



E-CONTROL

10 JAHRE

ENERGIEMARKT-LIBERALISIERUNG

Ein Geburtstag,
von dem alle profitieren.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
-------------------	---

Chronologie der Liberalisierung	16
EUROPÄISCHER RECHTSRAHMEN	16
> Grundsätze	16
> Historische Entwicklung	17
> Eckpfeiler des Europäischen Energiebinnenmarktes	18
> Ausblick	21
DIE ENTWICKLUNG DER LETZTEN ZEHN JAHRE	22
> Die Marktregeln	22
> Elektrizitätsmarkt	23
> Erdgasmarkt	26
> Entwicklung der Netztarifregulierung für den Strom- und Gasbereich	29
> Regulierung der Stromnetze	30
> Anreizregulierung der Stromverteilernetze	36
> Regulierung der Gasnetze	43

Maßgebliche Veränderungen	48
ENTWICKLUNGEN DER GROSSHANDELSMÄRKTE UND DER BESCHAFFUNGSSEITE	48
> Struktur des Großhandelsmarktes für Strom	48
> Marktstruktur in der Erzeugung	49
> Marktstruktur im Stromhandel	52
> Regel- und Ausgleichsenergie Strom – Ein Markt mit eigener Struktur	53
> Struktur des Groß- und Zwischenhandelsmarktes Gas	56
> Veränderungen im österreichischen Großhandel	57
> Märkte für Zusatzleistungen: Ausgleichsenergie- und Speichermarkt	64
> Zwischenhandel auf der 3. Stufe: Markt für lokale Weiterverteiler	71
MASSGEBLICHE VERÄNDERUNGEN AUF DEN ENDKUNDENMÄRKTEN	73
> Eigentümerstruktur und Integrationsgrad	73
> Entwicklung der Struktur Endkundenmärkte Strom	77
> Entwicklung der Struktur Endkundenmärkte Gas	79
ENTFLECHTUNG	81

Liberalisierungseffekte	86
LIBERALISIERUNGSEFFEKTE GROSSHANDEL	87
> Großhandel Strom	87
> Übertragungsnetzbetreiber im Umbruch	99
> Auswirkungen der Einspeisung von erneuerbaren Energien	101
> Ausgleichs- und Regelenergie	105
> Großhandel Gas	108
> Zugang zu Flexibilität als wesentlicher Wettbewerbsfaktor	120
LIBERALISIERUNGSEFFEKTE ENDKUNDEN	127
> Liberalisierungseffekte am Endkundenmarkt – Strom	131
> Liberalisierungseffekte im Endkundenmarkt – Gas	133
> Wechselverhalten im Endkundenmarkt	136
DIE SERVICES DER E-CONTROL	142
> Die E-Control im World Wide Web	142
> Die Streitschlichtungsstelle der E-Control	145
> Die E-Control-Hotline	145
EFFEKTE AUF DIE UNTERNEHMEN	149
> Konzernentwicklung	149
> Stromnetzbetreiber	152
> Gasnetzbetreiber	154
VOLKSWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE	160
Chancen und Herausforderungen für die nächsten zehn Jahre	162

Executive Summary

Eine Erfolgsgeschichte in Kurzform.

Die Voll liberalisierung des Strommarktes feiert im Oktober 2011 ihren 10. Jahrestag. Grund genug, um einen kritischen Rückblick auf die letzten zehn Jahre zu werfen und um einen Ausblick auf die nächsten Jahre zu wagen.

Im Zuge des Beitritts Österreichs zur Europäischen Union (EU) war die Entscheidung zur Liberalisierung eine Konsequenz des 1. Energie-Binnenmarktpakets der EU. Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte war ursprünglich als Beitrag zur Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie gegenüber Japan und den USA und zur Herstellung fairer Wettbewerbsbedingungen innerhalb der EU gedacht – zu diesen zwei Hauptzielen waren freilich Versorgungssicherheit und -qualität der Energieversorgung auch im Fokus des Liberalisierungsprozesses.

Auf die ersten Liberalisierungsrechtsakte 1997 bzw. 1998¹ folgten in den Jahren 2003 bis 2005 zwei weitere Richtlinien den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt betreffend sowie Verordnungen über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Strom- und Gashandel². 2009 wurde schließlich das dritte Liberalisierungspaket erlassen, das zusätzlich zu den Änderungen der bereits bestehenden Rechtsakte per Verordnung die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gründete³. Gleichzeitig mit der Anzahl der Energiebinnenmarktrechtsakte stiegen sowohl Regulierungsgrad als auch -tiefe der einzelnen Themengebiete. In den Liberalisierungsrechtsakten der Europäischen Union haben sich vier wesentliche Elemente der Regulierung des Europäischen Energiebinnenmarktes herausgebildet: (1) Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen, (2) Netzzugang für Dritte, (3) grenzüberschreitender Handel und (4) ein institutionelles Netzwerk von Regulierungs- und Kontrollinstanzen.

¹ Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und Richtlinie 98/30/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.

² Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, Verordnung (EG) 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und Verordnung (EG) 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen.

³ Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Verordnung (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1228/2003, Verordnung (EG) 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1775/2005 und Verordnung 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.



Die Energie in Österreich ist frei: 10 Jahre Liberalisierung.

Spiegelbildlich entwickelte sich auf Grund der Verpflichtungen, die als EU-Mitglied zu beachten sind, auch der Energiemarkt in Österreich, wobei bereits das erste Energieliberalisierungsgesetz⁴ weit über die europarechtlichen Vorgaben der ersten Energiebinnenmarkttrichtlinie hinausging. Die Öffnung des Energiemarktes wurde in Österreich schneller umgesetzt, als dies durch die europäischen Richtlinien vorgesehen war. Die vollständige Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes zum 1. Oktober 2001 ermöglicht allen Stromkunden die freie Wahl ihres Lieferanten; Gaskunden konnten ein Jahr später, am 1. Oktober 2002, ihren Lieferanten frei wählen. Die meisten Bestimmungen des europäischen Regelwerks wurden im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz bzw. dem Gaswirtschaftsgesetz umgesetzt. In einigen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft werden auf Bundesebene aufgrund kompetenzrechtlicher Vorgaben nur Grundsatzbestimmungen erlassen, die von den Bundesländern in ihren relevanten Gesetzen ausgestaltet werden.

Im Zuge dieser geänderten Rahmenbedingungen wurde die Überwachung des Strom- und Gasmarktes der Energie-Control übertragen (Energie-Regulierungsbehördengesetz 2000). Damit hat die Behörde sowohl die Funktion des Marktes und somit des Wettbewerbsbereichs zu beobachten als auch den Bereich des natürlichen Monopols (Netzbereich) zu überwachen.

Die Erfahrungen der Regulierung in den vergangenen zehn Jahren seit Beginn der Liberalisierung (bzw. neun Jahren bei Erdgas) sind im Wesentlichen positiv. Die gesteckten Ziele einer erhöhten Effizienz in der Energieversorgung, besserer Dienstleistungen für die Endkunden und eines fairen Anteils der Endkunden an den Liberalisierungsgewinnen wurden größtenteils erreicht.

Maßgeblicher Bestandteil und Basisaufgabe der Regulierungsbehörde ist die Regulierung der Strom- und Gasnetze. Eine effiziente Netzregulierung ermöglicht Einsparungen bei den Netztarifen bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

In den letzten zehn Jahren konnten die Netztarife deutlich gesenkt werden. Doch die Zielsetzung der E-Control im Rahmen der Netzregulierung umfasst(e) noch andere, wesentliche Punkte. So steht neben einer Effizienzsteigerung bei den Netzbetreibern und Kosteneinsparungen für die Konsumenten auch die Schaffung eines verlässlichen Systems im Vordergrund, das Investitionen ermöglicht und ein Klima der Planungssicherheit begünstigt. Dazu wurden sowohl für die Strom- als auch die Gasverteilnetze langfristige Regulierungsregime implementiert. Im Gasbereich wird es durch die Umsetzung des 3. Pakets und der damit verbundenen Einführung des Entry-Exit-Systems für Übertragungsnetze zu einer Änderung bei der Systematik der Gastariffestsetzung kommen.

⁴ BGBl. I Nr. 121/2000

Insgesamt wurden die Netzkosten sowohl im Strom- als auch Gasbereich seit Beginn der Liberalisierung bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit massiv gesenkt. Für die Netzkunden ist es so zu Einsparungen bei den Netztarifen von rund 640 Millionen EUR gekommen.

Strukturelle Veränderungen in den letzten zehn Jahren

Die österreichische Strom- und Gaswirtschaft ist geprägt durch den hohen Anteil öffentlichen Eigentums und starker vertikaler und horizontaler Verflechtungen untereinander. Der Großteil der Unternehmen ist direkt oder indirekt an anderen Marktteilnehmern eigentumsrechtlich beteiligt. Ein wesentlicher Wandel der Beteiligung der öffentlichen Hand und eine Verminderung der eigentumsrechtlichen Verflechtungen waren in den letzten zehn Jahren nicht zu beobachten.

Veränderungen gab es in den Lieferbeziehungen der einzelnen Marktakteure vor allem auf der Großhandelsebene, die als Beschaffungsseite wesentlich Einfluss auf die Wettbewerbsmöglichkeiten im Endkundenmarkt hat.

Die Entwicklung **eines** Großhandelsmarktes für Strom stellt eine der maßgeblichen und entscheidenden Veränderungen in den letzten zehn Jahren dar. Zu den wichtigsten Energiehandelsbörsen in Zentraleuropa haben sich die EPEX Spot/EEX, die APX-ENDEX und Nordpool entwickelt. In Österreich gibt es mit der EXAA ebenfalls eine Spotbörse für Strom und CO₂. War die Börsenlandschaft in Europa zu Anfang der Liberalisierung noch recht heterogen, hat im Laufe der Zeit eine gewisse Konsolidierung stattgefunden. Einer der Vorteile des Börsehandels gegenüber dem OTC-Handel ist für Marktteilnehmer die Minimierung des Counterparty-Risikos, also das Risiko, dass der Handelspartner das Geschäft trotz Vertragsabschlusses nicht erfüllen kann. Marktteilnehmer sind neben der Energiebranche auch Banken, Finanzhäuser oder große Industrieunternehmen. Darüber hinaus müssen alle Lieferanten, die ihre Nachfrage nicht durch Eigenerzeugung abdecken können, ihren Bedarf am Großhandelsmarkt decken. Reine Händler haben hingegen kein Interesse an der Beschaffung von physischen Mengen, sondern versuchen, Preisschwankungen auszunützen, um so Gewinne zu erwirtschaften.

Auch der Großhandelsmarkt Gas hat in den letzten Jahren einen deutlichen Wandel durchgemacht. Während die Beschaffung auf den kontinentaleuropäischen Märkten Anfang dieses Jahrtausends fast ausschließlich auf der Basis von langfristigen Verträge erfolgte, die strikte Vertragsbestandteile hatten (Mindestabnahmemengen, alleinige Ölpreisbindung, feste Revisionszeiträume), hat die flexible Beschaffung an kurzfristigen Handelsplätzen, sog. Hubs, an Bedeutung gewonnen und damit auch ein Hinterfragen der strikten Vertragsbestandteile der langfristigen Verträge stattgefunden. Zudem hat sich die Anzahl der Akteure auf den Großhandelsmärkten erhöht: Auch kleinere Weiterverteiler und Händler sind



aktiv geworden. Wesentlicher Auslöser für die Veränderungen war ein Überangebot an Gas in 2009, das die Entwicklung von liquiden Handelsplätzen, sog. Hubs, in Europa unterstützt hat. An den Hubs wird – ebenso wie im Stromgroßhandel – OTC und an Börsen gehandelt.

Zusammenschlüsse schränken Wettbewerbsentwicklung in den Endkundenmärkten ein
Zusammenschlüsse haben die Möglichkeiten für die Entfaltung des Wettbewerbs wesentlich beeinflusst: Horizontale Zusammenschlüsse zwischen Endkundenanbietern reduzierten die Zahl der Anbieter deutlich, der erwartete Markteinstieg neuer Anbieter und dadurch eine Zunahme der Wettbewerbsintensität – eine Grundlage für die wettbewerbsrechtliche Genehmigung – ist auf der anderen Seite jedoch ausgeblieben.

Die bisherigen Zusammenschlüsse in Österreich beschränken sich größtenteils auf den Vertriebsbereich und zum Teil auf den Handelsbereich. Die restlichen Unternehmensbereiche (Netz, Erzeugung) sind nicht von den Zusammenschlüssen betroffen.

Zwei Zusammenschlüsse 2001 und 2002 haben die Marktstrukturen im Endkundenmarkt Strom und Gas nachhaltig verändert: der EnergieAllianz-Zusammenschluss in 2001 und der Eongas-Zusammenschluss in 2002.

In der EnergieAllianz haben 2001 Wien Energie GmbH („Wien Energie“), EVN AG („EVN“), Burgenländische Elektrizitätswirtschafts Aktiengesellschaft („BEWAG“), Burgenländische Gaswirtschafts Aktiengesellschaft („BEGAS“), Linz AG für Energie, Telekommunikation, Verkehr und Kommunale Dienste („Linz AG“) sowie in einem zweiten Schritt Energie AG Oberösterreich („EAG“) ihre Aktivitäten in den Bereichen Gas- und Stromvertrieb und Stromhandel zusammengeschlossen.⁵ Zu diesem Zweck wurden zwei durch ein gemeinsames Organ verschränkte Gemeinschaftsunternehmen, die EnergieAllianz Austria GmbH („EAA“) sowie die e&t Energiehandels GmbH („e&t“) gegründet.

Im Stromendkundenmarkt erfolgt der Stromvertrieb seit dem Zusammenschluss einerseits direkt über die EnergieAllianz Austria (EAA) (für Großkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 4 GWh), andererseits weiterhin über die regional (in ihren angestammten Versorgungsgebieten) tätigen sogenannten Landeselektrizitätsgesellschaften (für Privat- und Gewerbekunden). Daneben wurde als „alternativer“ Anbieter für Strom- und Gaskunden die Tochtergesellschaft „switch“ gegründet. Durch diese Konstruktion hat sich bereits zu Beginn der Liberalisierung die Anzahl der (potenziellen) Wettbewerber deutlich reduziert.

Im Gasendkundenmarkt verkauft EnergieAllianz Austria an Endkunden unter 500.000 m³ Jahresverbrauch. In den Netzgebieten der Muttergesellschaften dagegen treten die EAA-Unternehmen nach wie vor mit den eigenen Vertriebsgesellschaften und unterschiedlichen Produkten für Kleinkunden auf. Dieser Zusammenschluss im Gasmarkt ist eine De-fac-

⁵ <http://www.energieallianz.com/konzerninfo.html>; die Energie AG sowie die Linz AG sind mit der Wirkung zum 1. Mai 2006 aus der EnergieAllianz ausgeschieden. Dadurch erfolgte eine Rückübertragung der Anteile der EnergieAllianz an der Energie AG an das Land Oberösterreich.

to-Demarkation der Vertriebsgesellschaften Wienenergie Vertriebs GmbH, EVN Vertriebs GmbH sowie Begas Vertriebs GmbH und hat die Marktkonzentration im Kleinkundenmarkt stark erhöht.

Das Großkundengeschäft (Jahresverbrauch mehr als 500.000 m³) und ihre Gasbeschaffung haben die EAA-Unternehmen mit dem Eongas-Zusammenschluss 2002 an Eongas ausgelagert. Anteilseigner der Eongas⁶ sind OMV zu mehr als 50 % (direkt und indirekt), die EAA-Unternehmen und über die EGBV auch die OÖFG.

Wesentliches Wettbewerbsproblem bei dem Eongas-Zusammenschluss ist die Beteiligung der OMV, die in allen Stufen der Wertschöpfungskette tätig ist und daher die Kosten der Wettbewerber der Eongas beeinflussen kann⁷ sowie die langfristigen Verträge auf der Absatzseite, mit den lokalen Weiterverteilern, die zum Teil auch Gesellschafter der Eongas sind. Dadurch ist ein Markt mit einem Absatzpotenzial von ca. 2 Mrd. m³ vom Wettbewerb ausgeschlossen. Die Marktkonzentration im Industriekundensegment ist auch deutlich gestiegen, jedoch hat sich gezeigt, dass einige neue Anbieter in den Markt gekommen sind, wie z. B. Wingas, CEOG oder Shell, und sich der Wettbewerb aufgrund der Verbesserungen auf der Beschaffungsseite trotzdem entwickeln konnte.

Die Marktkonzentration im Endkundenmarkt hat sich seit Beginn der Liberalisierung und nach den Zusammenschlüssen nicht wesentlich verringert und ist im Gas- wie im Strommarkt oberhalb der kritischen Grenze. In den Strom- und Gasgroßkundenmärkten ist eine größere Wettbewerbsdynamik als in Kleinkundenmärkten festzustellen: Neue Anbieter sind im Wesentlichen in diesem Markt zu verzeichnen.

BILANZ DER LIBERALISIERUNG

Auf den Großhandelsmärkten hat sich trotz struktureller Mängel wie der Marktkonzentration im Bereich der Stromerzeugung oder Gasproduktion zumindest in Teilbereichen ein liquider Markt entwickelt; auch im Gasbereich, traditionell von langfristigen ölpreisindizierten Verträgen dominiert, ist dies zunehmend der Fall. Andererseits hat gerade dieser Zuwachs an Handelsaktivität dafür gesorgt, dass bestehende Handelsbarrieren wie zum Beispiel die mangelnde Harmonisierung bei der Vergabe von Transportkapazitäten (Gas) oder Grenzkapazitäten (Strom) umso stärker in den Vordergrund treten. Ebenso wurde erst durch den Erfolg der Börsen und Handelsplätze und die verstärkte Europäisierung im Energiehandel die Notwendigkeit erkannt, einheitliche Regeln einzuführen, welche einen transparenten und fairen Großhandelsmarkt schaffen; ein Prozess, der in vielerlei Hinsicht noch am Beginn steht.

⁶ Vgl. www.eongas.com/austria

⁷ Dies war auch wesentlicher Untersuchungspunkt in der Branchenuntersuchung Gas 2005/2006.



Die vielseitigen, wenn auch nicht in jedem Aspekt unproblematischen Entwicklungen an den Großhandelsmärkten stehen im starken Gegensatz zu der schleppenden Situation an den Endkundenmärkten in Österreich. Die Wechselraten in Österreich sind gering, und vor allem im Kleinkundensegment dominieren die eingesessenen Unternehmen den Markt, neue Anbieter kamen nur in sehr überschaubarem Ausmaß und vor allem im Großkundensegment hinzu. Trotz dieser Bedingungen haben Endkunden durchaus von der Liberalisierung profitiert. Aufgrund der strukturellen Situation wird es aber weiterhin ein zentrales Bestreben sein, durch Transparenz und Information (wie dem Tarifikalkulator der E-Control) besonders die Ausgangslage und Rechte der Kleinkunden zu stärken.

Volkswirtschaftlich gesehen haben sich die Reformen positiv ausgewirkt. Nach einer umfassenden Analyse und Berechnungen von Kratena (2011)⁸ wäre das Bruttoinlandsprodukt um etwa 1% niedriger, wenn es keine Liberalisierung gegeben hätte. Dies entspricht etwa knapp 3 Mrd. EUR an österreichischer Wertschöpfung (Gewinne und Gehälter), die ohne Liberalisierung nicht erwirtschaftet würden. Die Konsumausgaben wären um knapp 500 Mio. EUR niedriger. Zusätzlich gäbe es um etwa 3.000 Beschäftigte weniger in Österreich. Der Verlust von etwa 5.000 Arbeitskräften in der E-Wirtschaft wird durch den Gewinn von etwa 8.000 Arbeitskräften in anderen Wirtschaftssektoren mehr als kompensiert. Die Effizienzgewinne in der Energiewirtschaft haben also unter dem Strich zu Einkommensgewinnen in Österreich geführt.

Entgegen mancher Befürchtung hat sich auch für die Energieunternehmen die Situation seit 2001 durchaus positiv entwickelt – oftmals durch Expansion und neue Strategien – und so konnte die Wirtschaftlichkeit der Landesversorger und der Verbund AG deutlich gesteigert werden.

Die Stromerzeuger konnten an den Einkommensgewinnen partizipieren: Nachdem einige österreichische Unternehmen zu Beginn der Liberalisierung ihre Altlasten entsorgt hatten (durch Sonderwertberichtigungen vor allem im Strombereich), konnten schon bei relativ niedrigen Preisen Gewinne geschrieben werden. Die seit 2003/2004 ansteigenden Großhandelspreise haben die Gewinnsituation noch verbessert, so sind die Gewinne (EBIT) von 2001 bis 2010 um 126% gestiegen (etwa 1,2 Mrd. EUR) und die Umsätze im etwa gleichen Zeitraum um 130%.

Auch die Endkunden konnten an den Einkommensgewinnen teilhaben: Von 2001 bis 2009 haben sie nach Berechnungen von Kratena (2011)⁹ insgesamt etwa 10 Mrd. EUR geringere Strompreise und um 1,3 Mrd. EUR geringere Gaspreise als in einem Szenario ohne Liberalisierung gezahlt. Waren die Gaspreise im europäischen Vergleich vor der Liberalisierung im obersten Drittel, so liegen sie jetzt im europäischen Mittelfeld.

⁸ Kratena, K. (2011), Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung in Österreich, Mimeo, Wien.

⁹ Kratena, K. (2011), Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung in Österreich, Mimeo, Wien.

LIBERALISIERUNGSEFFEKTE 2001–2009 (MRD. EURO)**Tabelle 1**

Quelle: Kratena 2011, Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung in Österreich, Mimeo, Wien, eigene Berechnungen

	Strom	Gas
Gewerbe	8,90	1,20
Haushalte	1,30	0,08
Summe	10,20	1,28

Die preisliche Situation am Großhandelsmarkt hat sich auch auf den Endkundenmarkt durchgeschlagen. Die Industriepreise (exkl. Steuern) haben sich in diesem Zeitraum ähnlich wie am Großhandelsmarkt verdoppelt, die Haushaltspreise allerdings haben sich (inkl. aller Steuern) vor allem durch den dämpfenden Effekt von Netztarifsenkungen unterproportional erhöht. Festzustellen ist aber, dass sich die Endkundenpreise teilweise unabhängig vom Großhandelsmarkt bewegen. Dies hängt mit dem fehlenden Engagement alternativer Anbieter zusammen, die Zeiten hoher Margen bei eingesessenen Unternehmen oft (zu) wenig nutzen, um Kunden zu akquirieren. Dies kann auch kaum verwundern, wenn man die Verflechtungen und die gemeinsamen Projekte der im Wettbewerb stehenden Unternehmen bedenkt. Der Preis für Haushalts- und Kleingewerbekunden ist somit weiterhin ein „politischer“, er wird nicht ausreichend vom Wettbewerb beschränkt. Ein wesentlicher „Liberalisierungseffekt“ ist daher für diese Kunden bisher von Netztarifsenkungen ausgegangen.

Ein Teil des Gewinnes für die Endkunden wurde aber durch die Erhöhung der Energieabgabe an den Staat umgeleitet. Bei elektrischer Energie hat dies bei den Haushalten etwa die Hälfte, bei Erdgas etwa zwei Drittel des Liberalisierungsgewinnes betroffen. Insgesamt haben die steuerlichen Maßnahmen (Erhöhung der Energieabgaben für Strom und Gas) anlässlich der Voll liberalisierung etwa 300 Mio. EUR/Jahr von den Endkunden zum Staatshaushalt umgeschichtet.

Österreichs Betriebe und Privatkunden sehen heute jedoch die Energieversorgung in einem ganz anderen Licht als noch zum Start der Liberalisierung. Aus der reinen Versorgung mit einem einheitlichen Produkt ist ein Produktangebot geworden, das unterschiedliche Zielsetzungen wie Risikominimierung oder Zusatzdienstleistungen und -qualitäten verfolgt. Diese Zusatzdienstleistungen, die in den gelieferten Produkten mit enthalten sind, werden bei der rein ökonomischen Betrachtung außer Acht gelassen.



Österreich ganz ohne Pleiten, Pech und Pannen: Die schrittweise Einführung marktkonformer Regeln.

Die letzten zehn Jahre waren vom Versuch geprägt, ein effizientes Regulierungssystem in Österreich und in der Europäischen Union aufzubauen. Historische Besitzstände wurden dabei verändert, die regulierte Branche der Strom- und Gaswirtschaft musste die bisherige Form der Kooperation zwischen den Unternehmen durch den Wettbewerb um Kunden und Deckungsbeiträge ersetzen.

Österreich hat in weiten Teilen durchaus eine gute Figur gemacht. Das Aufsetzen der Marktregeln und die Implementierung in den Unternehmen konnten rechtzeitig erfolgen, um allen österreichischen Haushalten den Zugang zum liberalisierten Markt zu gewährleisten. Anders als in vielen anderen Mitgliedstaaten erfolgte dieser Systemwechsel im Wesentlichen auch ohne Friktionen – mehr noch, Österreich ist das einzige Land, in dem die Vollliberalisierung ohne jegliche technische oder organisatorische Probleme erfolgt ist. Dies wurde aber teilweise damit „erkauft“, dass Marktprozesse zeitlich sehr großzügig ausgelegt wurden und sich auch auf die Netzbetreiber fokussierten. Viele der Diskussionen und Systemänderungen der letzten 10 Jahre sind mit dieser ursprünglichen Entscheidung erklärbar, da sie versuchten, die Prozesse im Sinne des Wettbewerbs und Hand in Hand mit dessen Entwicklung allmählich anzupassen, aber die Netzbetreiber als Hauptakteure dabei nicht immer und unbedingt das größte Interesse an der Veränderung haben. Diese Zentriertheit auf die Netzbetreiber erklärt auch deren besondere Rolle, aber auch die Fokussierung der Regulierungsbehörde auf deren Unabhängigkeit.

Energie muss sich bewegen: Herausforderungen und Tendenzen in den nächsten zehn Jahren beim Umbau der Energieversorgung.

Der Strom- und Gassektor steht wesentlichen Herausforderungen gegenüber. Der Sektor soll in den nächsten zehn Jahren völlig umgebaut werden. Die bisherige Situation nationaler Märkte mit einer relativ zentralen Erzeugung von Energie, die dann zu den Endabnehmern je nach deren Bedarf transportiert wurde, soll Geschichte werden. Wesentliche Umwälzungen zeichnen sich ab:

Stärkere Einbeziehung der Nachfrage

Durch den nächsten Technologieschub bei den Haushalten in Form des Einbaus intelligenter Zählgeräte ergeben sich neue Möglichkeiten zur Steuerung des Energiekonsums und der Teilnahme am Energiemarkt. Darüber hinaus werden die intelligenten Zählgeräte eine Reihe an neuen, heute noch nicht bekannten Energiedienstleistungen ermöglichen.

Kreativitätsschub für Vertriebe

Auch Prozesse in der Energiewirtschaft können durch die intensive Verbreitung der Info-com-Lösungen und der neuen Informationsinfrastruktur (wie z. B. intelligente Zähler, aktive Netzsteuerung auch in Verteilernetzen usw.) effizienter, kostengünstiger und schneller gestaltet werden. Aber vor allem können bisherige Energielieferungen durch eine Vielfalt von Dienstleistungen ergänzt werden, die es dem Konsumenten erlauben, besser auf Marktsituationen zu reagieren, und die es gleichzeitig den Lieferanten ermöglichen, ihr Dienstleistungsangebot wesentlich zu erweitern. Eine der Herausforderungen wird hier regulatorisch sein, dennoch die Vergleichbarkeit der Produkte und Dienstleistungen zu gewährleisten.

Intensivierung des Endkundenwettbewerbs

Der bereits eingeschlagene Weg der „Verselbständigung“ der Verteilernetze führt dazu, dass die bisher genutzten Marketing-Synergien zwischen Netz und Vertrieb weniger wichtig werden. Dies und die Erweiterung der reinen Energieprodukte um Dienstleistungen wird dazu beitragen, dass Kundengewinn und Kundenverlust „normaler“ und damit Wettbewerb intensiver wird.

Konsumenten im Blickpunkt

Das Thema Energieverbrauch wird in den nächsten Jahren zunehmend in den Fokus von Haushaltskunden geraten. Nicht nur die Installation von Smart Meter, sondern auch die Vorgaben, die aus der Energieeffizienzrichtlinie resultieren, werden dazu führen, dass sich die Konsumenten verstärkt mit Strom und Gas auseinandersetzen werden.

Neue Aufgaben für Infrastruktur

Sowohl für Übertragungs- als auch für Verteilernetzbetreiber ergeben sich neue Aufgaben und Herausforderungen. Bei Stromnetzbetreibern sind wesentliche Investitionen – auch in Österreich – notwendig, um die künftig größeren Stromflüsse bewältigen zu können. Für die Verteilernetzbetreiber wird die Umstellung auf intelligente Zähler ein wesentlicher Investitionsfaktor sein.

Bei Erdgas stellt sich die Situation teilweise anders dar. Einerseits müssen die Übertragungsnetze weiter ausgebaut werden, andererseits ist vor allem auch die Flexibilisierung der Netze eine wesentliche Herausforderung. Die Gasverteilernetze werden hingegen mit einem teilweisen Rückbau konfrontiert werden, da der Absatz im derzeit sehr wichtigen Raumwärmebereich zurückgehen wird. Über weitere Zeiträume sinkende Absatzmengen stellen natürlich auch regulatorische Herausforderungen dar. Es ist zu entscheiden, wie etwa damit in der Netztarifizierung umgegangen wird. Gerade bei Erdgas, das in Konkurrenz zu anderen Energieträgern steht, beschleunigen steigende Netztarife die Mengenreduktion, was wieder steigende Netztarife zur Folge hat. Ein Regelkreis, der im Endeffekt Fragen nach sozialer Verträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit gewerblicher Unternehmen bei jenen Kunden aufwirft, die nicht die Möglichkeit haben, andere Energieträger zu verwenden.



Generell gilt: kein Wettbewerb der Leitungsinfrastruktur. Vielmehr muss ein volkswirtschaftliches Optimum angestrebt und „stranded investments“ müssen vermieden werden.

Kosteneffizienz des natürlichen Monopols

Eine Hauptaufgabe der Regulierungsbehörde besteht darin, den kosteneffizienten Betrieb der regulierten Infrastruktur sicherzustellen. In den letzten Jahren wurden bereits erhebliche Effizienzsteigerungen erzielt und die Netzkosten in wesentlichem Maße gesenkt. Obwohl auch in Zukunft weiterhin Effizienzsteigerungen zu erwarten sind, werden diese wohl nicht mehr das Ausmaß der Vergangenheit erreichen. Aufgrund notwendiger Investitionen in die Netzinfrastruktur werden ähnlich hohe Tarifsenkungen in Zukunft wohl eher unwahrscheinlich sein. Im Strombereich ist es bis 2011 zu Netztarifsenkungen im Haushaltsbereich um beinahe 30% gekommen, im Gasnetz wurde der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh Jahresverbrauch) seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um mehr als 4% gesenkt. Aufgrund hoher Investitionen im Hochdrucknetz ist davon auszugehen, dass die Netztarife in den nächsten zehn Jahren leicht steigen werden.

Gegenwärtig ist für die Strom- und Gasverteilernetze jeweils ein mehrjähriges Anreizregulierungsregime implementiert. Bereits in der Vergangenheit wurden Maßnahmen gesetzt, um die mit diesem System inhärent verbundenen Nachteile zu beseitigen. Insbesondere wurden Anreize geschaffen, die angemessene Investitionen in die Netze sicherstellen. Um jedoch die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, erscheinen weitere Anpassungen des Systems erforderlich. So sollten beispielsweise explizite Qualitätsanreize implementiert und somit entsprechende Qualitätskriterien im Rahmen der Tarifiermittlung berücksichtigt werden. Konkret beginnen die nächsten Regulierungsperioden 2013 im Gas- sowie 2014 im Stromverteilernetz. Da im Gegensatz zum Stromverteilernetz im Stromübertragungsnetz nach wie vor jährliche Kostenprüfungen zur Anpassung der Kostenbasis durchgeführt werden, erscheint es sinnvoll, in Zukunft auch hier ein langfristig stabiles Regulierungsregime zu implementieren.

Strom aus Erneuerbaren

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wird in Zukunft ein immer zentralerer Punkt bei der Energieversorgung. Stichworte wie Nachhaltigkeit, die Europäischen Zielsetzungen rund um Klimaschutz und Ausbau von Erneuerbaren sind maßgeblich für eine weitere Forcierung und die Förderung von Grünstromtechnologien. Neben traditionellen Themen wie Ausbauziele und Fördersysteme wird in Zukunft ein Thema immer mehr in den Vordergrund drängen: die dezentrale Energieversorgung. Der Ausbau von kleinen und mittleren Anlagen zur Stromerzeugung generiert auch zusätzlichen Bedarf hinsichtlich Netzinfrastruktur und Systemintegration.

Energieeffizienz

Egal ob die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien, die nachhaltige Energieversorgung, die Zuverlässigkeit und Stabilität der Netzinfrastruktur, die Versorgungssicherheit oder die Reduktion von Treibhausgasemissionen, ein zentraler Ansatz steht dabei immer im Mittelpunkt: die Steigerung der Energieeffizienz. Der effizientere Einsatz von Energie wird in Zukunft das Zünglein an der Waage bei der Realisierung der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen und der nachhaltigen Energieversorgung sein. Die effektive und koordinierte Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen, das Monitoring der Wirksamkeit, die Festlegung von Zielen und die Überprüfung der Einhaltung oder der Einsatz von modernen Mess- und Kommunikationstechnologien sind nur paar Punkte, die in Zukunft eine große Herausforderung an die Verantwortlichen darstellen.

Politisierung der Energie

Schon in der Vergangenheit war die Energieversorgung ein hoch politisches Thema, nicht nur wegen der eigentumsrechtlichen Verschränkung zwischen öffentlicher Hand und Energieunternehmen. Der gewollte Umbau des Energiesystems führt dazu, dass mehr und mehr gesetzliche Eingriffe in die gesamte Wertschöpfungskette erfolgen müssen. Die Aufrechterhaltung eines „fairen“ Wettbewerbs zwischen Marktteilnehmern ist unter solchen Rahmenbedingungen schwerer zu erreichen als in Zeiten geringer Eingriffe. Besonders zeichnet sich die „Politisierung“ im Strom-Großhandelsbereich ab. Der Weg vom freien Markt zu einem „verwalteten“ Markt, in dem nur geringe Energiemengen dem freien Spiel von Angebot und Nachfrage unterworfen sind, scheint hier vorgezeichnet zu sein. Dies hat aber negative Auswirkungen auf Markttiefe, Konzentration und damit Glaubwürdigkeit des Marktes, da die Preismanipulation durch Händler in einem derartigen Umfeld leichter wird als heute.

Zusätzlich wird der angesprochene Umbau auch Preissteigerungen bei den Endkunden mit sich bringen. Obwohl ein Teil dieser Preissteigerungen transparent auf Steigerungen bei Abgaben zurückzuführen sein wird, ist doch auch anzunehmen, dass ein Teil in den reinen Energiekosten (Großhandelspreisen, Ausgleichsenergiekosten) inkludiert sein wird. Dadurch wird es für den Konsumenten schwerer werden, zwischen marktbedingten Preissteigerungen und anderen Kostensteigerungsgründen zu unterscheiden.



Integration von Gas- und Strommärkten

Ein Effekt des Umbaus des Energieversorgungssystems hin zu mehr Erneuerbaren ist, dass Gas als Primärenergieträger in der Stromversorgung eine größere Rolle als bisher spielen wird. Damit hängt die Gasnachfrage, insbesondere angesichts des stagnierenden Absatzes im Raumwärmebereich, mehr als zuvor vom Einsatz der Gaskraftwerke ab. In der künftigen Stromversorgung werden die Gaskraftwerke möglicherweise mehr und mehr, ob nun als Kondensationskraftwerke oder als Kraftwärmekopplungskraftwerke, zur Ausregelung verwendet werden. Deren Einsatz und damit die Gasnachfrage werden daher volatiler werden, was vielfältige Auswirkungen mit sich bringt. Der Anteil der prognostizierbaren Gasmengen wird zurückgehen und damit wird auch die Sinnhaftigkeit langfristiger Bezugsverträge mit festen Bezugsmengen in Frage gestellt werden. Noch weit mehr unter Druck werden aber die ölpreisbezogenen Preisgleitformeln geraten, wie sie heute in vielen Importverträgen üblich sind. Da der Gasabsatz eher vom Verhältnis der kurzfristigen Strom- und Gaspreise abhängen wird, wird die Spotpreisbildung eine größere Rolle als bisher spielen. Dafür ist es notwendig, ausreichend Liquidität für eine vertrauenswürdige Spotpreisbildung zu erhalten, die dann auch Basis für Finanzprodukte sein kann.

Europäisierung der Rahmenbedingungen

Ausgehend von einer früher rein nationalen Energiepolitik wird die Festlegung der Rahmenbedingungen mehr und mehr europäisch werden. Die Energiesystemumstellung bedeutet, dass größere Märkte und leistungsfähigere Netze notwendig sind. Die EU hat durch das 3. Binnenmarktpaket bereits den Grundstein für eine zentrale Ausarbeitung der Regeln im Markt gelegt. ACER (die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren) überwacht die Regelausarbeitung durch die Übertragungsnetzbetreiber und gibt die Zielsetzungen vor.

Es ist allerdings anzunehmen, dass dies nicht das Ende der Entwicklung sein wird. Schon in Kürze wird auch die Überwachung des Energiehandels europäisiert. Der immer größer werdende Anteil geförderter Energie wird wohl dazu führen, dass auch hier der Druck in Richtung einer zentralen Förderpolitik zunehmen wird. Die wesentlichen Mengen an geförderter erneuerbarer Stromerzeugung beeinflusst schon heute die Wirtschaftlichkeit europäischer Erzeuger und in Zukunft auch europäischer Gasmarktteilnehmer. Dies ist einerseits erwünscht, wird andererseits aber wohl dazu führen, dass mehr und mehr Harmonisierungsbestrebungen auf europäischer Ebene aufkommen und noch rascher umzusetzen sein werden.

Chronologie der Liberalisierung

Europäischer Rechtsrahmen

Ein Bericht über das 10-jährige Jubiläum der Liberalisierung des österreichischen Energiemarktes muss notwendigerweise einen Blick auf Entwicklungen auf europäischer Ebene werfen. Denn erst durch den Beitritt Österreichs zur Europäischen Union im Jahr 1995 wurde auch die Verpflichtung übernommen, Liberalisierungsregelungen, die auf europäischer Ebene geschaffen worden waren, im Inland umzusetzen und zu beachten. Die Idee, die den Entwicklungen auf EU-Ebene zugrunde liegt, ist die Verwirklichung eines Europäischen Energiebinnenmarkts, in dem Energie – gleich jeder in der EU erzeugten oder rechtmäßig eingeführten Ware – frei und ohne Hindernisse zirkulieren kann.

GRUNDSÄTZE

Die Grundsätze, die für diesen Energiebinnenmarkt der Europäischen Union definiert wurden, sind Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.

Der Fokus auf Nachhaltigkeit folgt dem allgemeinen Ziel der EU, bei der Durchführung aller ihrer Politiken den Umweltschutz und eine nachhaltige Entwicklung zu fördern. Im Bereich Energie bedeutet das insbesondere die Reduktion von Treibhausgasemissionen. Zu diesem Zweck wird auf europäischer Ebene auf den Einsatz erneuerbarer Energieträger, Energieeffizienz sowie auf Maßnahmen gegen den Klimawandel gesetzt.

Versorgungssicherheit ist im Vergleich zu Nachhaltigkeit sehr viel schwerer innerhalb der Europäischen Union selbst zu erzielen, da die Abhängigkeit der EU von Primärenergieträgern aus Drittländern konstant über 50% liegt. Um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, ist es in erster Linie notwendig, dass Importe von Primärenergieträgern in die EU auch zukünftig in ausreichenden Mengen und geeigneter Qualität sichergestellt werden können. Gleichzeitig sind aber auch die EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, eine stabile Energieversorgung innerhalb des EU-Energiebinnenmarkts zu gewährleisten, indem sie unter anderem funktionierende nationale Märkte aufbauen und erhalten sowie dafür sorgen, dass notwendige Infrastruktur ausgebaut wird.

Im engsten Sinne verfolgt der Energiebinnenmarkt jedoch das Ziel der Wettbewerbsfähigkeit nationaler Märkte bzw. der Förderung des Wettbewerbs auf nationalen Energiemärkten und dem EU-Energiebinnenmarkt in seiner Gesamtheit. Für den Bereich der Liberalisierung sind deshalb auch nur jene Rechtsakte von unmittelbarer Relevanz, die primär die Wettbewerbsfähigkeit des Energiebinnenmarkts betreffen.



HISTORISCHE ENTWICKLUNG

Die Entscheidung zur Liberalisierung in Österreich ist als Teil des Binnenmarktpakets der EU erfolgt. Auch dort war ein derartiger Schritt erst mit den Erfahrungen der Wirtschafts- und Währungskrisen der frühen 90er Jahre möglich geworden. Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte war ursprünglich als Beitrag zur Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie gegenüber Japan und den USA und zur Herstellung fairer Wettbewerbsbedingungen innerhalb der EU gedacht. In Österreich hatte es keine ernst zu nehmenden Diskussionen dazu gegeben. Das alte Regulierungssystem, in dem die Kostenverteilung auf Kundengruppen das Hauptinteresse war, beschäftigte sich kaum mit der Kostenhöhe selbst.¹⁰ Dies mag auch dadurch zu erklären sein, dass einerseits Strom- und Gaskosten lediglich etwa 3% der Ausgaben eines durchschnittlichen Haushalts ausmachen und andererseits die Exponiertheit des Exportsektors in den 90er Jahren erst mit EWR und dem EU-Beitritt 1995 schrittweise anstieg. In der Umsetzung des EU-Rechts in Österreich übte dann 1997/1998 aber die Industrie (Papier-, Chemie-, Maschinen-, Schwerindustrie) einen wesentlichen pro-wettbewerblichen Einfluss aus.

Während die Kommission der Marktkonzentration im Energiebereich zu Beginn mit dem wettbewerbsrechtlichen Regelwerk beizukommen versuchte, stellte sich bald heraus, dass die Besonderheiten dieser leitungsgebundenen Waren nach einem eigenen Regulierungsrahmen verlangen. Man wollte erreichen, dass die Ware Energie ebenso erfolgreich von der Freiheit des Warenverkehrs profitiert wie jedes andere Produkt.

Auf die ersten Liberalisierungsrechtsakte 1996 bzw. 1998¹¹ folgten in den Jahren 2003 bis 2005 zwei weitere Richtlinien den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt betreffend sowie Verordnungen über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Strom- und Gashandel.¹² 2009 wurde schließlich das dritte Liberalisierungspaket erlassen, das zusätzlich zu den Änderungen der bereits bestehenden Rechtsakte per Verordnung die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gründete.¹³ Gleichzeitig mit der Anzahl der Energiebinnenmarktrechtsakte stiegen sowohl Regulierungsgrad als auch -tiefe der einzelnen Themengebiete.

¹⁰ Über die Möglichkeit, „volkswirtschaftlich gerechtfertigte Preise“ festzulegen, war an sich eine Angemessenheitsprüfung möglich. Diese erfolgte allerdings im realpolitischen System nur höchst selten, da über die Eigentümerschaft der Länder an den Landesgesellschaften dies als Eingriff des Bundes in die „Landesautonomie“ gesehen wurde.

¹¹ Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und Richtlinie 98/30/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.

¹² Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, Verordnung (EG) 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und Verordnung (EG) 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen.

¹³ Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Verordnung (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1228/2003, Verordnung (EG) 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1775/2005 und Verordnung 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Verfolgt man die Entwicklung des Energiebinnenmarktes der Europäischen Union, so erkennt man, dass der Rechtsetzungsprozess auf EU-Ebene wellenförmig verläuft. Alle fünf bis sechs Jahre wird ein neues Liberalisierungspaket erlassen, nachdem die Europäische Kommission zuvor festgestellt hat, dass der bisherige Regulierungsrahmen nicht ausreicht.

Die Notwendigkeit, regelmäßige Anpassungen und Novellierungen vorzunehmen, ergab sich aus dem weiter bestehenden Marktversagen. Dieses war einerseits darauf zurückzuführen, dass die Richtlinien von den EU-Mitgliedstaaten unterschiedlich umgesetzt wurden und andererseits Diskriminierungen in Bezug auf Markteintritt, Marktaustritt und Preisgestaltung von Seiten der ehemaligen Monopolunternehmen nicht erfolgreich unterbunden werden konnten. In ihrer Markterhebung aus den Jahren 2005 bis 2007 zeigte die Europäische Kommission auf, dass sich die Marktkonzentration der nationalen Elektrizitäts- und Erdgasmärkte im Vergleich zu der Zeit vor der Liberalisierung nur unwesentlich verbessert hatte. Die Untersuchung belegte auch, dass die angestrebte Integration der Energiemärkte auf EU-Ebene kaum erreicht worden war und dass die Preisgestaltung weiterhin intransparent und ineffizient erfolgte.¹⁴

Spiegelbildlich entwickelte sich auf Grund der Verpflichtungen, die als EU-Mitglied zu beachten sind, auch der Energiemarkt in Österreich, wobei bereits das erste Energie-liberalisierungsgesetz¹⁵ weit über die europarechtlichen Vorgaben der ersten Energiebinnenmarktrichtlinie hinausging. Die vollständige Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes zum 1. Oktober 2001 ermöglicht allen Stromkunden die freie Wahl ihres Lieferanten; Gaskunden konnten bereits ein Jahr später, am 1. Oktober 2002, ihren Lieferanten frei wählen. Die meisten Bestimmungen des europäischen Regelwerks wurden im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz bzw. dem Gaswirtschaftsgesetz umgesetzt. In einigen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft werden auf Bundesebene aufgrund kompetenzrechtlicher Vorgaben nur Grundsatzbestimmungen erlassen, die von den Bundesländern in ihren relevanten Gesetzen ausgestaltet werden.

ECKPFEILER DES EUROPÄISCHEN ENERGIEBINNENMARKTES

In den Liberalisierungsrechtsakten der Europäischen Union haben sich vier wesentliche Elemente der Regulierung des Europäischen Energiebinnenmarktes herausgebildet. So zeichnet sich dieser durch Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen, Netzzugang für Dritte, grenzüberschreitenden Handel und ein institutionelles Netzwerk von Regulierungs- und Kontrollinstanzen aus.

Entflechtung

Die Notwendigkeit, das Instrument der Entflechtung im Bereich des Energiebinnenmarktes anzuwenden, ergibt sich aus den Besonderheiten leitungsgebundener Industrien wie

¹⁴ Mitteilung der Kommission: Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003

¹⁵ BGBl. I Nr. 121/2000



Strom und Gas. Das Unternehmen, dem das Leitungsnetz gehört, hat eine natürliche Monopolstellung, die es – sollte es auch noch andere Tätigkeiten im Bereich der Strom- oder Gasversorgung wahrnehmen – zum Nachteil anderer Marktteilnehmer missbrauchen kann. Um solche Diskriminierungen zu verhindern, sehen die verschiedenen Entflechtungsregime vor, dass in so genannten vertikal integrierten Unternehmen der Netzbetrieb von den Erzeugungs- und Versorgungstätigkeiten durch bestimmte Maßnahmen getrennt wird. Das erste Liberalisierungspaket enthielt nur die Minimalanforderung der buchhalterischen Entflechtung. Dieses Modell verlangt, dass getrennte Konten für Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten in derselben Weise geführt werden, wie dies getan werden müsste, wenn die betreffenden Tätigkeiten von selbständigen Unternehmen ausgeführt werden würden. Das zweite Liberalisierungspaket führte zusätzlich die funktionelle und rechtliche Entflechtung ein, wodurch Netzbetreiber hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen werden sollten. Das dritte Liberalisierungspaket enthält schließlich noch weitere Verschärfungen der Entflechtungsregeln; wobei für Übertragungsnetzbetreiber strengere Vorschriften als für Versorgungsnetzbetreiber gelten. Der österreichische Gesetzgeber hat die österreichische Rechtslage den Entwicklungen auf EU-Ebene in diesem Bereich kontinuierlich angepasst.

Diskriminierungsfreier Netzzugang

Der diskriminierungsfreie Netzzugang Dritter ist ein weiterer Eckpunkt der Liberalisierung der Energiemärkte auf EU-Ebene. Die Notwendigkeit, den Netzzugang gesetzlich zu regeln, ergibt sich erneut durch die Monopolstellung der Netzbetreiber und ihre besonderen Interessen; so würde es für ein vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen natürlich betriebswirtschaftlich Sinn machen, den Netzzugang für andere Lieferanten zu blockieren, um selbst möglichst viel Energie an den Endverbraucher verkaufen zu können. Das erste Liberalisierungspaket ließ die Mitgliedstaaten zwischen verhandeltem und geregelter Netzzugang wählen. Das Modell des verhandelten Netzzugangs sieht vor, dass potenzielle Netzbenutzer den Netzzugang mit dem Netzbetreiber ausverhandeln. Der regulierte Netzzugang hingegen beruht auf veröffentlichten Tarifen für die Nutzung der Verteiler- oder Übertragungsnetze. Der österreichische Gesetzgeber entschied sich bei Elektrizitätsnetzen bereits zu Beginn für den regulierten Netzzugang; im Gegensatz dazu wurden der Zugang zu Gasnetzen erst in einem zweiten Schritt von einem verhandelten zu einem geregelten Modell umgestellt. Das System des verhandelten Netzzugangs wurde auf Grund unzureichender Ergebnisse im zweiten und dritten Liberalisierungspaket jedoch nicht mehr zur Wahl gestellt. Zeitlich begrenzte Ausnahmen von den Netzzugangsbestimmungen bestehen für neue Infrastrukturen im Gasbereich sowie neue Verbindungsleitungen für Elektrizität. Eine Verweigerung des Netzzugangs ist nur unter bestimmten Voraussetzungen zulässig.

Grenzüberschreitender Energiehandel

Für die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes reicht es nicht aus, die einzelnen nationalen Märkte der EU-Mitgliedstaaten zu liberalisieren; vielmehr muss auch tatsächlicher grenzüberschreitender Handel mit Energie stattfinden. Auch dafür bedarf es eines gemeinsamen europaweiten Regelwerks, um Fragen wie Engpassmanagement, Kapazitätsvergabe und Tarifgestaltung bei länderüberschreitenden Übertragungen einheitlich festzulegen. Einige Teilbereiche wurden in den Verordnungen über den grenzüberschreitenden Strom- und Gashandel festgelegt, doch die Mehrzahl der Bestimmungen ist nicht rechtsverbindlich festgeschrieben. Um die Verwirklichung des Ziels eines funktionierenden Energiebinnenmarktes auf EU-Ebene voranzutreiben, wurden als Zwischenschritt mehrere regionale Initiativen gegründet; wobei zuerst auf dieser regionalen Ebene gemeinsame Regeln und ein gemeinsamer Markt geschaffen und in einem nächsten Schritt diese Regionen zu einem einzigen Elektrizitäts- bzw. Gasbinnenmarkt zusammengeführt werden sollen. Im dritten Liberalisierungspaket wurde erstmals die Grundlage für den Erlass rechtsverbindlicher Standards geschaffen.

Institutionelles Netzwerk

Die Aufsicht und Kontrolle all dieser Bestimmungen obliegen den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten, die ihre Aufgaben unparteiisch und transparent sowie vollkommen unabhängig von Politik und Industrie auszuüben haben. Seit Beginn der Liberalisierung ist die Anzahl der Regulierungsaufgaben, die von den Regulierungsbehörden wahrzunehmen sind, stetig gewachsen. Auch das dritte Liberalisierungspaket hat diesbezüglich noch eine Reihe von zusätzlichen Zuständigkeiten geschaffen. Gleichzeitig wurde die Organisation der Übertragungsnetzbetreiber rechtsverbindlich geregelt. Sie sind nunmehr in den Europäischen Netzwerken der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO [Strom] und ENTSO [Gas]), organisiert. Als weitere Neuerung wurde durch das dritte Liberalisierungspaket die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) gegründet. Das Quartett dieses institutionellen Regulierungsrahmens wird durch die Europäische Kommission vervollständigt, die ebenfalls eine sehr starke, wenn nicht die stärkste Rolle in der Regulierung der Energiemärkte auf europäischer Ebene spielt. In Österreich werden die Regulierungsaufgaben von der E-Control wahrgenommen. Sie wurde 2001 als Energie-Control GmbH gegründet und am 3. März 2011 in eine Anstalt öffentlichen Rechts umgewandelt.



AUSBLICK

Durch den Vertrag von Lissabon wurde erstmals eine explizite Kompetenz geschaffen, die es der EU erlaubt, im Bereich Energiepolitik Rechtsakte zu erlassen.¹⁶ Gemäß dieser Bestimmung hat sich eine europäische Energiepolitik jedenfalls an den drei oben genannten Grundsätzen zu orientieren. Darüber hinaus verfügt die EU auch nur über eine geteilte Zuständigkeit im Energiebereich, was bedeutet, dass die EU-Mitgliedstaaten nur dann einen bestimmten Bereich regeln dürfen, wenn die EU noch keine Regelung vorgenommen hat bzw. eine EU-Regelung nicht mehr in Kraft ist. Faktisch wird sich durch die Einführung dieses „Energieartikels“ in das Primärrecht der Europäischen Union nicht viel verändern, da die EU schon jetzt energiepolitische Rechtsakte erlassen konnte und – wie bereits gezeigt wurde – davon auch ausgiebig Gebrauch gemacht hat. Politisch gesehen erhält Energie durch diese explizite Kompetenz jedoch einen neuen Stellenwert auf europäischer Ebene. Dies auch deshalb, weil der Energieartikel vorsieht, dass die Energiepolitik der EU „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten“ ausgeübt werden soll. Konkrete Maßnahmen, in welchen Fällen und wie solche Solidaritätshandlungen zu erfolgen haben, wurden noch nicht festgelegt.

Im Bereich der Liberalisierung werden die Erfahrungen mit dem dritten Liberalisierungspaket zeigen, ob weitere Regulierungsrechtsakte erlassen werden müssen.

¹⁶ Artikel 194 AEUV

Die Entwicklung der letzten zehn Jahre

Durch das Energieliberalisierungsgesetz 2000 (BGBl I 121/2000) wurde die vollständige Marktöffnung der Energiemärkte in Österreich ab 1. Oktober 2002 vorgesehen. Die Öffnung des Energiemarktes wurde damit weitaus schneller umgesetzt, als dies durch die europäischen Richtlinien (Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt Richtlinien bzw. Erdgastransitrichtlinie) vorgesehen war. Auf Basis des Energieliberalisierungsgesetzes wurde das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) novelliert und erstmalig auch eine Gesetzesgrundlage für den Gasbereich, das Gaswirtschaftsgesetz (GWG), geschaffen. Da beide Rechtsgrundlagen mit unterschiedlichen Zeitpunkten in Kraft traten, erfolgte auch die Öffnung beider Märkte nicht gleichzeitig. Während die Voll liberalisierung des Strommarktes bereits mit 1. Oktober 2001 erfolgte, wurde der Gasmarkt mit einem Jahr Verspätung (1. Oktober 2002) zur Gänze geöffnet. Im Zuge dieser geänderten Rahmenbedingungen wurde die Überwachung des Strom- und Gasmarktes der Energie-Control übertragen (Energie-Regulierungsbehördengesetz 2000). Im Rahmen ihrer Tätigkeit hat die Behörde sowohl die Funktion des Marktes und somit des Wettbewerbsbereichs zu beobachten, als auch den Bereich des natürlichen Monopols (Netzbereich) zu überwachen.

Durch die vollständige Marktöffnung haben alle Endkunden, vom Großabnehmer bis zum privaten Haushalt, vom Gewerbe bis zum landwirtschaftlichen Betrieb, das Recht, sowohl ihren Strom- als auch ihren Gaslieferanten frei zu wählen. Die Vorteile bei Preis- und Serviceleistungen im Gas- und Strombereich, die bis zur Voll liberalisierung nur Großabnehmern offenstanden, gelten seither für alle Konsumenten. Diese geänderten Rahmenbedingungen erforderten sowohl für den Strom- als auch den Gasbereich die Schaffung von vollkommen neuartigen Marktmodellen, die sich im Laufe der vergangenen 10 Jahre entsprechend weiterentwickelt haben. Bevor auf die Entwicklungen im Bereich der Netzregulierung eingegangen wird, erfolgt zunächst ein Überblick über die Evolution der Marktregeln im Strom- und Gasbereich.

DIE MARKTREGELN

In einem liberalisierten Elektrizitäts- und Erdgasmarkt gibt es eine Vielzahl an neuen Prozessen und Marktteilnehmern, die nach festgelegten Regeln kommunizieren und zusammenarbeiten müssen. Um ihre jeweiligen Aufgaben zu erfüllen, müssen sie gemeinsamen Regeln und Standards folgen.

Gemäß Definition enthalten die Marktregeln die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitäts- bzw. Erdgasmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren des Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.



Die Marktregeln für den Elektrizitätsmarkt lassen sich in die Allgemeinen Bedingungen, die Technischen und Organisatorischen Regeln für Netze (TOR) und die Sonstigen Marktregeln einteilen:

- > Die Allgemeinen Bedingungen, z. B. für den Betrieb des Verteilernetzes, sind die vertragliche Basis, die die Marktteilnehmer für den Zugang zum Verteilernetz einzuhalten haben.
- > Die Technischen und Organisatorischen Regeln für Netze (Teile A–F) enthalten Regelungen, die einen störungsfreien Betrieb von Übertragungs- und Verteilernetzen sicherstellen sowie klare Rahmenbedingungen für Netzbenutzer vorgeben sollen. Zudem enthalten sie Grundsätze für die Planung des zukünftigen Netzausbaus und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
- > Die Sonstigen Marktregeln (Kapitel 1–10) umfassen Regelungen zu den Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern sowie deren Zusammenwirken. Insbesondere werden alle Datenaustauschprozesse zwischen den Marktteilnehmern, der Lieferantenwechselprozess und die Organisation des Ausgleichsenergiemarktes detailliert beschrieben.

Die Marktregeln für den Erdgasmarkt lassen sich in die Allgemeinen Bedingungen, Verordnungen und die Sonstigen Marktregeln einteilen:

- > Die Allgemeinen Bedingungen stellen die rechtliche Grundlage für zivilrechtliche Verträge zwischen einzelnen Marktteilnehmern dar, wie z. B. für den Netzzugang zum Verteilernetz bzw. für grenzüberschreitende Transporte und die Abwicklung der Ausgleichsenergie.
- > Verordnungen, die Lastprofilverordnung und die Wechselverordnung regeln Verfahren, die sich an eine große Anzahl von Marktteilnehmern richten.
- > Die Sonstigen Marktregeln (Kapitel 1–7) geben unter anderem einen Überblick über die Beziehungen und den notwendigen Datenaustausch, wie Fahrpläne, Zählerwerte, zwischen den einzelnen Marktteilnehmern.

ELEKTRIZITÄTSMARKT

Marktregeln – Organisation

Die Erstellung und Veröffentlichung der Sonstigen Marktregeln und der Technischen und Organisatorischen Regeln sowie die Überwachung der Einhaltung aller Marktregeln gehört zu den wesentlichen Regulierungsaufgaben der E-Control.

Die Erarbeitung der Sonstigen Marktregeln und der Technischen und Organisatorischen Regeln erfolgt in Zusammenarbeit mit den betroffenen Marktteilnehmern.

Die ersten Marktregeln 2001

Die Regulierungsbehörde nahm im März 2001 ihre Arbeit auf. Eine der Haupttätigkeiten der E-Control in diesem ersten Jahr betraf die Erarbeitung und Umsetzung der Marktregeln, mit denen der österreichische Strommarkt grundsätzlich neu organisiert wurde.

Weiterentwicklung der Marktregeln – Projekt Marktregeln II & III

Im zweiten Jahr der Voll liberalisierung des österreichischen Strommarktes wurden, basierend auf den Erfahrungen des vorangegangenen Jahres, die bestehenden Sonstigen Marktregeln in einigen Bereichen weiterentwickelt und erweitert.

Der Fokus der Tätigkeit lag in den Bereichen Engpassmanagement, Ausgleichsenergie, Wechselmanagement, Marktprozesse & IT-Datenaustausch sowie Vertragsmanagement.

Die Sonstigen Marktregeln wurden insbesondere um Bestimmungen zur Vorgehensweise bei der Versorgung von Neuanlagen und beim Umzug erweitert. Weiters wurden die bestehenden Lastprofiltypen um weitere Lastprofile für unterbrechbare Lieferungen (z. B. Warmwasserspeicher, Speicherheizungen etc.) ergänzt und eine österreichweit einheitliche Regelung für die Abwicklung des Zweiten Clearings festgelegt.

Da sämtliche Bescheide der E-Control GmbH und E-Control Kommission zur Bewilligung der Allgemeinen Bedingungen mit Ende 2002 befristet waren, wurden im Zuge des Projekts Marktregeln II auch die Vorlagen für die AGBs entsprechend den bisherigen Erfahrungen geändert, wobei weitere Verbesserungs- und Änderungswünsche der Unternehmen und Interessensvertretungen berücksichtigt wurden.

Im Jahr 2003 standen im Bereich der Marktregeln die organisatorische Umsetzung der Ökostromförderung, die Weiterentwicklung des Engpassmanagements an grenzüberschreitenden Leitungen und der Start zur vollständigen Überarbeitung der Technischen und Organisatorischen Regeln im Mittelpunkt. Bei der Vergabe von Leitungskapazitäten für grenzüberschreitende Lieferungen wurde das Anteilsprinzip „Pro-Rata-Prinzip“ anstelle der bisherigen „First Come, First Served“ Methode eingeführt.

Im Dezember 2003 wurde in Österreich das von der ETSO entwickelte europäische Kennzeichnungssystem für Marktteilnehmer und das auf XML-Technologie basierende Fahrplanformat ESS (ETSO Scheduling System) erfolgreich eingeführt.

Im Jahr 2004 wurde damit begonnen, die Technischen und Organisatorischen Regeln vollständig zu überarbeiten. Beginnend mit den besonderen technischen Regeln in Teil D wurden sämtliche Teile mit dem gültigen Regelwerk harmonisiert, redaktionell überarbeitet und Begriffe und Definitionen angepasst und aktualisiert.



Die EIWOG-Novelle 2006 und das Wettbewerbsbelebungs paket

Die EIWOG-Novelle 2006 enthielt Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, wie beispielsweise die Schaffung einer Grundlage für die Primärregelung, Verankerung marktorientierter Engpassmanagementmaßnahmen oder einem Online-Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern und dem Regelzonenführer.

Im Juni 2006 wurde in Folge der von der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control durchgeführten Branchenuntersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft ein Maßnahmenpaket zur Verbesserung des Wettbewerbs vereinbart. Einige dieser Maßnahmen erforderten eine entsprechende Anpassung der Marktregeln. Ebenso wurde eine Verkürzung des Lieferantenwechselprozesses von acht auf sechs Wochen eingeführt. Sämtliche Maßnahmen zum Wettbewerbsbelebungs paket waren im Laufe des Jahres 2007 umzusetzen.

Die Jahre 2008–2010

Die Ausarbeitung der 3. Energiebinnenmarkt-Richtlinie nahm mehrere Jahre in Anspruch und es wurden größere Eingriffe in das Marktsystem erwartet. Allerdings wurden schlussendlich nur geringfügige Änderungen der Marktregeln durchgeführt.

Umsetzung des 3. Pakets & Ausblick

Das 3. Energiemarkt-Liberalisierungspaket sowie das EIWOG 2010 haben sowohl unmittelbare, aber vor allem langfristige Auswirkungen auf die Marktregeln in Österreich.

Die strengen Unbundlingvorschriften für Übertragungsnetzbetreiber bewirken sowohl eine Neuorganisation des Betriebs der Übertragungsnetze bzw. der Regelzonen als auch der Aufgaben der bisherigen zwei Verrechnungsstellen. Diesen organisatorischen Änderungen muss in den Marktregeln entsprechend Rechnung getragen werden.

Der Lieferantenwechselprozess ist zukünftig innerhalb von maximal drei Wochen abzuwickeln und Kündigungsfristen werden für Haushaltskunden auf zwei Wochen verkürzt. Es ist geplant, den damit in Zusammenhang stehenden Datenaustausch weitestgehend zu automatisieren. Weiters wird eine marktbasiertere Ausschreibung der Sekundärregelung in Österreich eingeführt.

Die flächendeckende Einführung von Smart Metering in Österreich wird die Marktprozesse wesentlich beeinflussen und eine kontinuierliche Anpassung der Marktregeln erforderlich machen.

Eine nachhaltige Auswirkung auf die nationalen Marktregeln wird die zukünftig auf europäischer Ebene stattfindende Ausarbeitung der Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) und Netzkodizes (Codes) bewirken. Die rechtlich verbindlichen Netzkodizes werden Änderungen in den nationalen Sonstigen Marktregeln sowie den Technischen und Organisatorischen Regeln zur Folge haben.

ERDGASMARKT

Marktregeln – Organisation

Wie im Strombereich erfolgt die Erarbeitung der Marktregeln in Zusammenarbeit mit den betroffenen Marktteilnehmern.

Die ersten Marktregeln 2002

Basierend auf den Marktregeln der Elektrizitätswirtschaft erarbeitete die E-Control mit Beginn des Jahres 2002 Entwürfe für die Marktregeln Gas. Im April 2002 wurden auf Basis der vorhandenen Entwürfe des GWG 2002 mit den betroffenen Marktteilnehmern – noch ohne gesetzliche Grundlagen und formale Kompetenzen – Verhandlungen aufgenommen, die von einer konstruktiven Kooperation der Beteiligten, insbesondere der österreichischen Gaswirtschaft, geprägt waren. Im Zuge des Verhandlungsprozesses wurden die Marktregeln unter weitestmöglicher Berücksichtigung der Interessen der einzelnen Marktteilnehmer – auch der Sozialpartner – weiterentwickelt.

Als besonders kritischer Punkt erwies sich vor allem der Bereich der „Ausgleichsenergiebewirtschaftung“ der Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators und der damit zusammenhängende Bilanzierungszeitraum, aufgrund der daraus möglicherweise erwachsenden hohen Ausgleichsenergiekosten. Nach Abwägung sämtlicher Argumente wurde seitens der E-Control unter bestimmten Rahmenbedingungen eine stündliche Bilanzierungsperiode für einen halbjährigen Beobachtungszeitraum akzeptiert.

Weiterentwicklung der Marktregeln – Projekt Marktregeln II

Die Entwicklung der Marktregeln für den Gasmarkt 2002 hatte unter den gegebenen Rahmenbedingungen innerhalb eines relativ kurzen Zeitraums zu erfolgen. Mit den Erfahrungen aus den ersten Monaten, die eine Funktionsfähigkeit des Systems außer Frage stellten, wurde eine erste Evaluierung der Marktregeln vorgenommen und, dem Wunsch der Marktteilnehmer folgend, eine Überarbeitung der gemeinsamen Basis angeregt.

Als Projektziele wurde die qualitative Verbesserung der geltenden Marktregeln, insbesondere die Förderung des Wettbewerbes, die Vermeidung von möglichen Diskriminierungen sowie die Behebung von Systemschwächen (Fehlerkorrektur), festgelegt.



Eine der wichtigsten Änderungen war die Harmonisierung bzw. Umstellung der Verrechnungseinheit auf energetische Basis. Weiters wurde im Rahmen der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen besonderer Wert auf eine Harmonisierung mit den im Bereich Strom ähnlichen Bearbeitungsprozessen – insbesondere die Themen Zahlung, Mahnung, Verzug – gelegt.

Das mit dem Start der Liberalisierung im Oktober 2002 eingeführte Ausgleichsenergie-Preismodell war stark an der Systematik der Ausgleichsenergiepreisbildung des Strommarktes orientiert. Die Evaluierung ergab aufgrund der im Beobachtungszeitraum gewonnenen Erkenntnisse eine Modifizierung des Preismodells. Darüber hinaus wurde mit den Marktteilnehmern ein Maßnahmenpaket zum Komplex Ausgleichsenergie fixiert und eine weitere Periode der kontinuierlichen Beobachtung des Ausgleichsenergiemarkts im Jahr 2004 festgelegt.

Die GWG-Novelle 2006

Auf Grund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen mit der Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes und anderen notwendigen Anpassungen wurde im Mai 2006 ein Projekt zur Überarbeitung der Marktregeln gestartet. Zusätzlich zu den bisherigen Marktregeln sind Allgemeine Bedingungen für grenzüberschreitende Transporte und Allgemeine Bedingungen der Regelzonenführer hinzugekommen.

Neben Harmonisierungen, wie beispielsweise die Anpassung des Wechselprozesses an den 4-bis-6-Wochen-Prozess, der im Strombereich bereits realisiert worden war, hatte die inhaltliche Weiterentwicklung der Marktregeln Gas einen Schwerpunkt auf der Neuordnung des Kapazitätsregimes in der Regelzone. Basierend auf den neuen gesetzlichen Vorgaben wurden „Transporte in der Regelzone“ unterteilt in „Transporte zur unmittelbaren Endkundenversorgung“ und sogenannte „Sonstige Transporte“, wie unter anderem die Befüllung der Speicher aus Importen.

Ein weiterer Schwerpunkt war die Entwicklung von Prozessen, die Anträge auf Kapazitätserweiterung von Endkunden und Versorgern ermöglichen, um damit für alle Beteiligten eine verbesserte Planbarkeit beim Netzausbau zu gewährleisten. Vor allem bei größeren Projekten mit oftmals mehreren Jahren Vorlaufzeit war im bestehenden Regime wechselseitig keine Möglichkeit der Verbindlichkeit von Zusagen zum Netzausbau gegeben. Völlig neu war die Einführung von Standards zur Qualität der Dienstleistung für Verteilernetzbetreiber.

Auf Basis des novellierten Gaswirtschaftsgesetzes konnte der regulierte Netzzugang auch für grenzüberschreitende Transporte in den Marktregeln ausgestaltet werden.

Die Jahre 2008–2009

Die Weiterentwicklung des Gasmarktes, die im Rahmen der „Wettbewerbsinitiative Gas“ geplanten Maßnahmen zur Erleichterung des Zuganges zum österreichischen Gasmarkt sowie die zeitliche Befristung und der Harmonisierungsbedarf bei einzelnen Marktregeln (z. B. Allgemeine Verteilernetzbedingungen) ergaben eine Notwendigkeit und Gelegenheit für Marktregeländerungen, die in einem Ende 2008 gestarteten Projekt mit den Marktteilnehmern diskutiert wurden.

Die Änderungen betrafen im Wesentlichen die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen, die Allgemeinen Bedingungen der Regelzonenführer, die Allgemeinen Bedingungen für grenzüberschreitende Transporte und einzelne Kapitel der Sonstigen Marktregeln.

Inhaltlich waren die Änderungen in den Marktregeln vielfältig und betrafen beispielsweise:

- > mehr Transparenz für die Kunden bei vertrags- und abrechnungsrelevanten Daten
- > Präzisierung und Verbesserung der Kundenrechte, z. B. nachweisliche Verständigung vor einer Abschaltung
- > einheitliche Verwendung der Energieeinheit für Netzzugangsanträge und -verträge
- > stärkerer Kundenbezug bei den Qualitätsstandards für die Netzdienstleistung
- > zeitnahe Bereitstellung von Verbrauchsdaten durch die Netzbetreiber
- > Vereinfachungen für die Bilanzgruppenverantwortlichen bei der Fahrplanabwicklung

Umsetzung des 3. Pakets & Ausblick

Im Gasbereich kommt es durch die Umsetzung des 3. Pakets zu einigen Änderungen des bestehenden Marktmodells. Die bisherige Trennung zwischen Transit und Inlandsversorgung in der Ausgestaltung des Rohr-im-Rohr-Prinzips muss aufgegeben und ein Entry-Exit-System eingeführt werden.

Zu den bestehenden Institutionen sieht der **Entwurf zum Gaswirtschaftsgesetz 2011** die Schaffung eines Marktgebietsmanagers und eines Betreibers des Virtuellen Handelspunkts vor. Die konkrete Ausgestaltung der Beziehungen zwischen und Aufgaben der einzelnen Marktteilnehmer wird in einem Marktregelprozess zu erarbeiten sein. Neu hinzukommen werden jedenfalls die Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers und des Betreibers des Virtuellen Handelspunkts. Der **Entwurf des Gaswirtschaftsgesetzes 2011** sieht außerdem vor, dass Marktregeln zu Netzzugang und Bilanzierung von der E-Control durch Verordnung festgelegt werden können.

Auch im Gasbereich ist der Lieferantenwechselprozess zukünftig innerhalb von maximal drei Wochen abzuwickeln und daher entsprechend anzupassen. Neu ist außerdem das Konzept des Versorgers letzter Instanz, dessen Ausgestaltung der E-Control obliegt.



Die europäischen Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) und Netzkodizes (Codes) werden in einigen Bereichen die Erarbeitung der Marktregel auf nationaler Ebene erübrigen.

ENTWICKLUNG DER NETZTARIFREGULIERUNG FÜR DEN STROM- UND GASBEREICH

Mit Gründung der E-Control im Jahr 2001 fiel gleichzeitig auch der Startschuss für die Regulierung der österreichischen Energienetze. Da der wesentlichste Aspekt der Regulierung die Festsetzung der Netztarife darstellt, wird der Fokus dieses Kapitels hauptsächlich auf der Kosten- und Tarifiermittlung für die Strom- und Gasnetze liegen.

Generell sind Netztarife bzw. Netzentgelte kostenorientiert zu bestimmen. Dies bedeutet, dass eine Kostenbasis entweder regelmäßig geprüft (z. B. im Rahmen einer Kosten-Plus-Regulierung) oder anhand einer Regulierungsformel (im Rahmen einer Anreizregulierung) jährlich angepasst und in Tarife übergeleitet wird. Die Tarifiermittlung erfolgt somit unabhängig vom angewandten Regulierungsmodell generell in zwei Schritten:

1. Feststellung der Kostenbasis
2. Berechnung der Netztarife

Neben den Parametern des Regulierungssystems ist bei der Tarifiermittlung insbesondere die transportierte Energiemenge ausschlaggebend. Bevor jedoch die einzelnen Regulierungssystematiken für den Strom- und Gasbereich in Folge näher diskutiert werden, erfolgt ein genereller Überblick über die Grundsätze der Kostenermittlung, welche die Basis für die Tariffberechnung darstellt.

Grundsätze zur Ermittlung der Kostenbasis

Sowohl für den Strom- als auch den Gasbereich erfolgten die ersten Tariffestsetzungen durch die E-Control im Jahr 2002. Die wichtigste rechtliche Grundlage für die Tarifbestimmung im Strombereich stellt das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EiwOG) dar. Dieses sieht vor, dass Netzentgelte kostenorientiert zu bestimmen sind und dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen haben. Dieser Grundsatz gilt gleichlautend auf Basis des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) auch für den Gasbereich.

Weiters ist es zulässig, für die Bestimmung der Preise eine Durchschnittsbetrachtung, die von den Kosten eines rationell geführten, vergleichbaren Unternehmens ausgeht, zugrunde zu legen. Darüber hinaus können Zielvorgaben vorgesehen werden, die sich am Einsparungspotenzial der Unternehmen orientieren. Produktivitätsabschläge können daher zur Anwendung gebracht werden. Auf Basis dieser Grundlage kommen für die Ausgestaltung des Regulierungssystems verschiedenste Modelle in Betracht. Konkret wären sowohl eine Kosten-Plus-Regulierung, eine Anreizregulierung aber auch die sogenannte Yardstick-Regulierung denkbar. Der Einsatz eines Qualitätselements im Rahmen der zur Anwendung gebrachten Regulierungssysteme war in der Vergangenheit nicht möglich. Während die Koste-

nermittlung im Rahmen der Kosten-Plus-Regulierung jährlich erfolgt, wird die Kostenbasis im Rahmen der Anreizregulierung jeweils zu Beginn der Regulierungsperiode bestimmt. Abgesehen vom Ermittlungszeitpunkt erfolgt jedoch die Kostenprüfung grundsätzlich für beide Regime in vergleichbarer Weise.

Der Prozess der Kostenprüfung umfasst die Prüfung des testierten Jahresabschlusses, der Bilanz und GuV des Unternehmens sowie des jährlich ausgesandten Erhebungsbogens, welcher wirtschaftliche und technische Unternehmensdaten enthält. Die Bestimmung der Kostenbasis erfolgt generell auf Basis pagatorischer Werte bzw. auf Buchwertbasis (siehe Tabelle 2) und liefert die Grundlage für die Ermittlung von Entgelten.

BERECHNUNG KOSTENBASIS			
Kosten		Zuordnung	Entgelte
OPEX	Materialaufwendungen Personalaufwendungen Sonstiger betrieblicher Aufwand		
CAPEX	Abschreibungen Finanzierungskosten (RAB*WACC)		
	Gesamtkosten		
	Netzverlustkosten (NVE)	→	2. Netzverlustentgelt
	Gesamtkosten exkl. Netzverluste		
	Auflösung Baukostenzuschüsse (BKZ)	↔	Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelt
	Erlöse Systemdienstleistungen	↔	Systemdienstleistungsentgelt
	Erlöse Messentgelt	↔	Messentgelte
	Summe verbleibende Kosten NNE	→	1. Netznutzungsentgelt (NNE)

Tabelle 2

Berechnung Kostenbasis

Quelle: Darstellung E-Control

RAB (Regulatory Asset Base)

WACC (Weighted Average Cost of Capital)

Die festgestellte Kostenbasis wird auf Grundlage des angewandten Regulierungsmodells in Tarife übergeleitet. Die in Österreich zur Anwendung kommenden Systeme werden in Folge näher vorgestellt.

REGULIERUNG DER STROMNETZE

In Österreich gibt es drei Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG, TIWAG-Netz AG und die VKW-Netz AG)¹⁷ und rund 130 Verteilernetzbetreiber. Aktuell werden spezifische Tarife für die drei Übertragungsnetzbereiche und 14 Verteilernetzbereiche jährlich neu bestimmt. Der Gesamtumsatz der tarifierenden Verteilernetzbetreiber beträgt für das Jahr 2011 rund 1,6 Mrd. EUR, wobei der Anteil der großen Unternehmen am österreichischen Gesamtumsatz in etwa 90 % ausmacht. In einigen Regionen kommen darüber hinaus Aus-

¹⁷ Mit Beginn des Jahres 2011 führt der Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG im Rahmen einer Kooperation den Betrieb des Übertragungsnetzbetreibers TIWAG-Netz AG.



gleichzahlungssysteme zwischen den Netzbetreibern zum Ansatz, um einen Ausgleich für eventuelle Unterschiede in den Kostenniveaus zu schaffen.

Innerhalb des Zeitraumes 2001–2005 erfolgten die Tariffestsetzungen im Strombereich, sowohl für den Übertragungsnetz- als auch den Verteilernetzbereich, auf Basis der sogenannten Kosten-Plus-Regulierung. Während für den Übertragungsnetzbereich diese Regulierungsform nach wie vor zum Einsatz kommt, wurde im Verteilernetzbereich mit Beginn des Jahres 2006 ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem eingeführt.

In Folge sollen sowohl die Grundsätze für beide Regulierungsformen diskutiert und ein Ausblick bezüglich zukünftiger Herausforderungen angestellt werden.

Kosten-Plus-Regulierung der Stromnetze

Die Rate-of-Return- oder auch Cost-Plus-Regulierung ist ein klassischer Regulierungsansatz, bei welchem die von der Regulierungsbehörde festgesetzten Umsätze den festgestellten Kosten des Unternehmens folgen. Bei der Ermittlung der Kostenbasis werden grundsätzlich die Werte des letztverfügbaren Geschäftjahres herangezogen (meist das Vorjahr). Die Kostenbasis ist die Grundlage für die Berechnung der Tarife des folgenden Jahres. Generell kommt es somit zu einem inhärenten Zeitverzug von zwei Jahren. Formal kann dieser Zusammenhang wie folgt dargestellt werden:

$$\sum_{i=1}^n p_i \times q_i = \underbrace{OPEX + \underbrace{Abschreibungen + r \times RAB}_{\text{Finanzierungskosten}}}_{\text{CAPEX}} = \text{Umsatz des Unternehmens}$$
$$\underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Gesamtkostenergebnis}}$$

- wobei
- p_i = Preis / Tarif der Netzebene i
 - q_i = transportierte Energiemenge der Netzebene i
 - i = betrachtete Netzebene
 - OPEX = operative Kosten
 - r = zugestandene Verzinsungsrate
 - RAB = 'regulatory asset base', eingesetztes Kapital (Anlagen) des Unternehmens
 - CAPEX = Kapitalkosten

Die Regulierungsbehörde steht vor der Herausforderung, die Kosten des Unternehmens regelmäßig zu prüfen (siehe vorangegangene Ausführungen) und die anerkannten Kosten zu determinieren. Dabei werden generell OPEX (operative Kosten) als auch CAPEX (Kapitalkosten) berücksichtigt. Bei den Kostenprüfungen im Rahmen der österreichischen Regulierung wird auf Buchwerte beziehungsweise pagatorische Werte abgestellt und eine Gesamtkostenbetrachtung durchgeführt. Die Kapitalkosten umfassen eine adäquate Verzinsung auf das eingesetzte Kapital (Kapital, das in Anlagen investiert wurde). Zur Bestimmung einer adäquaten Zinsrate kommt der gewichtete Kapitalkostensatz oder Weighted Average Cost of Capital Ansatz (WACC), der einen marktgerechten Zinssatz simuliert, zum Einsatz. Neben der Bestimmung der Zinsrate ist es erforderlich, dass auch die Anlagen eines Unternehmens im Rahmen der verzinslichen Kapitalbasis, auch RAB (Regulatory Asset Base) genannt, entsprechend abgebildet werden. Um für die Steigerung der Effizienz eines Unternehmens zu garantieren, wird die Kostenbasis unter Anwendung eines Effizienzabschlages angeglichen. Im Übertragungsnetzbereich beträgt dieser generelle Abschlag aktuell 2,5 % (gleiche Höhe auch im Verteilernetz während der Kosten-Plus-Regulierungsphase). Darüber hinaus wird die Kostenbasis des Vorjahres mit dem sogenannten Netzbetreiberpreisindex (gewichteter Index zwischen Tariflohnindex [40 %], Baupreisindex [30 %] und Verbraucherpreisindex [30 %]) auf Basis letztverfügbarer Werte angepasst.

Der Cost-Plus-Ansatz bietet aufgrund des unbestreitbaren Eingriffs des Regulators in die Geschäftstätigkeit des Unternehmens (im Rahmen der angesprochenen regelmäßigen Kostenprüfungen) auch eine gewisse Unsicherheit für die Unternehmen – insbesondere stellt sich die Frage, ob alle Kosten des Unternehmens auch tatsächlich anerkannt werden. Durch die kurze Dauer der Regulierungsperiode (meist auf ein Jahr beschränkt), wird diese Unsicherheit der Kostenabdeckung noch verstärkt. Weiters ist entscheidend, dass der Regulator seine Entscheidungen in konsistenter Weise im Zeitverlauf trifft. Andererseits bieten regelmäßige Kostenprüfungen für den Regulator die Möglichkeit, die Kostenstrukturen des Unternehmens kennenzulernen und das Verhalten des Unternehmens (im Rahmen der bestehenden Informationsasymmetrien) einzuschätzen. Die Kürzung nicht angemessener Kostenpositionen erlaubt dem Regulator, Monopolrenten des Unternehmens abzuschöpfen und dadurch die Netztarife zu reduzieren. Weitere Gründe für Tarifreduktionen können durch die Überprüfung der Kostenschlüsselungen zwischen Netz- und sonstigem Bereich sowie in der Anwendung des bereits angesprochenen generellen Produktivitätsabschlages gesehen werden. Im Rahmen der Kosten-Plus-Regulierung kam es zu insgesamt vier Tarifanpassungen, wobei die Tarife je nach Netzebene um bis zu fast 24 % (Haushaltsbereich) gesenkt werden konnten. Die Entwicklung der Netztarife während dieser Regulierungsphase ist netzebenenspezifisch für die Verteilernetze in *Abbildung 1* näher dargestellt.

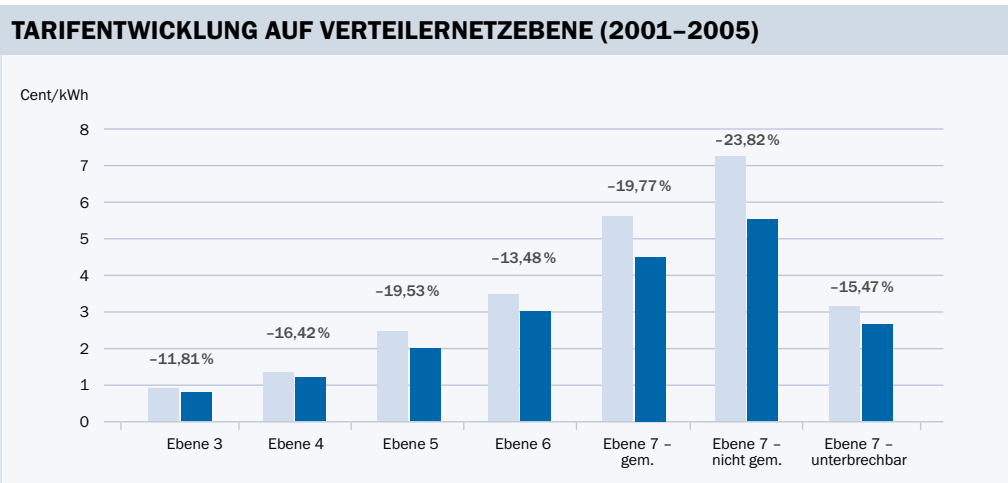


Abbildung 1
 Tarifentwicklung auf Verteilernetzebene (2001–2005)

Es ist anzumerken, dass in Abhängigkeit von der Anzahl der zu prüfenden Unternehmen der administrative Aufwand für die Regulierungsbehörde nicht zu unterschätzen ist. Aufgrund des kurzfristigen Charakters der Cost-Plus-Regulierung und aufgrund der Tatsache, dass die Kosten des Unternehmens zeitversetzt an die Netzkunden weitergegeben werden, ist der Anreiz für Effizienzsteigerungen im Zeitablauf (dynamische Effizienz) stark eingeschränkt. Da das effiziente Niveau des Kapitaleinsatzes seitens des Regulators aufgrund von Informationsasymmetrien nur sehr schwer zu bestimmen ist, besteht unter einem Cost-Plus-Regime generell der Anreiz für Unternehmen, in größerem Ausmaß und höherer Qualität zu investieren als tatsächlich notwendig ist (sogenanntes „Gold-Plating“). Dieser Effekt des ineffizienten Kapitaleinsatzes seitens des Unternehmens wurde von Averch und Johnson (1962) beschrieben.¹⁸ Man spricht in diesem Zusammenhang daher sehr häufig vom „Averch-Johnson-Effekt“.

Wie ausgeführt, ist die Kosten-Plus-Regulierung trotz des Vorteils, dass die Kostenbasis der Unternehmen sehr einfach reduziert werden kann, durch eine Vielzahl von Nachteilen für sowohl die Regulierungsbehörde als auch die regulierten Unternehmen gekennzeichnet.¹⁹ Um Fehlanreize zeitlich zu begrenzen, erscheint es aus regulatorischer Sicht daher sinnvoll, einen Wechsel hin zu langfristig stabilen Regulierungsmodellen anzustreben. Dies wurde für die österreichischen Stromverteilernetze ab Beginn des Jahres 2006 mit Implementierung eines Anreizmodells (siehe folgende Ausführungen) realisiert. Im Bereich der Stromübertragung gilt weiterhin eine Kosten-Plus-Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen.

¹⁸ Averch, H. and Johnson, L. (1962), Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint, The American Economic Review, 52,5, 1052–1069

¹⁹ Für eine Diskussion von Regulierungssystemen und deren Vor- und Nachteile siehe beispielsweise Train, K. (1991), Optimal Regulation, MIT Press oder Laffont J. J. & J. Tirole (1998), A Theory of Incentives in Procurement and Regulation, MIT Press.

Übergang zur Anreizregulierung

Bereits im April 2002 wurde von der E-Control das Projekt „Neue Netztarife“ gestartet. Der Hintergrund für diese Initiative war der Wunsch, für das Stromverteilernetz den Übergang in ein sogenanntes Anreizregulierungssystem vorzubereiten. Im Zuge dieser Vorbereitungen wurden bis Oktober 2003 zahl- und umfangreiche Gespräche mit den betroffenen Verteilernetzunternehmen geführt, jedoch konnte keine Einigung und somit keine Umsetzung erzielt werden. Einige dem Projekt entstammenden Elemente (Anpassungen im Bereich der Finanzierungskosten und der Kostenaktualisierungen) fanden jedoch in der SNT-VO 2003 bereits Berücksichtigung.

Im Jahr 2004 wurden neuerliche Gespräche zwischen der E-Control und dem Verband der Elektrizitätswerke Österreichs (VEÖ) über ein anreizbasiertes Regulierungsmodell begonnen. Im Zeitraum November 2004 bis Dezember 2005 kam es zu intensiven Verhandlungen zwischen beiden Parteien und schließlich zu einer Zustimmung zur Anreizregulierung seitens dem VEÖ. Die Grundsätze dieses Regulierungssystems und die Definition der zur Anwendung kommenden Parameter wurden in einer rechtlich nicht bindenden Übereinkunft vereinbart und im Rahmen der SNT-VO 2006 einschließlich Erläuterungen umgesetzt.

Prinzip der Anreizregulierung

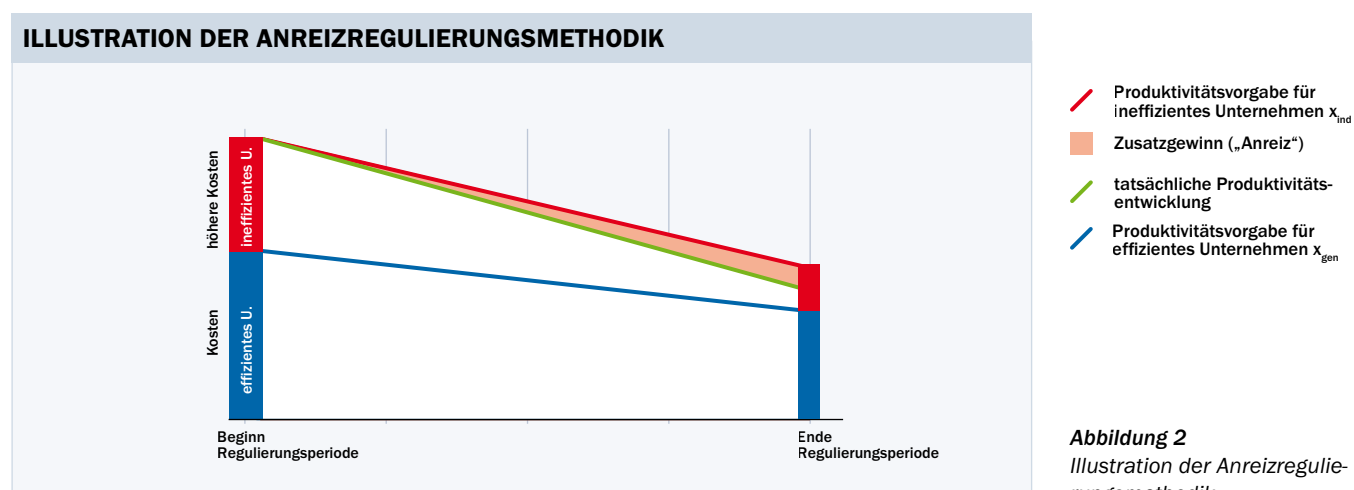
Das Regime der Anreizregulierung umfasst grundsätzlich zwei Ansätze: die Preis- und die Erlösobergrenzenregulierung. Während bei der Preisobergrenzenregulierung die Höhe des Netztarifes vom Regulator bestimmt wird, ist dies bei der Erlösobergrenzenregulierung nicht der Fall. Die Entscheidung über die Höhe des Netztarifes bleibt dem Unternehmen überlassen, jedoch wird der dem Unternehmen zugestandene maximale Erlös vom Regulator bestimmt. In Österreich kommen weder eine klassische Preis- noch eine klassische Erlösobergrenzenregulierung zum Ansatz. Die Netztarife werden zwar von der Regulierungsbehörde auf Basis regulatorischer Kosten (mittels Regulierungsformel angepasst) bestimmt, aber nicht im Sinne einer Preisobergrenzenregulierung sukzessive im Zeitverlauf abgesenkt. Auch wird den Unternehmen kein klassischer Erlös-, sondern ein Kostenpfad vorgegeben. Dennoch lässt sich die Regulierungsform in Abhängigkeit der zugestandenen Erlöse von den regulierten Kosten als spezielle Form der Erlösobergrenzenregulierung verstehen. Die grundsätzliche Idee der Anreizregulierung besteht unabhängig von der Ausgestaltungsform in einer Entkoppelung der Tarife oder Erlöse von den tatsächlichen Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode (meist mehrere Jahre).

Ziel hierbei ist es, den bereits erwähnten Averch-Johnson-Effekt (siehe oben) zu vermeiden und die (dynamische) Effizienz der Monopolunternehmen im Zeitablauf zu steigern. Weiters ist der Einfluss des Regulators auf die Geschäfte des Unternehmens im Vergleich zur Kosten-Plus-Regulierung als weniger intrusiv zu sehen. Ausgehend von einer geprüften Kostenbasis im Ausgangsjahr wird den Unternehmen ein Kosten- oder Erlöspfad zur Erreichung



des Zielwertes (100 % Effizienz) am Ende der Regulierungsperiode vom Regulator vorgegeben. Dieser Pfad orientiert sich generell am festgestellten Effizienzniveau des individuellen Unternehmens, d.h., jedes Unternehmen folgt seinem individuellen Erlös- bzw. Kostenpfad. Je höher die festgestellte Effizienz des Unternehmens im Basisjahr, desto geringer fallen die Effizienzabschläge während der Regulierungsperiode aus. Der Abschlagsfaktor setzt sich meist aus einem generellen Produktivitätssteigerungsfaktor (x_{gen}), welcher für alle Unternehmen als gleich hoch vorausgesetzt wird, und einem individuellen Effizienzabschlag (x_{ind}), welcher durch die festgestellte unternehmensindividuelle Effizienz bestimmt wird, zusammen. Zur Feststellung der Kosteneffizienz werden häufig sogenannte Benchmarkingverfahren verwendet, welche die Kosten des Unternehmens entsprechenden Kostentreibern (Outputs) gegenüberstellen.²⁰ Bei der Auswahl der Kostentreiber sollten bestehende Anforderungen an Elektrizitätsnetze angemessen berücksichtigt werden.

Die generelle Idee der Anreizregulierung ist in *Abbildung 2* dargestellt. Als Grundlage für die Tarifiermittlung werden die Kosten entlang des Regulierungspfades herangezogen. Ist ein Unternehmen in der Lage, seine Effizienz stärker zu steigern, als es der vorgegebene Regulierungspfad vorsieht (Kosten unterhalb des Pfades), entsteht innerhalb der Regulierungsperiode ein Zusatzgewinn für das regulierte Unternehmen. Diese möglichen Zusatzgewinne stellen einen expliziten Effizienzsteigerungsanreiz für die Unternehmen dar und können beim Übergang in eine neue Regulierungsperiode generell entweder beim Unternehmen belassen oder vom Regulator abgeschöpft und den Kunden zugeführt werden (sogenannter Carry-Over-Mechanismus). Auch Mischformen, sogenannte Sharing-Mechanismen (Beispiel Österreich oder UK), wobei ein Teil der Zusatzgewinne beim Unternehmen belassen und ein Teil den Kunden zugeführt wird, sind denkbar.



²⁰ Häufig angewandte Benchmarkingverfahren sind beispielsweise die Stochastic Frontier Analysis (SFA), die Data Envelopment Analysis (DEA) oder der Modified Ordinary Least Squares (MOLS) Ansatz.

Im Vergleich zur Cost-Plus-Regulierung besteht im Rahmen der Anreizregulierung somit generell ein verstärkter Anreiz für dynamische Effizienzsteigerungen. Weiters ist der Einfluss des Regulators auf die Geschäfte des Unternehmens als weniger intrusiv zu sehen. Ein inhärentes Problem der Anreizregulierung besteht jedoch darin, dass notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur unterlassen werden, um das Ziel der Kosteneffizienz nicht zu gefährden. Innerhalb der Anreizregulierung ergibt sich daher ein differenziertes Bild bezüglich Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen. Sofern sich Ersatzinvestitionen kostensenkend auswirken und somit Effizienzsteigerungspotenzial aufweisen, besteht ein starker Anreiz für Unternehmen, diese auch tatsächlich durchzuführen. Der Anreiz für Ersatzinvestitionen, die dieses Potenzial nicht aufweisen, ist jedoch eingeschränkt. Der Anreiz für Unternehmen, innerhalb der Anreizregulierung Erweiterungsinvestitionen durchzuführen, ist generell als eher gering einzustufen. Dies ist dadurch zu erklären, dass Investitionen während der Regulierungsperiode verzögert erst bei der neuerlichen Feststellung der Kapitalbasis für eine folgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Weiters ist die Auswirkung der Investition auf das Effizienzniveau des Unternehmens für das Unternehmen selbst nur sehr schwer absehbar. Vor diesem Hintergrund könnten Betreiber notwendige Erweiterungsinvestitionen gänzlich unterlassen. Um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, sollten Anreizregulierungsregime daher mittel- bis langfristig durch eine Qualitätsregulierung ergänzt werden. Auch Mechanismen, welche den Zeitverzug bei der Berücksichtigung innerhalb der Kapitalbasis verringern, sollten in Betracht gezogen werden (vgl. Investitionsbudgets in Deutschland oder Investitionsfaktor in Österreich).²¹

ANREIZREGULIERUNG DER STROMVERTEILERNETZE

Im Rahmen der Anreizregulierung werden seit 1. Jänner 2006 die Tarife im Stromverteilernetz jeweils mit Jahresbeginn neu bestimmt und im Rahmen der jeweiligen SNT-VO veröffentlicht.²² Eine wesentliche Voraussetzung für die Tariffestsetzung im Verteilernetz stellt die Kostenprüfung im Übertragungsnetzbereich dar (siehe obige Ausführungen). Obwohl die Regulierung für Verteilernetzbetreiber ebenso wie für Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2001 auf Basis eines Cost-Plus-Regimes begonnen hat, werden Verteilernetzbetreiber nunmehr seit dem Jahr 2006 mittels eines langfristig stabilen Anreizregulierungsansatzes reguliert. Innerhalb von zwei Regulierungsperioden mit der Dauer von jeweils vier Jahren (1. Periode: 1. Jänner 2006 – 31. Dezember 2009, 2. Periode: 1. Jänner 2010 – 31. Dezember 2013) sind die Unternehmen gefordert, ihre Effizienz entsprechend den von der Regulierungsbehörde gesetzten Zielvorgaben zu verbessern.

Zu Beginn der Anreizregulierung wurde die Kostenbasis der Unternehmen ermittelt und im Rahmen eines Benchmarkings bewertet. Es wurden dabei die regulatorischen Gesamtkosten (CAPEX + OPEX) der SNT-VO 2003 Novelle 2005 auf Basis von Buchwerten bzw. pagatorischen Werten herangezogen. Zur Effizienzbestimmung im Rahmen des Benchmarkings wurden zwei Verfahren (DEA und MOLS) herangezogen und verschiedene Outputfaktoren

²¹ Siehe folgende Ausführungen zum Investitionsfaktor innerhalb der österreichischen Anreizregulierung.

²² Siehe SNT-VO 2006 und SNT-VO 2010 sowie die jeweiligen Erläuterungen für einen umfassenden Überblick zur Regulierungssystematik.



berücksichtigt. Die Relevanz der Kostentreiber wurde im Rahmen einer Modellnetzanalyse bestimmt und bei deren Spezifikation strukturelle Gegebenheiten des Versorgungsgebietes berücksichtigt. Für die 20 Unternehmen im Benchmarkingsample wurden Effizienzwerte auf Basis von drei verschiedenen Modellspezifikationen berechnet und anhand einer Gewichtung zu einem Effizienzwert zusammengeführt. Selbst Unternehmen mit 100 %iger Kosteneffizienz sind gefordert, ihre Effizienz entsprechend eines generellen Produktivitätsfortschritts ($x_{gen} = 1,95\%$ p.a.) zu steigern. Ineffiziente Unternehmen müssen ihre Kosten nicht nur entsprechend des generellen Fortschritts senken, sondern sind angehalten, ihre individuellen Effizienzsteigerungspotenziale umzusetzen. Um durch übermäßige Einsparungen den Fortbestand der Unternehmen nicht zu gefährden, ist der individuelle effizienzabhängige Abschlag mit maximal 3,5 % p.a. (entspricht einer Mindesteffizienz von 74,76 %) begrenzt. Die errechneten Effizienzwerte und der generelle Produktivitätsfaktor wurden zusammengefasst und in einen jährlichen Kostenanpassungsfaktor transformiert.

Da im Jahr 2004 keine Kostenprüfung stattgefunden hat, wurde die geprüfte Kostenbasis aus dem Jahr 2003 unter Anwendung eines generellen Effizienzabschlags und unter Berücksichtigung der Inflation (auf Basis des Netzbetreiberpreisindex) angepasst und somit die Kostenbasis für das Jahr 2005, als Startwert für die Anreizregulierung herangezogen. Die Verzinsung des eingesetzten Kapitals erfolgt im Verteilernetz analog zum Übertragungsnetz mittels eines WACC-Ansatzes. Während der WACC für das Übertragungsnetz jährlich neu angepasst wird, erfolgt eine Angleichung für das Verteilernetz nur am Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode. Weiters erfolgt im Rahmen der Anreizregulierung eine Berücksichtigung der Inflation in Form des bereits erwähnten Netzbetreiberpreisindex. Im Rahmen der ersten Regulierungsperiode wurde außerdem der sogenannte Kosten-Mengenfaktor zur Anwendung gebracht. Dieser Faktor sollte durch die Berücksichtigung eines erlösgewichteten Mengenwachstums für die Ausweitung der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber kompensieren. Die Höhe des Kosten-Mengenfaktors wurde mit 0,5 angesetzt. Aufgrund seines Charakters konnte dieser Faktor jedoch nicht als expliziter Investitionsanreiz verstanden werden und war in seiner Wirkung diskussionswürdig. Unternehmen, die investierten und keine Mengensteigerungen verzeichnen konnten, wurden tendenziell gegenüber Unternehmen, die nicht investierten (und Mengensteigerungen verbuchen konnten), benachteiligt. Der Kosten-Mengen-Faktor wurde daher mit der Tarifiermittlung für das Jahr 2010 für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode durch einen expliziten Investitions- und Betriebskostenfaktor (siehe folgende Ausführungen) abgelöst, wobei sich dieser erstmalig mit der Tarifierung ab 1. Jänner 2011 ausgewirkt hat. Die Regulierungsformel während der ersten Anreizregulierungsperiode (hier exemplarisch für die Tarifiermittlung der SNT-VO 2006 dargestellt) lässt sich daher folgendermaßen schreiben:

$$K_{2005} \cdot [(1-KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2006})] \cdot (1+c \cdot \Delta V_{2006}) + vNK_{2006} = \sum_{i=1}^n P_{2006,i} \cdot Q_{2004,i} + ME_{2006} + BKZ_{2004}$$

wobei	K_{2005}	= Kosten 2005
	KA	= Kostenanpassungsfaktor
	ΔNPI_{2006}	= Änderung des Netzbetreiberpreisindex im Vergleich zu 2005
	c	= Mengenkostenfaktor
	ΔV_{2006}	= Änderung der abgegebenen Menge im Vergleich zu 2005
	vNK_{2006}	= vorgelagerte Netzkosten in 2006
	$P_{2006,i}$	= Systemnutzungstarif mit 1. Jan. 2006 (netzebenenspezifisch, i = Netzebene)
	Q_{2004}	= abgegebene Menge in 2004
	ME_{2006}	= Messerlöse in 2006
	BKZ_{2004}	= Baukostenzuschüsse in 2004

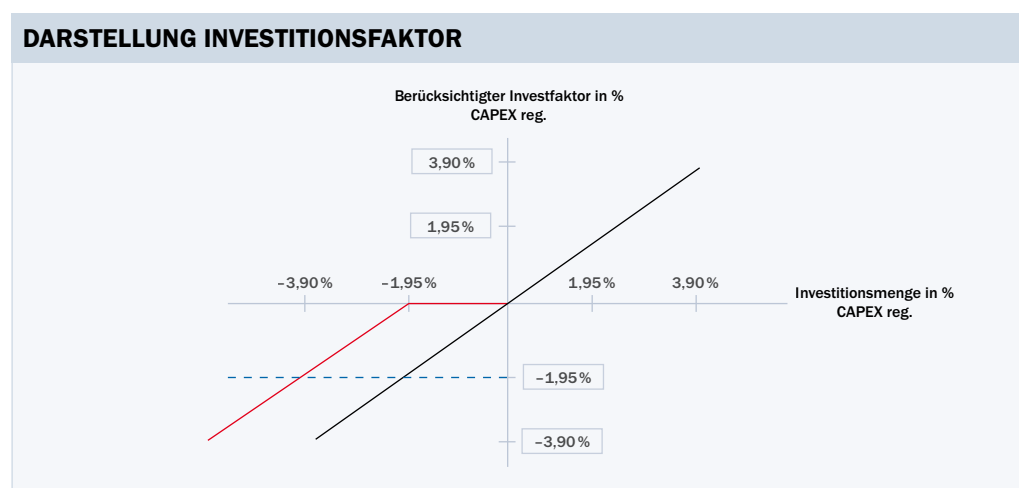
Die netzebenenspezifischen Systemnutzungstarife können daher durch simple Umformungen der obigen Formel errechnet werden und die Anpassung für die Folgejahre erfolgt in entsprechender Weise.

Vor dem Übergang in die zweite Anreizregulierungsperiode wurden abermals zahlreiche Gespräche mit der Branche geführt. Wesentliche Bestandteile dieser Gespräche haben maßgeblich die SNT-VO 2010 sowie deren Erläuterungen beeinflusst. Bereits in Gesprächen zur ersten Anreizregulierungsperiode wurde vereinbart, übermäßige Effizienzgewinne zwischen Netzbetreiber und Kunden im Zuge eines sogenannten Carry-Over-Mechanismus aufzuteilen. Der Mechanismus sieht vor, dass die Zusatzgewinne der Unternehmen (stärkerer Effizienzsteigerungen als vom Regulierungspfad vorgegeben) zu jeweils gleichen Teilen aufgesplittet werden. Im Rahmen der Tarifierung für das Jahr 2010, das erste Jahr der zweiten Anreizregulierungsperiode, wurden bereits 25 % dieser Effizienzgewinne an die Kunden weitergegeben. Der verbleibende Anteil wird nach Ablauf der zweiten Regulierungsperiode aliquot berücksichtigt. Das generelle Effizienzziel für 100 % effiziente Unternehmen bleibt von dieser Methodik unberührt. Obwohl die Rahmenbedingungen der zweiten Regulierungsperiode mit jener der ersten vergleichbar sind, wurden, wie bereits erwähnt, einige geringfügige Anpassungen des Regulierungssystems vorgenommen. Die wesentlichste betrifft die Anpassung der regulatorischen Kostenbasis auf Basis von Kostenprüfungen bei den tarifierenden Unternehmen. Es wurden dabei die Unternehmensdaten des Geschäftsjahres 2008 herangezogen und eine Kostenbasis für den Carry-Over sowie eine Kostenbasis für die Tarifiermittlung ab 2010 auf Grundlage der geänderten Parameter ermittelt. Im Rahmen der Finanzierungskosten wurde sowohl die verzinsliche Kapitalbasis, indem kein betriebsnotwendiges Kapital mehr berücksichtigt wird, als auch die WACC-Höhe auf Basis



aktueller Werte angepasst. Des Weiteren wurde, wie bereits angesprochen, der Kosten-Mengenfaktor durch einen Investitions- und Betriebskostenfaktor ersetzt und erstmals bei der Tarifiermittlung im Jahr 2011 berücksichtigt. Die beiden Faktoren stellen sicher, dass Unternehmen notwendige Investitionen durchführen können und somit die Versorgungssicherheit in Österreich langfristig gewährleistet bleibt. Während die Unternehmen notwendige Investitionen in angemessener Weise abgegolten bekommen, haben die Netzkunden den Vorteil, dass nur jene Investitionen berücksichtigt werden, die auch seitens der Unternehmen tatsächlich durchgeführt wurden. Um den Zeitverzug bei der Berücksichtigung von Investitionen innerhalb der Kapitalbasis abzuschwächen, werden Kapitalkostenänderungen im Rahmen des Investitionsfaktors bereits innerhalb der Regulierungsperiode berücksichtigt. Der Investitionsfaktor wird auf Basis der letztverfügbaren Kapitalkosten (CAPEX) ermittelt und berücksichtigt ausschließlich den individuellen Abschlag x_{ind} (bisher zusätzlich auch allgemeiner Abschlag x_{gen}) auf die Investitionen, die bis zum Jahr 2005 getätigt wurden. Ab 2006 werden keine Abschläge mehr vorgenommen, da ab diesem Zeitpunkt von einer effizienten Investitionstätigkeit bei allen Netzbetreibern ausgegangen wird. Als zusätzlicher Anreiz für die Durchführung von Investitionen wird ein Zuschlag (Mark-up) zum WACC auf die Buchwertzugänge ab 2009 in Höhe von 1,05 % für die zweite Regulierungsperiode gewährt.

Um ausschließlich notwendige Investitionen zu fördern und entsprechende Anreize für die Durchführung von Investitionen zu gewährleisten, kann der Investitionsfaktor auch einen negativen Wert annehmen, welcher durch die Einführung eines entsprechenden Deckels abgefedert wird. Ein negativer Investitionsfaktor (vor Berücksichtigung des Mark-ups) kommt nur dann zur Anwendung, wenn dieser einen größeren Wert als einen Anteil von mehr als 1,95 % der regulatorisch berücksichtigten CAPEX aufweist.



gedeckelter neg. Investfaktor

Abbildung 3
Darstellung Investitionsfaktor



Der die Toleranzgrenze übersteigende negative Investitionsfaktor wird um den positiven Mark-up auf Investitionszugänge korrigiert. Im Rahmen der Vorbereitung auf die zweite Regulierungsperiode haben die Netzbetreiber umfassend ausgeführt, dass in Zukunft erhöhte Investitionen getätigt werden müssen (zur Anlagenerneuerung und -instandhaltung zusätzlich 5 % p.a.) und dies auch gutachterlich belegt, weshalb die Anwendung eines negativen Investitionsfaktors nicht den Regelfall darstellen wird. Durch die Toleranzgrenze wird einerseits vermieden, dass nicht erforderliche Investitionen zur Vermeidung eines negativen Investitionsfaktors vorgenommen werden, und andererseits wird auch ein signifikant eingeschränktes Investitionsverhalten nicht begünstigt. Der Investitionsfaktor soll somit einen Anreiz für die Durchführung von Investitionen darstellen, wodurch die notwendigen finanziellen Mittel zur Substanzerhaltung der österreichischen Verteilernetze zur Verfügung gestellt werden und auch langfristig eine Qualitätsverbesserung und Erhöhung der Versorgungssicherheit erreicht wird.

Neben dem Investitionsfaktor kommt auch der Betriebskostenfaktor zur Anwendung. Dieser gewährleistet, dass eine Erhöhung der Betriebskosten auf Basis von relevanten Kostentreibern anstelle einer reinen Mengenorientierung (vgl. Mengen-Kosten-Faktor, siehe oben) erfolgt. Daher wird auf die Entwicklung von physischen Netzanlagen (berücksichtigt durch gewichtete Systemlänge) und Kundenzahl (berücksichtigt durch Anzahl der Zählpunkte) abgestellt. Im Rahmen des Betriebskostenfaktors werden somit zusätzliche Kosten, verursacht durch Neu- oder Erweiterungsinvestitionen und auch steigende Kundenzahlen bei der Tariffestsetzung berücksichtigt. Betriebskostenänderungen werden damit in Abhängigkeit von den relevanten Kostentreibern abgebildet. Auch durch deren Anerkennung wird ein eindeutiger Anreiz zur Investitionsförderung gegeben. Weiters kann der Betriebskostenfaktor bei signifikanter Änderung (Verringerung) der Anlagensubstanz auch einen negativen Wert annehmen. Dies stellt natürlich einen weiteren Anreiz zur Vornahme notwendiger Investitionen dar, da unterlassene Investitionstätigkeit de facto „bestraft“ wird.

Die vorgestellten Anpassungen (Investitions- und Betriebskostenfaktor) im Rahmen des gegenwärtigen Regulierungssystems zeigen deutlich, dass die Regulierungsbehörde die Förderung notwendiger Investitionsmaßnahmen als essentiell betrachtet und dementsprechende Anreize zu deren Durchführung schafft.

Andere wesentliche Parameter im Rahmen der Tarifierung, wie z. B. der Netzbetreiberpreisindex, der allgemeine Produktivitätsfaktor, das Entgelt für Messleistungen oder die Grundsätze der Mengenermittlung (Mengen des letztverfügbaren Geschäftsjahres), wurden in der

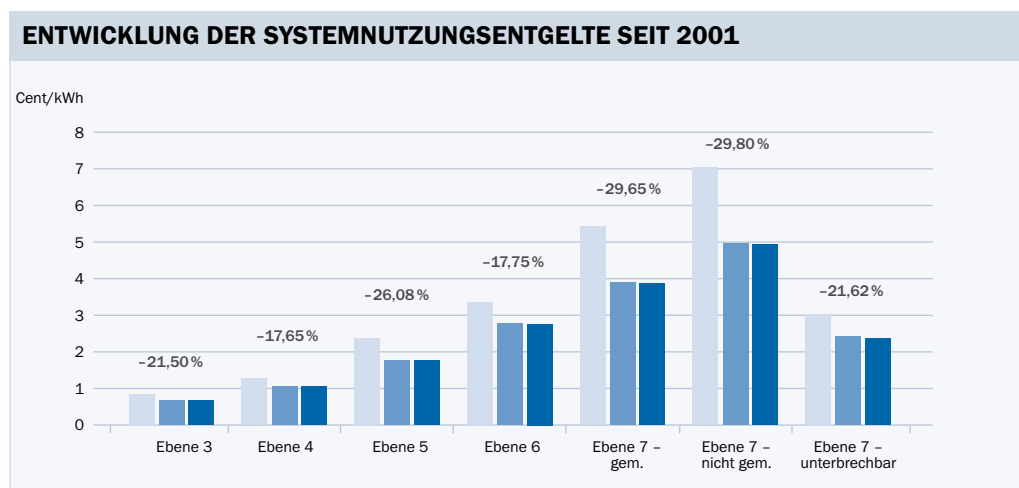


zweiten Regulierungsperiode nicht verändert. Die Regulierungsformel, anhand welcher die Kosten der Verteilernetzbetreiber im Rahmen der zweiten Anreizregulierungsperiode angepasst werden, sieht zusammengefasst wie folgt aus (hier am Beispiel des Jahres 2011):

$$K_{2011} = K_{2010} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2011})] + BK.Faktor + Inv.Faktor + vNK_{2011}$$

- wobei
- K_{2011} = Kosten des Jahres 2011
 - K_{2010} = Kosten des Jahres 2010
 - KA = Kostenanpassungsfaktor
 - ΔNPI_{2011} = Änderung des Netzbetreiberpreisindex im Jahr 2011
 - $BK.Faktor$ = Betriebskostenfaktor
 - $Inv.Faktor$ = Investitionskostenfaktor
 - vNK_{2011} = vorgelagerte Netzkosten des Jahres 2011

In den Folgejahren werden die Kosten des Unternehmens in entsprechender Weise angepasst. Die Entwicklung der Systemnutzungsentgelte seit Beginn der Regulierung ist in *Abbildung 4* dargestellt. Der Vergleich mit *Abbildung 1* zeigt, dass die Reduktion der Netztarife in der Kosten-Plus-Regulierungsphase deutlich höher ausgefallen ist als während der Anreizregulierung. Als wesentlichste Gründe hierfür sind verstärkte Investitionen in die Netzinfrastruktur in den letzten Jahren (siehe auch Seite 160) und weitaus geringere Effizienzsteigerungspotenziale als zu Beginn der Regulierung zu nennen. Dennoch konnten seit Beginn der Regulierung im Jahr 2001 die durch die Kunden zu bezahlenden Entgelte im Stromverteilernetz um rund 610 Mio. EUR reduziert werden.



- SNT-VO Stand: 30.09.2001
- SNT-VO Stand: 01.01.2010
- SNT-VO Stand: 01.01.2011

Abbildung 4
Entwicklung der Systemnutzungsentgelte seit 2001

Die Eckpunkte der derzeitigen Regulierungssystematik im Verteilernetz sind in *Tabelle 3* nochmals zusammengefasst.

SCHLÜSSELFAKTOREN ANREIZREGULIERUNG STROM		
Parameter	1. Regulierungsperiode	2. Regulierungsperiode
Effizienzerreichung 100 %	innerhalb von 8 Jahren	
Dauer Regulierungsperiode	4 Jahre	
generelle Produktivitätsentwicklung	1,95 % p.a.	
jährliche Effizienzsteigerungsrate	max. 3,5 % p.a. (Mindesteffizienz von 74,76 %)	
Inflationsanpassung	Netzbetreiberpreisindex (NPI)	
Berücksichtigung Mengensteigerungen/ Investitionen	$1/2 \times \Delta M$ (erlösgewichtiges Mengenwachstum)	Investitionsfaktor, Betriebskostenfaktor
WACC	6,05 %	7,025 %
verzinsliche Kapitalbasis	gesamtes Anlagevermögen	materielle und immaterielle Vermögensgegenstände (kein betriebsnotwendiges Kapital)
Carry-Over-Mechanismus beim Übergang zwischen erster und zweiter Regulierungsperiode	50 % Aufteilung der zusätzlichen Effizienzgewinne zwischen Netzbetreibern und Konsumenten	

Tabelle 3
Schlüsselfaktoren
Anreizregulierung Strom

Sowohl im Stromübertragungs- als auch im Verteilernetz steht die Regulierungsbehörde vor neuen Herausforderungen. Im Rahmen der Stromübertragung laufen die Vorbereitungen für einen Übergang vom Kosten-Plus-Regulierungsregime mit jährlichen Kostenprüfungen zu einem längerfristig stabilen Regulierungssystem. Mit Jahresbeginn 2011 haben auch die Vorbereitungen zur dritten Regulierungsperiode im Verteilernetz begonnen, die ersten Gespräche hierzu mit Österreichs Energie (vormals VEÖ) sind bereits erfolgt. Wie ausgeführt, hat die E-Control bereits innerhalb der ersten und auch der zweiten Anreizregulierungsperiode entsprechende Schritte gesetzt, um die inhärenten Nachteile der Anreizregulierung (siehe obige Diskussion) zu beseitigen. Durch die Implementierung des Investitions- und Betriebskostenfaktors wurden Anreize gesetzt, um Investitionen in die Netzinfrastruktur sicherzustellen. Ein weiterer wichtiger Punkt, der eng mit der Investitionstätigkeit der Unternehmen verbunden ist, betrifft das Qualitätsniveau der Netzdienstleistung. Aufgrund der geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen des EIWOG 2010 wird es in Zukunft möglich sein, dass Qualitätskriterien und Teilprozesse bei der Bestimmung der Kostenbasis herangezogen werden können. Dies eröffnet die Möglichkeit, sowohl eine Qualitätsregulierung zu implementieren als auch ein Benchmarking von Kosten auf Prozessebene in Betracht zu ziehen.



Auf Basis der neuen Gesetzesgrundlage wird in Hinkunft die Kostenbasis aller Unternehmen mit einer Abgabemenge über 50 GWh regelmäßig geprüft. Aus Sicht der Behörde sollte das zukünftige Regulierungsregime für alle Unternehmen in gleichem Maße Anwendung finden und es zu keiner unterschiedlichen Behandlung im Rahmen verschiedener Systeme kommen. Strukturelle Unterschiede aufgrund der Unternehmensgröße oder der Struktur des Versorgungsgebietes sind dabei natürlich weiterhin zu berücksichtigen. Das EIWOG 2010 sieht weiters die Implementierung eines Regulierungskontos vor, das die Aufrollung von Differenzbeträgen zwischen den tatsächlich erzielten Erlösen und der Entgeltverordnung zu Grunde liegenden Erlösen ermöglicht (§ 50 EIWOG). Während in der Vergangenheit das Netzunternehmen von steigenden Abgabemengen profitiert hat, kommen diese in Hinkunft dem Netzkunden zugute.

REGULIERUNG DER GASNETZE

Der österreichische Gasmarkt wurde, wie bereits erwähnt, im Jahr 2002 vollständig liberalisiert. Während der Gaskunde seither also seinen Lieferanten frei wählen kann und sich die Energiepreise am Markt bilden, werden die Tarife der Netzinfrastruktur seitens der Regulierungsbehörde festgesetzt. Im Gasbereich gibt es 20 tarifierende Unternehmen, deren Tarife vergleichbar zum Strombereich in den ersten Jahren der Regulierung auf Basis regelmäßiger Kostenprüfungen im Rahmen eines Kosten-Plus-Modells errechnet wurden. Mit 1. Februar 2008 wurde das System für das Gasverteilernetz mit etwas Verspätung zum Strombereich ebenfalls in ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem übergeführt (siehe folgende Ausführungen) und gilt für Verteilernetzbetreiber.²³ Die Tarife im Transitbereich werden seit Oktober 2007 für drei Unternehmen (BOG, TAG, OMV) auf Basis von der Regulierungsbehörde genehmigter Tarifbestimmungsmethoden reguliert. Die Tarifermittlung wird von den Unternehmen selbst durchgeführt und erfolgt auf Basis von Cashflow-Rechnungen und vertraglich mit Shippern vereinbarten Übertragungskapazitäten. Zukünftige Kosten, Investitionen und Kapazitäten werden im Rahmen der Tarifmethode implizit berücksichtigt. Die Tarifmethode wird alle vier Jahre seitens der E-Control überprüft, Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Kosten werden hierbei berücksichtigt. Für Inlandsfernleitungen innerhalb der Regelzonen gilt kein eigenes System, daher wird für diese Leitungen auch kein eigener Tarif bestimmt. Die Kosten von Leitungen mit einem Druck größer als 6 bar werden auf Basis der transportierten Menge (30 %) und der Kapazität (70 %) auf das unterlagerte Netz aufgeteilt.

Die Anreizregulierung im Gasbereich ist generell mit dem Modell im Strombereich vergleichbar, wobei natürlich Unterschiede in der konkreten Ausgestaltung einzelner Parameter bestehen. Vergleichbar zum Strombereich gliedert sich das System ebenfalls in zwei Regulierungsperioden. Während jedoch die Unternehmen im Strombereich ihre Ineffizienzen innerhalb von acht Jahren abzubauen haben, beläuft sich die Dauer der beiden Regulierungsperioden für die Gasunternehmen auf insgesamt zehn Jahre. Das Anreizre-

²³ Siehe GSNT-VO 2008 sowie Erläuterungen für einen detaillierten Überblick.

gulierungssystem berücksichtigt auch hier sowohl die generelle Produktivitätsentwicklung der Branche ($x_{\text{gen}}=1,95\%$) als auch individuelle Effizienzsteigerungspotenziale. Individuelle Effizienzen wurden ebenfalls auf Basis eines Gesamtkostenbenchmarkings bestimmt und den Unternehmen ein individueller Kostenpfad zur Erreichung des 100%-Effizienzziels am Ende der zweiten Regulierungsperiode vorgegeben. Die Relevanz der im Benchmarking berücksichtigten Outputparameter wurde vergleichbar zum Strombereich ebenfalls im Rahmen einer Modellnetzanalyse ermittelt. Während die effizienzbedingten Abschläge im Strombereich jedoch maximal 3,5% pro Jahr betragen, sind diese im Gasbereich mit maximal 2,9% begrenzt. Weiters stellt das Anreizsystem sicher, dass sowohl Kostenerhöhungen der Branche (durch den Netzbetreiberpreisindex) als auch unternehmensindividuelle Mengenentwicklungen im Rahmen der Tarifiermittlung berücksichtigt werden.

Im Rahmen der verzinslichen Kapitalbasis wird analog zum Strombereich (2. Regulierungsperiode) das materielle sowie immaterielle Anlagevermögen berücksichtigt. Die Verzinsung des eingesetzten Kapitals erfolgt analog zum Strombereich über einen WACC-Ansatz, wobei die Höhe wiederum innerhalb einer Regulierungsperiode konstant gehalten wird. Wie auch im Strombereich werden explizite Anreize für Investitionen in die Netzinfrastruktur über einen Investitions- und Betriebskostenfaktor geschaffen. Im Vergleich zum Strombereich sind die Ausgestaltung sowie die Berücksichtigung netzebenenspezifisch zu sehen. Während für die Netzebene 1 ausschließlich der Investitionsfaktor zur Anwendung kommt, werden auf den Netzebenen 2 und 3 beide Faktoren berücksichtigt. Während jedoch die Zurechnung des Betriebskostenfaktors für die Netzebene 2 multiplikativ erfolgt, wird dieser auf Netzebene 3 additiv berücksichtigt.



Die Rahmenbedingungen für die Anreizregulierung im Gasbereich sind in *Tabelle 4* zusammengefasst:

SCHLÜSSELFAKTOREN ANREIZREGULIERUNG GAS	
Parameter	1. Regulierungsperiode
Effizienzerreichung 100 %	innerhalb von 10 Jahren
Dauer Regulierungsperiode	5 Jahre
generelle Produktivitätsentwicklung	1,95% p.a.
jährliche Effizienzsteigerungsrate	max. 2,9% p.a. (Mindesteffizienz von 74,06%)
Inflationsanpassung	Netzbetreiberpreisindex (NPI)
Berücksichtigung, Mengensteigerungen/Investitionen	Investitionsfaktor, Betriebskostenfaktor
WACC	6,97 %
verzinsliche Kapitalbasis	materielle und immaterielle Vermögensgegenstände (kein betriebsnotwendiges Kapital)

Tabelle 4
Schlüsselfaktoren
Anreizregulierung Gas

Die Regulierungsformel im Gasbereich (hier exemplarisch für das zweite Jahr der Regulierungsperiode dargestellt) sieht folgendermaßen aus:

$$K_{2009,i} = K_{2008,i} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2009})] \cdot (1 + BK.Faktor_i + Inv.Faktor_i)$$

- wobei
- $K_{2009,i}$ = Kosten des Jahres 2009 der Netzebene i
 - $K_{2008,i}$ = Kosten des Jahres 2008 der Netzebene i
 - KA = Kostenanpassungsfaktor
 - ΔNPI_{2009} = Änderung des Netzbetreiberpreisindex im Jahr 2009
 - $BK.Faktor_i$ = Betriebskostenfaktor der Netzebene i
(für Netzebene 1 mit null angesetzt)
 - $Inv.Faktor_i$ = Investitionskostenfaktor der Netzebene i

Bei der Ermittlung der Mengenbasis (kWh) für die Tarifierung erfolgt eine Glättung von Absatzschwankungen durch Anwendung des rollierenden arithmetischen Mittelwertes der letzten drei Jahre. Die Durchschnittsbildung gewährleistet, dass insbesondere witterungsbedingte Effekte, die zu „atypischen Jahren“ führen, geglättet werden. Durch Differenzierung der Mengenentwicklung pro Zone und Ebene wird die Abbildung der Absatzstruktur im Netzbereich bestmöglich gewährleistet. Dadurch werden auch drei „kalte“ oder „warme“ Jahre in den Tarifen letztlich entsprechend abgebildet. Eine solche Periode wird weder den Kunden noch den Netzbetreibern als wirtschaftliche Risikoposition zugerechnet, sondern durch eine angemessene Festlegung der Absatzstruktur für die Bestimmung der Systemnutzungstarife berücksichtigt. Der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh) ist seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um mehr als 4 % gesenkt worden.

Wie im Strombereich sind mit Beginn des Jahres 2011 ebenfalls die Vorbereitungen zur Ausgestaltung der zweiten Anreizregulierungsperiode im Gasverteilernetz angelaufen. Neben einer Anpassung der Kostenbasis wird auch die Basis für den Investitions- und Betriebskostenfaktor jeweils adaptiert. Weitere wesentliche Faktoren stellen die Ausgestaltung eines etwaigen Carry-over sowie die Spezifikation der Finanzierungskosten dar. Eine weitere Herausforderung für die E-Control im Bereich der Tariffestsetzung betrifft die Einführung des Entry-Exit-Systems, das im Zuge der Umsetzung der 3. Energie-Binnenmarkttrichtlinie in Zukunft umzusetzen ist.



Die derzeit in Österreich zur Anwendung kommenden Regulierungsmodelle für die Strom- und Gasnetze können folgendermaßen zusammengefasst werden:

ÜBERSICHT REGULIERUNGSSYSTEME				
	Strom		Gas	
	Übertragung	Verteilung	Transit	Verteilung
Regulierungssystem	Kosten-Plus-Regulierung	Anreiz-regulierung	Tarifmethoden	Anreiz-regulierung
Periode zum Abbau Ineffizienzen	laufend	8 Jahre	-	10 Jahre
Dauer Regulierungsperiode(n)	1 Jahr	4 Jahre	4 Jahre	5 Jahre

Tabelle 5
Übersicht Regulierungssysteme

Maßgebliche Veränderungen

Entwicklungen der Großhandelsmärkte und der Beschaffungsseite

STRUKTUR DES GROSSHANDELSMARKTES FÜR STROM

Der Großhandel für Elektrizität stellt das Bindeglied zwischen Erzeugung von Strom und allen nachgelagerten Märkten dar. Seit der Liberalisierung erfüllt der Stromhandel aber nicht ausschließlich die Funktion des Austausches von physischer Energie, sondern dient durch die Etablierung von Strombörsen auch dem Hedging, der Spekulation und der Arbitrage. Handelsplätze für Strom umfassen die Börsen und die OTC-Märkte. Dazu zählen alle Marktplätze, die nicht Börseplätze sind und bei denen die Geschäftspartner bekannt sind.

Dabei wird der Großhandelsmarkt in der Branchenuntersuchung der BWB²⁴ als Stromhandel, also der „Kauf und Verkauf von Elektrizität auf eigenes Risiko und Rechnung“, definiert. Unterschieden werden die folgenden Bereiche:

1. der OTC (over the counter) Handel, d.h. individuell gehandelte, bilaterale Verträge, generell außerhalb eines regulierten Handelsplatzes, wobei Börsen auch als OTC-Clearingstellen fungieren können
2. der Handel über die Börsen, welcher im Fall von kurzfristigen (Day-Ahead) Lieferungen physisch und im Fall von längerfristigen Termingeschäften (Futures) in der Regel finanziell erfolgt
3. der Handel mit anderen Finanzderivaten, wie zum Beispiel Optionen

Die Unterscheidung von Punkt (2) und (3) ist dabei nicht zwingend, da Futures, Swaps und Options alle zur Gruppe der Finanzderivative gehören (im Gegensatz zum Spot- oder Cashmarkt) und es zweckmäßiger scheint, bei OTC-Handel und Börsehandel jeweils den Termin- und Kassamarkt zu betrachten.²⁵

In einer neueren Untersuchung des deutschen Bundeskartellamts²⁶ wird allerdings Großhandel lediglich als der „erstmalige Absatz von elektrischer Energie“ definiert, ohne den „reinen“ Handel mit einzubeziehen. Regional gilt, dass der österreichische und deutsche Großhandelsmarkt aufgrund der fehlenden Grenz-Engpässen generell ein Preisgebiet darstellen, das Bundeskartellamt²⁷ geht deshalb von einem deutsch-österreichischen Markt aus.

²⁴ Bundeswettbewerbsbehörde (2004), Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft, 1. Zwischenbericht, Wien

²⁵ Siehe z.B. Fabozzi, F.J. und Peterson-Drake, P. (2009) Introduction to Finance: Financial Markets, Business Finance and Asset Management, John Wiley and Sons: New Jersey.

²⁶ Bundeskartellamt (2011), Sektorenuntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, B10-9/09, Bonn.

²⁷ Ibid.



Neben dem Handel mit Strom bzw. dem erstmaligen Absatz von Strom sind auch die Systemdienstleistungen ein wichtiger Stromvertriebsweg. Im Allgemeinen werden damit Services bezeichnet, die zum Betrieb und für die Aufrechterhaltung des Systems notwendig sind. Auf einen Teil davon, nämlich die Bereitstellung und Vermarktung von Ausgleichs- und Regelenergie, wird dabei im nächsten Abschnitt eingegangen. Die zeitliche Struktur der unterschiedlichen Handelsformen wird in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

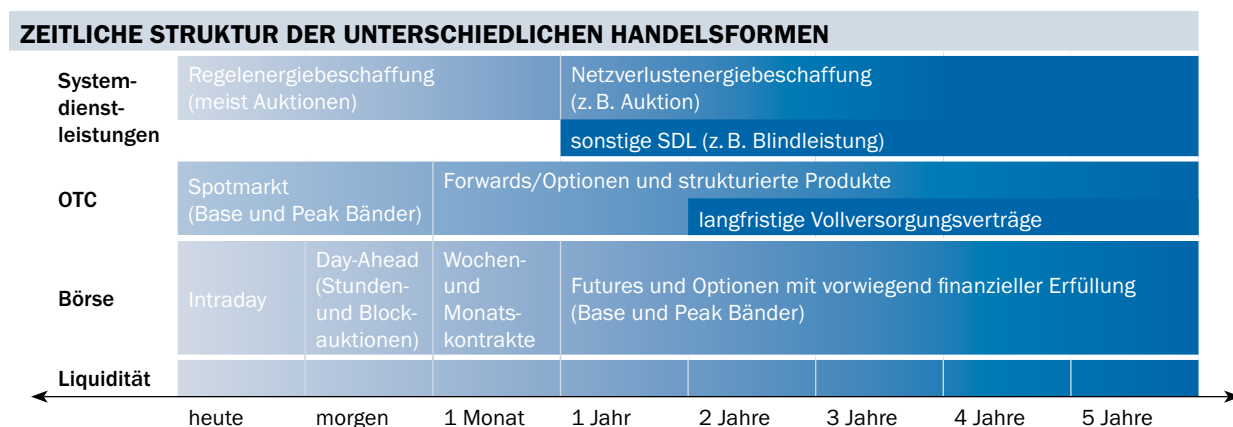


Abbildung 5 Zeitliche Struktur der unterschiedlichen Handelsformen
Quelle: Eigene Darstellung

MARKTSTRUKTUR IN DER ERZEUGUNG

Die Erzeugungslandschaft ist im deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt von den vier großen Erzeugern, EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall, geprägt. Dabei spielen österreichische Erzeuger aufgrund ihrer geringen Marktanteile eine eher kleinere Rolle. Ob oder wie diese dominanten Erzeuger ihre Marktmacht nützen, war und ist Gegenstand mehrerer Untersuchungen. Als besonders kritisch wurde in der Vergangenheit die Möglichkeit der dominanten Erzeuger gesehen, Preise durch ihr Kaufverhalten künstlich hoch zu halten. Da die neueste Sektorenuntersuchung des deutschen Bundeskartellamts²⁸ zur Stromerzeugung/ zum Stromgroßhandel keine eindeutigen Schlüsse präsentiert, werden Wettbewerb und Transparenz auch in Zukunft essentielle Themen im Stromhandel bleiben.

Konzentrationszahlen auf Basis der installierten Erzeugungskapazität zeigen, dass der Markt durchaus als konzentriert anzusehen ist. Die Marktkonzentration gestaltet sich bei der Erzeugung konstant hoch, allerdings inkludieren diese Werte nicht die Veräußerung von Kapazitäten und Bezugsrechten durch E.ON. Durch diese Maßnahmen wurde der Anteil an den Erzeugungskapazitäten der größten vier Erzeuger, EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall, von 85 % im Jahr 2007 auf 80 % im Jahr 2009 gesenkt.²⁹

²⁸ Ibid.

²⁹ Der HHI wird als die Summe der quadrierten Marktanteile berechnet und ist ein Maß für den Konzentrationsgrad eines Marktes, ein Markt mit einem HHI über 1800 gilt als hochkonzentriert. Ibid., S. 91.

Tabelle 6

HHI nach installierter Kapazität und erzeugter Menge

Quelle: Bundeskartellamt (2011) für 2007 und 2008. DG Comp (2007) für 2003–2005 ohne Österreich.

HHI NACH INSTALLIERTER KAPAZITÄT UND ERZEUGTER MENGE		
Jahr	Kapazität (HHI)	erzeugte Menge (HHI)
2003 - 2005	1.914	2.143
2007	2.093	2.183
2008	2.045	2.145

Auch die elektrizitätsspezifische Konzentrations-Maßzahl Residual Supply Index (RSI) zeigt, dass die größten vier Erzeuger unerlässlich für die Bewältigung der Nachfrage sind, d.h., der RSI ist in den meisten Fällen über 5%. Zudem sind diese Werte im Zeitablauf zwar volatil, aber im Großen und Ganzen recht konstant, ein Rückgang der Konzentration ist dabei nicht zu erkennen.

Tabelle 7

Anteil der Stunden, in denen RSI < 1,1

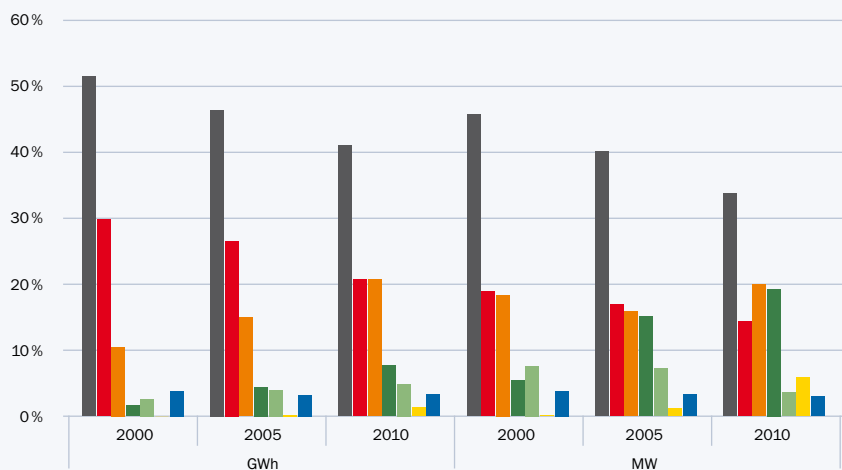
Quelle: Bundeskartellamt (2011) für 2007 und 2008. DG Comp (2007) für 2003–2005 ohne Österreich. Die Daten der Untersuchung von DG Comp wurden anonymisiert veröffentlicht.

ANTEIL DER STUNDEN, IN DENEN RSI < 1,1				
Jahr	1338-S-DE	0436-S-DE	0569-S-DE	1681-S-DE
2003	75,2%	48,7%	2,9%	1,6%
2005	75,9%	44,3%	7,7%	7,9%
	RWE	E.ON	Vattenfall	EnBW
2007	93,6%	71,8%	55,1%	49,1%
2008	73,8%	50,5%	30,6%	25,7%

Der Erzeugungsmix hat in Deutschland und Österreich in den letzten 10 Jahren eine bewegtere Entwicklung durchgemacht als die Konzentrationskennzahlen. Die Förderung von erneuerbaren Energieträgern durch Einspeisetarife sowie die Einführung des europäischen Emissionshandelssystems haben in erster Linie Investitionen in Kohlekraftwerke unattraktiver gemacht. Dies hat vor allem in Deutschland den Ausbau von Windkraft massiv beschleunigt, mittlerweile machen die On- und Off-shore-Parks rund 20% der installierten Kapazität aus. Durch die volatile Einspeisung und die begrenzte Auslastung der Anlagen betrug der Anteil an der tatsächlichen Erzeugung im Jahr 2010 jedoch noch immer unter 8%. In Österreich gab es einen Rückgang der Erzeugung aus Wasserkraft, welcher durch einen Zuwachs bei Wind-, Biomasse- und Gasanlagen kompensiert wurde. Die Veränderungen im Kraftwerkspark haben einen wesentlichen Einfluss auf die Preisbildung am Großhandelsmarkt, der im Abschnitt „Liberalisierungseffekte“ diskutiert wird.



STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND NACH MENGE UND KAPAZITÄT (GWH, MW)

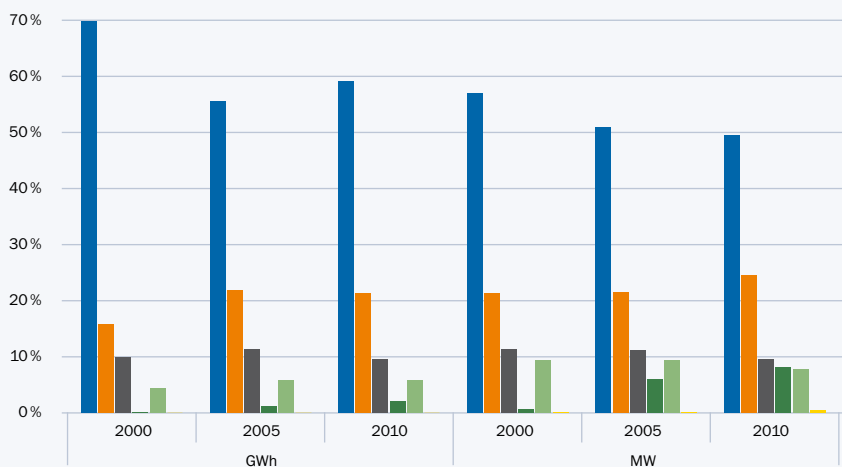


- Kohle
- Kernkraft
- Gas
- Wind
- Sonstige
- PV
- Wasser

Abbildung 6
Erzeugungsmix in Deutschland

Quelle: DG Ener (2009) „Energy Trends to 2030 – update 2009“, Zugriff am 27. April 2011 auf http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm

STROMERZEUGUNG IN ÖSTERREICH NACH MENGE UND KAPAZITÄT (GWH, MW)



- Wasser
- Gas
- Kohle
- Wind
- Sonstige
- PV

Abbildung 7
Erzeugungsmix in Österreich

Quelle: DG Ener (2009) „Energy Trends to 2030 – update 2009“, Zugriff am 27. April 2011 auf http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm

MARKTSTRUKTUR IM STROMHANDEL

In der weiteren Definition gehört zum Großhandel nicht nur der erstmalige Absatz von Strom, sondern auch der Stromhandel. Die Entwicklung eines Großhandelsmarktes für Strom stellt eine der maßgeblichen und entscheidenden Veränderungen in den letzten zehn Jahren dar. Dabei handeln auch Unternehmen außerhalb der Energiebranche wie Banken, Finanzhäuser oder große Industrieunternehmen mit elektrischer Energie. Darüber hinaus müssen alle Lieferanten, die ihre Nachfrage nicht durch Eigenerzeugung decken können, ihren Bedarf am Großhandelsmarkt decken. Dabei versorgen sich kleinere Lieferanten unter Umständen auch mit einem Vollversorgungsvertrag. Darüber hinaus wird versucht, über eine strukturierte Beschaffung, d.h. über Tranchierung der Mengen über verschiedene Einkaufszeitpunkte, das Risiko zu minimieren.

Reine Händler haben hingegen kein Interesse an der Beschaffung von physischen Mengen, sondern versuchen, Preisschwankungen auszunützen, um so Gewinne zu erwirtschaften. Die Liste der Handelsteilnehmer an den einzelnen Börsen ist in der Regel öffentlich zugänglich und wird auf den entsprechenden Webseiten publiziert. Über die Anzahl der Handelsteilnehmer am OTC-Markt kann aufgrund der Heterogenität (Brokerplattformen, Telefongeschäfte, OTC-Clearing ...) keine konkrete Aussage getroffen werden, größere Energiehändler sind aber Mitglied bei der Händlerföderation EFET (European Federation of Energy Traders).³⁰

Zu den wichtigsten Energiehandelsbörsen gehören in Zentraleuropa derzeit die EPEX Spot/EEX, die APX-ENDEX und Nordpool. In Österreich gibt es mit der EXAA ebenfalls eine Spotbörse für Strom und CO₂. War die Börsenlandschaft in Europa zu Anfang der Liberalisierung noch recht heterogen, hat im Laufe der Zeit eine gewisse Konsolidierung stattgefunden. Dabei setzen aber die einzelnen Börsen nicht nur auf regionale Expansion, sondern erweitern auch laufend ihre Produktpalette über die gesamte Bandbreite des Energiehandels. Da die Rolle der Börsen und deren Entwicklung einen der zentralen Aspekte der Liberalisierung darstellt, wird diese im Abschnitt „Liberalisierungseffekte“ ausführlich diskutiert.

Einer der Vorteile des Börsehandels gegenüber dem OTC-Handel ist für Marktteilnehmer die Minimierung des Counterparty-Risikos, also des Risikos, dass der Handelspartner das Geschäft trotz Vertragsabschlusses nicht erfüllen kann. Teilnehmer bei Börsen müssen bei Abschluss jedes Handelsgeschäfts Sicherheiten hinterlegen (so genannte „margins“), um somit sicherzustellen, dass auch bei langfristigen Terminkontrakten die Ausfallrisiken gedeckt sind. Dieser Aspekt des Handels wird über Clearinghäuser abgewickelt, wobei das wichtigste Clearinghaus für Zentraleuropa die EEX AG Tochter ECC (European Commodity Clearing AG) ist. Die ECC ist unter anderem Partner der APX Endex, der EEX oder des österreichischen CEGH (Central European Gas Hub). Große Börsen bieten auch die Möglichkeit, OTC-Handelsgeschäfte über ihre Clearinghäuser abzuwickeln.



REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIE STROM – EIN MARKT MIT EIGENER STRUKTUR

Als eine wesentliche Säule für ein stabiles und sicheres elektrisches Energiesystem gilt die Leistungs-Frequenzregelung, die durch die Aufrechterhaltung der Frequenz von 50 Hertz innerhalb des europäischen Verbundnetzes ENTSO-E Kontinentaleuropa (Regional Group Continental Europe [RGCE] – vormals UCTE) sichergestellt werden kann. Die mangelnde Speicherbarkeit von Strom erfordert, dass Lastschwankungen (z.B. Kraftwerk-Ausfall oder andere unvorhersehbare Einspeise- oder Verbraucheränderung) zeitnahe ausgeglichen werden und somit ein quasistationärer Frequenzzustand gesichert wird. Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch lässt sich anhand eines mehrstufigen Ablaufes (wie in *Abbildung 8* dargestellt) beschreiben.

Handelt es sich um ein kurzes Leistungsdefizit bzw. einen kurzen -überschuss, reicht die Primärregelung aus, um das System zu stabilisieren. Die Primärregelung wird definiert als „eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch ... bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt“. Im Fall einer länger auswirkenden Beeinflussung wird nach definierter Zeit (max. 30 Sek.), bzw. bereits parallel zur Primärregelung, die Sekundärregelung aktiviert, damit die Primärregelung entlastet und wieder frei ist, um die zuvor beschriebene Funktion zu erbringen. Im Unterschied zur Primärregelung, welche nationen- und netzbetreiberübergreifend für stabile Frequenz verantwortlich ist, sorgt die Sekundärregelung innerhalb der Regelzongrenzen für den Ausgleich von Leistungsdefizit bzw. -überschuss. Die Zeitspanne bis zur Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts kann im Bereich von mehreren Minuten liegen.

Dauert die Leistungsabweichung länger an (> 15 Min.), wird die Sekundärregelung durch die Tertiärregelung abgelöst bzw. kann sie wiederum bereits parallel zur Sekundärregelung zum Einsatz kommen. Die Tertiärregelung wird entweder automatisch oder manuell aktiviert und soll so zum Einsatz gelangen, dass sie spätestens 15 Minuten nach Beginn der Gesamtregelzonenabweichung ihren Beitrag leistet. Die Wiederherstellung des Sekundärregelbandes kann bis zu 15 Minuten dauern, während die Tertiärregelung nach dieser Zeit noch nicht beendet sein muss. Ist eine Anpassung innerhalb der Regelzone nicht ausreichend möglich, so stellt sich der Ausgleich in Form von ungewolltem Austausch mit umliegenden Regelzonen im ENTSO-E Kontinentaleuropa-Verbund ein.

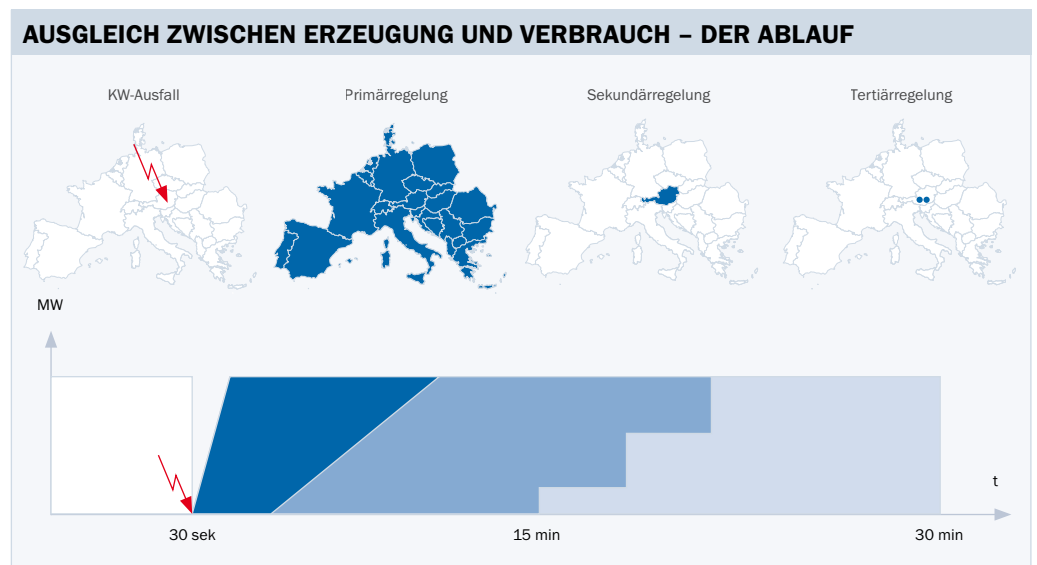


Abbildung 8
Ausgleich zwischen Erzeugung
und Verbrauch – der Ablauf

Sowohl Regelenergie als auch Ausgleichsenergie dienen physikalisch gesehen demselben Zweck, nämlich der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe (z. B. durch Ausfall) verursacht Ausgleichsenergie. Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone ergibt den Bedarf an Regelenergie, für welche der Regelzonenführer zu sorgen hat (die Summe der Ausgleichsenergie kann um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen mitunter selbst ausgleichen).

Demnach gilt vereinfacht dargestellt:

- > Abweichung einer Prognose in der Regelzone ist Regelenergie
- > Abweichung einer Prognose in der Bilanzgruppe ist Ausgleichsenergie



Auf Basis der erfassten Mengen und der ermittelten Kosten für die Aufbringung der Regelenergie wird den einzelnen Bilanzgruppen die verbrauchte Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Die Art und Weise der Weiterverrechnung dieser Kosten an die Lieferanten bzw. an die Kunden bleibt den Marktteilnehmern überlassen.

Deshalb dient Ausgleichsenergie zur Herstellung des Ausgleichs innerhalb der Regelzone und ist somit ein integraler Bestandteil des Strommarktes.

Bei der Entscheidung der EU-Kommission zur „Österreichischen Stromlösung³¹“ wird die Marktabgrenzung der Ausgleichsenergie als für das Verfahren nicht relevant eingestuft. In anderen Entscheidungen³² wird zumindest der „Ancillary services market“ (inklusive des Marktes zur Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch wie auch andere Dienstleistungen, welche dem Verteilernetzbetreiber zur Aufrechterhaltung des Betriebes dienen) als eigener Markt definiert.

Zudem gibt es vermehrt Bemühungen, auch in diesem Teil der Wertschöpfungskette marktbasierende Mechanismen einzuführen. Aufgrund der technischen Anforderungen an den Kraftwerkspark eines Erzeugers, der am Regelenergiemarkt anbieten möchte (wie z. B. Anbindung an den Regler, Schnelligkeit ...), ist die Anzahl der Marktteilnehmer für die einzelnen Produkte überschaubar. Dies gilt vor allem im Bereich der Primär- und Sekundärregelung, da die Anzahl der regelfähigen Kraftwerke in Österreich begrenzt ist. So nehmen zum Beispiel bei der Leistungsausschreibung im ersten Quartal 2011 in der Regel sechs oder sieben Unternehmen teil.

³¹ EU-Kommission, Verbund / Energie Allianz, Sache Nr. COMP/M2947, 11.06.2003.

³² EU-Kommission, ENEL / Slovenske Elektrarne, Case No COMP/M.3665, 26.04.2005.

STRUKTUR DES GROSS- UND ZWISCHENHANDELSMARKTES GAS³³

Maßgebliche Veränderungen auf den europäischen Gasmärkten

Die Großhandelsmärkte Gas sind in den letzten Jahren von einem deutlichen Wandel geprägt. Während die Beschaffung auf den kontinentaleuropäischen Märkten Anfang des Jahrtausends fast ausschließlich auf der Basis von langfristigen Verträge erfolgte, die strikte Vertragsbestandteile hatten (Mindestabnahmemengen, alleinige Ölpreisbindung, feste Revisionszeiträume), hat die flexible Beschaffung an kurzfristigen Handelsplätzen, sog. Hubs, an Bedeutung gewonnen und damit hat auch ein Hinterfragen der strikten Vertragsbestandteile der langfristigen Verträge stattgefunden. Wesentlicher Auslöser für die Veränderungen war ein Überangebot an Gas in 2009.

Erweiterung der Beschaffungsmöglichkeiten: die Entstehung liquider Handelsplätze

Die Wirtschaftskrise in 2008/2009 hat zunächst temporär zu einem deutlichen Rückgang der Gasnachfrage – vor allem der Industriekunden – geführt. Der Anstieg der Gasproduktion in den USA und der daraus folgende Rückgang der Importe hat zudem LNG-Mengen, die für den USA-Markt bestimmt waren, nach Europa fließen lassen und damit zusätzliches Angebot auf den Gasmarkt gebracht. Dies hat die Entwicklung von liquiden, kurzfristigen Handelsplätzen in Europa begünstigt, sog. Hubs.

Als Hubs bezeichnet man Knotenpunkte im Transportnetz, an denen große Gasmengen zusammentreffen und gehandelt werden können. Vorbild für die Entwicklung der europäischen Hubs ist der Henry Hub in der USA, in den USA gibt es aber daneben noch mehr als 50 weitere Hubs. Man unterscheidet zwischen physischen Hubs, an denen Transportleitungen zusammentreffen, und virtuellen Hubs, die in einem Marktgebiet liegen.

An den Handelsplätzen findet Gashandel zum einen Over The Counter (OTC), d.h. bilateral, zum Teil über Broker als Vermittler 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. Vorteile der Börse sind die Übernahme des Ausfallrisikos durch die Börsegesellschaft, Nachteil ist die strenge Standardisierung des Produkts. OTC-Handel dagegen bietet die Möglichkeit, individuell angepasste Mengen- und Produktspezifikationen zu beschaffen. Größere Handelsgesellschaften nehmen im Regelfall sowohl am Börsehandel wie auch an den verschiedensten Formen des OTC-Handels teil.

Der britische Hub, NBP, ist 1996 gegründet worden und ist der liquideste Hub in Europa, an dem auch Ausgleichsenergie gehandelt wird. Durch die Verbindung zum Festland über den Interconnector, der seit 1998 in Betrieb ist,³⁴ beeinflusst daher die Preisentwicklung am NBP auch die Preise an den anderen Hubs. 1999 wurde der Hub in Zeebrugge gegründet, TTF (2003), NCG und Gaspool folgten. Durch die Zusammenlegung von Marktgebieten in

³³ Vgl. Bundeswettbewerbsbehörde, Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002), Wien, September 2005, Tabelle 5, S. 73, <http://www.bwb.gv.at/aktuell/archiv2005/documents/zbbugas1.pdf>

³⁴ <http://www.interconnector.com/company/History.htm>



Deutschland und den Handel von Ausgleichsenergie hat die Liquidität an den Hubs in den Jahren deutlich zugenommen.³⁵ Der niederländische TTF wird als der liquideste kontinentaleuropäische Gashub angesehen.

Der österreichische Hub – Central European Gas Hub (CEGH) – wurde 2001 gegründet, der Handel hat sich aber erst gegen Ende 2008 entwickelt.³⁶

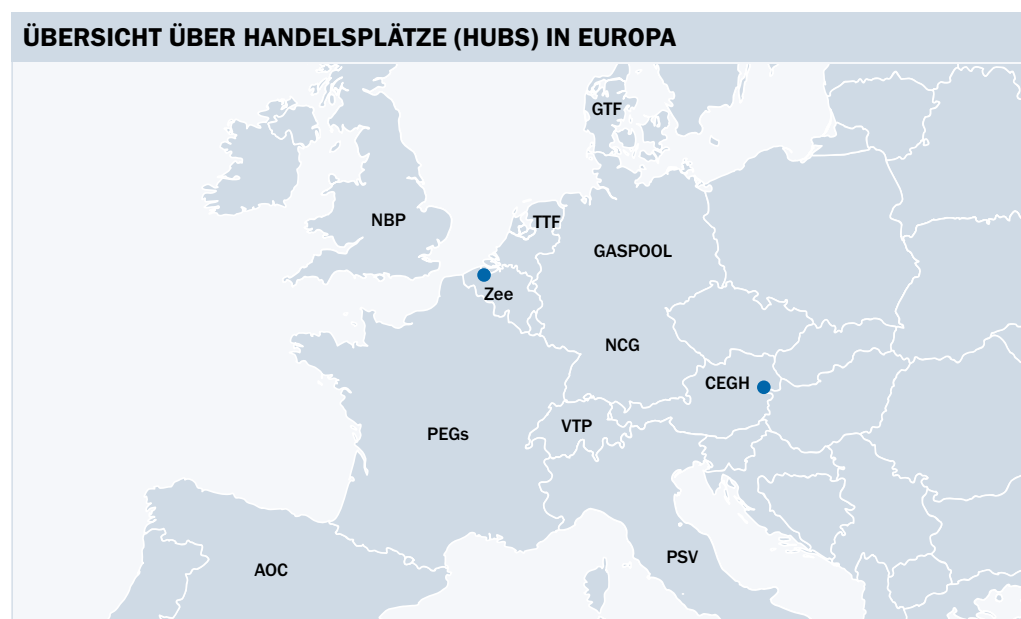


Abbildung 9
Übersicht über Handelsplätze
(Hubs) in Europa

Quelle: ICIS Heren, European Gas
Hub Report, Q1/2011

VERÄNDERUNGEN IM ÖSTERREICHISCHEN GROSSHANDEL

Für den österreichischen Markt ist in 2004/2005 die erste umfassende Untersuchung zur Wettbewerbssituation erstellt worden. Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf den Entwicklungen im Großhandelsmarkt und den unterschiedlichen Wettbewerbsbedingungen bei der Gasbeschaffung. Dabei wurden für den Gashandel verschiedene Märkte entlang der Wertschöpfungskette abgegrenzt:³⁷

- > Großhandelsmarkt
- > Markt für Zwischenhandel (für Belieferung großer Weiterverteiler)
- > Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler

³⁵ Für die Messung der Liquidität können verschiedene Indikatoren herangezogen werden: die Umschlagshäufigkeit der gehandelten Mengen (Churn Rate), der Abstand zwischen Bid und Offer, die Regelmäßigkeit der Handelstätigkeit, die Anzahl der Händler u.a.

³⁶ Vgl. ICIS Heren, European Gas Hub Report, Q1/2011, S. 2

³⁷ Vgl. Bundeswettbewerbsbehörde, Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002), Wien, September 2005, Tabelle 5, S. 73, <http://www.bwb.gv.at/aktuell/archiv2005/documents/zbbugas1.pdf>

Die geographische Reichweite des Großhandelsmarktes wurde dabei weiter als Österreich gesehen, die beiden anderen Märkte dagegen regelzonenweit. Anders als im Strommarkt kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass der deutsche und österreichische Markt verbunden sind.

Das Angebot am Großhandelsmarkt und dem Zwischenhandel besteht aus Inlandsproduktion, Importen auf der Basis von langfristigen Verträgen, Importen von anderen Hubs und dem Gasangebot am CEGH.

Inlandsproduktion

Erdgasvorkommen und -förderstätten befinden sich in Niederösterreich, Wien und Oberösterreich.³⁸ Die Erdgasreserven in Österreich sind von 2002 bis 2010 zurückgegangen und lagen 2010 bei 24,8 Mrd. m³,³⁹ das entspricht ca. dem Dreifachen des jährlichen Erdgasverbrauchs in Österreich.

Produzenten sind OMV Austria Exploration und Production, ein Geschäftsbereich der OMV AG und RAG AG. Die Gasförderung ist nach einem Hoch in 2003 gesunken und lag 2010 bei 1,7 Mrd. m³.⁴⁰ Der Anteil der OMV Austria E&P hat sich seit 2002 erhöht und betrug 2010 87 %. Dies ist im Wesentlichen auf die starke Reduktion der RAG-Förderung in Österreich zurückzuführen. Diese Mengen werden z. T. über langfristige Verträge verkauft, über die Vertragskonditionen gibt es keine Informationen. Der Anteil des Angebots aus der inländischen Produktion hat sich in den Jahren seit der Marktöffnung nur gering entwickelt.

Ein weiteres Potenzial in der Erdgasproduktion wird in der Förderung von sog. unkonventionellem Gas gesehen.⁴¹ In den USA hat die Shale Gas Produktion in den letzten Jahren stark zugenommen, sodass die USA ihre Gasimporte deutlich reduzieren konnten und weltweit größter Erdgasproduzent sind.⁴² OMV hat z. B. 2010 Probebohrungen im Wiener Becken durchgeführt, weitere Pläne sind aber noch nicht konkretisiert worden.⁴³ Die Produktionskosten sollen jedoch deutlich höher als in anderen Ländern sein, da sich die Lagerstätten in größeren Tiefe (5–6 km im Vergleich zu 3–4 km) befinden.⁴⁴ Der zukünftige Beitrag von unkonventionellem Gas an der Inlandsproduktion ist daher unsicher.

³⁸ http://www.gaswaerme.at/beg/themen/index_html?uid=2662

³⁹ Erdöl- und Erdgasdaten 2010 (Österreich und weltweit), Zusammenfassung des „GBA-Erdölreferates 2002“, http://www.geologie.ac.at/pdf/Erdoelreferat/erdoelref_2010.pdf

⁴⁰ Erdöl- und Erdgasdaten 2010 (Österreich und weltweit), Zusammenfassung des „GBA-Erdölreferates 2002“, http://www.geologie.ac.at/pdf/Erdoelreferat/erdoelref_2010.pdf

⁴¹ Vgl. IEA, Are We Entering A Golden Age of Gas?, World Energy Outlook 2011, Special Report, Paris 2011, S. 27. Als unkonventionelles Gas werden Schiefergas, Tight Gas und Kohleflözgas bezeichnet und ist ein natürliches Erdgas. Die Bezeichnung konventionell bezieht sich auf die Lagerstätte, in der das Gas gespeichert ist. Die Förderung des Erdgases ist erst aufgrund neuer technologischer Entwicklungen wirtschaftlich rentabel geworden, Vgl. <http://www.europaunkonventionelleserdgas.de/>, Informationshomepage der ExxonMobil

⁴² Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2010, S. 24 ff.

⁴³ Vgl. OMV Capital Markets Day 2010, Präsentation Unternehmenssparte E&P, slide 69, http://www.omv.com/SecurityServlet/secure?cid=1255728937022&lang=de&swa_id=1051380958134.4355&swa_site=wps.vp.com

⁴⁴ Financial Times vom 8.11.2010: Why OMV is cautious on European shale gas



Import von Gas über langfristige Verträge

Seit 1968 importieren österreichische Gasunternehmen von ausländischen Produzenten. Wesentliche Bezugsquellen sind Russland (Gazprom Export), Norwegen (Statoil, Hydro) und Deutschland (z. B. von Hubs). Der Import erfolgt ausschließlich über Transportleitungen. Basis der Importe aus Russland und Norwegen sind langfristige Take-or-Pay-Verträge zwischen den Produzenten und österreichischen Importeuren. Diese Verträge mit Gazprom Export sind 2006 erneuert worden und laufen bis 2027.⁴⁵

Die Importstruktur hat sich seit der Liberalisierung nur geringfügig geändert. Wesentlichen Anteil hat Gazprom Export, zwischen 70 und 80 % schwankend.

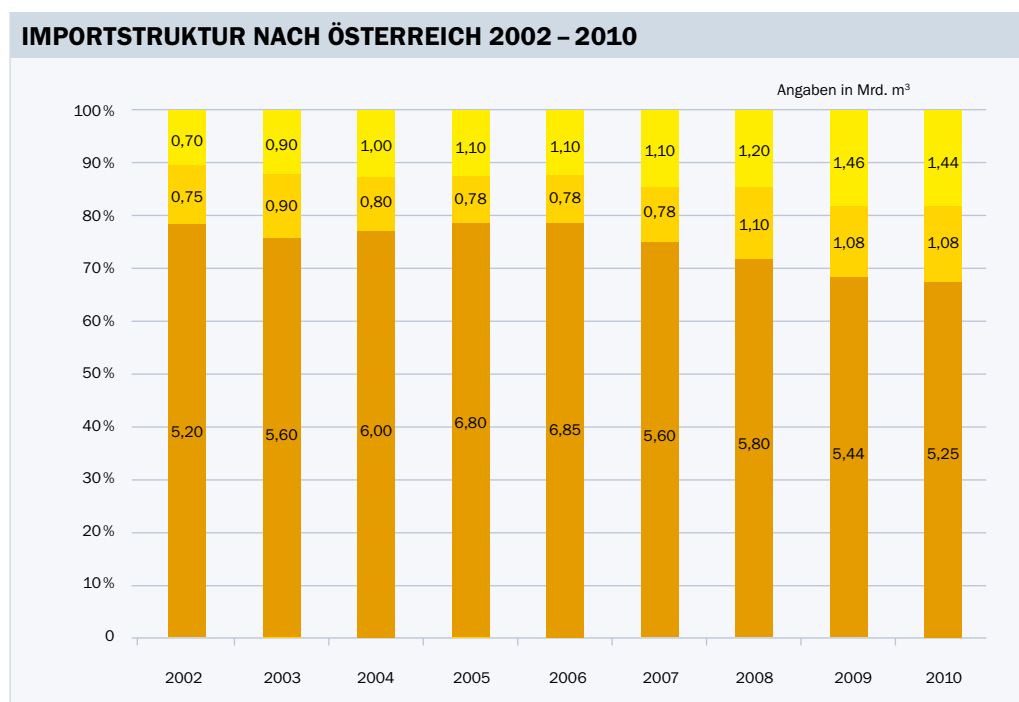


Abbildung 10
Importstruktur nach Österreich
von 2002 bis 2010

Quelle: BP Statistical Review of
World Energy 2011

⁴⁵ http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20060929_OTS0015/omv-und-gazexport-verlaengern-gasliefervertraege-bis-2027

Gasangebot am CEGH

2001 wurde von der OMV eine Hubgesellschaft gegründet, die Central European Gas Hub Gesellschaft (CEGH), deren Aufgabe die Entwicklung eines Gashubs in Baumgarten sein sollte. Der CEGH ist an den Schnittpunkten mehrerer Transportleitungen errichtet worden (Eustream, WAG, TAG, MAB, HAG, OMV-Netz, Verbindung zur RZ Ost).

Erste Impulse für die Entwicklung des Hubs gab die erstmals im Juli 2003 von CEGH durchgeführte Auktion im Zuge des Gas-Release-Programmes des Eongas-Zusammenschlusses. 250 Mio. m³ Erdgas wurden über eine Internet-Auktion an acht Bieter versteigert. Das Eongas Gas Release Programm fand bis 2009 statt, ab 2008 auf freiwilliger Basis.

Ein erheblicher Fortschritt für die Weiterentwicklung des CEGH als Dienstleister war der Abschluss des Interconnection Point Agreements (IPA) zwischen den am Punkt Baumgarten angrenzenden Netzbetreibern, durch das zahlreiche technische Details am Übergabepunkt Baumgarten vereinheitlicht und die Kooperation der Transitleitungsbetreiber gestärkt wurde.

Der Abschluss des Interconnection Point Agreements war auch die Voraussetzung für die Eröffnung der Erdgasbörse am Handelspunkt Baumgarten. Im Dezember 2009 wurde an zwei Handelspunkten (Baumgarten und Oberkappel) der Spotmarkt (Börse), im Dezember 2010 der Terminmarkt eröffnet. Zu diesem Zweck wurden vom Anteilseigner OMV Gas & Power GmbH die CEGH Exchange und die CEGH OTC gegründet. Das Clearing an der Börse wird von ECC (European Commodity Clearing AG) durchgeführt. Im Juni 2010 hat die Wiener Börse sich mit 20 % am CEGH beteiligt, eine Beteiligung der Gazprom ist nach wie vor offen. Die gehandelten Mengen am CEGH (TTF) haben sich seit Beginn der Veröffentlichung der Daten in 2006 um mehr 280 % erhöht; die Umschlagshäufigkeit liegt bei ca. 3. In etwa 30 % der gesamten Importe nach Österreich in 2010 wurden am CEGH (OTC und Börse) gehandelt. Die Liquidität am CEGH für den Handel des Spotprodukts – Day-Ahead – hat sich in den letzten Jahren deutlich erhöht. Dagegen ist das regelmäßige Angebot von Terminprodukten gering.

Der Börsehandel am CEGH wurde am 10. Dezember 2009 mit dem Spothandel, am 10. Dezember 2010 mit dem Terminhandel eröffnet. Auch an der Börse sind die Handelsmengen des Day-Ahead-Produktes gestiegen, Termingeschäfte dagegen werden selten abgeschlossen.

Über die Anbieterstruktur am CEGH sind keine Daten bekannt. In den täglichen Analysen von Informationsdiensten (z. B. European Spot Gas Markets von ICIS Heren) wird erwähnt, dass es nur eine geringe Anzahl von Verkäufern am CEGH gibt, dagegen aber eine große Anzahl von Nachfragern, inkl. italienische Händler.



Gasangebot an anderen Hubs – NCG und TTF

In Kontinentaleuropa wird der niederländische TTF als liquidester Hub eingestuft, da nicht nur Day-Ahead-Produkte, sondern auch Terminprodukte wie Month-Ahead regelmäßig gehandelt werden. Auch am NCG haben sich die Handelsmöglichkeiten verbessert.

Anbieter am TTF und NCG sind vor allem nordeuropäische Gasproduzenten und Gasgroßhändler. Über die Transportleitungen nach Großbritannien (z. B. BBL zwischen Großbritannien und den Niederlanden) besteht auch die Möglichkeit, LNG-Lieferungen nach Kontinentaleuropa weiterzuleiten. Zudem soll 2011 ein LNG-Terminal in Rotterdam mit einer Kapazität von 1,2 Mrd. m³ eröffnet werden.⁴⁶ Auch Eongas/OMV sind an diesem Terminal zu 5 % beteiligt.

Die Anbieterstruktur an den Hubs TTF und NCG ist damit deutlich diversifizierter als am CEGH.

Nachfragestruktur am Groß- und Zwischenhandelsmarkt Gas

Der Großteil der Gasbeschaffung der österreichischen Großhändler erfolgt auf der Basis von langfristigen Verträgen. Diese Mengen sollen ca. 7 Mrd. m³ pro Jahr umfassen, das sind ca. 80 % des Gasverbrauchs in 2010.

Langfristige Verträge

Vor der Liberalisierung übernahm die Koordination zwischen den Landesferngasgesellschaften und deren Interessenvertretern gegenüber dem OMV-Konzern und den Vorlieferanten in den langfristigen Verträgen die Austria Ferngas (AFG), die in dieser Funktion in alle Verträge eingebunden war.⁴⁷ Die strategischen Ziele und Aufgaben der Austria Ferngas betrafen die Abstimmung der Interessen der beteiligten Landesferngasgesellschaften, die Optimierung der gemeinsamen Gasbeschaffung, die Aufteilung der Gaskontingente und der Speicherleistungen, die Minimierung des Risikos aus fixen Abnahmeverpflichtungen durch internen Ausgleich, die Organisation der Notversorgung und die Wahrnehmung der Interessen der Landesferngasgesellschaften bei nationalen und internationalen Gremien. Die Liberalisierung des Erdgasmarktes und das damit verfolgte Ziel, einen Wettbewerb zwischen den Gaslieferanten zu schaffen, veränderten die Rahmenbedingungen in der Gaswirtschaft wesentlich.

⁴⁶ Vgl. http://www.gate.nl/pagina.php?parent_id=2&pagina_id=7

⁴⁷ Vgl. Rechnungshofbericht: Auswirkungen des Gaswirtschaftsgesetzes auf die Austria Ferngas GmbH http://www.rechnungshof.gv.at/fileadmin/downloads/2007/berichte/teilberichte/bund/Bund_2007_04/Bund_2007_04_Bd2_11.pdf

So wurden mit der Umstrukturierung 2006 die Verträge auf die einzelnen Gasimporteure umgestellt; 2011 erfolgte dies auch für die norwegischen Verträge. Damit erhielt Eongas direkte Verträge mit Gazprom Export; die anderen ehemaligen Landesferngasgesellschaften STGW, Salzburg AG und Kelag beziehen über langfristige Verträge von GWH. Auch die Inlandsverträge mit OMV E&P wurden neu aufgestellt. Die Auflösung des AFG Pools war zum Teil mit Schwierigkeiten verbunden, da einzelne Gesellschaften nur geringe Mengen bezogen haben, die Vertragskonditionen sich aber nicht wesentlich verschlechtern sollten. In 2011 sind auch die norwegischen Verträge vollständig auf die STGW und Salzburg AG übertragen worden. Welche langfristigen Verträge andere Anbieter haben, ist nicht bekannt.

Beschaffung über den CEGH

Um am CEGH handeln zu können, muss man Mitglied werden. Am CEGH sind 129 Mitglieder registriert, davon sind 100 Mitglieder im Handel aktiv.⁴⁸ Von den als Bilanzgruppenmitglieder registrierten Gasgroßhändlern sind alle am CEGH registriert. Wie schon weiter oben beschrieben, sind die Handelsmengen deutlich angestiegen seit Entstehung des CEGH. Ca. 34 % der Gasmengen, die 2010 importiert wurden, waren über den CEGH gehandelt worden. Allerdings können diese Mengen auch Gasmengen aus den langfristigen Verträgen enthalten.

Beschaffung am NCG und TTF

Die österreichischen Großhändler sind auch am NCG als Händler registriert, darunter Eongas, Kelag und Salzburg AG.⁴⁹ Die Handelsmengen am NCG sind 2009 und 2010, vor allem in den Wintermonaten, deutlich angestiegen. Über die Marktanteile am Handel sind keine Daten verfügbar.

Am TTF sind von den in Österreich tätigen Händler Eongas und CE Gas Marketing & Trading GmbH als Händler registriert.⁵⁰

Die Importdaten zeigen, dass in 2009 und 2010 deutlich mehr Mengen aus Deutschland importiert worden sind – dies deutet auf einer stärkere Nutzung der Handelsplätze NCG und TTF durch die österreichischen Händler hin.

⁴⁸ http://www.ceghotc.com/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/Downloads/OTC/CEGH_mTtVolume.pdf&t=1304431950&hash=4ba78462a0c990902a0847d1808d3e31

⁴⁹ http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xbcr/SID-013F7DB2-0BDED89C/ncg/Handelsteilnehmer_September_2010neue_Liste_nach_Umfirmierung_EGT.xls

⁵⁰ http://www.gastransportservices.nl/en/shippers/our_services/ttf_gas_exchange



Zusammenfassung Strukturveränderungen Gasgroßhandel

Im Gasgroßhandel haben in den letzten 10 Jahren starke Veränderungen stattgefunden: Die Struktur und das bisher geltende Gleichgewicht der langfristigen Verträge hat sich verändert, liquide Handelsplätze haben sich entwickelt. Die Beschaffungsoptionen für die Gaslieferanten haben sich erhöht, auf der anderen Seite sind die Möglichkeiten, diese zu nutzen, durch hohe Take-or-Pay-Mengen in den bisherigen Beschaffungsverträgen beschränkt.

Daher bleibt die starke Marktdominanz von Gazprom Export für den österreichischen Markt weiterhin bestehen. Für die Weiterentwicklung der Beschaffungsmöglichkeiten ist eine bessere Marktkopplung mit entwickelten Märkten wie Deutschland ebenso wesentlich wie die Erschließung neuer Transportwege und Gasquellen.

Zusätzlich zu den derzeitigen Importrouten und den bestehenden Verträgen mit den Förderländern Russland und Norwegen könnten in Zukunft weitere Erdgasquellen den europäischen Markt versorgen. Mit dem Shah Deniz Gas Feld verfügt Aserbaidschan über eines der größten Seefelder in der Kaspischen Region; jenseits des Kaspischen Meeres wurde in Turkmenistan mit dem Yolotan/Osman Feld das größte Feld Zentralasiens erschlossen. Auch in Kasachstan und Usbekistan lagern große Erdgasvorkommen, die über vorhandene und noch zu bauende Infrastruktur nach Europa, am wahrscheinlichsten über den Gashub in Baumgarten, weiter nach Mitteleuropa transportiert werden.

Ein besonders ambitioniertes Projekt stellt dabei das von der OMV geführte Nabucco-Pipelineprojekt dar; es soll ab der osttürkischen Grenze einen Gasfluss bis nach Baumgarten ermöglichen und dabei durch die Türkei, Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Österreich führen. Die E-Control Austria hat bei der Genehmigung einer Ausnahmeentscheidung für die Nabucco Pipeline die koordinierende Rolle zwischen den Regulatoren der involvierten Transitländer erfüllt.

MÄRKTE FÜR ZUSATZLEISTUNGEN: AUSGLEICHSENERGIE- UND SPEICHERMARKT

*Ausgleichsenergiemarkt*⁵¹

Der Ausgleichsenergiemarkt wurde 2002 per GWG geschaffen und die Organisation in den Marktregeln, Allgemeine Bedingungen des BKO AGCS, Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung geregelt.⁵² Grundlage ist ein stündlicher Ausgleich zwischen den nominierten und den tatsächlich gelieferten (gemessenen) Gasmengen. Für den Abruf von Ausgleichsenergie ist der Regelzonenführer AGGM zuständig. Anbieter von Ausgleichsenergie sind Gashändler und Lieferanten, die im Bilanzgruppensystem integriert sind. 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 Bilanzgruppenverantwortlichen.⁵³

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

Während 42 Gasversorger (Bilanzgruppenmitglieder) im Bilanzgruppensystem der Regelzone Ost registriert sind,⁵⁴ gibt es nur 14 registrierte Ausgleichsenergieanbieter, von denen 11 aktiv Ausgleichsenergie anbieten. Nach einer anfänglichen Zunahme bedeutet dies eine gleichbleibende Anzahl von Ausgleichsenergieanbietern im Vergleich zu 2009. Festzustellen ist, dass auch viele der neuen Marktteilnehmer auf dem österreichischen Gasmarkt als Ausgleichsenergieanbieter auftreten und dabei auch nennenswerte Marktanteile erzielen.

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

⁵¹ 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.

⁵² http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/AB-BKO-AGCS-Anhang-AE-Bewirtschaftung-V4_0.pdf

⁵³ Allgemeine Bedingungen des Bilanzgruppenverantwortlichen (AB-BGV), www.e-control.at

⁵⁴ AGCS: Auflistung der registrierten Versorger, Stand 1.5.2011, www.agcs.at



abgegebenen Fahrplänen und dem tatsächlichen Verbrauch der Bilanzgruppen bzw. den tatsächlichen Gasflüssen, die als bilanzielle Ausgleichsenergie bezeichnet werden. 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 2010 betrug knapp 4 % des Gesamtverbrauchs an Gas in der Regelzone Ost und war damit niedriger als der Wert des Jahres 2009 von 4,5 %. Im Jahr 2009 sind in der Regelzone Ost drei Bilanzgruppen hinzugekommen, sodass Ende 2010 insgesamt 27 Bilanzgruppen registriert waren.

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. Für den Kauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter betrug der HH-Index in 2010 2.689 (2009 3.492), für den Verkauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter 2.314 (2009 1.684). Der Marktanteil der drei größten Anbieter betrug beim Kauf von Ausgleichsenergie 68,7 % (2009 76,8 %), beim Verkauf von Ausgleichsenergie 68,8 % (2009 59,8 %). Zwei dieser drei größten Anbieter für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie sind im Jahr 2010 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 im jetzigen Marktsystem das Angebot des größten Ausgleichsenergieanbieters zu großem Teil oder vollständig von den anderen Ausgleichsenergieanbietern substituiert werden kann. Ein Ausfall dieses Anbieters kann daher derzeit deutliche Preisauswirkungen nach sich ziehen.

Neben einigen Weiterentwicklungen in den Marktregeln hat sich gezeigt, dass für die Anbieterstruktur Markteintritte in den Endkundenmärkten wesentlich sind: Die Anzahl der Anbieter hat sich in dem Maße erhöht, wie neue Anbieter im Industriekundensegment aufgetreten sind. Eine wichtige Rolle für die Angebotsfähigkeit spielt auch der Zugang zu Speicherkapazitäten, der sich aufgrund verfügbarer Kapazitäten in 2010/2011 verbessert hat. Der Ausgleichsenergiemarkt erfüllt nicht nur den Zweck der Bereitstellung der physikalischen Ausgleichsenergie, sondern über den Handel mit bilanzieller Ausgleichsenergie die Funktion eines Intra-Day-Spotmarktes. Die Preise am Ausgleichsenergiemarkt haben sich seit Einführung des Marktes zwischen den Preisen aus den langfristigen Verträgen und den Day-Ahead-Spotpreisen bewegt und waren von wenigen Preisausschlägen gekennzeichnet.

Speichermarkt

Anbieterstruktur am Speichermarkt

Die Vergabe der Speicherlizenzen liegt im Verantwortungsbereich des BMWFJ (vormals BMWA), wobei OMV seit 1969 und RAG seit 1982 die Speicherung von Erdgas in ausgeförderten Gaslagerstätten als eines ihrer Geschäftsfelder neben Exploration und Produktion betreibt. Die Rechtsgrundlage für die geologische Tätigkeit der Speicherbetreiber bietet das Mineralrohstoffgesetz (MinroG) und für die Vermarktung der Speicherkapazitäten das Gaswirtschaftsgesetz (GWG).

Aufgrund der geologischen Voraussetzungen gibt es in Österreich ausschließlich Porenspeicher, die sich aufgrund ihres umfangreichen Speichervolumens vor allem zur Abdeckung saisonaler Bedarfsschwankungen, im Gegensatz zu Kavernenspeicher zur Spitzenabdeckung, eignen. Die Situation ist bis heute unverändert und die Entwicklung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten zu Gasspeichern wird von verschiedenen Speicherunternehmen nur in Kooperation mit OMV oder RAG durchgeführt.

Zu Beginn der Liberalisierung waren zwei Speicherunternehmen in Österreich tätig, OMV und RAG. Die Kapazitäten der in Österreich erbauten Gasspeicher haben sich seit 2002 um mehr 150 % erhöht. Alle Speicher sind ehemalige Gasfelder, die in den Konzessionsgebieten der OMV AG und RAG liegen. Zusätzliche Speicherkapazitäten wurden im Konzessionsgebiet der RAG geschaffen. Dabei tritt die RAG nicht als Speicherunternehmen auf, sondern ist technischer Betreiber der Speicher. Erstmals fand diese Form der Zusammenarbeit 2007 bei der Inbetriebnahme des Speicher Haidach statt, für den RAG als technischer Betreiber und Wingas GmbH & Co KG und Gazprom Export als Vermarkter der Kapazitätsrechte agierten, gefolgt vom Projekt 7 Fields, ebenfalls mit RAG als Speicherbetreiber und E.ON Gas Storage als Kapazitätsvermarkter. Damit sind neben OMV und RAG drei weitere Speicherunternehmen, die Speicherprodukte vermarkten, in den Speichermarkt eingetreten. Zudem wird der Speicher LAB in der Slowakei von österreichischen Speicherkunden genutzt, Speicherunternehmen ist Nafta, ein Tochterunternehmen der E.ON Ruhrgas International AG zu 40,45 % und SPP zu 56,15 % (sowie 3,4 % andere).

Die zusätzlichen Speicherkapazitäten im Konzessionsgebiet der RAG können jedoch (noch) nicht direkt für die österreichische Regelzone Ost genutzt werden. 2013 soll die Anbindung von 7 Fields erfolgen.

Somit erhöhte sich zwar trotz Speicherbetreibermonopol die Anzahl der Speicherunternehmen auf dem österreichischen Markt auf insgesamt fünf, dies führte letztendlich aber nicht



zu mehr Wettbewerbsintensität. Nichtsdestotrotz könnte dieses Modell der gesplitteten Zuständigkeiten Möglichkeiten für neue Marktteilnehmer bringen, wobei zu berücksichtigen ist, dass diese dann mit den Speicherunternehmen kooperieren müssen, deren Wettbewerber sie werden.

Daher ist die Marktkonzentration nach wie vor hoch. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass die Speicher ehemalige Gasfelder sind und jeweils ein hohes Arbeitsgasvolumen aufweisen. Mit der Anbindung von 7 Fields und möglicherweise Haidach wird dieser Wert deutlich sinken; es ist aber fraglich, ob er auf einen Wert sinken wird, der in der wettbewerbspolitischen Literatur als unkritisch angesehen wird.

Deutlich verbessert hat sich das Angebot von Speicherprodukten sowie deren Verfügbarkeit. Speicherunternehmen bieten sowohl kurzfristige als auch langfristige Speicherprodukte an sowie gebündelte (Arbeitsgasvolumen, Entnahme- und Einspeicherleistung in einem Produkt) und auch ungebündelte (jeweils nur Arbeitsgasvolumen, Entnahme- und Einspeicherleistung) Speicherprodukte. Während 2010 keine Speicherkapazitäten verfügbar waren, hatten alle Speicherunternehmen für das Speicherjahr 2011 noch Speicherkapazitäten frei. (Stand Mai 2011)

Speicherausbau

Durch den verstärkten Ausbau der Erdgasspeicher in der vergangenen Dekade wurde 2010 der Anteil der Speicherkapazität mit einem Arbeitsgasvolumen von 4,5 Mrd. m³ am Gesamtverbrauch in Höhe von ca. 9 Mrd. m³ um 50% gesteigert.

Die geplante Umsetzung des OMV Gas Storage UGS Projektes Schönkirchen-Tief, in zwei Ausbaustufen (2014 und 2018) mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt 1.600 Mio. m³, wurde jedoch aufgrund des Gasüberangebotes auf den Spotmärkten und der damit einhergehenden mangelnden Nachfrage nach Speicherkapazitäten im Open Season Verfahren im Juni 2010 vorerst gestoppt. Mit der Entscheidung zur Umsetzung der 2. Ausbaustufe von 7 Fields werden per 2014 weitere 700 Mio. m³ an Speicherarbeitsgasvolumen geschaffen.

Nachfolgende Tabelle zeigt den Ausbau der österreichischen Untertage-Speicher bis einschließlich 2011:

GASSPEICHER IN ÖSTERREICH				
Speicher	Technischer Betreiber	Kapazitätsvermarkter	Arbeitsgasvolumen in Mio. m ³ (Ausbaustufe 1 + Ausbaustufe 2)	Inbetriebnahme (Ausbaustufe 1 + Ausbaustufe 2)
Schönkirchen/Reyersdorf	OMV	OMV	1.780 (1.570 + 210)	(1977 / 1983)
Tallesbrunn	OMV	OMV	400	1974
Thann	OMV	OMV	250	1977
Haidach 5	RAG	RAG	13,5	2007
Puchkirchen	RAG	RAG	150	2010
Puchkirchen/Haag	RAG	RAG	400	2010
Wingas-Haidach	RAG	Wingas	800 (400 + 400)	(2007 / 2011)
Gazprom Haidach	RAG	Gazprom Export	1.600 (800 + 800)	(2007
7 Fields	RAG	E.ON Gas Storage	1.100	2011
Aigelsbrunn	RAG	RAG	85	2011

Tabelle 8
Gasspeicher in Österreich

Quelle: RAG, OMV, EGS, Wingas, Gazprom Export

Mit der Realisierung der aktuellen Ausbauprojekte 2011 (7 Fields, Haidach, Aigelsbrunn) wurden weitere 2,4 Mrd. m³ (+53%) Arbeitsgasvolumen geschaffen, sodass sich das Speichervolumen im Jahr 2011 auf 7,1 Mrd. m³ erhöht hat. Dies entspricht einem Anteil am Gesamtverbrauch von ca. 84%.



Wie aus *Abbildung 11* ersichtlich, steht Österreich mit dem verfügbaren Speichervolumen, gemessen am Jahresverbrauch in Europa, an erster Stelle.

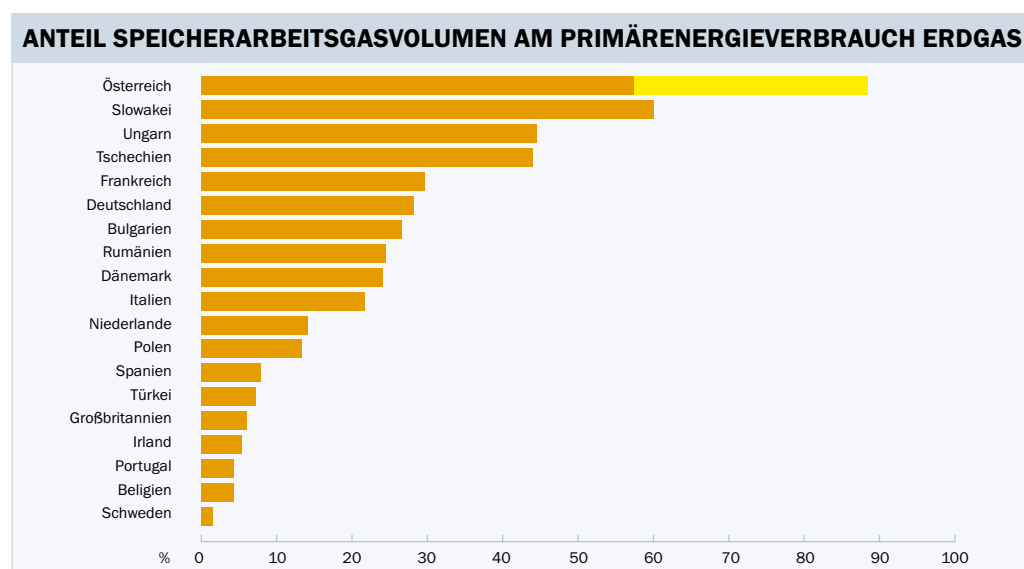


Abbildung 11
Speicherarbeitsgasvolumen im Vergleich

Quelle: Eurogas Statistical Report 2010, E-Control

Nachfragestruktur am Speichermarkt

Entwicklung der Nachfrageseite

Vor der Liberalisierung des Gasmarktes im Oktober 2002 wurden die Interessen der Landesferngasgesellschaften auch hinsichtlich Gasspeicherung von Austria Ferngas (AFG) vertreten. Der Speicherpoolvereinbarung von 1995 bzw. 1998 zwischen AFG und den Landesgassellschaften sind die Verträge mit den Speicherbetreibern OMV und RAG über die Nutzung der Speicherkapazitäten zu Grunde gelegen. Bei Bedarf konnte so von den Landesgasgesellschaften auf den gemeinsam genutzten Speicherpool zurückgegriffen werden, um den konstanten Erdgasbezug in Verbindung mit schwankenden Abnahmemengen im Jahresverlauf durch Ein- bzw. Ausspeicherung auszugleichen. Über diese Speicherpoolvereinbarung konnten letztendlich auch die Kosten der Speicherbewirtschaftung gleichmäßig auf alle Poolpartner verteilt und somit ein wirtschaftlicher Vorteil für alle Beteiligten generiert werden. Darüber hinaus war der Speicherpool Teil des Notversorgungsplanes und dementsprechend die Entnahme in Notsituationen in der Vereinbarung geregelt.

Die Gründung der EconGas⁵⁵ als Versorger im Großkundensegment der beteiligten Landesgasgesellschaften führte im Rahmen diverser Auflagen – im Genehmigungsprozess durch die Bundeswettbewerbsbehörde, den Bundeskartellanwalt sowie der Arbeiterkammer – zur Auflösung des AFG Speicherpools. Die Speicherverträge sind in Folge zu den bisher geltenden Konditionen entsprechend an Eongas, Kelag, GSG und SAG übertragen worden.

Nachfrager von Speicherkapazitäten sind österreichische Gasgroßhändler und -weiterverteiler, die Großkunden, Kraftwerke, aber auch lokale Weiterverteiler beliefern. Daneben nutzen auch ausländische Unternehmen die Speicher für die Zwischenspeicherung im Gastransit und für die flexible Bereitstellung von Gas an den Handelspunkten des CEGH.

Die Anzahl der Speicherkunden und das Interesse ausländischer Speicherkunden haben seit der Liberalisierung 2002 zugenommen. Dennoch ist ein Großteil der Speicherkapazitäten nach wie vor von den etablierten Unternehmen reserviert – dies ist eine ähnliche Situation wie in anderen europäischen Ländern. Der größte Speicherkunde ist nach eigenen Angaben die EconGas GmbH mit ca. 2,2 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen.

Der Großteil der Speicherkapazitäten ist langfristig gebunden. Die österreichischen Speicher wurden zu Beginn der Liberalisierung vor allem von den etablierten Anbietern genutzt. Zudem haben einige Großhändler auf die Speicher als Transitspeicher zurückgegriffen.

Mit der Entwicklung des CEGH hat die Bedeutung der Speicher für die tägliche Flexibilität abgenommen. Dies zeigt auch der Nachfragerückgang nach zusätzlichen Speicherkapazitäten im Winter.

Änderungen der Eigentümerstrukturen

In 2002 waren Eigentümer des Speicherbetreibers RAG zu 25 % Shell und 75 % die RAG Beteiligungsgesellschaft, deren Anteile zu 40 % EVN, zu 40 % E.ON und zu jeweils 10 % Steirische Ferngas und Salzburg AG gehalten haben.

In 2005 hat die EVN AG im Rahmen eines Aktientauschs mit E.ON die Mehrheit (50,05 %) an der RAG-Beteiligungs-AG (RBG) übernommen (E.ON 29,95 %).

In 2008 veräußerte die Shell ihren Anteil an der RAG (über E&P Holding von 25 %) an die RAG Beteiligungsgesellschaft bzw. EESU Holding, die zu 100 % der RAG BG gehörte. Seitdem ist die RAG Beteiligungsgesellschaft 100 % Anteilseigner der RAG. Die RAG Beteiligungsgesellschaft gehört zu 50,025 % der EVN AG, zu 29,975 % der E.ON Ruhrgas E&P GmbH und zu jeweils 10 % Steirische Gas-Wärme GmbH und Salzburg AG. Mehrheitseigner der RAG AG ist somit EVN, die auch an dem größten Kunden der RAG, der Eongas, mit 16,51 % beteiligt ist.



Zusammenfassung Strukturveränderungen Speichermarkt

Obwohl sich die Speicherkapazitäten in den letzten 10 Jahren mehr als verdoppelt haben, ist die Marktkonzentration weiterhin hoch. Neue Projekte werden dies nicht verändern, da bereits jetzt im österreichischen Gasmarkt ausreichend Flexibilität zur Verfügung steht. Für die Entwicklung eines Wettbewerbs ist es wesentlich, dass alle in Österreich erbauten Speicher an die Regelzone Ost angeschlossen werden. In dem Fall würde sich die Marktkonzentration deutlich verringern und die Wettbewerbsintensität zunehmen.

ZWISCHENHANDEL AUF DER 3. STUFE: MARKT FÜR LOKALE WEITERVERTEILER

Gasgroßhändler und große Weiterverteiler beliefern auf der nächsten Stufe des Gashandels lokale Weiterverteiler. Die lokalen Weiterverteiler im österreichischen Gasmarkt beziehen i.d.R. über Vollversorgungsverträge, die Speicherangebot und Ausgleichsenergiekosten enthalten. Die Belieferung ihrer Endkunden ist daher für lokale Weiterverteiler nur mit zusätzlichen Vertriebskosten verbunden.

Größter Anbieter auf diesem Markt ist Econgas. Mit ihren Anteilseignern (auch Linz AG und Erdgas Oberösterreich) hat Econgas unbefristete Lieferverträge abgeschlossen. Über Änderungen seit 2003 ist nichts bekannt. Aufgrund der geringen freien Mengen (alle großen Stadtwerke werden von Econgas beliefert) sind auch keine neuen Anbieter in den Markt gekommen.

Als lokale Weiterverteiler werden die ehemaligen Landesferngasgesellschaften (LFGs) Wienenergie Vertrieb, EVN Vertrieb, Begas Vertrieb, die sich zur EnergieAllianz zusammengeschlossen haben, sowie Linz Gas Vertrieb, Erdgas Oberösterreich, Stadtwerke Klagenfurt, Stadtwerke Kapfenberg, Stadtwerke Leoben, Stadtwerke Steyr, Energie Ried, Elektrizitätswerke Wels und Energie Graz bezeichnet. Auch Unsere Wasserkraft und MyElectric, welche vor allem Gas gemeinsam mit Strom vermarkten, sind lokale Erdgashändler. In den RZ Tirol und Vorarlberg gibt es jeweils nur ein Stadtwerk, Erdgasversorgung Außerfern und Stadtwerke Bregenz.

In Deutschland sind wesentliche Wettbewerbsimpulse von Veränderungen in diesem Marktsegment ausgegangen: Durch die Initiative des Bundeskartellamts wurden die langfristigen Verträge zwischen den „Fergasgesellschaften“ wie E.ON Ruhrgas, Wingas oder RWE und den Stadtwerken und Weiterverteilern zeitlich begrenzt sowie die Vollversorgungsverträge abgeschafft. Resultat ist, dass Stadtwerke und Weiterverteilern heute zum Teil aktiv an den Großhandelsmärkten Gas beschaffen und sich so auch Wettbewerbsvorteile sichern können. Diese Entwicklung ist in Österreich nicht festzustellen.

Die BWB hat in ihrem Endbericht zu Branchenuntersuchung 2007⁵⁶ festgestellt:

„Die zwischen EconGas und den lokalen Weiterverteilern geschlossenen unbefristeten Lieferverträge bewirken somit eine Abschottung des Marktes und damit eine Behinderung des Wettbewerbs iSd Art. 81 EGV. Die Zwischenstaatlichkeitsklausel ist auch hier erfüllt, da alternative Lieferanten v.a. in den angrenzenden EU-Mitgliedstaaten ansässig sind. Die kartellrechtlichen Ausführungen des Bundeskartellamts scheinen daher grundsätzlich auch auf die Verträge zur Belieferung lokaler Weiterverteiler in der Regelzone Ost übertragbar zu sein. Rechtfertigungsgründe scheinen auch hier nicht vorzuliegen. Demnach wäre von der (Teil-)Nichtigkeit der bestehenden Verträge auszugehen.

Als Folge einer Reduktion der Laufzeit und der Mindestabnahmeverpflichtung wäre eine deutliche Steigerung des Absatzpotenzials für alternative Anbieter zu erwarten.

Es ist nicht auszuschließen, dass bei einer Veränderung der Anbieterstruktur eine Öffnung der wettbewerbsrechtlich bedenklichen Verträge der lokalen Weiterverteiler eine Wettbewerbsbelebung erzielen könnte. Daher werden die Regulierungsbehörden die Bewertung der Situation im Rahmen ihrer Tätigkeit kontinuierlich vornehmen und sich, wenn sinnvoll, weitere rechtliche Schritte vorbehalten.“

Marktkonzentration am Markt lokaler Weiterverteiler

Die Marktkonzentration auf der Angebotsseite ist seit der Liberalisierung in 2002 unverändert hoch. Im Vergleich zu den anderen Märkten hat dieser Markt geringe Veränderungen erfahren – auch im Vergleich zu den gleichen Marktsegmenten in anderen Ländern (Deutschland). Langfristige Verträge sorgen nach wie vor für eine Marktabstottung eines Marktes mit ca. 2 Mrd. m³ Marktvolumen.

⁵⁶ Vgl. Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002), Endbericht, Wien, November 2006, <http://www.bwb.gv.at/aktuell/archiv2006/documents/endberichtfinal112006.pdf>, S. 38 ff.



Maßgebliche Veränderungen auf den Endkundenmärkten

Für die Strom- und Gasindustrie Österreichs ist die vertikale Integration der Unternehmen von der Aufbringung über Transport bis hin zum Vertrieb historisch bedingt und bis heute ein bedeutendes Kennzeichen der gesamten Industrielandschaft. Ein weiteres Strukturmerkmal findet sich im hohen Grad an Querbeteiligungen über sämtliche Unternehmen hinweg. Abgesehen von wenigen Ausnahmen sind die Unternehmen direkt oder indirekt an anderen Marktteilnehmern eigentumsrechtlich beteiligt.

EIGENTÜMERSTRUKTUR UND INTEGRATIONSGRAD

Strommarkt

Die bedeutendsten Eigentümer der österreichischen Stromunternehmen sind im Wesentlichen die Gebietskörperschaften von der Bundes- über die Landes- bis zur Gemeindeebene. Die Eigentümerschaft der öffentlichen Hand am Verbund, ehemaligen Landesversorgern und (landeshaupt)städtischen Stadtwerken ist in einem Gesetz mit Verfassungsrang (Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden) festgeschrieben. Sowohl Landesregierung als auch Bundesregierung sind Eigentümervertreter und schaffen gleichzeitig als Gesetzgeber die gesetzlichen Rahmenbedingungen „ihrer“ Stromunternehmen. So sind die Länder u.a. für die Ausführungsgesetze des Unbundling verantwortlich.

Von ausländischen Energieunternehmen wird oftmals auch der hohe öffentliche Anteil an den Strom- und Gasunternehmen kritisiert, der zu einer nicht immer unternehmerisch motivierten Vorgangsweise am Markt und im Wettbewerb führt. Die Änderung des Verfassungs-

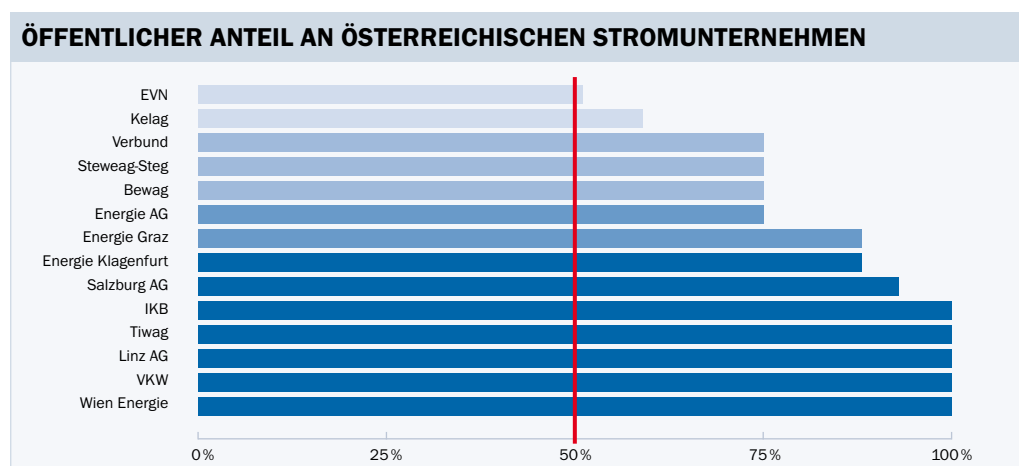


Abbildung 12
Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

gesetzes erfordert eine schwer zu erreichende Zweidrittelmehrheit im Parlament, damit hat sich am Einfluss der öffentlichen Hand und der damit verbundenen Interessenskonflikte in den letzten 10 Jahren nichts geändert.

Die bisherigen Zusammenschlüsse in Österreich beschränken sich großteils auf den Vertriebsbereich und zum Teil auf den Handelsbereich. Die restlichen Unternehmensbereiche (Netz, Erzeugung) sind nicht von den Zusammenschlüssen betroffen. Zu den markanten Strukturmerkmalen am österreichischen Strommarkt kam es besonders durch einen Zusammenschluss sowie direkten als auch indirekten Markteintritten.

In der EnergieAllianz haben 2001 Wien Energie GmbH („Wien Energie“), EVN AG („EVN“), Burgenländische Elektrizitätswirtschafts Aktiengesellschaft („BEWAG“), Linz AG für Energie, Telekommunikation, Verkehr und Kommunale Dienste („Linz AG“) sowie in einem zweiten Schritt Energie AG Oberösterreich („EAG“) ihre Aktivitäten in den Bereichen Stromvertrieb und Stromhandel zusammengeschlossen. Zu diesem Zweck wurden zwei durch ein gemeinsames Organ verschränkte Gemeinschaftsunternehmen, die EnergieAllianz Austria GmbH („EAA“) sowie die e&t Energiehandels GmbH („e&t“) gegründet.

Der Stromvertrieb erfolgt seither einerseits direkt über die EAA (für Großkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 4 GWh), andererseits weiterhin über die regional (in ihren angestammten Versorgungsgebieten) tätigen sogenannten Landeselektrizitätsgesellschaften (für Privat- und Gewerbekunden). Daneben wurde als „alternativer“ Anbieter die Tochtergesellschaft „switch“ gegründet. Durch diese Konstruktion hat sich bereits zu Beginn der Liberalisierung die Anzahl der (potenziellen) Wettbewerber deutlich reduziert.

Die Energie AG sowie die Linz AG sind mit der Wirkung zum 1. Mai 2006 aus der EnergieAllianz ausgeschieden. Dadurch erfolgte eine Rückübertragung der Anteile der EnergieAllianz an der Energie AG an das Land Oberösterreich. Das Ausscheiden der beiden oberösterreichischen Stromunternehmen führte nur kurzfristig zur Verringerung der Konzentrationswerte. Mit 1. Juli 2007 wurde die Vertriebstätigkeit der Energie AG und der Linz AG in der neu gegründeten Tochtergesellschaft ENAMO AG zusammengeführt. Die Konzentrationsrate stieg dementsprechend wieder.



Gasmarkt

Vergleichbar zum Strombereich sind die bedeutendsten Eigentümer der österreichischen Gasunternehmen wiederum im öffentlichen Bereich zu finden.

Zwei Zusammenschlüsse 2001 und 2002 haben die Marktstrukturen im Endkundenmarkt Gas nachhaltig verändert: der EnergieAllianz-Zusammenschluss in 2001 und der Econgass-Zusammenschluss in 2002.

In der EnergieAllianz Austria haben Begas, Bewag, EVN und Wienenergie eine gemeinsame Vertriebsgesellschaft für Strom und Gas gegründet.⁵⁷ Unter der Marke „switch“ wird von EAA österreichweit Gas und Strom an Kleinkunden (unter 500.000 m³ Jahresverbrauch) vertrieben, auch in Deutschland ist EAA aktiv. In den Netzgebieten der Muttergesellschaften dagegen treten die EAA-Unternehmen nach wie vor mit den eigenen Vertriebsgesellschaften und unterschiedlichen Produkten für Kleinkunden auf. Die Auswirkung dieses Zusammenschlusses im Gasmarkt ist eine De-facto-Demarkation der Vertriebsgesellschaften Wienenergie Vertriebs GmbH, EVN Vertriebs GmbH und Begas Vertriebs GmbH und hat die Marktkonzentration im Kleinkundenmarkt stark erhöht.

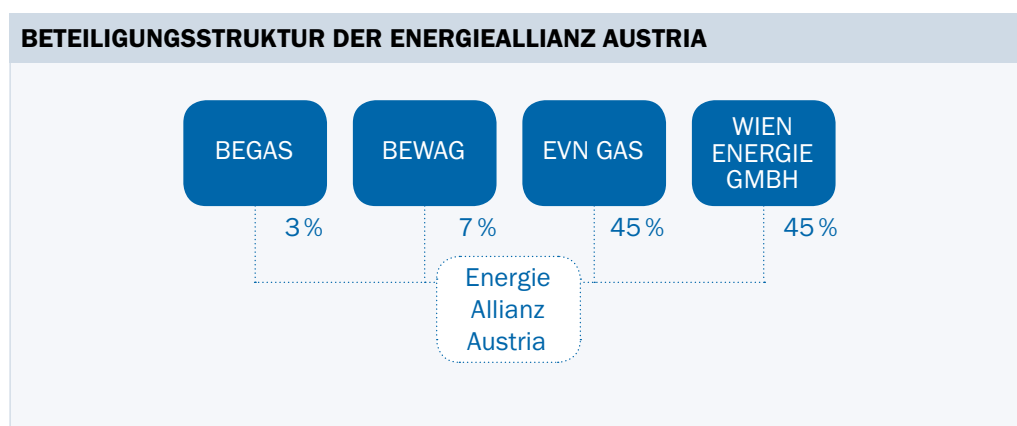


Abbildung 13
Beteiligungsstruktur der Energie-Allianz Austria

Quelle: EnergieAllianz Homepage: <http://www.energieallianz.com/gesellschafter.html>

⁵⁷ <http://www.energieallianz.com/konzerninfo.html>

Das Großkundengeschäft (Jahresverbrauch mehr als 500.000 m³) und ihre Gasbeschaffung haben die EAA-Unternehmen mit dem Eongas-Zusammenschluss 2002 an Eongas ausgelagert. Anteilseigner der Eongas sind OMV zu mehr als 50 % (direkt und indirekt), die EAA-Unternehmen und über die EGBV auch die OÖFG.

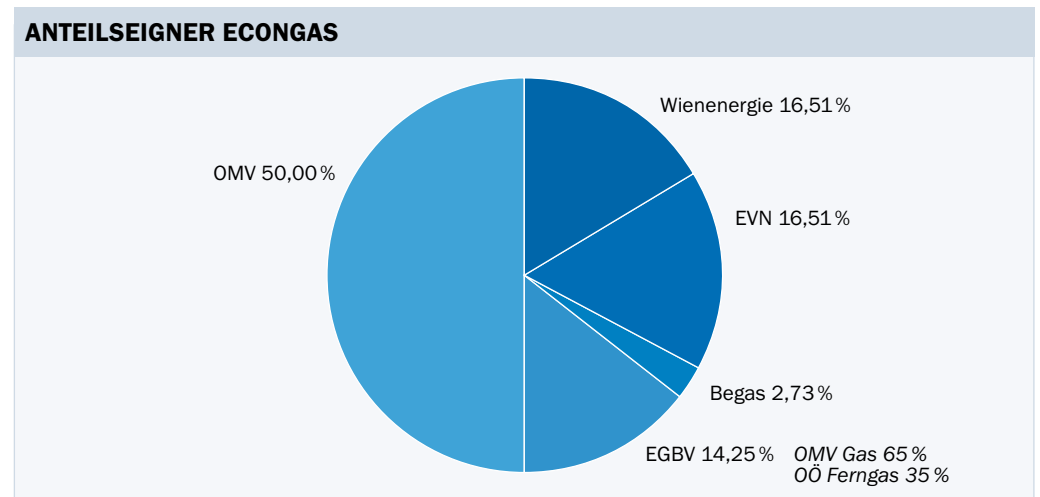


Abbildung 14
Anteilseigner der Eongas GmbH

Quelle: Homepage Eongas;
www.eongas.co.at

Die beteiligten Unternehmen hatten über die Austria Ferngas Zugang zu Importverträgen mit Russland und Norwegen sowie zu Verträgen mit inländischen Produzenten gehabt, weiters auch sowie Speicherverträge über den AFG-Speicherpool. Diese Verträge wurden an Eongas übertragen. Im Gegenzug dazu haben die Muttergesellschaften unbefristete Vollversorgungsverträge mit Eongas zur Gasbeschaffung abgeschlossen.⁵⁸ Energie AG sowie Linz AG sind mit der Wirkung zum 1. Mai 2006 aus der EnergieAllianz ausgeschieden.

Wesentliches Wettbewerbsproblem beim Eongas-Zusammenschluss ist die Beteiligung der OMV, die in allen Stufen der Wertschöpfungskette tätig ist und daher die Kosten der Wettbewerber der Eongas beeinflussen kann⁵⁹ sowie die langfristigen Verträge auf der Absatzseite, durch die ein Markt mit einem Absatzpotenzial von ca. 2 Mrd. m³ vom Wettbewerb ausgeschlossen ist. Die Marktkonzentration im Industriekundensegment ist auch deutlich gestiegen, jedoch hat sich gezeigt, dass einige neue Anbieter in den Markt gekommen sind, z. B. Wingas, CEOG oder Shell, und sich Wettbewerb entwickeln konnte.

⁵⁸ <http://www.energieallianz.com/konzerninfo.html>

⁵⁹ Dies war auch wesentlicher Untersuchungspunkt in der Branchenuntersuchung Gas 2005/2006.



ENTWICKLUNG DER STRUKTUR ENDKUNDENMÄRKTE STROM

In 2004/2005 wurde eine erste Untersuchung der Wettbewerbssituation im Strommarkt von der Bundeswettbewerbsbehörde durchgeführt, bei der folgende Marktgrenzen festgestellt wurden:

ENDKUNDENMÄRKTE STROM – MARKTABGRENZUNG			
sachlich relevanter Markt	Produkt/Definition		räumlich relevanter Markt
Endkunden STROM			
Kleinkunden	Haushalt	nicht gemessene Kunden Haushalte, Netzebene 7	Netze lokaler Anbieter
	Kleingewerbe	nicht gemessene Kunden Gewerbe und Landwirtschaft, Netzebene 7	
	Gewerbe	gemessene Kunden mit Verbrauch/Jahr 100.000 kWh bis 1 GWh, Netzebene 6	
Großkunden	Industrie	gemessene Kunden mit Verbrauch/Jahr 1 GWh bis 20 GWh, Netzebene 5	Regelzonen
	Großindustrie	gemessene Kunden mit Verbrauch/Jahr > 20 GWh, Netzebene 5	

Tabelle 8
Endkundenmärkte Strom –
Marktabgrenzung

Quelle: Branchenuntersuchung
Strom, 2. Zwischenbericht,
April 2005

Anbieterstruktur

Derzeit sind über 140 Anbieter im österreichischen Strommarkt tätig, darunter auch die ehemaligen Monopolisten.

Ausländische Anbieter sind derzeit nicht am Kleinkundenmarkt tätig. Die Gründe hierfür liegen in der begrenzten Größe des österreichischen Strommarktes, dem im Vergleich zu Deutschland geringen Preis- und Margenniveau sowie dem starken politischen Einfluss. Ausländische Unternehmen haben zudem den Eindruck, dass der Marktzugang durch einen hohen Initialaufwand unnötig erschwert wird. Das Marktmodell wird zwar als funktionierend, aber sehr kompliziert angesehen. Weitere Argumente, die Unternehmen von einem Markteintritt abhalten könnten, sind eventuell auftretende Marktabschottungen durch strategisches Wettbewerbsverhalten, Vorbehalte gegenüber ausländischen Lieferanten bezüglich der Versorgungssicherheit sowie Wettbewerbsnachteile durch unzureichend umgesetztes Unbundling.⁶⁰

Im Schnitt sind 12 bis 15 Anbieter pro Netzgebiet aktiv.

⁶⁰ Studie Homburg und Partner (2007), Untersuchung von Marktbarrieren auf dem österreichischen Strom- und Gasmarkt aus Sicht ausländischer Anbieter, unveröffentlichte Studie für die E-Control

Exkurs: „Österreichische Stromlösung“ (ÖSL) – Energie Austria

Unter diesem Schlagwort haben die Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft („Verbund“) sowie die EnergieAllianz Ende 2002 den Erwerb gemeinsamer Kontrolle über die Unternehmen E&S GmbH („E&S“) sowie Verbund Austrian Power Trading AG („APT“) bei der Europäischen Kommission als Zusammenschluss angemeldet. In der neu zu gründenden E&S sollten die bisherigen Großkunden mit einem Verbrauch von mehr als 4 GWh/Jahr von Verbund und EnergieAllianz zusammengefasst werden. Die Stromhandelsaktivitäten der Parteien, die bisher durch APT bzw e&t ausgeübt wurden, sollen zur „APT neu“ verschmolzen werden. Die APT übernimmt die zentrale Steuerung der Kraftwerke der Mütter und bezieht die gesamte Stromproduktion. Des Weiteren beliefert die APT die E&S sowie die in der EnergieAllianz zusammengefassten Landesgesellschaften. Einkauf und Verkauf der APT erfolgen dabei zu Marktpreisen.

Die Kommission hat am 11. Juni 2003 den Zusammenschluss unter Bedingungen und Auflagen genehmigt, welche auch von den beteiligten Parteien erfüllt wurden. Zur Umsetzung der Energie Austria kam es bis zum heutigen Tage nicht.

Vielmehr ist seit Juli 2005 der Verbund mit der alleinigen Vertriebstochter Verbund-APS am Endkundenmarkt (wieder) tätig geworden. Der Verbund ist über die APS seit Beginn am Kleinkundenmarkt tätig und beliefert seit Anfang 2006 auch Großkunden.

Marktanteile

Die Marktanteile für den Strommarkt sind in den vergangenen Jahren (seit 2007) gesunken. Im Jahr 2009 lag die Konzentrationsrate der drei größten Lieferanten bei 63 %, die Konzentrationsrate der fünf größten Lieferanten sogar bei 75 %. Dies verdeutlicht einen hoch konzentrierten Markt, der in der Hand einiger weniger Lieferanten liegt. Bis zum Jahr 2010 ist die Konzentrationsrate zwar gesunken, trotzdem lag sie für die drei größten Lieferanten bei 57 %, für die fünf größten Lieferanten bei 69 %.

Im Haushaltsbereich lag der Marktanteil der drei größten Lieferanten 2008 bei 45 %, im Jahr 2009 stieg der Wert auf 58 % an. Die Marktanteile der fünf größten Lieferanten betragen 75 % bzw. 70 %. Im Jahr 2010 lagen die Marktanteile der drei größten Lieferanten bei 57 %, der Marktanteil der fünf größten Lieferanten lag bei 68 %.

Die Marktanteile der drei größten Lieferanten im Gewerbekundensegment lagen 2008 bei 37 %, 2009 waren es 23 % mehr. Die Marktanteile der fünf größten Lieferanten betragen 51 % bzw. 72 %. Im Jahr 2010 stiegen die Marktanteile der drei größten Lieferanten im Gewerbekundenbereich auf 58 %, der Anteil der fünf größten Lieferanten lag bei 71 %. Im Landwirtschaftsbereich lag die Konzentrationsrate im Jahr 2008 mit 55 % für die drei größten Lie-



feranten deutlich über jener im Haushalts- und Gewerbebereich. Ein Jahr später stieg sie um 9 % an. Die fünf größten Lieferanten hatten im Jahr 2008 einen Marktanteil von 69 %, ein Jahr später hingegen schon von 78 %. Im Jahr 2010 sank der Anteil um einen Prozentpunkt.

ENTWICKLUNG DER STRUKTUR DER ENDKUNDENMÄRKTE GAS

Im Jahr 2005/2006 wurden in einer ersten umfassenden Untersuchung des österreichischen Gasmarktes von der Bundeswettbewerbsbehörde die Marktgrenzen im Endkundenmarkt Gas untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die Kleinkundenmärkte eher Netzgebietweit, die Großkundenmärkte aber regelzonenweit zu sehen sind. Das heißt, dass die Marktmacht der ehemaligen Monopolisten im Kleinkundenmarkt noch bedeutend ist. Die Entwicklung der Wechselzahlen und der Marktkonzentration seit 2006 sowie die geringe Anzahl neuer Anbieter deuten darauf hin, dass sich diese Situation nicht verbessert hat.

ENDKUNDENMÄRKTE GAS – MARKTABGRENZUNG		
sachlich relevanter Markt	Produkt/Definition	räumlich relevanter Markt
Endkunden GAS		
Kleinkunden	strukturierte Gaslieferung an Kleinkunden bis 100.000 m ³ nicht gemessener Jahresverbrauch	Netze lokaler Anbieter
	strukturierte Gaslieferung an Kleinkunden von 100.000 m ³ bis 500.000 m ³ gemessener Jahresverbrauch	
Großkunden	Gaslieferungen an Industriekunden ab 500.000 m ³ , gemessener Jahresverbrauch	Regelzonen
	Gaslieferungen an Kraftwerke, i.d.R. langfristige Verträge	

Tabelle 10
Marktabgrenzung –
Endkundenmärkte Gas

Quelle: Branchenuntersuchung
Gas, 1. Zwischenbericht,
September 2005

Anbieterstruktur Kleinkundenmarkt. Gas

Die Anbieterzahl im Kleinkundenmarkt hat sich seit der Liberalisierung nur leicht erhöht. Seit 2011 ist mit Goldgas auch ein alternativer Gasanbieter in Tirol und Vorarlberg aktiv. Von den 23 Anbietern im Kleinkundenmarkt bieten nur 7 Lieferanten in mehreren Bundesländern bzw. österreichweit an. Pro Netzgebiet sind durchschnittlich 5 bis 6 Anbieter pro Netzgebiet aktiv.

2007 hat Homburg und Partner in Auftrag der E-Control die Gründe untersucht: Das niedrige Absatzpotenzial und in der Folge auch Margenpotenzial sowie der Aufwand für Vertrieb und Abwicklung werden als hoch angesehen und die Unternehmen vermuten fehlende freie Gasmengen und Kapazitätsengpässe beim Transit. Zudem spielen die erwartete Marktabschottung durch Marktteilnehmer, Standortnachteile und das höhere Prognose- und Ausgleichsenergieerisiko eine wesentliche Rolle.⁶¹

Marktkonzentration End(Klein)kunden Gas

Die Marktanteile der drei bzw. fünf größten Gaslieferanten im Markt für nicht lastganggemessene Kunden sind im Laufe der Jahre stetig gestiegen. Im Jahr 2008 betrug der Marktanteil der drei größten Lieferanten 64 %, ein Jahr später war er bereits 15 % höher. Die Marktanteile der fünf größten Gaslieferanten stiegen ebenfalls an. Der Anteil lag im Jahr 2008 noch bei 75 %, ein Jahr später betrug er bereits 88 %. Im Jahr 2010 lag der Anteil der fünf größten Unternehmen bei 83 %. Damit hat die Marktkonzentration seit der Liberalisierung zugenommen und liegt deutlich oberhalb des kritischen Wertes von 1.800.

Anbieterstruktur Großkundenmarkt Gas

Seit Beginn der Liberalisierung ist im Großkundenmarkt trotz Zusammenschluss der Eon-gas eine steigende Anzahl von Anbietern festzustellen. Schon seit 2001 ist die E.ON Ruhrgas im österreichischen Markt tätig, heute als E.ON Austria. Auch weitere deutsche Unternehmen wie Wingas und RWE sind in den Markt als Anbieter gekommen. Zudem wurden Unternehmen neu gegründet wie z. B. CE Oil and Gas Marketing. In 2008 ist die Shell als Anteilseigner aus der RAG⁶² ausgeschieden und seit 2009 als neuer Anbieter im Industriekundensegment tätig. Nach dem Austritt der Shell als Anteilseigner der RAG ist Shell als neuer Gasanbieter für Großkunden auf den Markt gekommen.

Damit ist eine größere Wettbewerbsdynamik in diesem Markt als im Bereich der Kleinkunden festzustellen. Angaben über Marktanteile sind keine bekannt.

⁶¹ Studie Homburg und Partner (2007)

⁶² In 2008 veräußerte die Shell ihren Anteil an der RAG (über E&P Holding von 25%) an die RAG Beteiligungsgesellschaft bzw. EESU Holding, die zu 100% der RAG BG gehörte. Seitdem ist die RAG Beteiligungsgesellschaft 100% Anteilseigner der RAG. Die RAG Beteiligungsgesellschaft gehört zu 50,025 % der EVN AG, zu 29,975% der E.ON Ruhrgas E&P GmbH und zu jeweils 10% Steirische Gas-Wärme GmbH und Salzburg AG.



Entflechtung

Unter Entflechtung (engl.: Unbundling) versteht man ganz allgemein die Herstellung oder Stärkung der Unabhängigkeit zwischen verschiedenen Geschäftsfeldern eines Unternehmens oder Unternehmensverbundes aufgrund entsprechender gesetzlicher und/oder regulierungsbehördlicher Vorgaben. In der Energiewirtschaft wird dabei die Trennung des regulierten Bereiches Netz zum Wettbewerbsbereich Erzeugung und Handel verstanden. Die Notwendigkeit zur unternehmerischen Entflechtung ergibt sich dabei aus der Anforderung zur Einhaltung von Diskriminierungs- bzw. Quersubventionsverboten, aus besonderen buchhalterischen Ansprüchen sowie der Sicherstellung einer vertraulichen Behandlung von wirtschaftlich sensiblen Daten.⁶³

Strukturänderungen durch behördliche Verfahren vor dem 3. Paket

Vor der Liberalisierung bzw. auch vor der Umsetzung der Richtlinie 2003/55/EG bzw. 2003/54/EG waren die Strom- und Gasunternehmen nicht nur vertikal integrierte Unternehmen, vielmehr waren vielfach alle Geschäftsbereiche in einem Unternehmen.

Die Entflechtung ist eine wichtige Voraussetzung für die Ermittlung angemessener Entgelte, aber auch um Diskriminierungen beim Netzzugang zu vermeiden. Daher unterscheidet die Richtlinie 2003/55/EG bzw. 2003/54/EG folgende Bereiche der Entflechtung:

- > Die buchhalterische Entflechtung schreibt eine Trennung der Konten in die Bereiche Erzeugung/Handel, Verteilung und sonstigen Bereich vor. Die Bereiche müssen getrennt ausgewiesen werden, in derselben Weise, wie sie dies tun müssten, wenn die betreffenden Tätigkeiten von separaten Unternehmen ausgeführt würden.
- > Die gesellschaftsrechtliche Entflechtung beinhaltet die Gründung einer eigenständigen Netzgesellschaft bzw. muss der Netzbetrieb getrennt von den Bereichen der Erzeugung/Gewinnung und des Vertriebs in den Bereich einer bereits existierenden Gesellschaft aufgenommen werden.
- > Die organisatorische (funktionale) Entflechtung ist eine notwendige Maßnahme, um den Netzbetrieb unabhängig von den übrigen strom- und gasspezifischen Tätigkeitsbereichen zu führen. Die organisatorische Entflechtung beinhaltet eine Vielzahl von Maßnahmen, die eine effektive Entflechtung garantiert. Dazu zählt, dass das Management der Netzgesellschaft nicht in Tätigkeiten des Wettbewerbsbereiches des integrierten Unternehmens involviert wird. Ebenso sind Weisungen im Hinblick auf einzelne Entscheidungen zu baulichen Maßnahmen an Energieanlagen, solange diese Entscheidungen im Rahmen eines vom vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens genehmigten Finanzplans oder gleichwertigen Instruments erfolgen, nicht erlaubt. Gehälter und variable Gehaltsbestandteile müssen sich ausschließlich auf das Ergebnis der Netzgesellschaft beziehen.

⁶³ Für die Elektrizitätswirtschaft ergeben sich diese Anforderungen aus den §§ 8, 9 und 11 EIWOG 2010.

Durch Umsetzung der Richtlinien in nationales Recht und dessen Vollziehung kam es zu Bildungen eigener Netzgesellschaften, die unterschiedlich ausgestaltet waren. Einige Netzgesellschaften waren vielmehr als leere Hüllen zu bezeichnen („kleine Unbundling-Lösungen“), die sowohl das Personal als auch das Anlagevermögen vom vertikal integrierten Unternehmen mittels Shared Service zukaufen mussten. Andere Netzgesellschaften wurden mit Personal- und Anlageressourcen ausgestaltet und wurden eigenständige Gesellschaften („große Unbundling-Lösungen“). Wiederum andere Unternehmen waren zwar formal gesellschaftsrechtlich entflochten, jedoch war die organisatorische Entflechtung nicht hinreichend umgesetzt, weshalb die Regulierungsbehörde bereits vor Implementierung des 3. Energieliberalisierungspakets⁶⁴ in nationales Recht Verfahren führte, die Strukturänderungen im Unternehmensgeflecht nach sich zogen:

Art 9 Abs 1, Art 13 Abs 1, Art 15 Abs 1 der RL 2003/55/EG normieren Folgendes: Gehört der Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber sowie 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. Übertragung sowie Verteilung zusammenhängen. Der „Vermerk der GD Energie und Verkehr zu den RL 2003/54/ER und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt“ geht infolgedessen davon aus, dass die Ansiedlung des Netzbetreibers „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. 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.“*

Diese Vorgaben waren bei drei Unternehmen nicht gegeben. Aus diesem Grund wurden seitens der Regulierungsbehörde Verfahren eingeleitet (Geschäftszahlen: G SON G 13/08, G SON G 14/08, G FKO G 01/08), um diesen Missstand abzustellen.

Alle betroffenen Unternehmen erklärten sich im Zuge dieser Verfahren bereit, ihre Konzernstruktur entsprechend umzustellen, sodass die Netzgesellschaft als Tochterunternehmen der Holding oder des Vertriebsunternehmens angesiedelt wurde. Alle drei Verfahren konnten somit im Laufe des Jahres 2010 eingestellt werden, da nunmehr die Geschäftsleitung in der Lage ist, unabhängig und ohne unmittelbare finanzielle Interessen zu handeln. Somit wurde durch das Vorgehen der Regulierungsbehörde auch die organisatorische Entflechtung rechtskonform umgesetzt.

⁶⁴ RL 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, RL 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, VO (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, VO (EG) Nr 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungen sowie die VO (EG) Nr 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl 2009, L 111 v 14.8.2009.



Entflechtung nach dem 3. Paket

Das 3. Energieliberalisierungspaket⁶⁵ geht auf eine Sektorenuntersuchung der Europäischen Kommission zurück.⁶⁶ Es wurde festgestellt, dass vertikale Integration von Erzeugung, Lieferung und Infrastruktur ein erhebliches Wettbewerbshindernis darstellt. Eine verschärfte Entflechtung der Netzbetreiber war daher nach den ersten Liberalisierungsrechtsakten 1997 bzw. 1998⁶⁷ eine zwingende Konsequenz.

Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber

Für Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber stehen jetzt vier gleichwertige Entflechtungsmodelle zur Verfügung:

- > eigentumsrechtliche Entflechtung⁶⁸
- > unabhängiger Netzbetreiber (ISO)⁶⁹
- > unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO)⁷⁰
- > eine wirksamere Unabhängigkeit als die Bestimmungen über den unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (ITO+)⁷¹

Für die eigentumsrechtliche Entflechtung bedeutet dies tiefgreifende strukturelle Änderungen. Die Netzgesellschaft, die nunmehr zivilrechtlicher Eigentümer des Übertragungsnetzes sein muss, muss weiters aus dem Konzern ausgegliedert werden.

Beim ISO-Modell lagert dagegen der Netzeigentümer den Betrieb an den unabhängigen Netzbetreiber (ISO) aus.

⁶⁵ RL 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, RL 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, VO (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, VO (EG) Nr 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungen sowie die VO (EG) Nr 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABI 2009, L 111 v 14.8.2009.

⁶⁶ Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Art 17 der VO (EG) 1/2003 (Abschlussbericht).

⁶⁷ Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und Richtlinie 98/30/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.

⁶⁸ Ownership Unbundling.

⁶⁹ Independent System Operator.

⁷⁰ Independent Transmission Operator.

⁷¹ Von vielen ITO+ bezeichnet, da der Netzbetreiber eindeutig eine wirksamere Unabhängigkeit als die Bestimmungen über den ITO gewährleisten muss.

Die Option ITO ist dagegen „nur“ als Weiterentwicklung der Entflechtung von Verteilernetzbetreibern zu sehen: Der Netzbetreiber darf ausnahmsweise zwar im gesellschaftsrechtlichen Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens verbleiben, muss gleichzeitig aber strenge und umfassende Unabhängigkeitsvorschriften erfüllen:

- > Unabhängigkeit des ITO
 - Vollausstattung: Ressourcen, zivilrechtliches Eigentum und Kernaufgaben
 - Entscheidungsbefugnis, Rechtsform, Konzernstruktur
 - Corporate Identity
- > Unabhängigkeit des Managements und der Beschäftigten
- > Unabhängigkeit des Aufsichtsrates
- > Unabhängigkeit durch einen Gleichbehandlungsbeauftragten und durch Erstellung eines Gleichbehandlungsprogramms

Das Modell der eigentumsrechtlichen Entflechtung ist immer möglich. Hingegen sind die Optionen ISO, ITO oder ITO+ nur dann erlaubt, wenn das Netz am 3. September 2009 im Eigentum eines vertikal integrierten Unternehmens gestanden hat.

Die Regulierungsbehörde hat einen Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber mittels Bescheid zu zertifizieren, sofern die Vorgaben des jeweiligen Entflechtungsmodells dafür vorliegen. Wird eine Entflechtungsalternative gewählt, müssen alle Elemente des jeweiligen Modells vorliegen. Mischformen sind unzulässig. Davor wird der Europäischen Kommission ein Entscheidungsentwurf zur Stellungnahme übermittelt. Diese Stellungnahme ist von der Regulierungsbehörde so weit wie möglich zu berücksichtigen.

Dagegen ist beim ITO+- und beim ISO-Modell vorgesehen, dass die Europäische Kommission selbst eine Entscheidung trifft. Die Regulierungsbehörde hat dieser Entscheidung nachzukommen.



Verteilernetzbetreiber

Bei den Verteilernetzbetreibern bleibt es bei der gesellschaftsrechtlichen und organisatorischen Entflechtung, wobei hinsichtlich der Ressourcen eine Klarstellung erfolgte. Ein Verteilernetzbetreiber muss nun über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen. Grundsatz ist daher, dass der Verteilernetzbetreiber alle Aufgaben selbst, mit eigenen Ressourcen zu erfüllen hat.

Dies schließt jedenfalls ein Betriebsführungsmodell aus, wonach das vertikal integrierte Unternehmen selbst Eigentümer des Netzes ist, Wartung und Instandhaltung selbst durchführt und nur die Betriebsführung sowie Nutzung auf den Verteilernetzbetreiber überträgt. Sofern die Betriebsführung weiterhin im Namen des Verteilernetzbetreibers und auf Rechnung des vertikal integrierten Unternehmens (Betriebsführungsmodell) weitergeführt wird, wird die Regulierungsbehörde weitere Verfahren – mit dem Ziel, strukturelle Änderungen durchzusetzen – führen.

Weiters gibt es eine wichtige Weichenstellung auf dem Gebiet der Unverwechselbarkeit der Corporate Identity des Verteilernetzbetreibers. Der Verteilernetzbetreiber muss hinsichtlich seiner Kommunikationsaktivitäten sowie seiner Markenpolitik dafür Sorge tragen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist. Das heißt, der Verteilernetzbetreiber muss sich eindeutig vom Vertriebsunternehmen unterscheiden. Es gelten kennzeichenrechtliche und markenschutzrechtliche Grundsätze (§ 1 MarkenschutzG, § 9 UWG). Der Firmenname des Vertriebsunternehmens „Muster Vertrieb GmbH“ ist demnach vom Firmennamen des Verteilernetzbetreibers „Muster Netz GmbH“ nicht eindeutig unterscheidbar. Der Verteilernetzbetreiber darf sich aber einer Unternehmensgruppe zuordnen. Der Zusatz „Ein Unternehmen von Muster“ ist daher zulässig, sofern hinsichtlich des übrigen Außenauftritts eine Verwechslung jedenfalls ausgeschlossen ist. Verwechslungsgefahr liegt immer dann vor, wenn der Gebrauch von Zeichen, Abbildungen, Namen, Buchstaben, Zahlen, Formen und Aufmachungen geeignet ist, einen Irrtum über die Zuordnung zu einem bestimmten Unternehmen hervorzurufen, also die Öffentlichkeit glauben könnte, dass die betreffenden Waren oder Dienstleistungen aus demselben Unternehmen stammen.

Auch diesbezüglich wird die Regulierungsbehörde Verfahren führen müssen, wenn für den Durchschnittsverbraucher nicht erkennbar ist, dass es sich beim Vertrieb und beim Verteilernetzbetreiber um zwei unterschiedliche Unternehmen handelt.

Liberalisierungseffekte: Ein großes Plus an Freiheit.

Aufbruch statt starrer Verhältnisse: Die ersten zehn Jahre nach der Liberalisierung.

Das Zehn-Jahres-Jubiläum der Energiemarkt-Liberalisierung in Österreich bietet nicht nur die Gelegenheit, die wichtigsten Veränderungen Revue passieren zu lassen, sondern auch der unausweichlichen Frage nachzugehen: Was haben die Bemühungen und Reformen der letzten Dekade gebracht? Die genauere Betrachtung zeigt, dass sich dabei so manche Erwartungen bestätigt haben, andere wiederum nicht.

Auf den Großhandelsmärkten hat sich trotz struktureller Mängel, wie der hohen Marktkonzentration im Bereich der Stromerzeugung oder Gasproduktion, zumindest in Teilbereichen ein liquider Markt entwickelt; auch im Gasbereich, traditionell von langfristigen ölpreisindizierten Verträgen dominiert, ist dies zunehmend der Fall. Andererseits hat gerade dieser Zuwachs an Handelsaktivität dafür gesorgt, dass bestehende Handelsbarrieren, wie zum Beispiel die mangelnde Harmonisierung bei der Vergabe von Transportkapazitäten (Gas) oder Grenzkapazitäten (Strom), umso stärker in den Vordergrund treten. Ebenso wurde erst durch den Erfolg der Börsen und Handelsplätze und die verstärkte Europäisierung im Energiehandel die Notwendigkeit erkannt, einheitliche Regeln zu schaffen, welche einen transparenten und fairen Großhandelsmarkt schaffen; ein Prozess, der in vielerlei Hinsicht noch am Beginn steht.

Die vielseitigen, wenn auch nicht in jedem Aspekt unproblematischen Entwicklungen an den Großhandelsmärkten stehen im starken Gegensatz zu der schleppenden Situation an den heimischen Endkundenmärkten. Die Wechselraten in Österreich sind gering, und vor allem im Kleinkundensegment dominieren die eingesessenen Unternehmen den Markt, neue Anbieter kamen nur in sehr überschaubarem Ausmaß und vor allem im Großkundensegment hinzu. Trotz dieser Bedingungen haben Endkunden durchaus von der Liberalisierung profitiert. Aufgrund der strukturellen Situation wird es aber weiterhin ein zentrales Bestreben sein, durch Transparenz und Information (wie dem Tarifkalkulator der E-Control) besonders die Ausgangslage und Rechte der Kleinkunden zu stärken.

Auch volkswirtschaftlich haben sich die Reformen positiv ausgewirkt, neben 3.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen konnte in Summe das Bruttoinlandsprodukt um rund 1% gesteigert werden. Entgegen mancher Befürchtung hat sich auch für die Energieunternehmen die Situation seit 2001 durchaus positiv entwickelt – oftmals durch Expansion und neue Strategien. So konnte die Wirtschaftlichkeit der Landesversorger und der Verbund AG deutlich gesteigert werden.



Liberalisierungseffekte Großhandel

GROSSHANDEL STROM

Rückblickend stellt die Entwicklung von Großhandelsmärkten in Zentraleuropa eine der wichtigsten Veränderungen in der letzten Dekade dar. Aus einem System, in dem vor zehn Jahren die rein technischen Aspekte den „dispatch“, also den Einsatz und die Steuerung von Erzeugungsanlagen, dominierten, entstand ein markt(preis)wirtschaftliches Modell innerhalb der technischen Rahmenbedingungen. Dabei wurden Erzeuger zu Handelsunternehmen, welche neben der Vermarktung ihrer Strommengen vermehrt in den (internationalen) Handel mit Strom, Gas, Kohle, CO₂ und Ölprodukten einstiegen. Vormalig der Finanzwelt vorbehaltene Begriffe wie Risikocontrolling, Portfoliomanagement oder Hedging hielten in der Stromwelt Einzug.

Dabei ist bei leitungsgebundenen Waren wie Strom die physikalische Komponente weiterhin von großer Bedeutung. Die Nichtspeicherbarkeit von elektrischer Energie führt zum Beispiel zu einem marktwirtschaftlichen Modell, in dem unterschiedlichste Auktionsformate (zum Beispiel im Day-Ahead-Bereich oder bei Regelenergie), kontinuierlicher Handel, Intraday-Handel, Derivat-Produkte etc. die Preissignale liefern. Darüber hinaus spielen bei den Bemühungen, die europäischen Großhandelsmärkte zu integrieren, die tatsächlichen Kapazitätsengpässe im Höchst- und Hochspannungsnetz eine entscheidende Rolle. Die Idee des „Market Coupling“, also einer marktbasierenden Vergabe von Kapazitäten an den Interkonnektoren, wird die Stromgroßhandelsmärkte auch in nächster Zeit beschäftigen. Auch gilt es, hierdurch und neben der weiteren Integration der Großhandelsmärkte oligopolistische Strukturen aufzubrechen und für Handelsteilnehmer mehr Liquidität und Transparenz zu schaffen.

Neben der Einführung von einem marktbasierenden erstmaligen Verkauf von Strom spielten natürlich die europäischen Bemühungen bezüglich der Verminderung von CO₂-Emissionen eine entscheidende Rolle, vor allem im deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt. Die Paarung von geförderten Einspeisetarifen für Erneuerbare mit einem europäischen Emissionshandelssystem sorgte für massive Veränderungen im Kraftwerkspark selbst. Darüber hinaus wird das Niveau und die Volatilität der Großhandelspreise maßgeblich beeinflusst. Insgesamt gab es am Großhandelsmarkt in den letzten zehn Jahren entscheidende Veränderungen und es ist abzusehen, dass sich dieser Bereich auch in Zukunft äußerst dynamisch entwickeln wird.

Preisentwicklung und Handelsvolumina

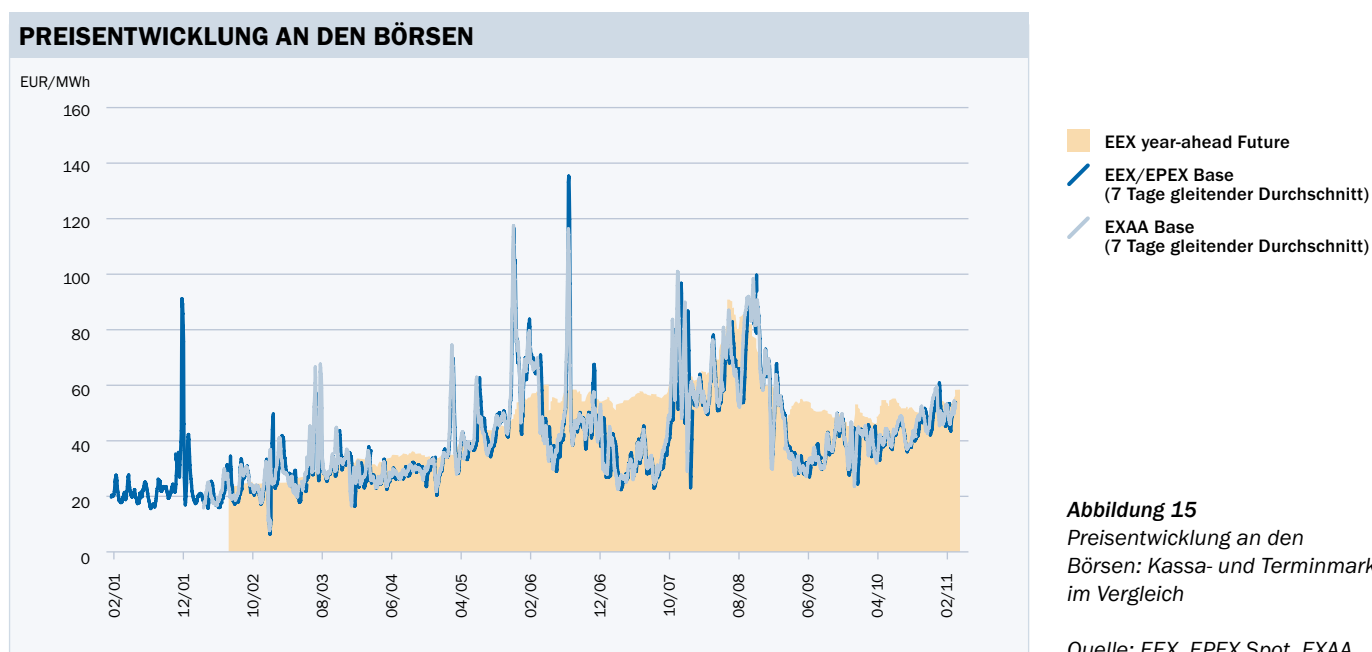
Für Händler gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten, am Marktgeschehen beim Stromgroßhandel teilzunehmen. Einerseits besteht die Möglichkeit, sich an offiziellen Handelsplätzen wie Börsen zu registrieren und zu handeln, andererseits wird oft auf den bilateralen Handel oder OTC-Handel, z. B. über das Telefon oder Broker-Plattformen, zurückgegriffen. Während die Preise bei den unterschiedlichsten Handelsformen bei liquiden Produkten aufgrund von Arbitrage relativ ähnlich sind, gibt es bei den jeweiligen Handelsvolumina beträchtliche Differenzen. Der OTC-Handel und der über Börsen geclearte OTC-Handel⁷² liegen volumemäßig ein Vielfaches über dem eigentlichen Börsehandel.

Aus Sicht der Händler besteht in der Regel ein Abtausch zwischen den Vor- und Nachteilen der unterschiedlichen Handelsformen. Während Börsen den Vorteil bieten, anonymisiert und zentralisiert ohne Kontrahentenrisiko Geschäfte abzuwickeln, weisen vor allem längerfristige Produkte an Börsen manchmal unzureichende Liquidität aus. Darüber hinaus bieten OTC-Geschäfte die Möglichkeit, auch nicht-standardisierte Mengen- und Produktspezifikationen zu beschaffen. Größere Handelshäuser nehmen im Regelfall sowohl am Börsehandel wie auch an den verschiedensten Formen des OTC-Handels teil. Aus regulatorischer Sicht hat der OTC-Handel unter anderem den Nachteil der mangelnden Transparenz – eine Problematik, die in den letzten zwei Jahren auch auf EU-Ebene aufgegriffen wurde. Dies wird im nächsten Abschnitt behandelt.

⁷² Einige Börsen, wie z.B. EEX, bieten die Möglichkeit zum OTC-Clearing. Dies bedeutet, dass der Handel zwar bilateral abgeschlossen wird, aber über eine Central Counter Party gecleart wird, um das Kontrahentenrisiko zu minimieren.



Die Preisentwicklung für den deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt⁷³ der letzten zehn Jahre, dargestellt in *Abbildung 15*, kann als durchaus dynamisch betrachtet werden. Besonders auffällig ist der starke Preisanstieg im Vorfeld der Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2007/2008. Hier waren die Primärenergiepreise, wie Kohle, CO₂, Gas, verantwortlich für einen extremen Preisdruck, sowohl am Kassa- als auch am Terminmarkt. Nach dem Einbruch der Aktien- und Commodity-Märkte im Zuge der Lehman-Brothers-Pleite fand auch an den Stromgroßhandelsmärkten ein dramatischer Preisverfall statt. In Zukunft werden vermutlich neben allgemeiner Konjunkturzyklen vor allem die Entscheidung bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des Kraftwerksparks in Europa (auch im Hinblick auf erneuerbare Energieträger und Kernenergie) bestimmend für das Preisniveau der Zukunft sein.



⁷³ Im Stromgroßhandel bilden Österreich und Deutschland aufgrund ausreichender Grenzkapazitäten eine Preiszone und somit ein Marktgebiet, vgl. Bundeskartellamt (2011) Sektorenuntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bonn.

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Preisvolatilität an der EEX/EPEX Spot und der österreichischen EXAA. Die geringere Volatilität an der EXAA ist hauptsächlich durch deren unterschiedliche Preislimits und frühere Schlussauktion begründet. Da die EXAA-Auktion knapp zwei Stunden vor der EEX/EPEX-Spot-Auktion stattfindet, nutzen einige Händler die Gelegenheit, den Markt „auszutesten“ und ihre offenen Positionen erst bei der späteren Auktion an der EEX/EPEX Spot zu schließen. So kommt es unter Umständen dort zu höheren Preisausschlägen. Der Rückgang der Preisvolatilität an beiden Handelsplätzen kann dabei zumindest zum Teil auf die zunehmende Liquidität und die Reife der Märkte zurückgeführt werden. Ein hervorstechendes Merkmal ist die hohe Volatilität zum Jahreswechsel, wo der geringere Verbrauch während der Feiertage zu einem regelrechten Preissturz führt, der sich im Regelfall in der 3. Jännerwoche wieder umkehrt. Darüber hinaus spielen saisonale Effekte, Urlaubszeiten (Ostern, August) sowie die generelle wirtschaftliche Lage eine zentrale Rolle.

Im Vergleich zu anderen Bereichen ist die Volatilität an den Strommärkten jedoch weiterhin sehr hoch. So lag die Volatilität (auf Basis der gleichen Berechnungsgrundlage) des DAX-Index der deutschen Börse seit 2005 durchgehend bei unter 100 %, selbst Ende 2008, als die Finanzkrise in vollem Umfang die Aktienkurse traf. Da Börseindizes und Commodities prima facie nicht zwangsläufig verwandt sind, lohnt sich auch ein Blick auf die Entwicklung der Volatilität von andere Produkten und Rohstoffen. Aber selbst für den Rohölpreis-Index der Sorte Brent ergibt sich eine weitaus geringere Volatilität (seit 2008⁷⁴ ebenfalls unter 100 %), da auch hier die täglichen Schwankungen meist innerhalb eines überschaubaren Rahmens bleiben.



Der Hauptursache der Volatilität der Ware Strom liegt im Gegensatz zu anderen Commodities in dessen Nichtspeicherbarkeit. Da somit sichergestellt werden muss, dass im System jeweils die gleiche Menge an Energie ein- und ausgespeist wird, sind größere Preissprünge möglich. Spekulation sollte daher per se von einem neutralen Standpunkt aus betrachtet werden. Würden nämlich alle Händler immer nur entsprechend ihrer Einschätzung der Fundamentaldaten Preisgebote abgeben und nicht gegen den Markt „wetten“, würde dies unter Umständen dazu führen, dass noch größere Preisausschläge stattfinden bzw. größere Mengen offen bleiben. Händler sorgen für Liquidität und sind wichtige Marktteilnehmer, vor allem in Märkten, in denen zum Beispiel ÜNBs verpflichtet sind für die Vermarktung von Regelenergie, Energie aus erneuerbaren Energiequellen oder Netzverlustenergie über Börsen Sorge zu tragen und dabei oft auf Market Orders angewiesen sind.⁷⁵ Diese marktgetriebenen Mechanismen setzen als notwendige Bedingung einen liquiden, transparenten Großhandelsmarkt voraus.

PREISVOLATILITÄT DER SPOTBÖRSEN IM VERGLEICH

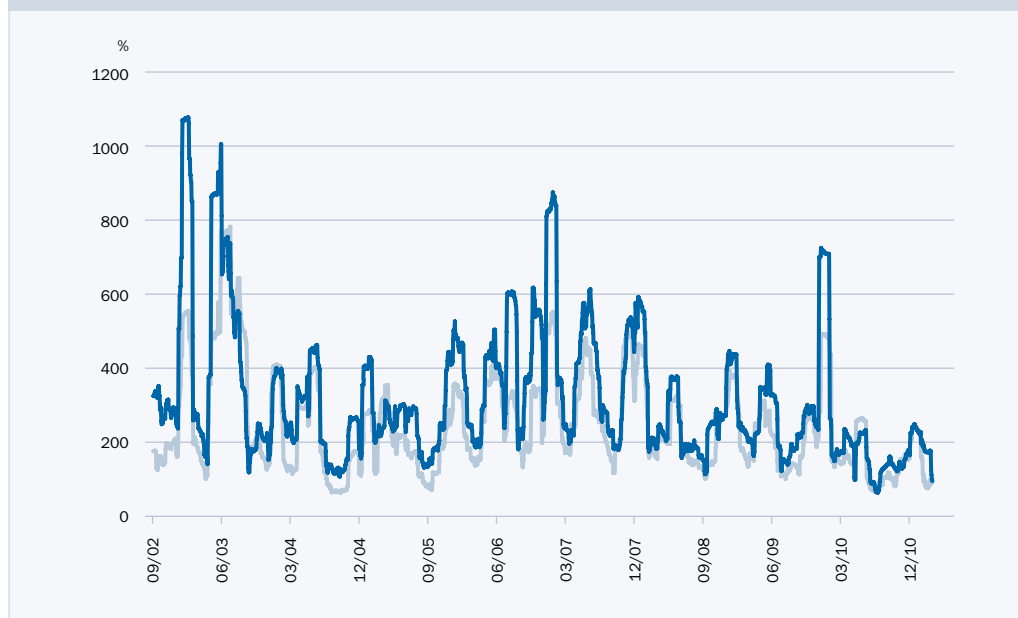




Abbildung 16
Die Volatilität der Spotbörsen
im Vergleich

Quelle: EPEX, EXAA,
Berechnungen E-Control

⁷⁵ Eine Market Order bezeichnet i.d.R. ein Verkaufs- oder Kaufangebot, für welches eine Menge, aber kein Preis eingestellt wird, d.h., es wird diese Menge zu jedem Preis (innerhalb möglicher Börselimits) verkauft bzw. gekauft.

EEX/EPEX Spot (links) 
EXAA (rechts) 

HANDELSVOLUMINA AN DEN SPOTBÖRSEN

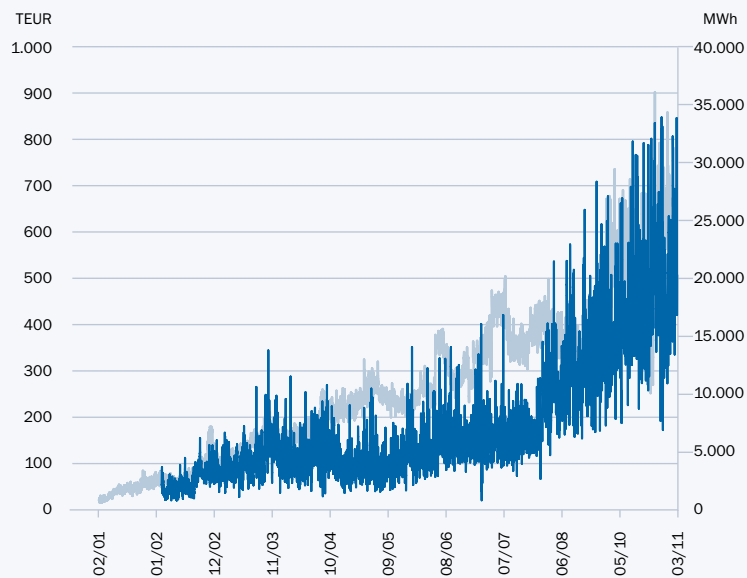
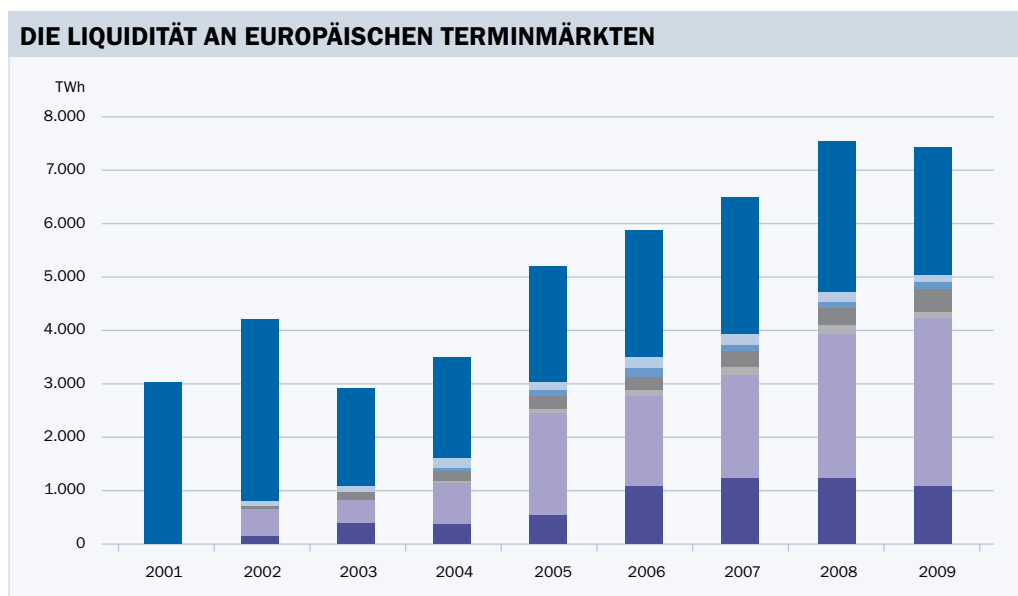


Abbildung 17
Handelsvolumina an den
Spotbörsen für den
Großhandelsmarkt

Quelle: EEX/EPEX Spot, EXAA

Die Entwicklung der Handelsvolumina (*Abbildung 17*) vermittelt das Bild eines zunehmend liquider werdenden Großhandelsmarkts. Neben der Handelstätigkeit an den Börsen und offiziellen Handelsplätzen spielt der OTC-Bereich ebenfalls eine tragende Rolle. Obwohl die Mengen des OTC-Handels nicht bekannt sind, kann man davon ausgehen, dass diese die an den Börsen gehandelten Mengen um ein Vielfaches übertreffen. Im Jahr 2010 lag das Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX bei rund 1.200 TWh, wobei jedoch über 700 TWh auf das OTC-Clearing entfielen. Wenn zu diesen Mengen die Broker-gestützten Handelsgeschäfte und die bilateralen Geschäfte hinzuaddiert werden, so würde der Börsehandel mit großer Wahrscheinlichkeit den weitaus geringeren Teil stellen. Für die Liberalisierung der Strommärkte spielen die weitere Entwicklung der Handelsvolumina und Liquidität, Transparenz und Markteintrittsbarrieren zum Großhandel eine entscheidende Rolle. Im nächsten Abschnitt werden daher die Entstehungsgeschichte, die Bedeutung von liquiden Handelsplätzen sowie die Rolle der Handelsaufsicht und Regulatoren näher beleuchtet.



- Skandinavien
- Niederlande OTC
- Niederlande
- Frankreich OTC
- Frankreich
- Deutschland OTC
- Deutschland

Abbildung 18
Die Liquidität an europäischen Terminmärkten

Quelle: RWE Fact and Figures, August 2010

Die Entstehung von liquiden Handelsplätzen (und deren Rolle)

Als Folge der EU-weiten Strommarktliberalisierung haben sich in vielen Mitgliedstaaten Strombörsen gebildet. Strombörsen sind organisierte Marktplätze für Strom, wo Angebot und Nachfrage den Preis bestimmen. Der Handel an der Strombörse erfolgt über standardisierte Produkte. Durch diese Standardisierung und eine Vereinfachung der Organisation für eine große Anzahl an Geschäften bieten Strombörsen eine große Liquidität und eine Absicherung gegen das Risiko des Ausfalls eines Geschäftspartners (Kontrahentenrisiko) für Stromhändler. Die an den Strombörsen erzielten Preise dienen als Referenzpreise für den gesamten Stromhandel und sind wichtige Indikatoren für die Strommarktentwicklung. Für Österreich relevante Strombörsen sind die Wiener Börse AG mit der EXAA-Abwicklungsstelle und die European Energy Exchange (EEX), Leipzig, mit ihrer Tochtergesellschaft EPEX Spot, Paris.

Die Wiener Börse AG mit der EXAA-Abwicklungsstelle nahm am 19. März 2002 den Stromhandel auf. Es findet täglich werktags ein Day-Ahead-Handel mit einer täglichen Auktion um 10:15 Uhr statt, der Handel für das Wochenende erfolgt am Freitag. Die EXAA-Abwicklungsstelle ist Central Counter Party und garantiert in dieser Funktion die finanzielle Erfüllung der Börsengeschäfte. Ursprünglich auf die Grenzen Österreichs beschränkt, wurden die Handelsgebiete im Juni 2004 durch die Eröffnung der transpower (früher: E.ON) Regelzone, im Mai 2005 durch die Eröffnung der Amprion (früher: RWE) Regelzone, im Dezember 2006 durch die Eröffnung der Regelzone Schweiz und im Dezember 2009 durch die Eröffnung

der EnBW und Vattenfall Regelzone kontinuierlich erweitert. Österreich und Deutschland bilden dabei ein gemeinsames Marktgebiet. Der Stromspotmarkt der Wiener Börse AG wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit nach dem österreichischen Börsegesetz lizenziert und überwacht. Der Handel wird von der Handelsüberwachungsstelle der Wiener Börse AG unter der Aufsicht des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) nach dem österreichischen Börsegesetz überwacht. An der Wiener Börse AG und der EXAA-Abwicklungsstelle sind heute mehr als 65 Stromhändler aus über 14 Ländern aktiv. Neben dem Stromspothandel werden mittlerweile auch CO₂-Emissionsrechte gehandelt.

Die formale Entstehung der EEX Leipzig geht auf den Sommer 2002 zurück. Sie entstand am 26. Oktober 2002 aus der Fusion der am 15. Juni 2000 gestarteten LPX Leipzig Power Exchange, mit den Gesellschaftern Landesbank Sachsen Stadt Leipzig, Freistaat Sachsen und der skandinavischen Energiebörse Nordpool und der am 8. August 2000 gestarteten European Energy Exchange, Frankfurt/Main der Deutschen Börse AG. Bereits von Beginn der EEX an waren österreichische Unternehmen am Spot- und Terminmarkt in Deutschland aktiv.

Die EEX bietet einen Stromspotmarkt mit Day-Ahead-Handel mit einer täglichen Auktion um 12:00 Uhr und einen Intraday-Handel sowie einen Stromterminmarkt mit Stromfutures und -optionen an.

Das Clearing (Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Wertpapier- und Termingeschäften) börslicher und außerbörslicher Geschäfte (OTC Clearing) übernimmt die European Commodity Clearing AG (ECC), eine Tochtergesellschaft der Börse. Das Clearing und Settlement (Abschluss und Erfüllung eines Börsengeschäfts) aller Spot- und Termingeschäfte erfolgt durch die ECC.

Die EEX, die neben dem Stromhandel auch Spotmärkte für Gas und Emissionsrechte umfasst sowie einen Terminmarkt, an dem Futures und Optionen auf Gas, Emissionsrechte und Kohle gehandelt werden können, wurde vom Sächsischen Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr nach dem deutschen Börsengesetz lizenziert und wird von diesem nach dem deutschen Börsengesetz im Rahmen einer Rechts- und Marktaufsicht beaufsichtigt. Der Handel an der EEX wird von einer Handelsüberwachungsstelle unter der Aufsicht des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr kontrolliert. Neben dem deutschen Börsengesetz, das neben einer Handelsüberwachungsstelle auch zu Börsenorganen einer Börsengeschäftsführung, eines Börsenrates und einem Sanktionsausschuss verpflichtet, findet auf den Handel an der EEX das deutsche Wertpapierhandelsgesetz An-



wendung, das für den Terminhandel an der EEX ein Insider- und Marktmanipulationsverbot nach der EU-Marktmissbrauchsrichtlinie vorsieht. Das Marktmanipulationsverbot findet dabei auf den Spothandel entsprechende Anwendung. Gesetzliche Regelungslücken, insbesondere im Spotmarkt, werden seit 2005 durch einen EEX Code of Conduct ergänzt, der Insiderhandels- und Marktmanipulationsverbote im Regelwerk der Börse behandelt und der dies über den seit 2005 bestehenden Sanktionsausschuss der EEX ahnden kann. Dieser Code of Conduct wurde nach der Verlagerung des Stromspothandels von der EEX auf die EPEX Spot in Paris von der EPEX Spot privatrechtlich übernommen, ebenso wie der an der EEX bestehende Börsenrat und die Handelsüberwachungsstelle. An der EEX sind heute über 200 Handelsteilnehmer, an der EPEX Spot über 190 Handelsteilnehmer jeweils aus über 20 Ländern aktiv.

Die EEX betreibt darüber hinaus eine Transparenzplattform, die zunächst auf freiwilliger Basis und seit dem 1. November 2009 aufgrund gesetzlicher Veröffentlichungspflichten die Kraftwerksdaten durch deutsche Kraftwerksbetreiber in Umsetzung der EU-Transparenzleitlinien unter Aufsicht der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Seit Mitte 2011 erfolgt über diese Transparenzplattform auch die Pflichtveröffentlichungen der österreichischen Fundamentaldaten; dies ergänzt die bisherigen freiwilligen Veröffentlichungen österreichischer Kraftwerksbetreiber.

Die Unterschiede bei der Aufsicht über den Energiegroßhandel in Österreich, Deutschland und Frankreich zeigen exemplarisch die fehlende EU-weite Harmonisierung der Aufsicht über Energiebörsen und das Fehlen eines Marktmissbrauchsregimes für den Energiegroßhandel in Europa. Zumindest zwischen Deutschland und Österreich besteht bei der Börsenaufsicht noch weitgehend Übereinstimmung, da in Österreich der Stromspothandel an der Wiener Börse AG vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit lizenziert und beaufsichtigt wird und in Deutschland diese Aufgabe von den zuständigen Länderwirtschaftsministerien und bei der EEX mit Sitz in Leipzig daher vom Sächsischen Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (SMWA) lizenziert und beaufsichtigt wird. Bereits die Verlagerung des Stromspothandels der EEX an die EPEX Spot Paris, die weder eine Lizenz benötigte noch einer Börsenaufsicht unterliegt, zeigt die fehlende Harmonisierung für Energiepotbörsen in Europa. Diesem Thema haben sich die Europäischen Energieregulatoren in 2011 mit der Forderung nach einer EU-weiten Harmonisierung der Aufsicht über Energiebörsen angenommen.

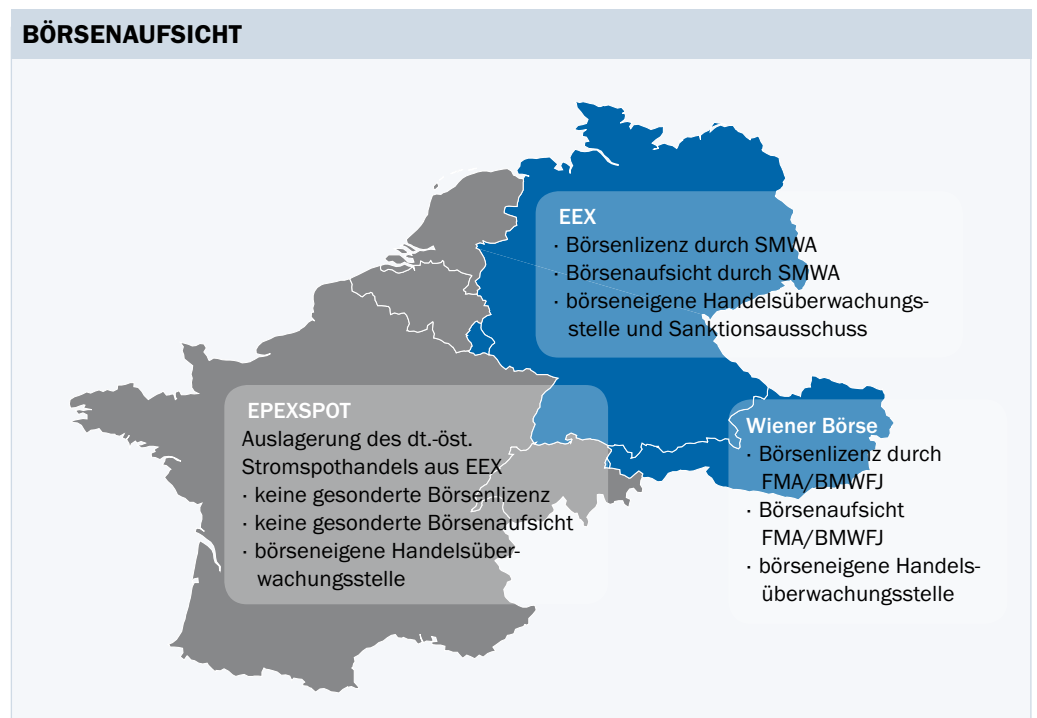


Abbildung 19
Börsenaufsicht

Quelle: EPEX Spot, EEX, Wiener Börse, Darstellung E-Control

Gleiches gilt für die Marktmissbrauchsaufsicht und das Monitoring des Energiegroßhandels. In Deutschland gelten die Marktmissbrauchsregeln der EU-Marktmissbrauchsrichtlinie nach dem Wertpapierhandelsgesetz hinsichtlich der Marktmanipulation nicht nur im Terminmarkt, sondern wurden auch auf den Spothandel ausgeweitet. In Österreich ist dies nach dem Börsegesetz dagegen im Einklang mit der EU-Marktmissbrauchsrichtlinie auf den Terminhandel beschränkt. Gleiches gilt in Frankreich. In Österreich, Deutschland und Frankreich ist dafür jeweils die Finanzmarktaufsichtsbehörde zuständig.

In Österreich erfolgt ein Monitoring des Energiegroßhandels durch die E-Control, soweit hierfür nicht die Länder zuständig sind. Diese haben nach § 88 Absatz 1 Nr. 2 und 3 EIWOG 2010 den Grad der Transparenz am Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Großhandelspreise sowie den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung, den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endverbraucherebene einschließlich etwaiger Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen zu überwachen und Daten zu erheben. In Deutschland ist für ein Monitoring des Energiegroßhandels die Einrichtung einer Markttransparenzstelle beim Bundeskartellamt (BKartA) geplant. In Frankreich erfolgt ein umfangreiches Monitoring des Energiegroßhandels durch die französische Energieregulierungsbehörde Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).



Eine effektive Aufsicht setzt die Zusammenarbeit der mit Überwachungsaufgaben im Energiegroßhandel betrauten zuständigen Stellen im In- und Ausland voraus. Auch die Zusammenarbeit der vorgenannten Behörden ist unterschiedlich geregelt. In Österreich ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Finanzmarktaufsichtsbehörde (FMA) und E-Control im Rahmen eines Memorandum of Understanding geplant. Ein solches Memorandum of Understanding und eine enge Zusammenarbeit sowie ein Austausch von Daten bestehen bereits in Frankreich zwischen der CRE und der französischen Finanzmarktaufsichtsbehörde AMF. In Deutschland haben gemäß § 6 Abs. 2 Wertpapierhandelsgesetz die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), das Bundeskartellamt (BKartA), die Börsenaufsichtsbehörden, die Handelsüberwachungsstellen der Börsen und die Bundesnetzagentur (BNetzA) einander Beobachtungen und Feststellungen einschließlich personenbezogener Daten mitzuteilen, die für die Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich sind. Eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit wird jedoch durch die fehlende Harmonisierung eines EU-weiten Marktmissbrauchsregimes und die unterschiedlichen Kompetenzen der Behörden erschwert.

MONITORING DES ENERGIEGROSSHANDELS

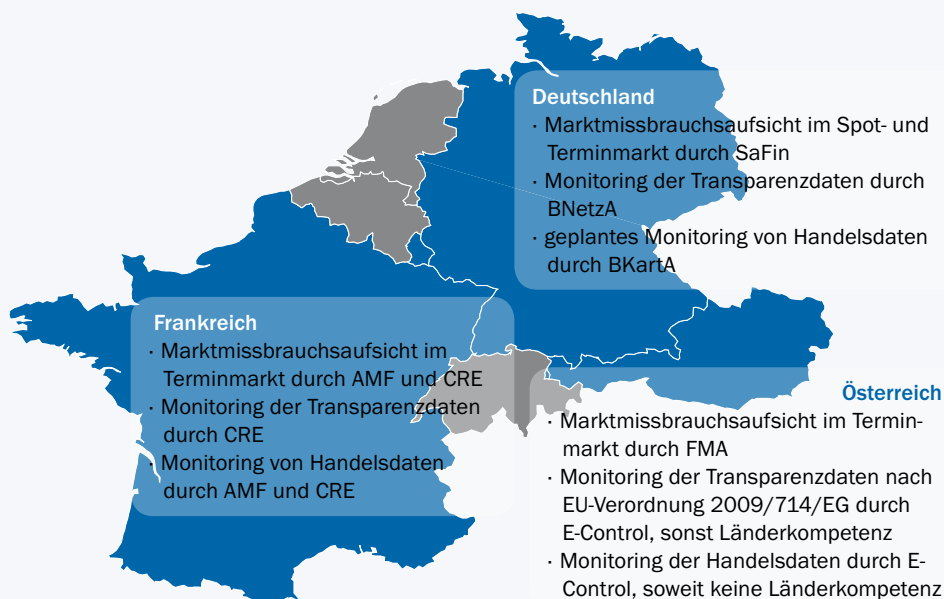


Abbildung 20
Monitoring des Energiegroßhandels

Quelle: Darstellung E-Control

Dem fehlenden EU-weiten Marktmissbrauchsregime für den Energiespot- und -terminhandel hat sich die EU-Kommission mit ihrem Verordnungsvorschlag REMIT – Regulation for Energy Market Integrity and Transparency vom 8. Dezember 2010 für Energiegroßhandelsmärkte angenommen, um mögliche Fälle von Marktmissbrauch und Insiderhandel künftig europaweit einheitlich zu regeln und zu bekämpfen und ein umfassendes Monitoring des Energiegroßhandels zu erreichen. Die neuen Regeln sollen sicherstellen, dass Händler keine Insider-Informationen verwenden können, um daraus Nutzen für ihre Transaktionen zu ziehen oder den Markt dadurch zu manipulieren, dass sie Preise künstlich auf einen Stand treiben, der höher ist als der Preis, der durch die Verfügbarkeit, Produktionskosten oder Kapazitäten für Speicherung oder Transport von Energie gerechtfertigt wäre. Die Regeln verbieten insbesondere Folgendes:

- > die Nutzung von Insider-Informationen bei An- und Verkäufen auf Energiegroßhandelsmärkten. Exklusive und preissensitive Informationen sollten offengelegt werden, bevor der Handel stattfinden kann
- > Transaktionen, die falsche oder irreführende Signale für Angebot, Nachfrage oder Preis der auf den Energiegroßhandelsmärkten gehandelten Produkte geben
- > die Verbreitung von Falschnachrichten oder Gerüchten, die irreführende Signale für diese Produkte geben

Für die Marktüberwachung zur Feststellung möglicher Missbrauchsfälle wird die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zuständig sein und eng mit den nationalen Regulierungsbehörden zusammenarbeiten. Die Agentur muss über einen zeitnahen Zugang zu den vollständigen Informationen über Transaktionen auf den Energiegroßhandelsmärkten verfügen. Dazu gehören Informationen über den Preis, die verkaufte Menge und die beteiligten Gegenparteien. Die Daten sollen außerdem mit den nationalen Regulierungsbehörden ausgetauscht werden, die auch für genaue Untersuchungen von Missbrauchsverdachtsfällen zuständig sein werden. Bei komplexen grenzübergreifenden Fällen soll die Agentur ACER die Untersuchungen koordinieren. Die Sanktionen werden von den nationalen Regulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten durchgesetzt.

Der Verordnungsvorschlag soll die bestehende EU-Finanzmarktregulierung, die schon heute Regeln für den Handel mit Energiederivaten beinhaltet, ergänzen und setzt erstmals Regeln für die Erfassung von Energiehandelsdaten und die Bekämpfung von Marktmissbrauch im Energiesporthandel. Insofern steht der Verordnungsvorschlag in engem Zusammenhang mit neuen Rechtssetzungsvorhaben der EU-Kommission im Rahmen der EU-Finanzmarktregulierung. Mit einer Verabschiedung der REMIT durch Rat und Europäisches Parlament wird im Herbst 2011 gerechnet.



ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER IM UMBRUCH

Übertragungsnetzbetreiber sind für Strom-Großhandelsmärkte von zentraler Bedeutung. Ihre Rolle hat sich durch die Liberalisierung und die zunehmende Großhandelsaktivität spürbar geändert.

Die Übertragungsnetze bilden die Plattform für die physische Lieferung von getätigten Handelstransaktionen und die technisch-physikalischen Belastbarkeitsgrenzen der Netze determinieren, welches Ausmaß an Handel über bestehende Engpässe in den Netzen möglich ist. Da zum Zeitpunkt des Baus der größten Teile der bestehenden Übertragungsnetze die Liberalisierungsentwicklung und der Großhandel noch nicht vorhersehbar waren, konnten die daraus resultierenden Anforderungen noch nicht berücksichtigt werden.

Deshalb unterstützt die vorhandene Netzinfrastruktur in Europa Entwicklungen in Richtung Marktintegration noch nicht im gewünschten Ausmaß, weitere Netzausbauten werden in den kommenden Jahren erforderlich sein. Neben veränderten Strukturen in der Erzeugung (zunehmende Integration von Erzeugung aus Erneuerbaren wie z. B. verstärkte Windkraftenerzeugung in günstigen Windlagen im Norden Europas) als einem wichtigen Planungstreiber müssen auch Anforderungen der Marktintegration durch die Übertragungsnetzbetreiber in der Planung und im Ausbau berücksichtigt werden.

Da sich die Energieprodukte an den Großhandelsmärkten auf Lieferzonen beziehen (z. B. ein Land oder ein Netzgebiet eines Übertragungsnetzbetreibers), ist die marktbasierete Vergabe der (technisch) verfügbaren Kapazitäten zwischen diesen Zonen für den Handel entscheidend. In den verschiedenen Handelsgebieten stellen sich unterschiedlich hohe Preise ein und effiziente Handelstransaktionen fließen von Handelsgebieten mit niedrigeren Preisen in Richtung höherer Preise. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Vergabe der Netzkapazitäten in Form von Versteigerungen verantwortlich und bestimmen nicht zuletzt damit (unter regulatorischer Aufsicht) die Wettbewerbsbedingungen. Da die Marktstrukturen in vielen europäischen Gebieten noch monopolistisch oder oligopolistisch geprägt sind, ist die Zunahme und Verbesserung von grenzüberschreitendem Handel ein Kernelement für funktionierende Großhandelsmärkte und Wettbewerb.

Die Ausweitung der Marktintegration über die Harmonisierung und Verbesserung der Kapazitätsvergaben ist daher ein wichtiger Schwerpunkt verschiedener Arbeitsprozesse auf EU-Ebene. Netzübertragungskapazitäten werden jährlich, monatlich und täglich versteigert und für alle Zeiträume sollen Regeln für das reibungslose Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Handelsteilnehmern weiter vereinheitlicht werden. Für die Spotmärkte wird überdies durch implizite Auktionen eine direkte Verzahnung von Energie-

handel und Kapazitätsvergaben hergestellt. Dafür sind eine enge Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern und beteiligten Strombörsen und eine vollständige Kompatibilität der gehandelten Energieprodukte und der verfügbaren Netzkapazitäten notwendig.

Diese Mechanismen sind für einige Länder in Europa und seit November 2010 insbesondere auch in Zentral-Westeuropa (Central Western Europe, CWE bestehend aus Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Deutschland) umgesetzt. Da zwischen Deutschland und Österreich wegen starker Leitungsverbindungen kein Engpass besteht, ist Österreich über die Abdeckung durch EPEX Spot als gemeinsame Handelszone direkt an diese impliziten Vergabemechanismen angeschlossen. Die weitere Etablierung von impliziten Auktionen in Zusammenarbeit mit Strombörsen wird eine der wesentlichen Aufgaben für Übertragungsnetzbetreiber für die nächsten Jahre sein. Österreich wird einerseits durch die zentrale geographische Lage in Europa und andererseits durch die vergleichsweise hohe Anzahl an Grenzen zu Nachbarländern umfassend in diese Projekte eingebunden.

Informationen zu Infrastruktur und Marktgeschehen sind entscheidende Faktoren für Marktteilnehmer, um erfolgreich und mit minimalem Risiko am Markt teilnehmen zu können. Ungleichmäßiger Zugang zu relevanten Informationen führt zu Verzerrungen und unfairen Marktbedingungen und behindert so die Entwicklung von Marktliquidität. Deshalb war es im Zuge der Entstehung der Großhandelsmärkte auch erforderlich, Informationsinhalte und -flüsse, die ursprünglich in integrierten Unternehmen existierten, an die entstehenden Handelsaktivitäten anzupassen, Schnittstellen zwischen den Marktteilnehmern und den Übertragungsnetzbetreibern zu etablieren und zu standardisieren. Übertragungsnetzbetreiber sind mittlerweile eine entscheidende Informationsquelle für Großhändler. Eine Funktion, die sich durch EU-Regelungen zur besseren Koordination und Verfügbarkeit der Informationen noch verstärken wird.

In Österreich waren seit Beginn der Liberalisierung mit Austrian Power Grid (APG), TIWAG Netz AG und VKW Netz AG drei Übertragungsnetzbetreiber für das Höchst- und Hochspannungsnetz verantwortlich. Die zunehmende Integration der Märkte und die Anforderungen aus der EU-Gesetzgebung haben dazu geführt, dass der Betrieb der Regelzone Tirol mit 1. Jänner 2011 durch APG übernommen wurde, wodurch derzeit zwei Regelzonen in Österreich bestehen. Dieser Schritt führt auch zu Vereinfachungen im Großhandel.

Die Bestrebungen zur Großhandelsmarktintegration haben sich auch in institutionellen Strukturen niedergeschlagen. Die Europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben sich bereits 1999 auf freiwilliger Basis zum Verband ETSO (European Transmission System Operators) zusammengeschlossen. Mit dem 3. Binnenmarktpaket wurde die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber auch formal gestärkt. Aus ETSO (und den weiteren Vorgänger-



organisationen UCTE, Nordel, UKTSOA, ATSOI und BALTSO) hat sich ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) mit 41 Mitgliedsunternehmen aus 34 Staaten gebildet. ENTSO-E ist als Organisation im 3. Binnenmarktpaket rechtlich verankert und hat mit der Ausarbeitung von verbindlichen Netzkodizes auch die Aufgaben, Marktregeln für verschiedene Themenbereiche vorzuschlagen.

AUSWIRKUNGEN DER EINSPEISUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

Eine immer größere Bedeutung übernimmt in Zentraleuropa die Einspeisung von Erneuerbaren, vor allem durch die Energieträger Wind und Sonne. Durch die vorrangige Einspeisung und (Fix)Preisgarantien spielt diese Art der Stromerzeugung eine besondere Rolle im Großhandelssystem. Dabei ist aus *Abbildung 21* ersichtlich, dass besonders in Deutschland, die Förderungsvolumina hoch sind und im Jahr 2009 bei über 10 EUR pro verbrauchte Megawattstunde lagen. Da Österreich und Deutschland eine gemeinsame Preiszone bilden, hat dies für Österreich natürlich besondere Relevanz. Bei der Förderung pro geförderte Megawattstunde liegen Italien und Belgien (*Abbildung 22*) mit über 100 EUR/MWh voran. Österreich liegt hier mit rund 60 EUR/MWh im Mittelfeld. Es wird aber auch ersichtlich, dass die Höhe der Förderungen in Europa sehr unterschiedlich ist und nur teilweise durch unterschiedliche Großhandels-Preisniveaus erklärt werden kann.

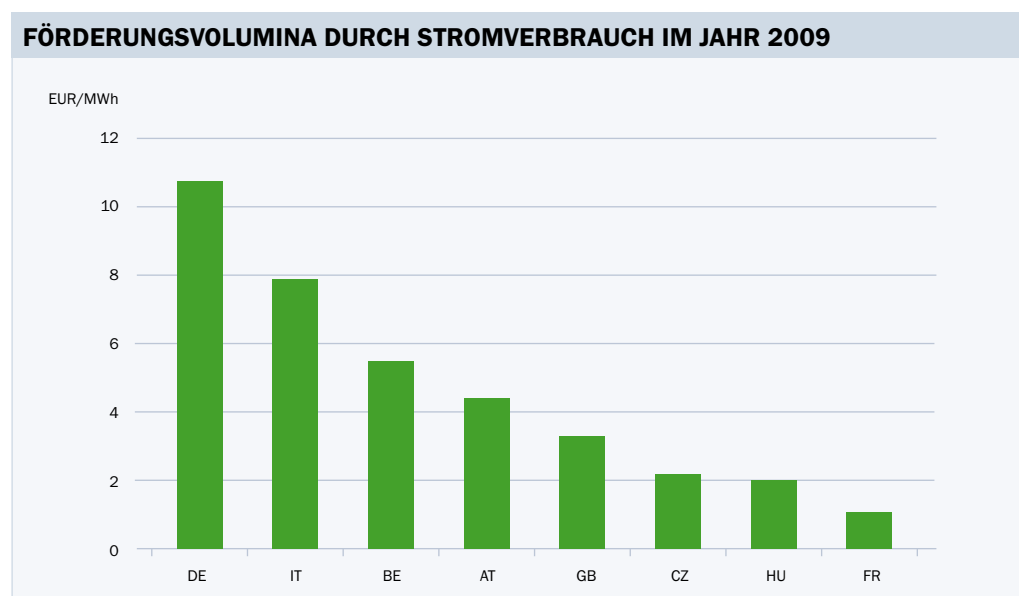


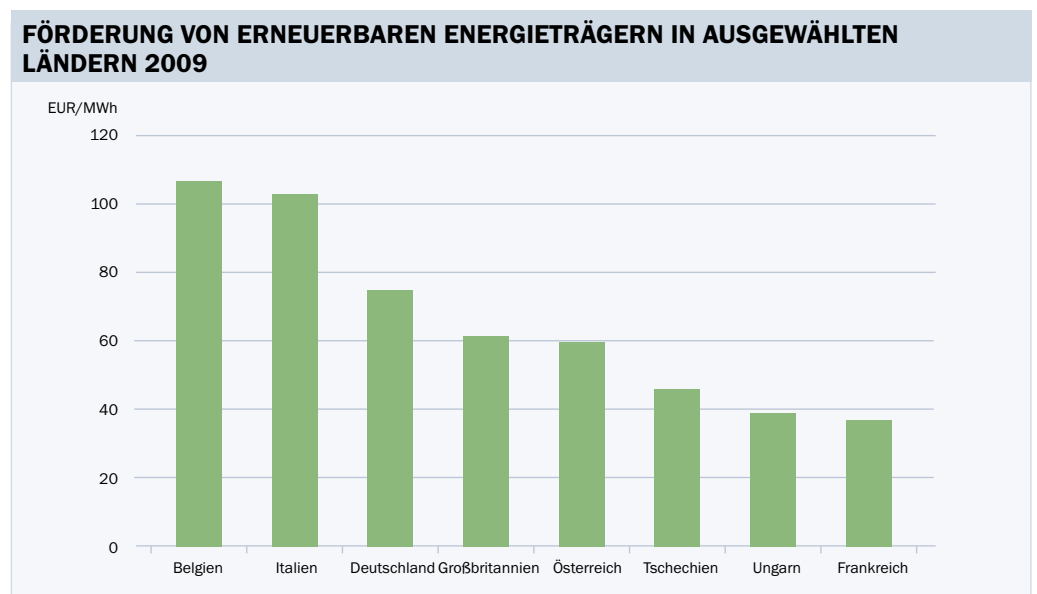
Abbildung 21
Förderungsvolumina durch
Stromverbrauch im Jahr 2009

Quelle: CEER Report on Renewable Energy Support in Europe 2011

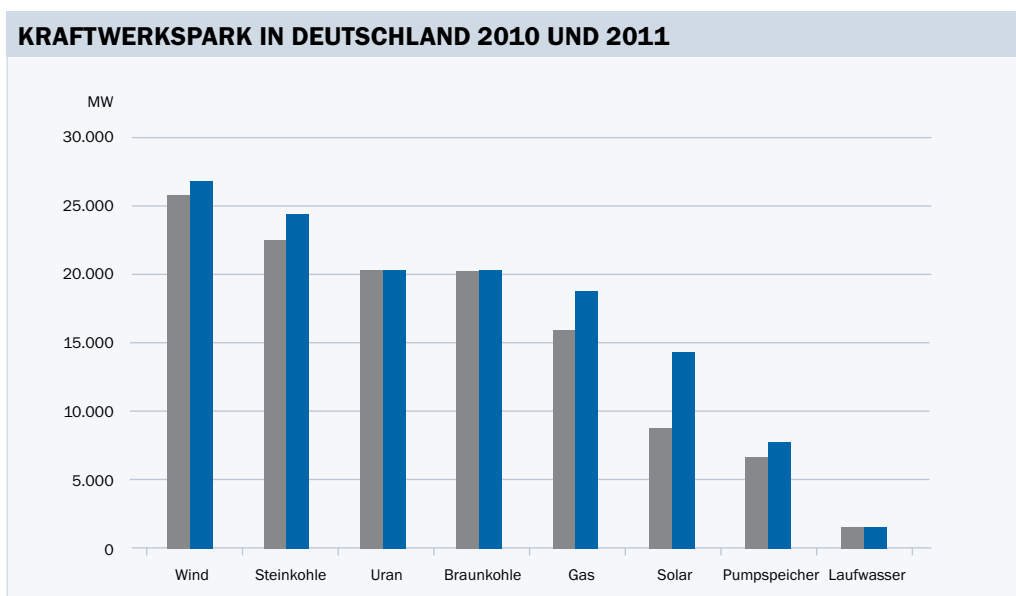
Anm.: Österreich ohne Investitionszuschuss für PV

Abbildung 22
Förderung von erneuerbaren
Energieträgern in ausgewählten
Ländern 2009

Quelle: CEER Report on
Renew-able Energy Support in
Europe 2011
Anm.: Österreich ohne
Investitionszuschuss für PV



In Deutschland hat diese Förderung gepaart mit den garantierten Einspeisetarifen zu einem massiven Ausbau von erneuerbaren Energieträgern geführt (*Abbildung 23*). Wurde in den ersten Jahren überwiegend in Windkraft investiert, führte der Preisverfall bei Solaranlagen zu einem regelrechten Boom bei Solar-Erzeugungsanlagen. So kam es zwischen 2010 und 2011 (vorläufiger Wert) zu einem Zuwachs von knapp 60%, also von 8.800 MW auf über 14.000 MW. Auch andere Erzeugungsanlagen konnten Kapazitätzuwächse verzeichnen, dies liegt einerseits an dem zu erwartenden höheren Verbrauch, andererseits an den für Erneuerbare notwendigen Ausgleichsalternativen für Zeiten, in denen Wind oder Sonne nicht verfügbar sind.



■ 2010
■ 2011

Abbildung 23
Kraftwerkspark in Deutschland
2010 und 2011

Quelle: EEX-Transparenzplattform

Am deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt führt dies dazu, dass an windstarken und/oder sonnenstarken Tagen beträchtliche Strommengen aus Wind- oder Solarenergie eingespeist werden. Vor allem an verbrauchsschwachen Tagen führt dies zu einem Überangebot und dadurch in manchen Stunden zu negativen Großhandelspreisen. Dies war zum Beispiel am 1. Jänner 2011 der Fall – ein Tag mit beträchtlichen Windmengen, an dem in einigen Stunden dafür bezahlt wurde, dass Strom verbraucht wurde. Am nächsten Tag hingegen wurde bedeutend weniger Strom aus Windenergie eingespeist und konventionelle Kraftwerke kamen wieder vermehrt zum Einsatz.

Während die Windenergie bisher vor allem bei Feiertagen oder in den Nachtstunden zu negativen Preisen geführt hat, beeinflusst der Ausbau von Solarenergie die Preisbildung in den Peakstunden. Dabei konnten im Juni 2011 erstmals an einem Nachmittag an der EPEX Spot für die DE-AT Zone negative Preise beobachtet werden. Es ist wahrscheinlich, dass sich diese Entwicklung in den Sommermonaten der kommenden Jahre, also in den Monaten mit einer großen Anzahl von Sonnenstunden, verstärkt.

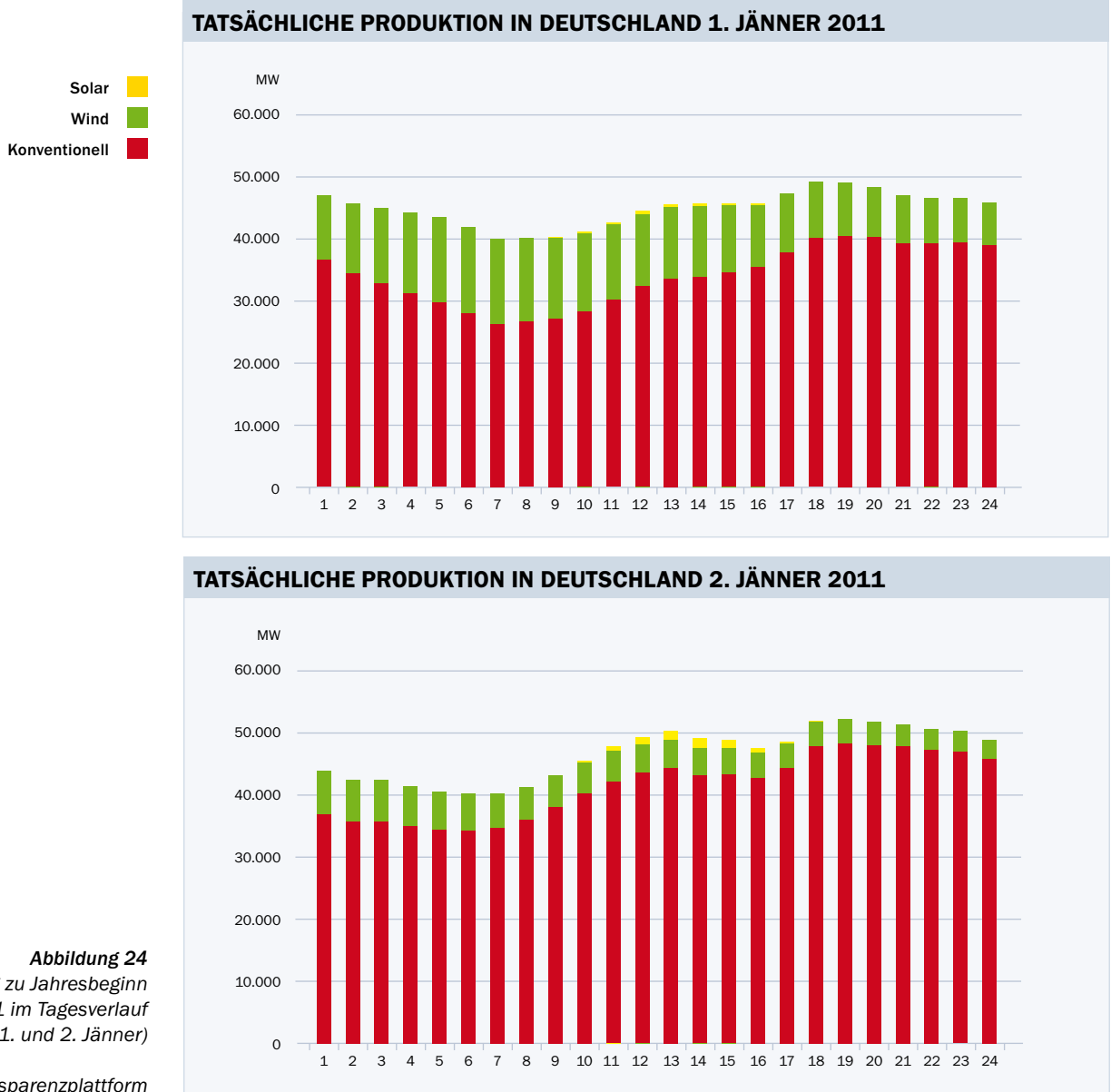


Abbildung 24
Die Entwicklung zu Jahresbeginn
2011 im Tagesverlauf
(1. und 2. Jänner)

Quelle: EEX-Transparenzplattform



TATSÄCHLICHE PRODUKTION IN DEUTSCHLAND 21. JUNI 2011

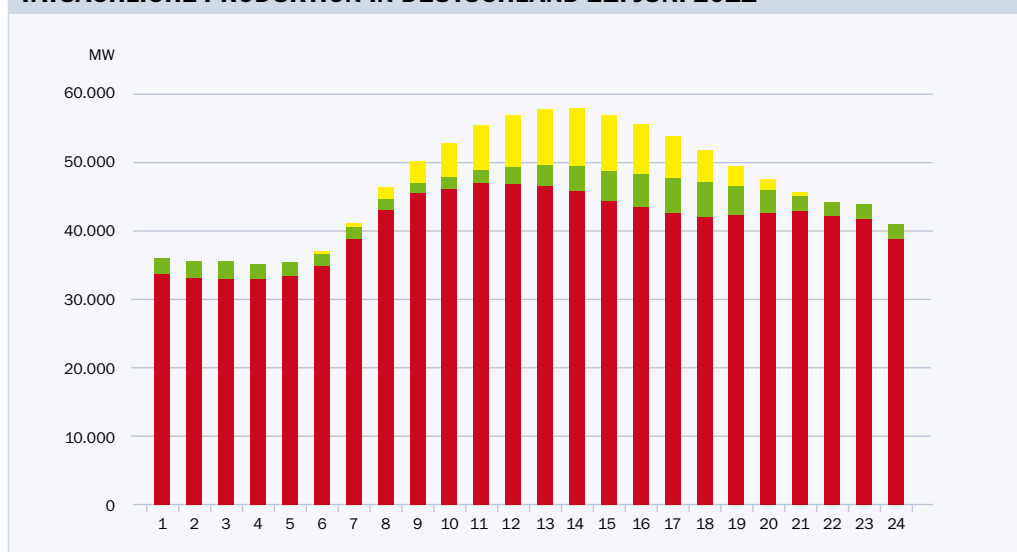


Abbildung 25
Tatsächliche Produktion in
Deutschland
(21. Juni 2011)

Quelle: EEX-Transparenzplattform

AUSGLEICHS- UND REGELENERGIE

Durch die Ausführung der Leistungs-Frequenz-Regelung fallen Kosten in Form von Regelenergie sowie Kosten in Form von Bereithaltung der Regelleistung an. Die Beschaffung dieser beiden Komponenten (Regelenergie und Bereithaltung von Leistung) liegt in der Verantwortung des Regelzonenführers (RZF) und des Bilanzgruppenkoordinators (BKO). Unabhängig davon, ob die Beschaffung marktbasiert, monopolistisch oder in einer Zwischenform davon erfolgt, geben der RZF und der BKO die Kosten vollständig an unterschiedliche Gruppen von Netznutzern weiter.

Die für die Primärregelung anfallenden Kosten (bestehen vorwiegend aus Bereithaltung der Regelleistung) werden gemäß § 68 Abs 1 EIWOG vom RZF an Erzeuger mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW, verrechnet. Die Zuteilung der Kosten erfolgt im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen.

Im Fall der Sekundärregelung fallen sowohl Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung als auch Kosten für die Lieferung von Regelenergie an. Die Kosten der Vorhaltung von Sekundärregelleistung werden nach § 56 Abs 1 durch das Systemdienstleistungsentgelt abgedeckt, welches direkt den Erzeugern verrechnet wird (§ 56 Abs. 2). Begründet wird diese

Zuordnung damit, dass die anderen Tarifkomponenten des Systemnutzungstarifs (SNT) ohnedies von den Entnehmern getragen werden müssen, weshalb eine „teilweise“ Belastung der Erzeuger als Ausgleich gerechtfertigt sei. § 56 Abs. 2 schränkt den Kreis der verpflichteten Erzeuger mit dem Schwellwert 5 MW ein. Die durch die Sekundärregelung anfallenden Energiekosten (Regelenergie) werden den Bilanzgruppenverantwortlichen übertragen.

Die bei der Tertiärregelung aufgewendete Energiemenge wird den Bilanzgruppenverantwortlichen verrechnet. Die Bereithaltung wird durch einen sog. „Marketmaker“ (wöchentliche Ausschreibung der Leistungsvorhaltung) gesichert.

Seit einigen Jahren gibt es in Europa wie auch in Österreich Bestrebungen, bei der Beschaffung von Regelenergie zunehmend marktbasierende Mechanismen zum Einsatz kommen zu lassen. Dabei werden Auktionsmechanismen angewandt, welche dafür Sorge tragen sollen, dass jeweils die günstigsten regelfähigen Kraftwerke diese Art der Energie und Leistung bereitstellen. In anderen europäischen Ländern wie z. B. Deutschland werden sämtliche Produkte, also Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie über eine Ausschreibungsplattform⁷⁶ beschafft. Während diese Maßnahmen zu zunehmender Transparenz geführt haben, existieren bezüglich der Wettbewerbsintensität auch Bedenken.⁷⁷

In Österreich werden derzeit Primärregelleistung und Minutenreserve über Ausschreibungen beschafft. Auch die Sekundärregelung soll in Zukunft über ein auktionenbasiertes System beschafft werden. Dabei ist aus der Vergangenheit ersichtlich, dass (für die Regelzone APG) die Kosten für Regelenergie pro Monat je nach Mengen- und Preissituation stark schwanken können. Eine Ausnahme bildet hier die Primärregelleistung, welche seit Beginn der Ausschreibungen (Jänner 2010) preislich recht konstant geblieben ist. *Abbildung 26* zeigt die Entwicklung der Kosten nach Komponente getrennt im Zeitablauf.

Diese Kostenentwicklung hatte auch Auswirkungen auf den Clearingpreis. Dabei ist durchaus zu erkennen, dass sich die hohen Kosten der Sekundärregelung im Jahr 2008 auch im Clearingpreis widerspiegeln.

⁷⁶ www.regelleistung.net

⁷⁷ Vgl. Monopolkommission (2009) Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten 54, Bonn: S. 190ff.



KOSTEN FÜR AUSREGELUNG APG-ZONE

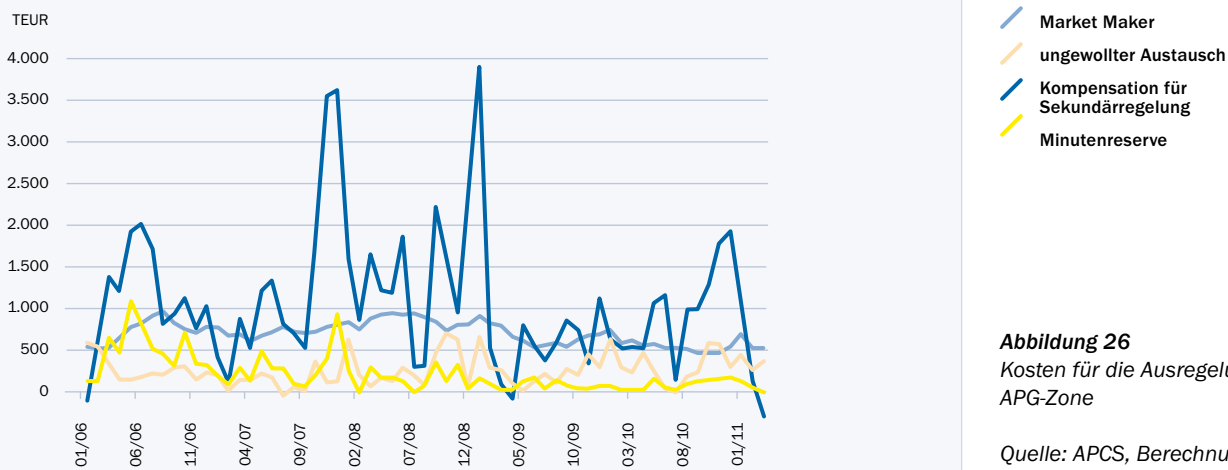


Abbildung 26
Kosten für die Ausregelung der APG-Zone

Quelle: APCS, Berechnungen E-Control

CLEARINGPREISE AUF MONATLICHER BASIS FÜR DIE REGELZONE APG

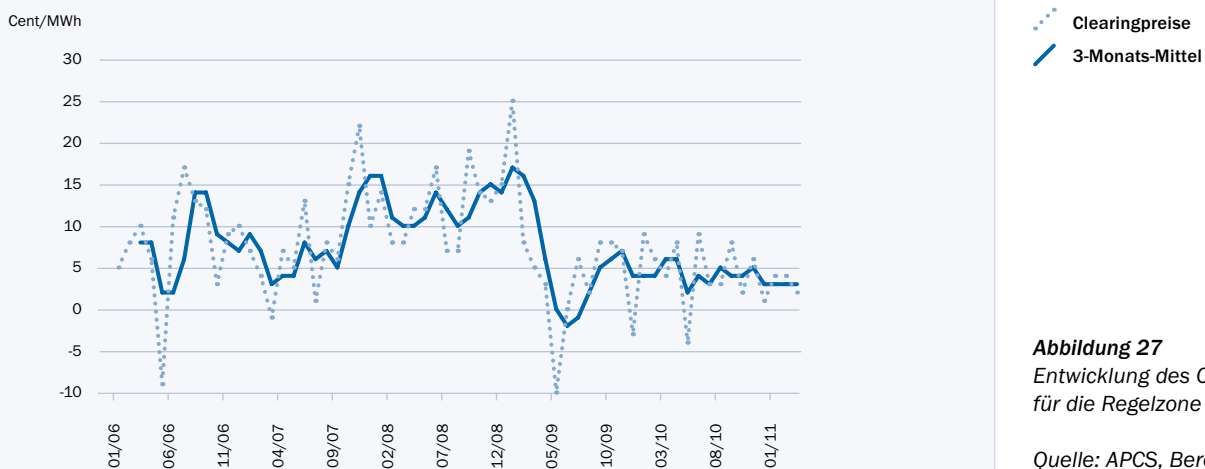


Abbildung 27
Entwicklung des Clearingpreises für die Regelzone APG

Quelle: APCS, Berechnungen E-Control

GROSSHANDEL GAS

Durch die Liberalisierung wurde der Zugang zu Handelsplätzen und zu Gasanbietern erleichtert. Einen wesentlichen Entwicklungsimpuls gab dabei das Überangebot an Gas in 2009, das einen massiven Preiseinbruch an den Spotmärkten zur Folge hatte. Durch die Verbindung zwischen dem britischen Handelspunkt NBP und den kontinentaleuropäischen Hubs über den Interkonnektor konnten die Händler in Europa von den Spot-LNG-Mengen, die nach Großbritannien umgeleitet worden waren, profitieren. Auf der Nachfrageseite ermöglichte die Öffnung der langfristigen Verträge zwischen Importeuren und lokalen Weiterverteilern durch das deutsche Bundeskartellamt eine Neuorientierung der Beschaffung auf einem volumenmäßig bedeutenden Markt.

In 2009 sind durch das Überangebot an den Gasmärkten die Spotpreise deutlich gesunken und lagen mit unter 10 EUR/MWh⁷⁸ und um mehr als die Hälfte niedriger als die Preise in den langfristigen Verträgen. Zudem hat sich die Gasspotpreisentwicklung von der Ölpreisentwicklung in 2009/2010 abgekoppelt.

Ergebnis ist ein zweigleisiges, zum Teil gegenläufiges Preisbildungssystem im europäischen Gasgroßhandel:

1. Die Preise auf den Spot- und kurzfristigen Terminmärkten an den Hubs sind vor allem von der aktuellen Versorgungslage abhängig: Unterbrechungen in den Transport- und Speicherflüssen sowie LNG-Lieferungen haben unmittelbaren Einfluss auf die Preisentwicklung. Die Preise an den Hubs gingen 2009/2010 deutlich zurück.
2. Die Preise für die langfristigen Verträge werden im Wesentlichen durch die Ölpreisentwicklung beeinflusst. Daher gingen sie auch zunächst wegen der Wirtschaftskrise zurück, steigen seit Mitte 2009 aber wieder an.
3. Damit ist eine zeitweise Entkoppelung von Gasspotpreisen und Gaspreisen aus den langfristigen Verträgen und damit auch von Ölpreisen zu beobachten. Auch wenn in den letzten Monaten eine Wiederankopplung stattgefunden hat (beide Preise sind gestiegen), ist jedoch offen, auf welchem Preisunterschiedsniveau diese bleiben wird: Auch wenn sich die Gaspreise aus den langfristigen Verträgen in die gleiche Richtung wie die Spotpreise bewegen, können sie dennoch aufgrund des Preisunterschiedes für die etablierten Händler Verluste bedeuten.



Veränderung der Marktbedingungen erzwingen Veränderungen in den langfristigen Verträgen

Durch das Überangebot an Gas in 2009 ist eine starke Dynamik in den Markt gekommen. Flankierende wettbewerbsrechtliche Maßnahmen in einem der größten Gasmärkte Europas, Deutschland, haben dazu geführt, dass immer mehr Gaslieferanten ihre Beschaffung optimiert haben, auf kostengünstigere Beschaffung an den Hubs (OTC und Börse) zumindest für Teilmengen zurückgreifen und dabei auch die Gasgroßhändler umgehen.

Dadurch ist das Gleichgewicht der Risikoverteilung zwischen Gasproduzenten und europäischen Gasgroßhändlern empfindlich gestört worden: Mit dem Aufbau der Erdgasindustrie in Europa und dem Beginn der Importe wurde in den langfristigen Lieferverträgen zwischen Produzenten und Ferngasgesellschaften als Importeuren⁷⁹ festgehalten, dass der Abnehmer sich zur Zahlung einer festgelegten Mindestmenge verpflichtet und damit das Risiko für den Absatz dieser Menge auf seiner Lieferseite übernimmt.⁸⁰ Durch die Einführung einer Preisgleitklausel, die die Entwicklung des Gaspreises an die Entwicklung des Ölpreises anlegt (Ölpreisbindung) und die die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem Konkurrenzenergeträger Öl gewährleisten sollte, wurde ein Mechanismus entwickelt, der das Preisrisiko (im Sinne einer Margenveränderung) auf den Produzenten überwälzte.⁸¹ Die langfristigen Verträge in Kontinentaleuropa enthielten typischerweise eine Preisgleitklausel⁸² mit einem Basispreis p_0 und einer Indexierung an Leichtes Heizöl und schwefelarmes Heizöl.⁸³

Diese Charakteristika der Langfristverträge auf der Importstufe (Mindestabnahmeverpflichtung, Ölpreisbindung) wurden in der nachfolgenden Lieferkette der Gaswirtschaft zum Teil bis zur Belieferung von Endkunden übernommen und sind daher auch bei der Belieferung von Weiterverteilern anzutreffen. Damit wurden die Risiken aus den Importverträgen in der Lieferkette im Wesentlichen „durchgereicht“. Dies ist jetzt nicht mehr möglich: Weiterverteiler beschaffen zum Teil selber, indem sie an günstigeren Hubs einkaufen. Durch den Einsatz von Gas in der Stromerzeugung sind die Absatzmengen schwerer vorherzusagen. Daher ist der Bedarf der Gasgroßhändler an Gasmengen aus den langfristigen Verträgen zurückgegangen, die Abnahmeverpflichtungen aber nicht. Für den Teil der Take-or-Pay-Mengen aus den langfristigen Verträgen, die die Gasgroßhändler nicht mehr absetzen können, besteht nicht nur ein Mengen-, sondern auch ein Preisrisiko, da der Spotpreis als Opportunitätskosten angesehen werden kann und somit für diese Mengen Verluste realisiert werden.

⁷⁹ Vgl. Claus Bergschneider, Ralf Schumacher; Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven, in emw, Heft 2/2004, S. 12 ff.

⁸⁰ Vgl. Friedel Bolle, Take-or-Pay-Verträge und vertikale Integration im Erdgashandel, in Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, 1989, Jg. 13, S. 249 ff.

⁸¹ Vgl. Claus Bergschneider, Ralf Schumacher; Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven, in emw, Heft 2/2004, S. 13

⁸² Zunächst waren in den Verträgen mit der niederländischen NAM sogar Festpreise für 3 Jahre vereinbart worden, Vgl. Claus Bergschneider, Ralf Schumacher; Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven, in emw, Heft 2/2004, S. 13

⁸³ Vgl. Morten Frisch, Current European Gas Pricing Problems: Solution Bases on Price Review and Price Re-Opener Provisions, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law & Policy, International Energy Law and Policy Research Paper Series, Working Research Paper Series No. 2010/03, S. 7

Die im Vergleich zu den Preisen in den langfristigen Verträgen über einen längeren Zeitraum günstigen Spotpreise haben dazu geführt, dass neue Anbieter den etablierten Gasgroßhändlern Marktanteile abnehmen konnten – vor allem in Deutschland, wo durch die Initiative des Bundeskartellamtes der Markt für die Belieferung von Stadtwerken geöffnet wurde. Dies führte dazu, dass viele Anbieter ihre Mindestabnahmemengen aus den Take-or-pay-Verpflichtungen nicht erfüllen konnten, die in der Regel 85–90 % der Jahresmengen betragen.⁸⁴

Mit dem deutlichen Preisunterschied zwischen Spotpreisen und Preisen in langfristigen Verträgen haben die Importeure Vertragsbestandteile wie Preisrevisionen und Wiederverhandlungen über Preise ins Gespräch gebracht.⁸⁵ Diese Vertragsklauseln waren in den 80er Jahren in die langfristigen Verträge aufgenommen worden, mit einem gemeinsamen Verständnis, dass alle drei Jahre Preisrevisionen stattfinden sollten. Durch den deutlichen Ölpreissturz in 1986 haben auch die Gasproduzenten von dieser Regelung profitiert und diese unterstützt.

Der Preisverfall an den Hubs in 2009/2010 hat für die Käufer wesentliche wirtschaftliche Nachteile gehabt: Durch die hohen Abnahmeverpflichtungen von ca. 80 % und dem gleichzeitigen Rückgang der Gasnachfrage bzw. Verlust von Kunden an neue Anbieter, die über Hubs beschaffen, sehen sich die Käufer mit hohen Verlusten konfrontiert: E.ON Ruhrgas, Gazproms größter Kunde, mit einem Gasbezug von ca. 18 Mrd. m³, geht von 1 Mrd. EUR Verlust für 2011 aus.⁸⁶ Zum Teil konnten Abnahmemengen in die kommenden Jahre verschoben werden, aber aufgrund des anhaltenden Überangebots hat dies auch keine wesentliche Erleichterung für die Kunden gebracht. Es gibt daher von Seiten der Käufer Bestrebungen, die langfristigen Verträge umzugestalten.

Nach Angaben der Gazprom soll E.ON Ruhrgas um eine 100 % Indexierung der Gaspreise in den Langfristverträgen an den Spotpreisen angefragt haben.⁸⁷ Dies wurde jedoch von Gazprom Export abgelehnt, die Verhandlungen zwischen E.ON Ruhrgas und Gazprom Export sind noch nicht abgeschlossen.⁸⁸ Falls keine Einigung erreicht wird, erwägt E.ON Ruhrgas das Einschalten eines Schiedsgerichts.

⁸⁴ Vgl. Morten Frisch, Current European Gas Pricing Problems: Solution Bases on Price Review and Price Re-Opener Provisions, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law & Policy, International Energy Law and Policy Research Paper Series, Working Research Paper Series No. 2010/03, S. 8

⁸⁵ Vgl. Morten Frisch, Current European Gas Pricing Problems: Solutions Based on Price Review and Price Re-Opener Provisions, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law & Policy, International Energy Law and Policy Research Paper Series, Working Research Paper Series No. 2010/03, S. 15

⁸⁶ Vgl. Dow Jones Deutschland von 9.3.2011, <http://www.dowjones.de/site/2011/03/eon-sieht-gewinn-2011-um-bis-zu-ein-drittel-schrumpfen.html>

⁸⁷ Vgl. ESGM, 21.2.2011, Argus Gas Connections, 24.2.2011, S. 1

⁸⁸ Vgl. Energate, 20.5.2011, E.ON Ruhrgas verhandelt weiter mit Gazprom; Bisher sei ein Viertel der Mengen mit sämtlichen Lieferanten nachverhandelt. Gazprom zeige sich aber von allen Lieferanten am wenigsten



Neben E.ON Ruhrgas, Wingas und GDF Suez konnten weitere Importeure wie die niederländische Gasterra erreichen, dass ein Teil der Gazprom Export Vertragsmengen an die Spotpreisentwicklung angebunden wird.⁸⁹ Gazprom soll dabei in der Regel bereit sein, 10% – 16% der Vertragsmengen an die Spotpreisentwicklung zu binden. Weiters soll in den nachverhandelten Verträgen eine „Seller's option“ bestehen, d. h., dass Gazprom Verkäufe mit Spotpreisindexierung ablehnen kann, wenn deren Erlöse ihre Investitionskosten nicht decken können.

RWE (für RWE Transgas) und SPP sind in Verhandlungen mit Gazprom zur Spotpreisindexierung, RWE für die Belieferung von Kraftwerken. Da Gazprom und RWE sich nicht einigen konnten, hat RWE nun rechtliche Schritte eingeleitet.⁹⁰ Zu den Importeuren, die eine Preisreduktion bei Gazprom erhalten haben, gehören auch ENI, EGL und Econgas sowie GWH, der Vorlieferant der STGW, Salzburg AG und Kelag. *Tabelle 10* zeigt eine Auflistung der Entwicklung der Vertragsklauseln und Preisbildungsmechanismen in Europa in den Verträgen mit Gazprom Export.

⁸⁹ Vgl. ESGM, 21.2.2011

⁹⁰ Vgl. Argus Gas Connections, 24.2.2011, S. 1

GAZPROM EXPORT: ENTWICKLUNG DER VERTRAGSKLAUSELN UND PREISBILDUNGSMECHANISMEN IN EUROPA	
Käufer verlangen nach „erheblichen Marktveränderungen“ Preis- und Vertragsanpassungen	E.ON Ruhrgas, Wingas, RWE, Botas, Eni, GdF Suez, EconGas, Gasum
Senkung der durchschnittlichen Take-Or-Pay-Verpflichtungen der Gazprom von 85 %	E.ON Ruhrgas, Botas: 90–75 %; ENI: 85–60 % für 3 Jahre; Gazprom insges.: 15 Mrd. m ³ für 3 Jahre = 5/140–145 Mrd. m ³ (2010) = 3,5 % der jährlichen russischen Gasexporte
Keine Strafen bei Nichteinhaltung der minimalen ToP-Verpflichtungen	Naftogaz UA, Botas; Eni, E.ON Ruhrgas in Ausarbeitung
Gasabnahmemengen, die über den minimalen ToP-Verpflichtungen liegen, werden zu Gasspotpreisen verrechnet	E.ON, GdF, Eni
Preisbildung stellt auch auf Gasmärkte ab, Ölpreisbindung wird dadurch gelockert	E.ON Ruhrgas, GdF, Eni – Gazprom = 15 % auf Grundlage einiger europäischer Gashubs; Anfragen an Gazprom für bis zu 40 %; E.ON Ruhrgas – Statoil = 25 %; Statoil-Durchschnitt bis zu 30 %
Erhöhung der Flexibilität in den Vertragsklauseln	Gazproms „Werbepaket“
Rekalkulation des Basispreises	Wingas
Direkte Preisnachlässe	Botas
Verschiebung der Abnahmemengen innerhalb der Vertragslaufzeit und Anfrage, Verpflichtungen zur Abnahme der vereinbarten Mengen innerhalb von 5 Jahren abzustellen	E.ON Ruhrgas, Eni
Anreizpakete zum Kauf von Gasmengen zusätzlich zu den (verringerten) Mindest-ToP-Verpflichtungen	
Kürzere Vertragslaufzeiten	Sonatrach
Häufigere Neuberechnung des Preises	Möglich
Kürzere Bezugszeiträume	Möglich

Tabelle 10: Entwicklung der Vertragsklauseln und Preisbildungsmechanismen in Europa der Gazprom Export

Quelle: Andrey Konoplyanik, Pricing Gas: Evolution not Revolution, in Energy Economist, Issue 349, November 2010, S. 7

Die Struktur der langfristigen Verträge wird sich in Zukunft wohl weiter verändern.⁹¹ Obwohl vor allem Gazprom davon ausgeht, dass das Überangebot an Gas in den nächsten Jahren wieder sinken wird, wird es wohl keine Rückkehr zum alten System der Gasindustrie geben, in dem die langfristigen Verträgen entwickelt worden sind.⁹² Es ist davon auszugehen, dass ein neues Gleichgewicht in der Risikoverteilung zwischen Verkäufer und Käufer gefunden werden muss. Instrumente dafür sind Veränderungen der Abnahmemengen, Preisrevisionszeiträume und Preisgleitklauseln.

⁹¹ Vgl. Jonathan Stern, Howard Rogers, The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe, The Oxford Institute for Energy Studies, NG 49, März 2011, S. 36

⁹² Vgl. dazu ausführlicher Jonathan Stern, Howard Rogers, The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe, The Oxford Institute for Energy Studies, NG 49, März 2011, S. 37



Entwicklung der Gasgroßhandelspreise

Seit 2008 befindet sich der europäische Gasmarkt in einer Phase des Überangebots und damit gekennzeichnet durch einen deutlichen Preisverfall; der Ölpreis, der wesentlichen Einfluss auf die Preisbildung eines Großteils der gehandelten Gasmengen hat, ist dagegen vor allem durch die politischen Unruhen in den Förderstaaten, aber auch nach der Wirtschaftskrise deutlich gestiegen (Abbildung 28). Dadurch hat sich eine zweigleisige Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten in Europa ergeben, die im Jahr 2009 am eklatantesten war: Zum einen in 2009 steigende Gaspreise aus den ölindexierten Langfristverträgen, zum anderen fallende Spotpreise, die seit 2009 unterhalb der Gaspreise aus den langfristigen Verträgen liegen.

ENTWICKLUNG DER DAY-AHEAD-PREISE AM TTF UND DES ICE BRENT INDEX, 2009

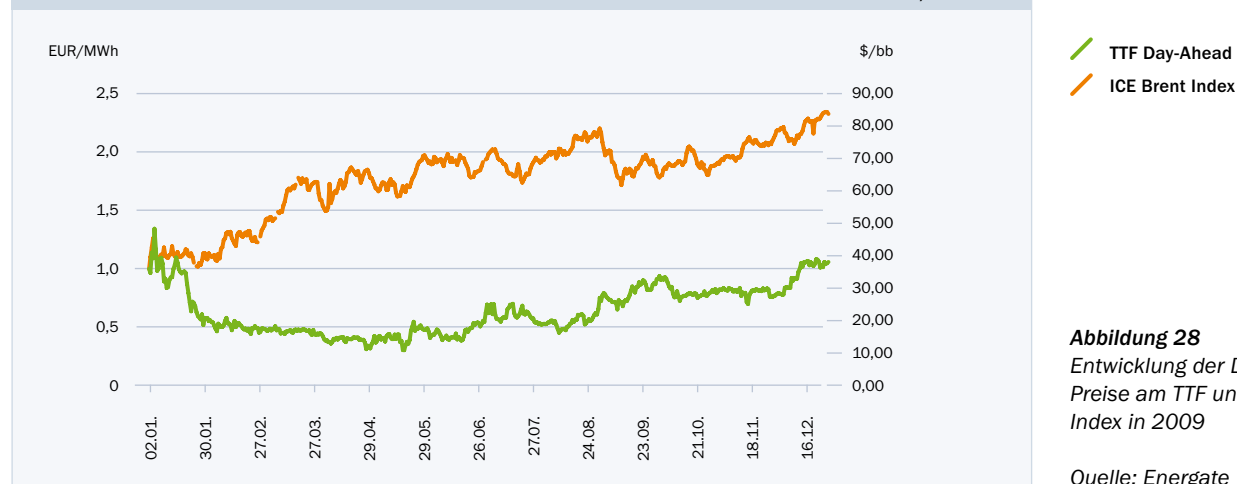


Abbildung 28
Entwicklung der Day-Ahead
Preise am TTF und des ICE Brent
Index in 2009

Quelle: Energate

Entwicklung der Importpreise in Österreich

Der Gasimport basiert im Wesentlichen auf langfristigen Verträgen zwischen inländischen Gasgroßhändlern und Gasproduzenten. Bekannt ist, dass Eongas, STGW, Kelag und Salzburg AG (EIS) langfristige Verträge mit Gasproduzenten haben.

Die Gaspreisbildung in den „traditionellen“ langfristigen Verträgen beruht auf dem Prinzip der Anlegbarkeit, bei dem die nächstgünstigste Möglichkeit der Bedarfsdeckung berücksichtigt wird.⁹³ Konkret bedeutet diese, dass bei einem Vertrag zwischen Gasproduzenten und Weiterverteilern deren Absatzportfolio (Kundengruppen: Haushalte, Industriekunden, Kraftwerke) und die dort stärkste Konkurrenzenergie zunächst in die Berechnung des Basispreises P_0 , aber auch in die Preisgleitklausel, durch die der Basispreis angepasst wird, eingeht.

TRADITIONELLE LANGFRISTVERTRÄGE: TYPISCHE ARBEITSFORMEL (ADDITIV)

Gaspreis in (ct/kWh _{Ha})									
AP = AP ₀	+	0,60	*	0,85	*	0,0076	*	(HEL	- HEL ₀)
	+	0,20	*	0,90	*	0,0078	*	(HSL	- HSL ₀)
	+	0,20	*	0,90	*	0,011	*	(K	- K ₀)
		↑		↑		↑		↑	↑
		relative		absolute		Äquivalenz-		Referenz-	Basis-
		Bindung		Bindung		faktor		notierung	referenz
								(Euro/t)	(Euro/t)

Abbildung 29
Traditionelle Langfristverträge:
Typische Arbeitspreisformel
(additiv)

Quelle: Claus Bergschneider,
Ralf Schumacher; Langfristige
Gaslieferverträge: Wurzeln und
Entwicklungsperspektiven, in
emw, Heft 2/2004, S. 13

Die relative Bindung beschreibt die Marktanteile des Teilmarktes im Absatzportfolio, die absolute Bindung bewirkt eine Verringerung der Gaspreisschwankungen und der Äquivalenzfaktor beschreibt einen Umrechnungsfaktor.⁹⁴

Der Gaspreis in den langfristigen Verträgen ist also nicht von Angebot und Nachfrage auf dem Gasmarkt, sondern im Wesentlichen von den Marktgegebenheiten auf den Ölmärkten bestimmt.

⁹³ Vgl. Claus Bergschneider, Ralf Schumacher; Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven, in emw, Heft 2/2004, S. 13

⁹⁴ Vgl. Claus Bergschneider, Ralf Schumacher; Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven, in emw, Heft 2/2004, S. 14



Nach einer Phase der Preisrückgangs bis März 2004 sind die Importpreise in Österreich⁹⁵ im Vergleich zum Januar 2001 zum Teil deutlich angestiegen, im Oktober 2008 – vor der Wirtschaftskrise – waren sie 100% höher als im Januar 2001. Nach einem starken Rückgang der Ölpreise in 2008 von über 100 Dollar pro Barrel sind auch die Importpreise für Gas deutlich gesunken. Nach moderaten Preisanstiegen bei Öl in 2009 und 2010 steigen die Ölpreise seit Ende Januar 2001 mit dem Beginn der Revolution in Ägypten, der Unruhen in Libyen und der Erdbebenkatastrophe in Japan wieder an – und damit auch die Gasimportpreise.

ENTWICKLUNG DER IMPORTPREISE GAS SEIT 1/2001

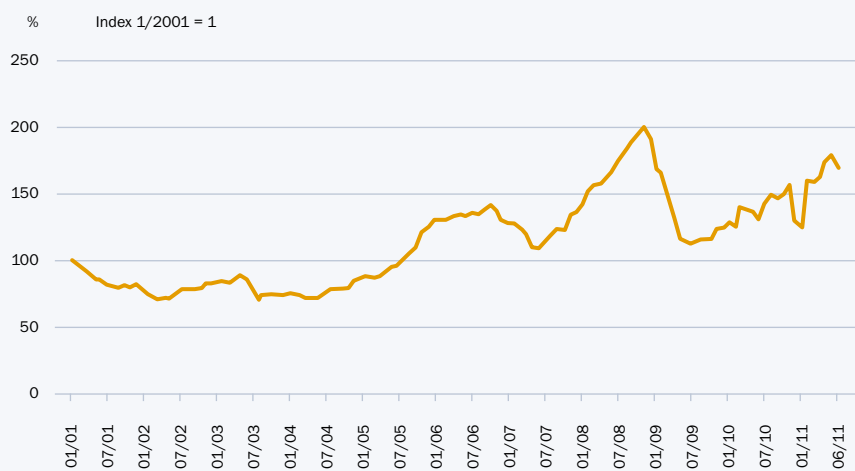


Abbildung 30
Entwicklung der Importpreise
Gas Januar 2001 bis Juni 2011

Quelle: Berechnungen E-Control
auf Datenbasis Statistik Austria

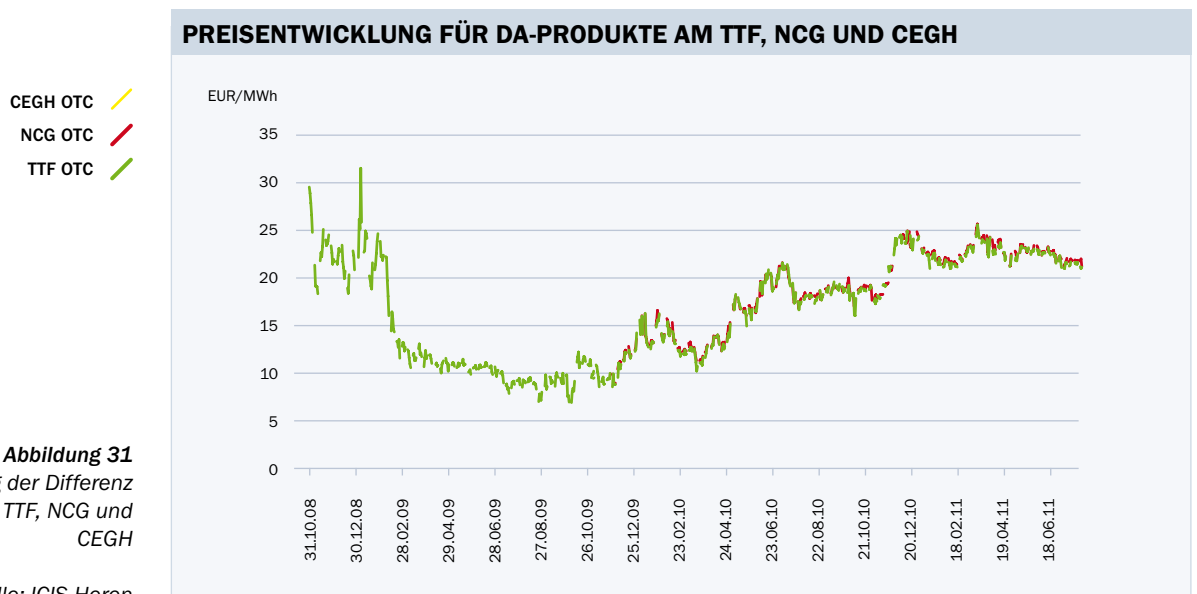
⁹⁵ Die Importstatistik umfasst alle Importe ab einem Wert von 30.000 EUR und enthält nicht nur Lieferungen aus langfristigen Verträgen, sondern auch Gasmengen, die am NCG oder TTF gekauft werden.

Entwicklung der Preise an den kurzfristigen Handelsplätzen

Seit Ende 2008 ist eine Phase des Überangebots an den Spotmärkten zu beobachten. Die Spotpreise an den Hubs sind mit Beginn der Wirtschaftskrise aufgrund eines kurzzeitigen Nachfrageeinbruchs deutlich gesunken. Zudem sind die USA von einem Import- zu einem Exportland durch die steigende inländische Shale-gas-Produktion geworden, bereits für den Export in die USA erbaute LNG-Verflüssigungsanlagen, die sehr kapitalintensiv waren, drohten leer zu stehen. Daher sind LNG-Mengen nach Europa, vor allem nach Großbritannien umgeleitet worden.

Für die Preisentwicklung am CEGH ist vor allem der deutsche Hub NCG maßgeblich, durch die direkte Verbindung über die WAG und MEGAL. Vor allem in den Sommermonaten, wenn die WAG Engpässe in Richtung Deutschland-Österreich vorweist, sind Preisunterschiede erkennbar, die über die Transportkosten zwischen den Hubs hinausgehen.

Abbildung 31 zeigt die Preisentwicklung am TTF seit Mitte 2008 bzw. NCG und CEGH seit November 2009. Ende 2008 sind die DA-Preise (Spotpreise) um mehr als die Hälfte gesunken, zum Beginn des Winters 2009 wieder gestiegen. Die Preisunterschiede zwischen TTF und NCG sind gering, aber die Preisunterschiede zwischen CEGH und NCG/TTF sind im Sommer 2010 deutlich angestiegen und betragen zeitweise bis zu 5 EUR/MWh. Dies ist vor allem auf die Schließung der Transitgas, der Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Italien über die Schweiz, zurückzuführen.





ENTWICKLUNG DER DIFFERENZ DER IMPORTPREISE IN DEUTSCHLAND UND DER SPOTPREISE AM NCG



Abbildung 32
Entwicklung der Differenz der Importpreise in Deutschland und der Spotpreise am NCG in den Jahren 2009/2010/2011

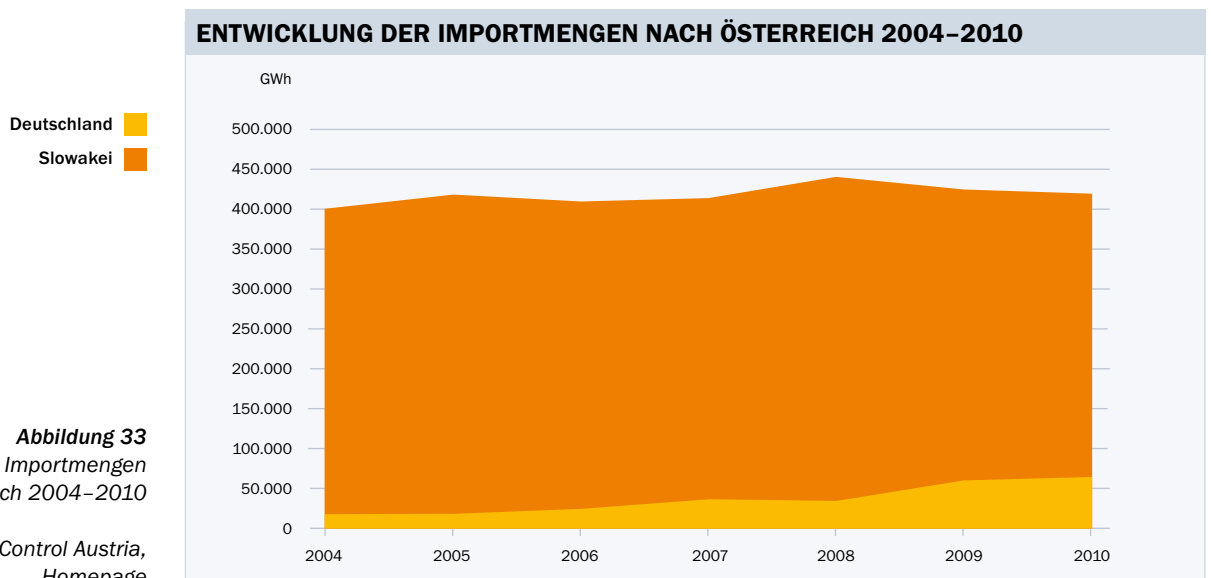
Quelle: Energiate, BAFA

Das zweigleisige Preissystem – sinkende Spotpreise und steigende Preise aus den langfristigen Verträgen in 2009 – und der weiterhin bestehende Preisvorteil der Spotmengen haben dazu geführt, dass die etablierten Gasgroßhändler – z. B. E.ON Ruhrgas, ENI, aber auch österreichische Händler – Verluste hinnehmen mussten, da sie Mindestmengen aus den teureren langfristigen Verträgen abnehmen mussten.

Abbildung 32 zeigt den Preisunterschied zwischen Importmengen und den Spotmengen am NCG in Deutschland: Dieser betrug Anfang 2009 bis zu 16 EUR/MWh und war nur an einigen Tagen im Juli 2010 und im Winter 2011 gleich oder minus. Insgesamt betrug der Preisnachteil der Importmengen über diesen Zeitraum im Durchschnitt 5 EUR/MWh.

Entwicklung der Großhandelsmengen

Der anhaltende Preisvorteil auf den Spotmärkten hat dazu geführt, dass die Beschaffung über die Hubs an Bedeutung gewonnen hat. Auch in Österreich ist zu beobachten, dass zum einen physisch mehr aus Deutschland importiert wurde (Abbildung 33) und auf der anderen Seite die Handelsmengen am CEGH angestiegen sind (Abbildung 34).



Die Importmengen sind seit 2004 angestiegen. Dabei sind die Importmengen aus der Slowakei (russisches Erdgas) auf einem relativ stabilen Niveau geblieben. Die Importmengen aus Deutschland sind seit 2007 dagegen deutlich angestiegen. Das ist zum einen auf die Inbetriebnahme des Speichers Haidach mit einem Arbeitsgasvolumen von 1,2 Mrd. m³ zurückzuführen (2007/2008), der ausschließlich über das deutsche Transportnetz zugänglich ist, zum anderen aber auch auf die steigende Beschaffung über die Handelsplätze in Deutschland (2009/2010).



ENTWICKLUNG DER HANDELSMENGEN AM CEGH

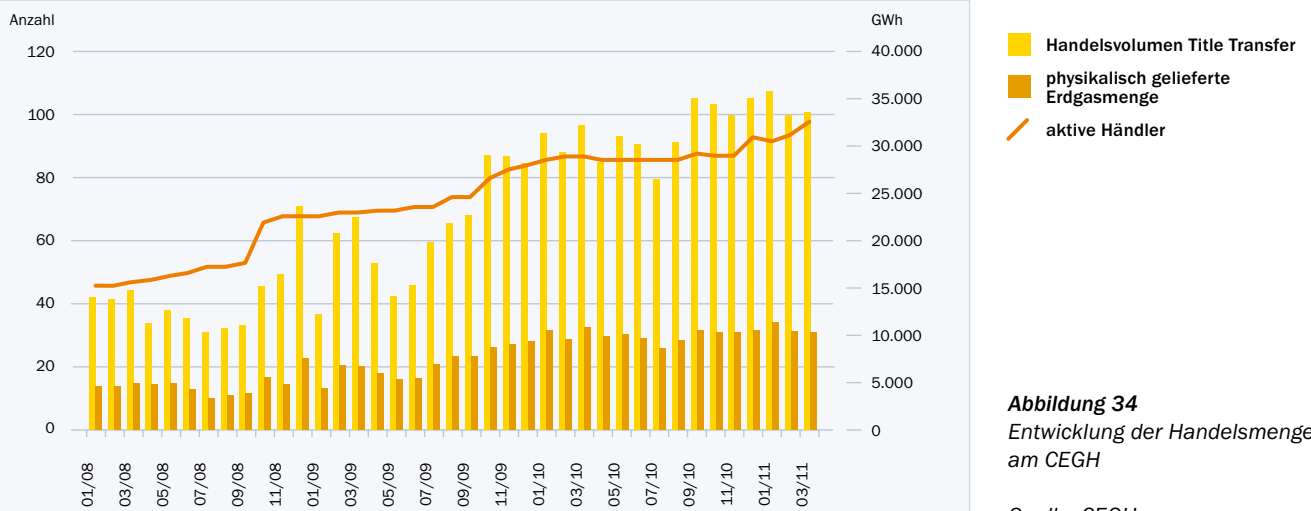


Abbildung 34
Entwicklung der Handelsmengen am CEGH

Quelle: CEGH

Auch an den anderen europäischen Hubs ist ein deutlicher Anstieg der Handelsmengen (OTC) festzustellen. Wesentlichen An Schub gab dabei zum einen die Zusammenlegung von Marktgebieten in Deutschland (NCG), aber auch der Handel von Ausgleichsenergie an den Hubs. Der Börsehandel ist dagegen noch gering ausgeprägt.

ENTWICKLUNG DER OTC-HANDELSMENGEN AM TTF, NCG, CEGH UND GASPOOL

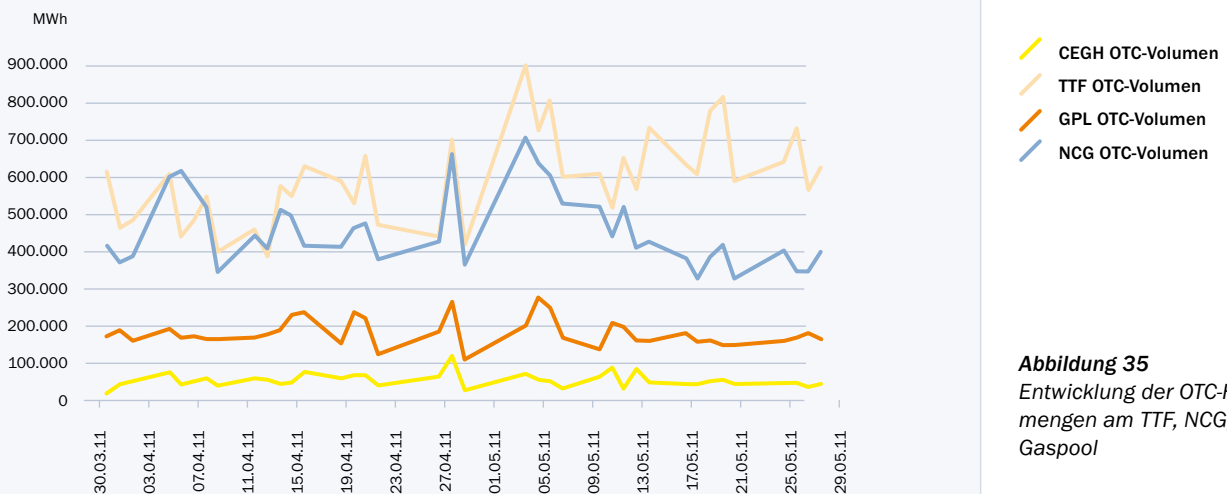


Abbildung 35
Entwicklung der OTC-Handelsmengen am TTF, NCG, CEGH und Gaspool

Quelle: ICIS Heren



Eine wesentliche Entwicklung im Gasgroßhandelsmarkt ist die deutliche Zunahme der Markttransparenz: Durch die Entwicklung des Handels an den Hubs werden Spotpreise und Terminpreise publiziert. Waren bisher nur geringe Informationen über die langfristigen Verträge erhältlich, sind auch diese nun mehr transparenter geworden. Zudem macht der Handel an Hubs auch erforderlich, dass Fundamentaldaten über Transport- und Speicherflüsse sowie Produktionsflüsse allen Marktteilnehmern gleichermaßen und zeitnah zur Verfügung gestellt werden müssen.

ZUGANG ZU FLEXIBILITÄT ALS WESENTLICHER WETTBEWERBSFAKTOR

Ausgleichsenergie

Der Anteil der physikalischen Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch in der RZ Ost hat seit Einführung des Marktes abgenommen und liegt seit Mitte 2004 in einer Bandbreite von 1–2% (mit ein paar Ausreißern).

Der Verlauf der Ausgleichsenergiepreise zeigt eine ähnliche Entwicklung wie jener der Importpreise. Die Ausgleichsenergiepreise lagen dabei meistens geringfügig unter den Importpreisen. Da die Preise für die Stunden ohne Abruf erst am Ende des Monats feststehen, bleibt für die Bilanzgruppen Unsicherheit über die Kosten der Abweichungen.

PREISENTWICKLUNG AUF DEM GAS-AE-MARKT SEIT OKTOBER 2002

- Durchschnittspreis Stunden ohne Abruf /
- Min. Preis Verkauf AE /
- Durchschnittspreis Verkauf AE /
- Max. Preis AE /
- Durchschnittspreis Kauf AE /

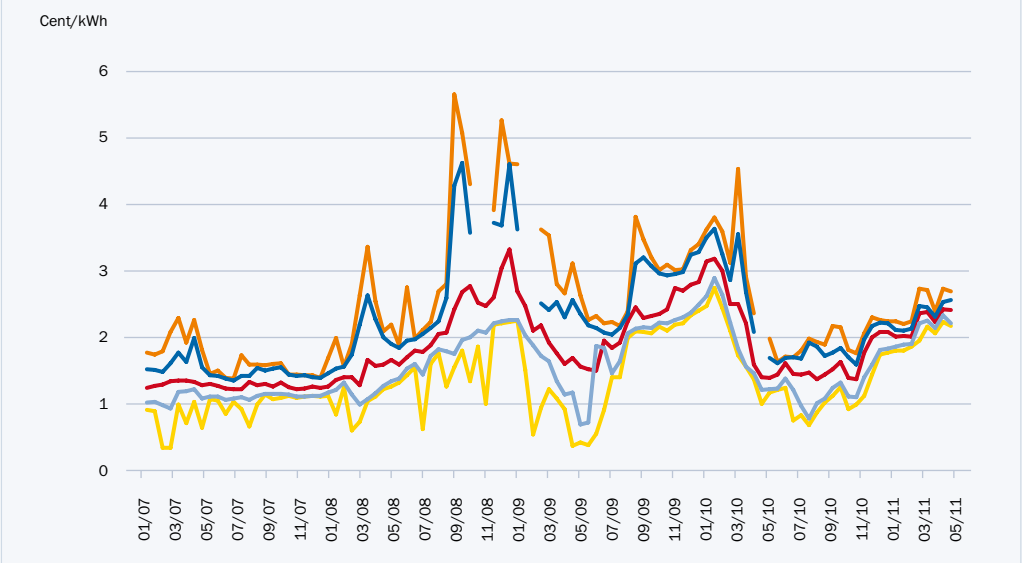


Abbildung 36
Preisentwicklung auf dem Gas-AE-Markt seit Oktober 2002

Quelle: E-Control



Speichermärkte

Die Bedeutung der Speicher für die Versorgungssicherheit

Österreich weist im europaweiten Vergleich hohe Speicherkapazitäten auf, aber auch eine starke Importabhängigkeit. Die starke Abhängigkeit von einer Importroute und die günstigen geologischen Voraussetzungen (Gasproduktion) hatten einen starken Ausbau der Speicherkapazitäten zur Folge. Während der Liefereinkürzungen aus Russland in den Jahren 2005/2006 und 2009/2010 haben die Speicher eine bedeutende Rolle in der Sicherung der Versorgung gespielt. Es besteht jedoch keine gesetzliche Bevorratungspflicht der Gaslieferanten.

Neben anderen Maßnahmen (z. B. Umstieg der Gaskraftwerke auf Ersatzbrennstoffe, Optimierung im Fernwärmebereich, Koordination der Inlandsgasflüsse durch den Regelzonenführer) wurde Erdgas aus dem Speicher Haidach, der nicht an das österreichische Netz angeschlossen ist, kurzfristig für die Versorgung der Regelzone Ost zur Verfügung gestellt, indem über das deutsche Gasnetz im Reverse Flow auf der Penta West transportiert wurde. Die nicht genutzte Speicherkapazität der Gazprom Export im Erdgasspeicher Haidach wurde als Ersatzlieferung für die Zeit der Lieferunterbrechung von Gazprom Export zugesagt.

Speicherzugang für Dritte eröffnet Wettbewerbschancen

Mit der Marktöffnung 2002 haben neben den etablierten Anbietern auch weitere Anbieter die Möglichkeiten erhalten, die Speicher in Österreich zu nutzen. Der Zugang zu Speichermöglichkeiten ist für die Gaslieferanten nicht nur für die Garantie der Versorgungssicherheit gegenüber ihren Kunden wesentlich: Die Speicher ermöglichen, auf der Beschaffungsseite durch eine gleichmäßige Abnahme (Bandabnahme) günstigere Bezugskonditionen zu erreichen und auf der Absatzseite ein für den Kunden angepasstes, spezifisches Lastprofil bei der Gaslieferung bereitzustellen. Speicher erfüllen dabei die Funktionen des saisonalen Ausgleichs bzw. des kurzfristigen Ausgleichs (Stunden, Tage). Aufgrund der geringen Diversifizierung des Angebots, begründet durch die geographische Lage Österreichs, ist der Zugang zu anderen Flexibilitätsinstrumenten wie Flexibilität in Importverträgen oder LNG-Lieferungen nur begrenzt bzw. nicht vorhanden. Der Zugang zu den Speichern ist somit eine essentielle Voraussetzung, wenn ein neuer Anbieter in den Markt einsteigen will.

Der Zugang von Dritten zu Speicherkapazitäten wurde im Zuge der Marktöffnung aufgrund der Tatsache, dass der Speicherbetrieb kein natürliches Monopol ist, nicht reguliert, sondern erfolgt seither auf verhandelter Basis. Allerdings sind im Gaswirtschaftsgesetz von Anfang an die Gleichbehandlung und Kostenbasiertheit bei der Preisbildung als Grundlage für die Verhandlungslösung festgelegt worden. Sind die Speicherpreise daher 20% höher als vergleichbare Speicherpreise in Europa, kann die E-Control regulierend in die Preisbildung eingreifen. Analysen über mehrere Jahre zeigen, dass die Speicherpreise im europäischen Mittelfeld liegen.

Das Angebot an Speicherprodukten hat seit der Marktöffnung deutlich zugenommen. Die inzwischen fünf Speicherunternehmen in Österreich bieten Speicherprodukte zum einem mit einem festen Verhältnis zwischen Arbeitsgasvolumen und Entnahmeleistung (sogenannte gebündelte Standardprodukte) und zum anderen ungebündelte Produkte an, auch kurzfristige Speicherprodukte sind möglich. Mit der Umsetzung des 3. Pakets (VO (EG) Nr. 715/2009 betreffend die Dienstleistungen für den Zugang Dritter) müssen Speicherunternehmen sowohl kurz-, mittel- als auch langfristige Speicherprodukte im Zuge der Kapazitätsvergabe anbieten.

Generell wurden in der Vergangenheit in Österreich die Speicherkapazitäten nach dem First Come First Served Prinzip (FCFS) vergeben, wonach Kundenanfragen in der Reihenfolge ihres Eintreffens beantwortet wurden. Solange Speicherkapazitäten ausreichend vorhanden sind, können nach dem FCFS-Prinzip alle Speicheranfragen gedeckt werden. Ist jedoch ein Kapazitätsengpass gegeben – was bis 2010 im österreichischen Speichermarkt der Fall war –, birgt dieses Verfahren durchaus Diskriminierungspotenzial und ist ineffizient, da die Kapazitäten nicht an den Kunden mit der höchsten Zahlungsbereitschaft, sondern an den Kunden mit dem größten Informationsvorsprung vergeben werden könnten. Erst seit 2011 haben die Speicherunternehmen wieder freie Speicherkapazitäten.

Im Zuge der Umsetzung der EU-Vorgaben ist jener Mechanismus zu wählen, der eine diskriminierungsfreie und transparente Vergabe, je nach Kapazitätssituation, bestmöglich gewährleistet.

Untersuchung der Wettbewerbssituation in 2010

Im Zuge der Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets wurde von der E-Control bereits im Jahr 2010 proaktiv eine Wettbewerbsanalyse⁹⁶ des heimischen Flexibilitäts- und Speichermarktes anhand von Kriterien wie z.B Marktkonzentration, Substitutionsmöglichkeiten/Produktvielfalt, Speicherpreis usw. zur Bestimmung des Zugangsregimes gemacht. Auf Basis dieser, gemäß GWG, in einem Mindestintervall von drei Jahren durchzuführenden Evaluierung ist in Folge durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend zu beurteilen, ob das verhandelte Zugangsregime durch ein reguliertes zu ersetzen ist.



Die Analyse des Flexibilitäts- und Speichermarktes 2010 ist u.a. zu folgenden Ergebnissen gelangt:

- > 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. 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, es gibt daher auf Produktebene nur wenig 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.

Nach Ansicht der E-Control deuten die Wettbewerbsindikatoren auf eine geringe Wettbewerbsintensität im österreichischen Speichermarkt hin. Aufgrund des zum Großteil wettbewerbsfähigen Preisniveaus für Speicherprodukte konzentriert sich die Regulierung gemäß des Entwurfs zum Gaswirtschaftsgesetz 2011 daher vor allem auf die Speicherzugangs- und -allokationsregeln bzw. auf die Mechanismen für das Engpassmanagement. Zudem ist ein wesentliches Problem die Einbindung der Speicher ins Transportsystem und die Transportkosten.

Verbesserung der Wettbewerbssituation durch Speicheranbindung an die Regelzone

Obwohl die Anzahl der Speicherunternehmen um mehr als 100% gestiegen ist, können die Angebote von Speicherkunden in der RZ Ost noch nicht direkt genutzt werden, dafür ist eine direkte Transportanbindung notwendig.

Der Speicher 7 Fields ist bei der Inbetriebnahme per 1. April 2011 zunächst ausschließlich an das deutsche Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) in Haiming angebunden, ab 2013 über Zagling jedoch auch an das österreichische Gasnetz. Damit entsteht die Möglichkeit, den Speicher sowohl am deutschen als auch am neuen Großhandelsmarkt in Österreich ohne zusätzliche Transportbuchungen nutzen zu können. Das Anbindungsprojekt wurde im Jänner 2011 im Rahmen der Langfristigen Planung 2010 genehmigt.

Auch die Anbindung des Speichers Haidach an das österreichische Gasnetz wird seitens der E-Control vor allem aus Wettbewerbsgründen als sinnvoll und notwendig erachtet, sofern Marktbedarf gegeben ist.

Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Speicher durch Entry/Exit- System

Waren die Transporte in und aus den Speichieranlagen bis Ende September 2007 kapazitätsmäßig nicht erfasst und somit kostenlos, wurde ab diesem Zeitpunkt aus Gründen der optimalen Nutzung der Transportkapazitäten in den Fernleitungsnetzen eine Fahrplananmeldung für „Sonstige Transporte“ erforderlich sowie ein Entgelt von der E-Control-Kommission in der SonT-GSNT-VO (Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung) festgelegt, und zwar ausschließlich für

- > grenzüberschreitende sonstige Transporte aus Speichieranlagen oder von Produktionsanlagen zum Ausspeisepunkt aus der Regelzone,
- > grenzüberschreitende Transporte vom Einspeisepunkt zum Ausspeisepunkt aus der Regelzone.

Der Begriff „Sonstige Transporte“ umfasst gemäß den Begriffsbestimmungen in § 6 Z 46a GWG 2006 die Transporte von Einspeisepunkten der Regelzone zu Speichieranlagen sowie Transporte von Produktions- oder Speichieranlagen zu Ausspeisepunkten der Regelzone.

Mit dem neuen österreichischen Marktmodell Entry-Exit per 1. Oktober 2012 und der damit einhergehenden Schaffung eines virtuellen Handelspunktes gehört die direkte Buchung der Sonstigen Transporte des Speicherkunden beim Verteilernetzbetreiber der Vergangenheit an. Das Speicherunternehmen selbst bucht und zahlt die Transportkapazitäten vom Speicher bis zum VHP an den Verteilernetzbetreiber und kann in Folge dem Speicherkunden seinen Anteil weiterverrechnen. Damit hat der Speicherkunde den Vorteil, sich im Vorfeld nicht mehr um Transportkapazitäten in bzw. aus dem Speicher kümmern zu müssen, da diese bereits vom Speicherunternehmen vorgehalten werden.



Faire und gleiche Zugangsbedingungen durch Entflechtung der Speicherunternehmen

Mit den Vorgaben des 3. Energieliberalisierungspakets und der daraus resultierenden nationalen Gesetzgebung hinsichtlich Unbundling im GWG 2011 gibt es nun eine wesentliche Neuerung für Speicherunternehmen, nämlich die zwingende gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung des Speicherunternehmens von sämtlichen Tätigkeitsbereichen, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen. Unter Anwendung von zahlreichen Detailbestimmungen, wie z. B. die Art der Ausübung von Entscheidungsbefugnissen für den Betrieb, die Wartung oder den Speicherausbau, soll die Unabhängigkeit des Speicherunternehmens gewährleistet werden.

Da sämtliche Speicherunternehmen über das vertikal integrierte Unternehmen auch im Gashandel bzw. in der Produktion tätig sind, ist diese Bestimmung ein wichtiger Beitrag zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens bzw. zur Gleichbehandlung neuer Marktteilnehmer und somit in weiterer Folge für mehr Wettbewerb am Endkundenmarkt.

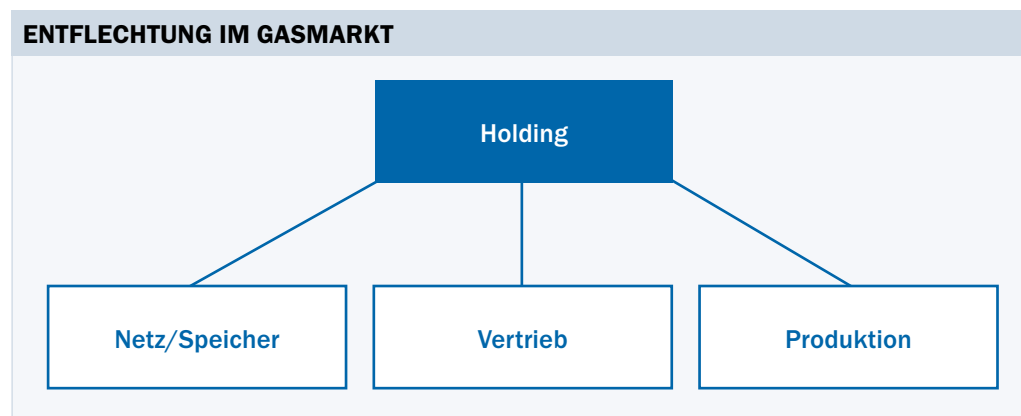


Abbildung 37
Entflechtung im Gasmarkt

Quelle: E-Control

Transparenz

Ein wesentlicher Liberalisierungseffekt – unterstützt durch regulatorische Maßnahmen – ist die Verbesserung der Transparenz über Speicherprojekte und -nutzung. Neben den EU-Gesetzespaketen wurde dieser Prozess auch durch die Guidelines of Good Practice for System Storage Operator (GGPSSO) angestoßen. Die Europäische Vereinigung der Speicherbetreiber GSE veröffentlicht auf ihrer Homepage Daten zu den Speicherprojekten in Europa und zur täglichen Nutzung, aggregiert nach Regionen.

Durch die in der vergangenen Dekade zunehmend sowohl national als auch international geforderten Rahmenbedingungen sollen sämtlichen Marktteilnehmern die gleichen Informationen zum selben Zeitpunkt transparent zugänglich gemacht werden, um so faire Voraussetzungen für eine wirtschaftlich und strategisch optimale Entscheidung der Speichernutzung erzielen zu können.

Ein wichtiger Schritt für den österreichischen Speichermarkt wurde durch die stringente Umsetzung der Bestimmungen des 3. Pakets im Entwurf zum GWG 2011 (z. B. Veröffentlichung von numerischen Informationen über kontrahierte und verfügbare Ein- und Auspeicherleistung, über das kontrahierte und verfügbare Volumen auf täglicher Basis) sowie durch die Erweiterung der europäischen GGPSSO vom März 2005 um effektive Kapazitätsvergabeverfahren und Engpassmanagementmechanismen gesetzt, wobei die E-Control gemeinsam mit dem niederländischen Regulator in der europäischen ERGEG Gas Storage Task Force den Vorsitz innehatte.

Die Forderung nach einer Kapazitätsbedarfserhebung im Vorfeld einer Speicherinvestition sowie einem auf diesem Ergebnis basierenden angemessenen Vergabeverfahren der Speicherkapazitäten zielt ebenfalls in Richtung einer nicht-diskriminierenden Allokation und somit auf die Gleichbehandlung aller Speicherzugangsberechtigten ab. Ein transparenter, standardisierter Sekundärmarkt und eine dynamische Kapazitätsberechnung sind weitere Schlagworte, die die zukünftige positive Entwicklung und zunehmende Bedeutung des Speichermarktes, vor dem Hintergrund eines funktionierenden Wettbewerbs u.a. in der Endkundenversorgung, verdeutlichen.



Liberalisierungseffekte Endkunden

Preisentwicklung am Endkundenmarkt – Strom

Der Verbraucherpreisindex (VPI) Strom der Statistik Austria spiegelt die Entwicklung des Strompreises in Österreich im Zeitverlauf wider. Von September 1999 bis Mai 2000 sowie nach der Liberalisierung des Strommarktes im Oktober 2001 kam es zu einem deutlichen Sinken des VPI. Bis Juni 2003 blieb der VPI unter 100 Indexpunkten, danach stieg er konstant an. Seinen bisherigen Höhepunkt erreichte der VPI im Sommer/Herbst 2010 mit 128,5 Punkten, seit Dezember 2010 ist er jedoch wieder leicht gesunken. Interessant ist, dass es trotz zahlreicher Netztarifsenkungen zu keiner konstanten Reduktion des VPI gekommen ist. Dies ist ein deutliches Zeichen dafür, dass die Unternehmen die durchgeführten Netztarifsenkungen durch Energiepreiserhöhungen ausgeglichen bzw. über das ursprüngliche Niveau hinaus erhöht haben.

Eine umfassende Preisanalyse findet sich auch in Kratena (2011).⁹⁷ Sie zeigt, dass die Liberalisierung, die im Industriebereich für Großkunden bereits ab 1998 eingesetzt hat, auch zu deutlichen Preisrückgängen geführt hat. Im Zuge der Rohölpreissteigerungen kam es jedoch ab 2004 wieder zu einem starken Anstieg der Endkundenpreise. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Preise sowohl für Klein- als auch Großkunden wesentlich früher ansteigen, als es durch den Anstieg der Gas- und Ölpreise alleine zu rechtfertigen wäre.

Kratena (2011) kommt zu der Schlussfolgerung, dass die Senkung der Netzkosten eine größere Auswirkung auf den Gesamtpreis hat als der preiserhöhende Effekt des Ökostromzuschlags. Somit ist die von den Unternehmen oftmals verwendete Argumentation, dass die Ursache der Preissteigerung in den steigenden Kosten für Ökoenergie liegt, nicht zulässig. Den Anstieg der Elektrizitätsabgabe, der allerdings zwischen 1996 und 2001 erfolgte, kann das aber nicht kompensieren.⁹⁸

⁹⁷ Kratena, K. (2011), Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung in Österreich, Mimeo, Wien.

⁹⁸ Ibid.

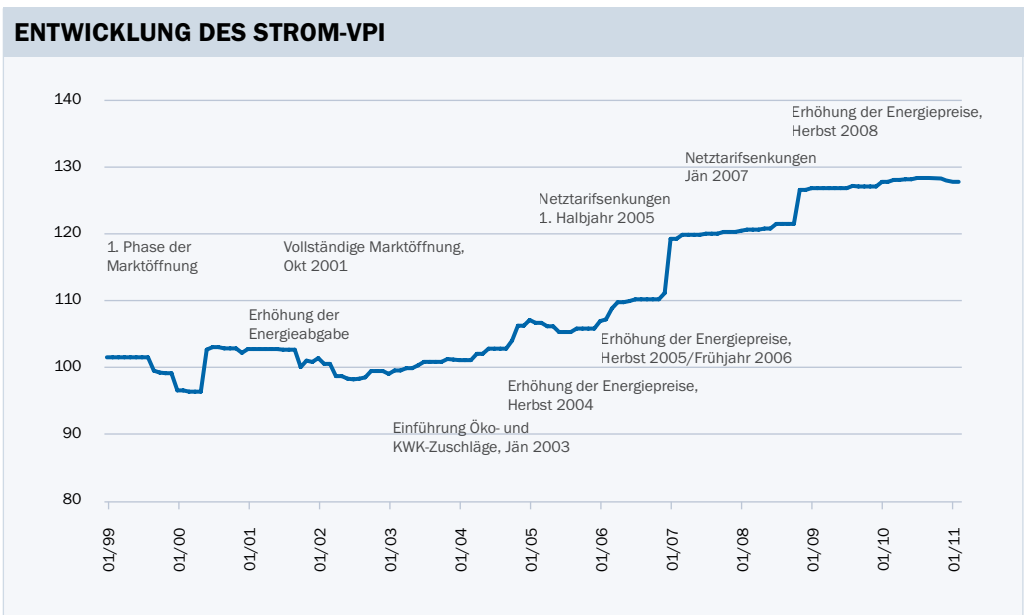


Abbildung 38
Entwicklung des Strom-VPI
(Index Oktober 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Neben der zeitlichen Entwicklung der Preise in Österreich lohnt sich auch der Vergleich mit anderen EU-Ländern. *Abbildung 39* zeigt, dass die Preise inkl. aller Steuern und Abgaben in den letzten zehn Jahren deutlich gestiegen sind. Betrugten die Preise im ersten Halbjahr 2001 13,25 Cent/kWh, stiegen sie bis zum Jahr 2010 um knapp 50% auf 19,67 Cent/kWh an. Der Preissprung im Jahr 2007/2008 lässt sich durch die Änderung der Berechnungsmethode erklären. Trotzdem liegen die österreichischen Preise inkl. aller Steuern und Abgaben im Jahr 2010 um ca. 10% über dem EU-15-Durchschnittspreis und um ca. 15% über jenem der EU-17-Länder.

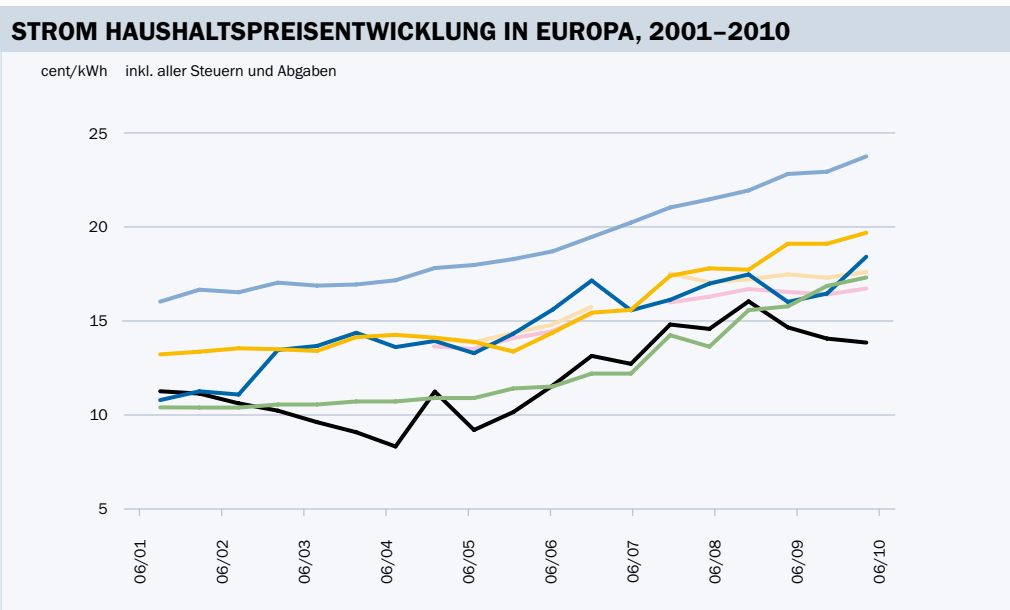


Abbildung 39
Strom Haushaltspreisentwicklung
in Europa, 2001–2010

Quelle: Eurostat

Lagen die österreichischen Preise ohne sämtliche Steuern und Abgaben im Juni 2001 bei 9,47 Cent/kWh, so betrug die Preissteigerung bis 2010 ca. 50%. In den anderen europäischen Ländern schrieb sich der Preistrend in ähnlichem Ausmaß fort. Im Jahr 2010 lagen die österreichischen Preise um ca. 15 % über den EU-15-Durchschnittspreisen und um ca. 17 % über den EU-27-Durchschnittspreisen.

Der HEPI (Household Energy Price Index) für alle EU-15-Hauptstädte ist derzeit auf dem höchsten Niveau seit Beginn der Erhebung (*Abbildung 40*). Im März 2011 lag der HEPI bei 106,7 Punkten, der gewichtete Durchschnittspreis für Wien ist hingegen mit 98 Punkten deutlich niedriger als im Januar 2009. Dies liegt daran, dass der Energiepreis in der Bundeshauptstadt kurz vor Einführung des Index stark erhöht worden war und nun seit längerer Zeit nicht angehoben wurde, der Netzpreis von E-Control aber konstant gesenkt wurde.

Bei den Industriepreisen liegt Österreich international im Mittelfeld (*Abbildung 41*). Die österreichischen Industriepreise lagen im Juni 2010 um ca. 14 % unter jenen in Spanien. Am günstigsten war Strom zu diesem Zeitpunkt in Frankreich, wo der Preis um ca. 20 % unter jenem in Österreich lag. Bis auf ein Preis-Peak im Januar 2007 verlief die Entwicklung der Industriepreise in den europäischen Ländern weitgehend gleich. Im Jahr 2010 war jedoch eine deutliche Annäherung bei den Preisen zu verzeichnen.

Das Niveau der österreichischen Strompreise inkl. aller Steuern und Abgaben ist im internationalen Vergleich als moderat einzustufen. Das Preisniveau liegt unter dem Durchschnitt der EU-27-Länder. Dabei sind jedoch auch immer die Steuerbelastung in den jeweiligen Ländern sowie das Bestehen eventueller Rückvergütungssysteme in Betracht zu ziehen.⁹⁹

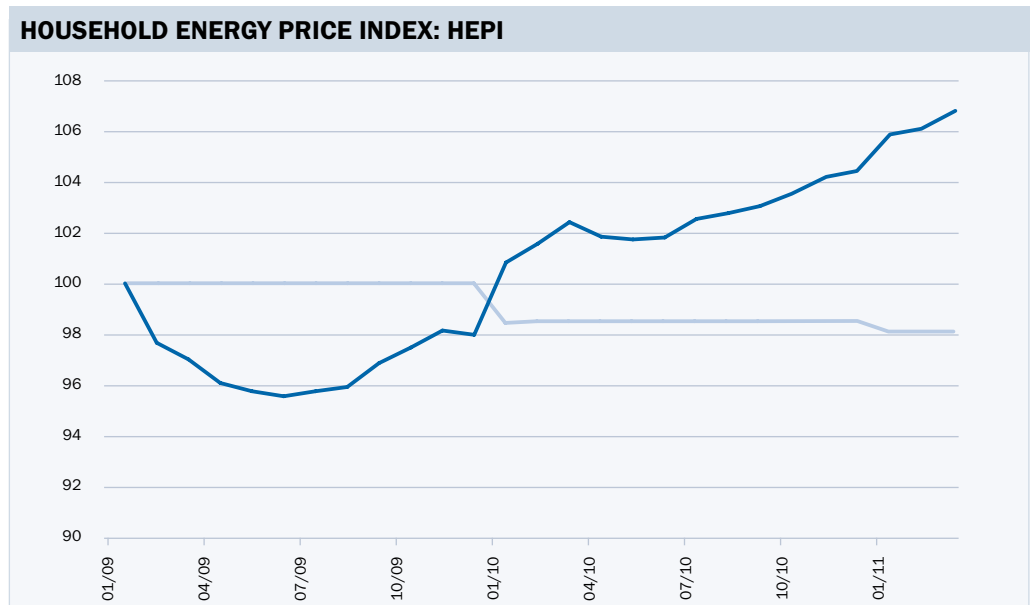


Abbildung 40
Haushaltspreisentwicklung in Europa, 2001-2010
(Index Januar 2009 = 1)

Quelle: VaasaETT, E-Control

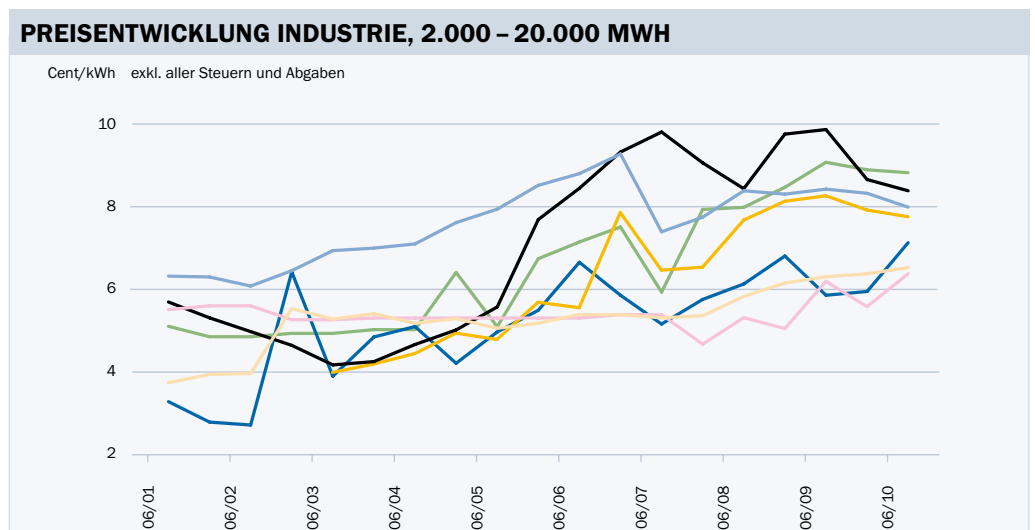


Abbildung 41
Preisentwicklung Industrie




Quelle: Eurostat, E-Control



LIBERALISIERUNGSEFFEKTE AM ENDKUNDENMARKT – STROM

Die von Kratena (2011) durchgeführte Studie widmet sich nicht nur den Preiseffekten, sondern versucht daraus auch den Nutzen für die einzelnen Kundengruppen bzw. die österreichische Volkswirtschaft abzuleiten. Dabei wird die naheliegende Vermutung bestätigt, dass der Preiseffekt der Liberalisierung für Industriekunden weitaus größer als der für Haushaltskunden war. Dabei wurden in Summe in den letzten zehn Jahren Einsparungen von rund 10 Mrd. EUR ermöglicht, wobei jedoch rund 8,8 Mrd. auf Industriekunden entfielen.

So kann in einem Szenario ohne Liberalisierung davon ausgegangen werden, dass der Preis für Industriekunden um ca. 56% höher gewesen wäre. Für Haushaltskunden würde der Unterschied ca. 13% betragen. Geht man davon aus, dass ohne Energiemarktliberalisierung auch keine Erhöhung der Elektrizitätsabgabe auf 1,5 Cent/kWh erfolgt wäre, sondern die Elektrizitätsabgabe auf dem Niveau von 0,7 Cent/kWh geblieben wäre, ändert sich das Bild. Bei den Industriepreisen liegen die Szenarien „ohne Liberalisierung“ und „ohne Liberalisierung und Steuererhöhung“ nah beieinander, so dass der Liberalisierungseffekt eindeutig dominiert. Konkret bedeutet das, dass die Erhöhung der Elektrizitätsabgabe jedoch die Hälfte der Liberalisierungsdividende kompensiert. Bei den Haushaltskunden hingegen ist der Preiseffekt deutlich stärker. Der Preis „ohne Liberalisierung und Steuer“ liegt zunächst unter dem tatsächlichen. Im Jahr 2009 liegt der Unterschied im Brutto-Haushaltsstrompreis nach der Bereinigung um die Erhöhung der Elektrizitätsabgabe bei ca. 5%, bei den Industriepreisen liegt der Unterschied jedoch bei ca. 32%.

Daten 
 ohne Liberalisierung 
 ohne Liberalisierung und Steuer 

INDUSTRIESTROMPREIS, BRUTTO

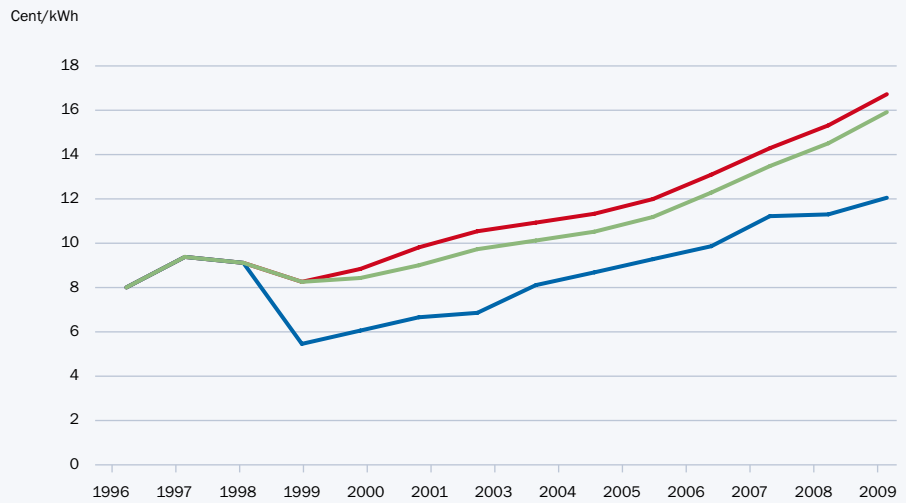





Abbildung 42
 Industriestrompreis, brutto:
 Preiseffekt der Liberalisierung vs.
 Effekt der Elektrizitätsabgabe

Quelle: Übernommen aus
 Kratena (2011)

Daten 
 ohne Liberalisierung 
 ohne Liberalisierung und Steuer 

HAUSHALTSSTROMPREIS, BRUTTO

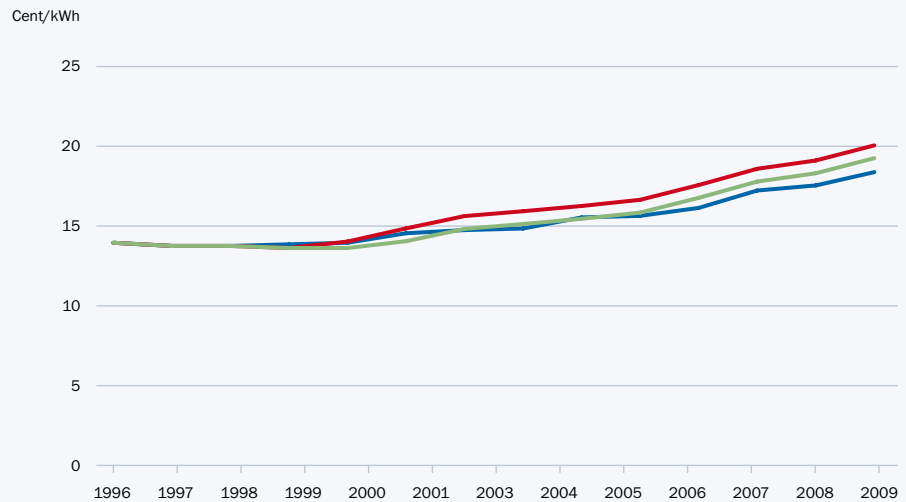


Abbildung 43
 Haushaltsstrompreis, brutto:
 Preiseffekt der Liberalisierung vs.
 Effekt der Elektrizitätsabgabe

Quelle: Übernommen aus
 Kratena (2011)

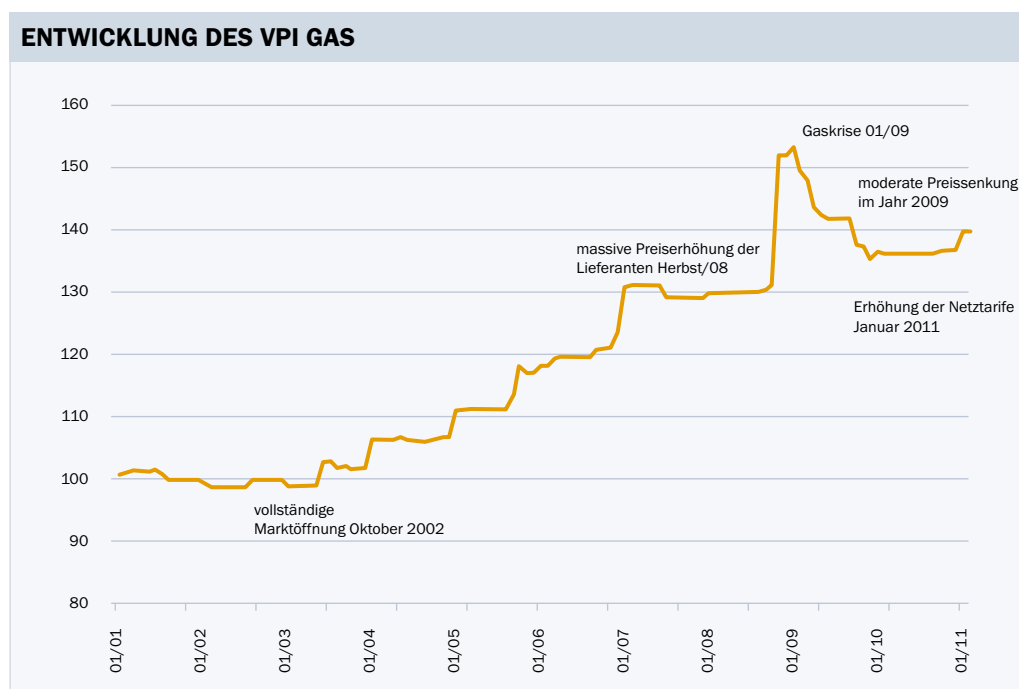


LIBERALISIERUNGSEFFEKTE IM ENDKUNDENMARKT – GAS

Preisentwicklung am Endkundenmarkt – Gas

Der Verbraucherpreisindex (VPI) Gas der Statistik Austria spiegelt die Entwicklung des Gaspreises in Österreich im Zeitverlauf wider. Nach der Liberalisierung des Gasmarktes im Oktober 2002 kam es kurzzeitig zu einem deutlichen Sinken des VPI. Bis Juni 2003 blieb der VPI unter 100 Indexpunkten, danach stieg er konstant an. Seinen bisherigen Höhepunkt erreichte der VPI im Zuge der Gaskrise im Januar 2009 mit 152,9 Punkten, danach kam es zu einer deutlichen Reduktion der Gaspreise. Seit Herbst 2010 steigt der VPI jedoch wieder an. Zu diesem Zeitpunkt führten zahlreiche Lieferanten mitunter sehr gravierende Preiserhöhungen durch. Auch nach dem Ende der Heizperiode erhöhten einige Lieferanten die Gaspreise, was zu einem weiteren Anstieg der VPI führen wird.

Eine Betrachtung der Netztarife für den Zeitraum 2002 bis 2007 zeigt, dass die Netztarife im Jahr 2007 sowohl für Klein- als auch Großkunden um teilweise über 20% niedriger lagen als vor der Liberalisierung. Diese Preissenkungen wurden jedoch weitgehend durch Energiepreissteigerungen kompensiert, so dass die österreichischen Endkunden kaum von dieser Entwicklung profitierten.



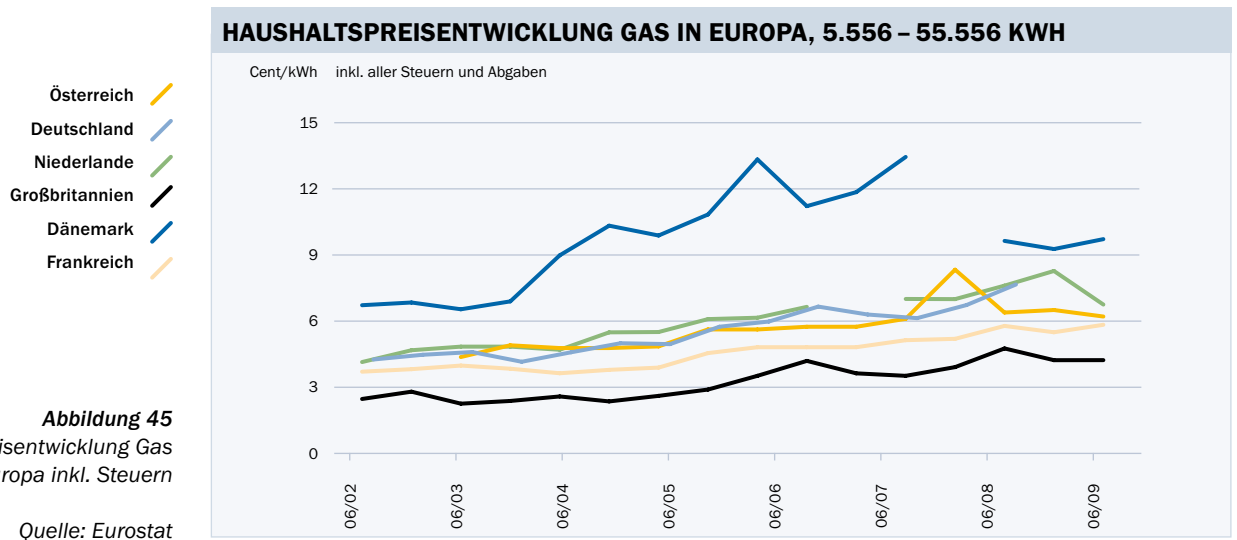
VPI Gas

Abbildung 44
Entwicklung des VPI Gas
(Oktober 2002 = 10)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Österreich liegt bei den Gaspreisen für Haushaltskunden im europäischen Mittelfeld. Der Energiepreis inkl. aller Steuern und Abgaben stieg innerhalb von 10 Jahren um ca. 58 % an, liegt jedoch im Jahr 2010 immer noch um 10% unter dem Preis der Niederlande und sogar um 40% unter dem Preis, der Haushaltskunden in Dänemark verrechnet wird. Hierbei darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die Energiesteuern in Dänemark deutlich höher als in den anderen EU-Ländern sind.

Der Preis ohne Steuern und Abgaben, also Energie- und Netzpreis, sind in Österreich von 2002 bis 2010 um 40% gestiegen. Im Jahr 2010 lag der Preis bei 4,43 Cent/kWh. Damit liegt er im europäischen Mittelfeld. Am billigsten war Gas im Jahr 2010 in Großbritannien, am teuersten in Dänemark mit durchschnittlich 5,3 Cent/kWh. Der in Österreich verrechnete Preis liegt um ca. 20% unter dem dänischen Endkunden verrechneten Preis.



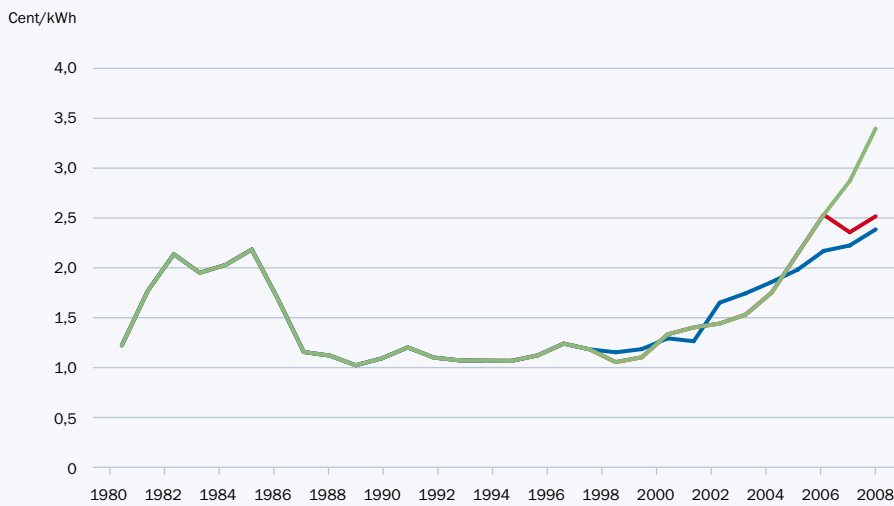
Die österreichischen Industriepreise lagen in den ersten Jahren nach der Liberalisierung im europäischen Mittelfeld, gehören inzwischen jedoch zu den Spitzenreitern unter allen Ländern. Ein Vergleich mit Deutschland zeigt, dass die Preise hierzulande ca. 10% höher sind.

Die Gaspreise haben ihre Dynamik im Zuge der Liberalisierung stark verändert. Auch hier wird jedoch der positive Effekt der Liberalisierung auf die Entwicklung der Endkundenpreise deutlich. Vergleicht man die tatsächliche Preisentwicklung mit der Preisentwicklung in einem Szenario „ohne Liberalisierung“, so ist ersichtlich, dass der Industriepreis um 42% höher wäre. Der Preis für Haushaltskunden wäre um ca. 15% höher als in einem liberalisierten Markt.



Liberalisierungseffekte

INDUSTRIEGASPREIS, BRUTTO

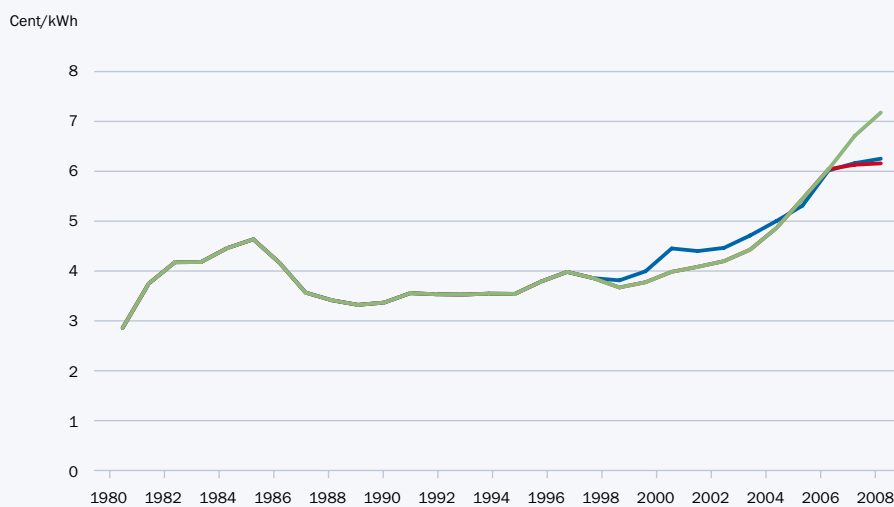


/ Daten
/ Baseline
/ ohne Liberalisierung

Abbildung 46
Industriegaspreis, brutto:
Preiseffekt der Liberalisierung

Quelle: Übernommen aus
Kratena (2011)

HAUSHALTSGASPREIS, BRUTTO



/ Daten
/ Baseline
/ ohne Liberalisierung

Abbildung 47
Haushaltsgaspreis, brutto:
Preiseffekt der Liberalisierung

Quelle: Übernommen aus
Kratena (2011)

WECHSELVERHALTEN IM ENDKUNDENMARKT

Insgesamt haben bis Dezember 2010 404.000 Haushaltskunden ihren Stromlieferanten gewechselt, was einem Anteil von 10 % aller Kunden im Strommarkt entspricht. Haushaltskunden können durch einen Wechsel beträchtliche Einsparungen erzielen. Das Einsparungspotenzial in Ostösterreich beträgt mehr als 80 EUR (August 2011). Trotz dieser zum Teil beträchtlichen Ersparnis bei einem Lieferantenwechsel haben im Jahr 2010 lediglich 1,7 % der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt. Die große Energiepreisdifferenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der lokalen Anbieter sowie die geringen Wechselraten lassen vermuten, dass nach wie vor Wechselbarrieren existieren.

Im Jahr 2008 ist die Wechselrate von 1,5 % auf 1,3 % gesunken, im Jahr 2009 sank sie auf 1,2 %, bevor sie im Jahr 2010 wieder auf 1,7 % anstieg. Das heißt, dass bei den Haushalten im Jahr 2010 knapp 20.000 Wechsel mehr vollzogen wurden als im Jahr davor.

Überdurchschnittliche Wechselquoten sind in den Netzgebieten Oberösterreich, Niederösterreich und Steiermark zu verzeichnen.

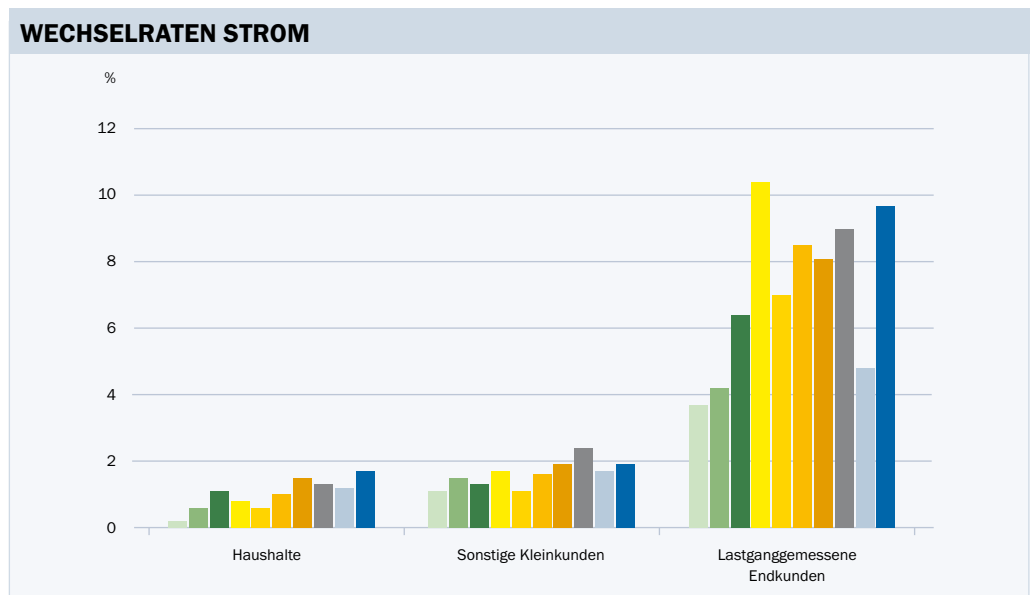


Abbildung 48
Wechselraten Strom

Quelle: E-Control

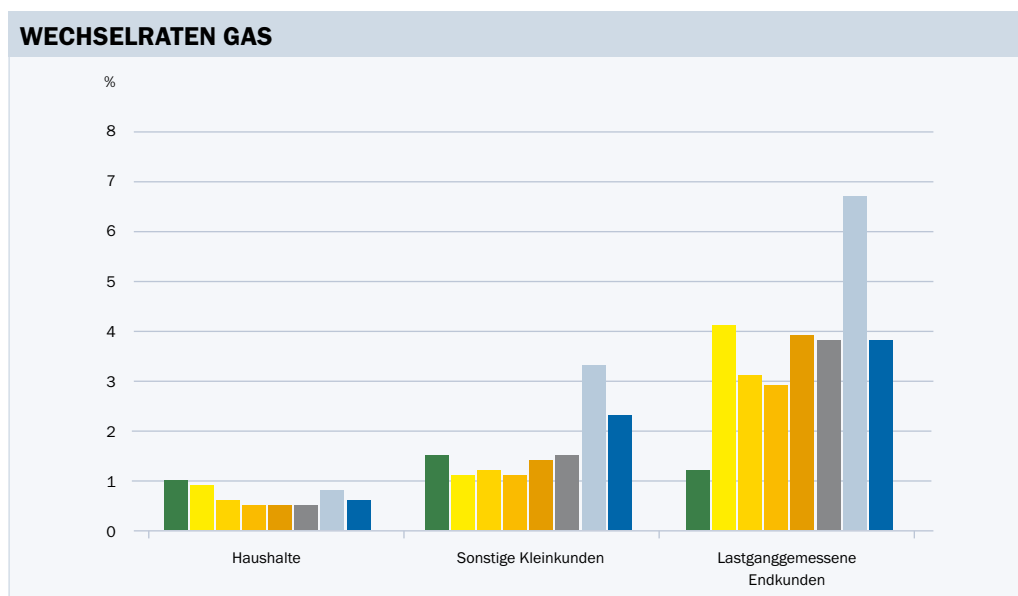


Abbildung 49
Wechselraten Gas

Quelle: E-Control

Wechselraten im EU-Vergleich

Vergleichbare, historisch zurückreichende Daten nationaler Wechselraten im EU-weiten Raum sind nur lückenhaft vorhanden. Dies hat mit den unterschiedlichen nationalen Erhebungsformen und -möglichkeiten und Öffnungsfortschritten in den EU-Ländern zu tun. Es lassen sich dennoch deutliche Unterschiede in den nationalen Endkundenmärkten erkennen, wobei die jüngsten vergleichbaren Zahlen aus dem Jahr 2009 stammen und Zeitreihen erst ab 2004 zur Verfügung stehen.

Massenkunden, wie Haushalte und Kleingewerbe, sind in Österreich mit Wechselraten zwischen 1 und 2% seit Liberalisierungsbeginn nie richtig in Schwung gekommen. In den nordischen Ländern ließ sich hingegen ein sukzessiver Anstieg auf derzeit rund 10% beobachten. Großbritannien hat im gleichen Kundensegment seit Jahren Wechselraten zwischen 17 und knapp 20%. In Deutschland und Belgien zeigen sich die Haushalte mit Wechselraten um die 5% inzwischen auch deutlich wechselfreudiger als in Österreich.

Im Gasmarkt herrscht ein ähnliches Bild, wobei die inaktiveren Märkte wie Österreich oft niedrigere Wechselraten knapp an der Nullgrenze haben. Großbritannien hingegen weist auch hier einen weit entwickelten Markt mit langjährigen Wechselraten zwischen 16 und knapp 20% auf. Die Niederlande und Norwegen haben 10% Wechsler und zuletzt sind auch im deutschen Gasmarkt die Kleinkunden zunehmend aktiv mit Wechselraten knapp unter 4%.

Wechseldaten für Großkunden sind weitaus lückenhafter als für Massenkunden. Es gibt nur wenige Länder, die vergleichbare Zeitreihen aufweisen. Die Aussagekraft der Wechselrate über die Wettbewerbssituation ist zudem deutlich geringer als jene für Massenkunden, da wechselwillige Kunden im Zuge von dort gängigen, individuellen Nachverhandlungen oft letztlich beim Lieferanten, jedoch mit besseren Konditionen, verbleiben.

Der Trend, dass Kunden mit höherer Abnahmemenge wesentlich wechselfreudiger sind, lässt sich in den Zahlen dennoch erkennen. Betrachtet man beispielsweise alle Nicht-Haushalte im Gasmarkt für das Jahr 2009, so zeigt sich, dass gemessen nach Zählpunkten (als Näherungswert für Kundenanzahl) die Wechselraten zwischen 2 % und gut 25 % (Österreich 3,7 %) liegen. Misst man hingegen das gewechselte Volumen an Gas, so liegen die Raten zwischen 4 % und gut 45 % (Österreich 6,6 %). Ähnlich hoch und ähnlich große Unterschiede zwischen gewechselten Kunden (Zählpunkten) und gewechselten Abgabemengen (Volumen) zeigen sich auch bei Nicht-Haushaltskunden des Strommarktes. Für große Industriekunden ist das Niveau noch etwas höher, die Wechselraten bewegten sich im Jahr 2009 für Strom und Gas zwischen 10 und 30 % der Kunden (Zählpunkte). Leider stehen vom Markt mit den aktivsten Kunden – nämlich Großbritannien – keine Zahlen zur Verfügung.

Untersuchungen zu Wechselverhalten der Kleinkunden

Die Einflussgrößen des Wechselverhaltens wurden von der E-Control in den letzten Jahren mit externer Unterstützung genauer analysiert, um zielgruppengerechte Kommunikationsmaßnahmen sowie Maßnahmen, um mehr Interessierte zu einem Wechsel zu bewegen, ableiten zu können.

Die erste, von Karmasin Motivforschung durchgeführte Untersuchung beschäftigte sich mit den Einstellungen, Motiven sowie Bedenken der Konsumenten bezüglich eines Wechsels zu einem neuen Stromlieferanten. Das Hauptaugenmerk der Studie lag auf der Analyse des Haushalts- und Kleingewerbekundensegments.

Dabei konnten drei Hauptbarrieren gegen einen Wechsel identifiziert werden:

1. empfundenenes geringes Einsparpotenzial im Zuge eines Wechsels
2. Wechsel des Stromlieferanten erfordert viel eigenes Engagement
3. aufwendige, komplexe und unsichere Informations- und Wechselbedingungen stehen in keiner Relation zum Nutzen

Dabei handelt es sich um Wechselbarrieren, die ausschließlich auf der Wahrnehmung der Konsumenten beruhen, mit daraus resultierenden Wechselkosten (psychologische Wechselkosten).



Die Wichtigkeit des Themas Versorgungssicherheit für den Kunden und die Zuordnung dieses Themas zum Lieferanten kompensiert die geringe Kundenzufriedenheit mit den ehemaligen lokalen Anbietern. Im Vordergrund bei der Einsparung von Stromkosten steht die Reduktion des Stromverbrauchs und nicht der Wechsel des Lieferanten. Die Befragten empfanden eine Verbrauchsreduktion als bessere Einsparmöglichkeit als einen Wechsel.

Aufbauend auf die Ergebnisse der Untersuchung von Karmasin Motivforschung wurde eine Befragung im Zeitraum November 2007 bis Januar 2008 von OGM (Österreichische Gesellschaft für Marketing GmbH) durchgeführt. Es wurden sowohl Wechsler als auch Wechselinteressierte aus dem Haushalts- und Kleingewerbekundenbereich aus sieben österreichischen Bundesländern befragt.

Bei dieser Untersuchung hat sich herausgestellt, dass Wechsler tendenziell eher männlich und zwischen 30 und 49 Jahren alt sind, über höhere Einkommen verfügen (Haushalts-Netto-Einkommen > 2.100 EUR/Monat), über ein ähnlich hohes Bildungsniveau wie die Gruppe der Wechselinteressierten verfügen, allerdings seltener Singles sind und häufiger Kinder unter 14 Jahren haben, sowie mit 148,5 m² über deutlich mehr Wohnfläche verfügen. Interessant ist zudem die Feststellung, dass 45 % der Wechsler in kleineren Gemeinden mit weniger als 5.000 Einwohnern wohnen.

Bei den Unternehmen finden sich die Wechsler eher in den Branchen Gewerbe und persönliche Dienstleistungen, weniger im Einzelhandel. Unternehmen, die bereits ihren Stromlieferanten gewechselt haben, verfügen über eine größere Mitarbeiteranzahl und Betriebsfläche als die wechselinteressierten Unternehmen.

Wie sich bereits in der ersten Studie der E-Control aus dem Jahre 2006 herauskristallisiert hat, ist die Höhe der Stromrechnung häufig noch bekannt, nicht hingegen der Stromverbrauch. Erwartungsgemäß hat sich die Gruppe der Wechsler mehr mit dieser Thematik auseinandergesetzt als die Gruppe der Wechselinteressierten. Weiters ist anzumerken, dass bei 61 % der Wechsler die Erwartungen hinsichtlich des Einsparpotenzials erfüllt bzw. übertroffen wurden.

Als Hauptgrund für einen Wechsel dienen nach wie vor alle mit dem Thema Geld verbundenen Aspekte, d.h. die angestiegene Stromrechnung als solches, auch Medienberichte über das Einsparpotenzial und Preiserhöhungen der Unternehmen.

Allgemein lässt sich festhalten, dass die Wechsler mit ihrem alten Lieferanten unzufriedener sind als die Gruppe der Wechselinteressierten. Die Wechselbereitschaft wird sowohl bei den Privathaushalten als auch den Unternehmen durch die Bekanntschaft mit anderen Wechslern (und Kommunikation über den Wechsel) sowie auch Informationen der E-Control erhöht.



Zusätzlich hat die E-Control im Februar 2008 eine Befragung zur Wahrnehmung des Themas Energie in Österreich durch Karmasin Motivforschung durchführen lassen. Dabei hat sich herausgestellt, dass das Thema für die österreichische Bevölkerung nur von mäßig hohem Interesse ist. Als besonders wichtig werden Aspekte der Versorgungssicherheit und des Energiesparens angesehen. Allerdings hält nur ein Drittel der Bevölkerung die derzeitigen Strom- und Gaspreise für angemessen. Dies veranlasst den Großteil dazu, sich mit Energiesparmaßnahmen näher auseinanderzusetzen, weniger hingegen mit der Möglichkeit eines Wechsels. In der Befragung hat sich eindeutig herausgestellt, dass aus Sicht der Bevölkerung von den hohen Energiepreisen hauptsächlich die Energieversorgungsunternehmen und der Staat profitieren.

Diese aufgeführten Analysen des österreichischen Energiemarktes konstatieren deutliche Wechselkosten, die Endkunden an einem Lieferantenwechsel hindern. Es ist jedoch wesentlich, dass es sich bei diesen Wechselkosten um keine Kosten im herkömmlichen monetären Sinn, sondern vielmehr um individuell wahrgenommene Aufwendungen, die aus der Unsicherheit und Unwissenheit der Konsumenten herrühren, handelt.

Untersuchung zur Messung der Stärke der Einflussgrößen

Das tatsächliche Wechselverhalten der Stromkunden ist jedoch sehr komplex und aufgrund der zahlreichen Einflussgrößen bisher sowohl in der Literatur als auch in Untersuchungen vernachlässigt worden. Im Jahr 2010 wurde erstmals eine Untersuchung zur Messung der Stärke der Einflussgrößen abgeschlossen.¹⁰¹ Die Analyse bestätigte die bereits zuvor angestellte Vermutung, dass Information und Kommunikation den Schlüssel zu einer Reduktion der Wechselkosten darstellen. Aus diesem Grund erscheint eine Verstärkung der bestehenden Kommunikationspolitik essentiell, vor allem über unabhängige, den Konsumenten als objektiv und unterstützend bekannte Stellen. Der Einfluss von Vertrautem auf das Wechselverhalten wurde bisher weitgehend vernachlässigt, stellt aber für den Strommarkt eine hoch signifikante Einflussgröße dar.

Information bedeutet in diesem Zusammenhang jedoch nicht nur Information über den Lieferantenwechsel, sondern allgemein über den Strommarkt und individuelle Parameter, allen voran den eigenen Jahresverbrauch. In diesem Zusammenhang wird die Relevanz einer einfachen und transparenten Rechnungslegung deutlich, da diese den ersten Kontakt zwischen Marktakteuren und Endkunden darstellt. Zudem scheint es sinnvoll, dem Kunden auf der Rechnung einen Vergleich mit den Vorjahreswerten anzubieten und diesen graphisch aufzubereiten, da sich die Mehrheit der Konsumenten nur bei Erhalt der Jahresrechnung mit dem Thema Energie beschäftigt.



Das Einsparpotenzial hat sehr häufig einen Einfluss auf die Entscheidung für oder gegen einen Wechsel, sollte jedoch in seiner Bedeutung nicht überschätzt werden. Ein Konsument, der lediglich seine potenzielle Ersparnis kennt, dessen Einstellung aber von Unsicherheit geprägt ist, wird nur in den wenigsten Fällen und nur bei einer extrem hohen Ersparnis den Stromanbieter wechseln. Zusätzlich wird diese Problematik durch die bestehende Diskussion über energiepolitische Themen, wie den potenziellen europaweiten Verzicht auf Kernenergie, angeheizt und es erfolgt eine Verschiebung des Wunsches nach einem Einsparpotenzial in Richtung erneuerbare Energien. Trotzdem sind natürlich die Kommunikation des Einsparpotenzials und die Aufklärung über potenzielle Alternativen im Markt von hoher Relevanz.

Im Strom- und Gasmarkt wie auch diversen anderen Märkten setzen viele Unternehmen auf Maßnahmen zum Aufbau von Kundenloyalität. In einem Markt wie dem österreichischen Strommarkt, in dem die Preispolitik der Unternehmen hauptsächlich durch Rabatte gekennzeichnet wird, trägt dies mitunter zu einer Gefährdung der Preistransparenz bei. Durch eine klare und transparente Kommunikationspolitik und Rechnungslegung kann bei diesem Problem jedoch Abhilfe geschaffen werden.

Aufgrund der extrem niedrigen Wechselrate im Gasmarkt ist es schwer, die angestellte Analyse des Strommarktes analog auf den Gasmarkt zu übertragen. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die dargelegten Ergebnisse auch für den österreichischen Gasmarkt zutreffend sind, da Marktaufbau und Kundenverhalten nur geringe Unterschiede aufweisen.

Die Services der E-Control

DIE E-CONTROL IM WORLD WIDE WEB

Von Beginn an setzte die E-Control sehr stark auf das Internet als Kommunikationsmedium. Und dies schon frühzeitig im Sinne einer wirklichen Kommunikation und nicht nur zur statischen Präsentation von Fakten und Informationen, lange bevor sich unter dem Schlagwort Web 2.0 eben dieses Konzept einer modernen Onlinestrategie allgemein durchsetzte.

Vom Tarifikalkulator bis zum Energiespar-Check

Schon wenige Monate nach Gründung der E-Control ging bereits der Tarifikalkulator in Betrieb, der es den Strom- und Gaskunden erstmals erlaubte, online Preise, Rabatte und Produkte der verschiedenen Anbieter auf neutraler Basis zu vergleichen. Ein derartiger Preisvergleichsrechner, der heute in anderen Branchen und auch europaweit zum Standard gehört, war 2001 noch etwas völlig Neues und daher auch in der Entwicklung wirkliche Pionierarbeit. Dass der Tarifikalkulator seiner Zeit um einiges voraus war, lässt sich schon daran ersehen, dass erst im Jahr 2010 eine umfassende Neugestaltung nötig und ein kompletter Relaunch durchgeführt wurde.

Im Laufe der Jahre folgten weitere „Tools“, die vor allem die Verbraucher im Umgang mit Energie unterstützen sollten. So gibt es zum Beispiel mit dem Quick-Check und dem Profi-Check Instrumente zum Erfassen des Stromverbrauchs im Haushalt oder mit dem Gasumrechnungs-Check eine Möglichkeit, um die Berechnung des Gasverbrauchs, der auf den Unternehmensrechnungen in kWh dargestellt ist, nachvollziehen zu können.



Nutzergewohnheiten und technische Neuerungen

Zehn Jahre sind in der Welt der Computer und des Internet beinahe eine kleine Ewigkeit. In dieser Zeitspanne ist nicht nur die Zahl der Anwender rapide gestiegen, sondern hat sich auch das Nutzerverhalten mehrfach geändert, ebenso wie optische „Modeerscheinungen“ im Web und natürlich die Technik.

Die E-Control hat dabei immer versucht, technisch auf dem neuesten Stand zu bleiben und die Usability auf die Gewohnheiten der Verbraucher abzustimmen, dabei aber gleichzeitig bei Layout und Funktionsweisen die Wiedererkennbarkeit zu bewahren und die Nutzer nicht mit permanenten Neuerungen zu verwirren. So gab es erst 2009 erstmals eine komplette Runderneuerung des gesamten Internetauftritts, der mit einem ebenfalls vollständig neuen Gesamtkonzept einherging. Auch hier war es wieder die Bestrebung, das Konzept so aufzusetzen, dass es mit modularen, fließenden Veränderungen und Adaptionen erneut für weitere zehn Jahre beibehalten werden kann.

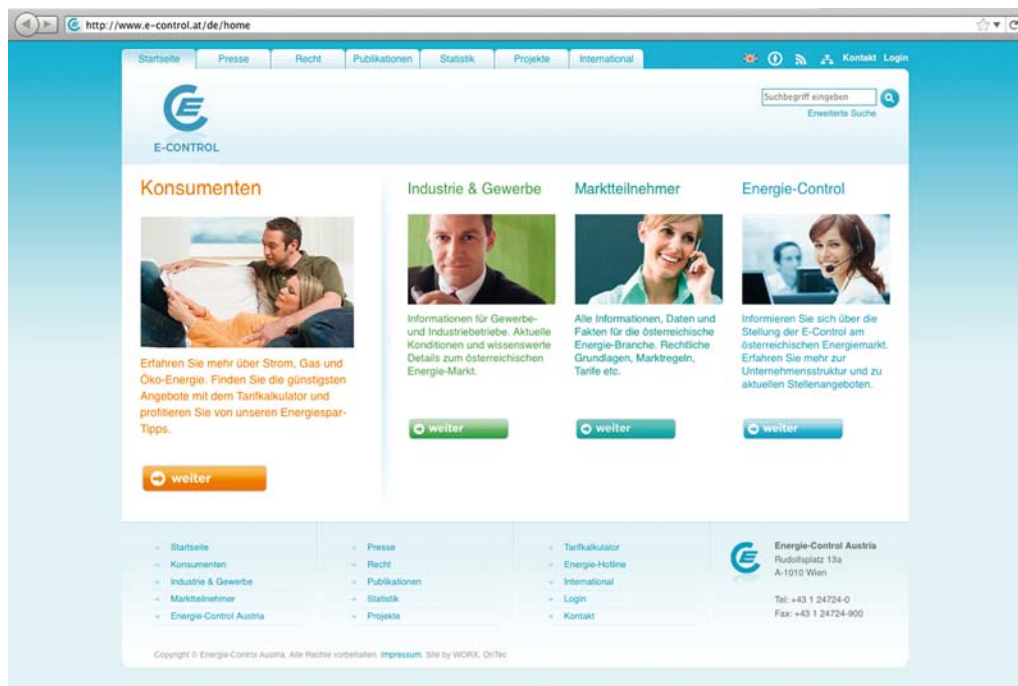


Abbildung 50
Homepage der E-Control nach dem Relaunch im Sommer 2009

Quelle: E-Control



Direkter Kontakt zum Endverbraucher

Die E-Control hat 2010 Präsenzen auf den wichtigsten sozialen Plattformen, Facebook und Xing sowie im Nachrichtendienst Twitter, eingerichtet und begonnen, sich dort als vertrauenswürdiger Netzwerkpartner für alle an Energiethemen Interessierten und aktiven User zu etablieren. Bereits jetzt sind rund ein Viertel aller Österreicher und Österreicherinnen bei diesen Plattformen registriert und nutzen sie regelmäßig im täglichen Leben. In jüngeren Zielgruppen geht die Rate schon über die 50% hinaus. Mit dem fortschreitenden Medienwandel, weg von den Massenmedien, hin zu einer Masse an Medien, bei dem die klassische One-to-Many-Kommunikation zusehends durch eine One-to-One-Kommunikation abgelöst wird, stellen diese enorm wachsenden Online-Communities einen wichtigen Kanal dar, um zukünftig Verbraucher erreichen und mit wichtigen Informationen versorgen zu können.

Entwicklung der Besucherzahlen

Seit dem Start haben sich die Besucherzahlen auf der Internetplattform der E-Control mehr als versechsfacht. Während im ersten Jahr des Portals monatlich im Durchschnitt rund 8.000 Besucher auf www.e-control.at surfte, waren es im Jahr 2010 mehr als 50.000, die jeden Monat Informationen auf der Website abfragten. Bis Ende 2011 wird die jährliche Besucherzahl erstmals die Millionengrenze überschritten haben.

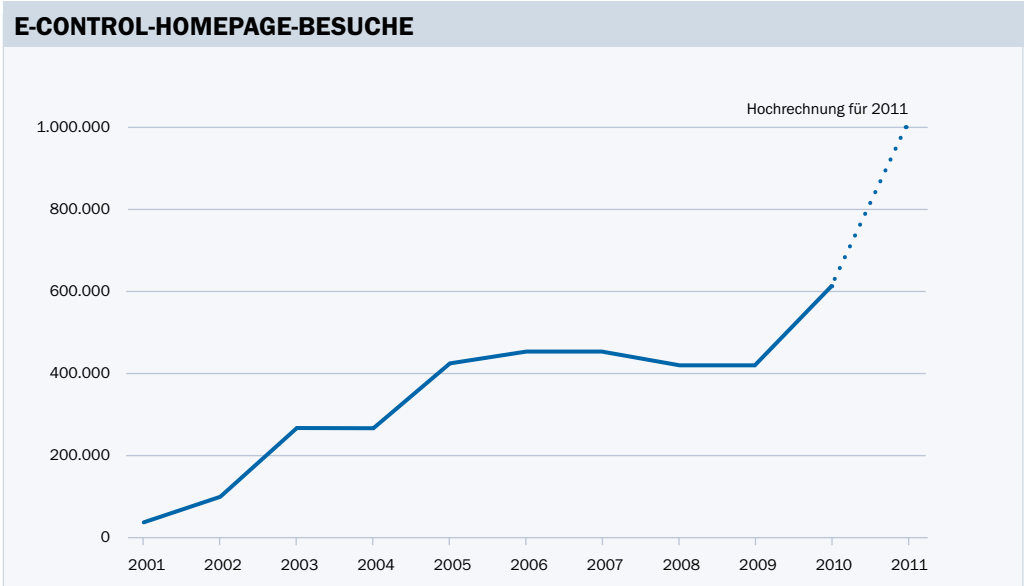


Abbildung 51
Entwicklung der Besucherzahlen
auf der E-Control-Homepage

Quelle: E-Control



DIE STREITSCHLICHTUNGSSTELLE DER E-CONTROL

Seit dem Bestehen der Schlichtungsstelle wird diese von vielen Strom- und Gaskonsumenten als erste Anlaufstelle für die Lösung von Problemen mit Strom- und Gasunternehmen genutzt. Neben der Durchführung von Streitschlichtungsverfahren gemäß § 26 Energie-Control-Gesetz (insbesondere Streitigkeiten aus Strom- und Gasabrechnungen, Abschaltungen und Fragen im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel) hat sich die Schlichtungsstelle immer mehr als Anlaufstelle für Energiekonsumenten, die sich im Kontakt mit ihrem Energielieferanten oder Netzbetreiber nicht ausreichend über ihre Rechte und Pflichten informiert fühlen oder einfach allgemeine Fragen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt haben, etabliert. Ausgangspunkt des ständig steigenden Informationsbedarfs ist einerseits die Tatsache, dass das Thema Energie in der öffentlichen Berichterstattung einen immer größeren Raum einnimmt. Andererseits führt die anhaltend wirtschaftlich schwierige Situation vor allem für sozial schwächere Bevölkerungsschichten dazu, dass sich immer mehr Kunden erstmals eingehend mit ihrer Energierechnung beschäftigen, da sie mit der Bezahlung der Rechnungen zunehmend in Schwierigkeiten geraten. Die Schlichtungsstelle fungiert sehr oft als „Anwalt“ des Kunden, welcher ihm hilft, sein Recht auf transparente und verständliche Information einzufordern.

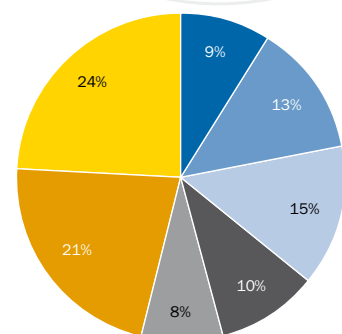
Seit Bestehen der Schlichtungsstelle wurden insgesamt 1.156 formelle Streitschlichtungsverfahren geführt. Jährlich werden zwischen 2.000 bis 2.700 Anfragen beantwortet.

DIE E-CONTROL-HOTLINE

Die E-Control ist als unabhängige Serviceeinrichtung seit Jahren bei vielen Kunden bekannt. Konsumenten, die Fragen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt, zu den Services der E-Control oder zu Strom- oder Gasrechnungen haben, können sich seit August 2001, als die Hotline noch in Kooperation mit dem Verein für Konsumenteninformation entstand, unter der Nummer 0810 10 25 54 zum Tarif von 0,044 EUR/Minute an die Energie-Hotline der E-Control wenden.

Während sich 2001 noch rund 100 Anrufer im Monat an die Energie-Hotline wandten, stieg die Zahl der Anrufe mittlerweile monatlich auf das rund Sechs- bis Siebenfache an. Im Oktober und im November 2008 kletterte die Zahl der monatlichen Anrufer durch die beinahe zeitgleichen Preiserhöhungen nahezu aller Gasversorger und einiger Stromlieferanten rasant auf bis zu 2.800 bzw. 2.000. Damit erreichte die Energie-Hotline der E-Control die höchsten Anruferzahlen seit ihrem Bestehen.

Insgesamt haben bis heute rund 52.000 Endkunden Fragen an die zur Verfügung gestellte Hotline gerichtet. Im Folgenden findet sich ein Überblick über die monatlichen Anruferzahlen von 2002 bis 2011.



- Abschaltung u. Inkasso(zähler)
- Energiepreis
- Lieferantenwechsel u. Neuanmeldung/Abmeldung
- Netzanschluss u. Netzbereitstellung
- Netztarifverrechnung
- Sonstige Fragen
- Verbrauchshöhe u. Zählerstandsermittlung

Abbildung 52
Anfragen bei der Schlichtungsstelle nach Themen

Quelle: E-Control

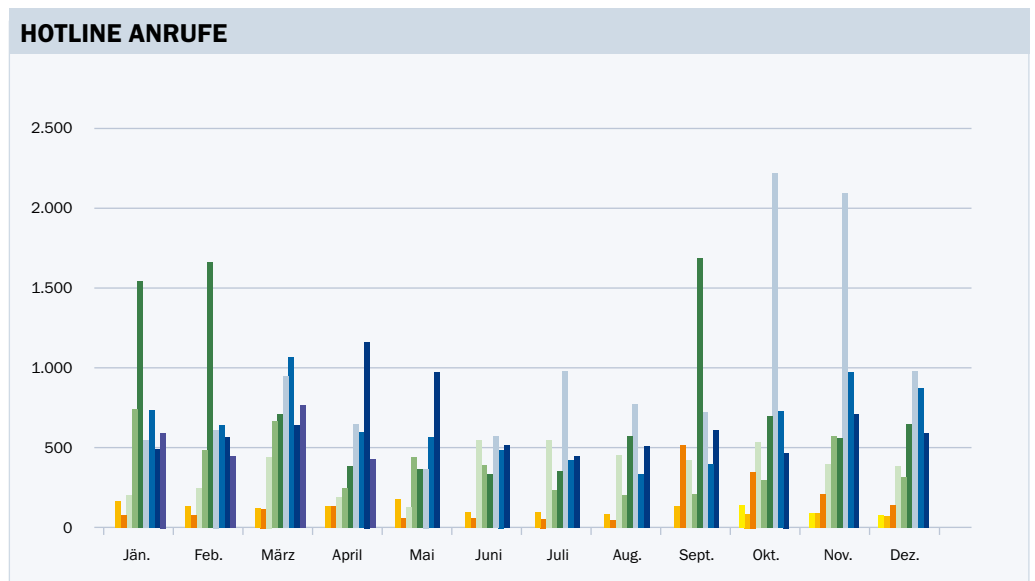


Abbildung 53
Anruferzahlen bei der
E-Control-Hotline

Quelle: E-Control

Zentrale Themen der Anfragen, die an die Hotline-Mitarbeiter der E-Control gerichtet werden, sind neben Tarifkalkulationen vor allem Fragen zu Energierechnungen, Preiserhöhungen, alternativen Lieferanten sowie zum Lieferantenwechsel. Seit Beginn der Zählung im Jänner 2009 bis heute wurden zusätzlich rund 2.000 schriftliche Anfragen bearbeitet; ein Großteil davon betraf die Überprüfung von Rechnungen. Endkunden wenden sich hier vor allem an die E-Control, wenn sie Schwierigkeiten haben, zu eruieren, wie viel Energie sie tatsächlich verbraucht haben und welcher Betrag dafür verrechnet wurde. So kommt es zu durchschnittlich 70 schriftlichen Anfragen im Monat, die von E-Control-MitarbeiterInnen beantwortet werden.



Konsumentenschutz und Transparenz

Preisauszeichnung und Preisänderungen

Nach der Umsetzung der Liberalisierung in Österreich kam es zu einer völligen Neugestaltung der Vertragsverhältnisse von Kunden und Energieunternehmen: Statt eines einzigen Vertrages musste jeder Kunde nun einen Vertrag mit dem Netzbetreiber und einen Vertrag mit dem Energielieferanten abschließen. Damit einher ging die Aufspaltung des Gesamtpreises in die an den Netzbetreiber zu zahlenden Netztarife und den Preis für die Energie an den jeweiligen Lieferanten.

Viele Unternehmen behielten ihre Preisauszeichnung jedoch insofern bei, als ein Gesamtpreis, der Energie und Netz umfasst, ausgewiesen wurde. Eine besondere Ausprägung erhielt diese Thematik bei manchen Unternehmen durch die „Beibehaltung“ dieses Gesamtpreises bei gleichzeitig stattfindender Senkung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde. Was den Kunden oftmals als Erfolg verkauft wurde („trotz gestiegener Einstandspreise können wir den Preis stabil halten“), war in Wahrheit oft eine versteckte Energiepreiserhöhung. Diese Praxis war auch unter dem Schlagwort „kommunizierendes Gefäß“ bekannt.

Ein weiteres Problem im Zusammenhang mit Preisänderungen stellte die oft mangelhafte Kundeninformation dar: Bekanntmachungen in Gemeindeblättern oder unzureichende Informationsschreiben gehörten zum Alltag. In manchen Fällen ging die Arbeiterkammer erfolgreich gegen rechtswidrige Preisänderungsklauseln in Energielieferverträgen vor.

Diese Praxis hatte einerseits zur Folge, dass im Rahmen des Wettbewerbsbelebungspaketes nach langen Diskussionen mit der Branche zugestanden wurde, dass diese Vorgehensweise bei Preiserhöhungen nicht mehr zur Anwendung kommt. Gleichzeitig setzte der Gesetzgeber aber einen bemerkenswerten Schritt: Eine spezielle Preisänderungsbestimmung fand Eingang in EIWOG und GWG und stellte damit ein für alle Mal sicher, dass Preisänderungen rechtzeitig im Vorhinein Kunden in schriftlicher Weise bekannt zu geben sind und auch die Möglichkeit besteht, den Vertrag zu beenden und zu einem anderen Anbieter zu wechseln.

Um für die Kunden nachvollziehbar zu machen, welcher Teil der Stromrechnung dem Wettbewerb unterliegt und wie sich dieser Preis zusammensetzt, muss seit 2006 auch der Cent/kWh-Preis für elektrische Energie und Erdgas auf jeder Rechnung ausgewiesen werden. Seit 2006 besteht auch eine Anzeigepflicht für Lieferbedingungen der Strom- und Gaslieferanten. Dies führte zu einer deutlichen Verbesserung der rechtlichen Situation von Endkunden. Durch die Vorgabe von Mindestinhalten durch das 2. Liberalisierungspaket für den Energiemarkt kam es überdies zu einer gewissen Standardisierung der Lieferbedingungen, wenn auch die Gesetze in vielen Bereichen weiterhin erheblichen Gestaltungsspielraum

ermöglichen. Einen weiteren Schritt in Richtung Vereinheitlichung setzte der Gesetzgeber nunmehr mit der Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets: Kurze Kündigungsfristen stellen nun beispielsweise einen raschen Wechsel des Lieferanten sicher.

Energierrechnungen

Rechnungen für Strom und Gas sind immer wieder im Kreuzfeuer der Kritik. Nicht zu unrecht, wie die E-Control feststellen musste. So wurden immer wieder Rechnungen abgefragt und auf ihre Rechtskonformität hin geprüft. Die bestehenden Mängel wurden gerügt und von Seiten der Unternehmen stieß man großteils auf Bereitschaft, diese Mängel zu beheben.

Neben der Frage, ob eine Rechnung den rechtlichen Anforderungen genügt, ist jedoch immer wieder kritisiert worden, dass es erhebliche Defizite bei der verständlichen und transparenten Gestaltung der Strom- und Gasrechnungen gibt. Die E-Control hat in Kundenbefragungen bestätigt bekommen, was die internen Experten feststellten: In vielen Fällen war die Aufbereitung der Daten, die Gliederung und Vollständigkeit zu bemängeln.

Die E-Control hat daher in einem gemeinsamen Projekt mit einer Agentur eine Musterrechnung erarbeitet sowie ein Toolbook veröffentlicht, das als Leitfaden für die Umsetzung dient. In einer vergleichenden Untersuchung wurde von den befragten Kunden die E-Control-Musterrechnung als übersichtlichste und verständlichste Rechnung eruiert.

Mittlerweile – auch durch verstärkten medialen Druck – ist eine Entwicklung bei vielen Unternehmen zu verzeichnen, die Anlass zu Hoffnung gibt, dass eines Tages ein Großteil der Kunden aus ihren Strom- und Gasrechnungen tatsächlich schlau werden kann.

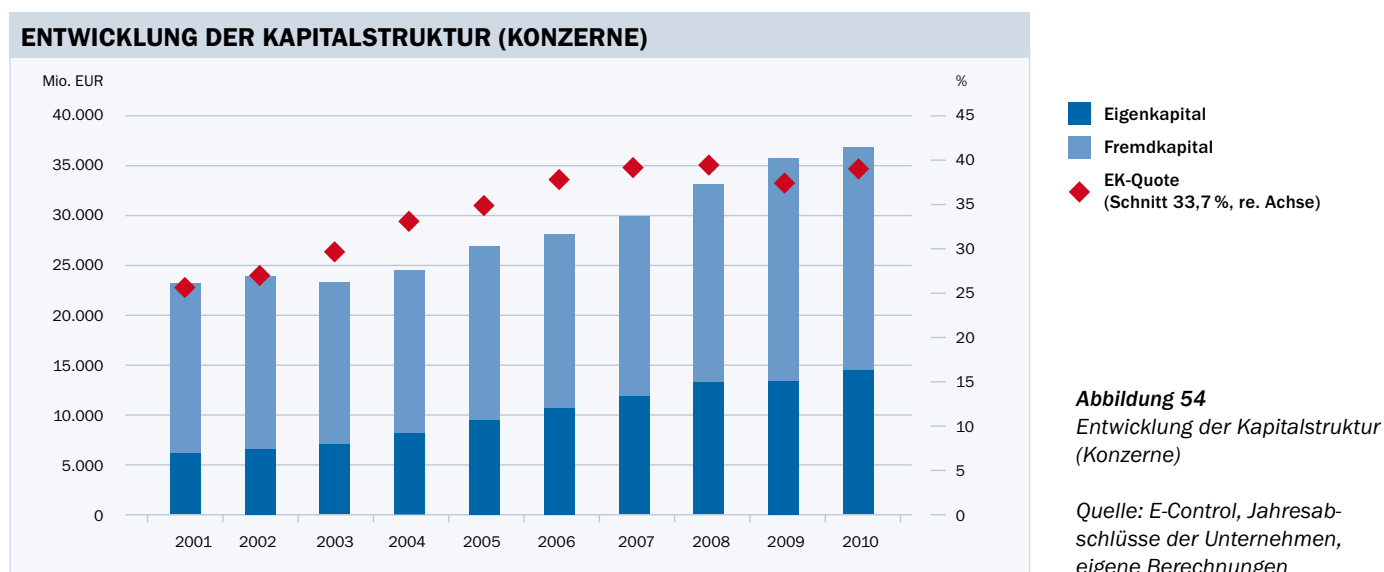


Effekte auf die Unternehmen

KONZERNENTWICKLUNG

Entwicklung der Kapitalstruktur

Bei der Entwicklung des den Unternehmen zu Verfügung stehenden Kapitals kann eine stark steigende Tendenz in den vergangenen zehn Jahren festgestellt werden. Seit dem Jahr 2001 hat sich die aggregierte Bilanzsumme der Landesenergieversorger inklusive der Verbund AG um 60 % bzw. um 13,7 Mrd. EUR erhöht, mit einer durchschnittlichen Eigenkapitalquote von rund 34 % über den gesamten Betrachtungszeitraum. Bei rund 40 % konnten die Unternehmen ihre aggregierte Eigenkapitalquote die letzten drei Jahre stabilisieren, wodurch die Konzerne eine solide und nachhaltige Kapitalstruktur aufgebaut haben. Da Energieversorgungsunternehmen auf dem heimischen Markt nur noch eingeschränkt im Energieversorgungsbereich wachsen können, war und ist diese Entwicklung von einem intensivierten Beteiligungsmanagement sowie einer Erweiterung der Geschäftsfelder im Bereich Umwelt und Wasserversorgung sowohl im Inland als auch vor allem im Ausland geprägt. Vertraut man den Lageberichten der Unternehmen, so werden die soeben dargestellten Bemühungen der Unternehmen auch in Zukunft weiter verfolgt und intensiviert werden, um ein von den Aktionären und anderen Stakeholdern erwartetes Wachstum auch in Zukunft erfüllen zu können und gegenüber anderen europäischen Energieversorgern konkurrenzfähig zu bleiben.



Entwicklung der Ertragslage

In den vergangenen 10 Jahren hat sich die Ertragslage (Umsatz, EBIT, EBIT-Marge, Jahresüberschuss) der Landesenergieversorgungsunternehmen inklusive der Verbund AG deutlich positiv entwickelt (*Abbildung 55*). Zwischen 2001 und 2009 konnten die Unternehmen ihren aggregierten Umsatz um 130% bzw. um rund 9 Mrd. EUR erhöhen. Zurückzuführen ist dies, wie bereits erwähnt, unter anderem auf eine für die Unternehmen vorteilhafte Entwicklung der Energiepreise, Erschließung neuer Geschäftszweige (allen voran im Umwelt- und Wassersektor) sowie die Expansion von Geschäftsbereichen (Energie, Umwelt) ins Ausland. Die positive Entwicklung zeigte sich in den vergangenen Jahren ebenso eindrucksvoll anhand der Entwicklung der Umsätze, die teilweise gesteigert oder zumindest konstant gehalten werden konnten.

Ähnlich erfolgreich zeigt sich das Bild auch beim erwirtschafteten Betriebserfolg (EBIT) der Unternehmen, der sich in den Jahren 2001 bis 2010 um 126% bzw. um rund 1,2 Mrd. EUR erhöhte. Ein differenziertes Bild zeigt die Entwicklung der EBIT-Marge (Verhältnis Umsatz zu EBIT) über den Betrachtungszeitraum. Seit 2001 konnte eine nahezu konstante und ab 2004 eine ansteigende EBIT-Marge umgesetzt werden. Ab dem Jahr 2007 war wie in nahezu allen Branchen in Österreich auch in der Energiewirtschaft ein Rückgang der EBIT-Margen festzustellen. Trotz steigender Umsätze sind neben den Material- und auch Personalkosten die sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Abschreibungen stärker gestiegen, wodurch den Unternehmen in den Jahren 2009 und 2010 merklich weniger vom erwirtschafteten Umsatz übrig blieb. Zwar ist dadurch die Entwicklung des Betriebserfolges nicht ähnlich positiv wie die Umsatzentwicklung, dennoch hat sich das Ergebnis der Unternehmen über den Zeitraum von 2001 bis 2010 deutlich gesteigert. Ausgehend von einer Erholung der Weltwirtschaft verbunden mit einer Stabilisierung der Rohstoffmärkte (zurzeit laut Prognosen aber mit Unsicherheiten behaftet), kann man davon ausgehen, dass in Zukunft für die Energieversorgungsbranche wieder mit einer Stabilisierung der EBIT-Margen zu rechnen ist (diese positive Entwicklung kann auch auf Basis der Konzernlageberichte abgeleitet werden).



ENTWICKLUNG DER ERTRAGSLAGE (KONZERNE)

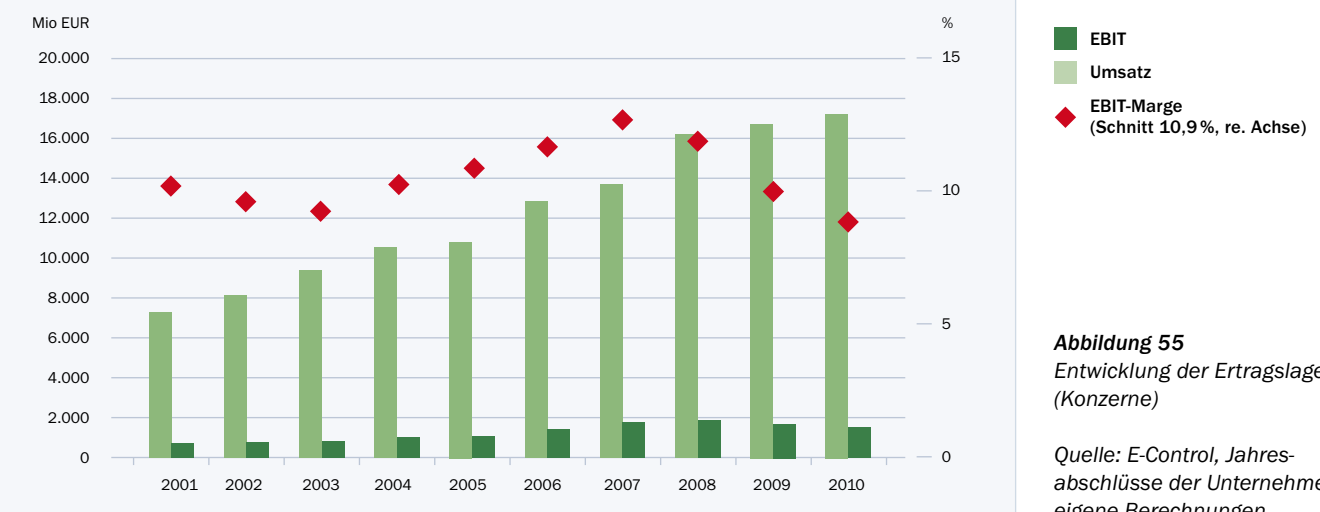


Abbildung 55
Entwicklung der Ertragslage
(Konzerne)

Quelle: E-Control, Jahres-
abschlüsse der Unternehmen,
eigene Berechnungen

EBIT: Ist der Gewinn vor Zins und Steuern. Dabei wird das Ergebnis unabhängig von Besteuerung und Finanzergebnis dargestellt. Somit wird ein Vergleich zwischen Unternehmen auch im internationalen Umfeld möglich.¹⁰¹

EBIT-Marge: Ist eine Rentabilitätskennzahl die das Verhältnis zwischen EBIT und Umsatzerlösen darstellt. Dabei wird der prozentuelle Anteil des Gewinns vor Zins und Steuern am Umsatz berechnet.

¹⁰¹ Kennzahlen im Betrieb; Külpmann; Cornelsen; 2008

STROMNETZBETREIBER¹⁰²

Entwicklung der Kapitalstruktur

Die Kapitalstruktur der fünfzehn tarifierenden österreichischen Stromnetzbetreiber war bis ins Jahr 2004 von einem stabilen Verhältnis von rund 30 % Eigenkapital zu 70 % Fremdkapital mit einer durchschnittlichen Bilanzsumme von 14 Mrd. EUR geprägt. Das Verhältnis zwischen Eigenkapital und Fremdkapital sank in den folgenden Jahren nie unter das Verhältnis von 25 zu 75, hingegen ist aus *Abbildung 56* eine deutlich Veränderung im Volumen der Bilanzsummen erkennbar. Innerhalb von 2 Jahren wurde das Gesamtkapital der tarifierenden Stromnetzbetreiber um mehr als 9 Mrd. EUR oder mehr als 60 % verringert. Daraus wird deutlich, dass zum Großteil die Mutterkonzerne die Netzgesellschaften zwar als quasi unabhängige Netzgesellschaften installierten, das Sachanlagevermögen und Kapital jedoch in den Konzern verlagerten. Diese Entwicklung ist aus regulatorischen Gesichtspunkten hinsichtlich dringend notwendiger zukünftiger Investitionen mit besonderer Vorsicht zu beobachten, da nötiges Kapital und Sicherheiten für einen von der Muttergesellschaft „unabhängigen“ Netzausbau sowie Netzerneuerung nur noch eingeschränkt möglich sind.

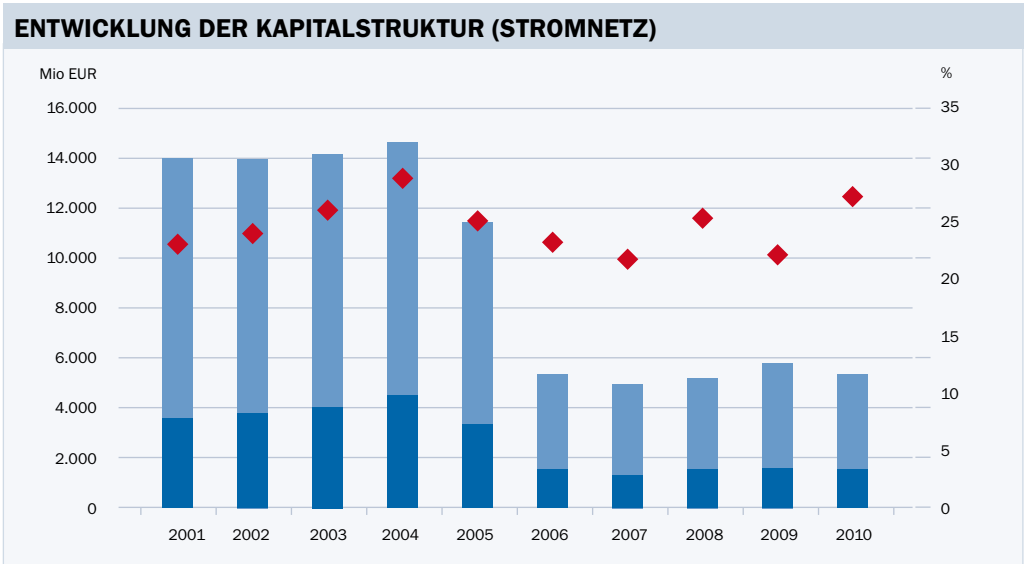


Abbildung 56
Entwicklung der Kapitalstruktur
(Stromnetz)

Quelle: E-Control, Jahresabschlüsse der Unternehmen, eigene Berechnungen

¹⁰² Quelle: Jahresabschlüsse folgender Unternehmen: VKW-Netz AG, TIWAG-Netz AG, Salzburg Netz GmbH, Energie AG Netz GmbH, EVN-Netz GmbH, Wien Energie Stromnetz GmbH, BEWAG-Netz GmbH, Stromnetz Steiermark GmbH, Kelag-Netz GmbH, Energie Klagenfurt GmbH, Energie Ried, Wels Strom GmbH, Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, Austrian Power Grid GmbH



Entwicklung der Ertragslage

Die Betrachtung der Erlösstruktur wurde basierend auf einer Analyse der Entwicklung von Umsatz, EBIT und EBIT-Marge der fünfzehn tarifierenden österreichischen Stromnetzbetreiber durchgeführt. Ähnlich wie bei der Betrachtung der Kapitalstruktur ist auch hier eine Verringerung der Umsätze seit 2004 in Folge von Unbundlingprozessen festzustellen. Dennoch erwirtschafteten die tarifierenden Stromnetzbetreiber seit Beginn der Liberalisierung des Strommarktes und der Regulierung des Monopolbereichs im Jahr 2001 im Schnitt eine jährliche EBIT-Marge von 7,5%. Dabei schwankte diese von maximal 9,8% im Jahr 2004 bis 5,2% im Wirtschaftskrisenjahr 2007. Die Performance der Unternehmen im Jahr 2010 war hingegen von einem bemerkenswerten Anstieg geprägt, mit einer EBIT-Marge von 8,4%. Über den Betrachtungszeitraum von 2001 bis 2010 lässt sich festhalten, dass die tarifierenden Netzbetreiber trotz Unbundlingvorschriften überwiegend positiv wirtschafteten und gleichzeitig auch der Strom-Netzkunde über die vergangenen Jahre von sinkenden Tarifen profitierte.

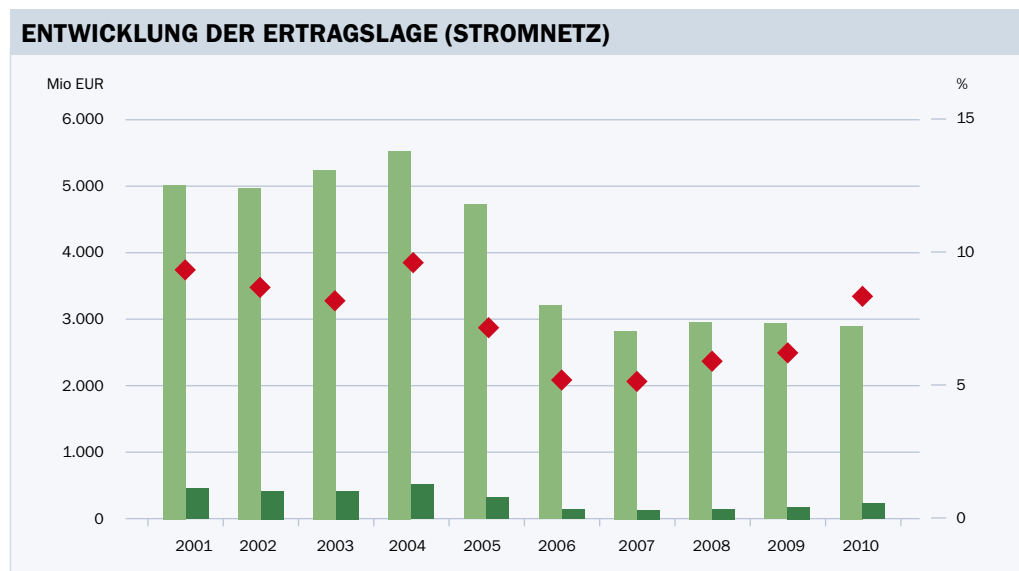


Abbildung 57
Entwicklung der Ertragslage
(Stromnetz)

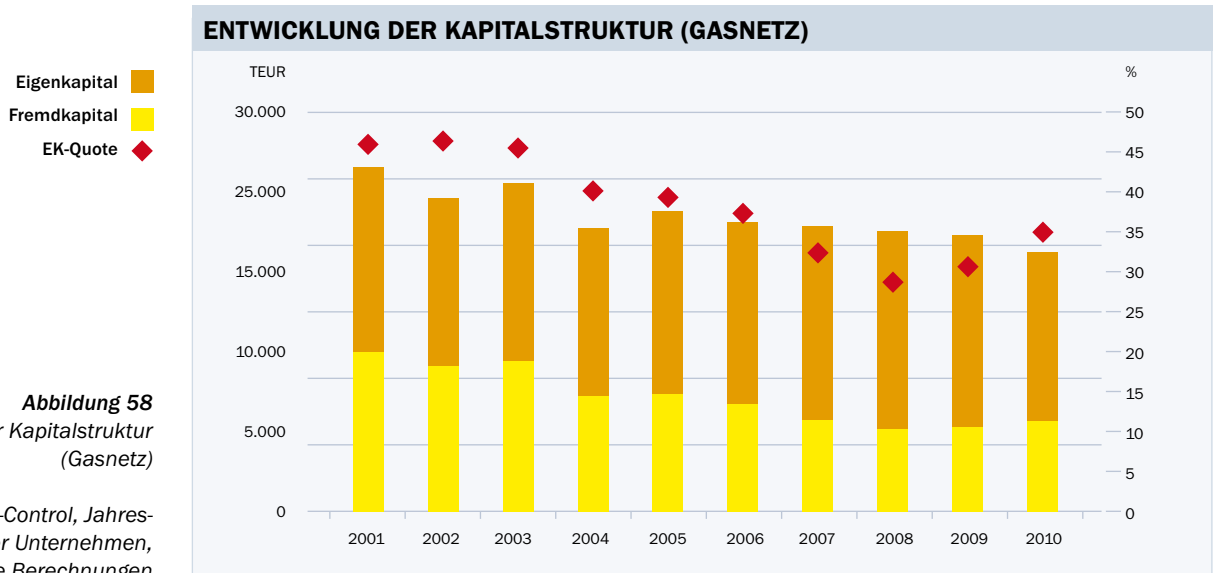
Quelle: E-Control, Jahresabschlüsse der Unternehmen, eigene Berechnungen

GASNETZBETREIBER

Entwicklung der Kapitalstruktur

Die folgende Betrachtung und Entwicklung konzentriert sich nur auf jene Unternehmen, die ein vollständiges Legal Unbundling durchgeführt haben. Aus der Entwicklung der Kapitalstruktur (Eigenkapital, Fremdkapital) wird ersichtlich, dass sich bis 2008 einerseits das Gesamtkapital von über 25 Mrd. EUR auf unter 21 Mrd. EUR um ca. 20 % reduziert hat und andererseits die Eigenkapitalquote von 46 % auf 29 % sank (siehe Abbildung 58).

Diese Entwicklung ist vor allem auf Umsetzung der Unbundlingvorschriften der Mutterkonzerne zurückzuführen, die jedoch den Gastöchtern im Vergleich zum Stromnetzbereich eine wesentlich bessere Kapitalausstattung zugestanden. Seit 2008 verbesserte sich auch die Eigenkapitalquote wieder, getrieben von unsicheren Marktzinsen und damit verbundener Verringerung der Verbindlichkeiten.





Entwicklung der Ertragslage

Ein differenziertes Bild zeigt hingegen die Entwicklung der Erlöse im Gasbereich. Während bis 2003 die Umsätze konstant blieben, brachen diese ab 2004 deutlich von über 12 Mrd. EUR um rund 55 % auf 5 Mrd. EUR gegenüber den Vorjahren ein. Ebenso negativ entwickelten sich seit 2003 das EBIT und dazu die EBIT-Marge.

Aufgrund der deutlich reduzierten Erlöse und der Wirtschaftskrise erreichten die Gasunternehmen im Netzbereich kaum positive Ergebnisse, was sich am deutlichsten im Jahr 2008 mit einem negativen EBIT von rund 3,5 Mrd. EUR und einer EBIT-Marge von minus 60 % niederschlug.

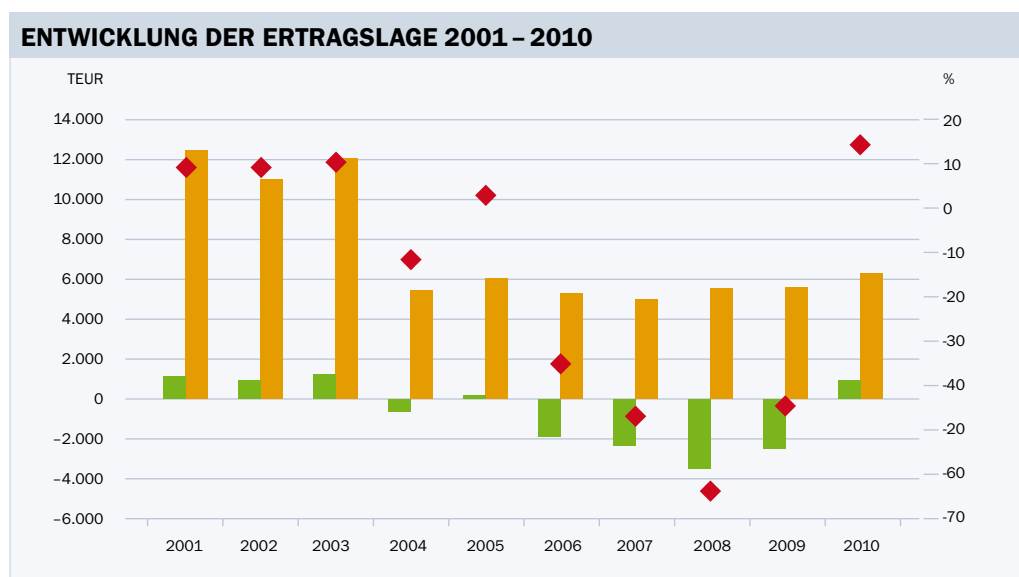


Abbildung 59
Entwicklung der Ertragslage
(Gasnetz)

Quelle: E-Control, Jahresabschlüsse der Unternehmen, eigene Berechnungen

Investitionen – Stromnetz

Abbildung 60 zeigt deutlich, dass die Stromnetzbetreiber im Vergleich zum Jahr 2001 ihre Netto-Investitionen (jene Investitionen, welche nicht durch Baukostenzuschüsse bereits abgedeckt wurden) vor allem seit 2005 signifikant gesteigert haben (+154 %).

Trendlinie 

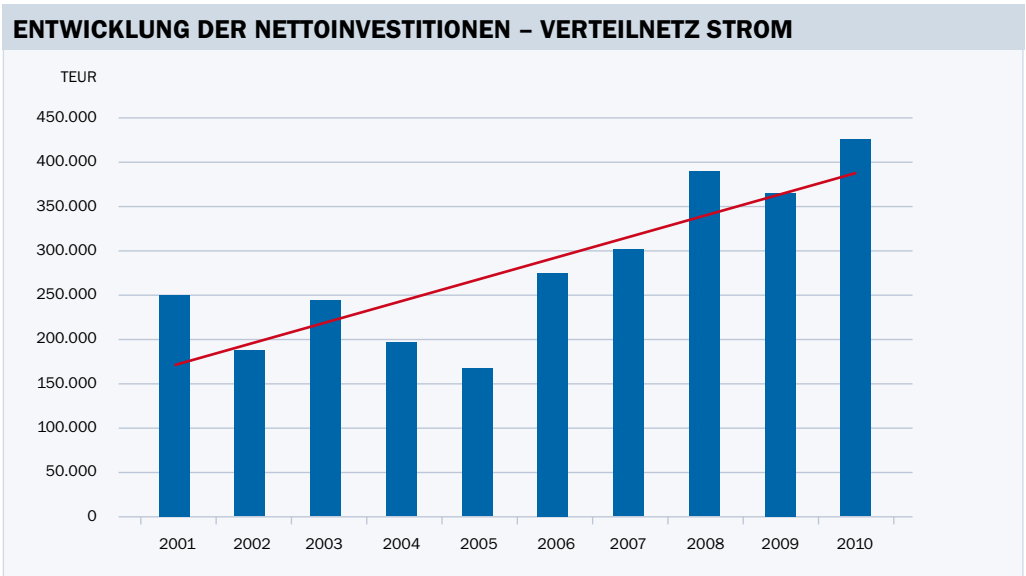


Abbildung 60
Entwicklung der
Nettoinvestitionen – Strom Netz

Quelle: E-Control – Aggregierte
Unternehmensdaten
Anlageklassen 2010

Auffallend hierbei ist, dass die zusätzliche Investitionstätigkeit durchgeführt wurde, obwohl von Seiten zahlreicher Netzbetreiber stets die Abgeltung von zusätzlichen Investitionen und anderen Versorgungsaufgaben durch den auf Mengenentwicklungen abzielenden Mengen-Kosten-Faktor ab 1. Jänner 2006 massiv kritisiert und dieser als Investitionshemmnis dargestellt wurde.



Ab der 2. Regulierungsperiode – beginnend mit dem Jahr 2010 – wird eine direkte Abgeltung von zusätzlichen Investitionen unabhängig von der Mengenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt und somit ein investitionsfreundlicheres Klima geschaffen. Es sind somit ausreichende Rahmenbedingungen geschaffen, um die erforderlichen Investitionen in Netzanlagen zu ermöglichen und in ausreichendem Maße abzugelten.

Wird die Investitionstätigkeit des Übertragungsnetzbetreibers ebenfalls miteinbezogen, zeigt sich vor allem im Jahr 2009 eine markante Erhöhung, welche vor allem auf die erfolgreiche Fertigstellung der 380-kV-Steiermark-Leitung zurückzuführen ist.

Zukünftige Projekte des Übertragungsnetzes sind die zwei Teile der Salzburgleitung und die damit einhergehende Schließung des 380 kV-Ringes, der Ausbau der Regelzone Tirol (220-kV-Inntalschiene, 220-kV-Anbindung an Italien über den Reschenpass) sowie der Ausbau der Regelzone VKW Netz AG.

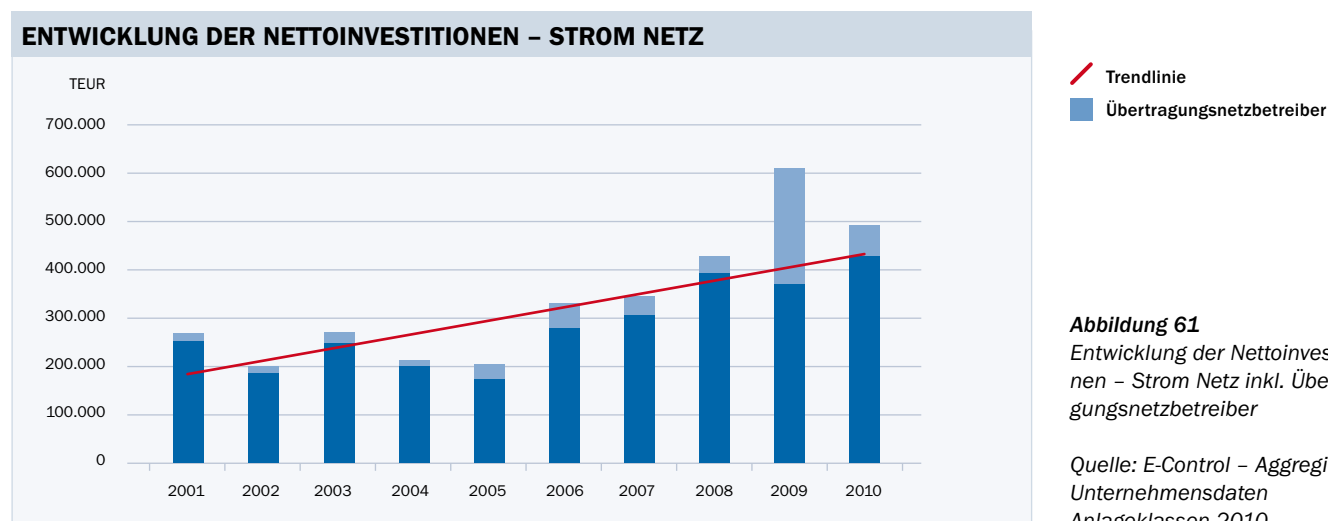


Abbildung 61
Entwicklung der Nettoinvestitionen – Strom Netz inkl. Übertragungsnetzbetreiber

Investitionen – Gasnetz¹⁰³

Bei den Infrastrukturprojekten im Gasbereich stehen sowohl die Verknüpfung der zentral- und osteuropäischen Netze einerseits als auch der Ausbau des österreichischen Netzes andererseits im Vordergrund, um die Versorgungssicherheit innerhalb Österreichs zu erhöhen. Zwar blieb die Investitionshöhe der Gasnetzbetreiber im Schnitt seit 2003 nahezu konstant (Abbildung 62), dennoch befinden sich zahlreiche Projekte in der Planung bzw. werden bereits umgesetzt, wie am Beispiel des Projektes „Südschiene“ ersichtlich ist.

Trendlinie /

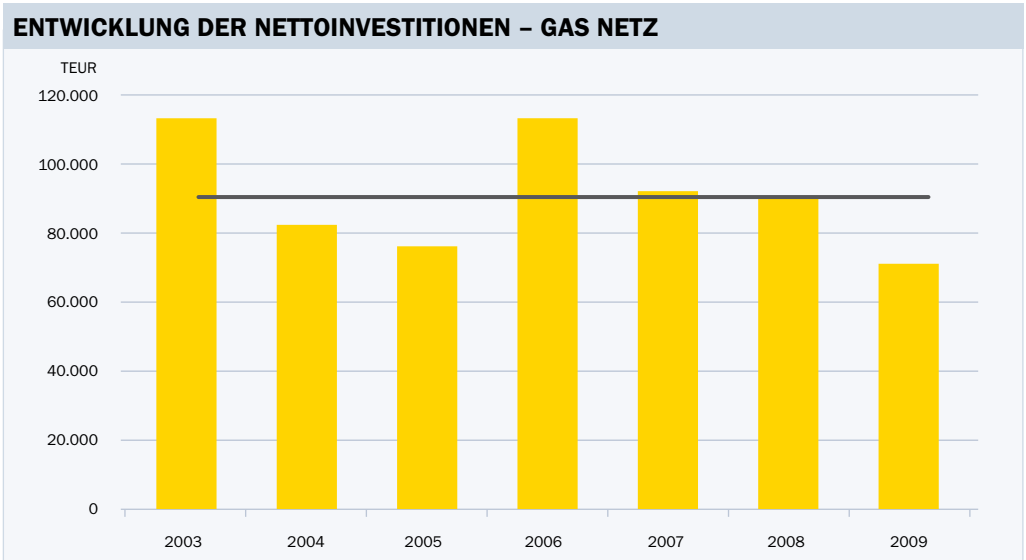


Abbildung 62
Entwicklung der Nettoinvestitionen – Gas Netz

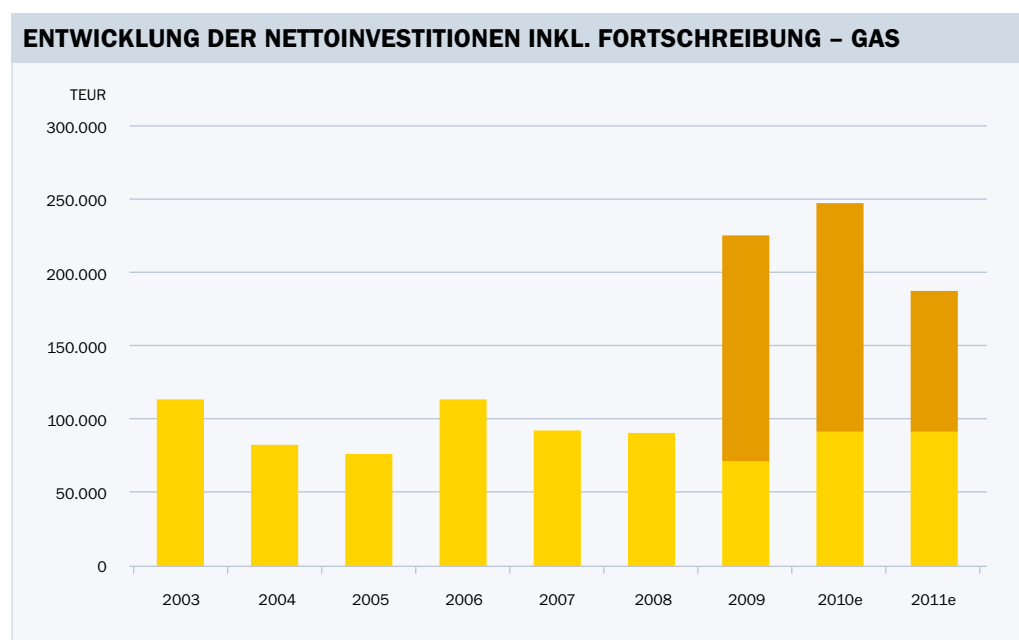
Quelle: E-Control –
Aggregierte Unternehmensdaten
Anlageklassen 2010

Ein Treiber dafür ist der in der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GS NT-VO) festgelegte Investitions- und Betriebskostenfaktor – vergleichbar mit jenem aus der Stromregulierung –, der für eine neue Form der Anerkennung von Investitionen steht. 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 (z. B. Sanierung von PVC-Rohrleitungen und Graugussleitungen) verstanden. Neben der Berücksichtigung der höheren Kapitalkosten, bei entsprechendem Nachweis durch die Unternehmen, werden weiters für ausgewählte Projekte der Netzebene 1 (Ausbau Südschiene) während der Bauphase angemessene Fremdkapitalzinsen berücksichtigt und fließen damit in die Tarifermittlung ein. Dieses Anreizsystem minimiert das Risiko für die Netzbetreiber, wodurch die Unternehmen Vorfinanzierungen leichter gewährleisten können.



Durch die Anpassungen in der GS NT-VO ist es der E-Control in den vergangenen Jahren gelungen, für Unternehmen relevante Anreize zu setzen, um in den Ausbau und die Sanierung des Gasnetzes weiter zu investieren, damit die Sicherstellung der hohen Standards im Gasbereich sowie der Versorgungssicherheit des österreichischen Kunden weiter gewährleistet werden kann.

Werden die durchschnittlichen Investitionen der Jahre 2003 bis 2009 für die Jahre 2010 und 2011 fortgeschrieben und um die Investitionen in das Projekt „Südschiene“ ergänzt, zeigt sich ein deutlicher Sprung der Investitionstätigkeit und einer damit einhergehenden Kostensteigerung.



■ Projekt „Südschiene“

Abbildung 63
Entwicklung der Nettoinvestitionen inkl. Fortschreibung Gas Netz

Quelle: E-Control – Aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2009

Volkswirtschaftliche Effekte

Während in den letzten beiden Jahrzehnten in Europa und der ganzen Welt unzählige theoretische und empirische Abhandlungen zur Liberalisierung und Privatisierung entstanden sind, ist es noch immer nicht eindeutig klar, welche Liberalisierungsansätze und welches Marktdesign volkswirtschaftlich die besten Ergebnisse liefern können.¹⁰⁴ Deshalb ist es notwendig, ex post eine Abschätzung über die konkrete Entwicklung in Österreich und deren Effekte auf die österreichische Volkswirtschaft durchzuführen. Besonders nach zehn Jahren, auf Basis von ausreichendem Datenmaterial, bietet sich die Gelegenheit, empirisch der zentralen Frage zur Liberalisierung der Gas- und Strommärkte nachzugehen: War die Liberalisierung aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll?

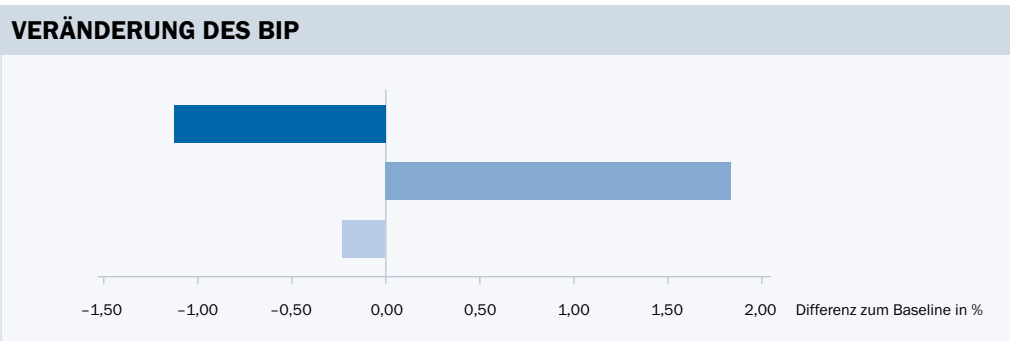
Dazu wurden in einer Untersuchung zur österreichischen Energiemarktliberalisierung¹⁰⁵ in einem volkswirtschaftlichen Modell die Auswirkungen der durchgeführten Reformen analysiert. Dabei unterliegen Schätzungen dieser Art naturgemäß einer Reihe von Annahmen, wie zum Beispiel der Rationalität der Wirtschaftssubjekte. Trotzdem haben sich dynamisch-ökonomische Input-Output-Modelle zur ökonomischen Evaluierung von Handlungsalternativen und wirtschaftspolitischen Entscheidungen bewährt.

Auf Basis eines Alternativ-Szenarios „Ohne Liberalisierung“ zeigt Kratena,¹⁰⁶ dass das Bruttoinlandsprodukt 2009 ohne die Energiemarktliberalisierung real um rund 1% niedriger gewesen wäre als mit den tatsächlich stattgefundenen Liberalisierungsreformen. Weiters führen die höheren heimischen Preise im Szenario ohne Liberalisierung zu einer geringeren Wettbewerbsfähigkeit und somit zu einer höheren Importabhängigkeit (*Abbildung 64*). Führt man sich vor Augen, dass dieser Effekt nur von einem einzigen Sektor verursacht wird, so ist dies eine beachtliche Steigerung der Wertschöpfung in der Volkswirtschaft Österreichs. *Abbildung 65* zeigt zudem, dass besonders energieintensive Sektoren, wie Papier und Pappe oder Gummi- und Kunststoffwaren, von einer nichtdurchgeführten Liberalisierung negativ betroffen gewesen wären.

¹⁰⁴ Armstrong, M. und D.E.M. Sappington (2006) Regulation, Competition, and Liberalization, *Journal of Economic Literature*, 44, S. 325–S. 366.

¹⁰⁵ Kratena, K (2011) Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung, Mimeo, April 2011: Wien.

¹⁰⁶ *Ibid.*



■ Bruttowertschöpfung real, Preise 2005
 ■ Importe nominell
 ■ privater Konsum, real, Preise

Abbildung 64
 Veränderung des BIP (in %) im Szenario „ohne Liberalisierung“

Quelle: Übernommen aus Kratena (2011)

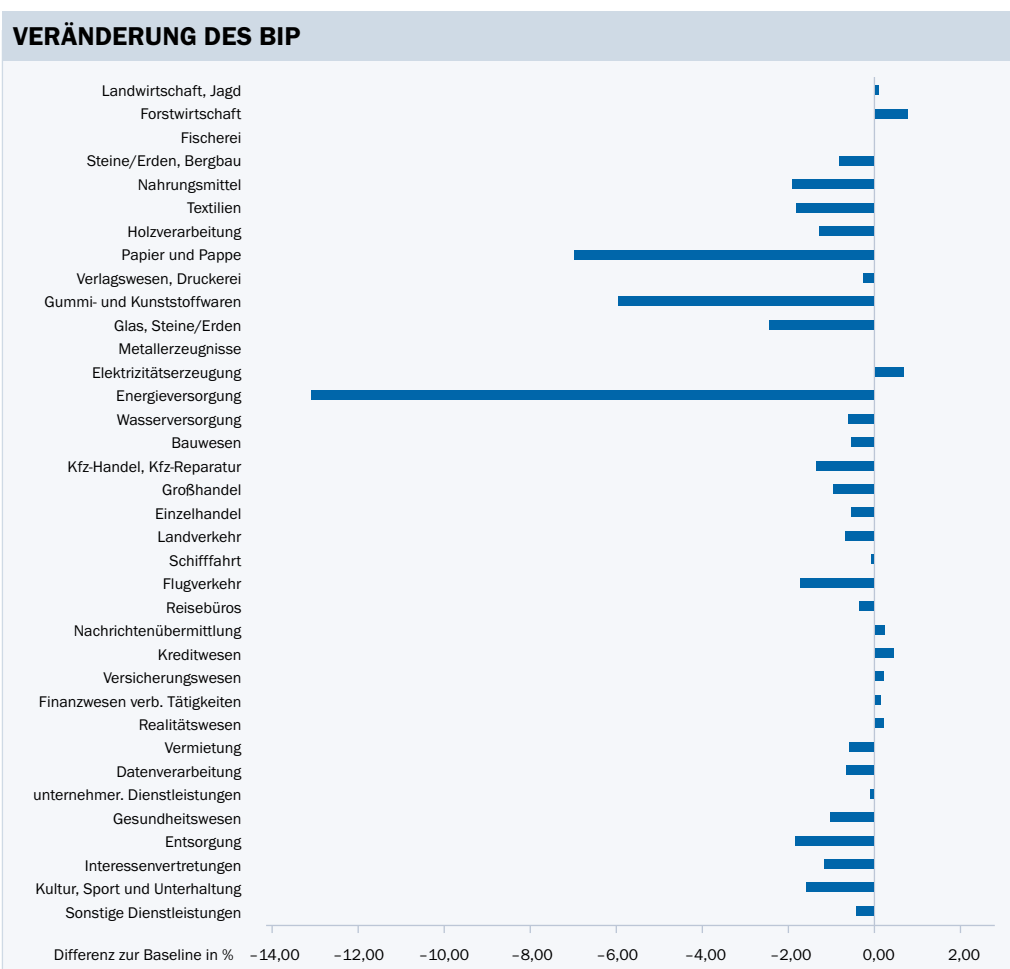


Abbildung 65
 Veränderung des Wertschöpfung (real) im Szenario „ohne Liberalisierung“

Quelle: Übernommen aus Kratena (2011)

Chancen und Herausforderungen für die nächsten zehn Jahre

Der Strom- und Gassektor steht wesentlichen Herausforderungen gegenüber. Der Sektor soll in den nächsten zehn Jahren völlig umgebaut werden. Die bisherige Situation nationaler Märkte, mit einer relativ zentralen Energieerzeugung, die dann zu den Endabnehmern je nach deren Bedarf transportiert wurde, soll Geschichte werden. Wesentliche Umwälzungen zeichnen sich ab:

1. Stärkere Einbeziehung der Nachfrage

Durch den nächsten Technologieschub bei den Haushalten in Form des Einbaus intelligenter Zählgeräte ergeben sich neue Möglichkeiten zur Steuerung des Energiekonsums und der Teilnahme am Energiemarkt. Diese Geräte stellen eine neue Infrastruktur dar, die für viele Zwecke verwendet werden kann: von Home Automation, preis- oder vertragsabhängiger Schaltung von Geräten bis hin zur ganz einfachen Information der Konsumenten über ihren aktuellen Energiekonsum.

2. Kreativitätsschub für Vertriebe

Auch Prozesse in der Energiewirtschaft können dadurch effizienter, kostengünstiger und schneller gestaltet werden. Aber vor allem können bisherige Energielieferungen durch eine Vielfalt von Dienstleistungen ergänzt werden, die es dem Konsumenten erlauben, besser auf Marktsituationen zu reagieren, und gleichzeitig den Lieferanten gestatten, ihr Dienstleistungsangebot wesentlich zu erweitern. Dieser Weg wurde bereits eingeschlagen, allerdings oftmals aus marketingtechnischen Gründen. Die Erweiterung der Dienstleistungen erfordert von den Vertriebsgesellschaften, potenziell vollkommen neue Leistungen anzubieten, ermöglicht gleichzeitig aber auch neue Vertriebswege.

Eine der regulatorischen Herausforderungen wird hier darin liegen, die Vergleichbarkeit der Produkte und Dienstleistungen weiterhin zu gewährleisten.

3. Intensivierung des Endkundenwettbewerbs

Der bereits eingeschlagene Weg der „Verselbständigung“ der Verteilernetze führt dazu, dass die bisher genutzten Marketing-Synergien zwischen Netz und Vertrieb weniger wichtig werden. Teilweise werden die Images sogar konträr auseinanderlaufen (Netzbetreiberimage mitunter als technisches, aber wenig kreatives, hingegen im Vertrieb Ziel eines kreativen Images). Dies wird dazu beitragen, dass Kundengewinn und Kundenverlust „normal“ und der Wettbewerb somit intensiver wird.



4. Konsumenten im Blickpunkt

Das Thema Energieverbrauch wird in den nächsten Jahren zunehmend in den Fokus von Haushaltskunden geraten: Durch den Einbau von Smart Meter und die Umsetzung der rechtlichen Vorgaben erhalten Kunden künftig wesentlich häufiger als bislang eine Information über die Höhe des Energieverbrauchs und die damit zusammenhängenden Kosten. Damit einhergehende Zusatzinformationen, aber auch neue Dienstleistungen am Markt werden mehr und mehr dazu beitragen, den Verbrauch bewusst zu machen und Maßnahmen gegen einen erhöhten Verbrauch rechtzeitig setzen zu können. Zudem werden neue Preismodelle und Produkte im Energiesektor möglich, was weiters dazu beitragen wird, dass sich Konsumenten verstärkt mit Strom und Gas auseinandersetzen werden. Durch die Energieeffizienzrichtlinie ist mit weiteren EU-rechtlichen Vorgaben in diesem Bereich zu rechnen.

Ein weiteres wichtiges Thema wird – angesichts der steigenden Energiepreise und der derzeitigen wirtschaftlichen Situation – leider auch die Frage der Leistbarkeit von Energie sein. Die Zahl der Kunden, die von einer Abschaltung betroffen ist, wird dabei in Zukunft ebenso als Indikator dienen wie die Inanspruchnahme der Grundversorgung, die nunmehr neu geregelt wurde. Durch neue Kennzahlen in diesem Bereich sollte eine Erfassung der derzeitigen Betroffenheit von Endkunden erstmals möglich sein. Die Zukunft wird zeigen, ob die flächendeckende Versorgung aller Endkunden durch die gegebenen rechtlichen Vorgaben gewährleistet ist.

Auch gesetzlich wurde nunmehr verankert, dass die E-Control die zentrale Anlaufstelle für alle Fragen zum Energiemarkt ist. Dies bedeutet eine konsequente und intensivierte Weiterführung der Informations- und Beratungstätigkeit der Regulierungsbehörde. Durch bewährte und neue Tools im Internet werden dabei auch die neuen Medien eingesetzt, um die Bevölkerung effizient und doch umfassend zu den diversen Themenbereichen zu servizieren.

5. Neue Aufgaben für Infrastruktur

Sowohl für Übertragungs- als auch für Verteilernetzbetreiber ergeben sich neue Aufgaben und Herausforderungen. Bei Stromnetzbetreibern sind wesentliche Investitionen notwendig, um die künftig größeren Stromflüsse bewältigen zu können. Dies betrifft auch Österreich. Für die Verteilernetzbetreiber wird die Umstellung auf intelligente Zähler ein wesentlicher Investitionsfaktor sein.

Bei Erdgas stellt sich die Situation teilweise allerdings anders dar. Einerseits werden die Übertragungsnetze aufgrund steigenden Gasbedarfs weiter auszubauen sein, andererseits ist vor allem auch die Flexibilisierung der Netze eine wesentliche Herausforderung. Künftig wird immer weniger von einer Hauptflussrichtung des Gases innerhalb der EU auszugehen sein. Die Gasverteilernetze werden hingegen mit einem teilweisen Rückbau konfrontiert werden, da der Absatz im derzeit sehr wichtigen Raumwärmebereich zurückgehen wird.

6. Strom aus Erneuerbaren

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wird in Zukunft ein immer zentralerer Punkt bei der Energieversorgung. Stichworte wie Nachhaltigkeit, die Europäischen Zielsetzungen rund um Klimaschutz und Ausbau von Erneuerbaren sind maßgeblich für eine weitere Forcierung und die Förderung von Grünstromtechnologien. Neben traditionellen Themen wie Ausbauziele und Fördersysteme wird in Zukunft ein Thema immer mehr in den Vordergrund drängen: die dezentrale Energieversorgung. Der Ausbau von kleinen und mittleren Anlagen zur Stromerzeugung generiert auch zusätzlichen Bedarf hinsichtlich Netzinfrastruktur und Systemintegration.

7. Energieeffizienz

Egal um welches Thema es geht, z. B. die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien, die nachhaltige Energieversorgung, die Zuverlässigkeit und Stabilität der Netzinfrastruktur, die Versorgungssicherheit oder die Reduktion von Treibhausgasemissionen – ein zentraler Ansatz steht dabei immer im Mittelpunkt: die Steigerung der Energieeffizienz. Der effizientere Einsatz von Energie wird in Zukunft das Zünglein an der Waage bei der Realisierung der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen und der nachhaltigen Energieversorgung sein. Die effektive und koordinierte Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen, das Monitoring der Wirksamkeit, die Festlegung von Zielen und die Überprüfung der Einhaltung oder der Einsatz von modernen Mess- und Kommunikationstechnologien sind nur paar Punkte, die in Zukunft eine große Herausforderung an die Verantwortlichen darstellen.

8. Kosteneffizienz im Netzbereich

Eine Hauptaufgabe der Regulierungsbehörde besteht darin, den kosteneffizienten Betrieb der regulierten Infrastruktur sicherzustellen. In den letzten Jahren wurden bereits erhebliche Effizienzsteigerungen erzielt und die Netzkosten in deutlichem Maße gesenkt. Der Prozess der Kostenanpassung erfolgte im Wesentlichen konsensual und hat die Summe der zu zahlenden Entgelte im Verteilernetz bisher insgesamt um etwa 610 Mio. EUR reduziert. Diese Kostensenkungen haben zu Netztarifreduktionen von bis zu 30 % für Haushaltskunden geführt. Obwohl auch in Hinkunft weiterhin Effizienzsteigerungen zu erwarten sind, werden diese wohl nicht mehr das Ausmaß der Vergangenheit erreichen. Dadurch und auch aufgrund notwendiger Investitionen in die Netzinfrastruktur werden ähnlich hohe Tarifsenkungen in Zukunft wohl eher unwahrscheinlich sein.



Gegenwärtig ist für die Strom- und Gasverteilernetze jeweils ein mehrjähriges Anreizregulierungsregime implementiert. Bereits in der Vergangenheit wurden Maßnahmen gesetzt, um die mit diesem System inhärent verbundenen Nachteile zu beseitigen. Insbesondere wurden Anreize geschaffen, die angemessene Investitionen in die Netze sicherstellen. Um jedoch die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, erscheinen weitere Anpassungen des Systems erforderlich. So sollten beispielsweise explizite Qualitätsanreize implementiert werden und somit entsprechende Qualitätskriterien im Rahmen der Tarifiermittlung berücksichtigt werden. Im Gasbereich ist vor allem die zunehmende Konkurrenz mit anderen Energieträgern im Wärmemarkt ein wesentlicher Faktor, der im Rahmen der Regulierung zu berücksichtigen sein wird. Diese und weitere mögliche Herausforderungen werden mit der Strom- und Gasbranche im Rahmen der Vorbereitungen auf die jeweils bevorstehenden Regulierungsperioden diskutiert. Konkret beginnen die nächsten Regulierungsperioden 2013 im Gas- sowie 2014 im Stromverteilernetz. Da im Gegensatz zum Stromverteilernetz im Stromübertragungsnetz nach wie vor jährliche Kostenprüfungen zur Anpassung der Kostenbasis durchgeführt werden, erscheint es sinnvoll, in Zukunft auch hier ein langfristig stabiles Regulierungsregime zu implementieren.

9. Politisierung der Energie

Schon in der Vergangenheit war die Energieversorgung ein hoch politisches Thema, nicht nur wegen der auch eigentumsrechtlichen Verschränkung zwischen öffentlicher Hand und Energieunternehmen. Der gewollte Umbau des Energiesystems führt dazu, dass mehr und mehr gesetzliche Eingriffe in die gesamte Wertschöpfungskette erfolgen werden. Die Aufrechterhaltung eines „fairen“ Wettbewerbs zwischen Marktteilnehmern ist unter solchen Rahmenbedingungen schwerer zu erreichen als in Zeiten geringer Eingriffe. Jeder Eingriff enthält die Möglichkeit, die Bedingungen für bestimmte Wettbewerber zu verbessern und für andere nicht. Die Interessen potenzieller zukünftiger Wettbewerber sind daher mit zu berücksichtigen. Besonders zeichnet sich die Politisierung im Strom-Großhandelsbereich ab. Durch die steigenden Mengen an geförderter Energie bleiben nur noch geringere Mengen an vermarktungsfähiger Stromproduktion übrig. Unzureichende Netzkapazitäten tun ein Übriges, um häufiger in den Marktmechanismus und die Preisbildung einzugreifen. Die resultierenden Risiken für Neuinvestitionen in Kraftwerke könnten, das wird zumindest diskutiert, durch weitere Markteingriffe behoben werden. Der Weg vom freien Markt zu einem „verwalteten“ Markt, in dem nur geringe Energiemengen noch dem freien Spiel von Angebot und Nachfrage unterworfen sind, scheint hier vorgezeichnet zu sein. Dies hat aber Auswirkungen auf Markttiefe, Konzentration und damit Glaubwürdigkeit des Marktes.

Zusätzlich wird der angesprochene Umbau auch Preissteigerungen bei den Endkunden mit sich bringen. Obwohl ein Teil dieser Preissteigerungen transparent auf Steigerungen bei Abgaben zurückzuführen sein wird, ist doch auch anzunehmen, dass ein Teil in den reinen Energiekosten (Großhandelspreisen, Ausgleichsenergiekosten) inkludiert sein wird. Dadurch wird es für den Konsumenten schwer werden, zwischen marktbedingten Preissteigerungen und anderen Kostensteigerungsgründen zu unterscheiden.

10. Integration von Gas- und Strommärkten

Ein Effekt des Umbaus des Energieversorgungssystems hin zu mehr Erneuerbaren ist, dass Gas als Primärenergieträger in der Stromversorgung eine größere Rolle als bisher spielen wird. Damit hängt die Gasnachfrage, insbesondere angesichts des stagnierenden Absatzes im Raumwärmebereich, mehr als zuvor vom Einsatz der Gaskraftwerke ab. In der künftigen Stromversorgung werden die Gaskraftwerke möglicherweise mehr und mehr, ob nun als Kondensationskraftwerke oder als Kraftwärmekopplungskraftwerke, zur Ausregelung verwendet werden. Deren Einsatz und damit die Gasnachfrage werden daher volatiler werden. Dies hat vielfältige Auswirkungen. Der Anteil der jedenfalls notwendigen Gasmengen wird zurückgehen und damit wird auch die Sinnhaftigkeit langfristiger Bezugsverträge mit festgegebenen Bezugsmengen in Frage gestellt werden. Noch weit mehr unter Druck werden aber die ölpreisbezogenen Preisgleitformeln geraten, wie sie heute in vielen Importverträgen üblich sind. Da der Gasabsatz eher vom Verhältnis der kurzfristigen Strom- und Gaspreise abhängen wird, wird die Spotpreisbildung wichtiger werden, als dies bisher der Fall war. Dafür ist es notwendig, ausreichend Liquidität für eine vertrauenswürdige Spotpreisbildung zu erhalten, die dann auch Basis für Finanzprodukte sein kann.

Flexibilitätsdienste wie line pack und Speicher erhalten wegen der Volatilität der Gasnachfrage zusätzlichen Bedarf. Die Herausforderung wird sein, einen ausreichend tiefen Markt für diese Dienste zu erhalten.

In der derzeit geführten Diskussionen über eine Marktvision (Targetmodel) wird versucht, ein Modell zur Integration von Märkten zu entwerfen. Dabei sollen grenzüberschreitende Entry/Exit-Systeme eingeführt werden. In derartigen Systemen können dann sowohl Standardprodukte als auch Flexibilitätsprodukte leichter gehandelt werden und in gegenseitigen Wettbewerb treten. Ziel wird es sein, durch die Marktintegration liquidere Handelsplätze zu generieren.



11. Europäisierung der Rahmenbedingungen

Ausgehend von einer früher rein nationalen Energiepolitik wird die Festlegung der Rahmenbedingungen mehr und mehr europäisch werden. Die Erfahrungen mit der „reinen Koordinierungsrolle“ durch die EU, in der lediglich über Richtlinien Zielsetzungen festgelegt wurden, waren nur bedingt positiv und einer Netzwerkindustrie, wie jener der Gas- und Stromversorgung, nicht angemessen. Die Energiesystemumstellung bedeutet, dass größere Märkte und leistungsfähigere Netze notwendig sind. Die EU hat durch das 3. Binnenmarktpaket bereits den Grundstein für eine zentrale Ausarbeitung der Regeln im Markt gelegt. ACER (die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren) überwacht die Regelausarbeitung durch die Übertragungsnetzbetreiber und gibt die Zielsetzungen vor.

Es ist allerdings anzunehmen, dass dies nicht das Ende der Entwicklung sein wird. Schon in Kürze wird auch die Überwachung des Energiehandels europäisiert. Der immer größer werdende Anteil geförderter Energie wird wohl dazu führen, dass auch hier der Druck in Richtung einer zentralen Förderpolitik zunehmen wird. Die wesentlichen Mengen an geförderter erneuerbarer Stromerzeugung beeinflusst schon heute die Wirtschaftlichkeit europäischer Erzeuger und in Zukunft auch europäischer Gasmarktteilnehmer. Dies ist erwünscht, wird aber wohl dazu führen, dass mehr und mehr Harmonisierungsbestrebungen auf europäischer Ebene aufkommen.

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a,
A-1010 Wien, Tel.: +43 1 24 7 24-0, Fax: +43 1 24 7 24-900, E-Mail: office@e-control.at

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

Konzeption & Design: FABIAN Design und Werbe GmbH

Text: Energie-Control Austria

Bildbearbeitung & Litho: Rotfilter GmbH

Druck: Druckerei Hans Jentzsch & Co GmbH

© Energie-Control Austria 2011

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Redaktionsschluss: Juni 2011
