



**E-CONTROL**

**10 JAHRE**

ENERGIEMARKT-LIBERALISIERUNG

Ein Geburtstag,  
von dem alle profitieren.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



# Inhaltsverzeichnis

---

Eine Erfolgsgeschichte in Kurzform	4
Chronologie der Liberalisierung	18
Maßgebliche strukturelle Veränderungen	28
Liberalisierungseffekte	38
Chancen und Herausforderungen	48

---



Ich feiere den  
10. Geburtstag.





Weil der Kunde endlich König ist.

# 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.

## **Strom- und Gasmärkte wurden liberalisiert**

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. 1998<sup>1</sup> 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<sup>2</sup>. 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<sup>3</sup>. 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.

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

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> 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 Energieliberalisierungsgesetz<sup>4</sup> weit über die europarechtlichen Vorgaben der ersten Energiebinnenmarktrichtlinie 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, ab dem 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.

**2001: E-Control nimmt ihre Tätigkeit auf**

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.

<sup>4</sup> BGBl. I Nr. 121/2000





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 Gatariffestsetzung kommen.

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**

#### **Viele Beteiligungen**

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 war 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 10 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 CO<sub>2</sub>. 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.





## Veränderungen am Gas-Großhandelsmarkt

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 erfolgt, 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 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, der Argument für die wettbewerbsrechtliche Genehmigung war, 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.<sup>5</sup> 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

<sup>5</sup> <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.



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 m<sup>3</sup> 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-facto-Demarkation der Vertriebsgesellschaften Wienenergie Vertriebs GmbH, EVN Vertriebs GmbH und Begas Vertriebs GmbH und hat die Marktkonzentration im Kleinkundenmarkt stark erhöht.

Das Großkundengeschäft (Jahresverbrauch mehr als 500.000 m<sup>3</sup>) und ihre Gasbeschaffung haben die EAA-Unternehmen mit dem Econgas-Zusammenschluss 2002 an Econgas ausgelagert. Anteilseigner der Econgas<sup>6</sup> sind OMV zu mehr als 50 % (direkt und indirekt), die EAA Unternehmen und über die EGBV auch die OÖFG.

### Noch immer hohe Marktkonzentration

Wesentliches Wettbewerbsproblem bei dem Econgas-Zusammenschluss ist die Beteiligung der OMV, die in allen Stufen der Wertschöpfungskette tätig ist und daher die Kosten der Wettbewerber der Econgas beeinflussen kann<sup>7</sup> sowie die langfristigen Verträge auf der Absatzseite, mit den lokalen Weiterverteilern, die zum Teil auch Gesellschafter der Econgas sind. Dadurch ist ein Markt mit einem Absatzpotential von ca. 2 Mrd. m<sup>3</sup> 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.

<sup>6</sup> Vgl. [www.econgas.com/austria](http://www.econgas.com/austria)

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



## **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; 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.

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)<sup>8</sup> 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 an 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.

**Positive  
volkswirtschaftliche Effekte**

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

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



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)<sup>9</sup> 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.

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

	Strom	Gas
Gewerbe	8,90	1,20
Haushalte	1,30	0,08
<b>Summe</b>	<b>10,20</b>	<b>1,28</b>

**Tabelle 1**

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

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.

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



## 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 Voll liberalisierung 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.

**Umsetzung der Liberalisierung ohne Probleme erfolgt**

## 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 Infocom-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.

## Herausforderungen für den Strom- und Gassektor



### **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 aufgrund steigenden Gasbedarfs 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 Netztarifierung 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.

Weitere Investitionen in  
Infrastrukturen nötig

### **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 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 Anreizregelungsregime 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.

**Energieversorgungssystem  
wird sich ändern**



### **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 ölpreis-bezogenen 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.

A male employee in a white shirt and black cap is working behind a counter in an ice cream shop. He is holding a waffle cone and scooping ice cream from a display case filled with various flavors. The shop has a bright, modern interior with a glass display case and shelves of cones.

Ich feiere den  
10. Geburtstag.







Weil Vielfalt  
besser  
ist als Monopol.

# Chronologie der Liberalisierung: Österreichs Energie richtig in Bewegung.

## Europäischer Rechtsrahmen: Andere Länder, gleiche Sitten.

### **WETTBEWERB BRAUCHT KLARE REGELN: NATÜRLICH AUCH IN ÖSTERREICH.**

Durch den Beitritt Österreichs zur Europäischen Union im Jahr 1995 wurde auch die Verpflichtung übernommen, Liberalisierungsregelungen, die auf europäischer Ebene geschaffen wurden, im Inland umzusetzen und zu beachten und damit die Idee der Verwirklichung eines Europäischen Binnenmarkts aufzunehmen, in dem Energie – gleich jeder in der EU erzeugten oder rechtmäßig eingeführten Ware – frei und ohne Hindernisse zirkulieren kann. Die Grundsätze, die für diesen Energiebinnenmarkt der Europäischen Union definiert wurden, sind dabei Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.

### **GUT FÜR EUROPA, GUT FÜR ÖSTERREICH: DIE LIBERALISIERUNG IST AUF EINEM GUTEN WEG.**

Die Entscheidung zur Liberalisierung in Österreich ist als Teil des Binnenmarktpaketes der EU erfolgt.

Verfolgt man die Entwicklung des Energiebinnenmarktes der Europäischen Union, 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 zeigte auch, dass die angestrebte Integration der Energiemärkte auf EU-Ebene kaum erreicht worden war und dass die Preisgestaltung weiterhin intransparent und ineffizient erfolgte.<sup>10</sup>

Mehrere Liberalisierungspakete für mehr Wettbewerb

<sup>10</sup> Mitteilung der Kommission: Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003





## Mehr Rechte für Österreichs Strom- und Gaskunden

### **AUS STROM- UND GASKUNDEN WURDEN ENDLICH WAHLBERECHTIGTE.**

Spiegelbildlich entwickelte sich auf Grund der Verpflichtungen, die als EU-Mitglied zu beachten sind, auch der Energiemarkt in Österreich, wobei bereits das erste Energieliberalisierungsgesetz<sup>11</sup> 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 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.

### **FREIHEIT MAL VIER:**

#### **DIE 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 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.

<sup>11</sup> BGBl. I Nr. 121/2000



**Netzwerke auf internationaler Ebene**

***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 so viel Energie wie möglich an den Endverbraucher verkaufen zu können.

***Grenzüberschreitender Energiehandel***

Für die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes reicht es nicht aus, die einzelnen nationalen Märkte der EU-Mitgliedstaaten zu liberalisieren; vielmehr muss auch tatsächlich grenzüberschreitender Handel mit Energie stattfinden. Auch dafür bedarf es eines gemeinsamen europaweiten Regelwerks, um Fragen wie Engpassmanagement, Kapazitätsvergabe und Tarifgestaltung bei grenzüberschreitenden Übertragungen einheitlich festzulegen.

***Institutionelles Netzwerk***

Die Aufsicht und Kontrolle dieser Bestimmungen obliegt 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.

### **DIE EU STELLT SICHER: KUNDEN HABEN MEHR MACHT.**

Durch den Vertrag von Lissabon wurde erstmals eine explizite Kompetenz geschaffen, die es der EU erlaubt, im Bereich Energiepolitik Rechtsakte zu erlassen.<sup>12</sup> Gemäß dieser Bestimmung hat sich eine europäische Energiepolitik jedenfalls an den 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 ändern, 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.

<sup>12</sup> Artikel 194 AEUV

## Offen für mehr Wettbewerb: 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 Marktöffnung beider Märkte nicht gleichzeitig. Während die Voll liberalisierung des Strommarktes bereits mit 1. Oktober 2001 startete, wurde der Gasmarkt ein Jahr später (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 Zuge 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 offen standen, 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 zehn Jahre entsprechend weiterentwickelt haben.

### **EFFIZIENZ, DIE JEDER IM BÖRSERL SPÜRT: DIE REGULIERUNG DER NETZE.**

Wesentlicher 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. Anreize für Investitionen sind ebenso wichtig wie Effizienzsteigerungen bei den Netzbetreibern.

In den letzten zehn Jahren konnten die Netztarife deutlich gesenkt werden. Das war und ist aber nicht das einzige Ziel der E-Control im Rahmen der Netzregulierung. Vielmehr steht neben einer Effizienzsteigerung bei den Netzbetreibern und Kosteneinsparungen für die Konsumenten auch im Vordergrund, ein verlässliches System zu schaffen, das Investitionen ermöglicht und ein Klima der Planungssicherheit schafft. Dazu wurden sowohl für die Strom- als auch die Gasverteilernetze langfristige Regulierungsregime implementiert. In den nächsten Jahren ist damit zu rechnen, dass es vermehrt Investitionserfordernisse bei den Netzen geben wird. Das wird dazu führen, dass die Netztarife nicht in gleicher Höhe gesenkt werden können, wie dies in den vergangenen zehn Jahren der Fall war. Im Gasbereich wird es durch die Umsetzung des

**Effiziente Netzregulierung  
führt zu Einsparungen bei  
den Netztarifen**



3. Pakets und die damit verbundene Einführung des Entry-Exit-Systems für Übertragungsnetze zu einer Änderung bei der Systematik bei der Gastariffestsetzung kommen.

Insgesamt wurden die Netzkosten sowohl im Strom- als auch im Gasbereich seit Beginn der Liberalisierung bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit massiv gesenkt.

### **SEIT 2001 BEWEGT SICH MEHR: RÜCKBLICK AUF DIE 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.

Generell sind Netztarife bzw. Netzentgelte kostenorientiert zu bestimmen. Dies bedeutet, dass eine Kostenbasis, die 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.

#### ***Das Beste für alle: Die Regulierung der Stromnetze.***

In Österreich gibt es drei Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG, TIWAG-Netz AG und die VKW-Netz AG)<sup>13</sup> 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 Ausgleichszahlungssysteme zwischen den Netzbetreibern zum Ansatz, um einen Ausgleich für eventuelle Unterschiede in den Kostenniveaus zu schaffen.

Innerhalb des Zeitraumes 2001 bis 2005 erfolgten die Tariffestsetzungen im Strombereich, sowohl für den Übertragungsnetz- als auch den Verteilernetzbereich, auf Basis der sogenannten Kosten-Plus-Regulierung – ein klassischer Regulierungsansatz, bei welchem die von der Regulierungsbehörde festgesetzten Umsätze den festgestellten Kosten des Unternehmens folgen. 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.

**Klassischer Regulierungsansatz wird von der Anreizregulierung abgelöst**

#### ***Geregelte Bahnen seit 2006: Die Anreizregulierung.***

Mit Beginn des Jahres 2006 wurde für die österreichischen Stromverteilernetze die Implementierung eines Anreizmodells realisiert. Im Bereich der Stromübertragung gilt weiterhin eine Kosten-Plus-Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen.

<sup>13</sup> Mit Beginn des Jahres 2011 führt der Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG im Rahmen einer Kooperation den Betrieb des Übertragungsnetzbetreibers TIWAG-Netz AG.



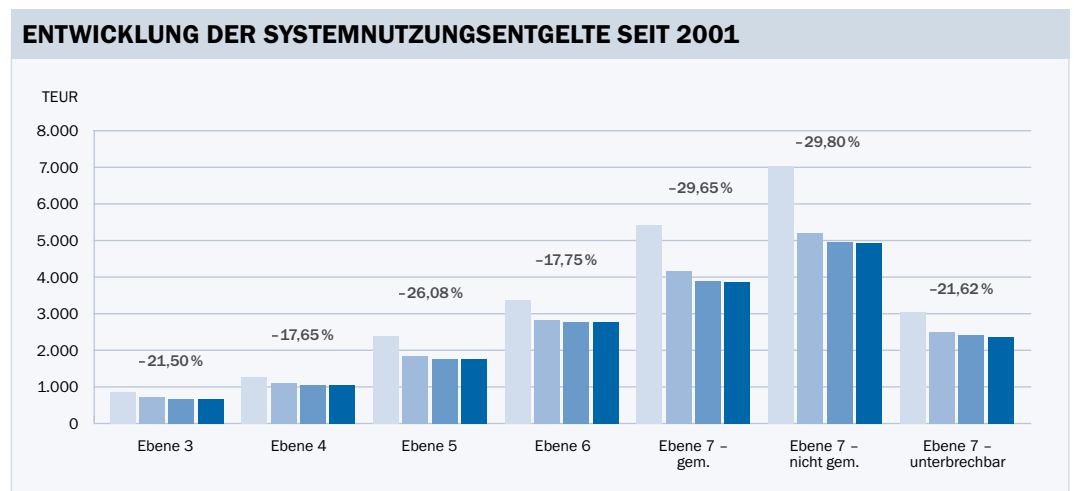


**CHANCEN FAIR VERTEILEN: DIE ANREIZREGULIERUNG DER STROMVERTEILERNETZE.**

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.<sup>14</sup> Eine wesentliche Voraussetzung für die Tariffestsetzung im Verteilernetz stellt die Kostenprüfung im Übertragungsnetzbereich dar. 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.

Vor dem Übergang in die zweite Anreizregulierungsperiode wurden abermals zahlreiche Gespräche mit der Branche geführt und einige Anpassungen des Systems vereinbart.

Seit Beginn der Regulierung im Jahr 2001 konnten die zu zahlenden Entgelte im Verteilernetz um rund 610 Mio. EUR reduziert werden. Trotzdem hat die E-Control hinreichend Anreize für Investitionen gesetzt. So sind beispielsweise die Netto-Investitionen der Stromnetzbetreiber im Vergleich zum Jahr 2001 vor allem seit 2005 signifikant gestiegen (+154 %).



**Abbildung 1**  
 Entwicklung der Systemnutzungsentgelte seit 2001

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.

<sup>14</sup> Siehe SNT-VO 2006 und SNT-VO 2010 sowie die jeweiligen Erläuterungen für einen umfassenden Überblick zur Regulierungssystematik.

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 die 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.

#### **DAMIT VERBRAUCHER AUS DEM VOLLEN SCHÖPFEN KÖNNEN: DIE REGULIERUNG DER GASNETZE.**

Der österreichische Gasmarkt wurde 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 ebenfalls in ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem überführt und gilt für Verteilernetzbetreiber.<sup>15</sup> Die Tarife im Transitbereich werden seit Oktober 2007 für drei Unternehmen (BOG, TAG, OMV) auf Basis von der Regulierungsbehörde genehmigter Tarifbestimmungsmethoden reguliert.

Die Anreizregulierung im Gasbereich ist generell mit dem Modell im Strombereich vergleichbar, wobei natürlich einzelne Unterschiede in der konkreten Ausgestaltung einzelner Parameter bestehen. Die spezifischen Anforderungen der Gasinfrastruktur haben hier natürlich Berücksichtigung gefunden.

Wie im Strombereich sind mit Beginn des Jahres 2011 ebenfalls die Vorbereitungen zur Ausgestaltung der zweiten Anreizregulierungsperiode im Gasverteilernetz angelaufen.

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

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

**Tabelle 2**  
Übersicht Regulierungssysteme

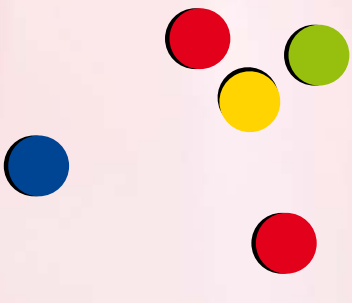
<sup>15</sup> Siehe GSNT-VO 2008 sowie Erläuterungen für einen detaillierte Überblick.

A close-up photograph of a baby's face, focusing on the right eye and cheek. The baby has light skin and dark brown eyes. The background is softly blurred, showing a white surface with faint red patterns. Overlaid on the lower part of the face is the German text 'Ich feiere den 10. Geburtstag.' in a black, sans-serif font. To the right of the text and scattered below it are several small, solid-colored circles in blue, green, red, yellow, and orange, resembling confetti or birthday decorations.

Ich feiere den  
10. Geburtstag.



Weil auch  
Wettbewerb  
mal groß  
werden muss.



# Maßgeblicher Wandel in der Struktur: Veränderung statt Verschränkung.

## Freiheit als gordischer Knoten: Österreichs Energiemarkt im Umbruch.

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 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 war in den letzten zehn Jahren nicht zu beobachten.

Zusammenschlüsse haben die Möglichkeiten für die Entfaltung des Wettbewerbs wesentlich beeinflusst: Horizontale Zusammenschlüsse zwischen Endkundenanbietern haben die Zahl der Anbieter deutlich reduziert, der erwartete Markteinstieg neuer Anbieter und dadurch eine Zunahme der Wettbewerbsintensität, die Grundlage für die wettbewerbsrechtliche Genehmigung war, ist auf der anderen Seite jedoch ausgeblieben.

## Das Große, Ganze stets im Blick: Entwicklungen der Großhandelsmärkte und der Beschaffungsseite.

### Deutlicher Wandel am Großhandelsmarkt

Der Großhandel ist das Bindeglied zwischen Stromerzeugung sowie Gasproduktion und den nachgelagerten Märkten. Sowohl im Strom- als auch im Gasmarkt ist in den letzten zehn Jahren auf diesen Märkten ein deutlicher Wandel zu erkennen.

#### **DIE KARTEN SIND NEU GEMISCHT: BEWÄHRUNGSPROBE FÜR DEN STROMGROSSHANDELSMARKT.**

Die Entwicklung eines Großhandelsmarktes für Strom stellt eine der maßgeblichen und entscheidenden Veränderungen in den letzten zehn Jahren dar. Marktteilnehmer sind neben der Energiebranche auch Banken, Finanzhäuser oder große Industrieunternehmen. Darüber hinaus müssen alle Lieferanten, die ihre Nachfrage nicht durch Eigenerzeugung decken können, ihren Bedarf am Großhandelsmarkt sichern. Reine Händler haben hingegen kein Interesse an der Beschaffung von physischen Mengen, sondern versuchen, Preisschwankungen auszunützen, um so Gewinne zu erwirtschaften.

Der Großhandelsmarkt für Strom wird in der Branchenuntersuchung der BWB<sup>16</sup> als Stromhandel, also der „Kauf und Verkauf von Elektrizität auf eigenes Risiko und Rechnung“, definiert. Dabei werden die folgenden Bereiche unterschieden:





- > Der OTC (over-the-counter) Handel, d.h. individuelle gehandelte, bilaterale Verträge, generell außerhalb eines regulierten Handelsplatzes, wobei Börsen auch als OTC-Clearingstellen fungieren können.
- > 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.
- > Der Handel mit anderen Finanzderivaten, wie zum Beispiel Optionen.

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 CO<sub>2</sub>. 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. Teilnehmer bei Börsen müssen bei Abschluss jedes Handelsgeschäfts Sicherheiten hinterlegen (so genannte „margins“), um zu garantieren, 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 und des österreichischen CEGH (Central European Gas Hub). Große Börsen bieten auch die Möglichkeit, OTC-Handelsgeschäfte über ihre Clearinghäuser abzuwickeln.

#### Wichtige Energiehandelsbörsen in Europa

Die Erzeugungslandschaft ist im deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt von den vier großen Erzeugern, EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall, geprägt. Die Konzentration im Stromerzeugungsbereich ist hoch, obwohl durch die Veräußerung von Kapazitäten und Bezugsrechten durch E.ON 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 wurde. Dabei spielen österreichische Erzeuger aufgrund ihrer geringen Marktanteile eine eher geringere 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 Bundeskartellamts<sup>17</sup> zur Stromerzeugung/ Stromgroßhandel keine eindeutigen Schlüsse präsentiert, werden Wettbewerb und Transparenz auch in Zukunft essentielle Themen im Stromhandel bleiben.

Dagegen hat sich der Stromerzeugungsmix in Deutschland und Österreich in den letzten 10 Jahren deutlich verändert: Die Förderung von erneuerbaren Energieträgern durch Einspeisetarife sowie die Einführung des europäischen Emissionshandelssystems haben vor allem Investitionen in Kohlekraftwerke unattraktiver gemacht und damit den Ausbau von Windkraft in Deutschland massiv beschleunigt.

<sup>17</sup> Quelle: Bundeskartellamt (2011) „Sektorenuntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel“, Bonn



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.

Als eine wesentliche Säule für ein stabiles und sicheres elektrisches Energiesystem gilt die Leistungs-Frequenzregelung, welche 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. Sowohl die Regelenergie als auch die 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 Regelenergiebedarf, 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).

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.

Zudem gibt es vermehrt Bemühungen, auch in diesem Teil der Wertschöpfungskette marktbaasierte Mechanismen einzuführen. Aufgrund der technischen Anforderungen an den Kraftwerkspark eines Erzeugers, welcher am Regelenergiemarkt anbieten möchte (wie z. B. Anbindung an den Regler, Schnelligkeit, ...), ist die Anzahl der Marktteilnehmer für die einzelnen Produkte vor allem im Bereich der Primär- und Sekundärregelung überschaubar, da die Anzahl der regelfähigen Kraftwerke in Österreich begrenzt ist.

#### **FLEXIBILITÄT IST TRUMPF: DER GASGROSSHANDELSMARKT IM WANDEL.**

Die Großhandelsmärkte im Gasbereich haben in den letzten Jahren einen deutlichen Wandel durchgemacht. Während die Beschaffung auf den kontinentaleuropäischen Märkten Anfang des Jahrtausends fast ausschließlich auf der Basis von langfristigen Verträgen erfolgte, die strikte Vertragsbestandteile hatten (Mindestabnahmemengen, ausschließlich Ölpreisbindung, feste Revisionszeiträume), hat die flexible Beschaffung an kurzfristigen Handelsplätzen, sog. Hubs, an Bedeutung gewonnen und gleichzeitig auch ein Hinterfragen der strikten Vertragsbestandteile der langfristigen Verträge stattgefunden. Zudem hat sich die Anzahl der Akteure auf den europäischen Großhandelsmärkten erhöht: Auch kleinere Weiterverteiler und Händler sind aktiv geworden. Wesentlicher Auslöser für die Veränderungen war ein Überangebot von Gas in 2009.

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 ein zusätzliches Gasangebot auf den Gasmarkt gebracht. Dies hat die Entwicklung der Hubs in Europa begünstigt.

Der britische Hub NBP wurde 1996 gegründet und ist heute der liquideste Hub in Europa, an dem auch Ausgleichsenergie gehandelt wird. Durch die Verbindung zum europäischen Festland über den Interconnector, der seit 1998 in Betrieb ist<sup>18</sup> und damit eine Austauschmöglichkeit bietet, beeinflusst die Preisentwicklung am NBP auch die Preise an den anderen Hubs. 1999 wurde der Hub in Zeebrugge gegründet, TTF (2003), NCG und Gaspool folgten. Weitere europäische Hubs sind der PEG in Frankreich, der PSV in Italien und der DCG in Spanien. Der österreichische Hub – Central European Gas Hub (CEGH) – wurde bereits 2001 gegründet. Der Handel hat sich jedoch erst gegen Ende der 2000er Jahre entwickelt, nachdem die technische Voraussetzungen verbessert worden waren.

Hubs in Europa  
entwickeln sich

An den Handelsplätzen findet Gashandel zum einen Over-The-Counter (OTC), d.h. bilateral, oder über eine Börse statt. Ein Nachteil beim Börsenhandel ist allerdings die strenge Standardisierung des Produkts. OTC-Handel dagegen bietet die Möglichkeit, individuell angepasste Mengen- und Produktspezifikationen zu beschaffen.

#### **MARKT MACHT MOBIL: LIQUIDITÄT AN DEN HUBS NIMMT ZU.**

Festzustellen ist, dass durch die Zusammenlegung von Marktgebieten in Deutschland und der Hinzunahme des Handels von Ausgleichsenergie die Liquidität an den Hubs in den Jahren deutlich zugenommen hat.<sup>19</sup> Neben dem NBP wird der niederländische TTF als der liquideste kontinentaleuropäische Gashub angesehen.<sup>20</sup> Der CEGH dagegen weist nur im OTC-Sporthandel Liquidität auf, Terminprodukte werden noch selten gehandelt.

Die maßgeblichen Veränderungen im Gasgroßhandel der letzten zehn Jahre haben zwar einerseits die Beschaffungsoptionen für die Gaslieferanten erhöht, auf der anderen Seite sind die Möglichkeiten, diese zu nutzen, durch geringe Flexibilitäten in den bisherigen Beschaffungsverträgen eingeschränkt. 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 z. B. Deutschland ebenso wesentlich wie die Erschließung neuer Transportwege und Gasquellen.

<sup>18</sup> <http://www.interconnector.com/company/History.htm>

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> Vgl. ICIS Heren, European Gas Hub Report, Q1/2011, S. 2

**DAMIT DAS FREIE SPIEL DER KRÄFTE FUNKTIONIERT:  
AUSGLEICHSENERGIE UND SPEICHER ALS WICHTIGE ZUSATZLEISTUNGEN.**

Der Ausgleichsenergiemarkt für Gas wurde 2002 per GWG geschaffen und ist auf die Regelzone Ost beschränkt.<sup>21</sup> Grundlage ist ein stündlicher Ausgleich zwischen nominierten Mengen und tatsächlichen gelieferten (gemessenen) Gasmengen. Die Anzahl der aktiven Ausgleichsenergieanbieter ist seit 2002 gestiegen und lag 2011 bei 11. Festzustellen ist, dass auch viele der neuen Marktteilnehmer auf dem österreichischen Gasmarkt als Ausgleichsenergieanbieter auftreten und dabei auch nennenswerte Marktanteile erzielen.

Die Angebotssubstituierbarkeit wird stark durch die bestehenden Speicherverträge und die daraus resultierend zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten eingeschränkt. 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 im gleichen 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 2010/2011 verbessert hat.

**Bewegung der Preise am  
Ausgleichsenergiemarkt**

Der Ausgleichsenergiemarkt erfüllt nicht nur den Zweck der Bereitstellung der physikalischen Ausgleichsenergie, sondern über den Handel mit bilanzieller Ausgleichsenergie auch 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.

***Bei den Reserven ganz vorne: Der österreichische Speichermarkt.***

Österreich weist im europaweiten Vergleich hohe Speicherkapazitäten auf, gleichzeitig aber auch eine starke Importabhängigkeit. Diese 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.

Durch den verstärkten Ausbau der Erdgasspeicher in der vergangenen Dekade konnte 2010 der Anteil der Speicherkapazität mit einem Arbeitsgasvolumen von 4,5 Mrd. m<sup>3</sup> am Gesamtverbrauch in Höhe von ca. 9 Mrd. m<sup>3</sup> auf 50 % gesteigert werden. Obwohl sich die Speicherkapazitäten in den letzten 10 Jahren mehr als verdoppelt haben, ist die Marktkonzentration weiterhin hoch, da durch die fehlende direkte Anbindung an die Regelzone Ost nur ein Teil der Speicher für den österreichischen Markt genutzt werden können.





Die Anzahl heimischer 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.

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.

In Europa ist zu beobachten, dass Speicherbetreiber, vor allem in Deutschland, zu Beginn des Speicherjahres 2011 noch Speicherkapazitäten frei hatten. Beispiele dafür sind die großen Speicherunternehmen Storenergy (Frankreich), Eon Gas Storage, VNG und Wingas (Deutschland), aber auch österreichische Speicherunternehmen. Teilweise wurde versucht, die freien Speicherkapazitäten mit Rabatten zu verkaufen. Zudem gehen die Speicherbetreiber vermehrt auf die Kundenwünsche ein und bieten innovative Produkte wie z. B. Day Ahead an, dessen Preisentwicklung an den tagesaktuellen Preisen am TTF gekoppelt ist. Auktionen von Speicherkapazitäten gewinnen an Bedeutung.

Damit befindet sich der Speichermarkt im Wandel: Durch die gestiegene Liquidität an den Handelsplätzen sowie der Zunahme des Einsatzes von Gas zur Stromerzeugung ist die Bedeutung von Speichern zur Bereitstellung von Flexibilität gestiegen. Die Nutzung ist allerdings zum Teil mit hohen Kosten verbunden.

**Speichermarkt  
im Wandel**

***Mengen mit der richtigen Portion Flexibilität: Belieferung lokaler Weiterverteiler.***

In Deutschland sind wesentliche Wettbewerbsimpulse von Veränderungen in dem Marktsegment für die Belieferung von Stadtwerken und lokalen Weiterverteilern ausgegangen: Durch die Initiative des Bundeskartellamtes wurden die langfristigen Verträge zwischen den Ferngasgesellschaften wie Eon Ruhrgas, Wingas oder RWE und den Stadtwerken und Weiterverteilern zeitlich begrenzt sowie die Vollversorgungsverträge abgeschafft. Resultat ist, dass Stadtwerke und Weiterverteiler heute zum Teil aktiv an den Großhandelsmärkten Gas beschaffen, was automatisch mit Wettbewerbsvorteilen verbunden ist. Diese Entwicklung ist in Österreich nicht festzustellen.

Die Belieferung lokaler Weiterverteiler erfolgt nach wie vor auf Lieferverträge, die zum Teil als Vollversorgungsverträge gekennzeichnet werden: Sie enthalten nicht nur die Lieferung von Gas, sondern auch die Bereitstellung von Flexibilität. Seit der Liberalisierung in 2002 ist die Marktkonzentration in diesem Markt, der ein Volumen von 2 Mrd. m<sup>3</sup> hat, auf der Angebotsseite gleichbleibend hoch, langfristige Verträge sorgen nach wie vor für eine Marktabschottung.



**Der Wettbewerb sortiert sich: Maßgebliche Veränderungen auf den Endkundenmärkten.**

Die bisherigen Zusammenschlüsse in Österreich beschränken sich zu einem großen Teil auf den Vertriebs- und zu einem kleinen Teil auf den Handelsbereich. Die restlichen Unternehmensbereiche (Netz, Erzeugung) sind nicht von den Zusammenschlüssen betroffen.

**Große Zusammenschlüsse  
am Beginn der  
Liberalisierung**

Zwei Zusammenschlüsse in 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.<sup>22</sup> Zu diesem Zweck wurden zwei, durch ein gemeinsames Organ verklammerte, Gemeinschaftsunternehmen, die EnergieAllianz Austria GmbH („EAA“) sowie die e&t Energiehandels GmbH („e&t“) gegründet.

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.

Im Stromendkundenmarkt erfolgt der Stromvertrieb seit dem Zusammenschluss 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.

Im Gasendkundenmarkt verkauft die EnergieAllianz Austria an Endkunden unter 500.000 m<sup>3</sup> Jahresverbrauch. Unter der Marke „Switch“ wird von der EAA österreichweit Gas und Strom an Kleinkunden vertrieben, auch in Deutschland ist die 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.

Das Großkundengeschäft (Jahresverbrauch mehr als 500.000 m<sup>3</sup>) und ihre Gasbeschaffung haben die EAA-Unternehmen mit dem Eongas-Zusammenschluss 2002 an Eongas ausgelagert. Anteilseigner der Eongas sind OMV mit mehr als 50 % (direkt und indirekt), die EAA-Unternehmen und über die EGBV auch die OÖFG.

Die beteiligten Unternehmen hatten über die Austria Ferngas Zugang zu Importverträgen mit Russland, Norwegen und Verträgen mit inländischen Produzenten sowie Speicherverträge über den AFG-Speicherpool gehabt. Diese Verträge wurden an Eongas übertragen. Im Gegenzug dazu haben die Muttergesellschaften langfristige Verträge mit Eongas zur Gasbeschaffung abgeschlossen.<sup>23</sup>

Wesentliche Wettbewerbsprobleme bei dem Eongas-Zusammenschluss sind einerseits die Beteiligung der OMV, die in allen Stufen der Wertschöpfungskette tätig ist und daher die Kosten der Wettbewerber der Eongas beeinflussen kann<sup>24</sup>, andererseits die langfristigen Verträge auf der Absatzseite, durch die ein Markt mit einem Absatzpotential von ca. 2 Mrd. m<sup>3</sup> vom Wettbewerb ausgeschlossen ist. Die Marktkonzentration im Industriekundensegment ist auch deutlich gestiegen, jedoch hat sich gezeigt, dass einige neue Anbieter, wie z. B. Wingas, CEOG und Shell, den Markt belebt haben und sich Wettbewerb entwickeln konnte.

#### ***Noch Luft nach oben für den Wettbewerb.***

In 2004/2005 wurde eine erste Untersuchung der Wettbewerbssituation im Strommarkt und 2005/2006 für Gas von der Bundeswettbewerbsbehörde durchgeführt. Ergebnis war, dass die Marktmacht der ehemaligen Monopolisten im Endkundenmarkt – vor allem Kleinkundenmarkt – nach wie vor ungebrochen hoch ist. Die Entwicklung der Wechselzahlen und der Marktkonzentration seit 2006 und die geringe Anzahl neuer Anbieter deuten daraufhin, dass sich diese Situation nicht verbessert hat.

Die Marktkonzentration hat sich seitdem nicht 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. Angaben über Marktanteile in diesem Markt sind nicht bekannt, aber neue Anbieter sind im Wesentlichen in diesem Markt zu verzeichnen.

<sup>23</sup> <http://www.energieallianz.com/konzerninfo.html>

<sup>24</sup> Dies war auch wesentlicher Untersuchungspunkt in der Branchenuntersuchung Gas 2005/2006.



Ich feiere den  
10. Geburtstag.







Weil der beste  
Partner jetzt frei  
wählbar ist.





# Liberalisierungseffekte: Ein großes Plus an Freiheit.

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

Das Zehn-Jahres-Jubliäum 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, die einen transparenten und fairen Großhandelsmarkt schaffen; ein Prozess, der in vielerlei Hinsicht noch am Beginn steht.

### Endkunden haben profitiert

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. Die Endkunden haben insgesamt von der Liberalisierung aber klar 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.

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.



### **ALLES FLIESST: MEHR BEWEGUNG DURCH GROSSHANDELSMÄRKTE.**

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 z. B. den „dispatch“, also den Einsatz und die Steuerung von Erzeugungsanlagen oder Gasspeichern dominierten, entstand ein markt-(preis)wirtschaftliches Modell innerhalb der technischen Rahmenbedingungen. Dabei wurden Erzeuger und Lieferanten zu Handelsunternehmen, welche neben der Vermarktung ihrer Strom- oder Gasmengen vermehrt in den (internationalen) Handel mit Strom, Gas, Kohle, CO<sub>2</sub> und Ölprodukten einstiegen. Vormalig der Finanzwelt vorbehaltene Begriffe wie Risikocontrolling, Portfoliomangement oder Hedging hielten in der Strom- und Gaswelt Einzug.

#### ***Für klare Verhältnisse an den Energiebörsen:***

##### ***Alles spricht für eine EU-weite Harmonisierung der Aufsicht.***

Im Strombereich setzte diese Entwicklung aufgrund der Ausgangslage schon etwas früher ein als im Gasbereich. Als direkte Folge der EU-weiten Energiemarktliberalisierung haben sich in vielen Mitgliedstaaten Energiebörsen gebildet. Die daraus resultierende Standardisierung hat zu einer Vereinfachung der Organisation für eine große Anzahl an Geschäften geführt. Dabei wurde eine größere Liquidität und eine Absicherung gegen das Risiko des Ausfalls eines Geschäftspartners (Kontrahentenrisiko) für Händler geschaffen. Die an den Strombörsen erzielten Preise dienen als Referenzpreise für den gesamten Stromhandel und sind wichtige Indikatoren für die Strommarktentwicklung. Die für Österreich relevanten Strombörsen sind die Wiener Börse AG mit der EXAA als Abwicklungsstelle und die European Energy Exchange (EEX), Leipzig, mit ihrer Tochtergesellschaft EPEX Spot, Paris. Im europäischen Gasmarkt werden Spot-/Terminprodukte an den Börsen EEX, APX/PN-Endex, Powernext und ICE/APX sowie an der österreichischen Börse CEGHEX relevant, Lieferpunkte sind die Hubs.

Ein Problem, das durch die neue Situation in den Mittelpunkt der Diskussion gerückt ist, ist die fehlende EU-weite Harmonisierung der Aufsicht über Energiebörsen und das Fehlen eines Marktmissbrauchsregimes für den Energiegroßhandel in Europa. Zwischen Deutschland und Österreich besteht bei der Börsenaufsicht weitgehend Übereinstimmung, da in Österreich der Stromspothandel an der Wiener Börse AG vom Wirtschaftsministerium 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 Energiespotbörsen in Europa. Diesem Thema haben sich die Europäischen Energieregulatoren 2011 mit der Forderung nach einer EU-weiten Harmonisierung der Aufsicht über Energiebörsen angenommen.



**Großhandelsmarkt  
weiterhin dynamisch**

In den letzten Jahren hat sich gezeigt, dass neben der Einführung von einem marktbasierten erstmaligen Verkauf von Strom die europäischen Bemühungen bezüglich Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen eine immer maßgeblichere Rolle spielen, 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 entscheidend beeinflusst. 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 sehr niedrigen oder gar negativen Großhandelspreisen. Insgesamt gab es am Großhandelsmarkt in den letzten zehn Jahre entscheidende Veränderungen und es ist abzusehen, dass sich dieser Bereich auch in Zukunft äußerst dynamisch entwickeln wird.

**Herausforderung Risikoverteilung: Der Gasgroßhandel im Umbruch.**

Durch das Überangebot an Gas im Jahr 2009 ist eine starke Dynamik in den Markt gekommen. Flankierende wettbewerbsrechtliche Maßnahmen in einem der größten Gasmärkte Europas, nämlich Deutschland, haben dazu geführt, dass immer mehr Gaslieferanten ihre Beschaffung optimiert haben und 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 Importeuren<sup>25</sup> festgehalten, dass der Abnehmer sich zur Zahlung einer festgelegten Mindestmenge verpflichtet und damit das Risiko für den Absatz dieser Menge auf seiner Lieferseite übernimmt.<sup>26</sup> 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.<sup>27</sup> Die langfristigen Verträge in Kontinentaleuropa enthielten typischerweise eine Preisgleitklausel mit einem Basispreis und einer Indexierung an Leichtes Heizöl und schwefelarmes Heizöl.<sup>28</sup>

<sup>25</sup> Vgl. Claus Bergschneider, Ralf Schumacher; Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven, in emw, Heft 2/2004, S. 12 ff.

<sup>26</sup> Vgl. Friedel Bolle, Take-or-Pay-Verträge und vertikale Integration im Erdgashandel, in Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, 1989, Jg. 13, S. 249 ff.

<sup>27</sup> Vgl. Claus Bergschneider, Ralf Schumacher; Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven, in emw, Heft 2/2004, S. 13

<sup>28</sup> 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 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 vor allem in Deutschland beschaffen zum Teil selber, indem sie an günstigeren Hubs einkaufen. Industriekunden verlangen eine Preisorientierung an den Hubs. 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.

***Langfristige Verträge sorgen für lange Gesichter:  
günstige Spotpreise als Vorteil für neue Anbieter.***

Das Ergebnis dieser Entwicklung ist ein zweigleisiges, zum Teil gegenläufiges Preisbildungssystem im europäischen Gasgroßhandel: Die Preise auf den Spot- und 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 Spotpreise gingen vor allem 2009/2010 deutlich zurück. Die Preise für die langfristigen Verträge dagegen werden im Wesentlichen durch die Ölpreisentwicklung beeinflusst. Daher gingen sie auch wegen der Wirtschaftskrise zunächst zurück, steigen seit Mitte 2009 aber wieder an.

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 lokalen Weiterverteilern und 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.<sup>29</sup>

Mit dem deutlichen Preisunterschied zwischen Spotpreisen und Preisen in langfristigen Verträgen haben die Importeure Vertragsbestandteile wie Preisrevisionen ins Gespräch gebracht.<sup>30</sup> 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. Es gibt daher von Seiten der Käufer Bestrebungen, die langfristigen Verträge umzugestalten.

<sup>29</sup> 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

<sup>30</sup> 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

### Eigener Markt für Speicherkapazitäten

**Heimat bist Du großer Speicher: Speicherkapazität in Österreich seit 2002 drastisch erhöht.** Im Zuge der Umgestaltung der Großhandelsmärkte hat sich auch für Speicherkapazitäten ein eigenständiger Markt entwickelt. Die Anzahl der Speicherkunden sowie das Produktangebot der Speicherkunden in Österreich haben seit 2002 zugenommen. Die Speicherkapazitäten sind um 150% erhöht worden, aber noch nicht gänzlich nutzbar für den österreichischen Markt, da die neuen Speicher (Haidach, 7 Fields) erst 2014 an das Inlandsnetz angebunden werden. Österreichische Speicher werden somit grenzüberschreitend genutzt, auch traditionell von Transitkunden durch Österreich.

Österreich weist im europaweiten Vergleich hohe Speicherkapazitäten auf, gleichzeitig aber auch eine starke Importabhängigkeit. Speicher in Österreich erfüllen (noch) in erster Linie die Funktion der Versorgungssicherung. Daneben gewinnen auch weitere wirtschaftliche Gesichtspunkte bei der Speichernutzung an Bedeutung. Mit der Entwicklung liquider Hubs ist es auch für Gashändler interessant geworden, Speicherkapazitäten einzukaufen, um saisonale, aber auch tägliche Preisunterschiede durch den Einsatz von Speichern nutzen zu können.

Seit 2002 haben sich die Speicherkapazitäten in Europa um ein Drittel erhöht. Für die nächsten 15 Jahre wird eine weitere deutliche Zunahme erwartet, die GSE Investment Datenbank geht von einer Zunahme bis zu 70 Mrd. m<sup>3</sup> aus, zum Großteil in Großbritannien<sup>31</sup> – wenn alle Speicherprojekte realisiert werden. Die steigende Importabhängigkeit in Europa erfordert dabei einen Ausbau der Speicher in Europa. In welchem Ausmaß dieser aber tatsächlich erfolgen wird, ist unsicher, da die notwendige Flexibilität auch mit anderen Instrumenten wie z. B. LNG-Lieferungen gewährleistet wird.

Der Speichermarkt befindet sich im Wandel: Durch die gestiegene Liquidität an den Handelsplätzen sowie die Zunahme des Einsatzes von Gas zur Stromerzeugung ist die Bedeutung von Speichern zur Bereitstellung von Flexibilität gestiegen – und mit ihr auch der Kreis der Interessenten für die Speichernutzung. Diese bewerten die Wirtschaftlichkeit der Speichernutzung unter anderen Gesichtspunkten als die etablierten Gaslieferanten für Endkunden, die nicht nur günstig einkaufen, sondern auch die Lieferungen absichern müssen: Die Nachfrage nach Spitzenlastspeichern steigt, saisonale Speicher dagegen verlieren an Attraktivität. Zudem hat der Wettbewerb durch andere Flexibilitätsinstrumente zugenommen: Z. B. eine Verminderung der Top-Mengen in den langfristigen Verträgen bedeutet mehr Abnahmeflexibilität. Damit ist die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten komplexer und unsicherer geworden.





### **BEWEGTE JAHRE, DIE AUCH AUCH AUF DER ENERGIERECHNUNG SPUREN HINTERLASSEN**

Im Zuge der generellen Energiepreissteigerungen sind die Strompreise inkl. aller Steuern und Abgaben in den letzten zehn Jahren gestiegen. Betrug 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. Diese deutliche Preissteigerung lässt sich zum Teil durch die Änderung der Berechnungsmethodik erklären, die im Jahr 2007/2008 in zahlreichen Ländern zu einem deutlichen Preissprung geführt hat. Trotzdem liegen die österreichischen Strompreise 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.

Am Endkundenmarkt Gas liegen die Preise in Österreich für Haushaltskunden im europäischen Mittelfeld. Der Energiepreis inkl. aller Steuern und Abgaben stieg innerhalb von zehn Jahren um ca. 40 % an, liegt jedoch im Jahr 2010 immer noch um 10 % unter dem Preis der Niederlande und sogar um 40 % unter dem Preis, den Haushaltskunden in Dänemark bezahlen müssen. Hierbei darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die Energiesteuern in Dänemark deutlich höher als in den anderen EU-Ländern sind. Die Gaspreise für die Industrie 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 fast 10 % höher sind.

### **EIN AUF UND AB BEI DEN PREISEN**

Es muss in Betracht gezogen werden, dass auch an den Großhandelsmärkten für Strom und Gas die Preise in den letzten zehn Jahren, zumindest bis zum Beginn der Finanz- und Wirtschaftskrise, deutlich gestiegen sind. Um abschließend beurteilen zu können, ob hier die Liberalisierung eine preisdämpfende Auswirkung hatte, muss eine umfassende Analyse wie in Kratena (2011)<sup>32</sup> durchgeführt werden.

So zeigt sich bei den Strommärkten, dass die Liberalisierung, die im Industriebereich für Großkunden bereits ab 1998 eingesetzt hat, auch zu deutlichen Preisrückgängen führte. 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 anstiegen, als es durch den Anstieg der Gas- und Ölpreise alleine zu rechtfertigen gewesen wäre. Als Schlussfolgerung zeigt sich, dass die Senkung der Netzkosten eine größere Auswirkung auf den Gesamtpreis hat als zum Beispiel der preiserhöhende Effekt des Ökostromzuschlags. 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.

Ohne Liberalisierung  
hätten wir deutlich höhere  
Energiepreise

<sup>32</sup> Kratena, K. (2011) „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung in Österreich, Mimeo, Wien.



### Konsumenten zum Teil noch immer wenig aktiv

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.<sup>33</sup>

Eine mögliche Ursache für die größere Dividende im Segment der Industriekunden kann auch in der höheren Wechselbereitschaft und Aktivität identifiziert werden. Obwohl Haushaltskunden durch einen Wechsel beträchtliche Einsparungen erzielen können, haben im Jahr 2010 lediglich 1,7% der Strom-Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt. Und das, obwohl es nach wie vor eine zum Teil große Energiepreisdifferenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der lokalen Anbieter gibt. Generell sind für Massenkunden wie Haushalte und Kleingewerbe in Österreich die Wechselraten zwischen 1 und 2% und seit Liberalisierungsbeginn im Vergleich zu anderen europäischen Ländern noch immer niedrig. In den nordischen Ländern ließ sich hingegen ein sukzessiver Anstieg auf derzeit rund 10% beobachten. Großbritannien hat im gleichen Kundensegment seit Jahren sogar 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 noch niedrigere Wechselraten als im Strom haben und nahe an der Nullgrenze liegen. 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%.

Deshalb hat die E-Control versucht, verschiedene Services zu entwickeln, welche dem Endkunden die bestmögliche Entscheidungsgrundlage bieten sollen. Ein Fokus liegt dabei auf Preisinformationen, wie sie zum Beispiel Preismonitor oder Tarifikalkulator bieten, aber auch im Kontakt mit Endkunden über die E-Control-Hotline, das Internet oder die Streitschlichtungsstelle.

### **VOLKSWIRTSCHAFT UND UNTERNEHMEN: BEIDE STEHEN SEHR GUT DA.**

In den vergangenen zehn Jahren hat sich die Ertragslage (Umsatz, EBIT, EBIT-Marge, Jahresüberschuss) der Landesenergieversorgungsunternehmen inklusive der Verbund AG deutlich positiv entwickelt. Zwischen 2001 und 2009 konnten die Unternehmen ihren aggregierten Umsatz um 130% bzw. um rund 9 Mrd. Euro 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.

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 Anbieter 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 konkurrenzfähig gegenüber anderen europäischen Energieversorgern zu bleiben.

Insgesamt zeigt die volkswirtschaftliche Betrachtungsweise, ob die Liberalisierung für die österreichische Wirtschaft sowohl aus unternehmerischer als auch Kundensicht positiv war. Dazu wurden in einer Untersuchung zur österreichischen Energiemarktliberalisierung<sup>34</sup> in einem volkswirtschaftlichen Modell die Gesamtauswirkungen der durchgeführten Reformen untersucht. 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<sup>35</sup>, 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. 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 Österreich. Außerdem zeigt das Modell, dass besonders energieintensive Sektoren wie Papier und Pappe oder Gummi- und Kunststoffwaren von einer nicht durchgeführten Liberalisierung negativ betroffen gewesen wären.

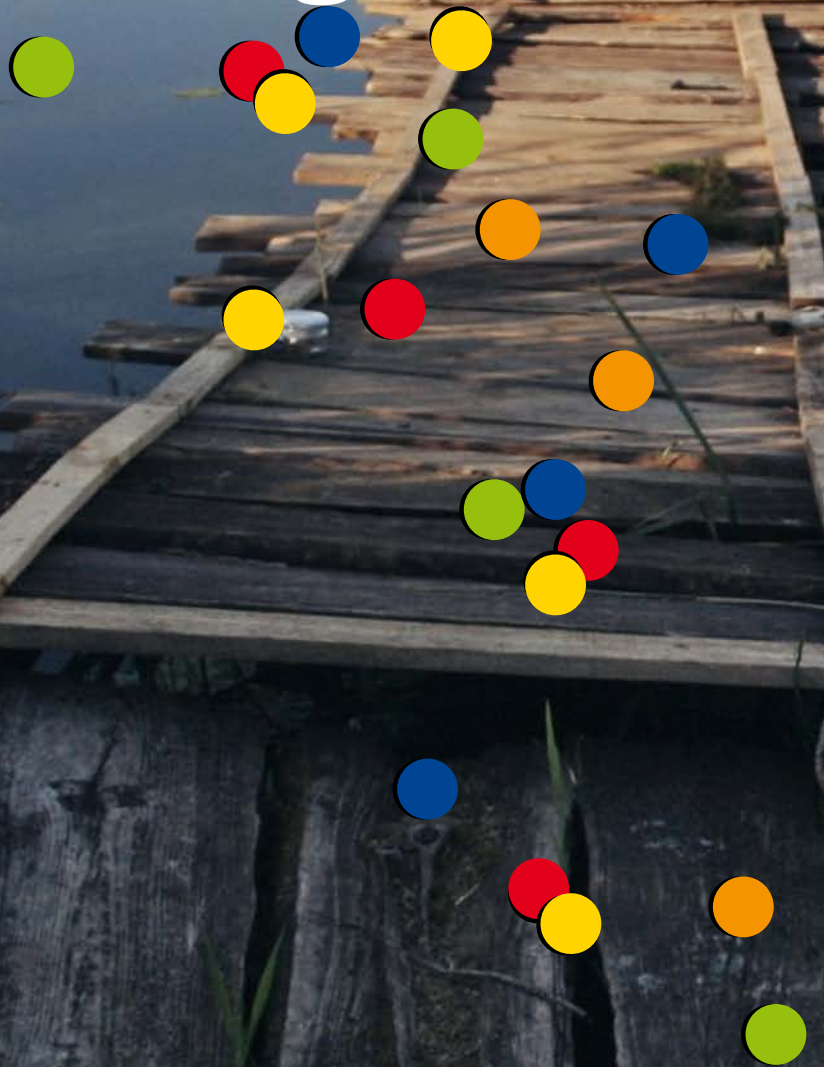
Höheres BIP dank  
Liberalisierung

<sup>34</sup> Kratena, K (2011) Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung', Mimeo, April 2011: Wien.

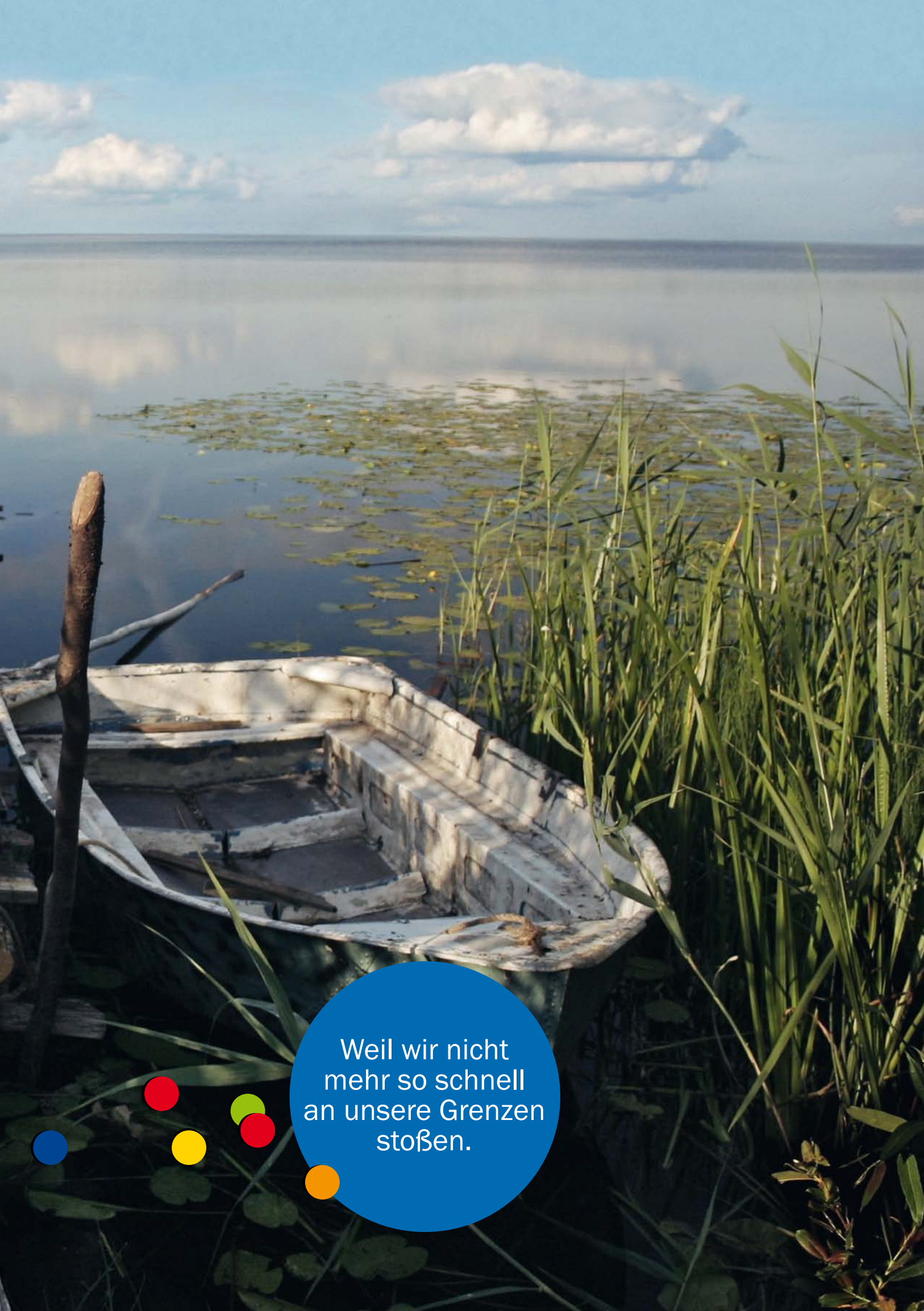
<sup>35</sup> Ibid.



Ich feiere den  
10. Geburtstag.







Weil wir nicht  
mehr so schnell  
an unsere Grenzen  
stoßen.





# Chancen und Herausforderungen für die nächsten zehn Jahre.

## Der europäische Gedanke greift: Strom- und Gassektor vor Totalumbau.

Der Strom- und Gassektor sieht sich 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 – 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 intensiviertere 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 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 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.

### **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 deutlich gesenkt. Der Prozess der Kostenanpassung erfolgte im Wesentlichen konsensual und hat die Stromnetzkosten bisher insgesamt um etwa 610 Mio. EUR gesenkt. Diese Kostensenkungen haben zu Netztarifreduktionen von bis zu 30 % für Haushaltskunden geführt. Obwohl auch in Zukunft 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 also Kraftwärmekopplungskraftwerke, zur Ausregelung verwendet werden. Deren Einsatz und damit die Gasnachfrage werden daher volatiler werden. Dies hat vielfältige Auswirkungen. 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 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 Diskussion 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 Gasmartkteilnehmer. 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

**Druck:** Druckerei Hans Jentsch & 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

---

