



Weitere Informationen finden Sie auf unserer Website:

<http://bet-aachen.de/beratung/netzberatung/>
<http://bet-aachen.de/beratung/marktberatung/>
<http://bet-aachen.de/beratung/managementberatung/>

durch zuständige Mitarbeiter der EVU. Vorteile gegenüber dem E-Mail-Versand der Lastgänge sind hierbei mehr Sicherheit, Schutz vor Datenverlust, Abhörsicherheit und vor allem die schon erwähnte strukturierte, zeitunabhängige Dialogmöglichkeit.

Konfigurierbare Auswertungen erlauben zügige Analyse

Der Import und die Darstellung von Lastgängen kann für verschiedene Zählpunkte erfolgen. Die Verarbeitung der Lastgänge erfolgt über EDM-Systeme von genannten Partnern der GET AG unter Berücksichtigung der Maßeinheiten und Wandlerfaktoren und mit Beachtung der Sommer- und Winterzeitproblematik. Damit ist auch die Abbildung von Zählerdaten aus externen Netzgebieten mög-

lich. Für die grafische Darstellung der Lastgänge bestehen zahlreiche Optionen. Die Anzeige der Zählwerte erfolgt in der jeweils gewählten Darstellungsform als Tabelle oder Grafik – auch kommentiert über einen frei wählbaren Zeitraum. Als Auswertungskomponenten stehen der Standortvergleich sowie die Summenauswertung für Pool- und Bündelkunden, Reports, Historien etc. zur Verfügung. Eine Reihe von Optionen können den modular aufgebauten Service der Lastganganzeige und -analyse durch den Zugriff auf den gesamten Informationsumfang der EDM-Produkte erweitern und verfeinern. So zum Beispiel eine energiewirtschaftliche Plausibilitätsprüfung, eine Ersatzwert(Lastgang)bildung nach den gesetzlichen Vorgaben oder der Service der Lastprognose.

Mehrwert für beide Seiten

Lastganganzeige und -analyse im Onlineportal bieten im Dialog mit dem Energiedienstleister dem Kunden die Möglichkeit seine Bezugskosten zu minimieren. Über diesen Dialog werden im gesicherten Bereich des IRM Daten zu technologischen Kennziffern des Sondervertragskunden eingepflegt und vorgehalten, die Händlern/EVU sonst nur schwer zugänglich sind. Fließen diese Daten neben den bundesweit vorgehaltenen Wetter- und Klimadaten aus dem VIS in die Vertriebslastprognose ein, erhöht sich unter Voraussetzung oben genannter Verfahren die Prognosegüte. Sämtliche prozessunterstützenden Systeme und kundenbindenden Services im Onlineportal tragen so zu einer erheblichen Minimierung des Beschaffungsrisikos bei. ■

Strompreisentwicklung am deutschen Großhandelsmarkt – Der Einfluss von Fundamentalfaktoren

Die neuerlichen Strompreissteigerungen an der deutschen Strombörse EEX in den letzten Monaten haben zu heftigen Kontroversen zwischen den betroffenen Großverbrauchern und der Politik auf der einen Seite und den vier großen EVU in Deutschland – E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW – auf der anderen Seite, die über etwa 75 – 80 Prozent der in Deutschland installierten konventionellen Kraftwerksleistung verfügen, geführt. Die Strompreise für einen Terminkontrakt baseload 2006 an der EEX sind seit Beginn des Jahres um 27 Prozent von 34,2 Euro/MWh auf 43,35 Euro/MWh (Stand: 26.08.2005) gestiegen. Das Bundeskartellamt hat am 19.08.2005 bestätigt, dass es aufgrund zahlreicher Beschwerden der deutschen Industrie, u. a. des VIK, die E.ON Energie AG und die RWE AG aufgefordert hat, bis Mitte September zum Vorwurf des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung auf dem Strommarkt Stellung zu nehmen und anschließend über weitere Verfahrensschritte entscheiden wird.

VON MARKUS PEEK

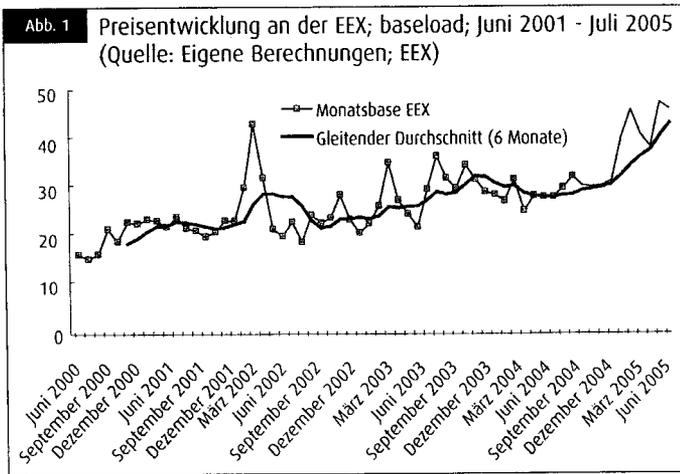
Strompreisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt seit Juni 2000

Bei der Einführung der deutschen Strombörse im Juni 2000 lagen die Strompreise auf einem Niveau zwischen knapp 15 und rund 23 Euro/MWh für das baseload-Produkt. In dieser Anfangszeit zwischen Juni 2000 und Oktober 2001 lässt sich das Preisniveau fundamental durch eine kurzfristige Grenzkos-

tenpreissetzung, bei der die variablen Kosten des teuersten eingesetzten Kraftwerks den Preis determinieren, erklären. Zu diesem geringen Preisniveau konnte es kommen, da angesichts von Überkapazitäten aus Monopolzeiten in Deutschland und Europa sich eine Deckung der Vollkosten von Kraftwerken zu Beginn der Liberalisierung durch die Kraftwerksbetreiber auf dem Markt nicht durchsetzen ließ.

Spätestens seit November 2001 haben sich

die Preise von den kurzfristigen Grenzkosten gelöst. Unterschiedliche Ursachen für die Preisspitzen in den Wintermonaten – November, Dezember und Januar – der Jahre 2001/2002 wurden diskutiert. Von den großen EVUs wurden fundamentale Faktoren, wie eine hohe Nachfrage in Kontinentaleuropa, ins Feld geführt. Die Verlustmeldungen von Enron im Herbst 2001 und der anschließende Konkurs des Unternehmens am 2. Dezember 2001 hatten sowohl einen psychologischen Einfluss auf den Markt, als auch zu



einer Situation geführt, in der zahlreiche Marktteilnehmer „short“-Positionen hatten. Nicht zuletzt wurde die zunehmende Oligopolisierung des deutschen Strommarktes als Ursache für die hohen Preise genannt. Das Preisniveau sank erst wieder im Februar 2002 für einen Zeitraum von wenigen Monaten auf ein niedrigeres Niveau, das sich wieder approximativ durch eine kurzfristige Grenzkostenpreissetzung erklären lässt. Seitdem sind die Strompreise sukzessive und bei einer deutlichen Erhöhung der Volatilität bis zum Januar 2005 auf ein Niveau von etwa 30 Euro/MWh angestiegen, das sich nur zum Teil auf steigende Erdgas- und Steinkohlepreise zurückführen lässt. Einen neuerlichen Schub hat der Beginn eines EU-weiten CO₂-Zertifikatesystems mit sich gebracht. Seit Februar 2005 bestimmt der CO₂-Zertifikatspreis das Strompreisniveau erheblich und hat zu einem weiteren Anstieg des Großhandelspreises auf deutlich über 40 Euro/MWh geführt.

Eine ähnliche Entwicklung weisen die Preisentwicklungen auf den Terminmärkten auf. Zwischen Januar 2003 und November 2003 stieg der Futurepreis für eine Bandlieferung 2006 von etwa 25 Euro/MWh auf ein Niveau von rund 35 Euro/MWh; eine Preissteigerung von 40 Prozent. Anschließend blieb der Futurepreis mit nur leichten Schwankungen auf diesem Niveau und stieg erst Anfang 2005 – getrieben durch die steigenden CO₂-Zertifikatspreise – auf sein jetziges Niveau von 45 Euro/MWh. Diese letzte Preisbewegung ist fast vollständig auf die Einpreisung der CO₂-Zertifikate zurückzuführen. Ein einfacher Re-

Die Entwicklung der Strompreise kommt für viele Marktteilnehmer und die Politik offensichtlich unerwartet, was die Frage aufkommen lässt, ob die Strompreissteigerungen in den letzten Jahren im Wesentlichen auf eine Marktkonzolidierung nach einer kurzen Zeit des Einbruches der Strompreise zu Beginn der Liberalisierung sowie auf Brennstoffpreissteigerungen und auf die Einführung eines EU-weiten CO₂-Zertifikatesystems zurückzuführen sind oder durch die hohe Marktkonzentration in Deutschland verursacht werden. Zu diesem Zweck wird in den folgenden Ausführungen zunächst die Marktkonzentration in Deutschland dargestellt. Darauf folgt eine Analyse der Erklärungskraft von Fundamentalfaktoren, wie Veränderung der Kapazitätssituation seit Beginn der Liberalisierung und eines damit verbundenen Übergangs von kurzfristiger Grenzkostenpreissetzung zu langfristigen Grenzkosten (Sustainable Industry Price) sowie des Einflusses von Brennstoffpreisentwicklungen. In diesem Zusammenhang werden auch die Auswirkungen der Einführung des EU-weiten CO₂-Zertifikatehandels analysiert. Anschließend wird die Entwicklung der deutschen Strompreise im europäischen Kontext betrachtet. Der Beitrag endet mit einem zusammenfassenden Fazit.

gressionsansatz – mit dem Strompreis als zu erklärende und dem CO₂-Zertifikatspreis als erklärende Variable – kann die Preisbewegung im Jahre 2005 zu über 95 Prozent erklären. Dabei steigt der Strompreis je 1 Euro/t CO₂ um etwa 0,566 Euro/MWh (Abb. 3).

Konzentration in der deutschen Stromerzeugung

Mit Beginn der Liberalisierung erfolgte in Deutschland eine Konsolidierung der Unternehmens- und Marktstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft. Von besonderer Bedeutung in diesem Zusammenhang sind hierbei die Fusionen der ehemaligen Verbundunternehmen. Aus ehemals acht Verbundunternehmen sind die heutigen vier mit Abstand bedeutendsten Player auf dem Stromerzeugungsmarkt entstanden. Bereits im Jahre 1997 fusionierten die Energieversorgung Schwaben AG und die Badenwerk AG zur EnBW AG. Es folgten Fusionen der RWE AG und VEW AG zur RWE AG und der VIAG AG und VEBA AG zur E.ON AG im Jahre 2000/2001. Den Abschluss dieser Zusammenschlüsse bildete die Fusion der VEAG AG, Bewag AG und HEW AG zur heutigen Vattenfall Europe AG. Neben diesen Fusionen haben die vier großen Elektrizitätsversorger zahlreiche Beteiligungen an Stadtwerken und Regionalversorgern in Deutschland sowie an ausländischen Elektrizitätsversorgern erworben.

Durch diese Konsolidierung hat sich die Marktkonzentration im Bereich der deutschen Stromerzeugung deutlich erhöht. Unter Berücksichtigung von Beteiligungen und Gemeinschaftskraftwerken liegt der Marktanteil der vier größten Elektrizitätserzeuger in Deutschland (bezogen auf die installierte konventionelle Kraftwerksleistung) bei rund 75 – 80 Prozent, dieses entspricht bei einer installierten Leistung der konventionellen Kraftwerke von etwas über 100 GW einer Kapazität von knapp 75 – 80 GW. Allein E.ON und RWE verfügen über einen Marktanteil von jeweils rund 25 Prozent; die Marktanteile

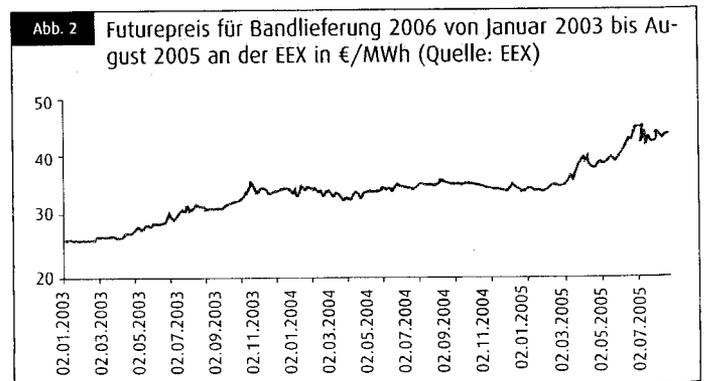
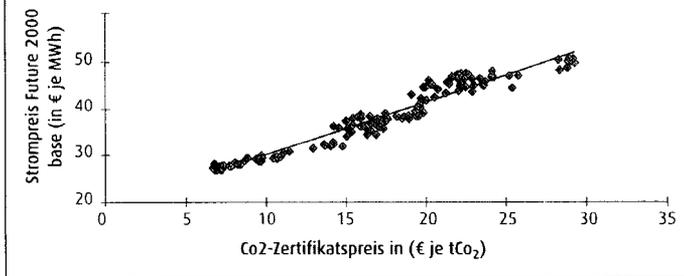


Abb. 3 Zusammenhang zwischen Strompreis (Future baseload 2006 an der EEX) und CO₂-Zertifikatspreisen; Januar 2005 bis August 2005 (Quelle: Eigene Berechnungen; EEX)



le von Vattenfall Europe und EnBW liegen bei jeweils 10 bis 15 Prozent (Abb. 4).

Berücksichtigt man zusätzlich die verfügbare Übertragungskapazitäten der Kuppelleitungen zu den europäischen Nachbarländern von etwa 12 GW sinkt der Marktanteil der vier größten Unternehmen (KR 4) um rund 10 Prozent-Punkte. Unter Berücksichtigung des Auslandes würden Kapazitätsengpässe erst bei einer Zurückhaltung der gesamten Kapazitäten der beiden größten Unternehmen – E.ON und RWE – und dieses auch nur in Spitzenlastzeiten auftreten, um die Nachfrage in diesen Perioden (ca. 75 – 80 GW) decken zu können. Die Kapazitäten eines einzelnen Unternehmens sind auch in Spitzenlastzeiten nicht notwendig, um die Nachfrage zu befriedigen. In Schwachlastzeiten könnte die Nachfrage (ca. 30 – 35 GW) auch ohne die Kraftwerksleistung der vier größten Stromerzeuger gedeckt werden. Bezieht man ferner die installierte Leistung der durch das EEG geförderten Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien in Höhe von inzwischen deutlich über 20 GW, davon rund 17 GW Windenergieanlagen, in die Berechnungen ein, sinkt der Marktanteil insbesondere in Zeiten hoher Windenergieeinspeisung noch einmal deutlich. Auf der anderen Seite muss allerdings die notwendige vorzuhaltende Regelenergieleistung in Höhe von über 8 GW zusätzlich zur Nachfrage berücksichtigt werden.

Die Betrachtung der Marktanteile der Unternehmen kann kein vollständiges Bild über die Möglichkeit des strategischen Verhaltens von einzelnen Unternehmen oder von mehreren Unternehmen, wenn man kollusives Verhalten unterstellt, liefern. Durch gezielte Kapazi-

tätzurückhaltungen eines oder mehrerer Unternehmen besteht insbesondere in Spitzenlastzeiten durchaus die Möglichkeit den Strompreis auf dem Großhandelsmarkt zu beeinflussen. Allerdings kann als Fazit auch festgehalten werden, dass die Möglichkeiten eines einzelnen Unternehmens, durch Kapazitätsrückhaltungen die Strompreise beliebig in die Höhe zu treiben, beschränkt sind. Ein weiterer Aspekt in diesem Zusammenhang ist der mögliche Markteintritt neuer Marktteilnehmer. Liegen die Preise für Futureprodukte deutlich über einem Niveau, müssen die eta-

blierten Unternehmen den Bau neuer Kraftwerke durch IPPs mit der eventuellen Folge neuerlicher Überkapazitäten befürchten. Dieser potentielle Wettbewerb dürfte einen ‚disziplinierenden‘ Einfluss auf die maximalen Strompreise haben, da in einem System mit Überkapazitäten die Strompreise neuerlich auf ein kurzfristiges Grenzkostenpreisniveau fallen könnten, das Erlösminderungen auch für das bestehende Kraftwerksportfolio der etablierten Unternehmen mit sich bringt.

Kurzfristige Grenzkosten vs. Sustainable Industry Price

Zu Beginn der Einführung der zunächst zwei Strombörsen, der EEX in Frankfurt und der LPX in Leipzig, lagen die Strompreise in den ersten Monaten in einer Bandbreite zwischen 15 und 23,5 Euro/MWh. Dieses Preisniveau ließ sich fundamental mit einer kurzfristigen Grenzkostenpreissetzung unter Verwendung geeigneter Modelle mit einer hohen Genauigkeit erklären. Bei einer kurzfristigen Grenzkostenpreissetzung ist eine Vollkostendeckung für Kraftwerke allerdings nicht möglich. D. h. nur in einem System mit Überkapazitäten kann eine solche Preissetzung stattfinden, da Kraftwerksbetreiber in dieser Situation Preise auf Vollkostenniveau am Markt nicht durchsetzen können. Werden durch altersbedingte Kraftwerksstilllegungen Kraftwerksneubauten notwendig, muss zwangsläufig aufgrund von Knappheiten eine Erhöhung der Strompreise erfolgen, so dass Anreize für Investitionen in Ersatz- und Neubauten von Kraftwerken existieren. Ein Preisniveau, das langfristig Anreize zum Kraftwerksneubau setzen kann, hängt sowohl von den Brennstoffpreisen als auch von der Preiswirksamkeit der CO₂-Zertifikate ab. Um ein sol-

Abb. 4 Konzentrationsraten (KR 1 - KR 4) auf dem deutschen Stromerzeugungsmarkt

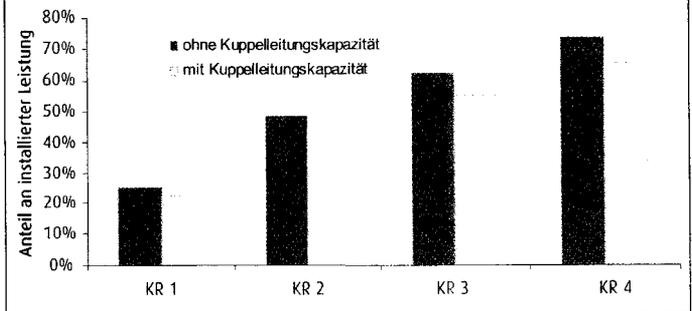
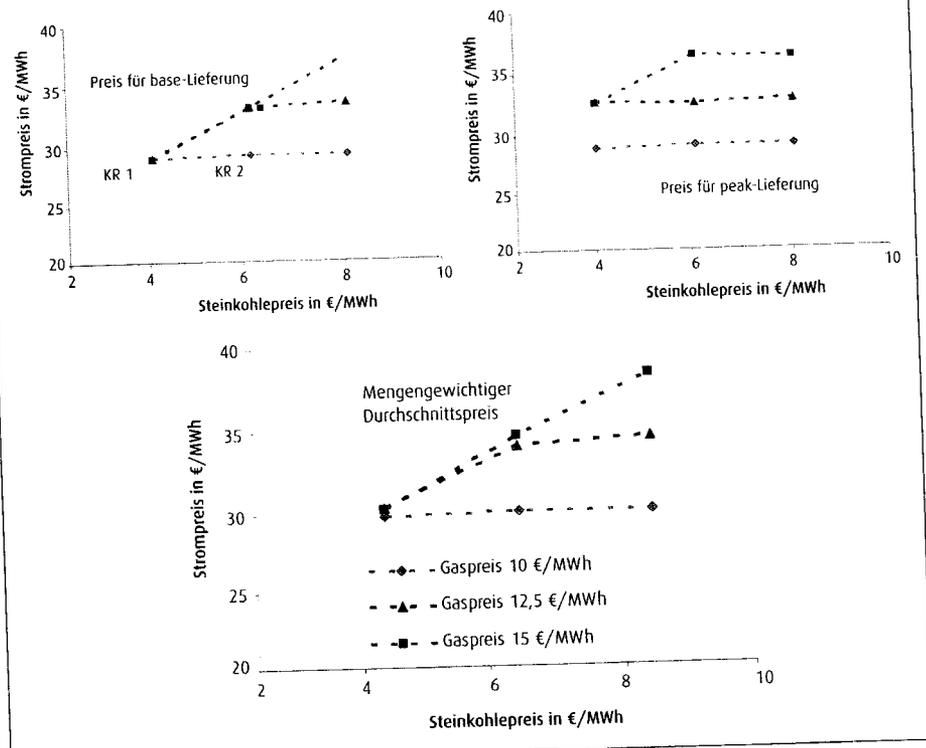


Abb. 5 Fundamentale Vollkostenpreise für Strom auf dem Großhandelsmarkt bei unterschiedlichen Erdgas und Steinkohlepreisen; base-Lieferung, peak-Lieferung und mengengewichteter Durchschnitt



ches Preisniveau abschätzen zu können, wurden mit dem Strommarktmodell GEMS bei unterschiedlichen Brennstoffpreisen, allerdings ohne Berücksichtigung des CO₂-Zertifikatehandels, langfristige Vollkostenpreise für die deutsche Stromversorgung ermittelt.

Die Preise auf langfristigem Vollkostenniveau liegen je nach Brennstoffpreisniveau für eine base-Lieferung zwischen knapp 27 und 35 Euro/MWh und für eine peak-Lieferung zwischen 42 und 56 Euro/MWh. Zu diesen Preisen würden – ohne Berücksichtigung des EU-weiten CO₂-Zertifikatehandels – in naher Zukunft erforderliche Ersatzinvestitionen für altersbedingte Kraftwerksstilllegungen erfolgen. Das langfristige Preisniveau liegt somit bei den unterstellten Brennstoffpreisen eher über den bis Ende 2004 realisierten Spotmarktpreisen an der EEX und etwa auf dem Preisniveau, das an der EEX für eine Bandlieferung für das Jahr 2006 seit Mitte des Jahres 2003 realisiert wurde. Erst die Einpreisung der CO₂-Zertifikate bzw. die steigenden Zertifikatspreise haben das Preisniveau für diesen Future deutlich über dieses Niveau getrieben.

Die Tendenz der Preiserhöhungen ist somit zumindest teilweise durch eine Verknappung der Überkapazitäten zu erklären und eine zwingende Notwendigkeit, um Anreize für den Bau von Kraftwerken zu setzen.

Die konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland sind seit dem Jahr 2000 durch altersbedingte Stilllegungen und Langzeit-Konservierungen von fossil befeuerten Kraftwerken (Tabelle 1) sowie den Stilllegungen der Kernkraftwerke Stade (2003) und Obrigheim (2005) erheblich zurückgegangen.

Neben Ersatzinvestitionen bei kleineren wärmegeführten KWK-Anlagen und einer erheblichen Kapazitätssteigerung bei Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, gab es nur zwei Kraftwerksneubauten – der BoA-Block in Niederaußem (Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik) und das Pump-

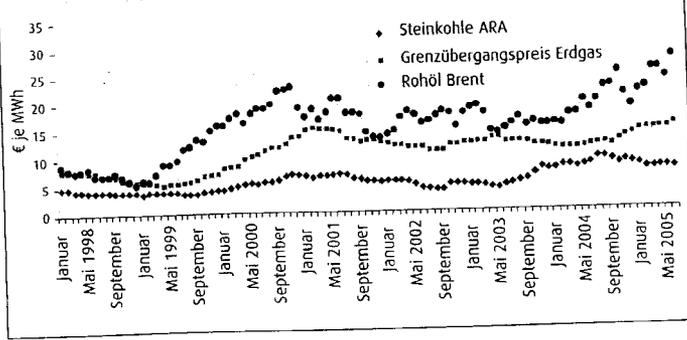
speicherkraftwerk in Goldisthal. In den nächsten Jahren werden zahlreiche altersbedingte Kraftwerksstilllegungen folgen, die bis zum Jahre 2020 auf 40.000 MW inklusive der Kernkraftwerksstilllegungen gemäß Atomkonsens geschätzt werden. Somit sind die Überkapazitäten im deutschen Erzeugungssystem deutlich zurückgeführt worden und werden weiter abnehmen, so dass zunehmende Knappheiten die Möglichkeiten für Kraftwerksbetreiber verbessern, Preise auf Vollkostenniveau am Markt durchzusetzen.

Der Einfluss der Brennstoffpreise

Neben einem Übergang von kurzfristigen Grenzkosten zu einem ‚sustainable industry price‘ haben sich die Primärenergiepreise – der Rohöl-, Erdgas- und Steinkohlepreis – seit Beginn der Liberalisierung im April 1998 deutlich erhöht. Der Grenzübergangspreis für Erdgas lag mit etwa 15 Euro/MWh in den ersten Monaten des Jahres 2001 auf einem äußerst hohen Niveau und stabilisierte sich in den beiden Folgejahren etwas unterhalb dieses hohen Preises. Als Folge der enormen Ölpreissteigerung, die mit Verzögerung durch die Preisbindung des Erdgas an den Ölpreis weitergegeben werden, hat der Erdgaspreis mittlerweile dieses hohe Niveau wieder erreicht. Die Entwicklung der Steinkohlepreise folgte einer ähnlichen Entwicklung, wobei das Maximum mit über 9 Euro/MWh in den Sommermonaten des Jahres 2004 zu beobachten war und mittlerweile eine leichte Konsolidierung eingesetzt hat (Abb. 6).

Als wichtigster Primärenergieträger hat Öl einen Einfluss auf die Preisentwicklung der

Abb. 6 Entwicklung der Preise für Primärenergieträger auf dem Weltmarkt in €/MWh; Januar 1998 - Juni 2005 (Quelle: Eigene Berechnungen; McCloskey, BMWA; IEA)



anderen beiden Primärenergieträger. Die drastischen Preissteigerungen auf dem Weltmarkt für Rohöl spiegeln sich daher in der Preisentwicklung von Erdgas und Steinkohle wider. Die Abhängigkeiten zeigen sich allerdings nur mit Verzögerungen und werden durch weitere Entwicklungen zum Teil überlagert. Für die Preissteigerungen bei Strom auf dem Großhandelsmarkt ist der starke Anstieg der Ölpreise auf dem Weltmarkt nur von indirekter Bedeutung. Einerseits sind für die Strompreise in Deutschland die Brennstoffpreise in Euro je MWh entscheidend. Da der Euro/Dollar-Wechselkurs von Mitte 2000 bis heute um fast 50 Prozent gestiegen ist, ist die Steigerung der Brennstoffpreise in Europa geringer als bspw. in den USA. Andererseits spielt Öl in der Stromerzeugung eine untergeordnete Rolle und der Einfluss der Ölpreise auf die Strompreise ist im Wesentlichen auf die Abhängigkeiten der Erdgas- und Steinkohlepreise vom Ölpreis beschränkt.

So ist der Halbjahresdurchschnitt der Preise für eine base-Lieferung seit Mitte 2000 bis Juni 2005 um mehr als 220 Prozent gestiegen, während der Erdgaspreis und der Steinkohlepreis um etwas mehr 120 Prozent und der Ölpreis um etwas weniger als 120 Prozent (jeweils in €) gestiegen sind. Obwohl die Entwicklung der Brennstoffpreise insbesondere langfristig einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten der Stromerzeugung und die Strompreise hat, kann die Preisentwicklung an der Strombörse zwischen Mitte 2000 und Mitte 2005 nur zu ei-

nem kleinen Teil auf die Brennstoffpreisentwicklungen zurückgeführt werden.

Einführung eines EU-weiten CO₂-Zertifikatehandels und Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise

Mit Beginn dieses Jahres wurde in der Europäischen Union ein CO₂-Zertifikatehandel eingeführt. Der CO₂-Zertifikatehandel führt dazu,

dass Unternehmen, die an dem Handel teilnehmen (müssen), am Ende der jeweiligen Periode für die emittierten Mengen Zertifikate abgeben müssen. Die Zuteilung der Zertifikate an die betroffenen Unternehmen kann in einem Zertifikatehandel grundsätzlich auf dreierlei Art und Weisen erfolgen:

- **Auktionierung:** Die Zertifikate werden zu Beginn einer Periode auktioniert. In diesem Fall sind die Kosten der CO₂-Zertifikate sowohl kosten- als auch preisrelevant.
- **Grandfathering mit ‚ex-post‘-Anpassung:** Die Zertifikate werden zu Beginn einer Periode kostenlos zugeteilt. Nicht benötigte Mengen müssen zurückgegeben werden und können nicht am Markt verkauft werden. In diesem Fall sind die Zertifikate weder kosten- noch preisrelevant.

Tab. 1 Ausgewählte Stilllegungen konventioneller Kraftwerke in Deutschland 2001 - 2003

Kraftwerksname	Eigentümer	Stilllegungs-jahr	Brennstoff	Netto-Leistung in MW
Kraftwerk Franken 2-1	EON	2001	Steinkohle	190
Kraftwerk Franken 2-2	EON	2001	Steinkohle	190
Kraftwerk Meppen	EON	2001	Erdgas	610
Kraftwerk Scholven 6	RWE	2001	Öl	672
Kraftwerk Dettingen	RWE	2001	Steinkohle	94
Kraftwerk Westerholt 2	EON	2001	Steinkohle	138
Kraftwerk Charlottenburg 1-3	BEWAG	2001	Steinkohle	67
Kraftwerk Weiher 2 (Block A und B)	Saarenergie	2001	Steinkohle	270
Kraftwerk Moorburg 1	HEW	2001	Erdgas	486
Kraftwerk Moorburg 2	HEW	2001	Erdgas	486
Kraftwerk Robert Frank 1	EON	2001	Erdgas	298
Kraftwerk Arzberg 5	EON	2002	Braunkohle	104
Kraftwerk Offleben 3	EON	2002	Braunkohle	280
Kraftwerk Westerholt 1	EON	2002	Steinkohle	138
Kraftwerk Scholven 7	RWE	2002	Öl	672
Kraftwerk Schwandorf D	EON	2003	Braunkohle	284
Kraftwerk Arzberg 7	EON	2003	Braunkohle	121
Kernkraftwerk Stade	EON/HEW	2003	Kernenergie	630

Allerdings wird bei diesem Vorgehen auch die gewünschte Lenkungswirkung des Zertifikatehandels verfehlt. Nur im Falle einer Unterdeckung, d. h. nur ein bestimmter Anteil der benötigten Zertifikate wird mit ‚ex post‘-Anpassung kostenlos zugeteilt, hat das Zertifikatesystem die erwünschten Lenkungswirkungen. Bei diesem Zuteilungsverfahren werden die Zertifikatskosten für den Anteil, der zugekauft werden muss, kostenrelevant und in entsprechender Höhe in die Strompreise eingepreist.

- **Grandfathering ohne ‚ex post‘-Anpassung:** Die Zertifikate werden zu Beginn einer Periode kostenlos zugeteilt. Nicht benötigte Mengen können am Markt verkauft werden. In diesem Fall verursachen die zuge-

4. JAHRESFORUM

28. - 30. NOVEMBER 2005 SWISSÔTEL DÜSSELDORF NEUSS, GERMANY

Präventives Mahn- und Inkassomanagement IS-U/CCS

Schuldnerorientierte Maßnahmensteuerung durch Kundenanalyse - Effektives Inkasso nach Unbundling in Shared Services - Inkasso Scoring

Informationen unter:

www.iqpc.de/
de-2421/energate



- Profitieren Sie von **Kennzahlenbildung** und **Performance Messung** für ein flexibles Forderungsmanagement.
- Optimieren Sie **Workflow** und **Schnittstellenmanagement** und minimieren Sie Ihre Risiken durch **schuldnerorientiertes** und **stringentes Mahn- und Inkassomanagement** vom Vertrieb bis zum Übergang in das **gerichtliche Mahnwesen**.
- Erfahren Sie mehr über veränderte Prozesse nach Unbundling und die Herausforderungen und Auswirkungen auf das Forderungsmanagement und wie Sie das **Forderungsmanagement als Shared Services unbundlingsicher betreiben**.
- Steigern Sie die Effizienz durch **Anbindung der Auftragssteuerung im Außendienst** und durch **Optimierung des Sperrworkflows**.

Prof. Dr. rer. oec. Siegfried Hübner
Unternehmensentwicklung

E.ON Avacon AG • Wuppertaler Stadtwerke AG • HEW AG • Stadtwerke Flensburg GmbH • SWK Energie GmbH • Stadtwerke Düsseldorf AG • EnBW Systeme Infrastruktur Support GmbH • Verband der Vereine Creditreform e.V. • Stadtwerke Bochum GmbH • Stadtwerke Herne AG • Bayerische Beamtenfachhochschule, Starnberg • InFoScore Forderungsmanagement GmbH • regiocom GmbH • DSC GmbH • Deutscher Inkasso-Dienst GmbH & Co. KG • SAF Unternehmensverbund • Adress Research GmbH • Stadtwerke Hannover AG • Kelag - Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft • Stadtwerke Bielefeld GmbH • Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH

teilten Zertifikate keine Kosten. Zusätzlich erforderliche Mengen müssen am Markt zugekauft, Überschussmengen können am Markt verkauft werden. Da nicht verbrauchte Mengen alternativ auf dem Markt verkauft werden können, sind die Zertifikate trotz der kostenlosen Zuteilung preisrelevant.

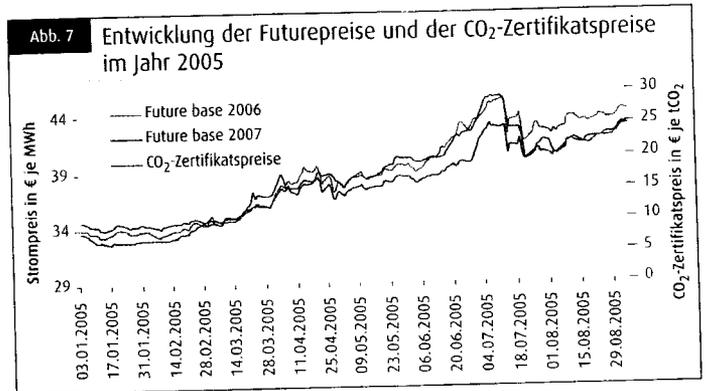
Das grandfathering, d. h. die kostenlose Zuteilung der Zertifikate, kann sowohl auf Basis von historischen Emissionsmengen als auch auf Grundlage von sektor- oder technologiespezifischen 'benchmarks' erfolgen. In der ersten Handelsphase 2005 – 2007 wurden die Zertifikate in allen EU-Mitgliedsländern fast ausschließlich im Rahmen eines grandfatherings zugeteilt. In Deutschland wurden dabei die Zertifikate für Bestandsanlagen überwiegend ohne eine 'ex post'-Anpassung auf Grundlage historischer Emissionen zugeteilt. Eine Ausnahme bilden einerseits Betreiber, die ihre Anlagen ohne eine Übertragung der Zertifikate auf Ersatzanlagen stilllegen, den Betrieb der Anlage faktisch einstellen (d. h. weniger als 10 Prozent der jahresdurchschnittlichen Emissionen der Basisperiode emittieren) oder der Betreiber deren Anlagen weniger als 60 Prozent ihrer jahresdurchschnittlichen Emissionen in der Basisperiode verursachen. Andererseits gibt es für Betreiber bestehender Anlagen die Möglichkeit, alternativ eine Zuteilung nach einem teilweise technologie- und teilweise sektorspezifischen 'benchmark' zu wählen. In allen diesen Fällen wird eine 'ex post'-Anpassung der zugeteilten Zertifikate vorgenommen. In der Regel wird die Zuteilung der Zertifikate in Deutschland jedoch ohne 'ex post'-Anpassungen vorgenommen. Somit werden die Zertifikatspreise aus Opportunitätskostenüberlegungen bzw. – bei unzureichender Ausstattung – über tatsächliche Kosten des Kaufs von zusätzlichen Zertifikaten in den Strompreis eingepreist. Allerdings dürften die zahlreichen Ausnahmen mit 'ex post'-Anpassung eine, wenn auch – insbesondere unter Berücksichtigung des anderen EU-Mitgliedsländer – eher geringe Einschränkung bezüglich der Einpreisung der CO₂-Zertifikate mit sich bringen. Dieses zeigt sowohl die Ent-

wicklung der Futurepreise als auch der Spotpreise. Durch den starken Anstieg der Zertifikatspreise von unter 10 € je t CO₂ auf zeitweise fast 30 € je t CO₂ sind insbesondere die Futurepreise für die Jahre 2006 und 2007 in die Höhe geschwungen (Abb. 7).

Eine Quantifizierung des Effekts für den Future base 2006 wurde bereits zu Beginn dargestellt. Die Preiserhöhungen für die Futurepreise 2006 und 2007 im Laufe des Jahres 2005 sind fast ausschließlich auf die Einpreisung der CO₂-Zertifikate zurückzuführen. Inwieweit die Erhöhung der CO₂-Zertifikatspreise seit Beginn des Jahres fundamental gerechtfertigt ist und welche Rolle die Dominanz einiger, weniger Player spielt, ist nicht Gegenstand dieser Analyse.

Strompreisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt in anderen europäischen Ländern Eine Betrachtung der Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt im europäischen Ausland im Vergleich zu Deutschland (Abb. 8) bringt drei wesentliche Erkenntnisse:

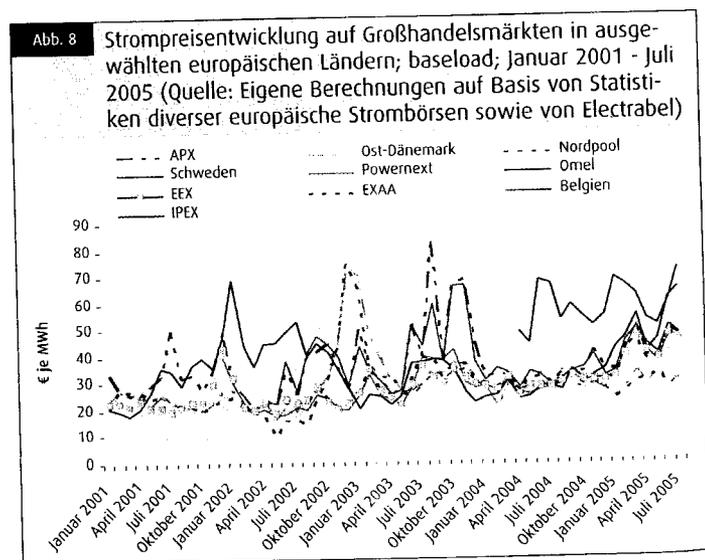
- Aufgrund von geringen Kuppelleitungskapazitäten zwischen einigen Regionen in der EU existiert kein integrierter EU-Binnenmarkt für Strom mit einheitlichen Großhandelspreisen (zuzüglich Transportkosten).
- Das Preisniveau auf dem deutschen Großhandelsmarkt liegt im europäischen Vergleich tendenziell im unteren Mittelfeld.
- Unterschiedliche Strompreisentwicklungen in anderen europä-



schien Ländern können im Wesentlichen durch fundamentale Ursachen erklärt werden.

Geringe Übertragungskapazitäten zwischen einigen europäischen Regionen führen zu einem unterschiedlichen Strompreisniveau und einer unterschiedlichen Strompreisentwicklung in Europa. Die Ausnutzung von Arbitragemöglichkeiten sind aufgrund der vorhandenen Übertragungskapazitäten begrenzt und führen zwischen diesen Regionen nicht zu einer Angleichung der Preise. So existieren bei den aufgeführten Ländern mehrere Gruppen, die untereinander integriert sind, im Vergleich zu den anderen Regionen aber eine separate Entwicklung vollzogen haben.

Deutschland (EEX), Österreich (EXAA) und Frankreich (Powernext) haben ein ähnliches Preisniveau und eine fast identische Preisentwicklung. Die Preise in den Niederlanden (APX) und Belgien liegen im zeitlichen Mittel



auf einem höheren Niveau, was insbesondere durch eine Restriktion des Stromaus-tauschs zwischen diesen beiden Ländergrup-pen in Spitzenlastzeiten verursacht wird. In diesen Zeiten sind die Preise in den Nieder-landen und Belgien aufgrund teurer Spitzen-lastkapazitäten und nur geringer Speicher- und Pumpspeicherkapazität häufig höher. Eine weitere integrierte Region stellen die skandinavischen Länder dar. Größere Abwei-chungen von den Systempreisen an der Nord-pool, der Strombörse in Skandinavien, sind für Norwegen, Schweden, Finnland und Ost-Dänemark, eher die Ausnahme. An der Nord-pool, existiert im Gegensatz zu Kontinentaleu-ropa, ein so genanntes ‚regional pricing sys-tem‘ das Kuppelleitungseingänge durch eine Variation des einheitlichen Systempreises ma-nagt. Die Preisentwicklung ist von der deut-schen Preisentwicklung weitgehend entkop-pelt. Einerseits existieren nicht ausreichend Kuppelleitungskapazitäten zwischen den bei-den Regionen, um eine Annäherung der Strompreise zu bewirken. Andererseits ist das skandinavische Stromerzeugungssystem we-sentlich durch die norwegische und schwedi-sche Wasserkraft bestimmt. So hängt die Strompreisentwicklung in dieser Region hauptsächlich vom Wasserjahr (Zuflüsse zu den und Wasserstand in den Speicherseen) ab und die Entwicklung von fossilen Brennstoff-preisen sowie die Einführung eines CO₂-Zerti-fikatesystems in der EU haben so gut wie kei-ne Bedeutung.

Durch ihre Randlagen in Verbindung mit ei-ner unzureichenden Übertragungskapazität haben Italien (IPEX) und Spanien (Omel) je-weils eine von den übrigen Regionen losge-löste Preisentwicklung. Durch einen hohen Nachfragezuwachs und Knappheiten bei den Kraftwerkskapazitäten in Verbindung mit ei-ner hohen Marktkonzentration liegt das Preisniveau i. d. R. auf einem deutlich höhe-ren Niveau als in Deutschland. Im Gegensatz zu Skandinavien sind für diese beiden Re-gionen allerdings ähnliche Fundamentalfak-toren – aufgrund eines hohen Anteils von fossil befeuerter Kraftwerksleistung – für den Strompreis von Bedeutung. Dieses zeigt sich insbesondere an der Einpreisung der CO₂-Zertifikate in Spanien seit Januar 2005.

Fazit

Die Erhöhung der Strompreise auf dem Groß-handelsmarkt nach einem drastischen Preis-verfall zu Beginn der Liberalisierung um mehr als 220 Prozent und der neuerliche Preisschub seit Anfang des Jahres 2005 ha-ben unterschiedliche Ursachen. Einerseits haben die Brennstoffpreiserhöhungen eine Preis treibende Wirkung gehabt. Die Einfüh-rung eines EU-weiten CO₂-Zertifikatehandels in Verbindung mit der Ausgestaltung der na-tionalen Allokationspläne (NAPs) in Deutschland und anderen EU-Mitgliedslän-dern haben dazu geführt, dass die CO₂-Prei-se sowohl in die Future- als auch in die Spot-marktprodukte eingepreist werden. Anderer-seits hat eine Konsolidierung der Preise von einem kurzfristigen Grenzkostenpreis zu ei-nem langfristigen Vollkostenniveau (sustain-able industry price) stattgefunden, das so-mit zwingend erforderliche Anreize für den Ersatz von alten und den Bau von neuen Kraftwerken setzt. Über dieses Vollkos-tenniveau sind bis-her weder die Spot-marktpreise noch die Futurepreise ge-stiegen. Die Verbes-erung der Möglich-keiten ein solches Preisniveau am Markt durchzuset-zen, dürfte sowohl auf einen sukzessi-ven Abbau von Überkapazitäten als auch auf eine hohe Marktkonzentration in Deutschland und den meisten anderen europäischen Län-dern zurückzuführen sein. Das deut-sche Preisniveau liegt im Vergleich zu anderen europäi-schen Ländern we-der auf einem unge-wöhnlich hohen Ni-veau noch ist die Preisentwicklung

von einer kontinental-europäischen Kernre-gion (Deutschland, Frankreich, Österreich und mit Abstrichen Belgien und die Nieder-lande) abgekoppelt. Fundamentale Ursachen sowie unzureichende Übertragungskapazitäten, die die Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes einschränken, können Unterschiede im Preisniveau und in der Preisentwicklung erklären. ■

zur Person

Markus Peek

- Studium der Volkswirtschaftslehre an der Uni-versität Bielefeld
- Wissenschaftlicher Mitarbeiter und stellvertre-tender Geschäftsführer des Energiewirtschaft-lichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI)
- Ab 2006 Berater bei Büro für Energiewirt-schaft und technische Planung, Aachen (BET)