



European Energy Exchange AG
Augustusplatz 9, 04109 Leipzig

Herrn Prof. Dr. Justus Haucap
Vorsitzender
Monopolkommission
Heilsbachstraße 16
53123 Bonn

Robert Gersdorf
Tel.: +49 341 2156-218
Fax: +49 341 2156-109
E-Mail: robert.gersdorf@eex.com

12. Oktober 2010

Vorab per E-Mail

Stellungnahme zur Anhörung der Monopolkommission zur Vorbereitung eines Sondergutachtens gemäß § 62 Abs. 1 EnWG – Gas

Sehr geehrter Herr Professor Haucap,

vielen Dank für Ihr Schreiben an Herrn Dr. Menzel, welches er zur Beantwortung an uns weitergeleitet hat. Wir freuen uns über die Möglichkeit zur Stellungnahme in Vorbereitung Ihres Sondergutachtens gemäß § 62 Abs. 1 EnWG für den Gasmarkt. Anbei finden Sie die Beantwortung Ihrer Fragen.

Wir hoffen Ihnen mit unserer Stellungnahme die notwendige Unterstützung zu geben und stehen Ihnen für weitere Fragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

i. V. Daniel Wragge
Head Political Communications

i. V. Robert Gersdorf

Anlage



European Energy Exchange AG
Augustusplatz 9
04109 Leipzig
HRB 18 4 09 Leipzig
USt-Id: DE 222 118 427
StNr.: 231 / 100 / 03900

Vorstand:
Dr. Hans-Bernd Menzel (Vors.)
Dr. Christoph Mura
Iris Weidinger
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Dr. Jürgen Kroneberg

Bankverbindung:
Baden-Württembergische Bank
Konto-Nr.: 746 150 33 83
BLZ 600 501 01
S.W.I.F.T: SOLADEST
IBAN: DE77600501017461503383

Kontakt:
Tel.: +49 3412156 - 0
Fax: +49 341 2156 - 109
E-Mail: info@eex.com
Internet: www.eex.com

**Stellungnahme der European Energy Exchange AG
zur Vorbereitung eines
Sondergutachtens der Monopolkommission
gemäß § 62 Abs. 1 EnWG – Gas**

Leipzig, 8. Oktober 2010

VORBEMERKUNG

Die European Energy Exchange (EEX) nimmt gern die Gelegenheit wahr, zu den von der Monopolkommission gestellten Fragen zur Entwicklung des Gasmarktes Stellung zu nehmen und somit zur Erstellung des Sondergutachtens gemäß § 62 Abs. 1 EnWG beizutragen. Damit möchten wir auch an den bisher stets konstruktiven Dialog anknüpfen. Die Erfahrungen der letzten beiden Jahre haben sehr positive Rückmeldungen von den Marktteilnehmern zum letzten Gutachten der Monopolkommission gezeigt. Das hat aus unserer Sicht u. a. zu einer spürbaren Weiterentwicklung hin zu einem wettbewerblichen Gasmarkt beigetragen.

STELLUNGNAHME ZU DEN FRAGEN DER MONOPOLKOMMISSION

I. Erdgasmärkte

1. Energieträger Gas

Wie schätzen Sie den zukünftigen Stellenwert des Energieträgers Erdgas ein?

Kurz- bis mittelfristig halten wir zum einen eine steigende Bedeutung des Energieträgers Erdgas im Bereich des Wärmemarktes, besonders bei dezentralen KWK-Anlagen, für möglich. Zum zweiten erwarten wir, dass Erdgas für die Stromerzeugung durch flexible GuD-Gaskraftwerke insbesondere vor dem Hintergrund des steigenden Anteils Erneuerbarer Energien und deren fluktuierender Einspeisung verstärkt zum Einsatz kommen wird. Weiterhin dürfte Erdgas bei steigenden CO₂-Preisen gegenüber Stein- und Braunkohle an Bedeutung gewinnen. Somit kann Gas als eine mögliche Brücke vom Zeitalter fossiler ins Zeitalter regenerativer Energien angesehen werden.

Überraschend erscheint dagegen die untergeordnete Rolle von Erdgas im am 19. September 2010 vorgestellten Energiekonzept der Bundesregierung. Aus unserer Sicht ist diese unter anderem auf die in den zugrundeliegenden Szenarien angenommenen Preisentwicklungen für Erdgas zurückzuführen. Dem steht entgegen, dass Erdgas von einer Vielzahl von Marktteilnehmern und auch in zahlreichen wissenschaftlichen Studien langfristig eine wesentliche Bedeutung im Energiemarkt – insbesondere zur Stromerzeugung – zugeschrieben wird.

Gibt es einen Weltmarkt für Erdgas?

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt beschränken sich die Ansätze zur Bildung eines Weltmarktes für Erdgas auf den Handel von nicht langfristig gebundenen Gasmengen. Um von einem Weltmarkt für Erdgas sprechen zu können, müsste eine stärkere Verschiebung der Gasmengen aus Langfristverträgen zum freien Gashandel – vorzugsweise an virtuellen Handelspunkten (VHP) – stattfinden. Zum jetzigen Zeitpunkt werden z. B. in Deutschland nur ca. 20 bis 30 Prozent des verbrauchten Gases außerhalb von Langfristverträgen gehandelt.

Welche Rolle kommt LNG zu und welche Faktoren stellen sich für seinen Erfolg als kritisch dar?

Der Handel mit Liquefied Natural Gas (LNG) hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. LNG besitzt das Potenzial, um zu einer Alternative für Pipelinegas zu werden. Aus unserer Sicht ist ein Handel von LNG über organisierte Spotmärkte möglich, in dessen Folge sich eine teilweise Ablösung von der Ölpreisbindung ergeben kann. Dadurch sowie aufgrund der Flexibilität infolge der Nichtleitungsgebundenheit ist der LNG-Handel ein wichtiger Schritt auf dem Weg zum globalen Gasmarkt.

Da eine effiziente Nutzung von LNG kurzfristige Preissignale erfordert, haben LNG-Händler ein Interesse an liquiden Märkten für den kurzfristigen Handel. Als kritische Erfolgsfaktoren sehen wir allerdings eine ausreichende Anzahl von Anbietern und Nachfragern als Wettbewerbsvoraussetzung, die Preisgestaltung im Vergleich zum Pipelinegas und die Möglichkeiten für Dritte, die bereits vorhandenen LNG-Infrastrukturen diskriminierungsfrei und zu marktgerechten Entgelten zu nutzen.

Welche Erfahrungen haben Sie hinsichtlich der Entwicklung von Biogas und seiner Marktfähigkeit?

Gegenwärtig haben wir den Eindruck, dass die Entwicklung des Bioerdgasmarktes (und darauf aufbauender Produkte bzw. Innovationen) aber auch Technologiesprünge weniger konsequent als z. B. die von Elektrofahrzeugen vorangetrieben werden, obwohl Bioerdgas eine wesentlich bessere CO₂-Bilanz aufweist. Gemessen am langfristigen Potenzial ist Bioerdgas die am wenigsten entwickelte erneuerbare Energiequelle in Deutschland.

Aus unserer Sicht könnte ein Handel mit Bioerdgas über ein Zertifikatesystem analog zum Emissionshandel die Verbreitung und Entwicklung fördern. Ein entsprechendes Pilotprojekt der Deutschen Energieagentur (DENA) könnte, bei positiver Unterstützung durch den Markt, über Deutschland hinaus Signalwirkung haben, um Bioerdgas zu erzeugen und marktbasierend zu vermarkten.

Eine konsequente Weiterverfolgung des Entwicklungspfades Bioerdgas könnte zudem zukünftig die deutsche Gasimportabhängigkeit reduzieren und neuen Marktteilnehmern Einstiegschancen eröffnen. Darüber hinaus könnte der Einsatz von Bioerdgas im Kraftstoffbereich und Verkehrssektor aufgrund dessen CO₂-Bilanz zur Erreichung von Klimaschutzziele beitragen.

2. Energiepolitik

Wie bewerten Sie die Konsistenz der Energiepolitik in Deutschland? Gibt es (neue) Regelungen, die Sie dazu anhalten, Ihre ursprüngliche unternehmerische Strategie zu überdenken?

Im Energiekonzept der Bundesregierung nimmt Erdgas eine nachrangige Bedeutung ein. Die verstärkte Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung vor allem bei kleinen und mittleren Unternehmen, wie bspw. Stadtwerken, wird nicht nachhaltig verfolgt. Positiv zu bewerten ist, dass das Energiekonzept die Notwendigkeit marktbasierter Fördermechanismen anerkennt.

II. Regulierungspraxis

1. Anreizregulierung

Welche Erfahrungen haben Sie mit der Arbeit der Regulierungsbehörden in Hinblick auf die Anreizregulierung gemacht? Werden nach Ihrer Auffassung Investitionen in den Ausbau der Netze in ausreichendem Umfang berücksichtigt?

Aus unserer Sicht bestehen nach wie vor erhebliche Schwierigkeiten bei der Umsetzung von Investitionsvorhaben in den Übertragungsnetzen. Zur Angemessenheit der von der BNetzA angesetzten Kapitalverzinsung können wir uns nicht äußern. Kritisch sind aber vor allem lang dauernde Genehmigungsverfahren sowie die fehlende Akzeptanz und Unterstützung von Investitionsvorhaben in der Bevölkerung. An dieser Stelle sollten alle Beteiligten von der Politik über Regulierung bis hin zu den Unternehmen

zukünftig noch besser zusammenarbeiten, um die Vorteile des Netzausbaus verständlicher zu erläutern.

2. Gasnetzzugangsverordnung

Wie beurteilen Sie die Neufassung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)? Sehen Sie in der Neufassung einen grundlegenden Wendepunkt für die Entwicklung des Gasmarktes? Werden mehr wettbewerbliche Strukturen geschaffen?

Mit der Novellierung der GasNZV werden die positiven Entwicklungen des Erdgasmarktes aufgegriffen und gegenüber den Marktteilnehmern weitere Anreize zur wettbewerblichen Ausgestaltung und Nutzung des Gasmarktes gesetzt.

Insbesondere standardisierte Kapazitätsprodukte und Kapazitätslaufzeiten sowie diskriminierungsfreie anonyme Vergabeverfahren können den Markteintritt und die Marktnutzung unter Wettbewerbsverhältnissen erleichtern.

Als entscheidend erachten wir die angestrebte Marktgebietsreduzierung, welche die Liquidität an den deutschen VHPs weiter erhöhen und somit den Referenzcharakter des deutschen Marktes für Kontinentaleuropa stärken kann.

Ausgehend von der neuen GasNZV und mit Unterstützung der Marktteilnehmer sollten wettbewerbliche Strukturen nun auch im Netz- und Speicherbereich umgesetzt werden.

3. Marktgebiete

Gibt es aus Ihrer Sicht technische, rechtliche und ökonomische Schwierigkeiten, die aktuell einer weiteren Zusammenlegung der Marktgebiete entgegenstehen?

Für die EEX ergeben sich aus den von den Bilanzkreisnetzbetreibern Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und E.ON Gastransport GmbH vorgelegten Unterlagen zur Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete folgende Maßgaben:

- Eine weitere technische Zusammenlegung der Marktgebiete scheint prinzipiell möglich zu sein.
- Eine weitere rechtliche Zusammenlegung scheint möglich zu sein.

- Eine ökonomische Zusammenlegung einzelner Marktgebiete ist auf Basis des vorliegenden Zahlenmaterials der Zusammenlegung aller Marktgebiete vorzuziehen.

Die EEX hat bereits im Rahmen der öffentlichen Konsultation der BNetzA zu qualitätsübergreifenden Marktgebieten umfassend Stellung genommen.¹

4. GABi Gas

Wie beurteilen Sie jetzt, nach Ablauf von fast zwei Gaswirtschaftsjahren, das neue Bilanzierungsregime? Welche Erfahrungen haben Sie gemacht? Konnte ein funktionsfähiger Regel- und Ausgleichsenergiemarkt geschaffen werden?

Wie bereits in der Stellungnahme der EEX in Vorbereitung auf das zurückliegende Sondergutachten der Monopolkommission dargestellt, kann ein wettbewerblich ausgestalteter Regel- und Ausgleichsenergiemarkt die Liquidität im deutschen Gasmarkt wesentlich erhöhen. Mit GABi Gas und durch die Unterstützung der EEX ist dies größtenteils umgesetzt worden. Zur finalen Ausgestaltung sind gegenwärtig nur noch kleinere Anpassungen notwendig. Aufgrund der positiven Entwicklung des Handels von Erdgas am Spotmarkt und der Bedeutung dieses Marktes für die kosteneffiziente Beschaffung von Regelenergie prüft EEX derzeit die Erweiterung des Handels auf 24 Stunden an allen sieben Wochentagen (24/7-Handel).

In enger Abstimmung mit den Marktteilnehmern etablierte die EEX neben den bereits existierenden Day-Ahead Produkten im Spotmarkt für Erdgas ein Produkt zur untertägigen Strukturierung. Der so genannte Within-Day Handel ermöglicht Marktteilnehmern den kurzfristigen Kauf oder Verkauf von Gasmengen für den Rest des jeweiligen Gas-handelstages, exklusive 3 Stunden Vorlaufzeit.

Die EEX hat sehr positive Erfahrungen mit dem börslichen Regelenergiehandel durch die Marktgebietsverantwortlichen Open Grid Europe und GASPOOL gesammelt. Sowohl die Anzahl der Handelsteilnehmer als auch die Liquidität im Spotmarkt der EEX sind deutlich angestiegen.

Nach Untersuchungen der EEX zur Preisgestaltung im außerbörslichen und börslichen Regelenergiemarkt entspricht der börsliche Regelenergiehandel einem funktionsfähigen Regelenergiemarkt. Im Gegensatz zum außerbörslichen Regelenergiehandel bil-

¹ Siehe http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/160518/publicationFile/8701/Stellungnahme_%20Marktgebiete-EEX.pdf

den sich bei dem in den konventionellen börslichen Gashandel integrierten Regelenergiehandel die Preise nach Angebot und Nachfrage unter vielen Marktteilnehmern. Dadurch werden die Regelenergiekosten gegenüber dem außerbörslichen Regelenergiemarkt stark reduziert. Bei einem Netzbetreiber konnte durch den börslichen Regelenergiehandel sogar ein positiver Saldo des Regelenergieumlagekontos in den Börsengeschäften erwirtschaftet werden, d.h. die Ausgestaltung der Ausgleichsenergiebepreisung nach GABi Gas ist bei einem Regelenergiehandel über die Börse bereits marktkonform.

Zudem konnten durch die seitens der BNetzA in Mitteilung Nr. 4 vorgenommenen Änderungen zu GABi Gas wesentliche Schwachstellen bei der Ausgleichsenergiebepreisung beseitigt werden.

5. Kapazitätssituation

Sehen Sie einen weiteren Bedarf zur Etablierung von transparenten und diskriminierungsfreien Marktregeln beim Netzzugang? Welche Impulse für den deutschen Gasmarkt erwarten Sie in diesem Zusammenhang von dem von der Bundesnetzagentur eingeleiteten Verfahren zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements? Sehen Sie eine unangemessene Beeinträchtigung bestehender Aktivitäten oder auch die Möglichkeit neuer Geschäftsmodelle?

Aus unserer Sicht trägt das Festlegungsverfahren der BNetzA dazu bei, den Gasmarkt in Bezug auf die Zunahme des Wettbewerbs und die Steigerung des Handelsvolumens an den Virtuellen Handelspunkten der Marktgebiete weiterzuentwickeln.

Die EEX bewertet alle von der BNetzA genannten Vorgaben für ein Standardangebot eines Kapazitätsvertrags, d. h.:

- Zusammenfassung von Marktgebietskopplungs- und Grenzkopplungspunkten zu einheitlichen Buchungspunkten,
- Vereinheitlichung von Kapazitätsprodukten,
- Rückgabe von Kapazitätsprodukten durch Kapazitätsinhaber an Fernleitungsnetzbetreiber,
- Vorgaben für die Nominierung und Renominierung,

als uneingeschränkt geeignet, um die Entwicklung des Gasmarktes zu unterstützen und erhofft sich eine baldige Umsetzung in geltendes Recht.

Die EEX begrüßt ausdrücklich den Vorschlag der BNetzA, Day-Ahead-Kapazitäten an Netzkopplungspunkten zwischen Märkten, in denen ein börslicher Gashandel stattfindet, über eine Börse zu vergeben. Hierbei sind sowohl explizite als auch implizite Vergabeverfahren möglich.

Grundsätzlich sollte gewährleistet sein, dass die Kapazitätsvergabe zentral, standardisiert, diskriminierungsfrei und transparent zu marktbasierenden Preisen erfolgt. Nur durch frühzeitige Standardisierung von Kapazitätsprodukten ist sichergestellt, dass auch der Handel mit diesen Produkten wettbewerblich organisiert und damit effizient gestaltet ist. Dies schließt Wettbewerb zwischen den Handelsplattformen ausdrücklich ein.

Um Chancengleichheit zu erreichen und Diskriminierungsfreiheit unter den Marktteilnehmern zu gewährleisten, ist es zudem notwendig, die Novellierungen beim Kapazitätsmanagement explizit auch auf Bestandsverträge anzuwenden. Nur dadurch kann eine Verlagerung des intransparenten Flanschhandels und der darin gebundenen Gashandelsmengen an den VHP der Marktgebiete erreicht werden.

Aus unserer Sicht ist es unbedingt erforderlich, dass Kapazitätsprodukte frühzeitig mit Unterstützung der Regulierungsbehörde standardisiert werden. Dies betrifft auch die Abwicklung von Produkten, bspw. die Fälligkeit von Zahlungen. Nur hierdurch ist gewährleistet, dass auch der Markt für Kapazitätsprodukte wettbewerblich organisiert werden kann und sich Effizienzvorteile ergeben, die wiederum positiv auf die Entwicklung des Gashandels wirken.

6. Flanschhandel

Die Einleitungsverfügung der Bundesnetzagentur zum Festlegungsverfahren zum Kapazitätsmanagement sieht vor, dass Netzkoppelpunkte zwischen Marktgebieten und an den Grenzen zu anderen Staaten zu einheitlichen Buchungspunkten zusammenzufassen sind. Wie stehen Sie zu diesen Regelungen?

Aus Sicht der EEX ist die Zusammenfassung von Netzkopplungspunkten zwischen Marktgebieten auch zu benachbarten Staaten notwendig, um effizient alle freien Netzkopplungspunkte über eine Anfrage oder eine Buchung bzw. den Handel abdecken zu können.

Für die Handelsteilnehmer selbst sowie für eine weitere Zunahme der Liquidität im Gashandel erscheint uns die Buchung von Hub-zu-Hub-Kapazitäten als sinnvoll, um Preisvorteile der verschiedenen Marktgebiete zu nutzen. Für einen Händler wird nur

die Buchung der benötigten Kapazität von Interesse sein, nicht jedoch welcher Marktgebietsübergang von welchem Netzbetreiber zum Transport genutzt wird.

Daher begrüßt die EEX die Präferenz der BNetzA für eine Kopplung von Buchungspunkten zwischen Marktgebieten (Hubs) gegenüber der vom Fernleitungsnetzbetreiber abhängigen TSO-zu-TSO-Kopplung.

Welche Konsequenzen ergeben sich aus Ihrer Sicht aus der Zusammenfassung von korrespondierenden Ein- und Ausspeisepunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern?

Aus Sicht der EEX wäre diese Lösung für die Zunahme der Liquidität und Einfachheit der Handhabung eher nachteilig. Diese Variante erfordert mehrere Anfragen des Händlers bei verschiedenen Netzbetreibern, die den Transport von einem in ein anderes Marktgebiet durchführen können, obwohl für sie ggf. der gleiche Marktgebietsverantwortliche zuständig ist.

Die Konsequenz dieser Umsetzung wäre eine Aufspaltung der Hub-zu-Hub-Kapazitäten für Gastransporte auf die verschiedenen Netzbetreiber innerhalb eines Marktgebietes anstatt der Bündelung auf Ebene der Marktgebietsverantwortlichen.

Welche Vor- und Nachteile hat die Möglichkeit des Handels am Flansch und welche Wirkungen erwarten Sie von einem Wegfall dieser?

Die EEX unterstützt den Handel an virtuellen Handlungspunkten und vertritt die Auffassung, dass der historisch bedingte Flanschhandel (vor allem für noch existierende langfristige Importverträge) nicht mehr marktkonform ist. Der Trennung von Gashandlungsmengen zwischen dem Übergabeort VHP und dem Flansch teilt die Liquidität in einem Marktgebiet und erschwert zusätzlich ein Market Coupling zwischen zwei benachbarten Marktgebieten.

Beim Wegfall der Übergabe von Gasmengen an Flanschen, würde sich die Liquidität an den VHPs der Marktgebiete konzentrieren. Das Gas aus langfristigen Importverträgen würde in direktem Wettbewerb zu Gas aus dem freien Handelsmarkt treten, da Entgelte für notwendige Importkapazitäten bereits eingepreist wären.

7. Sonstiges:

Welche (weiteren) Problemfelder der Regulierung bestehen aus Ihrer Sicht auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Gas?

Analog zu den von der BNetzA und Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) bereits erreichten Verbesserungen beim Gastransport, ist es aus Sicht der EEX notwendig, ähnliche Regelungen auch auf den Gasspeichermarkt durchzusetzen. Insbesondere Vereinheitlichungen in den angebotenen Speicherprodukten hinsichtlich Vergabezeitpunkten, Laufzeiten, Vergabemechanismen und Plattformen würden zu einer höheren Wettbewerbsintensität in diesem für den Gashandel sehr wichtigen und momentan völlig intransparenten Markt führen.

Einheitliche europäische Marktregeln und einheitliche Vorgaben zu Veröffentlichungen führen aus unserer Sicht zu verstärktem Wettbewerb der Akteure im Gasmarkt und zu einem höheren Vertrauen in die Gaswirtschaft und die angewendeten Preisbildungsmechanismen.

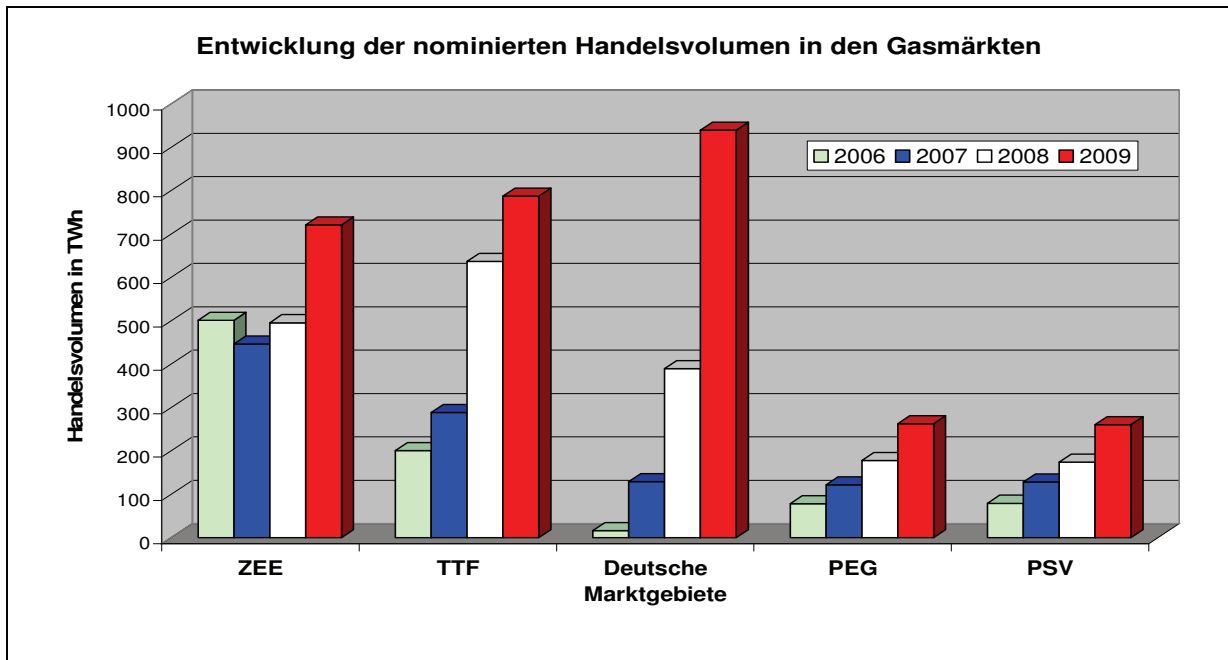
III. Der Netzebene vor- und nachgelagerte Märkte

1. Großhandel

Wie bewerten sie die Liquidität des Großhandelsmarktes? Hat sich diesbezüglich etwas in den vergangenen zwei Jahren verändert?

Die Liquidität im Großhandelsmarkt Gas hat in den beiden größten deutschen Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany (NCG) sehr stark zugenommen (siehe Abbildung 1). Aus Sicht der EEX führten insbesondere die Marktgebietszusammenlegungen, die Einführung von GABi Gas aber auch das seit ca. zwei Jahren bestehende Überangebot an Erdgas zu einer rasanten Zunahme der Handelsteilnehmer und Handelsvolumen im Gesamtmarkt.

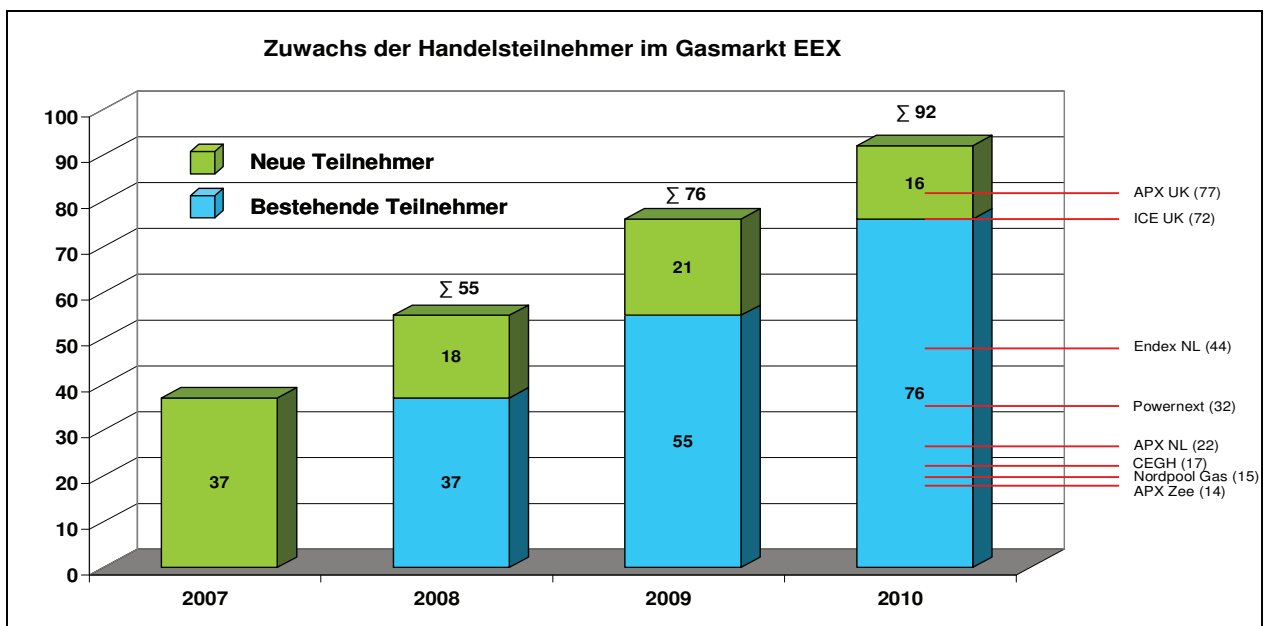
Abbildung 1



Wie attraktiv ist die Börse als Handelsplatz und was trägt zu dieser Einschätzung bei?

Ebenso wie für den gesamten Markt ist auch für den Handel an der EEX eine positive Entwicklung zu konstatieren. Insbesondere die Anzahl der Handelsteilnehmer hat stark zugenommen, so dass die EEX gegenwärtig die teilnehmerstärkste Gasbörse Europas ist (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2



Die Erwartungen der Handelsteilnehmer an hohe Liquidität und Produktvielfalt konnte die EEX seit Oktober 2009 insbesondere im Spotmarkt Gas erfüllen. Durch die Integration des Regelenergiehandels der Marktgebietsverantwortlichen NCG und GASPOOL in den Spotmarkt der EEX und die erfolgte Einführung des Intradayhandels mit Within-Day-Produkten hat die Bedeutung des EEX-Spotmarktes stark zugenommen (siehe Abbildung 3 und 4).

Abbildung 3

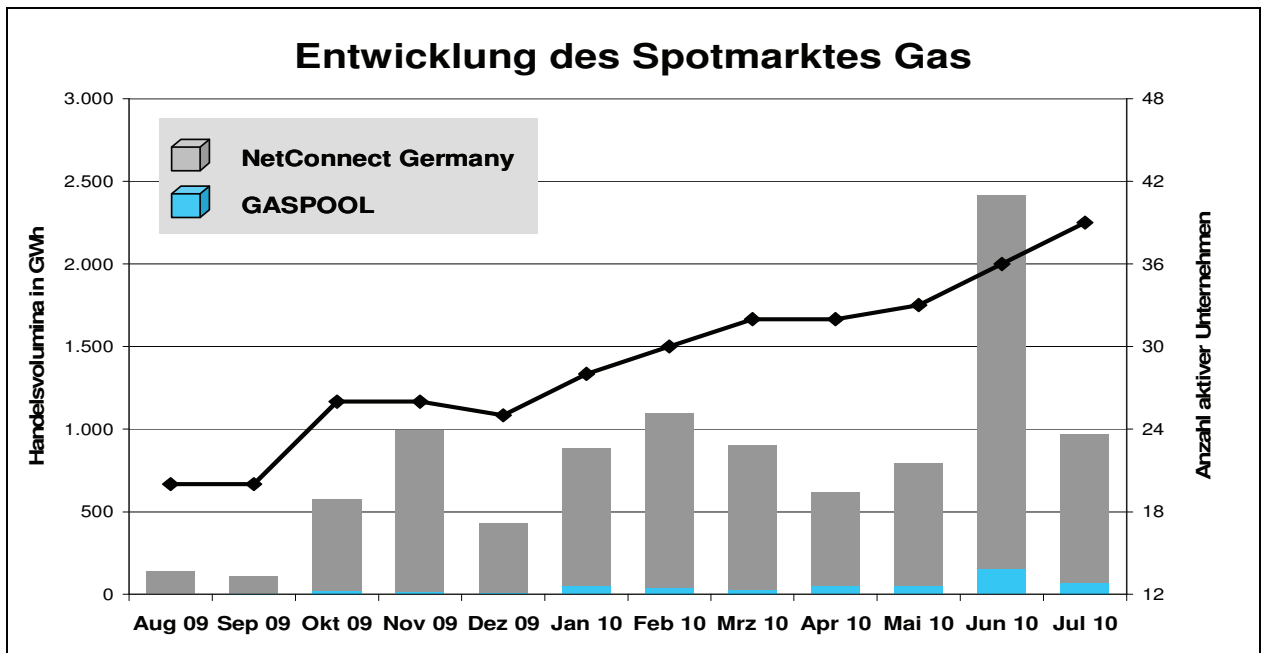
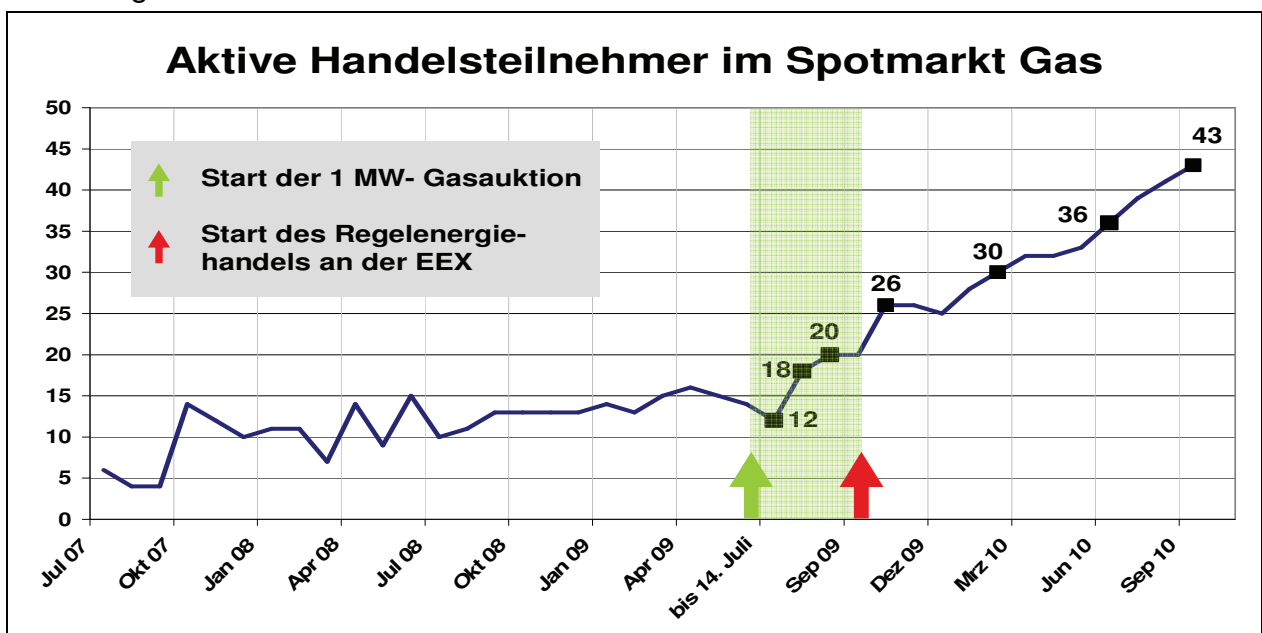
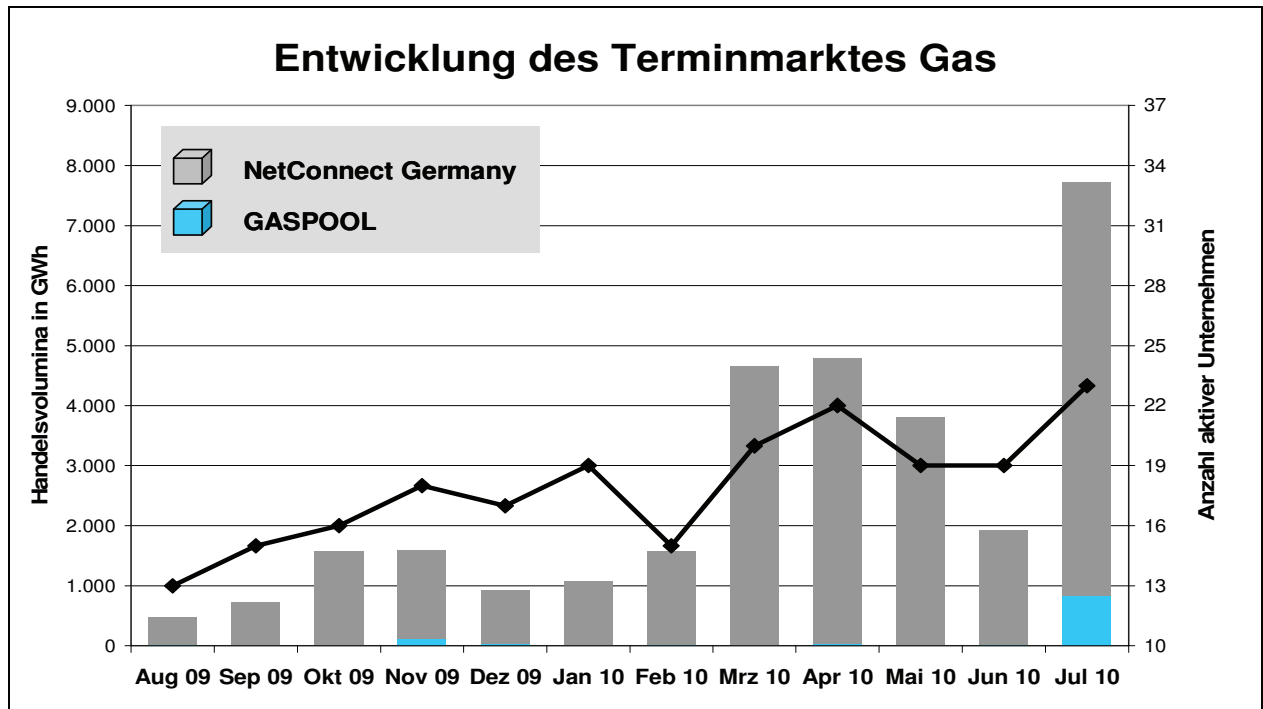


Abbildung 4



Im Terminmarkt (siehe Abbildung 5) lag das Wachstum an der EEX hinter dem des bilateralen aber intransparenten außerbörslichen Handels über Telefon bzw. Broker. Historische Kundenbeziehungen und Intransparenz in den OTC-Gashandelsgeschäften am Terminmarkt erschweren eine positive Entwicklung auf Börsenseite.

Abbildung 5



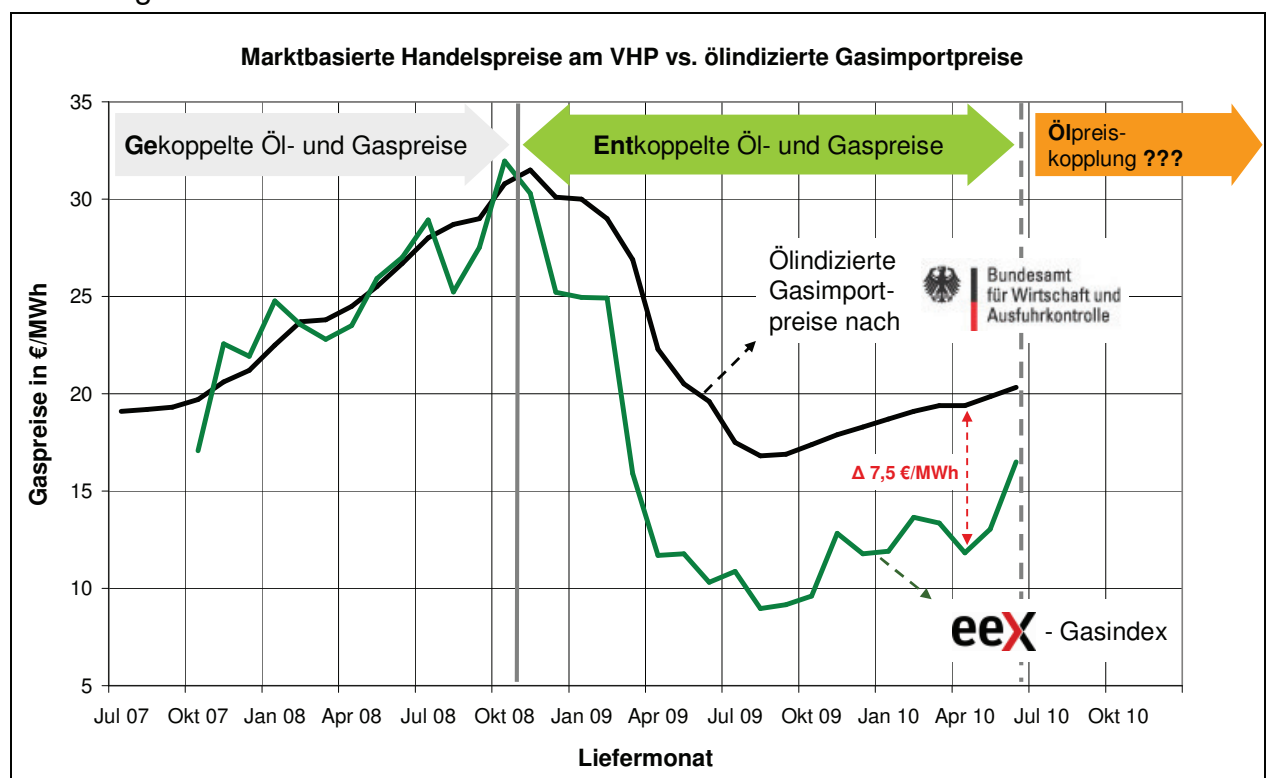
Im Erdgas-Terminhandel sind nach wie vor langfristige Lieferverträge insbesondere auf der Ebene des Handels zwischen Erdgasproduzenten und -importeuren (Importverträge) üblich. Die langfristige Laufzeit dieser Verträge und die bilaterale, individuelle Preisgestaltung stehen der Entwicklung eines liquiden Erdgashandels nicht grundsätzlich entgegen. Dies zeigt unter anderem der Erdgasmarkt in Großbritannien, in dem trotz eines liquiden Börsenhandels erhebliche Erdgasmengen über frei verhandelte Lieferverträge bezogen werden. Entscheidend ist vielmehr die Ausgestaltung langfristiger Lieferverträge, insbesondere hinsichtlich der angewendeten Preis(gleit)klauseln: Die Verwendung von Öl-, Kohle- und sonstigen Indizes für Marktpreise von Erdgas-substituten und die Kopplung des Erdgaspreises an Marktpreise außerhalb des Erdgasmarktes in Deutschland verringern das Interesse der Marktteilnehmer an der Entwicklung des börslichen Erdgashandels in Deutschland erheblich.

Um die etablierten Gasunternehmen mit den neuen Handelsmärkten vertraut zu machen und die Gaswirtschaft in der Öffentlichkeit besser zu positionieren, wird die EEX einen Gasindex einführen. Dieser Index basiert auf den an der EEX gehandelten Frontmonaten. Dadurch können die in langfristigen Gaslieferverträgen zur Anwendung

kommenden Monatsnotierungen von Öl durch die von Gas ersetzt werden. Dies erlaubt die Beibehaltung von Preisgleitklauseln aber unter Bezugnahme auf den tatsächlichen Gasabsatzmarkt. Ein Handel der indexrelevanten Gasprodukte (Frontmonaten) erlaubt den Handelsteilnehmern eine Absicherung (Hedging) gegenüber des in den Preisgleitklauseln zur Anwendung kommenden Gasindex.

Den Vorteil marktbasierter Handelspreise am VHP gegenüber ölindizierten Gasimportpreisen zeigt Abbildung 6.

Abbildung 6



2. Gaslieferverträge

Wie beurteilen Sie die Entscheidung des Bundeskartellamtes, dass Ferngasunternehmen ab dem 1. Oktober 2010 wieder langfristige Gaslieferverträge anbieten dürfen und damit keine Verlängerung der Untersagung aus dem Jahr 2006 vorgenommen wird?

Aus unserer Sicht ist die Aufhebung der Untersagung langfristiger Gaslieferverträge zu verfrüht, da sich erst seit zwei Jahren die frei handelbaren Gasmengen an den VHPs nachhaltig erhöht haben. Wir glauben, dass viele Unternehmen in diesem Zeitraum nicht sämtliche Vorteile aus einer Drittbelieferung realisieren konnten, da erst das not-

wendige Marktverständnis aufgebaut werden muss. Die EEX hätte daher eine Verlängerung der Untersagung um zwei Jahre präferiert.

3. Rekommunalisierung

Sind Sie der Auffassung, dass die in den vergangenen Monaten thematisierte vermehrte Rückführung der Energieversorgung in kommunale Hand einem Trend darstellt?

Ein Trend ist es derzeit sicherlich. Offen bleibt, wie sich dies auf den Energiehandel auswirken wird. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass kommunale Unternehmen die Entwicklung des Handels unterstützen – ob dies so sein wird, bleibt vorerst jedoch abzuwarten.

4. Wechselverhalten

Sehen Sie eine Wechselbereitschaft auf den Endkundenmärkten? Wie unterscheiden sich Haushalts- und Gewerbekunden in ihrem Wechselverhalten? Funktionieren die Wechselprozesse nach Ihren Erfahrungen einwandfrei oder gibt es Probleme beim Übergang?

Die Wechselbereitschaft erachten wir als noch nicht hinreichend stark ausgeprägt. Nach den uns bekannten Erfahrungen funktionieren Wechselprozesse im Allgemeinen zufriedenstellend. Kritisch sehen wir vor allem eine unzureichende Information der Endkunden über alternative Angebote.

5. Sonstiges

Welche weiteren Problembereiche sehen Sie auf den der Netzebene vor- und nachgelagerten Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Gas?

Aus Sicht der EEX sollten die Fernleitungsnetze technisch in der Lage sein, wechselnde Richtungen von Gasflüssen aufgrund von Handelsgeschäften abzubilden, um mehr Flexibilität für den Erdgashandel und eine höhere Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Hierzu sind ggf. Investitionen in die Netze erforderlich, die sich langfristig jedoch rentieren können.