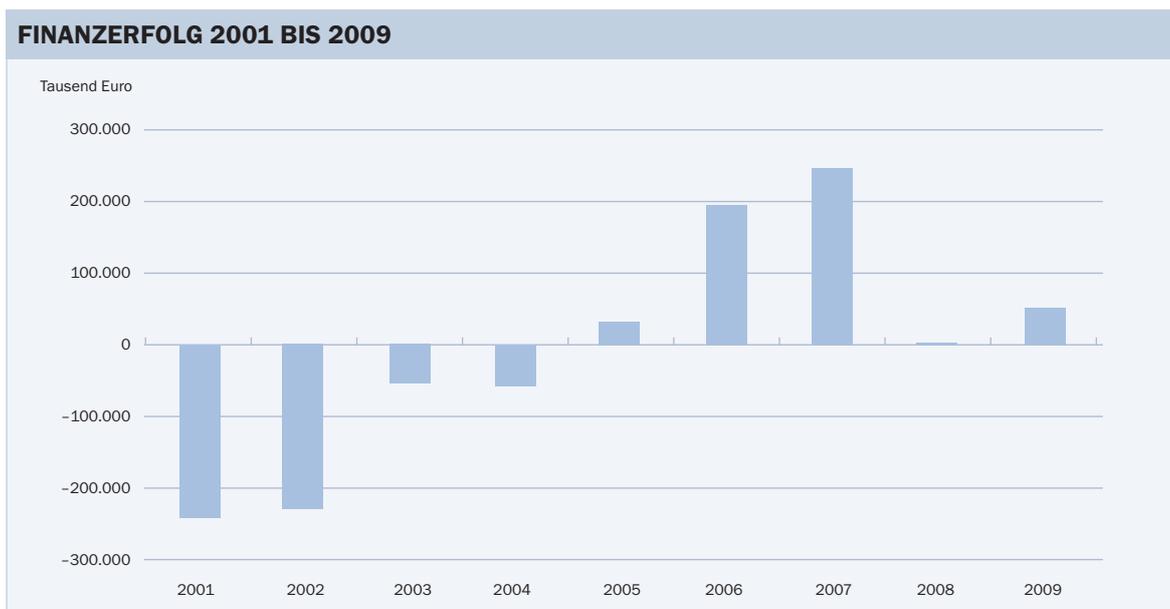


Abbildung 38: Finanzerfolg 2001 bis 2009 in Tausend Euro
Quelle: E-Control

Beim Beteiligungsergebnis (Abbildung 39) ist im Jahr 2009 ein mäßiger Rückgang zu verzeichnen, dies ist vor allem auf die gesamtkonjunkturelle Entwicklung Österreichs und der südosteuropäischen Länder zurückzuführen.

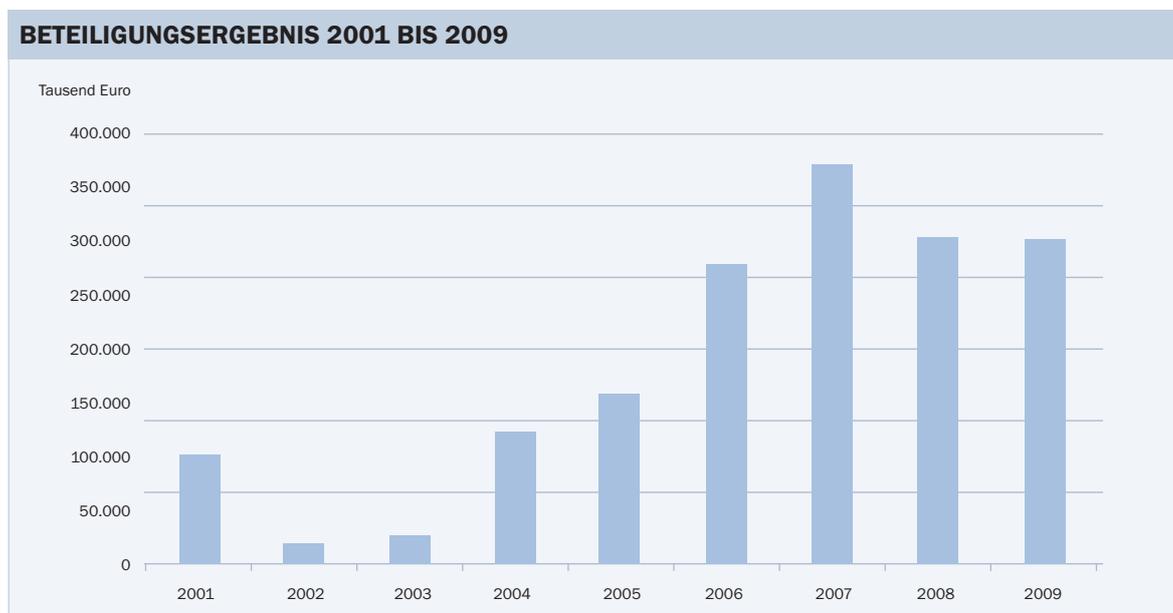


Abbildung 39: Beteiligungsergebnis 2001 bis 2009 in Tausend Euro
Quelle: E-Control

ZUSAMMENFASSUNG ENTWICKLUNG AUF DEM STROMMARKT

**Großhandels-
preise relativ
stabil geblieben**

Die Entwicklung der Großhandelspreise auf dem Strommarkt war im Jahr 2009 von relativer Stabilität gekennzeichnet. Die Strompreise für Spot- wie für Futureskontrakte in Österreich und Deutschland erreichten Anfang des Jahres ihren Höhepunkt und hielten sich danach auf einem gemäßigten Preisniveau.

Von dieser sinkenden Tendenz der Großhandelspreise konnten aber nicht alle Endkundengruppen gleichermaßen profitieren. Während die Industriekunden Preissenkungen erhalten haben, erhöhten sich die Preise für die Kleinkunden weiter.

Trotz dieser weiteren Preiserhöhungen 2009 und auch deutlicher Einsparungsmöglichkeiten ist ein Rückgang der Wechselraten zu verzeichnen. Die durch die geringe Veränderung der Marktanteile weiterhin hohe Marktkonzentration, die geringen Werbeaktivitäten der Stromlieferanten und fehlende Produktinnovationen und geringe Marktintegration der Endkundenmärkte deuten darauf hin, dass sich die Wettbewerbsintensität auf den verschiedenen Endkundenmärkten, insbesondere im Kleinkundenmarkt, nicht erhöht hat.

Die ehemaligen Monopolisten haben weiterhin eine starke Marktstellung in den jeweiligen Marktgebieten. Die Betrachtung der Marktstruktur und der Aktivitäten ausländischer Unternehmen in Österreich lässt nicht darauf schließen, dass von regionalen Märkten ausgegangen werden kann.

WETTBEWERBSUNTERSTÜTZENDE MASSNAHMEN

Missbrauchsverfahren

E-Control ist gem § 10 Abs 1 Z 1 E-RBG für die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, zuständig. Stellt E-Control einen Missstand fest, hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um den gesetzmäßigen Zustand wiederherzustellen.

Gegenüber den Vorjahren gab es weniger Missbrauchsverfahren. Fälle, in denen Unternehmen ihre Position missbrauchten, konnten teilweise auf kurzem Wege erledigt werden. Es konnte oft ohne Einleitung eines Verfahrens erreicht werden, dass sich Marktteilnehmer künftig gesetzeskonform verhalten.

Steigerung der Markttransparenz – Verstärkung der Endkundenaktivitäten der E-Control

2009 wurde die E-Control-Homepage neu gestaltet. In dem neuen Portal wurde nun erstmals gezielt auf die unterschiedlichen Interessen der verschiedenen Besuchergruppen der Homepage eingegangen. Zudem wurde eine spezielle Version des Tarifkalkulators für alle Smart-Phones an den Start gebracht. Für die Smart-Phone-Anwendung wurden alle wesentlichen Informationen, die der Tarifkalkulator ausgibt, in der Darstellung so optimiert, dass der Benutzer auch unterwegs einen übersichtlichen Preisvergleich bekommt und Auskunft über alle wesentlichen Details erhält, die als Grundlage für einen Anbieterwechsel nötig sind (www.e-control.at/tk).

**Tarifkalkulator
neu für noch
einfachere
Bedienung**

Im ersten Halbjahr 2010 wurde der Tarifkalkulator überarbeitet, um dem Wunsch der Konsumenten nach noch spezifischeren Abfragen nachzukommen. Dabei werden auf der Ergebnisseite erstmalig auch die Ersparnis bzw. die Mehrkosten bei einem Wechsel ausgewiesen. Zudem soll die Abfrage noch einfacher gestaltet werden, indem der Konsument mit der Eingabe von Postleitzahl und eventuell Jahresverbrauch auf der Startseite unmittelbar zur Ergebnisseite gelangt.

Verbesserung der Transparenz der Rechnungen

Seit 1.1.2007 sind Mindestanforderungen an Rechnungen gesetzlich festgesetzt, und die Einhaltung dieser Anforderungen wird durch die E-Control sichergestellt. Rechnungen haben gemäß § 45c auch „konsumentenfreundlich und transparent“ gestaltet zu sein. Nicht immer ist aber klar, wie Energie-Rechnungen nachvollziehbar und für den Empfänger verständlich gestaltet werden können.

Aus diesem Grund wurde von der E-Control eine neue Musterrechnung entwickelt, die das Wissen von Rechnungsprofis bündelt und den Energieunternehmen Hilfestellung bei der konsumentenfreundlichen und transparenten Gestaltung von Energierechnungen geben soll. Daraus entstand das 3×3×3-Konzept: Die Energierechnung besteht aus drei Seiten: einem Übersichtsblatt, einer Detailseite und einer Seite mit Erklärungen mit jeweils drei Blöcken: Energie, Netz, Steuern und Abgaben.

Ein Vergleichstest eines unabhängigen Institutes mit drei in Verwendung befindlichen Rechnungen von Stromversorgern konnte erfolgreich unter Beweis stellen, dass Konsumenten eine transparente Rechnung bevorzugen und das Design der E-Control-Musterrechnung den Vergleichsrechnungen vorziehen. Zwei Drittel der Befragten sprachen sich aufgrund ihrer Verständlichkeit und Übersichtlichkeit eindeutig für die Musterrechnung aus.

Weiters wurde während des Projektes ein sogenanntes Toolkit entwickelt, das Energieunternehmen als Anleitung und Handbuch bei der Erstellung von rechtskonformen und konsumentenfreundlichen Rechnungen dienen soll. Dieses Toolkit beinhaltet wesentliche Erkenntnisse aus dem Vergleichstest sowie detaillierte Handlungsanleitungen für die wichtigsten rechtlichen Fragestellungen und Spezialfälle rund um die Rechnungslegung.

Mehraufwendungen für Ökostrom höher als notwendig

Mehraufwendungen für Ökostrom – Prüfung der BWB

E-Control hat im Zuge ihrer Aufsichtsaufgaben auch die Mehraufwendungen für Ökostrom in den letzten drei Jahren, die von den Stromlieferanten an ihre Kunden weiterverrechnet werden, beobachtet. Die Analyse hat ergeben, dass die von Stromlieferanten an ihre Stromkunden weiterverrechneten Ökostromaufwendungen in stark überhöhtem Ausmaß weitergegeben wurden. Nach den Berechnungen der E-Control war die tatsächliche Kostenbelastung der Stromlieferanten durch den geförderten Ökostrom in den Jahren 2007 bis 2009 (Prognosewert) zwischen 0,36 Cent/kWh und 0,46 Cent/kWh. Tatsächlich haben die Stromlieferanten in diesen Jahren aber im Durchschnitt 0,51 Cent/kWh bis 0,60 Cent/kWh weiterverrechnet. Eine erhöhte Verrechnung dieser Ökostromkosten ist aus Sicht der E-Control Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung.

Die Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) hat die Weiterverrechnung von Ökostromkosten eingehend geprüft.²⁷ Der Prüfbericht der BWB kam zu folgenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen:

Die Energieversorgungsunternehmen haben unter dem Titel Mehraufwendungen für Ökostrom in der Vergangenheit höhere Beträge ausgewiesen, als sich aus tatsächlich angefallenen Kosten aus der Zuweisung von Ökostrom ergeben haben. Der genaue Gesamtumfang dieses nicht durch Kosten gedeckten Aufschlages konnte durch die Bundeswettbewerbsbehörde nicht abschließend ermittelt werden. Er dürfte jedoch deutlich unter dem Wert von 77 Millionen Euro liegen, der in die Diskussion eingebracht wurde.

Prüfbericht der BWB

Dieser Tatbestand kann jedoch mangels Verstoßes gegen Rechtsnormen nicht bekämpft werden – zumindest nicht mit den Instrumentarien der Bundeswettbewerbsbehörde. Die aufgezeigte Problematik ist zu einem großen Teil im gegenwärtigen System der Förderung von Ökostrom begründet. Aus Sicht der Unternehmen sind zum Zeitpunkt der Festsetzung der Endkundenpreise wesentliche Faktoren für die Kosten des Bezuges von Ökostrom unbekannt. Die Unternehmen müssen sich daher mit Prognosen behelfen. Eine Nachforderung zu gering verrechneter Ökostromkosten scheint jedenfalls gegenüber Verbrauchern im Sinne des Konsumentenschutzgesetzes (also insbesondere Haushaltskunden) kaum möglich. Die Unternehmen werden daher tendenziell vorsichtig kalkulieren, um nicht die Kosten tragen zu müssen. Aus Sicht der Bundeswettbewerbsbehörde erscheint eine Nachverrechnung der tatsächlichen Kosten im Massenkundensegment angesichts des vergleichsweise hohen administrativen Aufwandes nicht angemessen.

Um größere Transparenz hinsichtlich der tatsächlichen Kosten der Ökostromförderung zu erzielen, sollte aus Sicht der Bundeswettbewerbsbehörde eine Reform des derzeitigen Fördersystems in Betracht gezogen werden. Eckpunkte eines solchen Systems wären die Aufbringung der erforderlichen Fördermittel über eine verbrauchsabhängige Abgabe sowie die Bewertung des anfallenden Ökostroms zu Marktpreisen bzw. die unmittelbare Verwertung am Markt. Um eine tragfähige Lösung zu finden, wäre der entsprechende Diskussionsprozess auf eine möglichst breite Basis unter Einbindung aller betroffenen Gruppen sowie der EU-Kommission zu stellen.

²⁷ http://www.bwb.gv.at/BWB/Aktuell/oeokostrombericht_01062010.htm

Regulierung und Erfolge auf dem Gasmarkt

Regulierungsrahmen für den österreichischen Gasmarkt

Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz unterscheidet in seinen Bestimmungen zur Regulierung der Netze zwischen dem Netzzugang für inländische Kunden und dem Netzzugang für grenzüberschreitende Erdgastransporte. Aufgrund des hohen Anteils an Erdgas, das durch Österreich transitiert wird, hat diese gesetzliche Unterscheidung auch in der Praxis große Auswirkungen.

REGULIERUNG DER TRANSIT-FERNLEITUNGEN

Von der im Jahr 2009 physisch importierten Menge an Gas wurde rund 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2009 rund 37,9 Mrd. Nm³ physisch importiert, wovon rund 8 Mrd. Nm³ für den österreichischen Markt bestimmt waren. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2009 waren dies rund 21,7 Mrd. Nm³ (Abbildung 40).

Die Fernleitungen, die vorwiegend für grenzüberschreitende Erdgastransporte genutzt werden, haben zusammen eine Länge von 792 km. Die OMV Gas GmbH ist der technische Betreiber sämtlicher österreichischer Transitfernleitungen. Sie vermarktet die Kapazitäten für die Penta West, Hungaria-Austria-Gas-Pipeline (HAG), der Süd-Ost-Gasleitung (SOL), March-Baumgarten-Gasleitung (MAB) und der Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). Die Kapazitäten der West-Austria-Gasleitung (WAG) werden von der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs GmbH (BOG) und die Kapazitäten der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) werden von der Trans Austria Gasleitung GmbH vermarktet.

Trennung zwischen Inlands-transport und Transit

Tarifierung

Im Fernleitungsnetzbereich kommen die – durch die Energie-Control Kommission im Jahr 2007 – genehmigten Tarifmethoden zur Anwendung. Hierbei haben sich zum Jahr 2009 keine Änderungen ergeben.

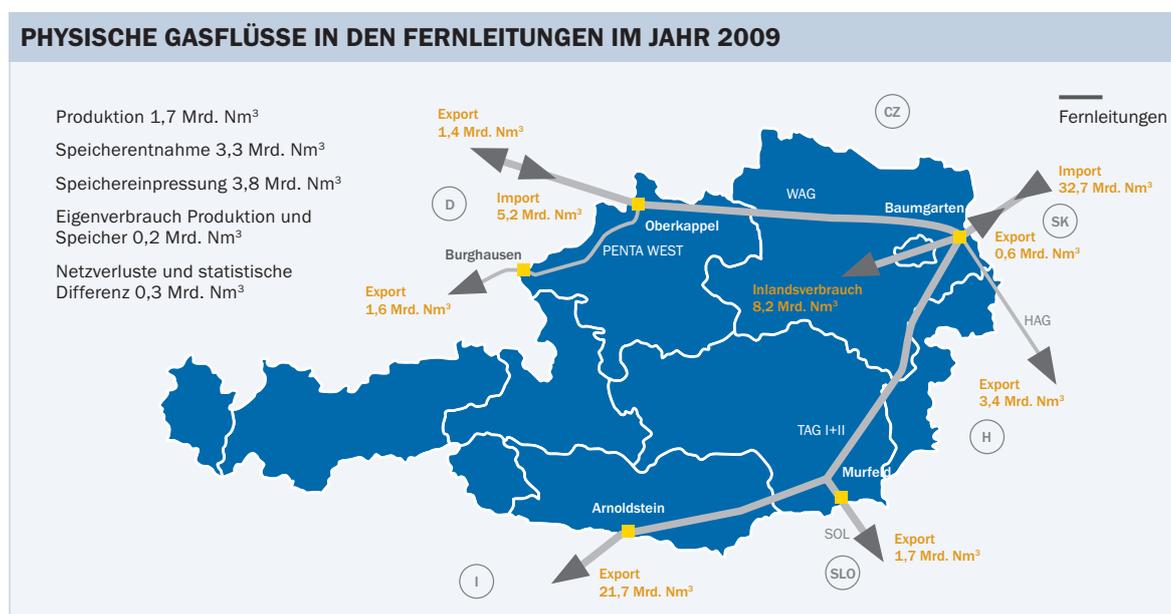


Abbildung 40: Physische Gasflüsse im Jahr 2009

Quelle: E-Control

Vertragliche Engpässe

Übersteigt die Nachfrage das Angebot nach garantierter Transportkapazität, spricht man von einem vertraglichen Engpass. Vertragliche Engpässe stellen eine Barriere für den kurzfristigen Gashandel zwischen Handelspunkten dar und führen dazu, dass sich die Großhandelspreise nicht angleichen, sondern teils erhebliche Preisunterschiede bestehen bleiben. Dies wirkt sich letztendlich auch auf die Kunden aus, die dadurch höhere Gaspreise tragen müssen. Als Engpassmanagement wird von den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazität auf unterbrechbarer Basis angeboten, welche jedoch Transportkunden nicht in die Lage versetzt, die Preisunterschiede zu ihren Gunsten auszunutzen, da es zu tatsächlichen Unterbrechungen kommt und Gasflüsse nicht realisiert werden können (Abbildung 41).

Transportengpässe haben Preisunterschiede zur Folge

Die Auswirkungen von Transportengpässen auf die Spotpreise werden deutlich, wenn man den Preisunterschied (Spread) zwischen dem HEREN NCG Index und dem CEGH Index betrachtet: Im April 2010 lag der Spread noch bei durchschnittlich 1,51 EUR/MWh, stieg dann aber nach Unterbrechungen am Netzkopplungspunkt Oberkappel, d. h. von 16.–31. Mai 2010, auf 3,02 EUR/MWh (Abbildung 41). Auch im Jahr 2009 gab es den Sommer über täglich Unterbrechungen aufgrund unzureichender Netzkapazitäten am Netzkopplungspunkt Oberkappel und ein deutliches Premium der CEGH OTC-Preise gegenüber den OTC-Preisen an den deutschen Handelspunkten NetConnect Germany (NCG) und Gaspool.

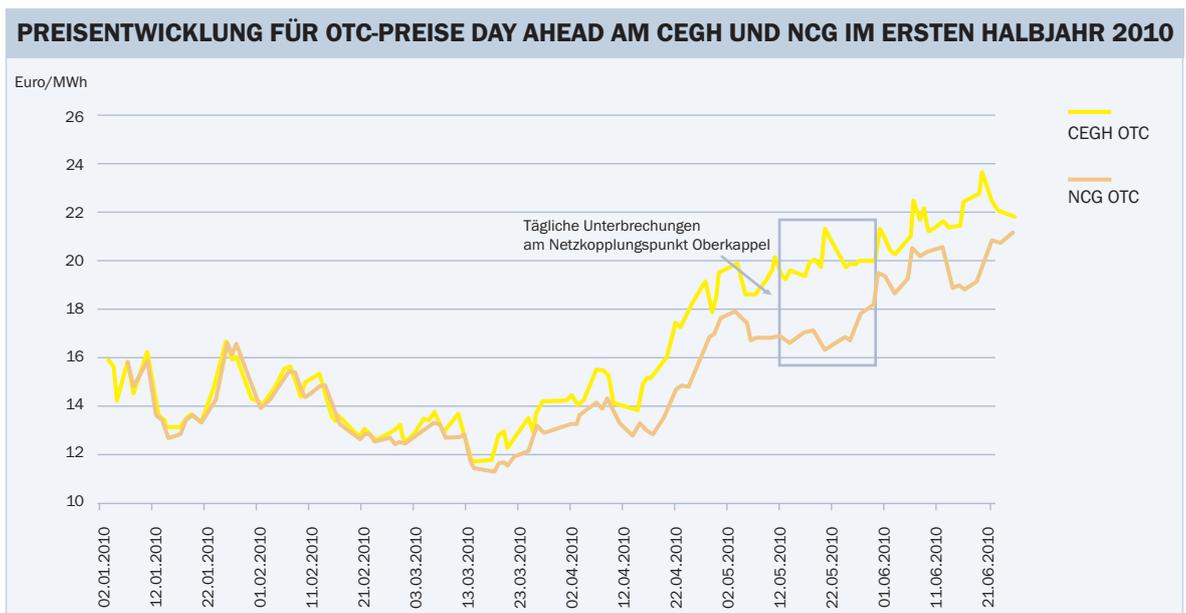


Abbildung 41: Entwicklung der CEGH OTC-Preise im Vergleich zu den deutschen OTC-Preisen
 Quellen: CEGH, ICIS Heren

Ab April 2009, als sich die CEGH OTC-Preise deutlich von den NCG und Gaspool OTC-Preisen abkoppelten, ist ein deutlicher Anstieg der Anzahl der Transportkunden am Netzkopplungspunkt Oberkappel festzustellen. Diese Transportkunden wollen die niedrigeren Spotpreise in Deutschland nutzen und das dort bezogene Gas nach Österreich importieren. Der Großteil dieser Transportkunden konnte jedoch Transportkapazität nur auf unterbrechbarer Basis buchen.

Physische Engpässe

Der gravierende physische Engpass der letzten Jahre auf der TAG scheint sich zu reduzieren (Abbildung 42). Durch zusätzliche Kompressoren wurde die technische Kapazität stufenweise erweitert. Seit Herbst 2009 ist in Nord-Italien bei Venedig ein neuer LNG-Terminal in Betrieb (Adriatic LNG Terminal, Rovigo), der zusätzlich zum konjunkturbedingten Einbruch des Gasbedarfs die Auslastung der TAG etwas reduziert.

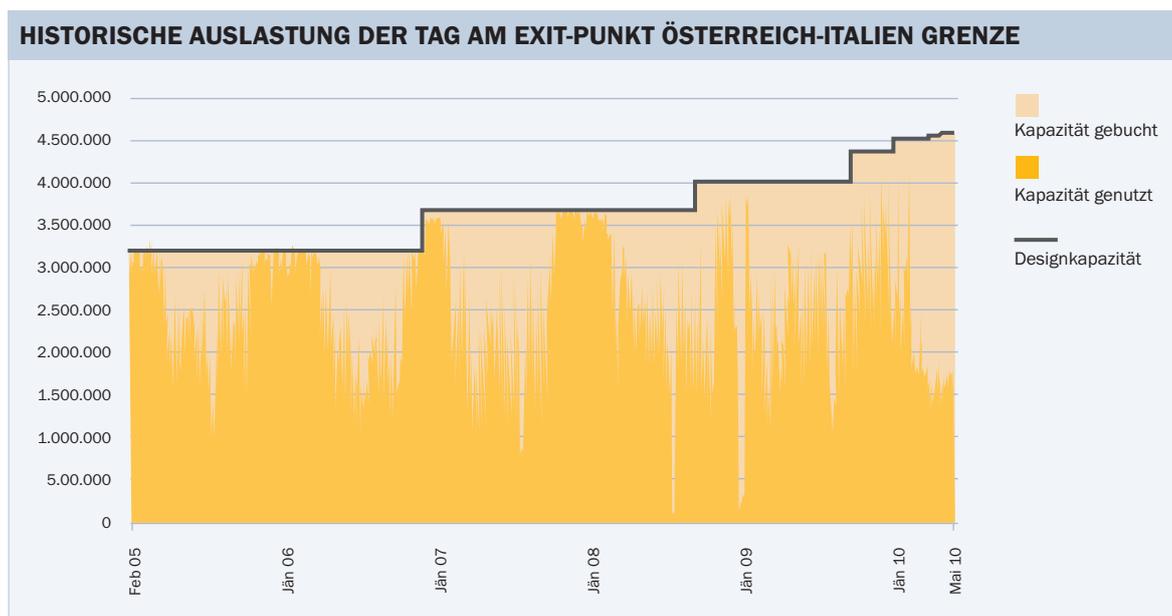


Abbildung 42: Historische Auslastung der TAG am Ausspeisepunkt Arnoldstein/Tarvisio
Quelle: TAG GmbH

Wie in *Abbildung 43* ersichtlich ist, kommt es mit 1. Juli 2009 zu einem sprunghaften Anstieg der Nutzung von unterbrechbarer Transportkapazität auf der **HAG**. Der Grund dafür liegt in der Änderung des ungarischen Network Codes mit 1. Juli 2009, der es ungarischen Versorgern erlaubt, ihre Kunden auch zur Gänze über Einspeisepunkte im Westen Ungarns zu beliefern. Davor gab es den Versorgungsstandard, dass jeder Versorger mindestens 80% über Osten (von der Ukraine) und bis zu 20% von Westen einspeisen musste. Diese Änderung hat zur Folge, dass ungarische Händler vermehrt die Handelsmöglichkeiten am CEGH und die Transportkapazitäten der HAG nutzen. Da sämtliche garantierte Kapazität der HAG bereits langfristig gebucht wurde, jedoch in der Vergangenheit nicht genutzt wurde, können neue Transportkunden nur auf unterbrechbarer Basis Transportverträge abschließen. Durch die höhere Auslastung der Designkapazität steigt auch das Unterbrechungsrisiko für diese Transportkunden erheblich.

**Transportsituation
entscheidend für
Preisbildung am
CEGH**

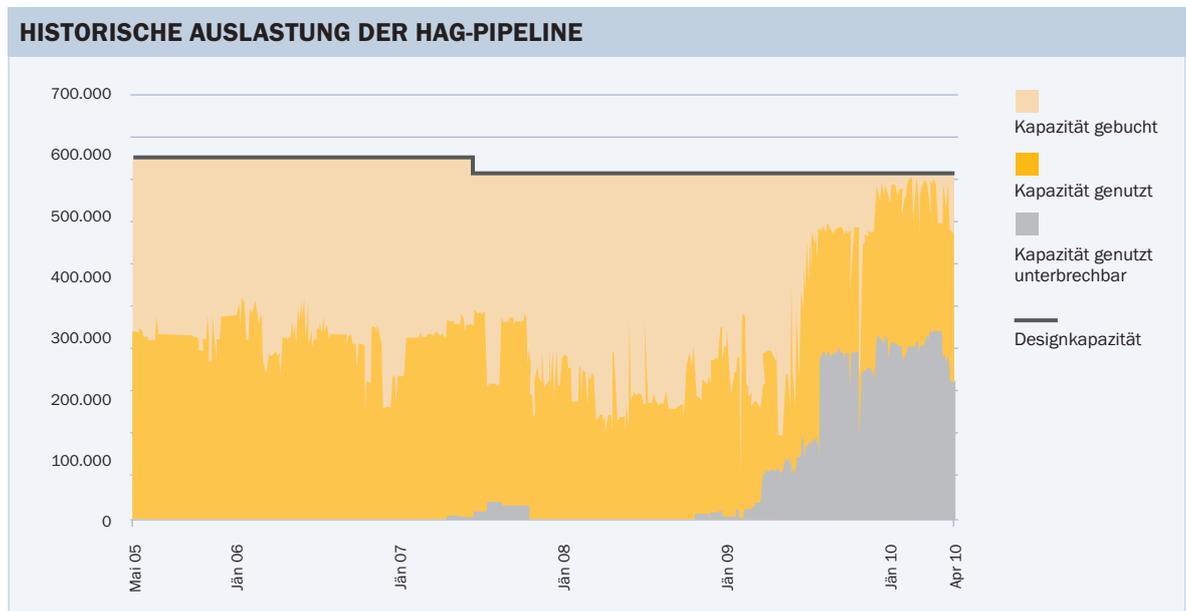


Abbildung 43: Historische Auslastung der HAG
Quelle: OMV Gas GmbH, Online Capacity Booking System

Für die Verbesserung des kurzfristigen Gashandels und zur Vermeidung von vertraglichen Engpässen an den Netzkopplungspunkten sind effektive Engpassmanagementverfahren von entscheidender Bedeutung. Die ERGEG hat dazu einen Vorschlag für EU-rechtlich verbindliche Leitlinien ausgearbeitet²⁸. Die deutsche Regulierungsbehörde hat aufbauend auf den ERGEG-Vorschlägen bereits ein Festlegungsverfahren zum Kapazitätsmanagement eingeleitet. Engpassmanagementverfahren, die ein Angebot von garantierten Day-ahead-Kapazitäten ermöglichen, sollten auch in Österreich zur Anwendung kommen. Der österreichischen Regulierungsbehörde fehlt jedoch bis jetzt eine rechtliche Grundlage zur Durchsetzung für deren Einführung.

Integration der Großhandelsmärkte – Gas Regionale Initiative (GRI) SSO

Die Gas Regionale Initiative (GRI) wurde 2006 gegründet, um das Ziel des EU-Binnenmarktes über den Zwischenschritt des regionalen Erdgasmarktes zu erreichen²⁹. Es wurde entschieden, in der EU drei regionale Gasmärkte (Nordwest, Süd und Süd-Süd-Ost) zu etablieren. In der GRI SSO sind folgende EU-Mitgliedstaaten zusammengefasst: Bulgarien, Griechenland, Italien, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakische Republik, Slowenien, Tschechien und Ungarn.

Auf dem Weg
zu regionalen
Märkten

Im Jahr 2010 wurde nach dem erfolgreichen Abschluss eines „Interconnection Point Agreements“ am Gashub in Baumgarten ein weiterer Schritt in Richtung Marktintegration getätigt; gemeinsam mit dem italienischen Regulator Autorità per l'energia elettrica e il gas und den beiden Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und Snam Rete Gas hat E-Control ein vergleichbares Projekt für den Übergabepunkt Arnoldstein–Tarvisio gestartet.

Die Implementierung eines sogenannten Operational Balancing Accounts am Übergabepunkt Arnoldstein–Tarvisio würde Shippern und Händlern, die an der im Dezember 2009 gestarteten österreichischen Gasbörse und an den Gashubs CEGH und PSV aktiv sind, zugute kommen. Per 1. Oktober 2010 startet auch die italienische Gasbörse „P-Gas“ unter der Leitung des italienischen Strombörsenbetreibers GME. Durch die Finalisierung eines Balancing Accounts, bei dem die Fernleitungsnetzbetreiber Mess-

²⁸ ERGEG, Congestion management on European Gas Transmission Networks, Recommendations for Guidelines to be Adopted via a Comitology Procedure, E09-GNM-10-07, 10. Dezember 2009, <http://www.energy-regulators.eu/>

²⁹ Rechtliche Grundlage dieser Tätigkeit war (i) die Sicherung der Versorgungssicherheit gemäß EU-Versorgungssicherheitsrichtlinie 2004/67/EC und (ii) die Schaffung von grenzüberschreitendem Wettbewerb im Sinne der Richtlinie 2003/55/EC.

differenzen laufend über eine Art Kontokorrent gegenrechnen, wird das Fehlerrisiko von den Shippern genommen und ermöglicht so einen erleichterten Transport zwischen den Handelsplätzen in Österreich und Italien. Der erfolgreiche Abschluss dieses Projektes kann in Zukunft auch als Vorlage für die anderen Länder der Regionalen Initiative Südsüdost dienen.

Versorgungssicherheit & Regionale Solidarität

Aufgrund der Gaskrise Anfang 2009 legt die Regionale Initiative Süd-Süd-Ost im Zwei-Jahres-Arbeitsprogramm Hauptaugenmerk auf die Versorgungssicherheit, um mögliche negative Effekte weiterer Gaslieferunterbrechungen gering zu halten. Das letzte Treffen 2010 wird deshalb der neuen EU-Verordnung zur Sicherstellung der Erdgasversorgung und der stärkeren Involvierung der Mitgliedstaaten zur Erhöhung der Regionalen Solidarität gewidmet.

Versorgungssicherheit als zentrales Thema

Investitionen in neue Infrastruktur

Der slowakische Fernleitungsbetreiber Eustream und sein ungarischer Partner FGSZ präsentierten Pläne zur Errichtung einer Slowakei-Ungarn-Verbindung, die ca. 120 km lang sein und ca. 100 Mio. € Investitionskapital benötigen wird. Da diese Gaspipeline von Beginn an bidirektional ausgelegt sein wird, erhöht sie signifikant die Versorgungssicherheit der angrenzenden Länder im Falle von Lieferausfällen. 10% der Kapazitäten der Leitung, die von Velké Zlieve (Slowakei) bis nach Vecsés (Ungarn) führen wird, werden auf kurzfristiger Basis (< 1 Jahr) vergeben. Eine erste unverpflichtende Phase der Open Season ist bereits abgeschlossen, die bindende Phase ist noch nicht gestartet worden. Weiters gibt es Pläne, diese Pipeline an Pipelines wie Nabucco oder South Stream, die Erdgas aus dem Kaspischen Raum bringen werden, anzuschließen.

Der österreichische Fernleitungsnetzbetreiber TAG GmbH hat ebenfalls Ausbaupläne präsentiert; nachdem dem TSO 50% der Kostendeckung aus dem European Economic Recovery Fund zugesichert worden sind, bietet TAG Rückflusskapazitäten (Reverse Flow) an der Pipeline in Form einer Open Season an. Von den unverbindlich abgegebenen Anfragen für 193.000 Kubikmeter pro Stunde sind schließlich 50.000 verbindlich vergeben worden.

Beide Infrastrukturprojekte werden die Verknüpfung der zentral- und osteuropäischen Netze stärken und damit die Versorgungssicherheit innerhalb Österreichs erhöhen.

Interoperabilität und Hub-Entwicklung

Nach der erfolgreichen Implementierung eines Interconnection Point Agreements am Gashub Baumgarten konnte die Central European Gas Hub AG die sogenannte „Integrated Trading Area Baumgarten“ (ITAB) implementieren. Diese ITAB ermöglicht den flexiblen Handel von Gas zwischen den in Baumgarten zusammenlaufenden Systemen, inklusive eustream, TAG, BOG und OMV Gas. Ein ähnlicher Erfolg soll mittels des Projektes am Grenzübergangspunkt Arnoldstein–Tarvisio erzielt werden.

Nach dem erfolgreichen Launch der Erdgasbörse in Zusammenarbeit mit der Wiener Börse AG plant die CEGH AG den Start eines Terminmarktes im Jahr 2010. Gemeinsam mit der Etablierung der italienischen Gasbörse „P-Gas“ wird dies den Zugang zu den Märkten Österreich und Italien erleichtern.

Transparenz

Die Teilnehmer der Regionalen Initiative Süd-Süd-Ost beobachten und kontrollieren regelmäßig die Teilnahme von Fernleitungsnetzbetreibern an der Transparenzplattform von Gas Infrastructure Europe³⁰. Beim 7. Implementation Group Meeting im März 2010 konnten die beiden Neuzugänge Geoplin aus Slowenien und FGSZ aus Ungarn vermeldet werden. In der nächsten Zeit werden auch Daten der öster-

Verbesserung der Transparenz

³⁰ www.gie.eu.com

reichischen Unternehmen TAG GmbH und BOG GmbH, die sich momentan in der Testphase befinden, auf der Internetseite der Transparenzdatenbank zu finden sein.

Ausblick

Das Arbeitsprogramm der Region Süd-Süd-Ost wurde für die beiden Jahre 2010 und 2011 festgelegt und zielt auf die Förderung der regionalen Marktintegration, die Stärkung des regionalen Gasgroßhandels und die Erhöhung der Versorgungssicherheit ab.

Das Jahr 2011 wird nach dem letzten Stakeholder Group Meeting Ende 2010 verstärkt im Fokus der Regionalen Solidarität der Regulatoren und Ministerien sowie im Zeichen der Harmonisierung von Regelwerken, die die Marktintegration hemmen, stehen.

INLANDSTRANSPORTNETZ

2009 betrug die gesamte Leitungslänge des österreichischen Gasnetzes 38.612 km – davon 2.876 km Fernleitungen (Abbildung 44), 3.556 km Verteilleitungen der Ebene 2 und 32.079 km Ortsleitungen und Verteilleitungen der Ebene 3.



Abbildung 44: Fernleitungsnetz in Österreich (Transit- und Regelzone Ost)
 Quellen: AGGM, E-Control

Netzausbau
 unterstützt Versorgungssicherheit

Tarifierung

Zum 1. Jänner 2010 wurden die Netznutzungsentgelte durch eine Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2010) angepasst, wobei die aktuellen Änderungen im Wesentlichen durch die hohe Inflation, hohe Brennstoffkosten, zusätzliche Kapazitäten im Übertragungsnetz sowie die Investition in die Südschiene geprägt sind.

Der Investitions- und Betriebskostenfaktor wurde gem GSNT-VO 2008 Novelle 2009 weitergeführt. Für Ausbauinvestitionen werden im Rahmen der Kostenbasis Abschreibungen sowie Kapitalkosten berücksichtigt. Unter Ausbauinvestitionen werden einerseits Erweiterungen des Netzes sowie andererseits für die Versorgungssicherheit wesentliche Investitionen, wie jene in Donaudüker sowie in die Sanierung von PVC-Rohrleitungen und Graugussleitungen, verstanden.

Die Berücksichtigung der höheren Kapitalkosten erfolgt nur, falls die entsprechenden Nachweise durch die Unternehmen erbracht werden können.

Weiters werden für ausgewählte Projekte der Netzebene 1 (Ausbau Südschiene) während der Bauphase angemessene Fremdkapitalzinsen in Anlehnung an die Ermittlung der Finanzierungskosten für die jeweils bekannten Zahlungsflüsse berücksichtigt und fließen in die Tarifiermittlung ein. Durch die kalkulatorische Berücksichtigung der Werte wird jedenfalls das Risiko für die Netzbetreiber minimiert und die Vorfinanzierung durch das Unternehmen gewährleistet.

Die Gaswirtschaft hatte mit äußerst ungünstigen Rahmenbedingungen zu kämpfen. Die Inflation war mit 3,1395% überdurchschnittlich hoch. Die Brennstoffkosten sind deutlich gestiegen. Ebenso die vorgelagerten Netzkosten, bedingt durch die langfristige Planung, die zusätzliche Kapazitäten im Übertragungsnetz als notwendig erachtet. Als größten Effekt hat sich heuer erstmalig die Investition in die Südschiene mit rund 14 Mio. Euro niedergeschlagen. Demgegenüber stehen noch keine zusätzlichen Mengen.

Zusätzlich zu den ungünstigen Rahmenbedingungen wurde die Regulierungsbehörde mit einem Mengenrückgang von rund 2,1% konfrontiert. Mit der Abgeltung des Investitions- und Betriebskostenfaktors ist es der Regulierungsbehörde gelungen, die durchschnittliche Tarifierhöhung auf 4,7% zu begrenzen.

Trotz des Anstiegs der Tarife im heurigen Jahr kann die Regulierungsbehörde immer noch einen Rückgang der Tarife um über 9% seit der Liberalisierung verzeichnen. Dies entspricht einer Einsparung der Kosten im Gasbereich von über 50 Mio. Euro.

Senkung der
Netztarife um 9%
seit 2002

Durch ein neues System der Kostenevaluierung, das sich an den effizientesten Netzbetreibern orientiert, kann man von weiteren Entlastungen in der Zukunft ausgehen und gleichzeitig wird durch die Einführung des Investitions- und Betriebskostenfaktors die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet. Die ineffizientesten Unternehmen sollten innerhalb von zwei Regulierungsperioden und somit zehn Jahren bis 2017 an die effizientesten herangeführt werden. Eine Überprüfung findet nach fünf Jahren statt, wobei jährlich die Gas-Netztarife angepasst werden.

GASSPEICHERUNG

Geltender Regulierungsrahmen des österreichischen Speichermarktes

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich in der Regelzone Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV AG und RAG. Es sind ausgeförderte Gasfelder (Porenspeicher), die für den Speicherbetrieb technisch umgerüstet wurden.

Die Rechtsgrundlage für das Speichern von Kohlenwasserstoffen und somit für die **Errichtung einer Speicheranlage** ist das Mineralrohstoffgesetz (MinroG). Im Fall des Speicherns in kohlenwasserstoffführenden (Erdgas) geologischen Strukturen ist das Speicherrecht mit dem Gewinnungsrecht verbunden. Eigentümer der kohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen ist der Bund, der aber das Gewinnungs- und Speicherrecht nicht selbst wahrnimmt, sondern die Ausübung dieser Rechte in einem bestimmten Gebiet einem Unternehmen mit einem sogenannten „Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speichervertrag“ überlässt.³¹ Die Vergabe dieser Speicherlizenzen liegt im Kompetenzbereich des BMWFJ. Für die Überlassung zahlen die Unternehmen dem Bund Speicherzinsen. Erdgasproduzenten sind OMV Exploration & Production GmbH und RAG, diese besitzen daher einen Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speichervertrag mit dem Bund. Die Entwicklung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten zu Gasspeichern ist daher nicht ohne Kooperation von OMV und RAG möglich.

Grundlagen für die Regulierung der **Nutzung der Speicheranlagen** sind das GWG III, im Wesentlichen §§ 39, 39a und 39b sowie die Beschleunigungsrichtlinie der EU. Die bisherige Richtlinie der Europäischen

³¹ Vgl. Karin Aust, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Abt. IV/6 (Bergbau – Rechtsangelegenheiten), Vortrag auf der ÖGEW-Herbsttagung in Salzburg 2007, Genehmigungsverfahren für Erdgasspeicher in Österreich am Beispiel des Erdgasspeichers Haidach

Kommission 2003/55/EG sah in Artikel 19 eine Wahlmöglichkeit für die Regulierung des Speichermarktes vor: zum einen die Möglichkeit des verhandelten („auf Vertragsbasis“) und zum anderen des regulierten Zugangs.³² In Österreich wurde im Gaswirtschaftsgesetz (GWG)³³ ein verhandelter Zugang umgesetzt, bei dem allerdings die Freiheitsgrade der Verhandlung durch Vorschriften (§ 39 ff.) unter anderem über die Höhe der Gestaltung der Speicherpreise und den Grundsatz der Gleichbehandlung sowie des transparenten und nicht-diskriminierenden Zugangs eingeschränkt wurden. Dabei hat die Regulierungsbehörde keine direkten Einflussmöglichkeiten auf die Gestaltung der Vergabeverfahren und Engpassmanagement der Speicherbetreiber, sondern eine Aufsichtsfunktion, ob diese nicht-diskriminierend und transparent sind.

Gaskrise hat Bedeutung der Speicher aufgezeigt

Auf europäischer Ebene wird die Vorgabe des nicht-diskriminierenden Zugangs durch die Implementierung der „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO)³⁴ unterstützt, die im März 2005 im Rahmen eines „Mini-Madrid-Forums“ in Brüssel angenommen worden und am 1. April 2005 in Kraft getreten sind. Diese Richtlinien sind eine freiwillige Vereinbarung zwischen Speicherbetreibern, die durch die GSE vertreten werden³⁵, und Regulierungsbehörden.³⁶ GSE-Mitglieder sind Wingas, OMV und RAG.

In Österreich (Regelzone Ost) sind per Definition des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) vier Speicherunternehmen für Untergrundspeicher tätig. Zwei Speicherunternehmen beliefern bisher nur den deutschen, aber nicht den österreichischen Markt: Der Speicher Haidach wird für Lieferungen in den deutschen Markt und nicht für eine direkte Ausspeisung in die österreichische Regelzone Ost genutzt. Eine Nutzung für die Regelzone Ost war nur im Ausnahmefall aus Versorgungssicherheitsgründen möglich. Während des Lieferstopps im Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine im Jänner 2009 wurde vorübergehend die Penta West auf Gegenfluss geschaltet und Österreich aus dem Speicher Haidach mit Erdgas versorgt. Ab 2011 soll durch den geplanten Reverse-Flow auf der Penta West die Nutzung des Speichers Haidach auch für die Regelzone Ost möglich werden.

SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH						
Speicherunternehmen/ Speicher	Einspeicher- rate in cm/h	Anteil an gesamter Einspeicherrate	Entnahme- rate in cm/h	Anteil an gesamter Entnahmerate	Arbeitsgas- volumen in mcm	Anteil am ge- samten Arbeits- gasvolumen
OMV-Schönkirchen	650.000	34 %	960.000	42 %	1.680	37 %
OMV-Tallesbrunn	125.000	6 %	160.000	7 %	400	9 %
OMV-Thann	115.000	6 %	130.000	6 %	250	6 %
OMV-Speicher gesamt	890.000	46 %	1.250.000	55 %	2.330	51 %
RAG-Puchkirchen	520.000	27 %	520.000	23 %	1.000	22 %
RAG-Haidach 5	20.000	1 %	20.000	1 %	14	0 %
RAG Speicher gesamt	540.000	28 %	540.000	24 %	1.014	22 %
Wingas-Haidach	167.000	9 %	167.000	7 %	400	9 %
Gazprom-Haidach	333.000	17 %	333.000	15 %	800	18 %
Total	1.930.000	100 %	2.290.000	100 %	4.544	100 %

Tabelle 7: Speicherkapazitäten in Österreich 2009

Quellen: www.omv.com, www.rohoel.at, www.wingas.de, www.gazpromexport.ru

³² Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG; Artikel 19

³³ Gaswirtschaftsgesetz in der Fassung vom 26. 6. 2006, BGBl. I Nr. 106/2006

³⁴ Veröffentlicht auf www.ergeg.org unter ERGEG Documents

³⁵ GSE (Gas Storage Europe) repräsentiert 33 Speicherunternehmen aus 16 europäischen Ländern. www.gie.eu.com/gse

³⁶ Zentrale Punkte sind dabei Unbundling von Speicherbetrieb von anderen Unternehmensteilen, das Angebot von bestimmten Speicherdienst-

Eigentumsverhältnisse

Speicherunternehmen im Sinne des GWG, d.h. Unternehmen, die Speicherverträge für Dritte anbieten, sind OMV Gas GmbH, RAG, Wingas GmbH & Co KG und ZMB GmbH (Gazprom Export).

- > OMV Gas GmbH ist eine 100-%ige Tochter der OMV AG, die auch Erdgasproduktion (80% der inländischen Förderung) und Fernleitungen betreibt, an Transitleitungen beteiligt ist und mit einer 59,26%-Beteiligung (OMV Gas and Power und EGBV Beteiligungsverwaltung GmbH) an EconGas GmbH im Gashandel integriert ist.
- > Eigentümer der RAG ist zu 100% die RAG-Beteiligungsgesellschaft.³⁷ Ihre (indirekten) Eigentümer EVN AG, Salzburg AG und Steirische Gas Wärme GmbH sind als Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Gashändler und -lieferanten im österreichischen Gasmarkt tätig.
- > Kommanditisten der Wingas GmbH & Co KG sind zu 49,98% Gazprom Germania GmbH und zu 50,02% die Wintershall Holding AG, ein deutscher Öl- und Gasproduzent. Wingas ist vor allem in Deutschland, aber auch in anderen europäischen Märkten als Transporteur, Speicherbetreiber und Gashändler tätig.
- > An ZMB Gasspeicher Holding GmbH sind zu 66,67% Gazprom Germania GmbH, zu 33,33% Centrex Europe Energy & Gas AG beteiligt. Die Speicherkapazitäten werden jedoch direkt von Gazprom Export vermarktet.

Vertikale Integration zwischen Speicher und Handel

OMV Gas & Power GmbH ist mit 59,26% (direkte und indirekte Beteiligungen) der Hauptgesellschafter der EconGas GmbH, die auf dem Markt für Belieferung von Weiterverteilern (z.B. Wienenergie, EVN) sowie große Industriekunden und Kraftwerke das marktdominante Unternehmen ist. Die EconGas GmbH ist nach eigenen Angaben der größte Speicherkunde.

**Verflechtung
zwischen
Speicherbetreibern
und Speicherkunden**

Auch RAG ist entlang der Wertschöpfungskette mit dem Handel integriert. Die Eigentümer EVN AG, Salzburg AG und Steirische Gas Wärme sind als Gashändler und -lieferanten im österreichischen Gasmarkt tätig und zum Teil Speicherkunden der RAG. RAG ist zudem Bilanzgruppenverantwortlicher. An dem Händler EconGas ist nicht nur OMV, sondern auch der Mehrheitseigentümer der RAG, EVN AG, zu 16,5% beteiligt. Somit ist auch RAG mit einem ihrer wesentlichen Kunden indirekt eigentumsrechtlich verbunden.

Wingas und Gazprom Export sind ebenfalls im Gashandel tätig.

Die vertikale Integration wirft die Frage nach einer wirksamen Trennung zwischen den Handelsaktivitäten der Muttergesellschaft, die auch Speicherkunden sind, und dem Speicherbetreiber, der sich im Eigentum derselben Gesellschaft befindet, auf.

Marktstruktur

Konzentration auf der Anbieterseite

Geht man von Österreich als Marktgebiet aus, liegt der gegenwärtige HHI³⁹ für die Angebotsseite bezogen auf das vermarktete Arbeitsgasvolumen mit 3.520 doppelt so hoch wie die kritische Grenze von 1.800, die als Daumenregel für einen konzentrierten Markt betrachtet wird. Dies entspricht einem leicht

leistungen (Unbundled und Bundled Services), die Allokation der Speicherkapazitäten und Engpassmanagement, Transparenzanforderungen und Regelungen zum Sekundärmarkt. Die Einhaltung und Umsetzung der Richtlinien empfiehlt GSE seinen Mitgliedern.

³⁷ siehe www.rohoel.at, Eigentümer der RAG-Beteiligungsgesellschaft sind E.ON Ruhrgas E&P GmbH, Deutschland (29,9750%), EBV-Energie Beteiligungsverwaltungs-GmbH (2,5%), EVN AG (37,5375%), Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (7,5%), Steirische Gas-Wärme GmbH (10%), UTILITAS Dienstleistungs- und Beteiligungs-Gesellschaft m.b.H. (12,4875%).

³⁸ Vgl. energate vom 6.1.2009, Erhebliche Lieferkürzungen im russisch-ukrainischen Gasstreit

³⁹ Der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) misst die Marktkonzentration auf einer Skala von 0 bis 10.000. Ein Markt mit vollständigem Wettbewerb hätte einen HHI nahe Null, wogegen ein Monopol einen HHI von 10.000 aufweist. Der Index erhöht sich mit einer immer geringeren Anzahl an Marktteilnehmern oder im Falle einer geringen Anzahl von Akteuren mit einem beträchtlichen Marktanteil. Einige Studien gehen von einer Daumenregel aus, wonach eine Zahl unter 1.000 auf einen unkonzentrierten Markt, eine Zahl zwischen 1.000 und 1.800 auf einen mäßig konzentrierten Markt schließen lässt, während ein HHI von über 1.800 auf einen hochkonzentrierten Markt hinweist.

ten Anstieg gegenüber 2008, was auf eine Erhöhung der Speicherkapazität der OMV Gas GmbH zurückzuführen ist. Geht man von der vermarkteten Entnahmerate aus, liegt der HHI mit 3.800 etwas höher. Betrachtet man die Regelzone Ost als Marktgebiet (ohne Speicher Haidach), ist die Marktkonzentration auf der Angebotsseite noch deutlich höher (für 2009 5.770).

Damit ist das Konzentrationsmaß HHI sowohl bei einer weiteren Marktabgrenzung mit Österreich als Marktgebiet als auch bei einer engeren Marktabgrenzung mit der Regelzone Ost als Marktgebiet über dem kritischen Wert, der einen hoch konzentrierten Markt beschreibt.

Konzentration auf der Nachfrageseite

Da EconGas nach eigenen Angaben mit ca. 2,2 Mrd. m³ des im Jahr 2009 gebuchten Arbeitsgasvolumens⁴⁰ der größte Speicherkunde ist und damit einen Anteil von 65 % bezogen auf die Regelzone Ost und einen Anteil von 48 % bezogen auf Gesamtösterreich hat, liegt der berechnete HHI für die Nachfrageseite auf Basis der Marktanteile der Speicherkunden ebenfalls höher als der kritische Wert für einen konzentrierten Markt von 1.800.

Zukünftige Entwicklung der Marktkonzentration

> Verringerung der Marktkonzentration durch Speicherausbau?

Geht man daher in Österreich von den geologischen Möglichkeiten der Speicherung in ausgeförderten Erdgaslagerstätten und den höheren Entwicklungskosten und geologischen Gegebenheiten für Aquifere und Salzkavernen aus, scheinen ausgeförderte Erdgaslagerstätten wirtschaftlich die beste Option für die Entwicklung von Speicheranlagen zu sein.⁴¹ RAG und OMV halten die für die Entwicklung dieser Speichertypen notwendigen Lizenzen. Auf ihren Lizenzgebieten ist der Ausbau weiterer Speicher geplant, z.B. Seven Fields auf dem RAG-Lizenzgebiet.

Geringer Wettbewerb am Gas-speichermarkt

Die vertikale Integration von Speicherbetreibern und Produzenten bedeutet, dass neue Marktteilnehmer nur beschränkte Möglichkeiten haben, neue, wirtschaftlich tragbare Speicheranlagen zu entwickeln. Die Speicheranlage Haidach ist ein Beispiel für ein neues Modell – bisher waren der technische Betreiber und die Kapazitätsvermarkter ein- und dasselbe Unternehmen, bei diesem neuen Modell sind jedoch verschiedene Unternehmen für den Speicherbetrieb und die Verwaltung der Speicherkapazitäten verantwortlich (z.B. fungiert RAG als technischer Betreiber von Haidach, und WINGAS GmbH & Co KG und Gazprom Export⁴² agieren als Kapazitätsvermarkter; die bald in Betrieb gehende Speicheranlage 7Fields wird nach dem gleichen Modell betrieben, mit der RAG als technischem Betreiber und E.ON Gas Storage als Vermarkter).

Für eine deutliche Steigerung der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit des österreichischen Speichermarkts bestehen nur begrenzte Möglichkeiten. Neue Anlagen werden die Eigentumskonzentration bis zu einem gewissen Grad verringern, die Anzahl von Speicheranbietern bleibt jedoch trotzdem gering. Die Verdoppelung der Anzahl der Speicherunternehmen in den letzten Jahren durch den Markteintritt der Wingas und Gazprom Export haben jedenfalls zu keiner Erhöhung der Wettbewerbsintensität geführt.

Ein gesplittetes Modell, bei dem unterschiedliche Unternehmen für Speicherbetrieb und Vermarktung der Speicherkapazität sorgen, könnte Möglichkeiten für neue Marktteilnehmer bringen. Hinzuweisen ist aber darauf, dass neue Marktteilnehmer dann mit den Speicherunternehmen kooperieren müssen, deren Wettbewerber sie werden.

⁴⁰ Vgl. APA/OTS vom 7.1.2009, OMV/Econgas: aktuell keine Anlieferung russischen Erdgases nach Österreich.

⁴¹ 1985 gab es Untersuchungen in der Oststeiermark zu Möglichkeiten eines Aquiferspeichers, bisher sind aber noch keine Aquiferspeicher entwickelt worden. Siehe zu den Untersuchungen: Fritz Ebner, Franz Erhart-Schuppek, Georg Walach, Erdgasspeicher Oststeiermark – Geologische Gebietsauswahl, in: Archiv für Lagerstättenforschung Geol. B.A., Band 7, S.5–17, August 1986

⁴² Die Speicheranlage Haidach ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht direkt an die österreichische Regelzone Ost angebunden (obwohl es Pläne gibt, die diese Anbindung 2011 vorsehen). Wingas und Gazprom Export Ltd., die die Speicherkapazitäten von Haidach vermarkten, konkurrieren daher im Augenblick nicht direkt mit der in der Regelzone Ost gelegenen Anlage Puchkirchen der Rohöl-Aufsuchungs AG.

> **Markteintrittsbarrieren auf Nachfrageseite**

Aufgrund bestehender langfristiger Verträge für Kundenbuchungen und ohne die Einführung von effektiven Engpassmanagement-Regeln ist auch auf der Nachfrageseite keine deutliche Verringerung der Marktkonzentration zu erwarten.

Marktverhalten

Für Standardprodukte mit einem festgelegten Verhältnis von Arbeitsgasvolumen, Entnahmeleistung und/oder Einspeicherleistung veröffentlichen die österreichischen Speicherunternehmen seit einigen Jahren Speicherpreise. Speicherpreise aus den Altverträgen sind nicht veröffentlicht. Diese Speicherpreise sind der Maßstab für die Speicherkosten neuer Anbieter (d.h. Speicherkunden mit Neuverträgen seit 2002). Die Speicherpreise haben sich im Vergleich zum Vorjahr nur bei Wingas erhöht, bei RAG leicht verringert.

Nur wenige Betreiber veröffentlichen Preise für mehrjährige Verträge, und drei Betreiber – OMV Gas GmbH, E.ON Gas Storage (EGS)⁴³ und WINGAS GmbH & Co. KG – dehnen ihre Vertragsdauer auf 10 Jahre oder länger aus. Sowohl die OMV Gas GmbH als auch die EGS bieten einen veröffentlichten Rabatt für Verträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren bzw. länger als 6 Jahre.

Speicherpreise in Österreich nur für einen Teil der Verträge transparent

Im europäischen Vergleich liegen die veröffentlichten Speicherpreise der OMV Gas unter dem europäischen Durchschnitt, die der anderen österreichischen Speicherunternehmen über dem Durchschnitt.

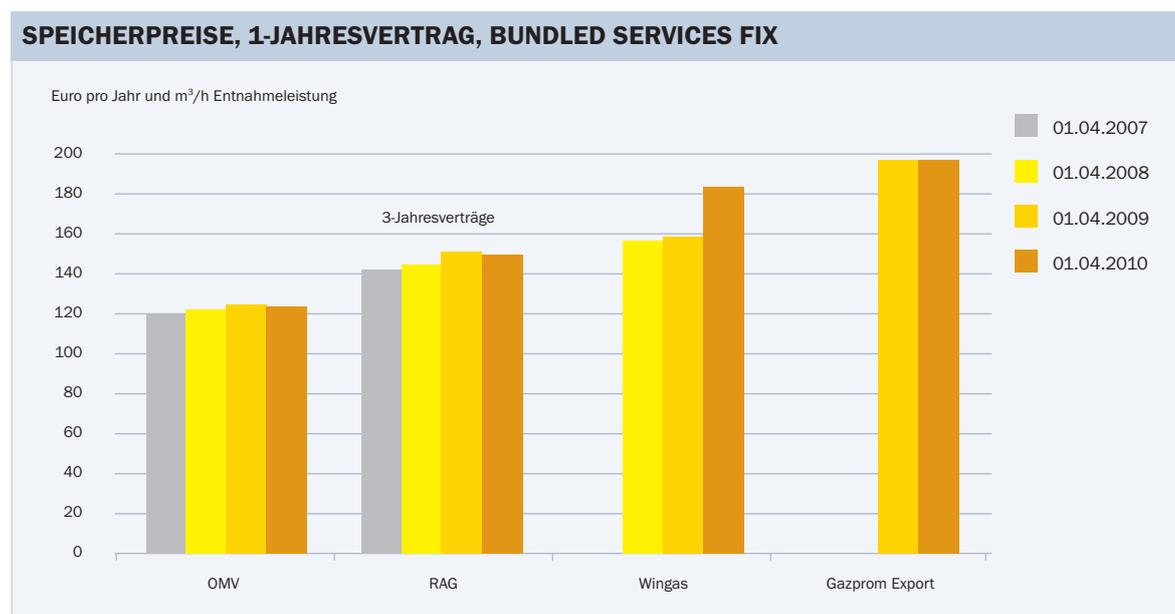


Abbildung 45: Veröffentlichte Speicherpreise für Standard Bundled Units, Ein-Jahresvertrag, Stand Mai 2010
Quellen: Homepages der Unternehmen: www.omv.com, www.rohoel.at, www.wingas.de, www.gazpromexport.ru
RAG: 3-Jahresvertrag

Vergleich der ungebündelten Speicherleistungen

Ungebündelte Serviceleistungen werden von mehreren Speicherunternehmen angeboten, die Preise werden jedoch häufig auf dem Verhandlungsweg festgelegt und stehen der Öffentlichkeit daher nicht zur Verfügung. Nur OMV Gas GmbH und WINGAS GmbH & Co. KG veröffentlichen für ungebündelte Leistungen fixe Preise. Auch hier zeigt sich, dass die Unbundled Services bei OMV Gas günstiger sind. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass zwar die Preise, die von den österreichischen Speicherbe-

⁴³ Aufnahme des Speicherbetriebs in 2012

treibern angeboten werden, im Vergleich zu ähnlichen Angeboten in Europa angemessen sind, dies aber vor allem den etablierten Gasunternehmen zugute kommt. Diese haben durch langfristige Verträge, die auch zum Teil vor der Liberalisierung ihre Grundlage haben, Speicherkapazitäten gebucht. So stehen für Neukunden nur geringe Kapazitäten zur Verfügung.

Speicherprodukte

Zwischen den Standardprodukten der einzelnen Speicherunternehmen kann es Substitutionsmöglichkeiten geben – vor allem dann, wenn die Speicherunternehmen ungebündelte Produkte zur Zusammenstellung eines individuellen Speicherproduktes für den Speicherkunden ermöglichen. Von den österreichischen Speicherunternehmen bieten dies nur OMV Gas GmbH und Wingas GmbH transparent an.

Die wirtschaftlichen Substitutionsmöglichkeiten von Produkten werden zudem durch unterschiedliche Transportkosten bei der Nutzung der Speicher sowie technische Regeln bei der Nutzung von Speichern in unterschiedlichen Regelzonen oder Marktgebieten eingeschränkt. Die Nutzung der Speicher in Österreich für die Regelzone Ost ist mit unterschiedlichen Transportkosten verbunden (OMV Gas GmbH und RAG-Speicher) oder erfordert den Übergang zwischen zwei Regelzonen oder Marktgebieten (Wingas- und Gazprom Export-Speicher). Eine Gleichbehandlung der Speicher in Bezug auf die Transportkosten soll durch die Umsetzung eines Entry-/Exit-Modells erreicht werden.

Unter den Bündelprodukten der verschiedenen Speicherunternehmen gibt es nur einen geringen Wettbewerb. Bei den kurzfristigeren Speicherprodukten gibt es hingegen kaum Wettbewerb, was zu einer noch höheren Marktkonzentration führen kann, als dies durch die bereits angeführten HHIs angedeutet wurde.

Allokationsregeln für die Vergabe von Speicherkapazitäten

**First Come –
First Served
ökonomisch ineffizient
bei knappem
Angebot**

Der Kapazitätsallokationsmechanismus ist ein wichtiges Kriterium für die Sicherstellung eines fairen Speicherzugangs für Dritte. In Österreich wird bei der Kapazitätszuweisung von den Speicherunternehmen das First Come – First Served Prinzip (FCFS) angewendet, wonach Kundenanfragen in der Reihenfolge ihres Eintreffens beantwortet werden. Solange Speicherkapazitäten ausreichend vorhanden sind, hat dieses Allokationsverfahren vor allem aus Sicht des Handlings Vorteile.

In Österreich ist der Anteil der langfristigen Kapazitätsbuchungen an der Gesamtkapazität hoch und erreicht über alle Speicheranlagen beinahe 98%. Zu Beginn des Speicherjahres 2010 sind nur geringfügige langfristige Speicherkapazitäten verfügbar gewesen. Die auf der Website der Speicherunternehmen⁴⁴ veröffentlichten Zahlen zeigen, dass neue Marktteilnehmer auf fester Basis innerhalb der nächsten fünf Jahre nur sehr beschränkte Kapazitäten buchen können (unter 1%):

- a) OMV Gas GmbH weist auf ihrer Plattform Online Capacity Booking darauf hin, dass vor Mai 2018 keine Kapazität verfügbar ist, und veröffentlicht die bis 2015 gebuchten Kapazitäten. Verfügbar ist jedoch beschränkte Entnahmekapazität, typischerweise zwischen Mai und September.
- b) Rohöl-Aufsuchungs AG veröffentlicht lediglich verfügbare Kapazitäten für die kommenden zwei Jahre, bzw. beschränkte Kapazitäten (weniger als 2%) im Jahr 2010 und rund 6% freie Kapazität im Jahr 2011.
- c) WINGAS GmbH & Co KG hat bis 2012 keine freien Kapazitäten, und danach ist nur ca. 1% der Kapazität bis 2018 verfügbar, die dann auf 3% ansteigt.

Für den Fall, dass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten höher ist als das Angebot und damit die Speicherkapazität knapp ist, resultiert die Vergabe nach dem First Come-First Served Prinzip (FCFS) in einem ineffizienten Allokationsmechanismus, da die Speicherkapazität nicht an den Kunden mit der höchsten Zahlungsbereitschaft, sondern an den Kunden mit dem Informationsvorsprung vergeben wird. Die Anwendung von FCFS ist mit einem Diskriminierungsrisiko verbunden, insbesondere in Fällen, in

⁴⁴ Stand Mai 2010

denen kein standardisiertes IT-Buchungsverfahren eingesetzt wird.

Im Vergleich zu anderen Allokationsmechanismen, die z.B. auf einer jährlichen Ausschreibung (z.B. jährliche Auktion) beruhen, besteht die Gefahr, dass damit große Player und insbesondere etablierte Unternehmen, die zumeist im Konzernverbund über mehr oder frühere Informationen hinsichtlich der verfügbaren Kapazitäten verfügen, bevorzugt werden.

Die Allokationsregeln, die die österreichischen Speicherunternehmen in der Vergangenheit angewandt haben, waren nicht derart gestaltet, um einen effizienten Zugang neuer Marktteilnehmer zu Speicherkapazitäten sicherzustellen, der auch in der ab März 2011 gültigen EU-Verordnung verlangt wird. E-Control als Regulierungsbehörde hat jedoch nicht die Kompetenz, diese Allokationsregeln mitzugestalten, sondern kann nur bei Verdacht auf Verstoß gegen das Nicht-Diskriminierungsgebot ein Missbrauchsverfahren einleiten und Änderungen erwirken.

Keine Kompetenz der E-Control für Gestaltung der Allokationsregeln

Maßnahmen gegen Kapazitätshortung und Engpassmanagement

Inwieweit die langfristig vertraglich gebuchten Speicherkapazitäten tatsächlich genutzt werden, wird von den Speicherunternehmen nicht transparent und zeitnah dargestellt.

Die einzigen verfügbaren Nutzungsdaten werden von der OMV Gas GmbH veröffentlicht und zeugen von einem eher niedrigen Auslastungsgrad der Speicherkapazitäten während der letzten zwei Jahre. Diese Daten werden jedoch mit einer Verzögerung von einem Monat zur Verfügung gestellt.

2007 blieben 50% des Arbeitsgasvolumens im Speicher, 2008 ging dieser Prozentsatz auf 40% und 2009 auf 30% zurück, geht man von den auf der Website der OMV Gas GmbH veröffentlichten Daten aus.⁴⁵ Der in den letzten Jahren beobachtete Rückgang kann auf die kälteren Wetterbedingungen und die Unterbrechung der russischen Lieferungen durch die Ukraine zurückgeführt werden.

Bei OMV Gas GmbH scheinen jedenfalls rund 40 bis 50% der Speicherkapazität (Arbeitsgasvolumen) jährlich ungenutzt zu sein. Es gibt keinen festgelegten Auslastungsgrad der Speicherkapazität und es ist nicht notwendigerweise zu erwarten, dass die Speicher am Ende des Speicherjahres leer sind – bestimmte Gasmengen sollten für unvorhergesehene Umstände als Reserve gehalten werden. Die zu beobachtenden Auslastungsgrade – etwa 50 oder 60% – sind jedoch niedriger als die typischen Auslastungsgrade auf anderen europäischen Märkten – die bei ca. 60 oder 70% liegen⁴⁶. Dieses Ergebnis könnte auf Besonderheiten des österreichischen Marktes hinweisen oder ein Anzeichen für das Horten von Speicherkapazitäten sein. Zumindest ist zu hinterfragen, warum ein Teil dieser Speicherkapazitäten, die mittelfristig nicht genutzt wurden, nicht anderen Marktteilnehmern transparent wieder zur Verfügung gestellt werden.

Viel Speicherkapazität ist ungenutzt

Um Kapazitätshortung zu verhindern, wird auf europäischer Ebene das Prinzip „Use-It-Or-Lose-It“ (UIOLI) diskutiert: Speicherkapazitäten, die nicht genutzt, d. h. nicht nominiert werden, werden den Speicherkunden entzogen und an Dritte weitergegeben, zumeist auf unterbrechbarer Basis und nur für den nachfolgenden Tag, an dem die Speicherkapazität nicht nominiert wurde (Day ahead). Diese Verfahren werden häufiger im Transportsegment verwendet, wo Netzbetreiber die von einem Kunden über eine bestimmte Zeitdauer nicht verwendeten Transportkapazitäten wieder auf den Markt bringen. Einige europäische Speicherbetreiber (wie z. B. Centrica Storage Limited) haben ebenfalls UIOLI eingeführt.

⁴⁵ RAG veröffentlicht keine Daten in Bezug auf den Auslastungsgrad.

⁴⁶ Die Auslastungsgrade, die aus der Website von Gas Infrastructure Europe abgeschätzt wurden, weisen von Jahr zu Jahr beträchtliche Schwankungen auf, die mit den Wetter- und Marktbedingungen zusammenhängen. Die ab Oktober 2007 zusammengestellten Informationen zeigen, dass nur Spanien einen höheren Durchschnitt des „Mindest-“ Sommerspeicherniveaus aufweist und Deutschland auf ein ähnliches Niveau kommt. 2009 ist im Hinblick auf Speichermuster wegen des kalten Winters und der Versorgungsunterbrechung durch die Ukraine vielleicht ungewöhnlich gewesen.

Wie in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen angeführt, sehen sowohl die OMV Gas GmbH als auch die Rohöl-Aufsuchungs AG davon ab, ihren Kunden Beschränkungen durch unterbrechbares oder garantiertes UIOLI aufzuerlegen. Wingas GmbH & Co KG sowie Gazprom Export haben UIOLI-Regeln, die aber aufgrund ihrer Unbestimmtheit wenig praktikabel erscheinen.

Die Anwendung von UIOLI im Speichersegment ist eine anspruchsvolle Herausforderung. Einerseits kann eine wirksame UIOLI-Regel, die ungenutzte Speicherkapazitäten auf garantierter Basis verfügbar macht, den Wettbewerb durch Bereitstellung eines fairen und transparenten Zugangs zu den Kapazitäten fördern. Andererseits können angesichts der Tatsache, dass die Speicher als eine Art Versicherung gegen Angebot- und Nachfrageschwankungen fungieren, zu strenge Einschränkungen durch UIOLI zu einem Flexibilitätsverlust führen und damit eine Schlüsselfunktion der Speicherung begrenzen.

Ungenutzte Speicherkapazität sollte wieder verfügbar gemacht werden

Zur Förderung eines fairen Zugangs sollte jedoch über Anreize nachgedacht werden, die Speicherkunden dazu veranlassen, auf garantierter Basis nicht genutzte Speicherkapazitäten transparent zur Verfügung zu stellen; vor allem in dem Fall, wenn die gebuchte Speicherkapazität eines Speicherkunden im Laufe mehrerer aufeinander folgender Jahre systematisch eine zu geringe Auslastung aufweist.

Wirksamere UIOLI-Vorschriften und die effektive Umsetzung anderer Vergabeverfahren im Bereich des Kapazitätsmanagements (Pro-rata-Zuweisung, angemessenes Gleichgewicht zwischen langfristigen und kurzfristigen Verträgen) sollten angewendet werden, wenn es Hinweise darauf gibt, dass beträchtliche Kapazitäten zwar gebucht, jedoch für längere Zeiträume ungenutzt bleiben. Die Einführung von Engpassmechanismen erscheint notwendig, da es laut den von den Betreibern veröffentlichten Kapazitätswerten innerhalb der nächsten fünf bis zehn Jahre praktisch nur geringfügig verfügbare Kapazitäten auf fester Basis gibt.

Marktergebnis

Geringe Liquidität

Die Preisgestaltung betreffend, sind die veröffentlichten Speicherpreise in Österreich im Vergleich zu anderen europäischen Betreibern beim größten Speicheranbieter OMV Gas GmbH günstiger, RAG und Gazexport dagegen bieten Neuverträge zu deutlich teureren Speicherpreisen als der europäische Durchschnitt an.

Die Möglichkeiten des Kapazitätzzugangs für neue Marktteilnehmer sind jedoch beschränkt. Von den günstigen Preisen profitieren daher im Wesentlichen die etablierten Unternehmen, die auf First Come – First Served Basis in den letzten Jahren Speicherkapazitäten gebucht haben.

So waren zu Beginn des Speicherjahres 2010 nur geringfügig freie Speicherkapazitäten verfügbar. Die auf der Website der Speicherunternehmen veröffentlichten Zahlen zeigen, dass neue Marktteilnehmer auf fester Basis innerhalb der nächsten fünf Jahre nur sehr beschränkte Kapazitäten buchen können (unter ein Prozent). OMV Gas GmbH, die als einziges Speicherunternehmen Daten in tabellarischer Form angeben, haben nach Online Capacity Booking bis 2018 keine zusätzlichen Speicherkapazitäten mehr frei.

Unterschiedliches Preisniveau für Alt- und Neukunden

Speicherpreise für Neuverträge werden von den österreichischen Speicherunternehmen in transparenter Weise veröffentlicht. In Neuverträgen kommen diese Preise zur Anwendung, Kunden mit gleichem Produkt zahlen den gleichen Preis. Diese veröffentlichten Preise gelten derzeit jedoch nur für einen geringen Anteil der gebuchten Speicherverträge.

Es ist davon auszugehen, dass Altkunden (Verträge vor Liberalisierung) von den veröffentlichten Preisen

der Speicherunternehmen unterschiedliche Preise als Neukunden zahlen. Zu den Altkunden zählen die etablierten Unternehmen, die bis auf wenige Ausnahmen auch mit den Speicherunternehmen integriert sind. Im Unterschied zu den Neukunden gibt es keine Transparenz, was die Altkunden zahlen müssen. Daher wird den Speicherkunden nicht auf gleicher Basis Zugang gewährt.

Zusammenfassung

Der österreichische Markt verfügt zwar über einige Flexibilitätsquellen (Produktion, Importverträge, Speicher), jedoch über eine eingeschränkte Zugangsmöglichkeit zu diesen Quellen sowie eine starke Konzentration auf der Anbieter- und Nachfrageseite. Marktteilnehmer sind im Wesentlichen auf die Inanspruchnahme von Speicherkapazitäten zur Sicherstellung lang- und kurzfristiger sowie kostengünstiger Flexibilität angewiesen.

Der „Flexibilitätsmarkt“ basiert im Wesentlichen auf dem Angebot der Speicheranlagen/Speicherunternehmen, sie sind die Flexibilitätsanbieter mit dem höchsten Marktanteil. Ein effektiver Zugang zu diesen Speicheranlagen durch Dritte ist daher von entscheidender Bedeutung.

Die wirtschaftlichen Substitutionsmöglichkeiten zwischen den Speicherprodukten der einzelnen Speicherunternehmen sind nur eingeschränkt gegeben: Eine Optimierung von Speicherprodukten bieten nur OMV Gas GmbH und Wingas GmbH transparent an. 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.

Die Preise, die von den österreichischen Speicherbetreibern angeboten werden, sind im Vergleich zu ähnlichen Angeboten in Europa zum Teil 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, da für Neukunden nur geringe Kapazitäten zur Verfügung stehen.

Wettbewerbsindikatoren weisen auf geringen Wettbewerb im Speichermarkt hin

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.

Die Analyse des österreichischen Speichermarkts ergibt ein sehr geringes Wettbewerbsniveau, das sich auch trotz neuer Speicherkapazitäten nicht verbessert hat und sich auch bei verbesserter Anbindung an Speicheranlagen in Nachbarstaaten nicht deutlich erhöhen wird.

Ausblick

Die Richtlinie der Europäischen Kommission 2009/73/EG⁴⁷, die als Teil des Dritten Energiepaketes in Abänderung der entsprechenden Richtlinie 2003/55/EG angenommen wurde, sieht in Artikel 33 Satz (1) 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, oder sogar ob der Zugang zu neuen Speichern technisch bzw. wirtschaftlich erforderlich ist.

Die Richtlinie schreibt den Mitgliedstaaten/Regulierungsbehörden eine neue Entscheidung über das Zugangsregime nicht direkt vor, verlangt aber eine regelmäßige Überprüfung des Zugangsregimes für

⁴⁷ 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

Dritte und eine verbesserte Transparenz in Bezug auf die Art und Weise, wie die Entscheidung über die Auswahl des jeweiligen Zugangsregimes getroffen wird.

Für die Kriterien zur Beurteilung hat die EU-Kommission in einer Interpretative Note⁴⁸ u.a. Artikel 33 RL 2009/73/EG näher erläutert:

- > Existenz eines Marktes für Flexibilität: Gibt es effektiven Wettbewerb zwischen Speichereinrichtungen oder zwischen Speichereinrichtungen und anderen Flexibilitätsquellen? Gibt es ausreichend Wettbewerbsdruck in Bezug auf effiziente Tarife, Produkte, Produktvielfalt und Zugang zu Leistungen?
- > Effektiver Zugang zu Speicher: Ist ein großer Anteil der Speicherkapazitäten langfristig gebucht, ohne dass vorher eine nichtdiskriminierende Vergabe stattgefunden hat, und wird nur ein vergleichsweise kleiner Anteil der Speicherkapazität jedes Jahr angeboten?
- > Grad der Verteilung der Speicherkunden: Ist die Speicherkapazität hauptsächlich von einem oder einigen wenigen großen Unternehmen gebucht und wird die Preisbildung und das Zugangsregime dadurch verzerrt?

Als weiteres relevantes Kriterium für die Beurteilung schlägt die EU-Kommission die Untersuchung von technischen, rechtlichen oder wirtschaftlichen Markteintrittsbarrieren vor.

Verbesserung des Speicher- zugangs durch neue Regeln

Nach Ansicht von 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. Aufgrund des zum Großteil wettbewerbsfähigen Preisniveaus für Speicherprodukte sollte sich die Regulierung aufgrund des mangelhaften Zugangs zu Speicherkapazitäten auf die Regulierung der Speicherzugangs- und -allokationsregeln und Mechanismen für das Engpassmanagement konzentrieren.

AUSGLEICHSENERGIE

Rahmenbedingungen für den Ausgleichsenergiemarkt⁴⁹

Mit der Gasmarktliberalisierung wurde im Oktober 2002 ein System für stündliches Balancing (Ausgleichsenergiemarkt) eingeführt. Der Ausgleichsenergiemarkt der Regelzone Ost wird vom Bilanzgruppenkoordinator AGCS organisiert und abgewickelt. Die Rahmenbedingungen für den Ausgleichsenergiemarkt sind in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO) festgelegt, die von der E-Control zu genehmigen sind.⁵⁰ Um Angebote für Ausgleichsenergie zu legen, müssen interessierte Unternehmen Bilanzgruppenmitglieder sein, bei AGCS als Ausgleichsenergieanbieter registriert und eingerichtet sein, online gemessen werden und über eine entsprechende Datenübermittlung an den Regelzonenführer verfügen. Voraussetzung für das Angebot ist weiters, dass der Anbieter über geeignete Flexibilisierungsinstrumente (Speicherverträge, mengensteuerbare Abnehmer, flexible Bezugsverträge) verfügt, die die Einhaltung der Vorlaufzeit von 30 Minuten beim Abruf eines Ausgleichsenergieangebotes durch den Regelzonenführer ermöglichen. Zudem benötigt der Ausgleichsenergieanbieter die Zustimmung seines Bilanzgruppenverantwortlichen⁵¹.

Die Ausgleichsenergieangebote werden von AGCS preislich gereiht und dem Regelzonenführer AGGM täglich in Form einer Merit Order List übermittelt.

Der Regelzonenführer ist grundsätzlich verpflichtet, die Reihenfolge der Merit Order List beim Abruf von Ausgleichsenergie einzuhalten.

⁴⁸ Interpretative Note on Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, Third-Party Access To Storage Facilities, Brüssel, 22.1.2010; S. 12

⁴⁹ Die Regelzonen Tirol und Vorarlberg, die weder mit der Regelzone Ost noch miteinander verbunden sind und über Deutschland mit Erdgas versorgt werden, nehmen hinsichtlich der Ausgleichsenergiebeschaffung eine Sonderstellung ein. Nachfolgend wird daher nur auf die Regelzone Ost eingegangen.

⁵⁰ Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO, www.e-control.at bzw. www.agcs.at

⁵¹ Allgemeine Bedingungen des Bilanzgruppenverantwortlichen (AB-BGV), www.e-control.at

Die Ausgleichsenergieanbieter erhalten dabei jeweils den von ihnen gebotenen Preis für die Entnahme oder Einspeisung von Erdgas in die Regelzone.

Aus den Preisen des Ausgleichsenergiemarktes ergibt sich auch der stündliche Clearingpreis, der den kommerziellen Bilanzgruppen vom Bilanzgruppenkoordinator für die in jeder Stunde angefallene bilanzielle Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt wird. Der stündliche Clearingpreis ist dabei der nach Menge gewichtete Durchschnittspreis der für diese Stunde gekauften bzw. verkauften physikalischen Ausgleichsenergie. In Stunden ohne Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer wird der Clearingpreis als Mittelwert über die letzten sieben Stunden gebildet, in denen physikalische Ausgleichsenergie für die Regelzone gekauft oder verkauft wurde. Ob dabei für eine bestimmte Stunde die letzten sieben Kauf- oder Verkaufspreise des Ausgleichsenergiemarktes eingesetzt werden, hängt vom Summendelta der Netzverlustbilanzgruppen ab, über die die Linepack-Veränderungen abgebildet werden. Wenn die Regelzone in der betrachteten Stunde überliefert ist, die Netzverlustbilanzgruppen in Summe also Gas in ihre Netze aufnehmen, d.h. vergleichbar mit einem Ausgleichsenergieanbieter Erdgas „kaufen“, geht der (niedrigere) Kaufpreis des Ausgleichsenergiemarktes in die Berechnung ein und umgekehrt. In jeder Stunde gibt es nur einen Clearingpreis, den die Bilanzgruppenverantwortlichen bei Unterlieferung der Bilanzgruppe für die bezogene (bilanzielle) Ausgleichsenergie bezahlen müssen bzw. bei Überlieferung der Bilanzgruppe für die abgegebene (bilanzielle) Ausgleichsenergie bezahlt bekommen.

Im Lauf der Jahre wurden in den Marktregeln für den Ausgleichsenergiemarkt auch Maßnahmen für den Engpassfall verankert⁵², von denen während des Totalausfalls der russischen Importmengen in Baumgarten im Jänner 2009 erstmals die Ausgleichsenergieangebote per Fax eingesetzt wurden und für die Bereitstellung zusätzlicher Ausgleichsenergiemengen sorgten.

Marktstruktur

Angebotsstruktur

Die oben beschriebenen Anforderungen an Ausgleichsenergieanbieter schränken den Kreis der Anbieter innerhalb der registrierten Bilanzgruppenmitglieder (österreichische Marktteilnehmer) deutlich ein. Während 39 Gasversorger (Bilanzgruppenmitglieder) im Bilanzgruppensystem der Regelzone Ost registriert sind⁵³, gibt es Ende 2009 nur 14 registrierte Ausgleichsenergieanbieter, von denen 11 aktiv Ausgleichsenergie anbieten. Dies bedeutet jedoch eine Erhöhung um einen aktiven Ausgleichsenergieanbieter im Vergleich zu Ende 2008.

Anbieterzahl für
Ausgleichsenergie
erhöht

Aktive Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost sind Ende 2009 CE Gas Marketing & Trading AG, EconGas, ENOI SPA, ENLOGS, KELAG, RAG, RWE Supply and Trading, Salzburg AG, Steirische Gas Wärme, Terragas und Vitol. Neben der EconGas sind auch CEMAG, KELAG, RAG, Steirische Gas Wärme, Terragas und Vitol bedeutende Anbieter auf dem Ausgleichsenergiemarkt. Festzustellen ist, dass auch viele der neuen Marktteilnehmer auf dem österreichischen Gasmarkt als Ausgleichsenergieanbieter auftreten und dabei auch nennenswerte Marktanteile erzielen.

Nachfragestruktur

Obwohl der Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer erfolgt, sind die Nachfrager von Ausgleichsenergie die Bilanzgruppen. Auch wenn der Regelzonenführer in sehr vielen Stunden des Jahres das Linepack für die Gasflusssteuerung des Fernleitungsnetzes nutzt und daher keine **physikalische Ausgleichsenergie** abrufen, gibt es in jeder Stunde Abweichungen zwischen den von den Bilanzgruppenverantwortlichen abgegebenen Fahrplänen und dem tatsächlichen Verbrauch der Bilanzgruppen bzw. den tatsächlichen Gasflüssen, die als **bilanzielle Ausgleichsenergie** bezeichnet werden.

⁵² AB-BKO, Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung, Pkt. 3.2 bis 3.4, www.e-control.at bzw. www.agcs.at

⁵³ AGCS: Auflistung der registrierten Versorger, Stand 1.12.2009, www.agcs.at

Die in jeder Stunde anfallende bilanzielle Ausgleichsenergie wird von der Clearingstelle AGCS ermittelt und den kommerziellen Bilanzgruppen verrechnet.

Die Menge an bilanzieller Ausgleichsenergie (Summe der Absolutbeträge der Über- und Unterlieferungen der einzelnen kommerziellen Bilanzgruppen) im Jahr 2009 betrug 4,5% des Gesamtverbrauches an Gas in der Regelzone Ost und war damit etwas höher als der Wert des Jahres 2008 von 3,8%. Die größte kommerzielle Bilanzgruppe, gemessen sowohl am Verbrauch wie auch am absoluten Volumen der bilanziellen Ausgleichsenergie, stellt dabei EconGas dar.

Weitere in der Regelzone Ost aktive kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche im Jahr 2009 waren CE Gas Marketing & Trading AG, Centrex Europe Energy & Gas AG, EHA Energie-Handels-GmbH & Co. KG, EnergieAllianz Austria GmbH, Energie AG Oberösterreich Trading GmbH, Energy Logistics and Services GmbH, Energie Ried, GDF Suez, KELAG, Linz Strom, Merrill Lynch Commodities Europa Ltd., MOL, RAG, Salzburg AG, Shell Austria GmbH, Stadtwerke Steyr, Steirische Gas Wärme und Terragas.

Als Handelsbilanzgruppen, die also nicht unmittelbar Endkunden der Regelzone Ost versorgen, waren Ende 2009 registriert: Central European Gashub AG, ENOI S.p.A., Luminus Gas, RWE Supply and Trading und Verbund. Im Jahr 2009 sind in der Regelzone Ost 6 Bilanzgruppen hinzugekommen und eine wurde eingestellt, sodass Ende 2009 insgesamt 24 Bilanzgruppen registriert sind.

Marktkonzentration

Der Ausgleichsenergiemarkt ist aufgrund der oben beschriebenen Rahmenbedingungen auf die Regelzone Ost beschränkt. Die Marktanteile der Ausgleichsenergieanbieter sind für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie unterschiedlich.

Marktkonzentration bei Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie unterschiedlich

Für den Kauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter betrug der HH-Index in 2009 3.432 (2008 2.609), für den Verkauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter 1.684 (2008 1.599). Der Marktanteil der drei größten Anbieter betrug beim Kauf von Ausgleichsenergie 76,8% (2008 74,5%), beim Verkauf von Ausgleichsenergie 59,8% (2008 57,0%). Anders als im Jahr 2008 sind die drei größten Anbieter für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie im Jahr 2009 nicht ident.

Die Angebotssubstituierbarkeit wird stark durch die bestehenden Speicherverträge und die daraus resultierenden zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten eingeschränkt. Es ist nicht davon auszugehen, dass das Angebot des größten Ausgleichsenergieanbieters zu einem großem Teil oder vollständig von den anderen Ausgleichsenergieanbietern substituiert werden kann. Ein Ausfall dieses Anbieters kann daher deutliche Preisauswirkungen nach sich ziehen.

Marktergebnis: Ausgleichsenergiepreise und -mengen

Ausgehend von einer Preisspitze im Oktober 2008 waren die Ausgleichsenergiepreise in den letzten Monaten des Jahres 2008 und den ersten vier Monaten des Jahres 2009 von einem deutlichen Preisrückgang geprägt, der nur bei den Kaufpreisen für Ausgleichsenergie durch eine Preisspitze im Jänner 2009, bedingt durch den Lieferausfall in Baumgarten, unterbrochen war. Das im April 2009 erreichte Preisniveau wurde den Rest des Jahres 2009 mit einem geringen Aufwärtstrend gegen Jahresende gehalten (*Abbildung 46*).

Wie in den Vorjahren folgte der Ausgleichsenergiepreis im Trend dem Erdgasimportpreis, lag ab April 2009 aber vom Preisniveau her selbst bei den Kaufpreisen unter dem Importpreis. Die durchschnittlichen Kaufpreise für Ausgleichsenergie für die Regelzone Ost fielen von 3,22 ct/kWh im Jahr 2008 auf

2,47 ct/kWh im Jahr 2009. Die durchschnittlichen Verkaufspreise für Ausgleichsenergie aus der Regelzone Ost fielen in den gleichen Zeiträumen von 2,30 ct/kWh auf 1,23 ct/kWh.

Preissprünge in den Ausgleichsenergiepreisen spiegeln häufig externe Faktoren wider, was sich im Jänner 2009 beim Lieferausfall in Baumgarten sehr deutlich zeigte. Neben Liefereinschränkungen können sich aber auch technische Probleme bei den von den Ausgleichsenergieanbietern genutzten Erdgasspeichern kurzzeitig in den Ausgleichsenergiepreisen niederschlagen.

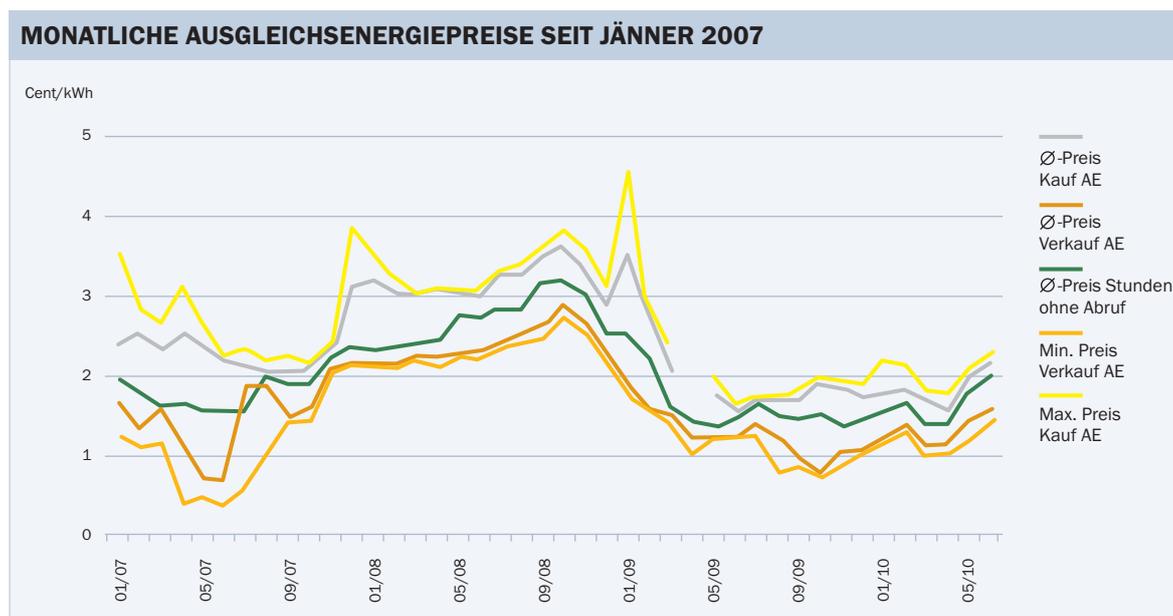


Abbildung 46: Preisentwicklung auf dem Ausgleichsenergiemarkt (Cent/kWh), April 2009 kein Kauf von Ausgleichsenergie, daher keine Kaufpreise
Quelle: AGCS

Im Jahr 2009 wurden insgesamt 749.610 MWh physikalische Ausgleichsenergie von den Ausgleichsenergieanbietern für die Regelzone gekauft, d.h. ins Netz eingespeist, und 677.910 MWh physikalische Ausgleichsenergie aus der Regelzone an die Ausgleichsenergieanbieter verkauft, d.h. aus dem Netz ausgespeist. Dies entspricht in Summe einem Anteil von 1,66% am gesamten Gasverbrauch der Regelzone Ost. Dabei wurde in 15,9% der Stunden des Jahres 2009 Ausgleichsenergie gekauft und in 18,4% Ausgleichsenergie aus dem Netz verkauft. Im Großteil der Stunden (65,7%) nutzte der Regelzonenführer für die Gasflusssteuerung ausschließlich das Linepack des Fernleitungsnetzes, ohne physikalische Ausgleichsenergie abrufen zu müssen.

Linepacknutzung spielt große Rolle

Abbildung 47 zeigt die monatlichen Abrufmengen von physikalischer Ausgleichsenergie in den Jahren 2008 und 2009. Anders als in den Vorjahren ist im Jahr 2009 keine vorwiegende Überlieferungssituation der Regelzone Ost festzustellen. Speziell in den letzten Monaten des Jahres 2009 (die ersten Monate des Jahres sind bedingt durch den Lieferausfall als Sonderfall zu sehen) war die Regelzone deutlich unterliefert – ein Trend, der sich auch in das Jahr 2010 fortsetzte und vermutlich auf das geringe Niveau der Ausgleichsenergiepreise zurückzuführen ist. Im Vergleich zu 2008 haben sich im Jahr 2009 die Abrufmengen für den Kauf von Ausgleichsenergie in Summe fast verdoppelt, während die Verkaufsmengen nahezu gleich geblieben sind.

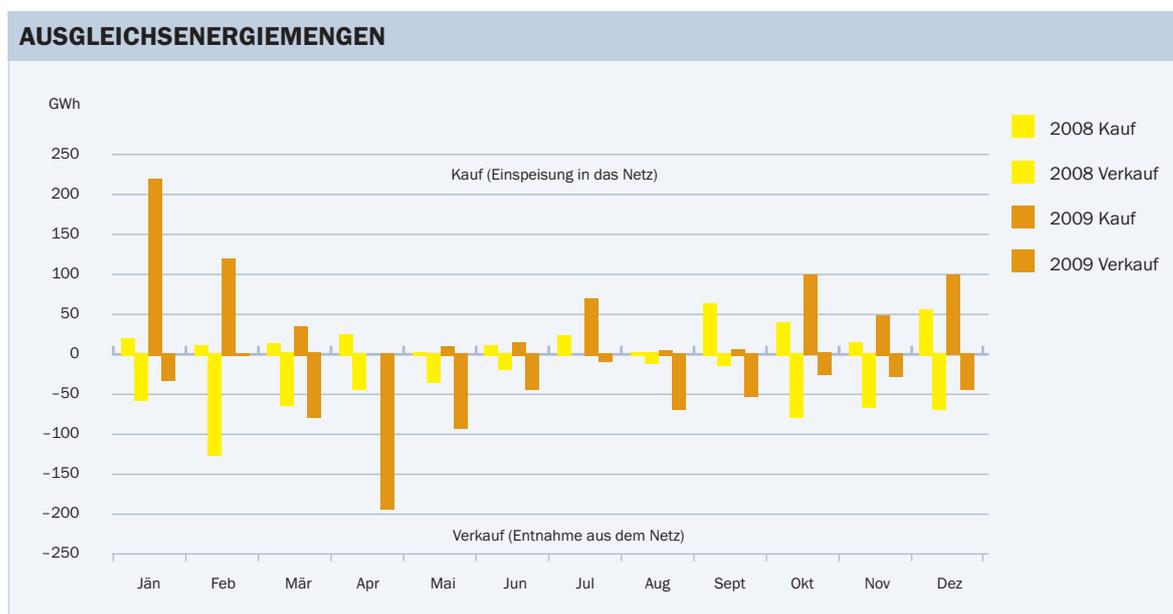


Abbildung 47: Ausgleichsenergiemengen (GWh) 2008 und 2009
Quelle: AGCS

EFFEKTIVE ENTFLECHTUNG IM GASBEREICH

Gemäß § 7 GWG haben sowohl die Netzbetreiber als auch seit 2007 die Inhaber von Transportrechten ein Gleichbehandlungsprogramm aufzustellen. Dieses hat, neben besonderen Pflichten für die Mitarbeiter, Maßnahmen zu enthalten, die zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens getroffen werden. Der von den jeweiligen Netzbetreibern gegenüber der E-Control ernannte Gleichbehandlungsbeauftragte hat für die Erstellung des Gleichbehandlungsprogramms und die Überwachung seiner Einhaltung zu sorgen sowie E-Control jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vorzulegen.

Auslegungsgrundsätze zu den energierechtlichen Entflechtungsbestimmungen

Die Auslegungsgrundsätze geben die Rechtsansicht der E-Control zur Auslegung und Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen auf Basis des Vermerks der GD Energie und Verkehr der EU-Kommission zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG wieder und sollen den Unternehmen als Orientierungshilfe dienen.

Die Entflechtungsregeln sehen die rechtliche, buchhalterische und organisatorische (funktionale, informatorische) Entflechtung vor. Diese sind sowohl für Strom- als auch Gasunternehmen gleich (siehe Kapitel Effektive Entflechtung im Strombereich).

Jährlicher Bericht der E-Control

Gleichbehandlungsbericht der E-Control

Der Gleichbehandlungsbericht umfasste für den Berichtszeitraum 2008 folgende Schwerpunkte:

- > Darstellung der diskriminierungsfreien Erbringung von Dienstleistungen / Shared Services⁵⁴ innerhalb eines Konzernverbundes
- > Organisatorische Abläufe hinsichtlich Schutz wirtschaftlich sensibler Informationen beim Wechselprozess, Anfragen beim Call Center usw.
- > Kommunikationswege und Außenauftritt des Netzbetreibers bzw. Inhaber der Transportrechte
- > Konzernstruktur

⁵⁴ Shared-Service-Einheiten: Zentralisierter Dienstleistungsprozess eines Unternehmens, wobei Prozesse von einer zentralen Stelle zusammengefasst werden, um sie in weiterer Folge unterschiedlichen Bereichen des Unternehmens zur Verfügung zu stellen, d.h., es handelt sich um eine interne Dienstleistung wie z.B. Personalwesen, Recht, Konzerncontrolling, Fuhrpark, Öffentlichkeitsarbeit, IT usw.

2009 wurden erstmals die einzelnen Gleichhandlungsberichte der Netzbetreiber und Inhaber von Transportrechten über das Berichtsjahr 2008 auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) gemäß §7 litd GWG veröffentlicht und die jüngsten Entwicklungen in einem Gesamtbericht von E-Control in Hinblick auf die Auslegungsgrundsätze zusammengefasst. Sowohl positiv abgeschlossene als noch anhängige Verfahren wurden vor dem Hintergrund von unzureichenden Entflechtungsumsetzungen (vor allem strukturelle Missbräuche) kritisch dokumentiert.

Eine positive Entwicklung konnte nach Einleitung einzelner Verfahren durch E-Control in der Umstrukturierung der Konzernstruktur einiger Unternehmen festgestellt werden, mit dem Ergebnis, dass die Netzaktivitäten in einer eigenen Schwestergesellschaft des Vertriebs durchgeführt werden und nicht länger im Rahmen der Konzernmuttergesellschaft und somit dem Vertrieb übergeordnet sind. Mit dieser strukturellen Veränderung kann einem möglichen Diskriminierungspotenzial entgegeng gehalten werden. Im Bereich der „All-inclusive-Verträge“ konnte ein von E-Control eingeleitetes Verfahren wegen Verdacht der missbräuchlichen Quersubventionierung iSd §7 (1) iVm (4) GWG eingestellt werden, nachdem derartige Verträge umgestellt wurden.

Gegen ein weiteres von E-Control eingeleitetes Verfahren hinsichtlich der Auslegung der de-minimis-Regelung, im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur organisatorischen Entflechtung, wurde seitens des betroffenen Unternehmens gegen eine Entscheidung der E-Control-Kommission eine Bescheidbeschwerde beim Verwaltungsgerichtshof eingebracht, der nun zu entscheiden hat, wie die de-minimis-Regel des § 7 (4) GWG auszulegen ist.

Die E-Control steht einem Betriebsführungsmodell, insbesondere hinsichtlich organisatorischer und buchhalterischer Entflechtung, äußerst skeptisch gegenüber. Die Unabhängigkeit des Netzbetreibers ist jedenfalls zu bezweifeln. Auch die buchhalterische Entflechtung erscheint auf den ersten Blick problematisch. Dem Netzbetreiber mangelt es an jeglichen Ressourcen, und zwar in materieller, personeller, finanzieller und technischer Hinsicht.

Durch die Klarstellung im 3. Energieliberalisierungspaket, wonach Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, wird ein derartiges Betriebsführungsmodell jedenfalls spätestens nach Inkrafttreten der RL 2009/73/EG (bzw. RL 2009/72/EG im Elektrizitätsbereich) und deren Umsetzung durch das GWG (bzw. EIWOG) der Vergangenheit angehören dürfen.

Problematisch werden in diesem Zusammenhang auch Entflechtungslösungen mit einer geringen Ausstattung der Netzbetreiber mit physischen und finanziellen Ressourcen gesehen. Die Eigenständigkeit der Netzgesellschaften ist auch in diesem Fall äußerst kritisch zu beurteilen. Oft werden sowohl die Personalressourcen als auch das Nutzungsrecht an den Netzen und Betriebsmittel durch Dienstleistungsverträge bzw. Pachtverträge zugekauft. Mit dieser Vorgangsweise werden zwar zumindest die Umsatzerlöse direkt in der Netzgesellschaft vereinnahmt, jedoch beschränkt sich die wirtschaftliche Leistungserbringung mit Eigenpersonal vorwiegend auf das Top-Management des Netzbetreibers und wenige andere strategische Aufgabenbereiche. Inwiefern eine qualitative und quantitative Prüfung der abgeschlossenen Dienstleistungsverträge mit eigenem Personal überhaupt möglich ist, erscheint jedenfalls im Rahmen zukünftiger Berichte als Schwerpunkt der Untersuchungen.

Unbundlingbestimmungen im 3. Paket geregelt

Ausblick: Das 3. Richtlinienpaket

Das 3. Energieliberalisierungspaket, das mit 3. März 2011 umzusetzen ist, sieht insbesondere für Fernleitungsnetzbetreiber verschärfte Entflechtungsregeln vor (Art 9 ff RL 2009/73/EG). Neben der

Verpflichtung zur eigentumsrechtlichen Entflechtung steht es dem Mitgliedstaat frei, das Konzept eines Unabhängigen Fernleitungsnetzbetreibers (ITO) oder eines Unabhängigen Netzbetreibers (ISO) bis 3. März 2012 umzusetzen. Fernleitungsunternehmen, die nach dem 3. September 2009 ihre Tätigkeit aufnehmen, unterliegen jedenfalls der eigentumsrechtlichen Entflechtung.

Entflechtung auch für Verteilernetzbetreiber

Aber auch Verteilernetzbetreiber werden trotz Beibehaltung der gesellschaftsrechtlichen (sowie organisatorischen und buchhalterischen) Entflechtung (Art 26 ff RL 2009/73/EG) strukturelle Änderungen vornehmen müssen. Denn die Entflechtungsvorschriften verlangen nun klarstellend, dass Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient – im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis, unabhängig vom integrierten Erdgasunternehmen – wahrnehmen zu können.

Weiters müssen Verteilernetzbetreiber gem Art 26 Abs 3 RL 2009/73/EG in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik dafür sorgen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist. Darüber hinaus muss der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig sein und Zugang zu allen Informationen, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundene Unternehmen verfügen, haben. An einer Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspaketes wird derzeit durch die nationalen Gesetzgeber gearbeitet.

Entwicklung des Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt

AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG

Tabelle 8 zeigt wesentliche Indikatoren für den Erdgasmarkt in Österreich für 2009.

BILANZ DER GASWIRTSCHAFT				
	Mio. m ³ (2009)	GWh (2009)	Veränderung zu 2008	
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 8: Bilanz der Gaswirtschaft für 2009

Quelle: E-Control

Entwicklung von Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich im Jahr 2009

Auf der Verbrauchsseite (Nachfrage, im negativen Saldo) zeigt sich deutlich die Variation im Verbrauch zwischen Sommer und Winter und die saisonale Verwendung von Erdgaslagerstätten. Angebotsseitig (Angebot, im positiven Saldo) werden diese Variationen im Verbrauch durch Anpassungen im Import, aber auch vor allem durch Entnahme aus dem Speicher bedient. Die inländische Produktion von Erdgas blieb daher das ganze Jahr über relativ konstant. Die Daten in *Abbildung 48* unterstreichen daher deutlich die Bedeutung von Speicher als saisonales Flexibilitätsinstrument.

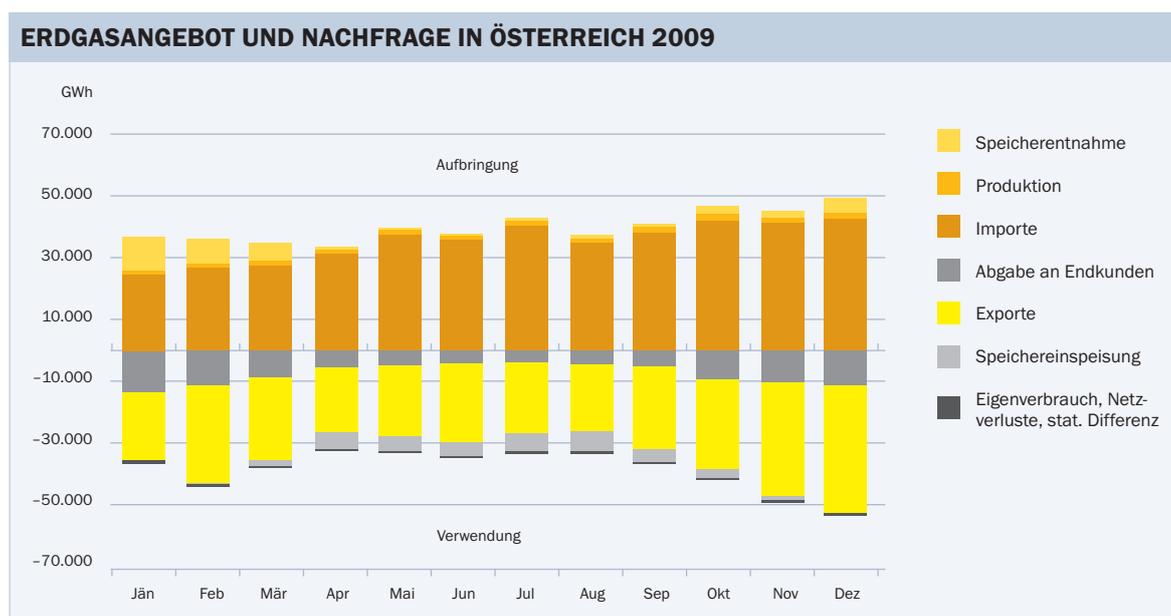


Abbildung 48: Erdgasangebot und Nachfrage in Österreich, 2009

Quelle: E-Control

Inländische Gasproduktion

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. Im Jahr 2009 wurden in Österreich insgesamt rund 1,6 Mrd. Nm³ Naturgas⁵⁵ gefördert⁵⁶, damit ist die Produktion leicht um 2,4 % angestiegen. Der Anteil der OMV hat sich auf ca. 85 % erhöht (siehe *Tabelle 9*).

ERDGASPRODUKTION			
	in Mio. Nm ³	in %	% gg. 2008
OMV Austria Exploration & Production	1.341	84,9	+9,6
Rohöl-Aufsuchungs AG	239	15,1	-25,4
Gesamt	1.580	100,0	+2,4

Tabelle 9: Erdgasproduktion in Österreich 2009

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

⁵⁵ Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.

⁵⁶ Vgl. <http://www.geologie.ac.at/pdf/Erdoelreferat/erdoelref2010.pdf>

Die (sicher und wahrscheinlich gewinnbaren) Reserven betragen am 31.12.2009 mehr als 26,3 Mrd. m³. Dies bedeutet, dass die Reserven für ca. 17 Jahre (Verhältnis Reserven zu Jahresproduktion) ausreichen.

GROSSHANDELSMARKT

Die Erdgasbeschaffung der österreichischen Gaslieferanten erfolgt im Wesentlichen zum einen (1) auf einer bilateralen Basis von langfristigen Verträgen zwischen Produzenten und Großhändlern und (2) an Marktplätzen (Hubs) über den Abschluss von kurzfristigen Verträgen.

Kurzfristiger Handel findet zum einen als Over the Counter (OTC) Handel und an der Börse statt. Der OTC-Handel kann dabei mit der Hilfe von Brokern durchgeführt werden, aber auch auf bilateraler Basis. Über die Mengen, die bilateral gehandelt werden, sind keine Preis- und Mengendaten verfügbar.

Gasgroßhandel auf der Basis von langfristigen Verträgen

Seit 1968 importieren österreichische Gasunternehmen Gas zunächst aus Russland, danach zusätzlich aus Norwegen. Dieser Markt für die langfristige Erdgasbeschaffung ist durch die starke Abhängigkeit von einem dominanten Anbieter (Gazexport) geprägt. Zudem hat Österreich aufgrund seiner geografischen Lage keine Möglichkeiten für den direkten Zugang zu LNG-Lieferungen. Transportleitungen für den Zugang zu westeuropäischen und nordafrikanischen Quellen (Algerien) sind durch Engpässe gekennzeichnet (WAG und TAG). Die Zugriffsmöglichkeiten der Regulierungsbehörde, um die Transportsituation zu verbessern, sind eingeschränkt, da unterschiedliche Regulierungssysteme für Inland und Transit vorhanden sind und die Regulierung im Transit deutlich schwächer ist.

Langfristige Verträge bei Aufbau der Handelsbeziehungen

Die Beschaffung über langfristige Verträge ist der „traditionelle“ Beschaffungskanal der Gaswirtschaft. Vertragsseiten sind die Gasproduzenten und sog. ehemalige „Ferngasgesellschaften“. Typisch sind große Vertragsmengen und deren Übergabe an den Grenzen. Die Preisentwicklung wird über Preisgleitklauseln festgelegt. Aufgrund der Transportdistanzen enthalten die Verträge nur geringe Abnahmeflexibilitäten. Zudem sind es keine standardisierten, sondern individuell verhandelbare Verträge.

Geografisch relevanter Markt

Die Einstellung der Gaslieferungen Anfang Jänner 2009 hat gezeigt, dass die Länder entlang der Transportverbindung Russland – Ukraine – Slowakei die russischen Gaslieferungen nur zu einem geringen Teil substituieren konnten. Gasentnahmen aus dem Speicher sind dabei auch als russische Gasmengen zu sehen, die in den Sommermonaten eingespeichert wurden. Länder, die zu liquiden Handelsplätzen sowie zu anderen Gasproduzenten Zugang haben (z. B. Italien), konnten Teilmengen, aber nicht den gesamten Lieferausfall ersetzen. Daher kann der räumlich relevante Markt zumindest als Ukraine, Rumänien, Bulgarien, Moldawien, Ungarn, Slowakei, Österreich und Norditalien gesehen werden, d. h. die Region entlang der Transportleitungen zwischen Russland und Österreich.

Russische Gaslieferungen können in Österreich rein physikalisch nur zu einem Teil ersetzt werden: Die reservierte Kapazität für die Regelzone Ost im Einspeisepunkt Oberkappel, über den zusätzliche Importe aus Deutschland möglich wären, liegt bei 400.000 m³/h, das wären bei Volllast von 8.760 Stunden ca. 40% des Gesamtaufkommens der RZ Ost. Eine vollständige Substitution russischer Gaslieferungen ist daher nicht möglich. Ebenso war es in den anderen o.g. Ländern, die durch die Liefereinkürzung kein russisches Gas mehr erhalten haben, nicht möglich, diese Gaslieferungen vollständig zu ersetzen. Daher kann auch von nationalen Großhandelsmärkten ausgegangen werden.

Marktstruktur Langfristige Produkte

Anbieter auf dem Großhandelsmarkt in Österreich sind

- > Russischer Gasproduzent – Gazexport
- > Norwegische Produzenten (StatoilHydro, Shell etc.)
- > Inländische Produzenten (OMV, RAG)

Anbieterstruktur

Die Anbieterstruktur ist seit Jahren unverändert. Von den Importen hatte russisches Gas und damit der Bezug von Gazexport/GWH einen Anteil von 68%, norwegische und deutsche Anbieter hatten einen Anteil von 32% (Gasflüsse auf vertraglicher Basis). Der Anteil russischen Gases an den physikalischen Flüssen ist dagegen deutlich höher und liegt bei mehr als 90%.

Unveränderte
Anbieterstruktur

Zusätzlich zu diesen Importen wurden die in *Tabelle 9* angeführten 1,6 Mrd. m³ Gas in Österreich von den beiden Produzenten OMV AG und RAG AG gefördert und in der Regelzone Ost z.T. über langfristige Verträge abgesetzt. Die Absatzmengen der Inlandsproduzenten sind 2009 insgesamt leicht angestiegen.

Angebotsseitig ist somit eine sehr hohe Marktkonzentration, ausgedrückt in einem hohen HHI, festzustellen, der deutlich über der Schwelle von 1.800 liegt und sich auch in den letzten Jahren nicht wesentlich verändert hat.

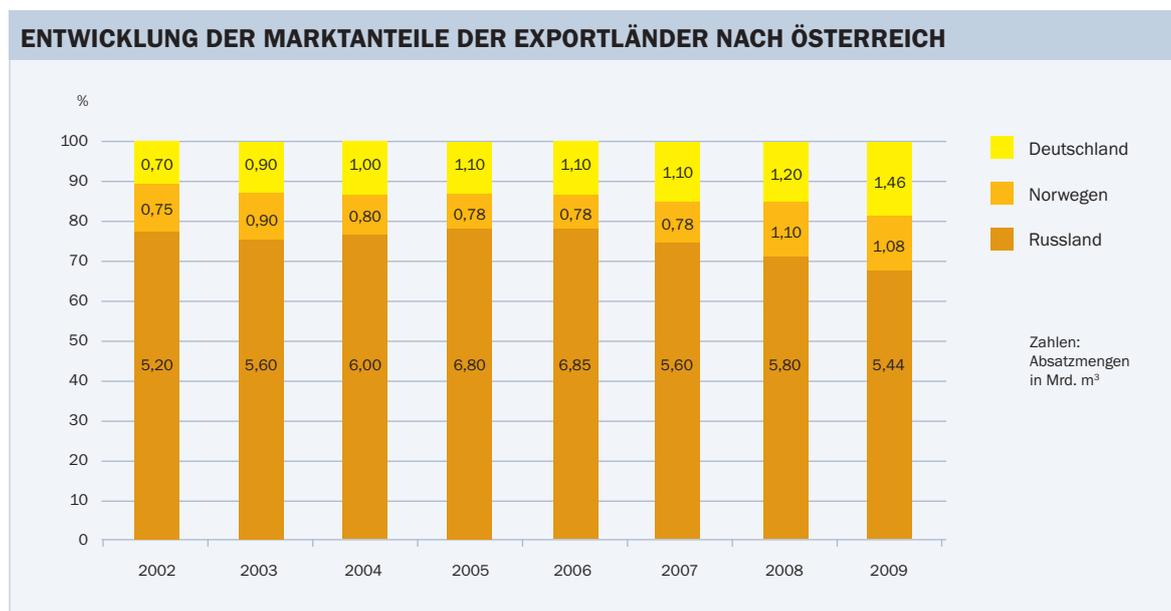


Abbildung 49: Entwicklung der Marktanteile der Exportländer nach Österreich, 2002 bis 2009

Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2010, S. 31/32, Erdgashandel auf der Basis der vertraglichen Flüsse, stimmt nicht unbedingt mit den physikalischen Flüssen überein.

Nachfragestruktur

Für den Import aus Russland wurden 2006 zwischen Eongas, GWH Gas- und Warenhandels GmbH und Centrex auf der einen Seite und Gazexport auf der anderen Seite langfristige Lieferverträge abgeschlossen⁵⁷, die die bis dahin bestehenden langfristigen Lieferverträge ersetzen. GWH Gas- und Warenhandels GmbH nimmt dabei die Stellung eines Zwischenhändlers ein, deren Anteilseigner die Gazprom und Centrex sind. OMV hat sich 2008 aus GWH zurückgezogen. GWH Gas- und Warenhandels GmbH hat mit STGW, Salzburg AG (EIS) und Kelag langfristige Bezugsverträge bis 2027 über russisches Gas abgeschlossen.

Auch der Import aus Norwegen erfolgt auf der Basis von langfristigen Verträgen. Von den österreichischen Gasanbietern haben Eongas, STGW, EIS und Kelag langfristige Lieferverträge mit norwegischen Produzenten, zurzeit allerdings mit OMV Gas als Zwischenhändler.

Eongas, STGW, Salzburg AG (EIS) und Kelag haben auch langfristige Verträge mit OMV E&P. Zusätzliche Mengen aus der Gasförderung der OMV sollen aber ausschließlich über Eongas vertrieben werden. RAG vermarktet ihre Produktion auf kurzfristigerer Basis als OMV. Auf Österreich als Marktgebiet bezogen ist der Markt auch nachfrageseitig stark konzentriert und der HHI liegt über dem kritischen Wert von 1.800.

Marktergebnis Langfristige Produkte

Preisentwicklung

Statistik Austria ermittelt einen durchschnittlichen Erdgasimportpreis, der sich aus den Importen aus Russland, Norwegen und Deutschland zusammensetzt. Dieser durchschnittliche Preis enthält auch Importe auf der Basis von Käufen an den Hubs in Deutschland oder den Niederlanden. Der Anteil dieser Importe ist nicht bekannt.

Der durchschnittliche Importpreis ist nach einem deutlichen Anstieg seit Anfang 2008 mit September 2008 deutlich gefallen. Seit Juni 2009 ist wieder ein Anstieg zu beobachten, es wird erwartet, dass der Importpreis wieder das Niveau von Februar 2009 erreicht.

Ölpreis beeinflusst Importpreisentwicklung

Wesentlicher Einflussfaktor für die Importpreisentwicklung ist der Ölpreis. Die Importpreise in den langfristigen Verträgen sind mit einer Zeitverzögerung von 3 bis 6 Monaten an die Ölpreise (Produktenpreise) gekoppelt. Dabei werden die Ölpreisentwicklungen über einen 3- oder 6-Monatsdurchschnitt geglättet weitergegeben. Die Orientierung an der Ölpreisentwicklung resultiert aus der Zeit des Aufbaus der Erdgaswirtschaft, da Gas zum Teil in Verbindung mit Öl gefördert wurde und auf den Absatzmärkten sich nur gegen Mineralölprodukte durchsetzen konnte, wenn es sich an den Preisen dieser orientierte. Die Ölpreisindexierung, die kontinentaleuropaweit üblich ist, hat auch zur Folge, dass die Importpreisentwicklung in den westeuropäischen Ländern ähnlich verläuft.

⁵⁷ Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf www.omv.com

ENTWICKLUNG DES ERDGASIMPORTPREISES



Abbildung 50: Entwicklung des Erdgasimportpreises, strichliert: Prognose E-Control
Quellen: Statistik Austria, E-Control

Mengenentwicklung

Die Nettoimporte betragen 2009 knapp 8 Mrd. m³ und sind im Vergleich zum Vorjahr um 3,2% zurückgegangen. Der Anteil der Importe am gesamten Gasaufkommen schwankt seit 2003 um einen Wert von 80% und hat sich im Vergleich zum letzten Jahr erhöht. Zusätzlich zu diesen Importen wurden die 1,6 Mrd. m³ Gas in Österreich von den beiden Produzenten OMV AG und RAG AG gefördert und in der Regelzone Ost z.T. über langfristige Verträge abgesetzt.

Markt für kurzfristige Handelsprodukte

Gashubs in Westeuropa

Der kurzfristige Handel in Europa findet an sogenannten Gashubs statt. Ein „Hub“ ist ein Handelsplatz in einem Transportnetz oder an der Verbindung mehrerer Transportnetze. Hubs in Transportnetzen sind z.B. der britische National Balancing Point (NBP), der niederländische TTF und in Deutschland der Gaspool und NCG (Abbildung 51). Hubs an den Verbindungen mehrerer Transportnetze sind z.B. der belgische Hub in Zeebrugge und der Central European Gas Hub in Österreich.

An diesen Handelsplätzen findet Gashandel zum einen **Over-the-Counter** (Telefonhandel) oder über eine **Börse** statt. Dabei werden Spotprodukte (Lieferung am selben [Intra Day] oder nächsten Tag [Day ahead], am Wochenende [Weekend]) u.a.m. und Terminprodukte (Lieferung nächster Monat [Month Ahead], nächstes Quartal, nächstes Jahr) u.a.m. gehandelt.

Gashubs gewinnen an Bedeutung

Der umsatzstärkste (und älteste) Hub in Westeuropa ist der National Balancing Point (NBP) in Großbritannien. Über den NBP als Lieferpunkt wird neben dem Gashandel auch der Ausgleichsenergiehandel abgewickelt. Daneben haben sich der niederländische Titel Transfer Facility (TTF) sowie der deutsche Netconnect Germany (NCG) (durch die Zusammenlegung der Marktgebiete) zu weiteren umsatzstarken Gashubs entwickelt.

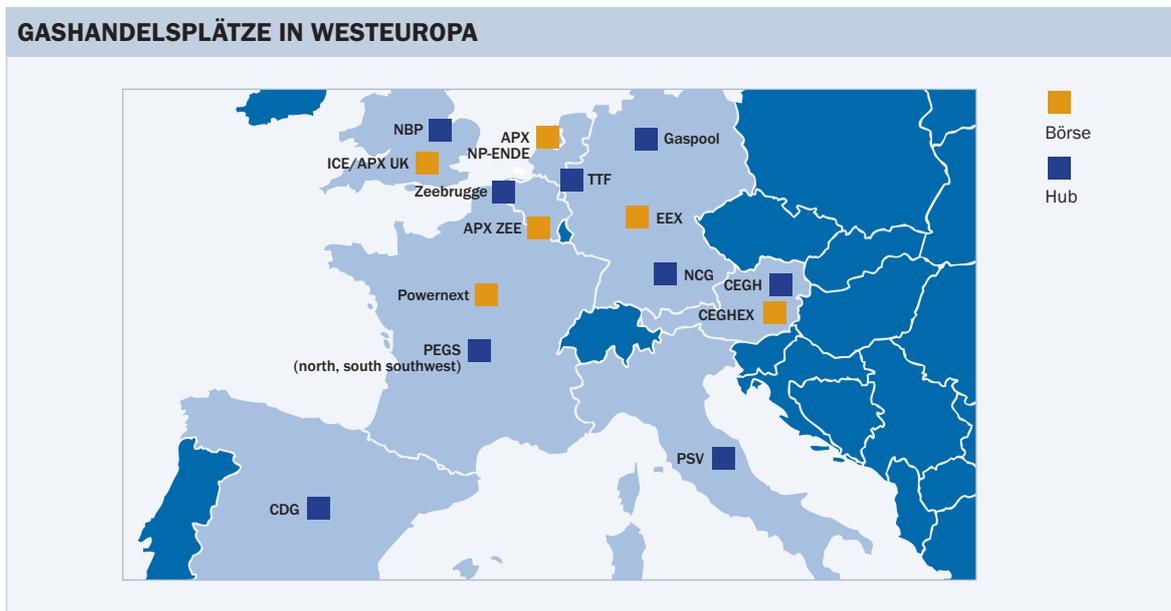


Abbildung 51: Gashandelsplätze (OTC und Börsen) in Westeuropa
Quelle: E-Control

Handelsplatz in Österreich

Der Central European Gas Hub (CEGH) in Österreich ist an den Schnittpunkten mehrerer Transportleitungen errichtet worden (WAG, TAG, MAB, HAG, OMV Netz). Eigentümer der Betreibergesellschaft CEGH AG ist zu 80 % OMV Gas und Power GmbH und zu 20% die Wiener Börse AG.

CEGH als Handelspunkt

Handel (Title Transfer) ist an den Punkten Baumgarten, Oberkappel, Überackern, Weitendorf, Murfeld und Ungarische Grenze möglich. In Baumgarten treffen mehrere Transportsysteme zusammen: Eustream, TAG, WAG, HAB, MAB, Verbindung zum Speicher der OMV, Verbindung zu Regelzone Ost. Die für den Handel notwendigen Datenflüsse zwischen den Netzbetreibern einzurichten und abzuwickeln ist eine komplexe Aufgabe, in der sich der CEGH von anderen Hubs unterscheidet, die zumeist von **einem** Netzbetreiber organisiert werden.

Zum einen erfüllt der CEGH damit typische Netzbetreiberdienstleistungen wie Matching und Allokation von Gasflüssen, auf der anderen Seite aber auch mit Title Transfer typische Hubbetreiberdienstleistungen. Die Dienstleistungen des Hubs unterliegen jedoch keiner speziellen Regulierungsaufsicht.

Nach der erfolgreichen Implementierung eines Interconnection Point Agreements am Netzkopplungspunkt Baumgarten konnte die CEGH AG die sogenannte „Integrated Trading Area Baumgarten“ implementieren. Diese ITAB ermöglicht den flexiblen Handel von Gas zwischen den in Baumgarten zusammenlaufenden Systemen TAG, BOG und OMV Gas.

HANDELSPUNKTE AM CEGH

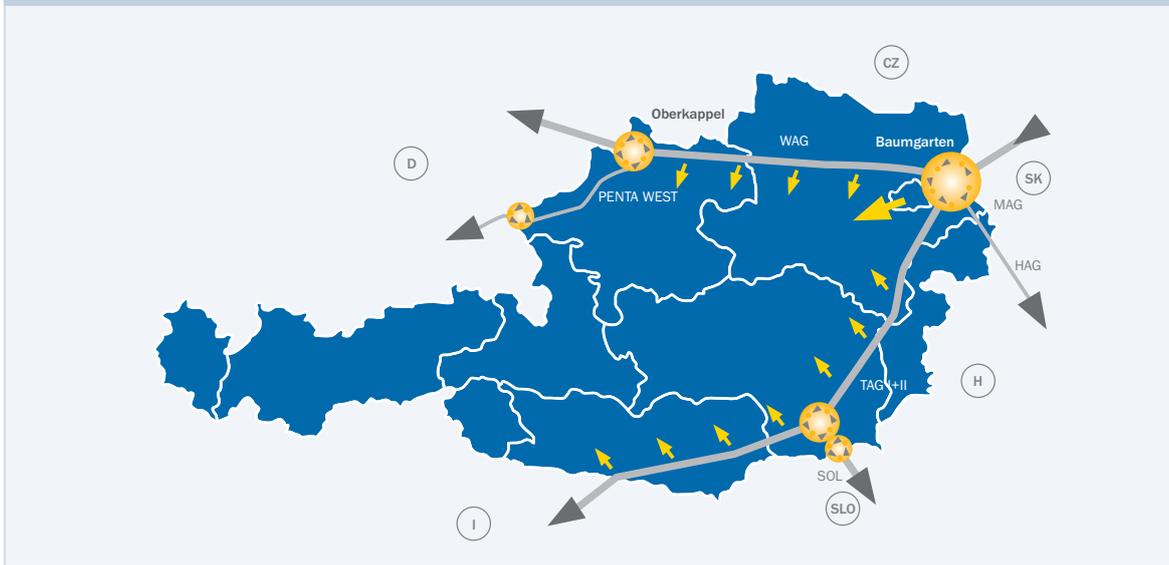


Abbildung 52: Handelspunkte (Titel Transfer Points) am CEGH
Quelle: CEGH

Start der österreichischen Gasbörse

Am 11. Dezember 2009 ist die neue Gasbörse mit dem Spothandel (Kassamarkt) mit CEGH Spot Gas-Kontrakten gestartet. Der Start eines Terminhandels ist für das 2. Halbjahr 2010 angekündigt. Die Gasbörse wird über das System der Wiener Börse ausgeführt, und zwar als Kooperationsprojekt der CEGH AG, der Wiener Börse AG und der Leipziger EEX Clearingtochter European Commodity Clearing AG (ECC). Die ECC wird als Central Counterparty das Clearing übernehmen.

Die CEGH AG führt die physikalische Abwicklung der Spotmarktgeschäfte vorläufig an den beiden Punkten Baumgarten und Oberkappel durch. Die CEGH AG soll nach Zustimmung der EU-Kommission in ein Joint Venture aus OMV Gas & Power GmbH (30%), Gazprom Germania GmbH (30%), Centrex Europe Energy & Gas (20%) und der Wiener Börse AG (20%) umgewandelt werden. Dazu gibt es noch einige wettbewerbsrechtliche Bedenken auch aus Sicht der ECG, da der Einfluss der Shareholder am Gasgroßhandelsmarkt nicht unbeträchtlich ist. Zurzeit sind OMV Gas & Power GmbH (80%) und die Wiener Börse AG (20%) Eigentümer der CEGH AG.

Eigentumsrechtliche Veränderungen bei CEGH AG geplant

Zur Teilnahme am Spothandel ist ein schriftlicher Antrag bei der CEGH AG auf Anerkennung als Handelsteilnehmer in CEGH Gas-Kontrakten erforderlich. Teilnehmen können zum Beispiel Unternehmen der Energiebranche, gewerbliche Endverbraucher, handelsberechtigte Mitglieder ausländischer Energiebörsen, Verrechnungsstellen nach dem GWG und Kreditinstitute.

Teilnahmevoraussetzungen sind u.a.

- > die Mitgliedschaft bei der Wiener Börse,
- > die Vorlage von Konzessionen zur Abwicklung von Spotmarktgeschäften (z.B. Gewerbeberechtigung, Bankkonzession),
- > der Abschluss eines Vertrages mit einem Clearing-Mitglied, das mit der Abwicklung der Spotmarktgeschäfte für den Handelsteilnehmer beauftragt ist,
- > die Hinterlegung von Sicherheiten nach den ECC Clearing-Regeln,

- > die Bestätigung der ECC über Anerkennung als Handelsteilnehmer für jedes zu handelnde Produkt,
- > der Abschluss eines Hub-Vertrages mit CEGH AG für Zwecke der physischen Abwicklung.

Die Regulierungsaufsicht der E-Control besteht nur im Rahmen der allgemeinen Marktaufsicht über Erdgasunternehmen. Die CEGH AG hat zudem einen freiwilligen Code of Conduct erstellt.

Im Sinne der Erhöhung der Preistransparenz veröffentlicht CEGH seit Ende 2009 drei Referenzpreise: Für den Over the Counter (OTC) Markt wird der sogenannte „Baumgarten Day Ahead Reference Price“, kurz BDARP, publiziert. Dieser Preis stellt den arithmetischen Schnitt der drei OTC-Tagespreismeldungen der Nachrichtendienste ICIS Heren und ARGUS Media sowie der Quotierung laut „London Energy Brokers Association“ dar. Für den Gas Spotmarkt der „CEGH – Gas exchange der Wiener Börse“ werden die aktuellen und historischen Preise für die Handelspunkte Baumgarten „BGX – Baumgarten Natural Gas Index“ und Oberkappel „OGX – Oberkappel Natural Gas Index“ auf der Homepage www.ceghex.com veröffentlicht. Diese Preise werden mengengewichtet und mit 15 Minuten Verzögerung online aktualisiert.

Sachlich relevante Markt-/Produktdefinition

Kurzfristiger Handel kann als

- > Over-the-Counter-Handel (OTC) und
- > Börsehandel stattfinden.

OTC-Handel

**Unterschiedliche
Handelsorgani-
sation bietet
unterschiedliche
Vorteile für
Händler**

Handelsprodukte in OTC-Märkten können standardisiert sein, aber auch individuell zwischen den Handelspartnern gestaltet werden. Es kann einen Rahmenvertrag geben (z.B. EFET-Rahmenvertrag), durch den der Handel der Produkte erleichtert wird.

An Handelsplätzen werden kurzfristige Verträge mit Zeiträumen Intraday, Day ahead, Month ahead, 1. Quartal, Gasjahr und länger gehandelt. Die Preise werden als Fixpreise gebildet. Lastprofile werden noch nicht gehandelt, bisher sind base Produkte üblich. Der Handel findet auf der Basis von standardisierten Verträgen statt. Es kann zwischen

- > Spotmarkt (Intraday und Day ahead) und
- > Terminmarkt (Month ahead, gas year, Year ahead etc.)

unterschieden werden. Wesentlicher Unterschied ist die physische Erfüllung der Verträge. Diese ist im Spotmarkt immer gegeben, im Terminmarkt nur zum Teil. Daher ist auch die Struktur der Marktteilnehmer in diesen Märkten unterschiedlich: Im Spotmarkt treten reine Händler, z. B. Banken, selten auf.

Neben dem direkten Kontakt der Handelspartner gibt es Broker, die als Vermittler der Geschäfte auftreten und dafür ein Brokerentgelt verrechnen. Diese überprüfen bei Abschluss der Geschäfte, ob zwischen den Händlern Rahmenverträge vorliegen und ausreichend Bonität vorhanden ist. Sie gehen aber anders als die Börsengesellschaft keine eigenen Positionen ein. An einzelnen Handelsplätzen können mehrere Broker tätig sein.

Börsehandel

An der Börse werden ausschließlich standardisierte Produkte gehandelt. Händler treten nicht direkt in Verbindung, sondern der Handel findet anonym statt. Abwickler ist die Börse, die jeweils Vertragspartner ist.

OTC- und Börseprodukte als Substitute?

OTC-Produkte bieten deutlich mehr individuelle Anpassungsmöglichkeiten als Börseprodukte. Die Substitutionsmöglichkeit von OTC-Produkten durch Börseprodukte ist daher eingeschränkt, umgekehrt ist sie sicherlich vorhanden. Zudem ist die Nutzung der Börse und der OTC-Handel mit unterschiedlichen Transaktionskosten verbunden. Trotzdem können Börseprodukte und OTC-Produkte teilweise als Substitute angesehen werden. Die starke Preiskorrelation kann auch als Indiz für die Zugehörigkeit zu einem Markt angesehen werden.

Geografisch relevanter Markt

Die registrierten Händler am CEGH transportieren Gasmengen zum größten Teil nach Italien, Deutschland oder Ungarn. Auch Swap-Geschäfte innerhalb Europas sind möglich, es ist aber die Frage, welche mengenmäßige Bedeutung sie haben. Die Preisbildung an den verschiedenen Hubs wird zum Teil durch unterschiedliche Entwicklungen in den Transport- oder Speichersystemen der einzelnen Länder beeinflusst. Z. B. haben Lieferveränderungen aus den Nordseegasfeldern oder bei LNG-Lieferungen spürbare Auswirkungen auf die Preisentwicklung am NBP. Auch die Preisentwicklungen am US-amerikanischen Henry Hub haben einen Effekt auf die Preisentwicklung am NBP. Obwohl die Preisentwicklungen am NBP sicherlich auch Einfluss auf die Preisentwicklung an den kontinentaleuropäischen Hubs hat, ist dieser Einfluss auf die Preisentwicklung am CEGH noch gering ausgeprägt. Vor allem in den Sommermonaten – wie *Abbildung 41* zeigt – verläuft die Preisentwicklung am CEGH zum Teil abgekoppelt vom benachbarten Hub NCG und wird von anderen Faktoren bestimmt – Nachfrage in Ungarn und Italien, Speicherbewegungen in Baumgarten, Instandhaltungsperioden, Unterbrechungen in den Transportleitungen.

Ob die Marktabgrenzung daher die europäischen Hubs umfassen sollte, ist zu hinterfragen, da die Möglichkeit zum physikalischen Austausch durch fehlende freie Transportkapazitäten eingeschränkt ist und unterschiedliche Faktoren die Preisentwicklung beeinflussen. Swap-Geschäfte, bei denen die Transportkapazitäten nicht genutzt werden müssen, setzen voraus, dass es ausreichende Liquidität für verschiedene Produkte an den verschiedenen Handelspunkten gibt.

Transportengpässe schränken Märkte ein

Daher wird zunächst vom CEGH mit den Knotenpunkten Oberkappel und Baumgarten als relevanter Markt für den kurzfristigen OTC/Börse-Handel ausgegangen.

Auf dem Terminmarkt ist die finanzielle Erfüllung auch möglich. Es ist daher die Frage, ob dieser Markt für finanzielle Produkte europaweit zu sehen ist.

Marktstruktur

Die Entwicklung der Marktanteile deutet auf eine geringe Konzentration der Marktmacht bei einem oder mehreren Händlern hin (*Abbildung 53*). Es gibt jedoch keine separaten Daten über die Buy- und Sell-Seite sowie unterschiedliche Produkte und Handelszeiten, die für eine genauere Analyse notwendig wären. Wer die physischen Mengen liefert, ist nicht bekannt.

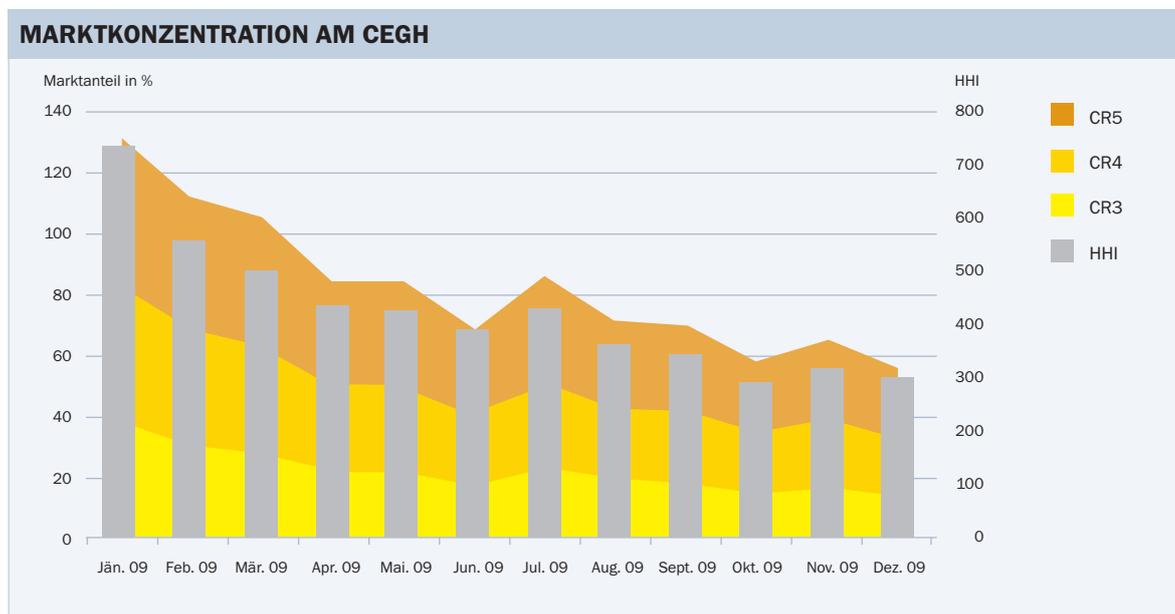


Abbildung 53: Marktkonzentration am CEGH
 Quelle: E-Control

Händlerstruktur am CEGH

Am CEGH sind bisher ausschließlich Gashändler (keine Banken) aus 16 Ländern aktiv, d.h., sie haben bisher Dienstleistungen am CEGH bezogen. Der größte Anteil der Gashändler ist aus Italien und Österreich.

Händlerstruktur an der Börse

An der Börse sind im Juli 2010 16 Handelsteilnehmer (Non Clearing Members) und 6 Clearing Members registriert. Zudem gibt es 2 Markt Maker.

Marktergebnis kurzfristige Produkte

Preisentwicklung

2009 ist ein deutlicher Preisverfall an den kurzfristigen Märkten zu beobachten (Abbildung 54), sowohl im OTC- als auch im Börsenhandel. Ausgehend von einem hohen Niveau oberhalb der Preise aus den Langfristverträgen ist seit November 2008 ein anhaltender Preisverfall bis Mitte März 2010 zu erkennen (Abbildung 55 und Abbildung 56).

PREISENTWICKLUNG FÜR OTC-PREISE DAY AHEAD AM CEGH UND TTF



Abbildung 54: Preisentwicklung für OTC-Preise Day ahead am CEGH und dem niederländischen TTF im Jahr 2009
Quelle: Energiate

PREISENTWICKLUNG FÜR OTC-PREISE DAY AHEAD AM CEGH, NCG UND TTF

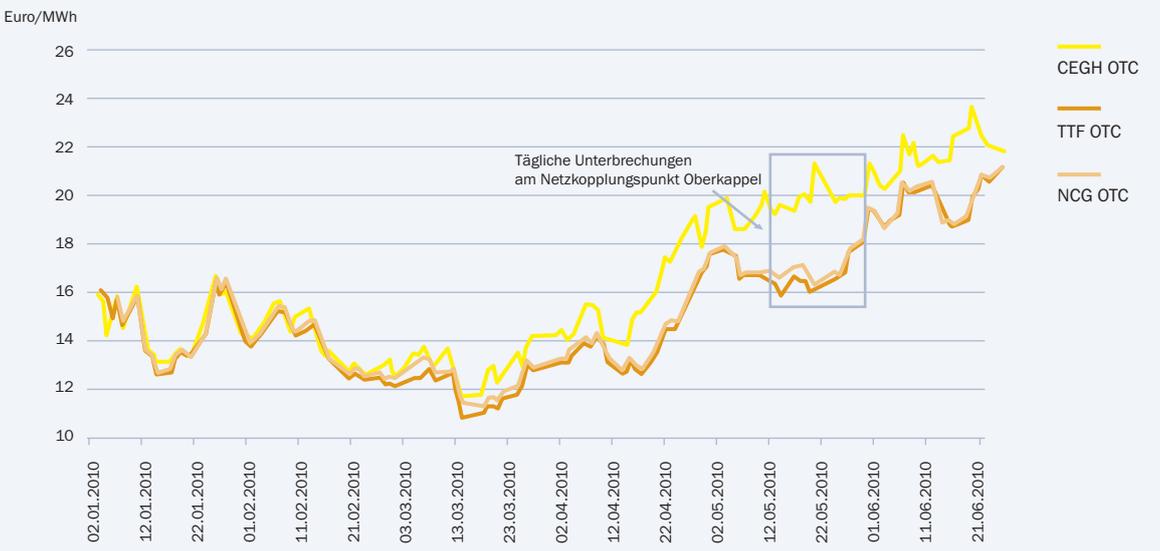


Abbildung 55: Preisentwicklung für OTC-Preise Day ahead am CEGH, NCG und dem niederländischen TTF im ersten Halbjahr 2010
Quelle: Energiate

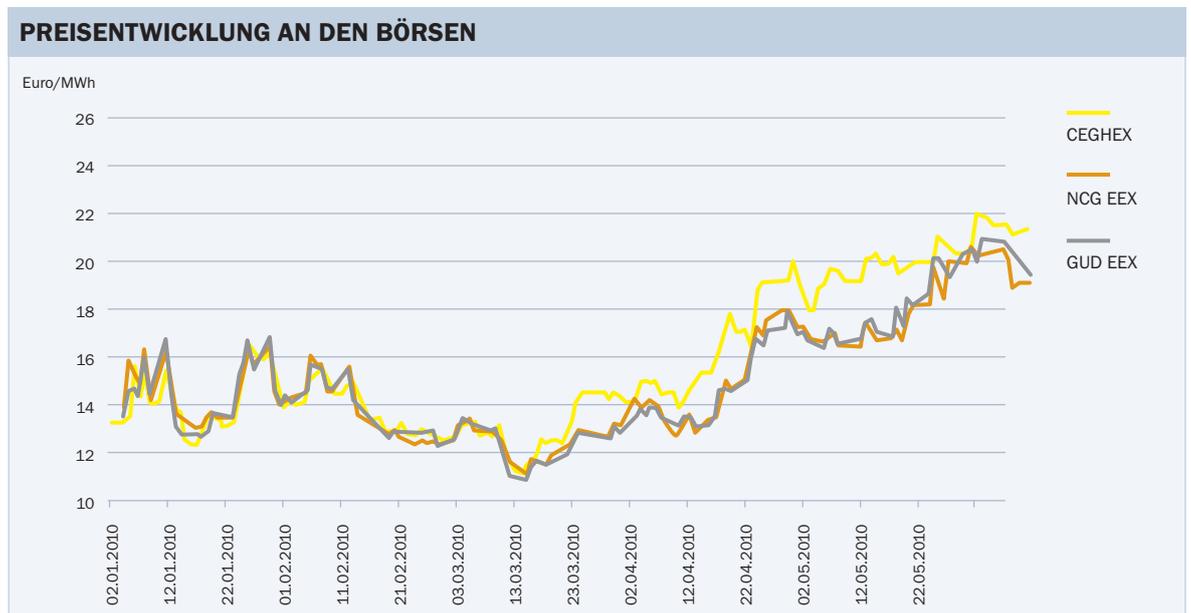


Abbildung 56: Preisentwicklung an den Börsen 1. Halbjahr 2010
 Quellen: CEGHEX, EEX, Energate

Gegenüber anderen europäischen Spothandelsplätzen zeigt der CEGH seit Anfang April 2010 deutliche Preisaufschläge (Mark-up). Dabei liegt 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 (Abbildung 54). Im Mai 2010 vergrößerte sich der Unterschied weiter. Eine ähnliche Entwicklung konnte auch 2009 beobachtet werden (Abbildung 55). Auch an den Börsen ist seit Anfang April eine stärkere Divergenz der österreichischen im Vergleich zu den deutschen Gas Day-ahead-Preisen zu beobachten (Abbildung 56).

Unterschiedliche Preisentwicklungen resultieren aus unterschiedlichen Marktstrukturen

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 auf der physischen Seite des Handels zu finden sind: Störungen und Unterbrechungen in Transportleitungen, Speicherausfälle oder andere technische Schwierigkeiten beeinflussen die Preisentwicklung. Auch die Temperaturentwicklungen können an den verschiedenen Handels- und Lieferpunkten unterschiedlich sein.

Mögliche Ursachen für Preisaufschläge am CEGH

- > Dominanz ölpreisindizierter Gasmengen am Handelspunkt Baumgarten

Die am Handelspunkt Baumgarten gehandelten Gasmengen stammen fast zur Gänze aus ölpreisindizierten langfristigen Verträgen mit Gazprom Export. Dieses Charakteristikum der Angebotsseite sowie die im nächsten Absatz dargestellte Engpasssituation führen zu dem deutlichen Mark-up gegenüber den nordwesteuropäischen Handelspunkten, der sich proportional zur Ausprägung der Engpasssituation zwischen Deutschland und Österreich verhält. Andere europäische Handelspunkte haben – auch aufgrund der Tatsache, dass sie in den jeweiligen Marktgebieten (d.h. virtuelle Handelspunkte) und nicht wie die vom CEGH betriebenen Handelspunkte zwischen den Marktgebieten liegen (d.h. physische Handelspunkte) – eine stärker diversifizierte Angebotsseite.

- > Physischer Engpass zwischen Österreich und Deutschland

Ein Hauptgrund für die Preisunterschiede zwischen Österreich und Deutschland sind die Kapazitätsengpässe am Grenzübergangspunkt Oberkappel. Im Winter wird die West-Austria-Gasleitung

(WAG) und die Mittel-Europäische-Gasleitung (MEGAL Süd) zu einem großen Teil für den Transport von russischem Gas von Baumgarten nach Deutschland und weiter nach Frankreich, also für die Flussrichtung Ost nach West genutzt. In gleichem Ausmaß kann daher auch diese Route für Transporte in die andere Richtung genutzt werden, Unterbrechungen sind daher unwahrscheinlich. In den Monaten außerhalb der Heizperiode geht dieser Fluss deutlich zurück und damit auch die Möglichkeit, von West nach Ost zu transportieren, womit die Unterbrechungswahrscheinlichkeit steigt.

In Oberkappel gab es Unterbrechungen von 2.–7. Mai und am 15. Mai. Während der Spread zwischen dem HEREN NCG Index und dem CEGH Index im April noch bei durchschnittlich 1,51 EUR/MWh lag, stieg der Mittelwert nach den Unterbrechungen, d.h. von 16.–31. Mai, auf 3,02 EUR/MWh. Auch im Jahr 2009 gab es den Sommer über täglich Unterbrechungen.

> Geringe Liquidität am CEGH

Ein weiterer Grund für das höhere Preisniveau am CEGH kann zumindest teilweise auch die geringe Liquidität am CEGH im Vergleich zu den anderen Hubs sein. Während andere Hubs aus mehreren Angebotsquellen gespeist werden, ist am CEGH die wesentliche Angebotsquelle russisches Gas. Durch den Bau der Nabucco sollen die Angebotsoptionen erweitert werden, was ein wichtiger Schritt für die Erhöhung der Liquidität am Handelspunkt Baumgarten wäre.

Es ist eine Besonderheit des österreichischen Transportsystems, dass das Transitsystem und der Inlandstransport getrennt sind, d.h. von unterschiedlichen Betreibern gesteuert werden und unterschiedlichen Regelungen, z.B. betreffend Gastag, Nominierungen, Ausgleichssystem, unterliegen.

Der CEGH liegt zwischen den Transitsystemen der Slowakei und Österreichs und ist dem österreichischen Inlandtransportsystem vorgelagert. Der inländische Ausgleichsenergiemarkt kann aufgrund technischer Regelungen nicht auf Anbieter aus dem Transitsystem zurückgreifen, wodurch Händler am CEGH keine Angebote für den österreichischen Ausgleichsenergiemarkt legen können. Der Ausgleichsenergiemarkt weist ein höheres Preisniveau als der CEGH auf, ist allerdings ein Intra-Day Markt. Eine Aufhebung der Trennung zwischen Transit und Inlandstransport und die Schaffung eines virtuellen Handelspunktes würde die Liquidität sowohl für Ausgleichsenergie als auch den Gashandel deutlich steigern.

Erhöhung der Liquidität durch Aufhebung der Trennung zwischen Transit und Inlandstransport

Angebote aus Speichern am CEGH sind derzeit nur aus den OMV-Speichern, die in der Nähe von Baumgarten liegen, wettbewerbsfähig, da die Transportkosten aus den anderen Speichern zu hoch sind. Die OMV-Speicher sind jedoch langfristig ausgebucht. Auch dies schränkt den kurzfristigen Handel ein.

> Vermehrter Bedarf der ungarischen HändlerInnen

Seit 1. 7. 2009 ist es durch eine Änderung des ungarischen Network Codes erlaubt, dass ungarische Versorger ihre Kunden auch über Einspeisepunkte im Westen Ungarns beliefern können. Davor gab es den Versorgungsstandard, dass jeder Versorger mindestens 80% über Osten (von der Ukraine) und bis zu 20% von Westen einspeisen musste. Diese Änderung hat zur Folge, dass ungarische Händler vermehrt die Handelsmöglichkeiten am CEGH nutzen.

Auch an den veröffentlichten Daten für die HAG ist ersichtlich, dass seit dem letzten Jahr vermehrt unterbrechbare Kapazitäten genutzt wurden. Dies führt im heurigen Jahr dazu, dass die Auslastung beinahe die Designkapazität erreicht hat. Diese stärkere Nachfrage der ungarischen Händler hatte auch eine preistreibende Wirkung.

> TAG/Nachfrage Italien

Am italienischen Handelspunkt PSV ist das Preisniveau höher als am CEGH und damit höher als an den anderen europäischen Handelspunkten. Die Ursachen dafür sind zum Teil ebenfalls auf Transportengpässe zurückzuführen, sie sind jedoch sehr komplex aufgrund der dahinterstehenden Regulierung. Aufgrund des höheren Preisniveaus in Italien nutzen jedenfalls italienische Händler die Möglichkeit des Handels am CEGH und erhöhen somit zumindest zeitweise auch die Nachfrage, vor allem wenn aufgrund von verpflichtenden Einspeicherungen die italienischen Speicher aufgefüllt werden müssen.

Mengenentwicklung

Mengenanstieg
am CEGH

2009 wurden insgesamt 253.319 GWh Gas am CEGH gehandelt; die physikalische Lieferung betrug 84.415 GWh.⁵⁸ Das sind knapp 20% der Gesamtmengen (2008 14%), die 2009 über Baumgarten und Oberkappel importiert wurden. Im Jahr 2009 nahmen die gehandelten Mengen im Vergleich zum Vorjahr zu, auch der physikalische Durchfluss ist angestiegen. Daher ist die Umschlagshäufigkeit (Churn Rate) 2009 auch nicht deutlich gestiegen und liegt bei ca. 3.

Abbildung 58 zeigt, dass im 4. Quartal 2009 und weiterhin im 1. Quartal 2010 ein deutlicher Anstieg der Handelsmengen am TTF, NCG und Gaspool zu verzeichnen war. Auch die Handelsmengen am CEGH zeigen eine Steigerung, die aber deutlich geringer ausfällt als am NCG und Gaspool. Die Handelsmengen an den physischen Handelspunkten des CEGH und Zeebrugge stagnierten hingegen im selben Zeitraum.

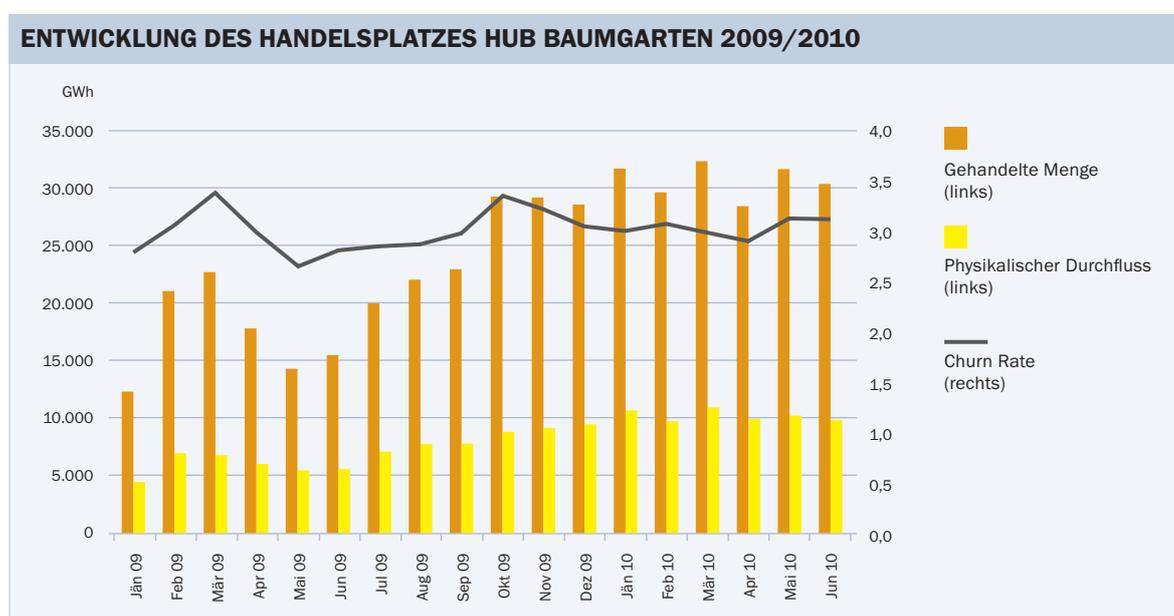


Abbildung 57: Entwicklung des Handelsplatzes Hub Baumgarten, 2009/2010
 Quelle: CEGH

⁵⁸ Vgl. CEGH, CEGH Monthly Title Tracking Volume, www.gashub.at

ENTWICKLUNG DER TITLE TRANSFER MENGEN

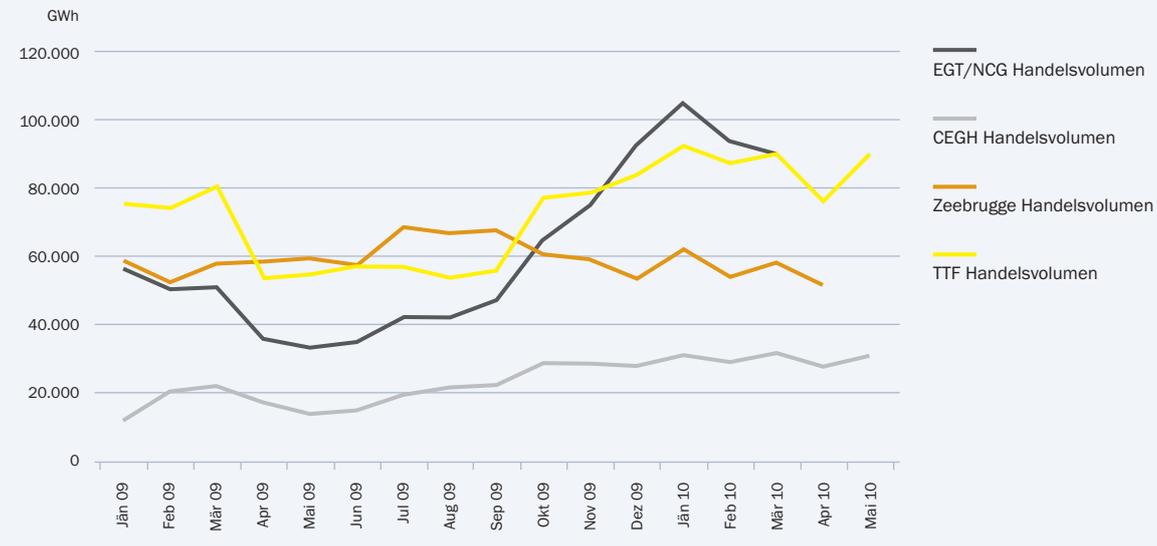


Abbildung 58: Entwicklung der Title Transfer Mengen am TTF, NCG, Zeebrugge Hub und CEGH, 2009 und 1. Quartal 2010
Quelle: Homepage der Unternehmen

Über die genauen OTC-Handelsmengen ist nichts bekannt. In den TTF-Mengen, die CEGH veröffentlicht, sind neben den OTC-Mengen auch die Nettopositionen des Börsehandels enthalten. An der Börse wurden seit der Eröffnung im Dezember 2009 bis Ende Juni 2010 868,2 GWh gehandelt, dies ist deutlich geringer als das Handelsvolumen am CEGH in einem Monat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass der OTC-Handel eine deutlich höhere Bedeutung als der Börsehandel hat.

**Börsehandel
noch gering**

Entwicklung der Börse

Seit 11.12.2009 ist der Börsehandel an der CEGHEX geöffnet. Derzeit wird nur ein Standardprodukt angeboten, eine Day-ahead-Lieferung ohne Struktur, Mindestmenge 30 MW. Diese Mindestmenge wurde am 28.6.2010 auf 10 MW reduziert.

ENTWICKLUNG DES BÖRSEHANDELS AM CEGH

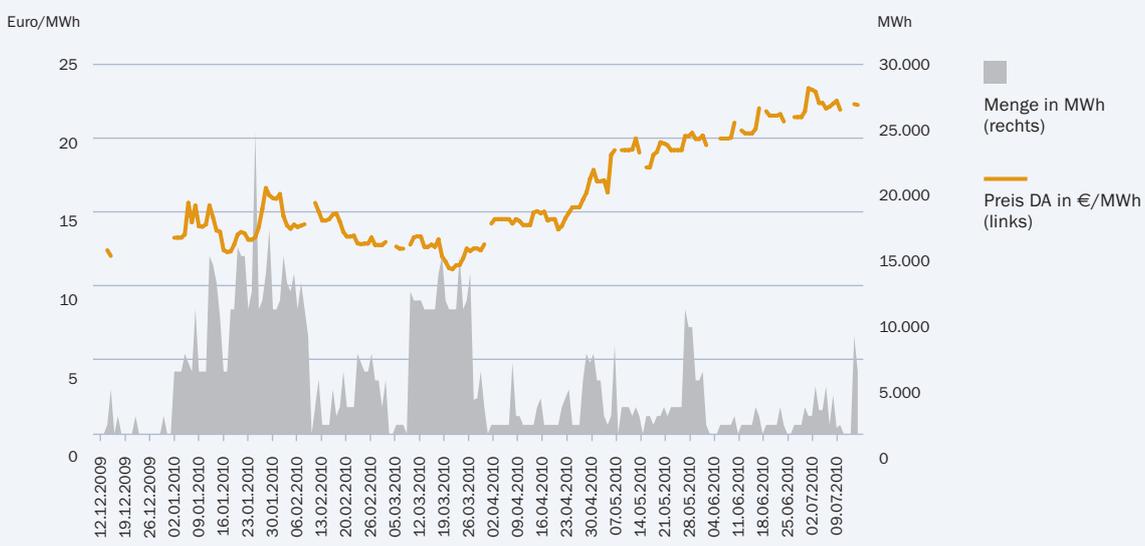


Abbildung 59: Entwicklung des Börsehandels am CEGH in den ersten 8 Monaten
Quelle: CEGH, www.ceghex.at

Nach einem verhaltenen Start im Dezember 2009 waren deutliche Zuwächse in den Handelsvolumina im Jänner und März 2010 zu beobachten, seitdem gehen die Handelsumsätze jedoch wieder deutlich zurück.

Anstieg des Börsehandels in Deutschland durch Reduktion der Marktgebiete

Auch beim NCG und TTF war nach den ersten acht Monaten ein Rückgang der Handelsmengen zu verzeichnen. Seit 1.10.2009 sind die Marktgebiete in Deutschland von 15 auf sechs reduziert worden. Das Marktgebiet der Net Connect Germany ist deutlich vergrößert worden, ebenso des Gaspools. Dies sowie der Handel bei Regelenergie hat auch für die Entwicklung des Börsehandels (ebenso wie OTC-Handel) eine deutliche Steigerung der Handelsvolumen zur Folge gehabt.

Die Handelsmengen an der CEGHEX sind in der ersten Jahreshälfte 2010 in teilweise vergleichbarer Größenordnung wie am TTF. Deutlich erkennbar ist aber die Abnahme der Handelsmengen am CEGH seit März 2010.

Im Vergleich zu den OTC-Handelsmengen sind die Börsehandelsmengen an den kontinentaleuropäischen Hubs noch gering. Verglichen mit dem gesamten Handelsvolumen (TTF-Mengen) an den Hubs liegt der Anteil deutlich unter 1%.

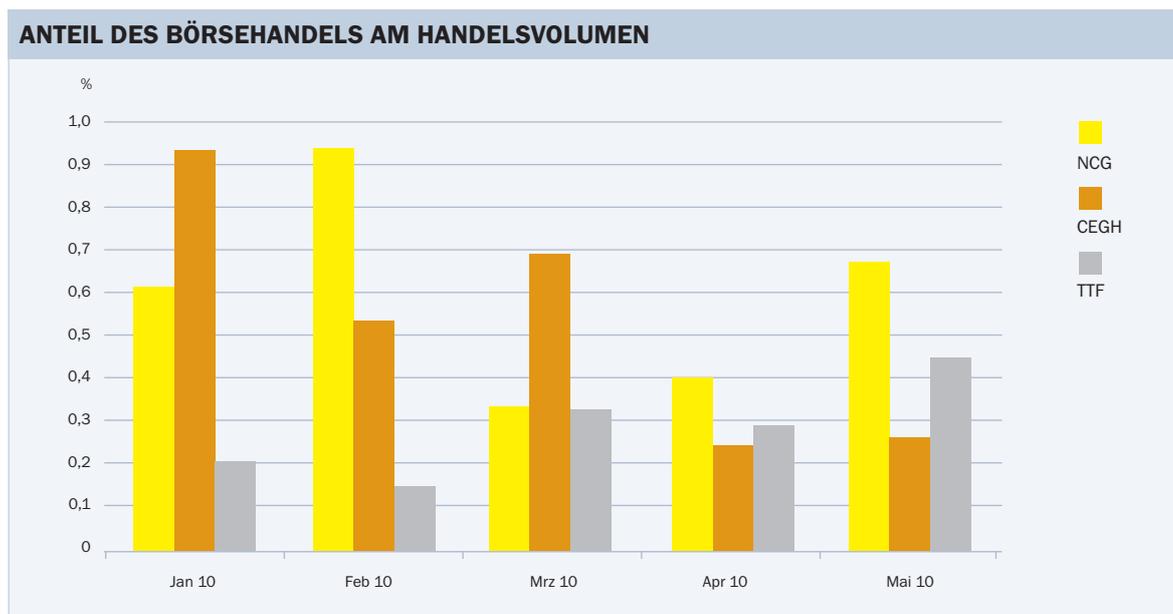


Abbildung 60: Anteil des Börsehandels für Day-ahead-Produkte am gesamten Handelsvolumen an den Hubs
Quellen: www.ceghex.at, www.eex.com, www.apx.com, www.energate.de

Entwicklung der Liquidität am CEGH

Für die Bewertung der Liquidität an einem Hub können mehrere Kennzahlen verwendet werden:⁵⁹

- (1) Churn rate, d.h. Umschlagshäufigkeit
- (2) Unterschied zwischen Angebots- und Nachfragepreise (Bid-Offer-Spread)
- (3) Bandbreite der gehandelten Produkte
- (4) Anzahl der Handelstransaktionen
- (5) Ausmaß des Forwardhandels
- (6) Anzahl der Marktteilnehmer

⁵⁹ Vgl. Ofgem, Discussion Paper Ref. 62/09, Liquidity in Wholesale Markets, June 2009, S. 14 ff.

(1) Churn Rate

Die Churn Rate liegt beim CEGH zwischen 2–3 (Abbildung 57) und damit in einer vergleichbaren Größenordnung wie an anderen kontinentaleuropäischen Hubs.⁶⁰ Die gehandelten Mengen sind nach wie vor geringer als an den anderen Hubs (Abbildung 58).

(2) Bid-Offer-Spread

Der Bid-Offer-Spread wurde als Anteil der Differenz von Bid und Offer Preis (OTC) für Day-ahead-Lieferungen am durchschnittlichen Marktpreis berechnet. *Abbildung 61* zeigt, dass diese Abweichungen am CEGH Ende 2009 noch deutlich höher sind als am TTF und NCG, aber sich seitdem verringert haben und im Mai/Juni 2010 um 2% lagen.

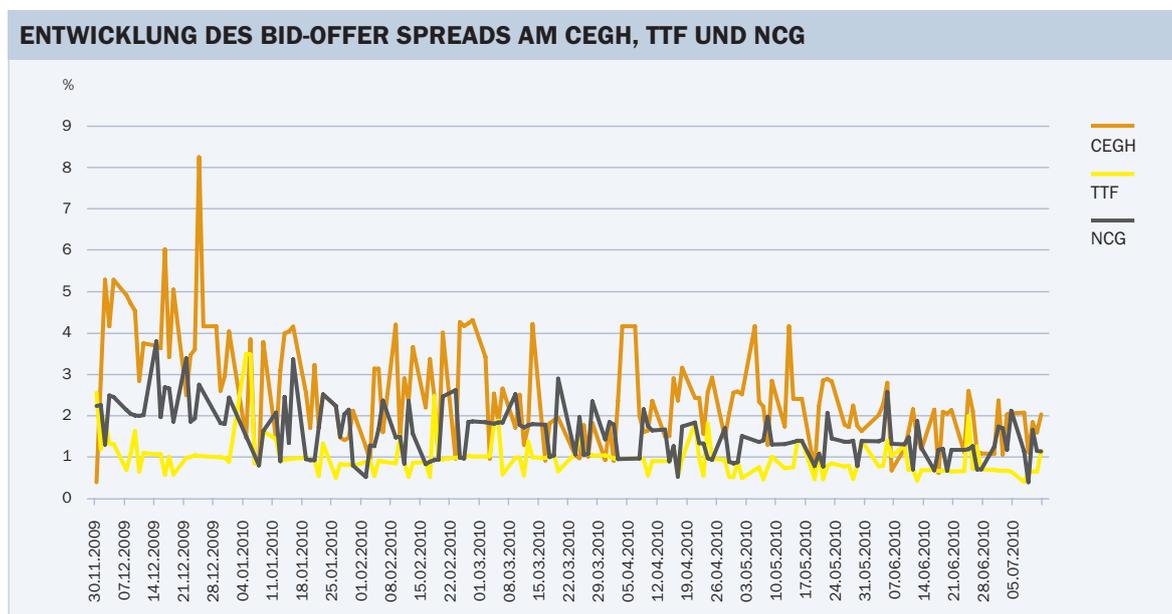


Abbildung 61: Entwicklung des Bid-Offer-Spreads (OTC, Day ahead) am CEGH, TTF und NCG
Quellen: ICIS Heren, eigene Berechnungen E-Control

(3) Bandbreite der gehandelten Produkte

Am CEGH werden OTC sowie Börse vor allem Day-ahead-Produkte gehandelt, OTC in seltenen Fällen auch Weekend und Month-ahead-Produkte. Die Einführung von Terminprodukten ist an der Börse für Herbst 2010 geplant. Die Bandbreite an anderen Hubs ist dagegen deutlich größer: So werden am NCG Within day, Day ahead, Two Days ahead, Weekend sowie Year ahead u. a. m. gehandelt.

(4) Ausmaß der Handelstransaktionen: Mengenentwicklung

2009 wurden insgesamt 253.319 GWh Gas am CEGH gehandelt; die physikalische Lieferung betrug 84.415 GWh. Das sind knapp 20% der Gesamtmengen (2008 14%), die 2009 über Baumgarten und Oberkappel importiert wurden. Im Jahr 2009 nahmen die gehandelten Mengen im Vergleich zum Vorjahr zu, auch der physikalische Durchfluss ist angestiegen. Seit September 2009 ist zwar nach wie vor eine ansteigende Tendenz zu erkennen, aber mit geringen Steigerungsraten. Über die genauen OTC-Handelsmengen ist nichts bekannt. An der Börse wurden seit der Eröffnung im Dezember 2009 bis Ende Juni 2010 869,6 GWh gehandelt, dies ist deutlich geringer als das Handelsvolumen am CEGH in einem Monat. Es kann davon ausgegangen werden, dass der OTC-Handel eine deutlich höhere Bedeutung als der Börsehandel hat.

⁶⁰ Vgl. ICIS Heren, European Gas Hub Report, Quarter 1/2010, S.

Abbildung 58 zeigt, dass im 4. Quartal 2009 und weiterhin im 1. Quartal 2010 ein deutlicher Anstieg der Handelsmengen am TTF, NCG und Gaspool zu verzeichnen war. Auch die Handelsmengen am CEGH zeigen eine Steigerung, die aber deutlich geringer ausfällt als am NCG und Gaspool. Die Handelsmengen an den physischen Handelspunkten des CEGH und Zeebrugge stagnierten hingegen im selben Zeitraum.

(5) Ausmaß des Forwardhandels

Über die Transaktionen im Forwardhandel gibt es keine transparenten Informationen. Die gemeldeten OTC-Transaktionen sind gering, über andere bilaterale Handelsgeschäfte gibt es keine Informationen.

(6) Anzahl der Marktteilnehmer

Die Anzahl der Marktteilnehmer am CEGH lag im Juni 2010 bei ca. 86 und hat sich in den letzten Monaten nur leicht erhöht. Seit Anfang 2009 sind jedoch ca. 15 weitere Händler aktiv geworden.

Am NCG z.B. hat sich die Anzahl der Marktteilnehmer mit 1.10.2009 von 116 auf 156 (für H-Gas Handel) deutlich erhöht. Seit diesem Zeitpunkt ist das Marktgebiet NCG erweitert worden und umfasst die Netze der bayernets GmbH, Eni Gas Transport Deutschland S.p.A., E.ON Gastransport GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH und GVS Netz GmbH.

Die Anzahl der Händler am TTF hat sich seit September 2009 um ca. 10 aktive Händler erhöht.

Am CEGH sind bisher ausschließlich Gashändler (keine Banken) aus 16 Ländern aktiv, d.h. sie haben bisher Dienstleistungen am CEGH bezogen. Der größte Anteil der Gashändler ist aus Italien und Österreich.

Weiterentwicklung des CEGH

Wesentliche Veränderungen wie der Abschluss der OBAs, die Einrichtung des ITAB und der Start der Börse haben eine positive Entwicklung des CEGHs in 2009 zur Folge gehabt. Durch die Einführung eines organisierten Spotmarktes (Börse) im September 2009 ist die Transparenz am CEGH deutlich verbessert worden. CEGH veröffentlicht Daten für einen durchschnittlichen OTC Preis sowie Börsepreis.

Liquidität und Transparenz am CEGH hat zugenommen

Die Liquidität am CEGH hat in 2009 für Day-ahead-Produkte zugenommen. Im Vergleich zu anderen Hubs ist aber die Bandbreite der gehandelten Produkte noch gering sowie der Spread zwischen Angebot und Nachfrage (in Prozent des Marktpreises) höher.

An den anderen europäischen Hubs, vor allem an den virtuellen Handelspunkten NCG, Gaspool und TTF ist die Liquidität 2009 deutlich angestiegen. Am NCG ist diese Entwicklung dadurch unterstützt worden, dass das ursprüngliche Marktgebiet (mit einem Entry-Exit-System) durch Aufnahme weiterer Transportnetze ausgedehnt wurde und dort auch Ausgleichsenergie (within day Produkte) gehandelt wird.

Die Bedeutung der virtuellen Handelspunkte als Möglichkeit, das Beschaffungsportfolio zu optimieren, gewinnt zunehmend an Bedeutung. Analysen zu den Margen von Gaslieferanten zeigen, dass die Kombination von langfristigen und kurzfristigen Beschaffungsmöglichkeiten eine positiven Margenentwicklung – oder Preissenkungen für die Endkunden – ermöglicht hätte.

Die wachsende Bedeutung der Spotmärkte hat sich auch in Veränderungen der langfristigen Verträge niedergeschlagen. Die teilweise Preisindexierung an Spotgas, die E.ON Ruhrgas und Gazprom Export als „traditionelle“ Gashandelspartner erstmalig im Februar 2010 abgeschlossen haben, sowie die zunehmende Abnahmeflexibilität bedeuten Meilensteine in der Entwicklung eines wettbewerblichen Gasmarktes.

BELIEFERUNG VON WEITERVERTEILERN

Zwischen der Großhandelsstufe und den Endkunden (vor allem Kleinkunden) stehen zumeist Zwischenhändler. Gasgroßhändler, die langfristige Verträge mit Produzenten haben und an den europäischen Handelsplätzen tätig sind, beliefern die Zwischenhändler oder Weiterverteiler (u.a. Stadtwerke) i.d.R. auf der Basis von strukturierten Gaslieferungen (unterschiedliche Liefermengen über die Zeit). Um dies zu ermöglichen, müssen Gasgroßhändler auch den Zugang zu Flexibilitätsprodukten (Gasspeicher) vertraglich sichern, auch weitere Dienstleistungen wie Bilanzgruppenmanagement werden von Gasgroßhändlern angeboten.

Nach wie vor sind als Anbieter für Weiterverteiler u.a. EconGas, Steirische Gas Wärme, Kelag und Salzburg AG tätig, wobei EconGas den deutlich größten Marktanteil hat. Auf der Nachfragerseite sind die EnergieAllianz-Unternehmen, Erdgas Oberösterreich und Linz Gas, die einen Großteil der Nachfragemenge ausmachen, und weitere Stadtwerke. Bisher gibt es keine Informationen über eine Veränderung der Lieferbeziehungen in diesem österreichischen Teilmarkt.

Langfristige Verträge als Wettbewerbsproblem

Wesentliches Wettbewerbsproblem auf diesem Markt sind die langfristigen Verträge, die ca. 80% des gesamten Marktvolumens gebunden haben.⁶¹

In Deutschland hat die Untersagung langfristiger Gaslieferverträge durch das Bundeskartellamt (BKartA) im Jahr 2006 den Markt um Weiterverteilerkunden geöffnet. Seitdem haben sich die Beschaffungsoptionen und -strategien der Weiterverteiler und Stadtwerke deutlich vergrößert, mit dem Potenzial, Kostensenkungen für die eigenen Kunden zu ermöglichen. Im österreichischen Markt sind ähnliche Bemühungen der Weiterverteiler nicht bekannt oder bisher nicht spürbar.

ENDKUNDENMARKT

Grundsätzlich lässt sich der Endkundenmarkt in zwei Teilmärkte unterteilen, auf denen unterschiedliche Marktbedingungen vorhanden sind:

> Kleinkundenmarkt:

Haushalte und Kleinverbraucher, nicht lastganggemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 m³.

> Großkundenmarkt:

a) leistungsgemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 m³ und

b) Großkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr 500.000 m³.

Der gesamte Gasabsatz an Endkunden betrug im Jahr 2009 91.542 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 1,8 % gesunken. Im Kalenderjahr 2009 wurden insgesamt 1,35 Mio. Zählpunkte mit Gas beliefert. Davon waren ca. 1,28 Mio. Zählpunkte von Haushaltskunden, 72.000 von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 4.000 lastganggemessene Endkunden (Industriekunden).

Gasverbrauch leicht gesunken

Am Gasverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 21 %, sonstige Kleinkunden von 6 %. Die verbrauchsstärkste Kundengruppe ist die Industrie mit 73 %. Der Gasverbrauch der Haushalte und Kleinkunden ist 2009 über 0,5 % bzw. 1,1 % gestiegen. Der Gasabsatz an die Industrie (lastganggemessene Kunden) ist um 3 % gesunken.

Marktstruktur

Ebenso wie im Strommarkt ist die Anbieterstruktur im österreichischen Gasmarkt durch den hohen Anteil der Gebietskörperschaften geprägt (*Abbildung 62*). Zum Teil sind – vor allem – im Kleinkundenmarkt die Anbieter auch als Anbieter im Strommarkt tätig (z.B. EnergieAllianz). Auch im Gasmarkt sind die Anbieter untereinander stark verflochten (*Abbildung 74*).

⁶¹ Zu einer detaillierten Darstellung der Problematik vgl. Bundeswettbewerbsbehörde (2006), Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft, Endbericht

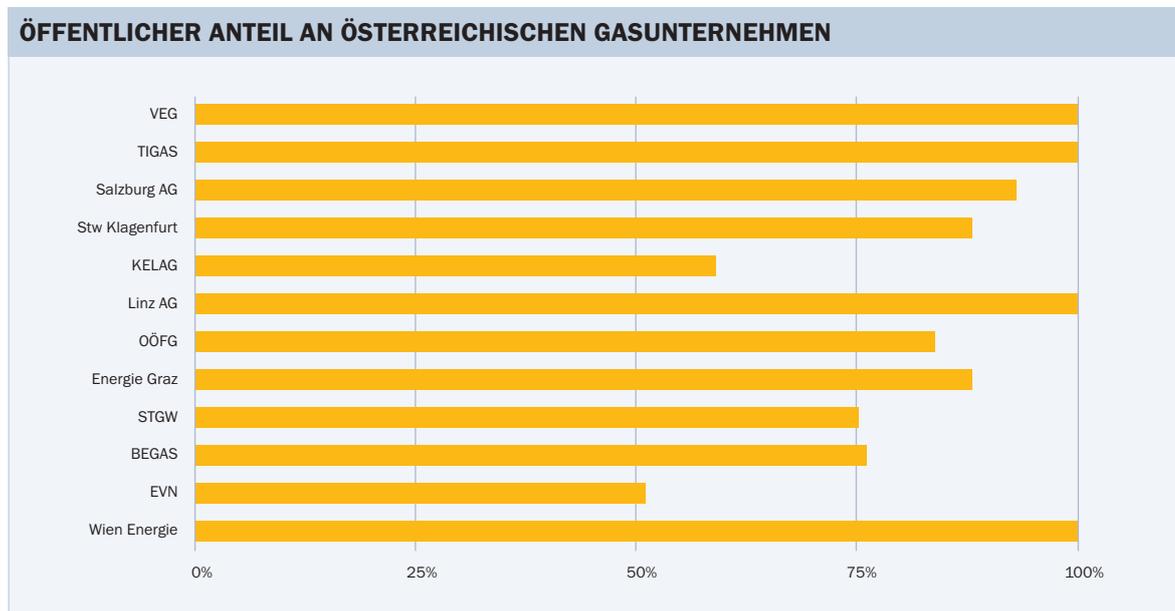


Abbildung 62: Öffentlicher Anteil an österreichischen Gasunternehmen

Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, Homepages, Berechnungen E-Control

Kleinkundenmarkt

Haushalts- und Kleinkunden haben in der Regel kurzfristige Verträge ohne Mindestabnahmeverpflichtungen, die keine explizite Preisgleitklausel mit Anbindung an die Ölproduktpreise enthalten, sondern sprungfixe Preismodelle sind, wobei der Gaspreis in unregelmäßigen, vom Gaslieferanten bestimmten Zeitabständen angepasst wird. Dies bedeutet, dass eine Senkung oder Steigerung der Mineralölproduktpreise und damit der Einstandskosten der Unternehmen keine unmittelbare Auswirkung auf die Gaspreise der Endkunden hat, sondern in der Regel zeitverzögert weitergegeben wird.

Für diese Kunden gibt es eine gesetzlich auferlegte Preistransparenz: Anbieter müssen ihre Preise veröffentlichen. Im Tarifikalkulator der E-Control können die Preise verglichen werden; auch auf den Homepages der Anbieter sind größtenteils Preisinformationen erhältlich.

**Tarifikalkulator
bietet Preis-
informationen**

Anbieter in diesem Marktsegment sind die etablierten Anbieter: die EnergieAllianz-Unternehmen (Vertriebsfirmen Wienenergie, EVN, Begas, Switch), Erdgas Oberösterreich, Steirische Gas Wärme, Kelag, Linz Gas, Salzburg AG, Tigas und VEG sowie Stadtwerke (z. B. Stadtwerke Steyr, Stadtwerke Kapfenberg etc.), die jedoch zum Teil nicht österreichweit anbieten. Diese Anbieter sind zum Teil auch über Tochtergesellschaften im Gasendkundenmarkt tätig. Die etablierten Anbieter haben für den österreichweiten Vertrieb neue Marken gegründet: z. B. EnergieAllianz die Marke Switch, Salzburg AG und Tiwag MyElectric, STGW die Marke Unsere Wasserkraft.

Gewerbekunden und kleinen Industriekunden (lastganggemessen) mit einem Jahresverbrauch ab 100.000 m³ bis 500.000 m³ beziehen zu individuell verhandelbaren Konditionen. Die Anbieterstruktur entspricht der des Haushaltskundenmarktes. Über Preis- oder Produktstrategien sind keine Informationen vorhanden.

Marktkonzentration auf dem österreichischen Gasmarkt – Kleinkundenmarkt

Die Marktkonzentration auf dem österreichischen **Kleinkundenmarkt** (nicht lastganggemessene Kun-

den) ist mit einem HHI von 3.983 sehr hoch und deutlich über dem kritischen Wert von 1.800.⁶² Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für das Jahr 2009 beläuft sich auf 79%, jener der fünf größten Lieferanten auf 89%. Die zehn größten Unternehmen beliefern 97 % der Nachfrager.

Den größten Marktanteil in diesem Marktsegment hat EnergieAllianz über ihre Vertriebsgesellschaften Wienenergie, EVN und Begas mit über 60%.⁶³ Ausländische Anbieter haben keine Marktanteile im österreichischen Kleinkundenmarkt.

Großkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch – Industriekunden

Ab einer jährlichen Abnahmemenge von 500.000 m³ ist auf dem Endkundenmarkt eine andere Anbieterstruktur gegeben. Als wesentliche Anbieter sind EconGas, Steirische Gas Wärme, Terragas, Wingas und Kelag in diesem Marktsegment aktiv. 2008 sind weitere Anbieter mit Shell Austria, GDF Suez und Enlogs dazugekommen. Diese Anbieter stellen regelzonenweite Angebote.

Marktkonzentration auf dem österreichischen Gasmarkt – Großkundenmarkt

Die bisher im Markt tätigen österreichischen Anbieter konzentrieren sich fast ausschließlich auf das Marktsegment der Industriekunden und damit Großkunden.

Über die Marktanteile für die Belieferung leistungsgemessener Kunden (z. T. Großkunden) sind jedoch keine Daten bekannt.

Marktverhalten

Aktivitäten der Anbieter – Produktgestaltung und Marketing

Kleinkundenmarkt

Die Produktgestaltung erfolgt zum größten Teil über eine Rabattierung der Produkte, zumeist Abbucher- und Neukundenboni. Die Produktvielfalt auf dem Endkundenmarkt ist sehr gering ausgeprägt. Die von den Lieferanten angebotenen Produkte sind mit wenigen Ausnahmen (z.B. Online-Produkte und Produkte in Kooperation mit Lebensmittelketten) einheitlich, die Preisunterschiede durch die mitunter deutliche Rabattierung jedoch wesentlich. Immer mehr Unternehmen bieten Treuerabatte an, die gewährt werden, wenn ein Kunde sich freiwillig verpflichtet, länger als die vorgegebene Mindestvertragsdauer Kunde des Unternehmens zu bleiben. Weiters werden Rabatte für die Werbung von Kunden angeboten. Um Kunden wieder zurückzugewinnen, werden verstärkt Rückkehrer-Rabatte angeboten.

Umfangreiche Werbemaßnahmen um den Kunden sind auch im Gasmarkt noch sehr wenig vorhanden. Werbung wird überwiegend von den etablierten Lieferanten zur Imagepflege und damit in erster Linie zur Kundenbindung eingesetzt, neue Produkte werden selten beworben. Diese Werbemaßnahmen werden überwiegend in Regionalmedien, die speziell den Einzugsbereich der angestammten Lieferanten abdecken, getätigt. Überregionale Werbung findet nicht statt.

**Kaum Werben
um Gaskunden**

Im Jahr 2009 (und Ende 2008) haben die österreichischen Gasanbieter einige Preisveränderungen vorgenommen. Im letzten Quartal 2008 haben einige Gasanbieter zum Teil deutliche Preiserhöhungen vorgenommen, die sich 2009 auch in gestiegenen Wechselraten niedergeschlagen haben. Im ersten Halbjahr 2009 wurden die Preise mehrheitlich gesenkt. Preisänderungen zum Jänner 2010 wurden meist von der Senkung der Netznutzungstarife induziert und damit nicht von den Lieferanten. Insgesamt haben die Gasanbieter deutlich mehr Preisänderungen als die Stromanbieter durchgeführt. Dies und die deutlichen Preiserhöhungen Ende 2008 können auch die Ursachen für die unterschiedliche Entwicklung der Wechselraten sein (*Abbildung 17* und *Abbildung 63*).

⁶² Quelle: Erhebungsbogen Marktstatistik, Berechnungen E-Control

⁶³ Vgl. Angaben auf Homepage der Energieallianz; www.energieallianz.at

PREISVERÄNDERUNGEN DER ÖSTERREICHISCHEN GASANBIETER FÜR HAUSHALTSKUNDEN			
	Preisänderung zum	Energie netto um %	Energie + Netz brutto um %
Wien Energie	1. Jänner 2009	0 %	1,94 %
	1. Februar 2009	-19,52 %	-12,61 %
	1. Dezember 2009	-4,82 %	-2,87 %
	1. Jänner 2010	0 %	0,65 %
EVN	1. Jänner 2009	0 %	1,29 %
	15. Jänner 2009	-10,42 %	-7,14 %
	15. März 2009	-10,08 %	-6,66 %
Begas	1. Jänner 2009	0 %	1,86 %
	1. April 2009	-20,47 %	-13,09 %
	1. Jänner 2010	0 %	1,61 %
Erdgas OÖ	1. Jänner 2009	0 %	1,69 %
	16. Jänner 2009	-13,84 %	-8,95 %
	1. April 2009	-11,76 %	-7,20 %
	1. Jänner 2010	0 %	2,61 %
Linz AG	1. Jänner 2009	0 %	-8,02 %
	15. Jänner 2009	-12,49 %	-8,02 %
	1. April 2009	-11,87 %	-7,25 %
	1. Jänner 2010	10 %	2,60 %
EW Wels	1. November 2008	+36,4 %	21,5 %
	1. Jänner 2009	0 %	1,38 %
	15. Jänner 2009	-7,90 %	5,18 %
	1. Jänner 2010	0 %	2,64 %
Stw Steyer	1. November 2008	+18,20 %	10,60 %
	1. Jänner 2009	-2,97 %	-0,31 %
	1. März 2009	-21,87 %	-13,20 %
	1. Jänner 2010	+4,50 %	5,40 %
	1. Juli 2010	+7,30 %	3,80 %
Energie Ried	1. Jänner 2009	+7,14 %	6,11 %
	1. Jänner 2010	0 %	2,52 %

Tabelle 10: Preisveränderungen der österreichischen Gasanbieter für Haushaltskunden 2009
Quelle: E-Control

PREISVERÄNDERUNGEN DER ÖSTERREICHISCHEN GASANBIETER FÜR HAUSHALTSKUNDEN			
	Preisänderung zum	Energie netto um%	Energie + Netz brutto - um%
STGW	15. November 2008	+47,60%	26,30%
	1. Jänner 2009	0%	-0,70%
	1. Februar 2009	-9,63%	-6,69%
	1. Mai 2009	-12,52%	-7,88%
	1. Februar 2010	0%	0,81%
Energie Graz	15. November 2009	+29,50%	17,30%
	1. Jänner 2009	0%	-0,58%
	1. Februar 2009	-9,69%	-6,29%
	1. Mai 2009	-11,80%	-7,39%
	1. Jänner 2010	0%	1,20%
Stw Leoben	15. November 2008	+29,00%	16,80%
	1. Jänner 2009	0%	-0,73%
	1. Februar 2009	-9,81%	-6,33%
	1. Dezember 2009	-12,42%	-7,72%
	1. Jänner 2010	0%	0,91%
Stw Kapfenberg	15. November 2008	+7,53%	4,03%
	1. Jänner 2009	0%	-0,53%
	1. Jänner 2010	0%	0,80%
Kelag	15. Dezember 2008	+20,55%	10,48%
	1. Jänner 2009	0%	1,69%
	1. Jänner 2010	0%	2,35%
Stw Klagenfurt	1. Jänner 2009	+6,43%	4,51%
	1. Jänner 2010	0%	2,61%
Salzburg AG	1. Oktober 2008	+14,50%	7,60%
	1. Jänner 2009	0%	-0,33%
	1. Jänner 2010	0%	0,55%
	1. Februar 2010	-5,05%	-2,83%
TIGAS	1. Jänner 2009	+22,64%	7,88%
VEG	1. Jänner 2009	+24,22%	15,95%

Tabelle 10: Preisveränderungen der österreichischen Gasanbieter für Haushaltskunden 2009 (Fortsetzung)

Quelle: E-Control

Großkundenmarkt

Im Großkundenmarkt werden mehr Produktvariationen angeboten. So bietet der Marktführer Econgas Fixpreisverträge, Verträge mit Preisgleitklauseln, angelehnt an „Marktpreisentwicklungen“ (z. B. Ölpreise) an sowie ein Preismodell mit variablem Preis, aber der Möglichkeit, diesen für einen bestimmten Zeitraum festzusetzen.

Nachfrageseite: Wechselverhalten

Im Jahr 2009 haben rund 12.100 Endkunden ihren Energieversorger gewechselt, das sind insgesamt 0,9% der gesamten Endkunden im österreichischen Gasmarkt. Kumuliert haben seit der Marktöffnung rund 5% der Endkunden gewechselt.

**Industriekunden
sind wechsel-
freudiger**

Die Wechselaktivität der Industriekunden (lastganggemessene Endkunden) ist deutlich höher als die der Haushaltskunden, die im Vergleich zu Anfang der Marktöffnung nachgelassen hat. Im Jahr 2009 haben 6,7% der lastganggemessenen Endkunden den Lieferanten gewechselt, aber nur 0,8% der Haushaltskunden. 3,1% der sonstigen Kleinkunden haben einen Lieferantenwechsel vorgenommen.

Eine starke Erhöhung der Gaspreise für Haushaltskunden zu Beginn der Heizperiode 2008/2009 und einer eher moderaten Senkung der Preise innerhalb des darauffolgenden Jahres hat das Interesse der Endkunden am Wechsel erhöht: Die Zahl der Wechsler nahm 2009 deutlich zu, allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau (*Abbildung 63*).

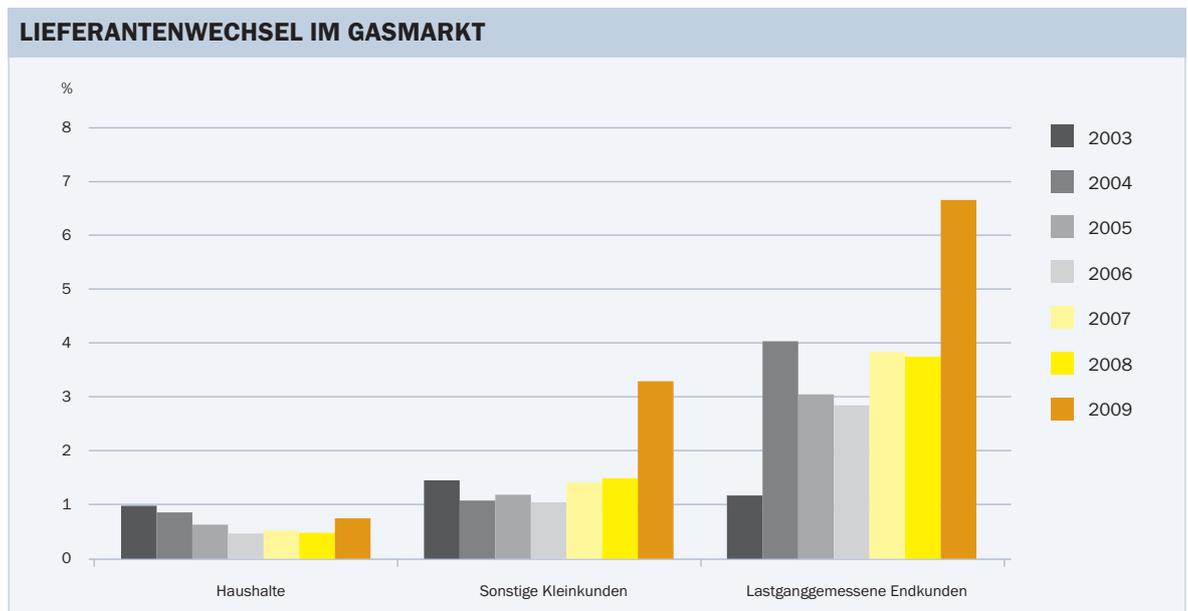


Abbildung 63: Lieferantenwechsel auf dem Gasmarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte, 2003 – 2009
 Quelle: E-Control

Betrachtet man die unterschiedlichen Netzbereiche in Österreich, so fällt auf, dass die Wechselraten für lastganggemessene Gaskunden in Oberösterreich, Steiermark und Burgenland überdurchschnittlich sind. Endkunden mit Standardlastprofil (Haushalte und sonstige Kleinkunden) haben in den Netzbereichen Steiermark, Oberösterreich und Niederösterreich überdurchschnittlich gewechselt. Wie *Abbildung 66* zeigt, sind die Einsparungsmöglichkeiten in diesen Netzbereichen für Haushaltskunden am höchsten.

Preisentwicklung für Haushalts- und Gewerbekunden

Die Entwicklung des Gesamtgaspreises für Haushaltskunden wird in *Abbildung 65* dargestellt. Die Gaspreise für Haushaltskunden sind seit 2002 kontinuierlich angestiegen. Der Höhepunkt wurde im Jänner 2009 erreicht, seit Februar desselben Jahres ist ein deutliches Sinken der Importpreise zu verzeichnen.

WECHSELRATEN NACH NETZBEREICHEN 2009

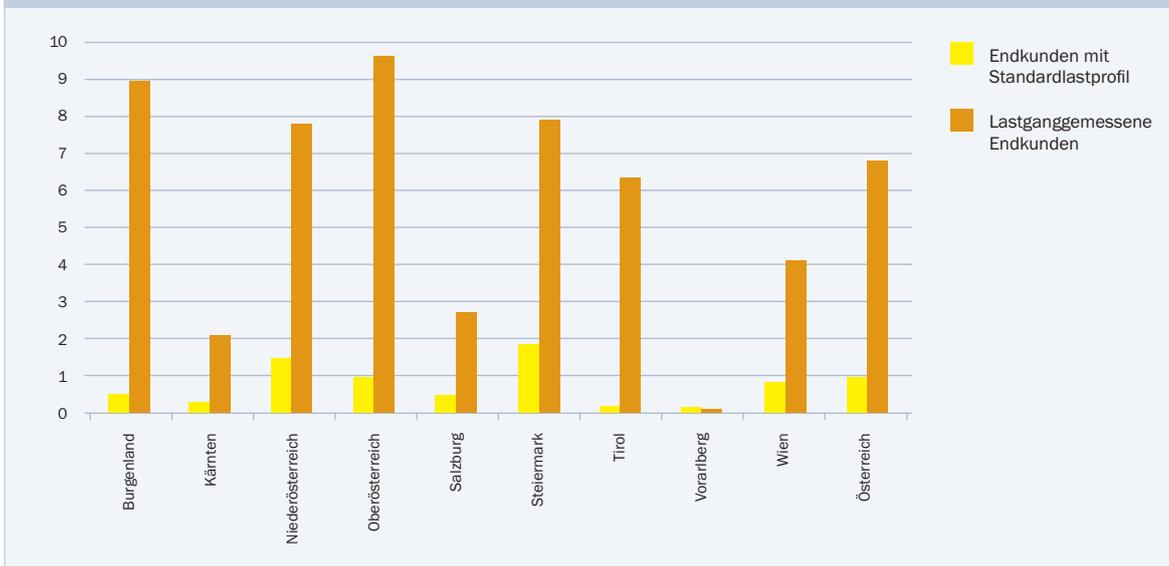


Abbildung 64: Wechselraten nach Netzbereichen 2009

Quelle: E-Control

Der Großteil der Unternehmen reagierte auf die gestiegenen Beschaffungskosten mit Preissteigerungen von bis zu 47% auf den reinen Energiepreis zu Beginn der Heizperiode 2008/2009. Der bis Mitte Juli deutliche Rückgang der Beschaffungskosten hatte dagegen eher moderate Senkungen der Gaspreise zur Folge. Im Jänner 2009 gab es weitere Erhöhungen der Gaspreise. Für das restliche Jahr 2009 ist dann ein gemäßiger Rückgang der Gaspreise für Verbraucher festzustellen.

ENTWICKLUNG DES ERDGASIMPORTPREISES UND GAS-VPI



Abbildung 65: Entwicklung des Erdgasimportpreises und Gas-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2002 = 100)

Quellen: Statistik Austria, E-Control

Die durchschnittlichen Energiepreise bei den lastganggemessenen Kleinkunden werden seit 2008 von E-Control im Rahmen der Marktstatistik erhoben (Tabelle 11). Nicht lastganggemessene Kunden werden auf der Basis von Standardlastprofilen in Verbrauchsgruppen eingeteilt. Tabelle 11 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 GASPRISE FÜR NICHT LASTGANGGEMESSENE GASKUNDEN			
Jul.08 = 100	Haushalte, Ein-familienhäuser, Heizgas	Haushalte, Mehr-familienhäuser, 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%

Tabelle 11: Entwicklung der Gaspreise für nicht lastganggemessene Gaskunden von Juli 2008 bis Jänner 2010, Anmerkung: Juli 2008 bedeutet: Durchschnittspreis für das erste Halbjahr 2008
 Quelle: E-Control

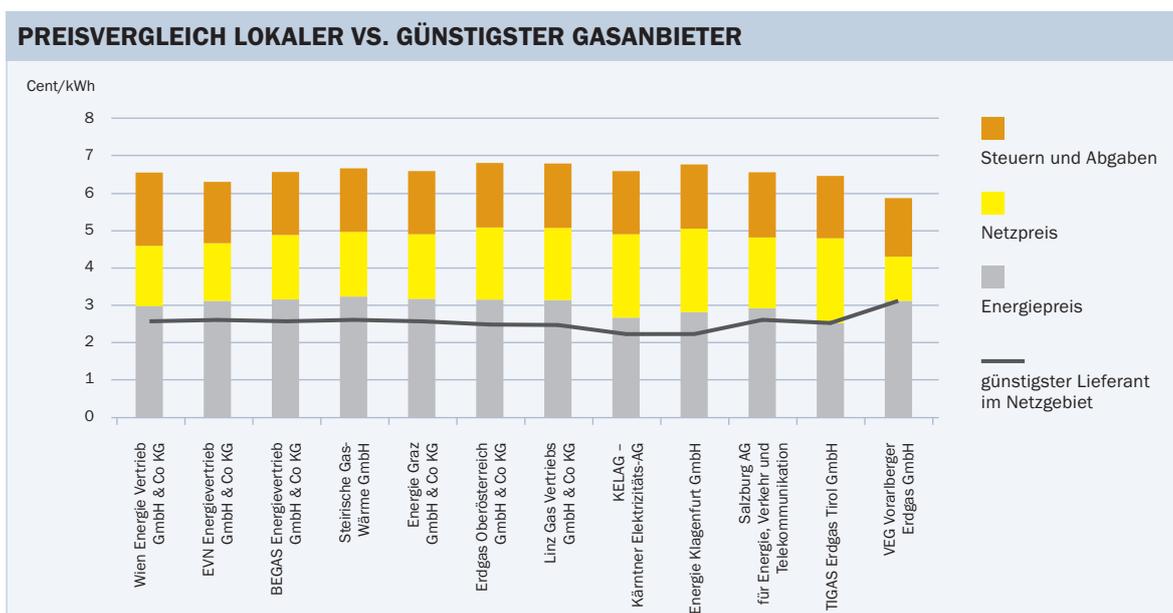


Abbildung 66: Preisvergleich lokaler Anbieter versus günstigster Anbieter, 15.000 kWh, Mai 2010
 Quelle: E-Control

Abbildung 66 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter sowie die entsprechenden Netztarife und Steuern und Abgaben dar.

In allen Netzgebieten der Regelzone Ost sind durch einen Wechsel des Lieferanten Einsparungen bei den Gaskosten möglich, maximal 119 Euro (beim Wechsel von Erdgas Oberösterreich zum günstigsten Anbieter) (Abbildung 67).

EINSPARUNGSPOTENZIAL FÜR HAUSHALTSKUNDEN

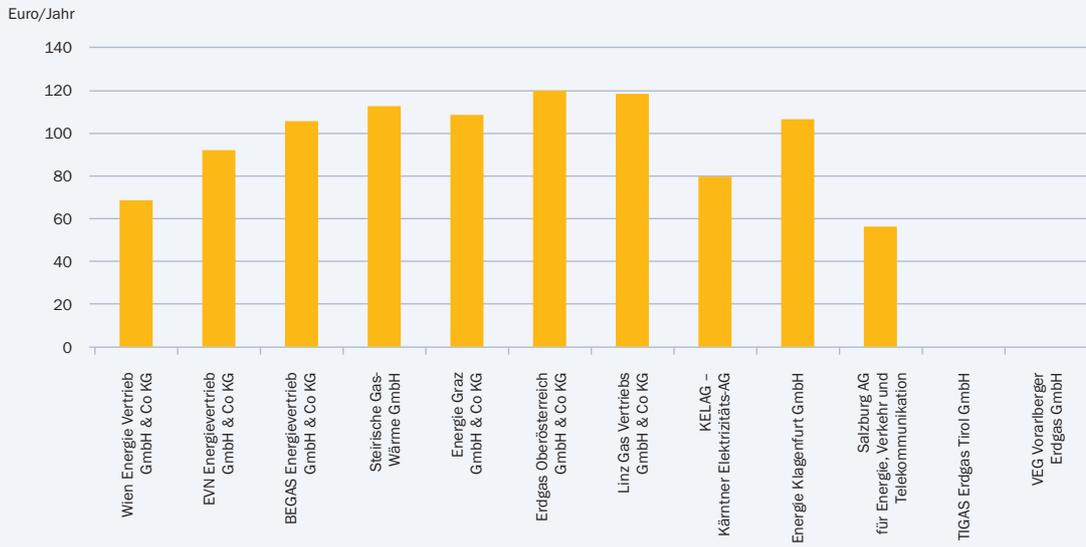


Abbildung 67: Einsparungspotenzial für Haushaltskunden (15.000 kWh Jahresverbrauch) in Euro pro Jahr beim Wechsel vom lokalen zum günstigsten Anbieter, Mai 2010, abzgl. allgemeiner Rabatte beim lokalen Anbieter, gesamter Rabatte bei günstigstem Anbieter

Quelle: E-Control

Entwicklung der Haushaltspreise im internationalen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben im Mittelfeld (Abbildung 68). Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden, so liegt Österreich 0,44 Cent/kWh über dem EU-27-Durchschnitt.

Die Gaspreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt im 2. Halbjahr 2009 eine sinkende Tendenz der Haushaltspreise (Abbildung 69). Deutliche Preissenkungen sind in Deutschland und den Niederlanden zu verzeichnen. In Österreich sind im europäischen Vergleich nur leichte Preissenkungen festzustellen.

HAUSHALTSGASPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH 2. HALBJAHR 2009

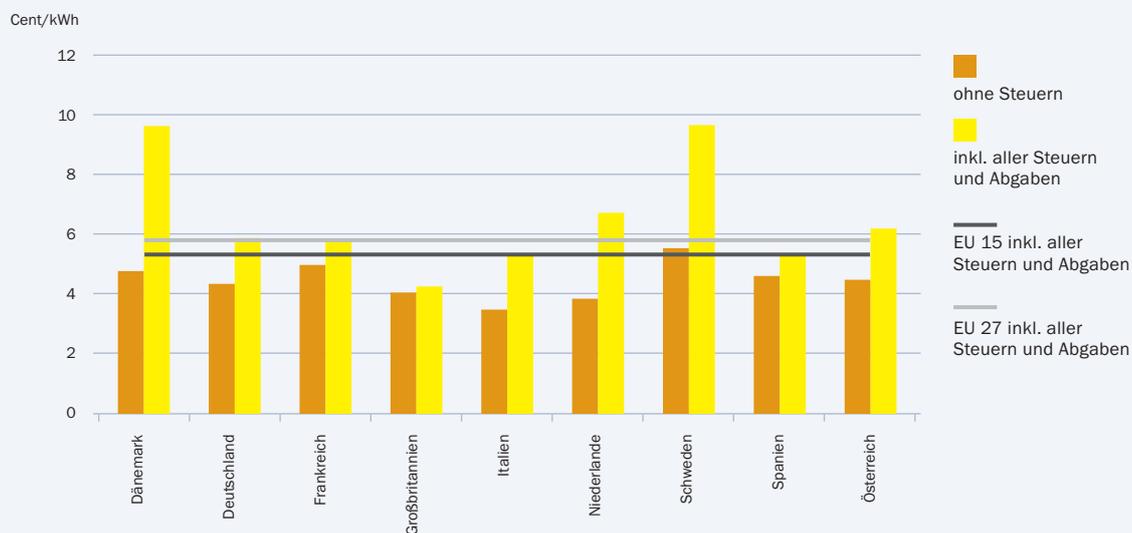


Abbildung 68: Haushaltsgaspreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2009, in Cent/kWh

Quelle: Eurostat

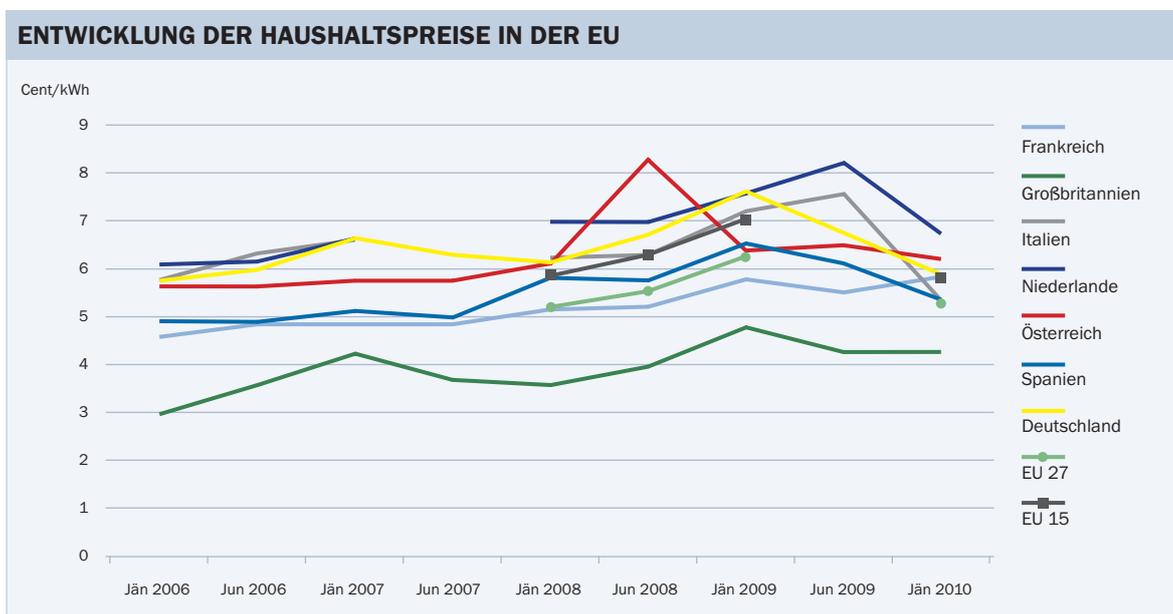


Abbildung 69: Entwicklung der Haushaltspreise in ausgewählten Ländern der EU sowie im Durchschnitt, in Cent/kWh, inklusive aller Steuern und Abgaben
 Quelle: Eurostat

HEPI

Für 2009 zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15⁶⁴ (Abbildung 70) eine stark sinkende Tendenz der Haushaltsgaspreise in Europa. Seit Anfang 2010 ist wieder ein Anstieg zu verzeichnen. Die österreichischen Gaspreise für Haushaltskunden, die in diesen Index eingehen, sind dagegen weitgehend auf gleichem Niveau, mit einer geringen Senkung im Jänner 2009, die auf Netztarifsenkungen zurückzuführen ist, und einer stärkeren Senkung im Februar 2009 (Tabelle 10).

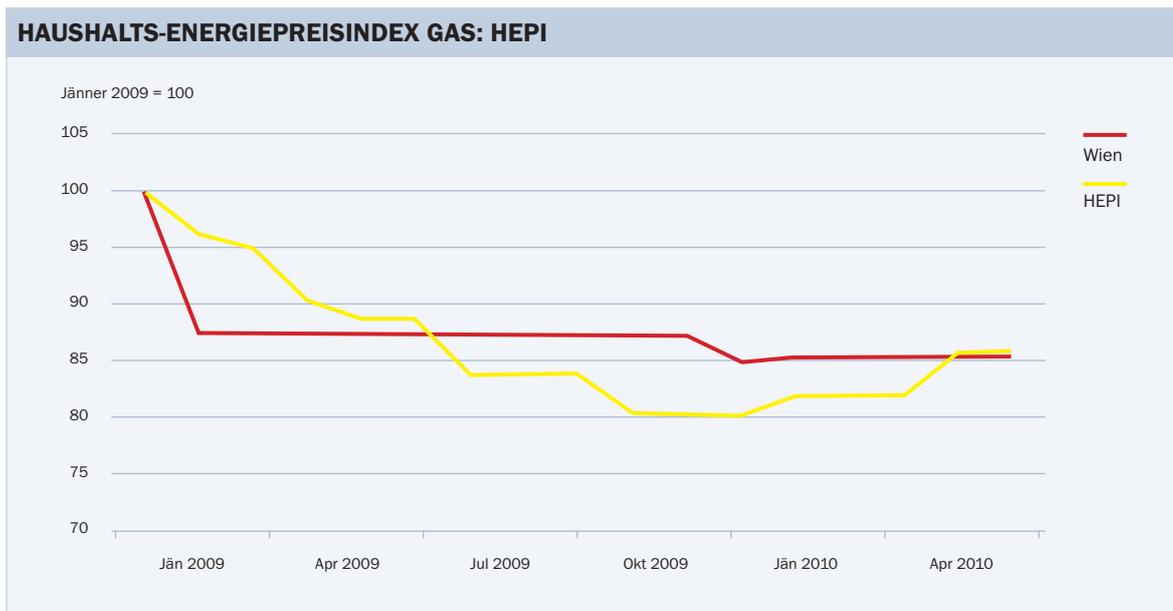


Abbildung 70: Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte (HEPI), für Gas ohne Steuern
 Quelle: E-Control

Österreichische Haushaltskunden profitieren nach wie vor nur eingeschränkt von den Veränderungen am Großhandelsmarkt. Ein Vergleich der Entwicklung der Haushaltspreise in Österreich (Wien), Deutschland (Berlin) und Amsterdam (Niederlande) 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 haben deutliche Preissenkungen im Jahr 2009 erhalten, während Haushaltskunden in Wien dagegen nur moderate Preissenkungen erfahren haben (Abbildung 71).

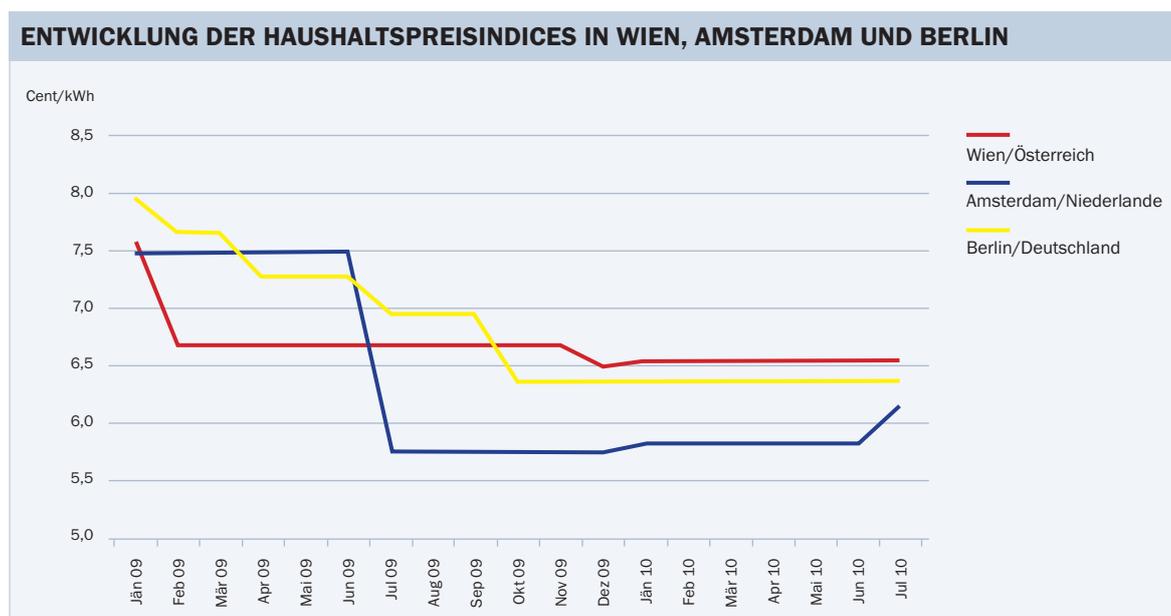


Abbildung 71: Entwicklung der Haushaltspreisindices in Wien, Amsterdam und Berlin, Berechnung mit den Basiswerten der HEPI-Berechnung
Quelle: E-Control

Preisentwicklung für leistungsgemessene Kunden – Industriekunden

E-Control erhebt zweimal jährlich (für Jänner und Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Ergebnisse werden auf der E-Control-Homepage veröffentlicht, www.e-control.at. Im Rahmen der Industriepreiserhebung Gas werden die Industriekunden in 3 Kategorien unterteilt. Dazu gehören jene Betriebe mit einem sehr hohen Jahresverbrauch, beginnend bei 100 Mio. kWh und darüber (Kategorie A), jene mit einer Gesamtlast, die zwischen 10 Mio. und 100 Mio. p.a. kWh liegt und schließlich die kleinste Gruppe, bei der der Jahresverbrauch die 10 Mio. kWh nicht übersteigt.

Die Ergebnisse der Befragung (Tabelle 12) zeigen ein Sinken der Preise in allen drei Verbrauchskategorien im Vergleich zur Erhebung 2009.

⁶⁴ 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.

PREISENTWICKLUNG FÜR INDUSTRIEKUNDEN			
Verbrauchskategorie	Jan 09	Jan 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 12: Preisentwicklung für Industriekunden 2009/2010

Quelle: E-Control, Industriepreiserhebung

Tabelle 13 stellt die Ergebnisse der Industriegaspreiserhebung im Detail dar. Gegenüber dem Vorjahr fällt auf, dass in allen drei Kategorien die Standardabweichung zurückgegangen ist. Am stärksten war der Rückgang in der Kategorie C von 0,47 Cent/kWh auf 0,35 Cent/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Importpreis um 21% gesunken. Demgegenüber gingen die Preise in den einzelnen Kategorien nur um 9% bis 13% zurück. Neue Verträge werden für einen längeren Zeitraum abgeschlossen. Bereits sichtbar wird dieser Trend in der Kategorie B.

ENERGIEPREIS UND DURCHSCHNITTLICHE VERTRAGSLAUFZEIT				
	Auswertung	1/2010 Cent/kWh	7/2009 Cent/kWh	1/2009 Cent/kWh
Kategorie A Jahresverbrauch > 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	2,40	2,48	2,64
	Standardabweichung	0,30	0,74	0,32
	Anzahl Unternehmen	28	28	31
	Durchschn. Vertragslaufzeit	30 Monate	—	27 Monate
Kategorie B Jahresverbrauch > 100.000.000 kWh < 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	2,60	2,58	2,91
	Standardabweichung	0,42	0,58	0,52
	Anzahl Unternehmen	84	73	76
	Durchschn. Vertragslaufzeit	28 Monate	—	22 Monate
Kategorie C Jahresverbrauch < 100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel	2,70	2,67	3,10
	Standardabweichung	0,35	0,56	0,57
	Anzahl Unternehmen	92	99	77
	Durchschn. Vertragslaufzeit	19 Monate	—	19 Monate
Gesamt	Arithmetisches Mittel	2,62	2,61	2,94
	Standardabweichung	0,39	0,60	0,54
	Median	2,55	2,42	2,79
	Erstes Quartal	2,36	2,18	2,52
	Drittes Quartal	2,82	2,94	3,34
	Anzahl Unternehmen	204	200	184
	Durchschn. Vertragslaufzeit	25 Monate	—	22 Monate

Tabelle 13: Übersicht Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit

Quelle: E-Control

Die Werte in *Abbildung 72* zeigen den aus den einzelnen Industriepreiserhebungen resultierenden reinen Energiepreis (ohne Systemnutzungstarife, Steuern und Abgaben) seit der ersten Erhebung im Jänner 2004.

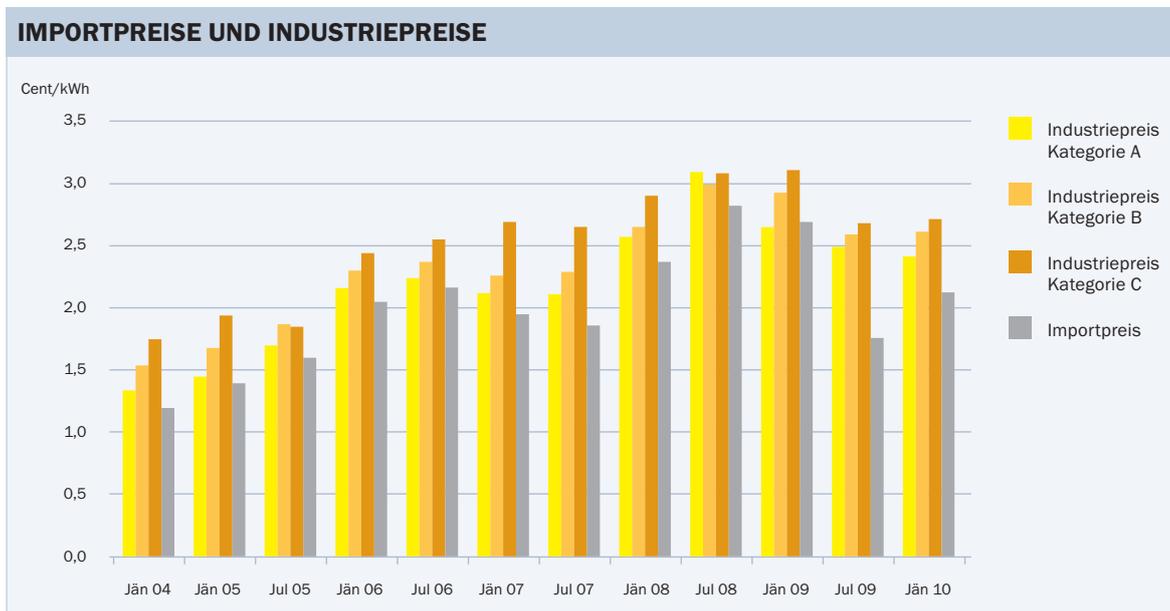


Abbildung 72: Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen
 Quellen: E-Control, Statistik Austria

Ein internationaler Vergleich der Industriegaspreise ist in diesem Berichtsjahr nicht möglich, da keine Preise für Österreich an Eurostat gemeldet wurden.⁶⁵

EINSCHÄTZUNG DER MARGEN DER ÖSTERREICHISCHEN GASUNTERNEHMEN

Ebenso wie im Strommarkt hat E-Control 2009 in Zusammenarbeit mit dem Beratungsunternehmen Frontier Economics die Margenentwicklung in der Gaswirtschaft untersucht. Ziel war es, eine Einschätzung für die Bandbreite der möglichen Margen bei verschiedenen Beschaffungsstrategien zu erhalten. Bei der Modellierung verschiedener Beschaffungsstrategien wurde zunächst von einer reinen konservativen Beschaffungsstrategie über langfristige Verträge ausgegangen. Als zusätzliche Referenz wurde zudem eine ausschließliche Beschaffung über Spotmärkte analysiert. Diese ist im Gas 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.

Modellierung von Beschaffungsszenarien

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 geben ihre Einkaufskonditionen an die Weiterverteiler weiter. Zentrale Aufgabe der Importeure stellt die Abgleichung des relativ starren Einkaufsportfolios mit dem 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 wird unter-

⁶⁵ Die innerösterreichische Umsetzung der neuen Annexe der Richtlinie 90/377/EG ist noch nicht abgeschlossen. Mangels einer Rechtsgrundlage war es daher bisher nicht möglich, die Daten nach der neuen Erhebungsmethodik zu erfassen und aufzubereiten.

stellt, 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.

> **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

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 CEGH 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 deckt 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.

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.

**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 Unterschieden in den Endkundenpreisen. Dabei fällt auf, dass die Bandbreiten der Anbieter nur teilweise überlappen. Unter Berücksichtigung der analysierten Beschaffungsszenarien zeigen sich somit Unterschiede in den Rohmargen zwischen den Anbietern, die nicht alleine über abweichende Einkaufsstrategien erklärt werden können.

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 Marge erzielt werden.

Eine Beschaffungsoptimierung mit kurzfristigerer Beschaffung über die kurzfristigen Handelsmärkte (z. B. Month-ahead-Produkte) dürfte in 2009 aufgrund der Preisentwicklung an den europäischen Hubs eine steigende Marge zur Folge gehabt haben. Allerdings sind aufgrund der illiquiden Spotmärkte derartige Strategien derzeit in Österreich noch nicht realistisch.

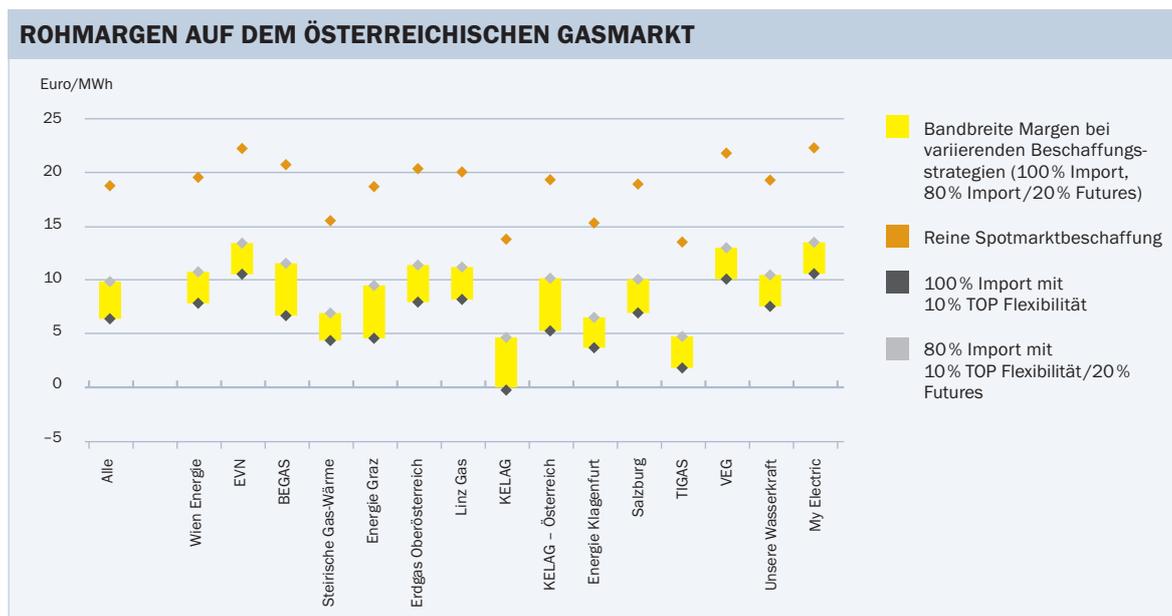


Abbildung 73: Rohmargenentwicklung Gas
 Quellen: E-Control und Frontier Economics

ZUSAMMENFASSUNG ENTWICKLUNG AUF DEM GASMARKT

Der durchschnittliche Importpreis für Erdgas nach Österreich ist nach einem starken Anstieg in 2008 seit September 2008 deutlich gefallen. Seit Juni 2009 ist wieder ein Anstieg zu beobachten.

Die 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 und damit zurückgehenden Importen in die USA ist es – durch die Verbindung über den LNG-Handel – auch an den europäischen Hubs, vor allem am NBP zu einem Überangebot an Gas gekommen, das Druck auf das Preisniveau ausgeübt hat und zu einem Preisverfall geführt hat. Infolgedessen konnten folgende wesentliche Entwicklungen beobachtet werden:

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

Von diesen Veränderungen auf den Beschaffungsmärkten haben die österreichischen Gaskunden in unterschiedlichem Ausmaß profitiert. Industriekunden haben eine deutlich höhere Preisreduzierung erhalten als Kleinkunden. Indikatoren wie Wechselquoten weisen zudem darauf hin, dass die Wettbewerbsintensität in diesem Marktsegment zugenommen hat.

Gasgroßhandelsmärkte sind im Wandel

Österreichische Klein- bzw. Haushaltskunden profitieren jedoch nach wie vor nur eingeschränkt von den Veränderungen auf dem Großhandelsmarkt. Fehlende Produktinnovation, geringe Wechselquoten trotz starken Preissteigerungen 2008 und hohem Einsparungspotenzial weisen darauf hin, dass sich die Wettbewerbsintensität im Kleinkundenmarkt nicht erhöht hat.

Österreich hat aufgrund der geografischen Lage nicht die gleichen günstigen Beschaffungsbedingungen wie z.B. Deutschland und die Niederlande, um die Beschaffung zu diversifizieren. Neue Transportwege wie Nabucco, der Ausbau 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 einen Seite bestehen in Westeuropa bereits liquide Handelspunkte, deren stärkere Nutzung auch für die Belieferung österreichischer Endkunden möglich wäre. Wesentlich dafür ist, dass bestehende vertragliche Engpässe durch effektive Engpassmanagementverfahren beseitigt und physische Engpässe durch den Netzausbau beseitigt werden.

Handelsplatz in Österreich sollte gestärkt werden

Auf der anderen Seite ist es aber auch wesentlich, 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 Quellen für zusätzliche Gasmengen zusammengefasst werden: Transit- und Inlandsmengen sowie Ausgleichenergie. Die Trennung zwischen Transit und Inlandstransport schränkt die Handelsmöglichkeiten deutlich ein.

WETTBEWERBSUNTERSTÜTZENDE MASSNAHMEN

Missbrauchsverfahren

E-Control ist gem § 10 Abs 1 Z 1 E-BRG für die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, zuständig. Stellt E-Control einen Missstand fest, hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um den gesetzmäßigen Zustand wiederherzustellen.

Gegenüber den Vorjahren gab es weniger Missbrauchsverfahren. Fälle, in denen Unternehmen ihre Position missbrauchten, konnten teilweise auf kurzem Wege erledigt werden. Es konnte oft ohne Einleitung eines Verfahrens erreicht werden, dass sich Marktteilnehmer künftig gesetzeskonform verhalten.

Im Bereich des GWG – im Unterschied zum EIWOG – ist E-Control gem § 10 Abs 1 Z 2 E-RBG für die Aufsicht und Überwachung der Entflechtung (Unbundling) zuständig. E-Control betreibt in diesen Fällen auch Missbrauchsverfahren zur Herstellung des rechtmäßigen Zustandes.

Diesbezüglich wurden 3 Missbrauchsverfahren aufgrund der Konzernstruktur geführt: Art 9 Abs 1, Art 13 Abs 1, Art 15 Abs 1 der RL 2003/55/EG (Erdgasbinnenmarkt-RL) normieren Folgendes: Gehört der Fernleitungs- bzw. Verteilernetzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen, so muss er zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Fernleitung bzw. Verteilung zusammenhängen. Der „Vermerk der GD Energie und Verkehr zu den RL 2003/54/ER und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt“ (Vermerk) steht auf dem Standpunkt, dass die Ansiedlung der Netzbetriebsgesellschaft „oben“ nicht zulässig ist: „Eine Situation, in der das Netzunternehmen die Kontrolle über das verbundene Versorgungs-/Erzeugungsunternehmen aufrecht erhält, ist mit der funktionalen Entflechtung unvereinbar und nach der neuen Richtlinie daher nicht zulässig“ (Vermerk, 4). „Das am Netzgeschäft beteiligte Unternehmen darf keine Aktien an verbundenen Versorgungs-, Erzeugungs- oder Holdingunternehmen

halten. Hält das Netzunternehmen derartige Aktien, hat es ein unmittelbares finanzielles Interesse an der Leistung des verbundenen Versorgungszweiges und ist seine Leitung daher nicht mehr in der Lage unabhängig zu handeln.“ Drei Unternehmen stellten den rechtmäßigen Zustand bezüglich der Konzernstruktur her, weshalb die Verfahren eingestellt werden konnten.

Wettbewerbsinitiative Gas

Mit der Wettbewerbsinitiative Gas (WIG) sollten Maßnahmen zum Abbau von Markteintrittsbarrieren – sowohl in den Beschaffungs- als auch in den Endkundenmärkten – sowie eine Verbesserung der Information und Transparenz für Endkunden geschaffen werden.

Verbesserungen auf der Beschaffungsseite weiterhin unzureichend

Die größte Hürde für einen funktionierenden Wettbewerb am Gasmarkt ist der Zugang zu einem ausreichend liquiden Großhandelsmarkt. Transportengpässe an allen Übergabepunkten nach Österreich erschweren nach wie vor den Zugang zu Endkunden für neue Anbieter. Auch im Zuge von zahlreichen Missbrauchsverfahren zur Weitergabe nicht genutzter Leitungskapazitäten sowie zur Schaffung der netztechnischen Voraussetzungen für eine Gasbörse konnte das Grundproblem nicht gelöst werden. Nach wie vor sind es vertragliche Engpässe, die den Zugang zu den Grenzübergabepunkten blockieren, obwohl die Leitungen physisch oft ungenutzt bleiben.

Hier ist der Gesetzgeber gefordert, im Rahmen der Umsetzung des 3. Energiemarkt-Liberalisierungspaketes den Rechtsrahmen für einen funktionierenden Großhandelsmarkt zu verbessern. Ohne die Schaffung eines virtuellen Handelsplatzes und einer effizienteren Kapazitätsverwaltung in den Fernleitungen wird die Gasbörse am CEGH nur schwer den Anschluss an andere Handelsplätze in Europa finden. Da Gas auf nordeuropäischen Spotmärkten in 2009/2010 deutlich günstiger ist als die Gaslieferungen aus langfristigen, ölpreisgebundenen Verträgen, würden viele österreichische Gaskunden von diesem Preisrutsch profitieren, wenn es möglich wäre, Gas aus den Niedrigpreisregionen nach Österreich auf gesicherter Basis zu transportieren.

Nicht gelöst ist nach wie vor auch die Thematik OMV und Importverträge. Die Zusage der OMV, als Vertragspartner aus allen Importverträgen auszusteigen, wurde immer noch nicht vollständig umgesetzt.

Nur wenige Zusagen der Branche für Verbesserungen für Endkunden

Im Endkundenmarkt kann nach wie vor nicht von gleichen Wettbewerbsbedingungen zwischen den Anbietern ausgegangen werden. Durch die – nur dem Buchstaben des Gesetzes nach und nicht mit Leben erfüllte – Umsetzung der Entflechtung der etablierten Anbieter bleiben diesen immer noch Spielräume zur Bevorzugung des verbundenen Unternehmens. Zwar gibt es Gleichbehandlungsprogramme, die aber aufgrund allgemeiner Formulierungen diesen Spielraum nicht eindämmen.

Einfache Maßnahmen abgelehnt

Die E-Control und die Bundeswettbewerbsbehörde hatten deshalb jeweils einen Verhaltenskodex für Netzbetreiber und Gaslieferanten vorgeschlagen. Diese sollten klare Spielregeln für das Verhalten mit Kunden umfassen. Leider konnten sich die Gasunternehmen auch nach monatelangen Diskussionen nicht dazu durchringen, einen derartigen Verhaltenskodex für Netzbetreiber, der deutliche Verbesserungen für die Konsumenten bringen sollte, anzunehmen.

**Vorgeschlagener
Verhaltenskodex
nicht angenommen**

Jährliches Informationsblatt für die Konsumenten

Zugesagt wurde jedoch, dass die Gasnetzbetreiber künftig einmal jährlich ein Informationsblatt an ihre Kunden verschicken, in dem über die Wechselmöglichkeit des Gaslieferanten informiert wird.

Ein weiterer Vorschlag der Behörden war die Gestaltung der Rechnungen an die Gaskunden nach von der E-Control entwickelten Musterrechnungen. Dass der daraufhin vorgelegte Vorschlag des Fachverbands Gas Wärme – zumindest teilweise – an die Musterrechnung der E-Control angelehnt ist, wird von der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control grundsätzlich begrüßt. Eine Verbesserung der Situation

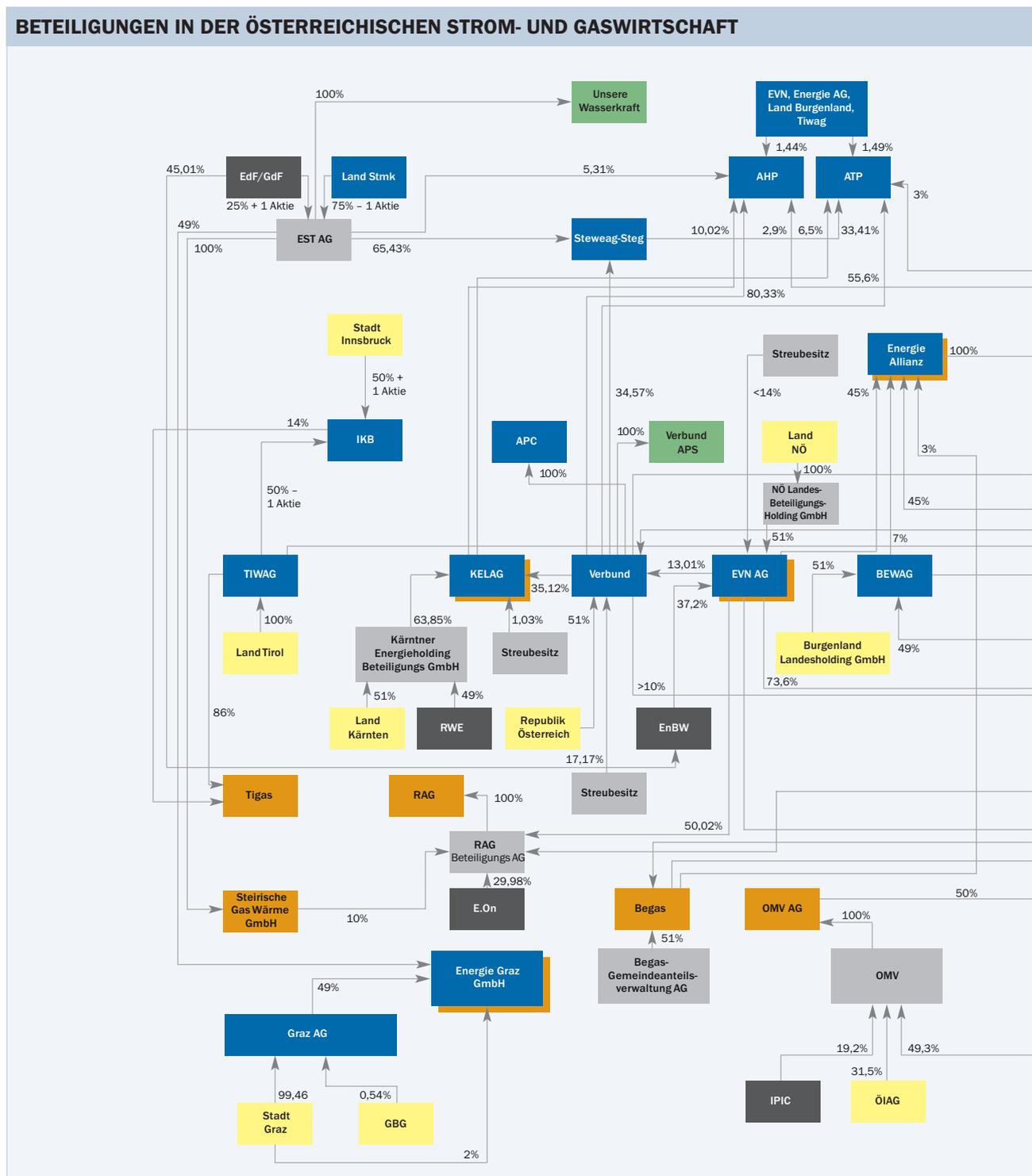


Abbildung 74: Beteiligungen in der österreichischen Strom- und Gaswirtschaft, Quelle: E-Control

Versorgungssicherheit Strom

Die Energie-Control hat gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeiten können zum Zweck der langfristigen Planung sowie für die Erstellung eines Berichtes gemäß § 14a E-RBG verwendet werden.

Die Basis zum Monitoring der Versorgungssicherheit stellt Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, vom 26. Juni 2003, dar, welche wie folgt lautet:

Die Mitgliedstaaten sorgen für ein Monitoring der Versorgungssicherheit. Soweit die Mitgliedstaaten es für angebracht halten, können sie diese Aufgabe den in Artikel 23 Absatz 1 genannten Regulierungsbehörden übertragen. Dieses Monitoring betrifft insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung, die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger. [...]

Zur Erfüllung des § 14a des Energie-Regulierungsbehördengesetzes, BGBl. I Nr. 106/2006, hat die Energie-Control GmbH einen Bericht über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeiten gemäß Art. 4 der Richtlinie 2003/54/EG zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Hierzu können für die Erstellung dieses Berichtes die Tätigkeiten gemäß § 20i Energielenkungsgesetz herangezogen werden. Es ist anzumerken, dass die von der E-Control durchgeführten Erhebungen ebenso auf europäischer Ebene koordiniert und von den jeweiligen Regulierungsbehörden durchgeführt werden sollen, um so die Versorgungssicherheit aktuell und längerfristig überwachen und prognostizieren zu können. Diese nationalen und europäischen Berichte können so die Basis für weiterführende koordinierte Aktivitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bilden.

Stromverbrauch und Stromerzeugung

Die Zunahme des österreichischen Stromverbrauchs setzte sich 2008 nicht im gleichen Ausmaß fort. Es ist festzustellen, dass das Wachstum merklich schwächer geworden ist. Während der energetische Endverbrauch in den 80er Jahren im Durchschnitt noch um 2,8% gewachsen ist, belief sich der Zuwachs der letzten beiden Jahrzehnte (im Durchschnitt) auf 2,01% und 1,7%. Somit betrug der energetische Endverbrauch von Strom im Jahr 2008 58.724 TWh (inkl. des Stromverbrauchs des nicht-elektrischen Energiesektors) (211.405 TJ) und der gesamte Inlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) 68,645 TWh. Zurückzuführen ist diese Nachfrage-Entwicklung auf die weiterhin starke Bindung an das Bruttoinlandsprodukt.

Österreich verfügte Ende 2008 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 20,7 GW. Die Kraftwerke gliederten sich, wie auch in *Abbildung 75* dargestellt, leistungsmäßig zu 59,7% in Wasserkraftwerke, 35,4% Wärmekraftwerke und zu 4,9% in sonstige „Erneuerbare Kraftwerke“, das sind z.B. Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Von den 7.348 MW installierten Wärmekraftwerken sind rund 5.276 MW mit Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt – siehe *Tabelle 14*. Die resultierende Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich auf 68.645 GWh. Diese Schwankungen in der Erzeugung lassen sich u.a.

**Stromverbrauch
weiter
angestiegen**

über die Niederschlagsentwicklung und die daraus resultierende Produktion der Wasserkraft erklären.

Dem gesamten Inlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) im Jahr 2008 von 68.430 GWh steht also die oben genannte Bruttostromerzeugung gegenüber. Die resultierende Differenz wurde durch Importe gedeckt. In Summe stehen physikalische Importe von 19.795 GWh physikalischen Exporten von 14.934 GWh gegenüber, wobei sich die Importe gegenüber 2007 um 9,1% und die Exporte gegenüber 2006 um 5,3% verringerten.⁶⁶

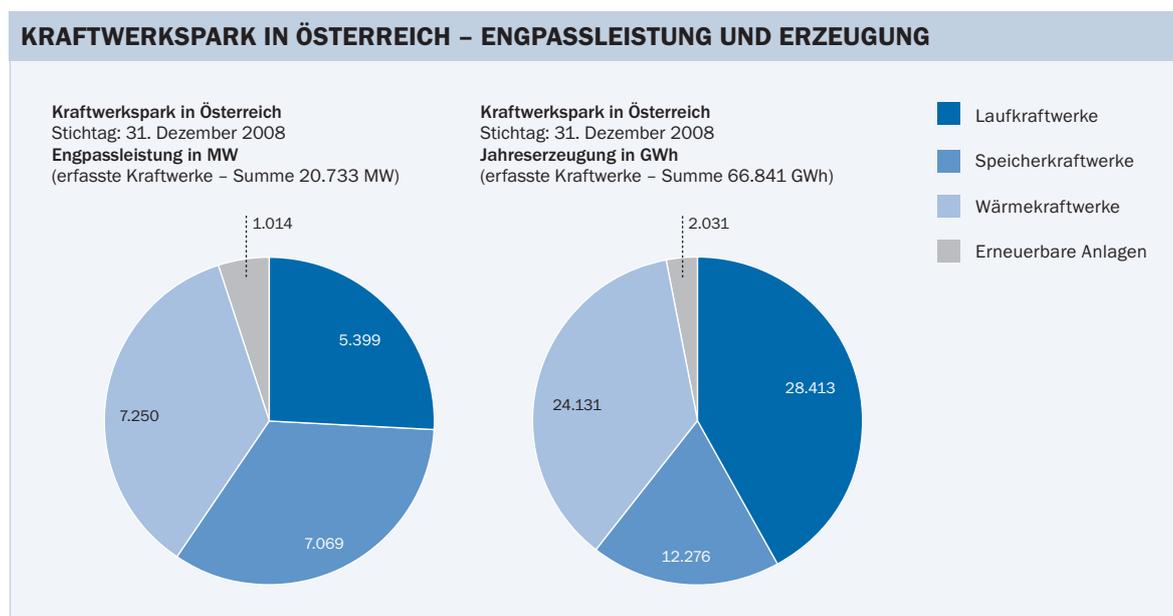


Abbildung 75: Kraftwerkspark in Österreich – Engpassleistung und Erzeugung
Quelle: E-Control

LEISTUNGEN VON WÄRMEKRAFTWERKEN MIT/OHNE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG			
	Wärmekraftwerke mit KWK		Wärmekraftwerke ohne KWK
	Thermische Leistung MW	Engpassleistung MW	Engpassleistung MW
Insgesamt	8.667	5.215	2.032

Tabelle 14: Leistungen von Wärmekraftwerken mit/ohne Kraft-Wärme-Kopplung, Kalenderjahr 2008
Quelle: E-Control

Die Jahreshöchstlast (Lastspitze), d.h. das Leistungsmaximum an den 3. Mittwochen im Monat (ohne Verbrauch für Pumpspeicherung), lag im Jahr 2009 bei 10.821 MW. Die Entwicklung der Jahreshöchstlast ist in *Abbildung 76* dargestellt.

⁶⁶ Der Saldo aus Erzeugung, Verbrauch, Importen und Exporten begründet sich u.a. in den resultierenden Wirkungsgraden der Erzeugung (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) und in den Netzverlusten.

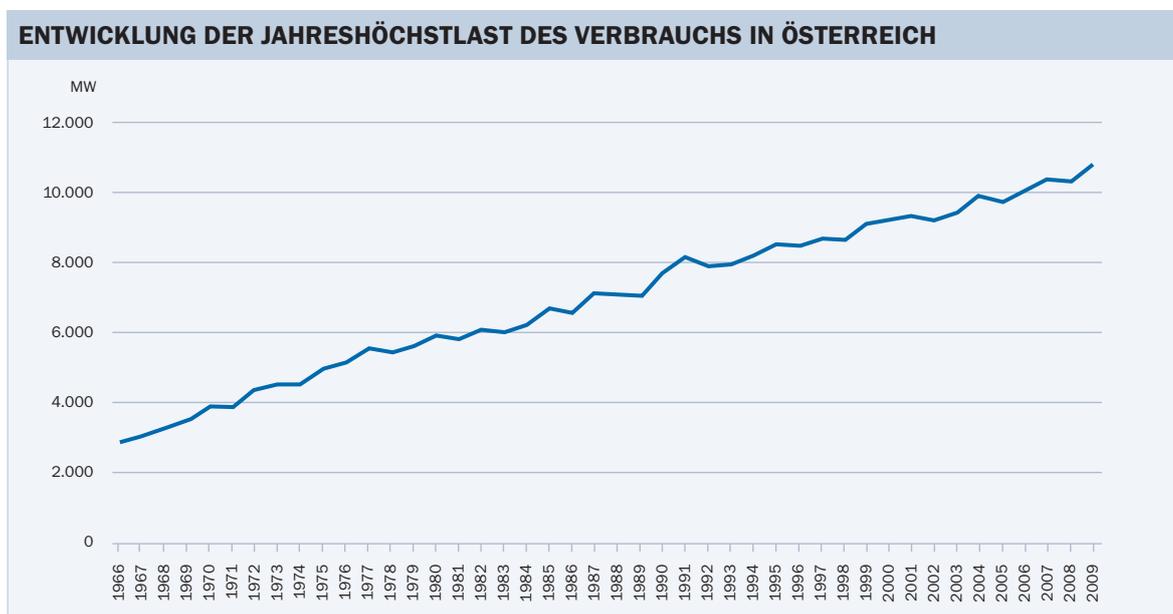


Abbildung 76: Entwicklung der Jahreshöchstlast (Leistungsmaximum an den 3. Mittwochen im Monat ohne Verbrauch für Pumpspeicherung) in Österreich
Quelle: E-Control

Prognose bis 2018 Bis zum Jahr 2018 kann in Österreich mit einem Stromverbrauchszuwachs von durchschnittlich jährlich 1,4% gerechnet werden. Basierend auf dieser Entwicklung kann somit auch ein durchschnittlich jährlicher Lastspitzenzuwachs von rund **168 MW** prognostiziert werden.

Um die Sicherheit der österreichischen Versorgung im Zeitraum bis 2018 beurteilen zu können, ist es notwendig eine Gegenüberstellung der zukünftigen verfügbaren Kraftwerksleistungen und der zukünftigen Lastspitze durchzuführen.

Die Stromproduktion aus den Kraftwerken unterliegt einer Reihe von exogenen Einflüssen (z.B. Temperatur, Niederschlag, verfügbare Wassermengen etc.) und dem Markt. Dies spiegelt sich beispielsweise in den Lagerbeständen der Primärenergieträger für Wärmekraftwerke ebenso wider wie in den Speichereinhalten der Pumpspeicherkraftwerke. Zu berücksichtigen ist in weiterer Folge auch die verfügbare Kraftwerksleistung, welche gegenüber der installierten Leistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumina etc. geringer ist.

ENTWICKLUNG DER JAHRESHÖCHSTLAST DER ERZEUGUNG IN ÖSTERREICH

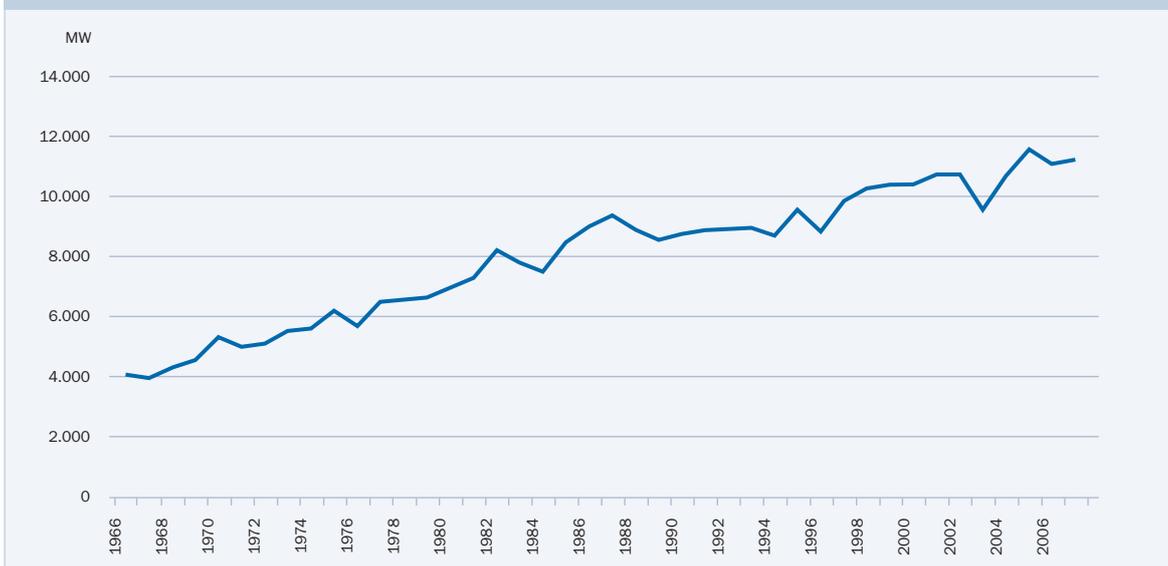


Abbildung 77: Entwicklung der Jahreshöchstlast der Erzeugung in Österreich
Quelle: E-Control

Basierend auf den durchgeführten Erhebungen, die im Unterschied zum Monitoring-Report 2006 erstmals vollständig gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz erfolgten, sind zurzeit die in *Abbildung 78* aufgelisteten Kraftwerksprojekte mit einer installierten Engpassleistung von mehr als 25 MW bekannt. Die bis zum Jahr 2018 neu installierte Kraftwerksleistung beläuft sich somit auf rund 5.347 MW, wobei sich rund 2.296 MW auf Wasserkraftwerke und rund 3.050 MW auf thermische Kraftwerke beziehen. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten von kleiner 25 MW (mit Ausnahmen vom Gesamtportfolio von „erneuerbaren“ Kraftwerksanlagen) fließen nicht in die resultierenden Prognosen ein.

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2018 mit einem installierten Kraftwerkszubau (inklusive geplantem und prognostiziertem Zubau, insbesondere bei „erneuerbaren“ Kraftwerksanlagen) von rund 6.490 MW gerechnet werden.

Zur Vervollständigung der Gesamtbetrachtung ist es notwendig, auch mögliche Kraftwerksstilllegungen zu berücksichtigen. Dabei hängt allgemein die Stilllegung eines Kraftwerkes davon ab, ob langfristig die Grenzkosten gedeckt werden können.⁶⁷ Wesentlich dafür ist die Entwicklung der Großhandelspreise.

Hohes Investitionsvolumen für Kraftwerke

Aufgrund der zu erwartenden Preisentwicklung in dem für Österreich relevanten kontinentaleuropäischen Raum erwartet die E-Control bis zum Jahr 2017 keine größeren Kraftwerksschließungen bzw. -stilllegungen, die z.B. marktgetrieben erfolgen. Diese Erwartungen decken sich auch mit den – im Rahmen der Energielenkungs-Datenverordnung – erhaltenen Erhebungsergebnissen (ohne „erneuerbare“ Kraftwerksanlagen), die für den Betrachtungszeitraum bis 2018 erhoben wurden. Ein Unsicherheitsfaktor besteht nach wie vor im Bereich der Wasserkraft aufgrund der Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG).

⁶⁷ Kraftwerke, die die Grenzkosten nicht mehr decken können, werden kurzfristig in Reserve gestellt und können im Bedarfsfall wieder in Betrieb genommen werden. Derzeit werden in Österreich 850 MW installierte Kraftwerksleistung in Reserve gehalten.

Aus den Analysen ergibt sich eine prognostizierte Lastspitze von 12.015 MW für 2018, während das Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke bei 15.830 liegen wird.

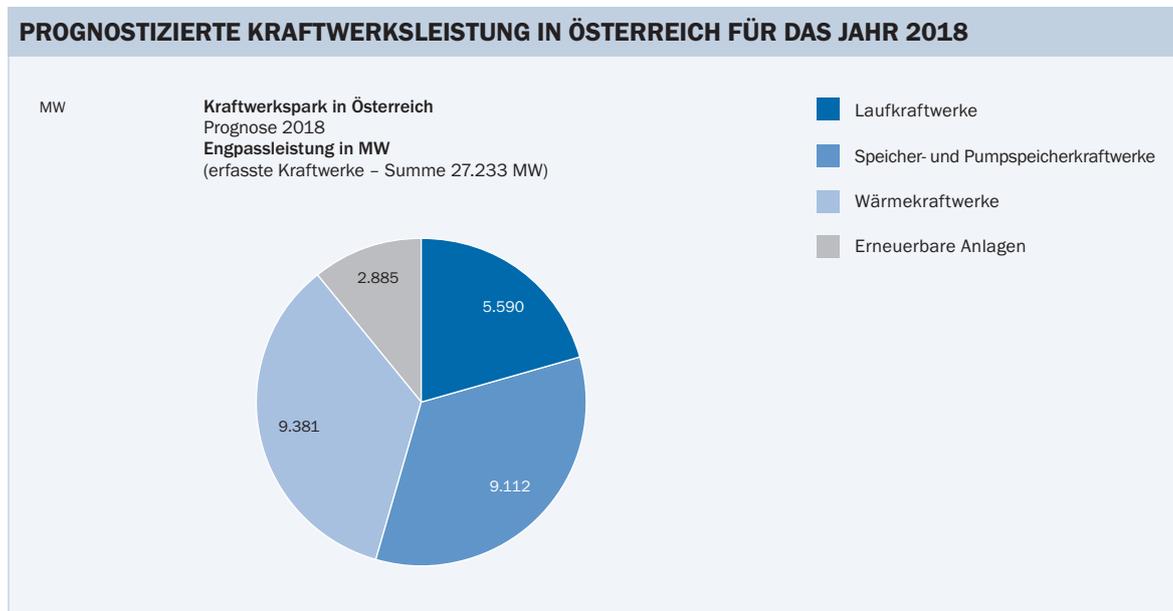


Abbildung 78: Prognostizierte Kraftwerksleistung in Österreich für das Jahr 2018⁶⁸
Quelle: E-Control

**Bis 2013 Strom-
versorgung in
ENTSO-E-Verbund
gesichert**

Zur Gesamtbeurteilung der Versorgungssicherheit in Österreich ist eine Betrachtung der Versorgungssituation in Österreich alleine nicht ausreichend, zumal Österreich in das ENTSO-E-Verbundnetz integriert ist. Es ist daher ebenso notwendig, auch die Versorgungssituation in den anderen ENTSO-E-Ländern zu berücksichtigen. Basierend auf dem „UCTE System Adequacy Forecast 2008–2020“ ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2013 die Stromversorgung auf dem Gebiet der ENTSO-E gesichert ist, wobei die verfügbaren Kapazitäten die angenommene adäquate Sicherheitsmarge um 38,3 GW nach dem Szenario A und um 48,4 GW nach dem Szenario B überdecken.

Stromnetze

Der Verbundbetrieb der österreichischen Hoch- (110 kV) und Höchstspannungsnetze (220/380 kV), an die auch die leistungsstarken Erzeugungsanlagen angeschlossen sind, stellt die Grundlage für das Funktionieren des überregionalen elektrischen Energieversorgungssystems dar. Die Aufgaben der 220-/380-kV-Netze sind die überregionale Übertragung elektrischer Energie, der überregionale Leistungsausgleich, der globale Beitrag zur Netzbetriebssicherheit und die Gewährleistung der ununterbrochenen Versorgung mit elektrischer Energie der angeschlossenen Verbraucher und der untergelagerten 110-kV-Netze. Die 220-/380-kV-Netze stellen somit das wichtigste Rückgrat der 110-kV-Netze dar.

⁶⁸ In Bezug auf die in der Prognose berücksichtigten Kraftwerksprojekte ist festzuhalten, dass alle erhobenen Projekte mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit von 100% bemessen wurden.

Das österreichische Höchstspannungsnetz ist gut in das europäische Verbundnetz eingebettet und verbindet innerhalb Österreichs die in der Regel aus netztechnischen und betrieblichen Gründen galvanisch (über Umspannwerke) bzw. elektrisch voneinander getrennten 110-kV-Netze. Dies ist in Hinblick auf eine gegenseitige Aushilfe im Anlassfall besonders wichtig.

Durch die internationale Verbindung der Höchstspannungsnetze werden die Versorgungssicherheit und das Funktionieren eines überregionalen Marktes gewährleistet. Deshalb muss in diesem Zusammenhang auch auf die langfristige Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Stromleitungen verwiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeschrieben werden muss.

Bestimmende Größe für die Planung der erforderlichen Netzkapazitäten ist – ausgehend von der (n-1)-Sicherheit – die jeweils übertragbare elektrische Nennleistung, gemessen in MVA. Ein weiterer Planungsgrundsatz ist u.a. wegen der hohen Kapitalintensität der Netzinvestitionen die Berücksichtigung aller bekannten Umfeldvariablen. Die Entwicklung der Übertragungsnetze ist in Zukunft maßgeblich von der stetigen Laststeigerung, der Einspeisung aus Kraftwerken, der geänderten Netzstützung (bedingt u.a. durch den Bau neuer Kraftwerke und durch Kraftwerksstilllegungen), dem steigenden grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der Sicherstellung der Stromversorgung Österreichs, insbesondere auch durch den überdurchschnittlich steigenden Strombedarf in Ballungsräumen, geprägt. Dieser Entwicklung entsprechend ist auch der Netzplanungsprozess ein dynamischer Vorgang, der die kontinuierlichen Veränderungen der Umfeldvariablen berücksichtigt.

Die Detailbeschreibung der im Monitoring-Report 2006 veröffentlichten 116 Netzausbauprojekte, deren Erfassung im Jahr 2007 der Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) koordinierte, wurde durch die Erhebungen gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungs-gesetz nur vereinzelt angepasst. Durch den kontinuierlichen Netzausbau verfolgen die österreichischen Netzbetreiber u. a. das Ziel, eine bedarfsgerechte Netzinfrastruktur in Österreich zu schaffen, die den Anforderungen des liberalisierten Strommarktes standhält. Die Übersicht der einzelnen Projekte und deren Status entspricht allgemein den Tabellen im Monitoring Report 2006.

Die durchgeführten Erhebungen belegen bzw. bestätigen die bisherigen Ergebnisse, dass die nationalen Hoch- und Höchstspannungsnetze in den nächsten Jahren kontinuierlich instand gehalten und erweitert werden müssen. Es ist jedoch darauf Bedacht zu nehmen, dass eine rasche Abwicklung der erforderlichen Genehmigungsverfahren, vor allem für Netzausbauprojekte im Höchstspannungsübertragungsnetz, unbedingt notwendig ist, da nur dadurch die Umsetzung rechtzeitig nach Plan und Bedarf erfolgen kann.

Insgesamt lässt sich damit festhalten, dass für den betrachteten Berichtszeitraum (bis 2018), bei vollständiger Realisierung der genannten Infrastrukturprojekte (Kraftwerke und Netze), die Versorgungssicherheit in Österreich gewährleistet ist.

Versorgungssicherheit Gas

Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt

Rund 80% des Angebotes werden durch den Import gedeckt. Während bisher zu einem relativ konstanten Importstrom nur im Sommer Zusatzmengen für die Wiederauffüllung der Speicher hinzukamen, ist zunehmend eine stärkere Strukturierung über das Jahr festzustellen, die eine Tendenz zu einem Rückgang im Winter und verstärkte Importe im Sommer zeigt. Die Importe erfolgen über die Einspeisepunkte Baumgarten und Oberkappel, wobei der Schwerpunkt in Baumgarten mit ca. 80% der Importmengen liegt. Die geringeren Importmengen im Winter werden durch zusätzliche Speicherleistung ersetzt (siehe *Abbildung 79*).

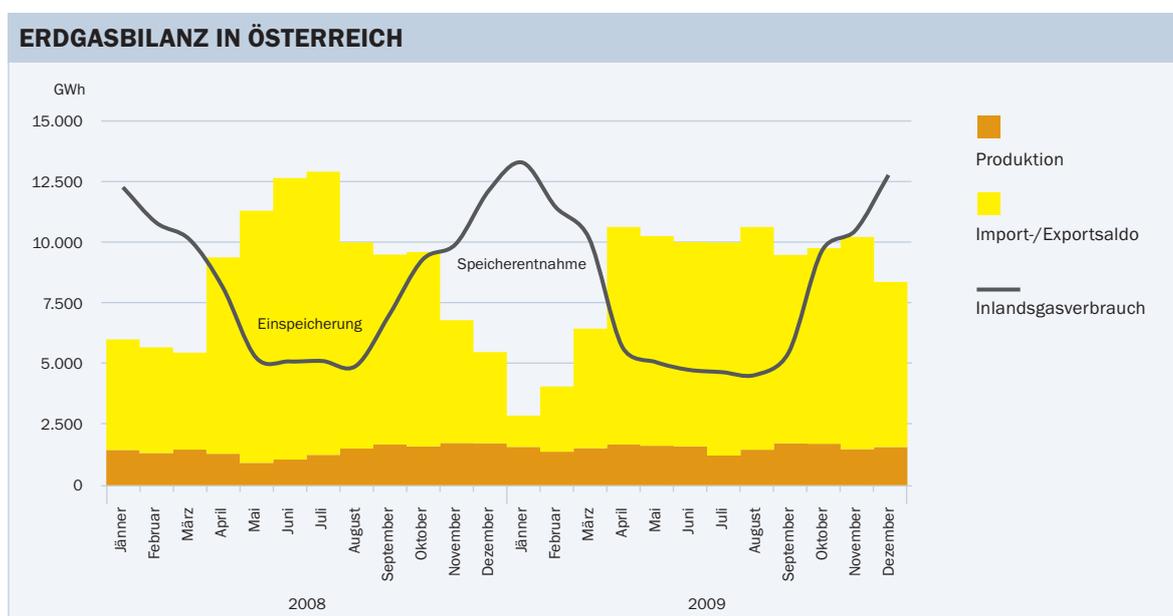


Abbildung 79: Erdgasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2008 und 2009
Quelle: E-Control

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. Im Jahr 2009 wurden in Österreich insgesamt rund 1,6 Mrd. Nm³ Naturgas⁶⁹ gefördert, was rd. 20% des Inlandgasverbrauchs entspricht. Der Hauptanteil, rund 85%, wurde von der OMV Austria Exploration & Production gefördert (siehe *Tabelle 9*). Die sicher und wahrscheinlich gewinnbaren Reserven der beiden Unternehmen betragen mit Stichtag 1. Jänner 2009 27,9 Mrd. Nm³.

⁶⁹ Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.

NATURGASPRODUKTION IN ÖSTERREICH

	in Mio. Nm ³	in %	% gg. 2008
OMV Austria Exploration & Production	1.341	84,9	9,6
Rohöl-Aufsuchungs AG	239	15,1	-25,4
Gesamt	1.580	100,0	2,4

Tabelle 15: Naturgasproduktion⁷⁰ in Österreich 2009

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

Die Nachfragetreiber für Gas sind vor allem die Außentemperatur und der Kraftwerkseinsatz, die einen relativ gleichmäßigen Industriebedarf überlagern. Haushalte sowie Gewerbe und Industrie sind jedenfalls immer ausreichend versorgt, sodass das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage insgesamt als ausgeglichen betrachtet werden kann.

Von der im Jahr 2009 physisch importierten Menge an Gas wurde rund 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2009 rund 37,9 Mrd. Nm³ physisch importiert, wovon rund 8,2 Mrd. Nm³ für den österreichischen Markt bestimmt waren. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2009 waren dies rund 21,7 Mrd. Nm³ (Tabelle 16).

PHYSIKALISCHE IMPORTE UND EXPORTE

	Importe		Exporte	
	in GWh	in Mio. m ³	in GWh	in Mio. m ³
Deutschland	57.793	5.183	34.008	3.053
Schweiz	—	—	678	61
Italien	—	—	241.388	21.669
Slowenien	—	—	18.503	1.661
Ungarn	—	—	37.700	3.384
Slowakei	364.672	32.735	6.190	556
Tschechische Republik	311	28	—	—
Summe	422.722	37.946	338.467	30.383

Tabelle 16: Physikalische Importe und Exporte 2009

Quelle: E-Control

Erwartete Nachfrageentwicklung und verfügbares Angebot

Die Nachfrageentwicklung ist aufgrund der vom Regelzonenführer AGGM erstellten Prognose in *Abbildung 80* dargestellt. Die Vorschau beruht auf Steigerungsprognosen für die Kleinverbraucher und konkreten Projekten. Die Deckung des Nachfragezuwachses ist aufgrund der gleichzeitig durchgeführten Befragung der Versorger (BGV) auf lange Sicht nicht durch entsprechende Angebote gesichert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese aktuell absehbaren Versorgungslücken, sobald sich der Bedarf konkretisiert, durch neue Angebote gedeckt werden. Dabei können neue Anbieter und Gasquellen zum Zug kommen, was bei der Ausbauplanung der Infrastruktur durch ausreichende Flexibilität des Netzes bezüglich der Einspeisepunkte berücksichtigt wird.

⁷⁰ Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.

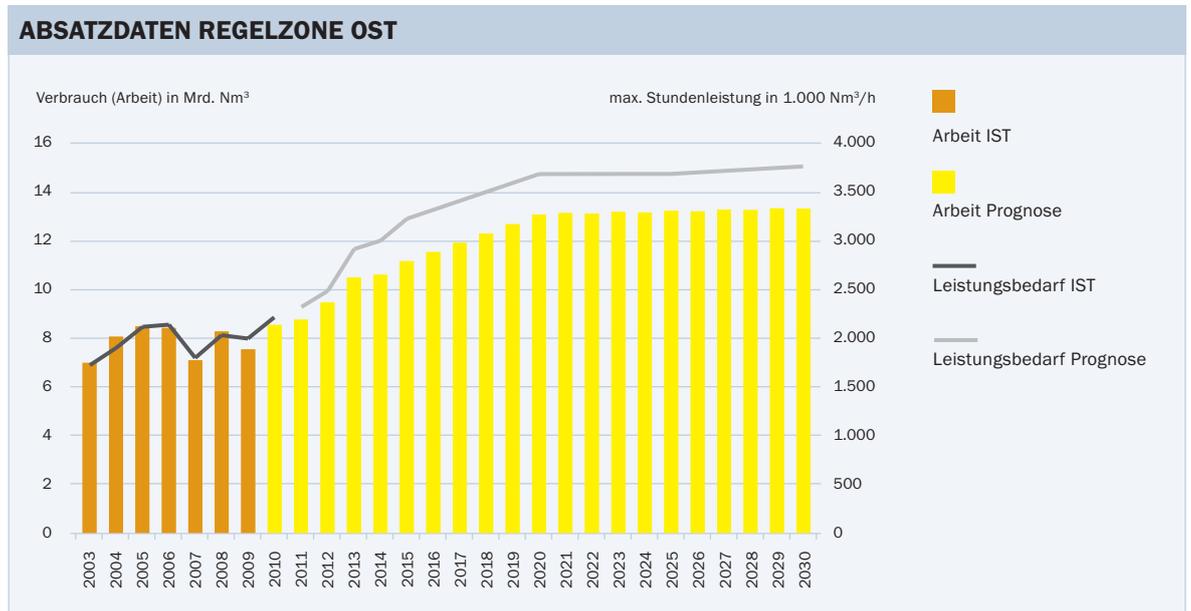


Abbildung 80: Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost
 Quelle: AGGM/NK-K, 5/2010

In Planung und in Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten

Die Basis für den Bau von Anlagen ist die Langfristige Planung der AGGM, die folgende Ziele hat:

- > Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien
- > die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur)
- > die Deckung der Transporterfordernisse für sonstige Transporte

Folgende Leitungsprojekte befinden sich derzeit in Planung bzw. in Bau:

- > im Zeitplan
 - > Ausbau Primärverteilersystem (PVS) und Verdichter
 - > Südleitung
 - > G00 122 (Schwechat – Mannswörth)
- > mit Verzögerung
 - > Westleitung (Verzögerung von 4 Monaten)
- > keine Kapazitätserweiterungsverträge (bzw. keine Netzausbauverträge)
 - > Kärntenleitung
 - > HDL 100 (Puchkirchen – Friedburg)
 - > Gratkorn – Werndorf

Aufgrund der Unterbrechung der russischen Gaslieferungen über die Ukraine im Jänner 2009 wurde deutlich, dass das europäische Fernleitungsnetz physisch in der Lage sein sollte, Gas auch entgegen der üblichen Haupttransportrichtung zu transportieren. Vor dem Hintergrund der Stärkung der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftsbelebung (European Energy Programme for Recovery) in Europa hat GTE+ einen Bericht erstellt, der die wichtigsten Reverse Flow Projekte darstellt. In Österreich werden folgende Projekte umgesetzt (Abbildung 81):

- > Ausbau der WAG-Kompressor- und Messstation in Baumgarten
- > Ausbau im Primärverteilersystem der OMV Gas und Verbindung mit der TAG
- > Ausbau der Messstation Überackern
- > Ausbau der TAG-Kompressor- und Messstationen

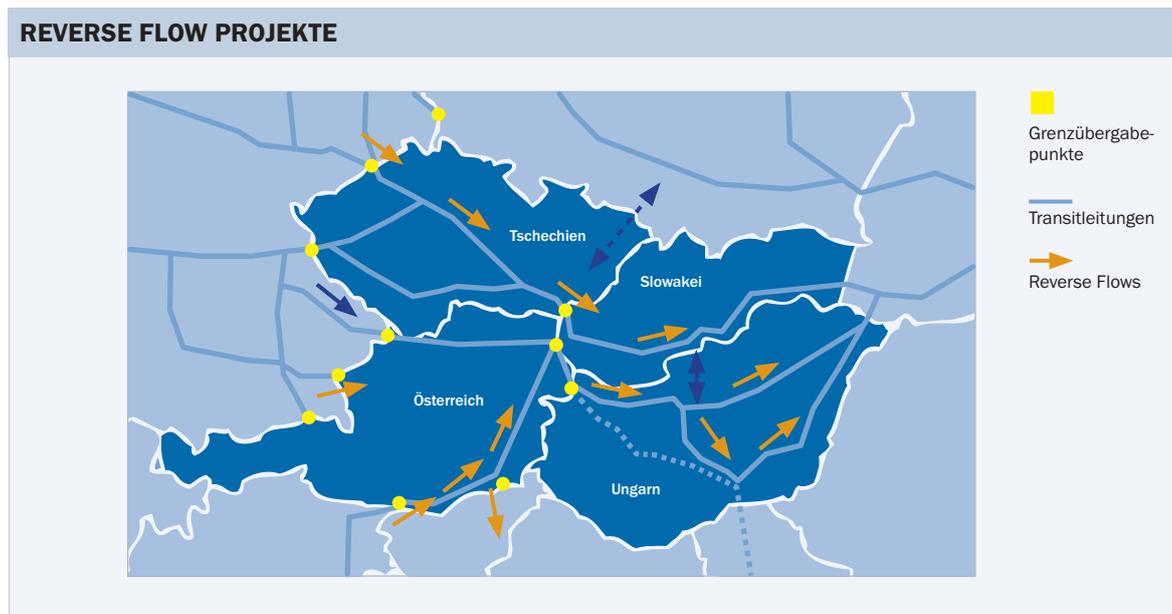


Abbildung 81: Reverse Flow Projekte in Zentraleuropa
Quelle: GTE+

Qualität und Umfang der Netzwartung

Beim Betrieb und bei der Instandhaltung der Netze haben die Netzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien der ÖVGW) einzuhalten. Eine umfassende Darstellung der Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb ist in einer von E-Control beauftragten Studie⁷¹ enthalten.

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

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

Nur bei einer geringen Anzahl von Netzbetreibern sind wesentliche Versorgungsunterbrechungen aufgetreten. Höhere spezifische Werte ergeben sich teilweise bei kleineren Netzbetreibern mit wenigen Zählpunkten auf Netzebene 3, wo eine sehr geringe absolute Zahl an Versorgungsunterbrechungen – statistisch vielleicht nicht völlig repräsentativ – dennoch zu hohen relativen Werten führen kann.

⁷¹ Kiesselbach G., TÜV Österreich: Zusammenstellung von allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb entsprechend den gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen in Österreich; Stand Dezember 2005 (Download unter: <http://www.e-control.at/de/publikationen/publikationen-gas/studien/gasnetzbetrieb>)

Der Anteil der von nicht vorangekündigten Versorgungsunterbrechungen betroffenen Zählpunkte liegt – mit Ausnahme eines statistischen Ausreißers – bei einzelnen Netzbetreibern um 1%, in der Regel aber deutlich darunter.

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

Durch das in Österreich praktizierte Stundenregime in der Fahrplanabwicklung ist jeder Versorger zur stundengenauen Abdeckung der Verbrauchsspitzen seiner Endkunden verpflichtet. Darüber hinaus ist ein gut funktionierendes Bilanzausgleichssystem eingeführt, das Ungleichgewichte, die trotzdem auftreten können, effizient beheben kann.

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

Verschiedene Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung

Ausfälle von Versorgern können über den regulären Bilanzausgleich nur in geringem Ausmaß abgedeckt werden, für solche Fälle sind je nach Umfang und Dauer der Unterversorgung unterschiedliche Engpassmaßnahmen vorgesehen. Im GWG §12g ist geregelt, dass im Fall von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen der Regelzonenführer mit den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern, Inhabern von Transportrechten, Bilanzgruppenverantwortlichen, Versorgern, Bilanzgruppenkoordinatoren bzw. Betreibern von Speicher- oder Produktionsanlagen einen Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses erarbeitet und umsetzt.

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

Umfang der Bevorratungskapazität (Gasspeicherung)

Die fünf Gasspeicher, die direkt für die Strukturierung des Verbrauchs der Endverbraucher in Österreich zur Verfügung stehen, haben gemeinsam ein Arbeitsgasvolumen von 4,54 Mrd. m³ und eine Entnahmelistung von 2,29 Mio. m³/h (Tabelle 7). Daneben nutzen am österreichischen Markt agierende Unternehmen auch den Speicher Lab 4 der Pozogas in der Slowakei (620 Mio. m³, 6,9 Mio. m³/Tag).

Anteil langfristiger Erdgaslieferverträge

Die bestehenden Langfristverträge sehen die folgenden Mengen vor:

- > ca. 7 Mrd. m³/Jahr an russischen Lieferungen von Gazprom Export⁷²
- > ca. 1,2 Mrd. m³/Jahr an norwegischen Lieferungen⁷³
- > weitere, geringere Mengen von deutschen Lieferanten

Wie aus Pressemitteilungen in 2006⁷⁴ zu entnehmen war, sind die Importverträge für russisches Erdgas zwischen Gazprom Export auf der einen Seite und EconGas, GWH Gashandel GmbH und Centrex auf der anderen Seite abgeschlossen worden und laufen bis 2027. GWH Gashandel GmbH (als reiner

⁷² Vgl. APA ots news vom 29.09.2006

⁷³ Vgl. Norwegian Petroleum Directorate, <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2009/>, Chapter 6, Norwegian gas exports, S. 49

⁷⁴ Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.09.2006 auf www.omv.com

Zwischenhändler) verkauft diese Importverträge mit denselben Flexibilitätsbedingungen an drei weitere Unternehmen weiter: Kelag, Steirische Gas-Wärme GmbH und Erdgas Import Salzburg AG. Importverträge mit norwegischen Lieferanten halten ebenfalls dieselben Marktteilnehmer. Über weitere Verträge ist nichts bekannt.

Ordnungspolitische Rahmenbedingungen zur Schaffung angemessener Anreize für neue Investitionen

Ein Anreiz für Investitionen in Transportinfrastruktur wurde durch den § 19a (2) GWG geschaffen. Darin ist der Netzausbaupertrag definiert. Es handelt sich dabei um eine wechselseitige Verpflichtung zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen. Voraussetzung für die sichere Umsetzung der Investition ist auch die Genehmigung der entsprechenden Projekte in der langfristigen Planung durch die ECK, die der Regelzonenführer entsprechend dem § 12b im Gaswirtschaftsgesetz durchzuführen hat. Durch dieses Verfahren erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass er die Investitionen über regulierte Tarife finanzieren kann. Der Netzbenutzer und der Endkunde bekommen Sicherheit für geplante Projekte.

Versorgungsunterbrechung der Gaslieferungen aus Russland

In diesem Abschnitt werden die Folgen und Maßnahmen der Versorgungsunterbrechung der Gaslieferungen aus Russland im Jänner 2009 dargestellt. Am 6. Jänner 2009 kam es zu einer deutlichen Reduktion russischer Gasmengen in Baumgarten, nur rund 10% russisches Gas wurden in Baumgarten angeliefert. Dies hatte Einfluss auf die Versorgung der Regelzone Ost und aller nachgelagerten Fernleitungssysteme durch Österreich (z.B. TAG nach Italien, WAG und Penta West nach Deutschland, HAG nach Ungarn).

Bewältigung der Gaskrise mit marktkonformen Maßnahmen möglich

Ab 7. Jänner 2009, 00:00 Uhr, bis 20. Jänner 2009, 17:00 Uhr, fielen russische Importmengen in Baumgarten zu 100% aus. Davon betroffen waren auch alle Transite, rund 60–70 Mio. m³, die in diesem Zeitraum täglich über Baumgarten nach Deutschland, Ungarn, Slowenien und Italien transportiert werden. Auch diese Mengen fielen in diesem Zeitraum zu 100% aus.

Ab 20. Jänner 2009, ca. 19:00 Uhr, wurden die Lieferungen wieder im vollen Umfang aufgenommen. Alle Importe aus Deutschland an den Einspeisepunkten Oberkappel bzw. nach Tirol und Vorarlberg waren von den Liefereinschränkungen nicht betroffen.

Während des gesamten kritischen Zeitraumes konnte der Regelzonenbedarf mit marktkonformen Maßnahmen gedeckt werden. Der höchste Gasbedarf wurde am 13. Jänner 2009 mit einer Tagesspitze von nahezu 2,1 Mio.m³/h erreicht.

LIEFEREINSCHRÄNKUNG AN DEN EINSPEISEPUNKTEN UND TAGESSPITZENBEDARF			
	Import- einschränkungen % Oberkappel/Baumgarten	Tagesspitzen- leistung in Mio. m³/h	Maßnahmen in Krisen- management
06.01., 16:00 h	0/33		Aktivierung des Krisenmanagements
07.01	0/100	1,85	marktkonforme Maßnahmen Aktivierung zusätzlicher Ausgleichsenergie und Speicherkapazitäten aus Haidach Erhöhung der Importe aus Deutschland
08.01	0/100	1,90	
09.01	0/100	1,93	
10.01	0/100	1,74	
11.01	0/100	1,74	
12.01	0/100	2,03	
13.01	0/100	2,06	
14.01	0/100	2,01	
15.01	0/100	1,85	
16.01	0/100	1,77	
17.01	0/100	1,58	
18.01	0/100	1,47	
19.01	0/100	1,74	
20.01	0/0	1,66	

Tabelle 17: Liefereinschränkung an den Einspeisepunkten und Tagesspitzenbedarf der Regelzone Ost während des Lieferausfalls

Quellen: OMV Gas und AGGM

Folgen der Versorgungsunterbrechung in der Gasversorgung

Der zweiwöchige Lieferausfall russischer Gasimporte in Baumgarten hat gezeigt, dass Österreich eine Situation wie diese unter Ausschöpfung aller Marktmechanismen ohne Anordnung von Lenkungsmaßnahmen und ohne Einschränkung von Kunden in der RZ Ost bewältigen konnte.

In Österreich ist es zu keinem Zeitpunkt zu Versorgungsunterbrechungen von Endkunden gekommen. Im Folgenden werden die Potenziale in der Gasaufbringung, die durch marktkonforme Maßnahmen mobilisiert werden konnten, um den Gasbedarf in Österreich vollständig abzusichern, dargestellt:

Import von Speichermengen aus dem Speicher Haidach: Nicht genutzte Speicherkapazität der Gazprom Export im Erdgasspeicher Haidach, der sich zwar in Österreich befindet, aber nicht an das österreichische Gasnetz angeschlossen ist, konnte kurzfristig für die Versorgung der Regelzone Ost verfügbar gemacht und über das deutsche Gasnetz nach Österreich gebracht werden. Die Speicherkapazität wurde als Ersatzlieferung für die Zeit der Lieferunterbrechung von Gazprom Export zugesagt.

Erhöhung der Importe aus Deutschland via Oberkappel: Alle Versorger haben zusätzliche Mengen am Übergabepunkt Oberkappel eingebracht, der Einkauf der Mengen erfolgte auch an deutschen Handelsplätzen. Die Importe in Oberkappel wurden im Rahmen der vor der Krise beschafften Einspeisekapazität abgewickelt.

Folgende nachfrageseitige Maßnahmen haben zur Bewältigung des Lieferausfalls beigetragen:

Umstieg der Gaskraftwerke auf Ersatzbrennstoffe: Kraftwerksbetreiber haben Vorbereitungsmaßnahmen getroffen, um im Bedarfsfall dort wo möglich, gasbefeuerte Kraftwerksblöcke in kurzer Zeit auf Ersatzbrennstoffe (Öl und Kohle) umzustellen.

Optimierung im Fernwärmebereich: Für Wien wurde eine umfassende Optimierung der Fernwärmeerzeugung mit dem Ziel einer Gassubstitution auf freiwilliger Basis durchgeführt.

Koordination der Inlandsgasflüsse durch den Regelzonenführer: Eine wichtige Rolle bei der Koordination der Inlandsgasflüsse und der Aufrechterhaltung der Netzstabilität durch Ausgleichsenergieabrufe kam dem Regelzonenführer der Regelzone Ost (AGGM) zu. Basis für die Tätigkeit der AGGM waren jene Daten, die auf Grund der Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006 erhoben und analysiert worden waren. Ergänzende Informationen wurden kurzfristig in enger Zusammenarbeit zwischen den Behörden, den Marktteilnehmern und AGGM ausgetauscht.

Das österreichische Bilanzgruppenmodell und dessen Ausgleichsenergiemarkt waren in der Krise eingeschränkt funktionsfähig. Die durch die Liefereinschränkung bedingten Schwierigkeiten in der Erdgasaufbringung einzelner Bilanzgruppen konnten durch die Aktivierung zusätzlicher Ausgleichsenergie erfolgreich bewältigt werden. Die Ausgleichsenergieangebote über die Merit Order List (MOL) wurden vor allem auch in den Schwachlaststunden seitens der Ausgleichsenergieanbieter erhöht. Darüber hinaus wurden Fax-Ausgleichsenergie-Angebote gelegt und zusätzlich bei Bedarf angefordert. Interessant ist, dass nach dem „kritischen“ 12.01., wo von AGGM über viele Stunden 100% der Angebote abgerufen wurden, ab dem 13.01. eine deutliche Entspannung der Situation feststellbar war, was die Ausgleichsenergieabrufe betraf. Die Bilanzgruppen konnten in Folge zusätzliche Mengen aktivieren und dadurch die zur Versorgung ihrer Kunden erforderlichen Gasmengen wieder in höherem Ausmaß aufbringen, sodass in der 2. Woche (14.–20.1.) weniger physikalische Ausgleichsenergie benötigt wurde (Abbildung 82).

Gasmarkt
während der Krise
funktionsfähig

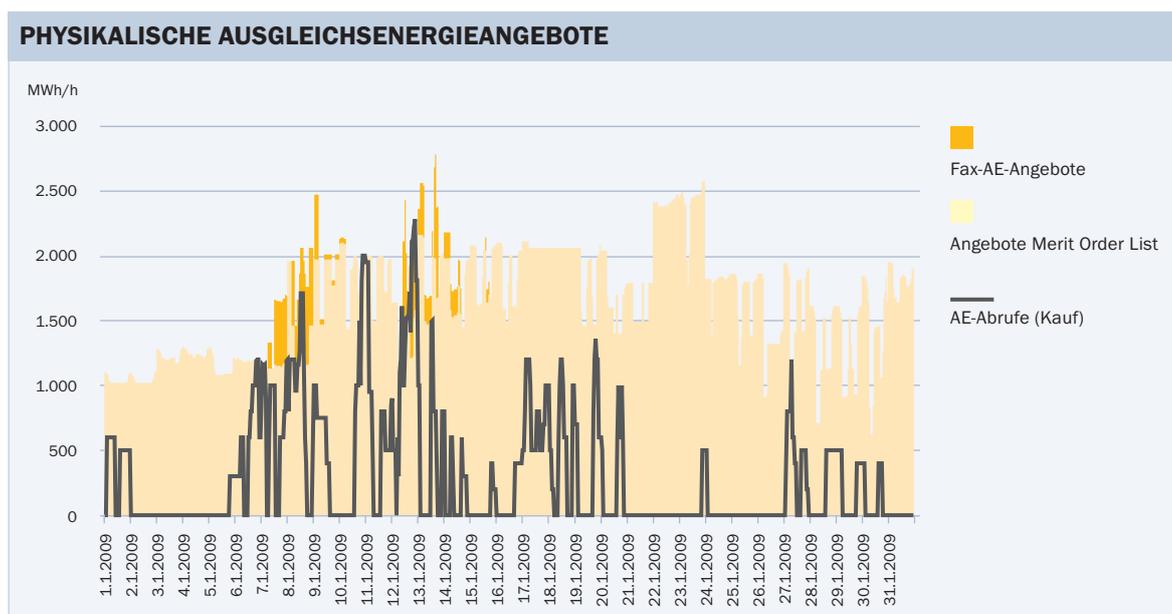


Abbildung 82: Physikalische Ausgleichsenergieangebote: Lieferangebote vs. Abrufe durch den RZF

Quelle: AGCS

Maßnahmen der Energie-Control GmbH zur Verbesserung der Krisenvorsorge

Die Energie-Control GmbH hat im Jahr 2009 ihre vorbereitenden Maßnahmen für den Krisenfall sowie das Monitoring der Versorgungssituation intensiv fortgesetzt. Nicht zuletzt die Einkürzungen der Gaslieferungen im Jänner 2009 zeigen, wie bedeutsam diese Tätigkeiten sind.

**Erweiterung der
Vorschau und des
Monitorings war
notwendig**

Auf Basis der Erfahrungen im Jänner 2009 war es erforderlich, die Vorschau und das Monitoring zu erweitern. Die Energie-Control GmbH hat daher die Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung aus 2006 mit 1. Juli 2009 novelliert. Durch die Novelle 2009 soll es insbesondere ermöglicht werden, eine Erweiterung der Meldepflichten nicht erst nach der Erlassung einer Erdgas-Lenkungsmaßnahmen-Verordnung anordnen zu können, sondern bereits dann, wenn eine erhebliche Importeinschränkung von Erdgas bekannt wird. Beträgt die Importeinschränkung mehr als 40%, sind auf Anordnung der Energie-Control GmbH erweiterte Meldepflichten, vor allem von den Fernleitungsunternehmen, den Großabnehmern, den Betreibern von Gaskraftwerken und den Bilanzgruppenverantwortlichen, zu erfüllen. Die Testlieferung der Daten wurde am 18.11.2009 erfolgreich durchgeführt.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der Abläufe und Maßnahmen in Krisenfällen wurden alle wesentlichen Grundlagen und organisatorischen Abläufe zwischen den für die Vorbereitung und Koordinierung sowie für die operative Durchführung von Lenkungsmaßnahmen gemäß Energielenkungsgesetz betrauten Behörden und Marktteilnehmern in einem Handbuch der Krisenvorsorge in der Erdgaswirtschaft beschrieben. Die konkreten Abläufe einer Verbrauchsreduktion bei Großabnehmern (Gaskraftwerke und industrielle Großkunden) im Falle einer „echten“ Gaskrise wurden unter Berücksichtigung der Erfahrungen aus dem Jänner sowie des verbesserten Monitorings von der Energie-Control GmbH überarbeitet und mit den betroffenen Unternehmen erörtert.

Am 3. November 2009 wurde eine Informationsveranstaltung für Großabnehmer abgehalten, in der den Großabnehmern die Krisenabläufe und ihre damit verbundenen Pflichten und Aufgaben näher gebracht wurden.

Auch in diesem Jahr hat die Energie-Control GmbH wieder eine Energielenkungsübung durchgeführt. Schwerpunkt der Übung, die am 1.12.2009 stattgefunden hat, war es, die Umsetzung von möglichen Verbrauchsreduktionen im Falle einer „echten“ Gaskrise bei Großverbrauchern (zwei industrielle Abnehmer und drei Gaskraftwerksbetreiber, unter Beteiligung der AGGM sowie der betroffenen Netzbetreiber) zu beüben.

Durch die umfangreichen Vorbereitungen und Weiterentwicklungen können eventuelle zukünftige Einschränkungen der Erdgasversorgung Österreichs noch besser bewältigt werden.

Public Service

Konzessionen, allgemeine Bedingungen

Der Betrieb eines Verteilnetzes bedarf einer Konzession. Verteilnetzbetreiber, an deren Netz mehr als 100.000 Kunden angeschlossen sind, haben, sofern sie zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, zumindest in ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen zu sein.

Für die Genehmigung sowie für jede Änderung der Allgemeinen Bedingungen für die Betreiber von Verteilernetzen ist die Energie-Control Kommission zuständig. Die Betreiber von Verteilernetzen haben, soweit dies zur Erreichung eines wettbewerbsorientierten Marktes erforderlich ist, auf Verlangen der Energie-Control Kommission Änderungen der Allgemeinen Bedingungen vorzunehmen. Die Genehmigung durch die Energie-Control Kommission ist unter Umständen unter Auflagen oder Bedingungen zu erteilen.

Lieferanten, die Endverbraucher beliefern, sind verpflichtet, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen und Verträge über den Datenaustausch mit dem Verantwortlichen der Bilanzgruppe, deren Mitglieder sie beliefern, dem Netzbetreiber, an dessen Netz der Kunde angeschlossen ist, sowie mit dem zuständigen Bilanzgruppenkoordinator abzuschließen.

Die Allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Strom oder Gas sind vor ihrem Inkrafttreten und vor jeder Änderung bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Anwendung sittenwidriger und gesetzeswidriger Bedingungen kann untersagt werden.

Labeling

Die Kennzeichnung des Strommixes auf der Stromrechnung hat nach einer prozentmäßigen Aufschlüsselung auf Basis der an Endverbraucher gelieferten elektrischen Energie (kWh) zu erfolgen. Die Kennzeichnung ist dabei deutlich lesbar darzustellen.

Die Nachweise müssen von einem unabhängigen Prüfer bestätigt werden und Angaben zu den Primärenergieträgern, mit denen die elektrische Energie erzeugt worden ist, zu Ort und Zeitraum der Erzeugung sowie über Namen und Anschrift des Erzeugers enthalten.

Annex A

Wenn über den Preis für elektrische Energie oder Gas gemeinsam mit dem Systemnutzungsentgelt informiert wird, diese gemeinsam beworben oder der Abschluss eines gemeinsamen Vertrages angeboten wird oder ein solcher abgerechnet werden soll, sind die Komponenten für die Netznutzung, die Zuschläge für Steuern und Abgaben und der Preis für die Energie in transparenter Weise getrennt auszuweisen.

Der Energiepreis, der für die einzelne Kilowattstunde zu bezahlen ist, ist auf Rechnungen und in Allgemeinen Geschäftsbedingungen bzw. Verträgen auszuweisen.

Preisänderungen und Änderungen der Allgemeinen Geschäftsbedingungen sind dem Kunden stets schriftlich und rechtzeitig mitzuteilen. Widerspricht der Kunde einer angekündigten Vertragsänderung, so endet der Vertrag erst nach einer dreimonatigen Kündigungsfrist zum Monatsletzten. Damit ist sichergestellt, dass der Kunde ausreichend Zeit hat, um sich einen neuen Lieferanten zu suchen. Bis der Wechsel durchgeführt wurde, wird der Kunde zu den bisherigen Preisen beliefert.

Die Allgemeinen Bedingungen für die Belieferung mit Gas oder Strom haben weiters folgende Mindestinhalte aufzuweisen:

- > Name und Anschrift des Versorgers,
- > erbrachte Leistungen und angebotene Qualität,
- > den voraussichtlichen Zeitpunkt für den Beginn der Belieferung,
- > den Energiepreis in Cent pro kWh inklusive etwaiger Zuschläge und Abgaben,
- > Vertragsdauer, Bedingungen für eine Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses,
- > Vorhandensein eines Rücktrittsrechts,
- > etwaige Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der vertraglich vereinbarten Leistungsqualität,
- > Hinweis auf die zur Verfügung stehenden Beschwerdemöglichkeiten,
- > die Bedingungen, zu denen eine Versorgung in letzter Instanz (Grundversorgung) erfolgt.

Im Sinne der Transparenz sind auf Rechnungen folgende Informationen anzugeben:

- > die Zählerstände, die für die Abrechnung herangezogen wurden,
- > die Art der Zählerstandsermittlung (Ableseung durch den Netzbetreiber, Selbstablesung oder rechnerische Ermittlung),
- > der Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum je Tarifzeit,
- > die Zählpunktsbezeichnung,
- > die Zuordnung der Kundenanlage zu den Netzebenen,
- > das vereinbarte bzw. erworbene Ausmaß für die Inanspruchnahme des Netzes in Kilowatt bei Strom bzw. Kilowattstunden bei Gas.

Im Strombereich haben Versorger und Netzbetreiber vor Abschluss des Vertrages die Kunden über die wesentlichen Vertragsinhalte zu informieren. Zu diesem Zweck ist dem Kunden ein Informationsblatt auszuhändigen.

Im Rahmen der Wettbewerbsinitiative Gas konnte die Zusage der Branche erreicht werden, Gaskunden jährlich ein Informationsblatt zuzusenden, das über generelle Vertragsstrukturen und die Möglichkeit, den Lieferanten zu wechseln, informiert.

Versorger letzter Instanz

Durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 wurde erstmals in Österreich ein Versorger letzter Instanz vorgesehen, der die Versorgung von Haushaltskunden mit elektrischer Energie sicherstellen soll.

Bemerkenswert ist die Tatsache, dass jeder Stromlieferant, der Haushaltskunden beliefert, ein Versorger letzter Instanz ist und zu den geltenden Allgemeinen Geschäftsbedingungen und zu einem zu veröffentlichen Tarif Interessenten zu versorgen hat.

Die nähere Ausgestaltung hinsichtlich der Zumutbarkeit einer Grundversorgung für die Lieferanten und der Gestaltung der Tarife hat jedoch durch entsprechende Ausführungsgesetze der Länder zu erfolgen. Mit Mai 2009 haben alle Bundesländer diese Bestimmung des EIWOG in Landesausführungsgesetzen umgesetzt.

Diese Ausführungsgesetze sehen teilweise vor, dass der „erhöhte Administrationsaufwand“ für diese Kunden durch einen Aufschlag auf den Energiepreis berücksichtigt werden kann.

Soweit ersichtlich, haben die Lieferanten bislang von dieser Möglichkeit jedoch keinen Gebrauch gemacht. Weiters können Sicherheitsleistungen oder Vorauszahlungen von Kunden, die die Versorgung in letzter Instanz in Anspruch nehmen wollen, verlangt werden. Eine Abschaltung ist ebenfalls möglich, sofern der Kunde beispielsweise trotz mehrmaliger Zahlungsaufforderung nicht zahlt.

Daten über die Anzahl der Kunden, die diese Versorgung in letzter Instanz in Anspruch nehmen, liegen nicht vor. Es darf jedoch davon ausgegangen werden, dass dies kaum der Fall sein dürfte.

Vulnerable customers

In Österreich gibt es keine regulierten Energiepreise. Allerdings gibt es einige nicht preisabhängige Unterstützungsmaßnahmen für verschiedene Konsumentengruppen, die in der alleinigen Verantwortung der österreichischen Bundesregierung und der Landesregierungen liegen.

Ein grundsätzliches Prinzip des österreichischen Sozialsystems ist die zielgerichtete und effiziente Hilfe und Unterstützung für diejenigen, die diese Hilfe benötigen, während gleichzeitig Missbrauch verhindert werden soll.

Abschaltungen

Zu den Systemen, die in Österreich Kunden vor Abschaltungen schützen, gehören sowohl Mechanismen, die aufgrund rechtlicher Bestimmungen einzuhalten sind, als auch verschiedene Selbstverpflichtungen von Anbietern.

In den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (ANB), die von der Energie-Control-Kommission genehmigt werden, ist verankert, dass mindestens eine schriftliche Mahnung bzw. Ankündigung der Abschaltung zu erfolgen hat, bevor der Kunde – aus welchem Grund auch immer – von Netz bzw. Versorgung getrennt werden kann.

Eine weitere Maßnahme zum Schutz vor Abschaltungen ist die Möglichkeit von Ratenzahlungsvereinbarungen, die, soweit ersichtlich, alle Unternehmen jenen Kunden anbieten, die in Zahlungsrückstand zu geraten drohen bzw. bereits sind. Zusätzlich bietet eine Reihe von Unternehmen die Installation eines Prepaymentzählers. Im Rahmen der SNT-VO 2010 konnten erstmals klare Regelungen zu den Nebenkosten von Prepaymentzählern geschaffen werden.

Der Regulierungsbehörde liegen allerdings keine Daten zur Anzahl von Abschaltungen aus welchen Gründen auch immer vor.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	Seite
Abbildung 1: Veränderung des Gesamt-Verbraucherpreisindex (VPI) im Vergleich zu Veränderungen des VPI Strom und VPI Gas, Vergleich zu Vorjahres-Monatswerten, Index 2000 = 100	5
Abbildung 2: Schematische Darstellung der technisch installierten grenzüberschreitenden Kapazitäten im Übertragungsnetz (2009)	11
Abbildung 3: Entwicklung der Netznutzungstarife Strom für Gesamt-Österreich in Cent/kWh	17
Abbildung 4: Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG, in Euro	19
Abbildung 5: Erzeugung elektrischer Energie in Österreich nach Energieträgern 2009	22
Abbildung 6: Unterstützte Ökostrommengen von 2002 bis 2009 nach Technologien	23
Abbildung 7: Entwicklung der Stromimporte und -exporte seit 1990	24
Abbildung 8: Physikalische Im- und Exporte 2009	25
Abbildung 9: Stromaufbringung und -verwendung 2009	25
Abbildung 10: Entwicklung der Großhandelspreise Strom 2009	27
Abbildung 11: Entwicklung der Handelsvolumina an der EXAA in MWh	28
Abbildung 12: Gehandelte Strommengen und Marktanteile an den europäischen Strombörsen 2009	29
Abbildung 13: Stromgroßhandelspreis und Preise von Primärenergieträgern 2009	29
Abbildung 14: Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen	31
Abbildung 15: Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden (nicht leistungsgemessene Kunden) – CR 3 und CR 5	32
Abbildung 16: Einsparungspotenzial für Haushaltskunden (3.500 kWh Jahresverbrauch) in Euro pro Jahr beim Wechsel vom lokalen zum günstigsten Anbieter, Mai 2010, abzüglich allgemeiner Rabatte beim lokalen Anbieter, gesamt Rabatte beim günstigsten Anbieter	35
Abbildung 17: Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte	36
Abbildung 18: Wechselraten nach Netzbereichen 2009	36
Abbildung 19: Entwicklung des Strom-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2001 = 100)	37
Abbildung 20: Verteilung der Haushaltspreise Cent/kWh	38
Abbildung 21: Verteilung der Preise für Gewerbekunden in Cent/kWh	39
Abbildung 22: 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	40
Abbildung 23: Mehraufwendungen für Ökoenergie (Stand: Mai 2010)	41
Abbildung 24: Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2.500–5.000 kWh Jahresverbrauch), zweites Halbjahr 2009	41
Abbildung 25: Strompreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich, Jän 2006 = 100	42
Abbildung 26: Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte (HEPI), ohne Steuern	42
Abbildung 27: Industriestrompreisentwicklung 2003 bis 2010 < 4.500 Volllaststunden	43
Abbildung 28: Industriestrompreisentwicklung 2003 bis 2010 > 4.500 Volllaststunden	44
Abbildung 29: Strompreise für Gewerbekunden in der EU, Jän 2009 und 2010; inkl. aller Steuern und Abgaben, 20–500 MWh Jahresverbrauch	44
Abbildung 30: Entwicklung der Strompreise für Gewerbekunden in der EU, inkl. aller Steuern und Abgaben, 20–500 MWh Jahresverbrauch, Jänner 2006 = 100	45
Abbildung 31: Beschaffungsszenarien	46

	Seite
Abbildung 32: Rohmargenentwicklung 2009	47
Abbildung 33: Umsatzentwicklung nach Unternehmensbereich in Mio. Euro	48
Abbildung 34: Umsatzanteile nach Unternehmensbereich (%)	49
Abbildung 35: Jahresüberschuss, EBIT und Gesamtumsatz	50
Abbildung 36: Jährliche Entwicklung von Umsatz, EBIT und Jahresüberschuss (%)	50
Abbildung 37: Veränderung des Umsatzes, des EBIT und des Jahresüberschusses – Basisjahr = 2001 (%)	51
Abbildung 38: Finanzerfolg 2001 bis 2009 in Tausend Euro	51
Abbildung 39: Beteiligungsergebnis 2001 bis 2009 in Tausend Euro	52
Abbildung 40: Physische Gasflüsse im Jahr 2009	55
Abbildung 41: Entwicklung der CEGH OTC-Preise im Vergleich zu den deutschen OTC-Preisen	56
Abbildung 42: Historische Auslastung der TAG am Ausspeisepunkt Arnoldstein/Tarvisio	57
Abbildung 43: Historische Auslastung der HAG	58
Abbildung 44: Fernleitungsnetz in Österreich (Transit- und Regelzone Ost)	60
Abbildung 45: Veröffentlichte Speicherpreise für Standard Bundled Units, Ein-Jahresvertrag, Stand Mai 2010	65
Abbildung 46: Preisentwicklung auf dem Ausgleichsenergiemarkt (Cent/kWh), April 2009 kein Kauf von Ausgleichsenergie, daher keine Kaufpreise	73
Abbildung 47: Ausgleichsenergiemengen (GWh) 2008 und 2009	74
Abbildung 48: Erdgasangebot und Nachfrage in Österreich, 2009	77
Abbildung 49: Entwicklung der Marktanteile der Exportländer nach Österreich, 2002 bis 2009	79
Abbildung 50: Entwicklung des Erdgasimportpreises, strichliert: Prognose E-Control	81
Abbildung 51: Gashandelsplätze (OTC und Börsen) in Westeuropa	82
Abbildung 52: Handelspunkte (Title Transfer Points) am CEGH	83
Abbildung 53: Marktkonzentration am CEGH	86
Abbildung 54: Preisentwicklung für OTC-Preise Day ahead am CEGH und dem niederländischen TTF im Jahr 2009	87
Abbildung 55: Preisentwicklung für OTC-Preise Day ahead am CEGH, NCG und dem niederländischen TTF im ersten Halbjahr 2010	87
Abbildung 56: Preisentwicklung an den Börsen 1. Halbjahr 2010	88
Abbildung 57: Entwicklung des Handelsplatzes Hub Baumgarten, 2009/2010	90
Abbildung 58: Entwicklung der Title Transfer Mengen am TTF, NCG, Zeebrugge Hub und CEGH, 2009 und 1. Quartal 2010	91
Abbildung 59: Entwicklung des Börsehandels am CEGH EX in den ersten 8 Monaten	91
Abbildung 60: Anteil des Börsehandels für Day-ahead-Produkte am gesamten Handelsvolumen an den Hubs	92
Abbildung 61: Entwicklung des Bid-Offer-Spreads (OTC, Day ahead) am CEGH, TTF und NCG	93
Abbildung 62: Öffentlicher Anteil an österreichischen Gasunternehmen	96
Abbildung 63: Lieferantenwechsel auf dem Gasmarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte, 2003 – 2009	100
Abbildung 64: Wechselraten nach Netzbereichen 2009	101
Abbildung 65: Entwicklung des Erdgasimportpreises und Gas-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2002 = 100)	101
Abbildung 66: Preisvergleich lokaler Anbieter versus günstigster Anbieter, 15.000 kWh, Mai 2010	102
Abbildung 67: Einsparungspotenzial für Haushaltskunden (15.000 kWh Jahresverbrauch) in Euro pro Jahr beim Wechsel vom lokalen zum günstigsten Anbieter, Mai 2010, abzgl. allgemeiner Rabatte beim lokalen Anbieter, gesamter Rabatte bei günstigstem Anbieter	103

	Seite
Abbildung 68: Haushaltsgaspreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2009, in Cent/kWh	103
Abbildung 69: Entwicklung der Haushaltspreise in ausgewählten Ländern der EU sowie im Durchschnitt, in Cent/kWh, inklusive aller Steuern und Abgaben	104
Abbildung 70: Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte (HEPI), für Gas ohne Steuern	104
Abbildung 71: Entwicklung der Haushaltspreisindices in Wien, Amsterdam und Berlin, Berechnung mit den Basiswerten der HEPI-Berechnung	105
Abbildung 72: Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen	107
Abbildung 73: Rohmargenentwicklung Gas	109
Abbildung 74: Beteiligungen in der österreichischen Strom- und Gaswirtschaft	112
Abbildung 75: Kraftwerkspark in Österreich – Engpassleistung und Erzeugung	115
Abbildung 76: Entwicklung der Jahreshöchstlast (Leistungsmaxima an den 3. Mittwochen im Monat ohne Verbrauch für Pumpspeicherung) in Österreich	116
Abbildung 77: Entwicklung der Jahreshöchstlast der Erzeugung in Österreich	117
Abbildung 78: Prognostizierte Kraftwerksleistung in Österreich für das Jahr 2018	118
Abbildung 79: Erdgasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2008 und 2009	120
Abbildung 80: Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost	122
Abbildung 81: Reverse Flow Projekte in Zentraleuropa	123
Abbildung 82: Physikalische Ausgleichsenergieangebote: Lieferangebote vs. Abrufe durch den RZF	127
TABELLENVERZEICHNIS	
Tabelle 1: Bilanz der Stromwirtschaft für 2009	4
Tabelle 2: Bilanz der Gaswirtschaft für 2009	5
Tabelle 3: Übersicht über die Systemlängen des österreichischen Übertragungsnetzes, Stand August 2010	15
Tabelle 4: Preisveränderungen der Stromlieferanten	33
Tabelle 5: Strompreisentwicklung nach Verbrauchergruppen (Lastprofilen), Jänner 2008=100, Anmerkung: Jänner 2008 bedeutet: Durchschnittspreis für das zweite Halbjahr 2007	38
Tabelle 6: Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung – 1. Halbjahr 2010 in Cent/kWh	43
Tabelle 7: Speicherkapazitäten in Österreich 2009	62
Tabelle 8: Bilanz der Gaswirtschaft für 2009	76
Tabelle 9: Erdgasproduktion in Österreich 2009	77
Tabelle 10: Preisveränderungen der österreichischen Gasanbieter für Haushaltskunden 2009	98
Tabelle 11: Entwicklung der Gaspreise für nicht lastganggemessene Gaskunden von Juli 2008 bis Januar 2010, Anmerkung: Juli 2008 bedeutet: Durchschnittspreis für das erste Halbjahr 2008	102
Tabelle 12: Preisentwicklung für Industriekunden 2009/2010	106
Tabelle 13: Übersicht Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit	106
Tabelle 14: Leistungen von Wärmekraftwerken mit/ohne Kraft-Wärme-Kopplung, Kalenderjahr 2008	115
Tabelle 15: Naturgasproduktion in Österreich 2009	121
Tabelle 16: Physikalische Importe und Exporte 2009	121
Tabelle 17: Liefereinschränkung an den Einspeisepunkten und Tagesspitzenbedarf der Regelzone Ost während des Lieferausfalls	126



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: Blaupapier GmbH

Druck: Druckerei Hans Jentsch & Co 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.
