

Internationale Erdgaspreise: Marktsegmentierung und Transaktionskosten führen zu dauerhafter Preisdivergenz

Von Anne Neumann, Micaela Ponce und Christian von Hirschhausen

Erdgas spielt als „Brücken“-Energieträger beim Umbau hin zu CO₂-ärmeren Energiesystemen in Deutschland, Europa und weltweit eine wichtige Rolle. In diesem Zusammenhang ist die Entwicklung der Erdgaspreise von großer Bedeutung, insbesondere im Verhältnis zum Konkurrenzrohstoff Kohle. Bis vor einigen Jahren ging man davon aus, dass aufgrund der Globalisierung von Erdgasmärkten die Preise in den verschiedenen Weltregionen konvergieren würden. Tatsächlich beobachtet man aber heute eher das Gegenteil, das heißt eine stark ausgeprägte, dauerhafte Diskrepanz zwischen den regionalen Erdgaspreisen in Europa, den USA und Asien. So liegen die Erdgaspreise in den USA derzeit aufgrund des Schiefergasbooms relativ niedrig, dagegen sind die Preise in Asien circa vier- bis fünfmal höher. Die europäischen Erdgaspreise liegen dazwischen, sind jedoch wegen des noch unterentwickelten Binnenmarktes auch stark divergent. Aufgrund hoher Kapitalintensität, hoher Transportkosten und technischer Spezifika hat sich bis heute kein funktionierender Markt für Flüssiggas als Grundlage für eine Preiskonvergenz gebildet. Empirische Evidenz sowie eine Analyse von etwa 500 Langfristverträgen legen nahe, dass sich diese Marktstruktur in absehbarer Zeit auch nicht wesentlich ändern wird.

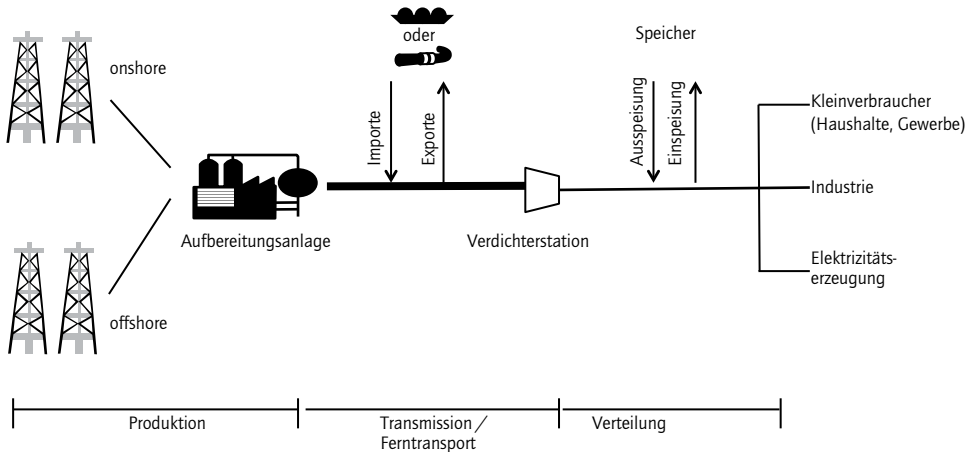
Erdgas hat sich in den vergangenen Jahren als Brückenenergieträger auf dem Weg in eine weitgehend CO₂-freie, auf erneuerbaren Energien beruhende Energiewirtschaft herausgestellt. Erdgas weist im Verhältnis zur Kohle, seinem Hauptkonkurrenten bei der Verstromung, weniger als die Hälfte der spezifischen CO₂-Emissionen auf. Erdgaskraftwerke zeichnen sich durch eine besonders hohe Flexibilität und einen hohen Wirkungsgrad aus, und Erdgas kann auch in anderen Sektoren, insbesondere im Verkehr und in der Raumwärme, eingesetzt werden.

Jedoch leidet die Erdgaswirtschaft derzeit unter relativ hohen Preisen, insbesondere in Europa und Asien. Angesichts des auf absehbare Zeit niedrigen Preises für CO₂-Emissionszertifikate hat der relativ wenig CO₂-intensive Energieträger Erdgas somit einen Wettbewerbsnachteil gegenüber dem wesentlich CO₂-intensiveren, aber preislich günstigen Energieträger Kohle (Steinkohle und Braunkohle). So beobachtet man in Deutschland sowie in anderen europäischen Ländern (zum Beispiel den Niederlanden und in Osteuropa) einen Rückgang der Erdgasverstromung zugunsten der Kohle und einen höheren CO₂-Ausstoß. Auch in Asien führen sehr hohe Erdgaspreise zu einer geringeren Wettbewerbsfähigkeit. Lediglich in den USA hat der Schiefergasboom zu niedrigeren Preisen und einer weitgehenden Substitution von Kohle durch Erdgas geführt; jedoch ist unklar, ob dieser Trend sich als dauerhaft erweist.

Im Kontext der Umstrukturierung des Erdgassektors in Europa in Folge diverser Binnenmarkttrichtlinien (1998, 2003 und 2009) gingen Marktbeobachter von einer Konvergenz der europäischen und der internationalen Erdgaspreise aus. Oftmals wurde sogar von der Globalisierung der Erdgasmärkte gesprochen und dabei eine Analogie zum globalen Erdölmarkt hergestellt. Aus heutiger Sicht stellt sich diese Erwartung als falsch heraus, und man beobachtet eher das Gegenteil: den Rückfall auf regionale Erdgasmärkte mit sehr spezifischen Markt- und Preismechanismen. In diesem Zusammen-

Abbildung 1

Stilisierte Struktur der Wertschöpfungskette des Erdgassektors



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

hang müssen die institutionellen und technischen Spezifika des Sektors offensichtlich genauer analysiert werden, wie zum Beispiel Kapitalintensität, Vertragsstruktur, Transportkosten und ähnliches.

Erdgas: Ein komplexer Industriesektor

Erdgas spielt eine bedeutende Rolle in allen Verbrauchssektoren, neben der Verstromung vor allem auch im Verkehrssektor und im Wärmebereich. Erdgas besteht vor allem aus Methan (CH₄) und wird entweder als Kuppelprodukt mit der Förderung von Erdöl („associated natural gas“) oder in alleiniger Förderung („dry natural gas“) produziert.¹ Konventionelle Lagerstätten sind große, zusammenhängende Felder, die mit großindustriellen Fördermethoden gehoben werden können. Unkonventionelle Erdgasvorkommen zeichnen sich hingegen durch eine niedrige Durchlässigkeit der Gesteinsschichten aus und erfordern spezielle Techniken der Förderung, wie horizontale Bohrungen und das sogenannte „Hydraulic Fracturing“ („Fracking“).²

„Den“ Markt für Erdgas gibt es nicht, vielmehr erfolgen die Produktion, der Handel und der Vertrieb in Wertschöpfungsketten, die sich stark voneinander unterscheiden (Abbildung 1): Die Förderung von Erdgas ist

eine sehr kapitalintensive Tätigkeit. Der Transport erfolgt entweder gasförmig in Pipelines oder als Flüssiggas (liquified natural gas, LNG) auf Schiffen; die Anlagen zur Verflüssigung von Erdgas im Förderland sowie zur Entspannung zurück in die Gasphase erfordern ebenfalls hohe Investitionen. Der internationale Handel beschränkte sich bis vor einigen Jahren auf die Regionen Nord- und Südamerika, Europa und Asien. Aufgrund technologischen Fortschritts sowie steigender Importe und Diversifizierungsbestrebungen insb. in Europa und Asien sind inzwischen weltweite LNG-Transporte üblich geworden. Die LNG-Wertschöpfungskette ist jedoch durch hohe Faktorspezifität gekennzeichnet; das bedeutet, dass die Anlagen und Schiffe nicht für andere Zwecke verwendet werden können. Schließlich gibt es auf der Vertriebsstufe unterschiedliche Koordinierungsmechanismen: In den USA bezieht sich der Großteil der Verkäufe auf einen Handelsplatz (Henry Hub in Louisiana), in Europa gibt es derzeit mehrere solcher Hubs (unter anderem in England, den Niederlanden, Süddeutschland und Italien). Da es sich bei Erdgas um ein natürliches Monopol handelt, wird die Verteilung an die Endkunden in allen Ländern von den nationalen Behörden reguliert.

Internationale Erdgaspreise bleiben stark segmentiert

Bis zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts bestanden zwischen den drei großen Verbrauchsregionen (Nord- und Südamerika, Europa, Asien) nur sehr geringe Handelsflüsse; demzufolge bildeten sich auch die Preise in-

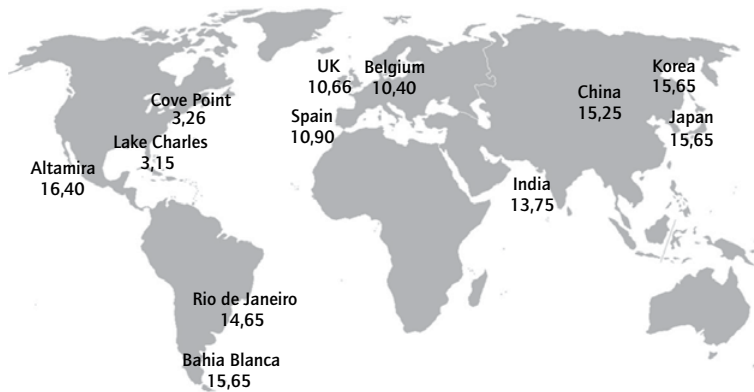
¹ Holz, F., Richter, P.M., von Hirschhausen, C. (2013): Strukturverschiebung in der globalen Erdgaswirtschaft: Nachfrageboom in Asien, Angebotsschock in den USA. DIW Wochenbericht Nr. 31/2013.

² Hierbei wird eine Mischung aus Wasser, Sand und Chemikalien zur Aufspaltung der das Erdgas umschließenden Gesteinsschichten verwendet, vgl. Holz, F. et al. (2013), a. a. O.

Abbildung 2

Schätzung weltweiter LNG-Importpreise im Oktober 2013

In US-Dollar je MBtu



Quelle: FERC, Market Oversight (September 2013).

© DIW Berlin 2013

Die Importpreise unterscheiden sich je nach Region erheblich.

nerhalb dieser Regionen unabhängig voneinander. Im Zuge der Entwicklung eines EU-weiten Erdgasbinnenmarktes und analoger Bestrebungen in einigen wenigen asiatischen Ländern entstand bei den Marktteilnehmern eine Erwartungshaltung in Richtung konvergierender Erdgasmärkte: Aufgrund zunehmenden Wettbewerbs insbesondere auf der Handelsstufe, größerer Flexibilität des Transports sowie des Anstiegs der Erdgasnachfrage rechnete man mit der Globalisierung der Erdgasmärkte und einer Angleichung der Preise. In Analogie zum globalen Erdölmarkt ging man auch von einem globalen Erdgasmarkt aus.

Allerdings hat sich die Erwartung globaler Erdgasmärkte bis heute nicht erfüllt, und man sollte auch für die nähere Zukunft nicht mit einer solchen Entwicklung rechnen. Im Gegenteil, jüngere Preistrends lassen eher eine zunehmende Divergenz erwarten. So legt die Entwicklung historischer durchschnittlicher Flüssiggasbezugspreise nahe, dass es keine Konvergenz in Richtung eines globalen Erdgasmarktes gibt, wie vor etwa einem Jahrzehnt angenommen wurde (zum Beispiel Jensen, 2004).³ Neben besonders starken Preisausschlägen, beispielsweise infolge des Hurrikans Katrina im Sommer 2005 in den USA, fallen auch die große Spannweite der Preise sowie unterschiedliche Streuungsgrade über die Zeit auf. Besonders prägnant ist dabei die starke Divergenz der Preise nach einer Periode relativer Homogenität im Jahr 2008: Insbesondere die Dreiteilung zwi-

³ Jensen, JT. (2004): The development of a global LNG market. OIES NG 5, Oxford.

schen dem niedrigen US-Preis, dem sehr hohen japanischen und den in der Mitte liegenden europäischen Importpreisen sticht hervor.⁴

Noch ausgeprägter stellt sich die Divergenz zwischen den kurzfristigen Spotmarktpreisen für Erdgas dar. Die kurzfristigen Flüssiggasbezugspreise zeigen die große Bandbreite auf, die in den drei großen Erdgasregionen herrscht (Abbildung 2). So lagen die Importpreise an der US-Ostküste mit circa drei bis vier US-Dollar je MBtu (Million British Thermal Units) um den Faktor zwei bis drei unter den europäischen Preisen. Japan weist traditionell sehr hohe Flüssiggaspreise auf; seit dem Unfall in Fukushima und der Abschaltung der meisten Kernkraftwerke hat sich diese Tendenz weiter verschärft.

Das Fehlen einer international zertifizierten und vergleichbaren Preisstatistik erschwert die Analyse und gibt Insidern Raum für strategisches Verhalten. Zwar veröffentlichten nationale Regierungen Grenzübergangspreise, jedoch nur auf monatlicher Basis und ohne die Möglichkeit der Verifizierung der von den Importeuren übermittelten Daten. Das Angebot für kürzerfristige und detailliertere Preisdaten ist stark oligopolistisch geprägt: In Europa haben die beiden Agenturen Platts und Heren de facto ein Duopol bei der Veröffentlichung von Preisdaten, die durch persönliche Gespräche mit Händlern und anderen Marktteilnehmern ermittelt werden; weitere kommerzielle Anbieter sind Bloomberg und Reuters. An der Objektivität dieser Preisdaten ist in jüngerer Zeit Kritik aufgekommen. Die EU-Kommission hat erste Maßnahmen ergriffen und eine Markttransparenz-Verordnung verabschiedet.⁵ Neben der genauen Definition und Beobachtung von Marktmachtmissbrauch fordert diese Verordnung auch das Monitoring der Großhandelsplätze von Elektrizität und Erdgas, um Insiderhandel zu unterbinden.

Regionale Marktspezifika und Ölpreisbindung bleiben stark

Ein Erklärungsansatz für Preisdivergenzen besteht in den nach wie vor sehr spezifischen Marktformen in den unterschiedlichen Regionen. Im asiatischen Raum gibt es historisch gewachsene monopolistische Marktstrukturen; bilaterale Monopole in Vertragsbeziehungen sind bislang die Regel. So haben die beiden großen asiatischen Importländer Japan und Korea bis heute stark an der Ölpreisbindung von Lieferverträgen festgehalten; die Erdgaspreise sind in etwa der Hälfte aller

⁴ Neumann, A., von Hirschhausen, C. (2013): Natural Gas Market Globalization Revisited. DIW Diskussionspapier (im Erscheinen).

⁵ EU-Verordnung Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (Regulation on wholesale energy market integrity and transparency; REMIT).

Fälle langfristig an die Ölpreise gekoppelt,⁶ die in den vergangenen Jahren relativ hoch waren. Eine preistreibende Rolle dürfte dabei auch die geringe Preiselastizität der Nachfrage spielen: Die meisten asiatischen Länder sind rohstoffarm, und insbesondere Japan ist nach der Abschaltung der Kernkraftwerke nach dem Fukushima-Unfall in besonderem Maße auf Flüssiggasimporte angewiesen.

In Nordamerika, der Region mit den derzeit niedrigsten Kosten und einem wettbewerblich strukturierten Markt, ist die Versorgungssituation entspannt: Neben der Anbindung an kanadische Förderregionen durch Pipelines hat die einheimische Produktion von Schiefergas zu einem Rückgang der Preise geführt. Der US-Großhandelspreis (sogenannter „Henry Hub“ in Louisiana) liegt traditionell niedrig und ist in den vergangenen Jahren weiter gefallen. Derzeit wird kontrovers diskutiert, ob dieser Preisrückgang temporär oder dauerhaft ist. Auch die bisherigen Einschränkungen der Erdgasexportkapazitäten tragen zu der Preisdifferenz mit dem überseeischen Ausland bei.

In Europa wiederum lassen sich Markt- und Regulierungsstrukturen beobachten, die zwischen den Extremen in Asien beziehungsweise Nordamerika liegen: Zum einen herrschen auch in Europa oftmals noch Verträge mit Ölpreisbindung vor, andererseits hat sich die Versorgungsstruktur stark diversifiziert. Insbesondere hängt Europa aufgrund vielfältiger Versorgung mit Pipeline- und Flüssiggas nicht mehr am russischen Erdgas. Dennoch bleiben die Preise relativ hoch, was unter anderem mit der unvollständigen Liberalisierung sowie einem komplexen Regulierungssystem zusammenhängt.

Langfristverträge dominieren weiter

Ein weiterer Grund für die internationale Preisdivergenz besteht darin, dass nach wie vor Langfristverträge die dominierende Form der Vertragsgestaltung sind, auch wenn sich die Vertragsbedingungen verschoben haben. Gerade in der Aufbauphase des Sektors in den 70er Jahren waren langfristige Verträge ein geeignetes Instrument zur Schaffung notwendiger Infrastruktur (Pipelines): Diese Verträge sicherten für den Exporteur den Absatz von Erdgas bei unsicherer Nachfrage und für den Importeur auf längere Sicht den Preis. Da Erdgas zunächst als Konkurrenzprodukt zu Erdöl in den Markt kam, wurde der Preis des Erdgases explizit an den Ölpreis gekoppelt, meist mit einer zeitlichen Verzögerung von etwa einem halben Jahr. Weitere typische Bestandteile dieser Verträge waren Mindest- und

Höchstabnahmemengen sowie Anpassungsklauseln. Die Erschließung russischer, norwegischer und holländischer Erdgasreserven in den 70er Jahren basierte ausschließlich auf Verträgen mit einer Laufzeit mindestens 20 Jahren.

Entgegen der vor einem Jahrzehnt geäußerten Vermutung, dass Langfristverträge zugunsten des Spotmarkthandels abgelöst würden,⁷ ist der internationale Erdgasmarkt nach wie vor von ihnen geprägt. Zwar haben sich mit dem Aufbrechen monopolistischer Marktstrukturen seit den 90er Jahren die Wettbewerbsbedingungen verändert; auch ist inzwischen das Gros der Infrastruktur fertiggestellt (Pipeline, Flüssiggasterminals), sodass die Faktorspezifität der Investitionen gesunken ist. Dennoch bleibt der Langfristvertrag das dominante Koordinierungsinstrument.

Ein am DIW Berlin erstellter und fortlaufend gepflegter Datensatz sammelt Informationen über Erdgasimportverträge seit den 60er Jahren (Kasten). Die Daten zeigen eine ausgeprägte Zunahme an internationalem Flüssigerdgashandel seit der Jahrtausendwende, ebenso einen Rückgang der durchschnittlichen Vertragslaufzeit, die heute bei etwa 17 Jahren liegt (Abbildung 3). Allerdings ist auch das noch eine lange Laufzeit, und ein weiterer drastischer Rückgang der Laufzeiten ist vorerst nicht zu erwarten.

Darüber hinaus zeigen die Daten zunehmend unterschiedliche Formen der Preisbildung. In Ergänzung zum Erdölpreis sind die Verträge heute auch vermehrt an Benchmark-Erdgaspreise (zum Beispiel den Henry Hub) oder an die Preise von anderen Substitutionsenergieträgern, beispielsweise Kohle oder Elektrizität, gekoppelt. Dennoch bleibt die Ölpreisbindung dominant, insbesondere bei den asiatischen Importverträgen.

Europäische Erdgaswirtschaft: mühsame Systemkonvergenz

Die Situation auf den nationalen europäischen Erdgasmärkten ist besonders uneinheitlich: Zum einen haben die Länder die Umsetzung der Erdgas-Binnenmarkttrichtlinien in sehr unterschiedlicher Geschwindigkeit vorgenommen, wobei Großbritannien Vorreiter und die kontinentaleuropäischen Länder, darunter auch Deutschland, Nachzügler waren. Zum anderen ist die Versorgungsstruktur unterschiedlich: So hat sich beispielsweise Großbritannien durch Flüssiggasimporte stark diversifiziert, während Mittel- und Osteuropa lange von Pipelinegaslieferungen aus Russland abhängig waren und teilweise

⁶ International Gas Union (2013): Wholesale Gas Price Survey – 2013 Edition – A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005–2012.

⁷ Neumann, A., von Hirschhausen, C. (2004): Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply contracts. Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol 28, No. 3, 175–182.

Kasten

DIW-Datenbank zu Langfristverträgen in der Erdgaswirtschaft

Tabelle 1

Deskriptive Statistik der Datenbank

	Min.	Durchschnitt	Max.
Vertragsvolumen (jährlich) in Milliarden Kubikmeter	0,03	2,63	30
Vertragsvolumen (kumuliert) in Milliarden Kubikmeter	0,38	53,96	900
Vertragslaufzeit in Jahren	5	19,05	39

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Ein am DIW Berlin erstellter und fortführend gepflegter Datensatz sammelt Informationen zu unterzeichneten Erdgasimportverträgen seit den 60er Jahren. Langfristverträge umfassen dabei öffentlich bekannt gemachte bilaterale Lieferabkommen mit Laufzeiten von mehr als vier Jahren.¹ Etwa ein Drittel der erfassten Verträge deckt Lieferungen per Pipeline ab, der Rest bezieht sich auf Flüssiggas. Das aggregierte Volumen der Pipeline-Verträge ist größer als das zahlenmäßig höheren LNG Importverträge. Regional decken die Lieferungen den internationalen Handel mit Erdgas gut ab. Europa ist der größte Erdgasimporteur per Pipeline, während Asien die meisten LNG-Importe aufweist.

Die im Jahr 2004 begonnene Datenbank umfasst inzwischen 467 Verträge, die zwischen 1963 und 2013 unterzeichnet wurden; darunter sind 55 substanzielle Vertragsverlängerungen enthalten. 216 Verträge wurden vor dem Jahr 2000 unterzeichnet. 163 Verträge beziehen sich auf Pipelinegas mit einem gesamten Volumen von knapp 14 Trilliarden m³; die 304 Flüssiggasverträge summieren sich zu 11,3 Trilliarden m³ auf.

Tabelle 2

Regionale Verteilung der Verträge nach Export- und Importregionen

Anzahl Verträge	Region Importeur	Gesamtvolumen In tcm	Anzahl Verträge	Region Exporteur	Gesamtvolumen in tcm
193	Asien	7,82	85	Afrika	3,88
223	Europa	13,83	138	Asien-Pazifik	4,37
33	Nordamerika	1,79	88	Europa	4,57
7	Südamerika	0,38	48	FSU	6,16
			59	Mittlerer Osten	3,41
			25	Nordamerika	1,84
			16	Südamerika	0,55

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

¹ Von Hirschhausen, C., Neumann, A.: Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited: An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry. Review of Industrial Organization, Vol. 32 No. 2, 131-143.

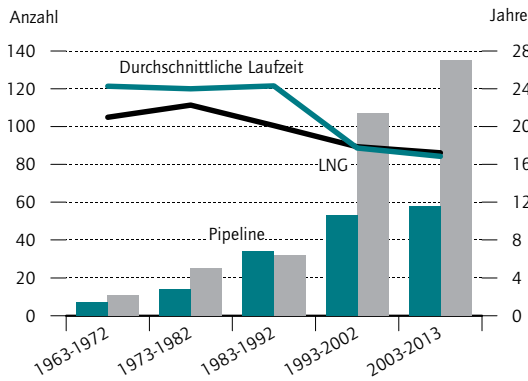
noch sind. Zum dritten beeinflussen auch natürliche geographische Gegebenheiten die Marktstruktur: So ist die iberische Halbinsel durch die Pyrenäen weitgehend vom Kontinent getrennt; auch die Erdgasversorgung von Italien unterliegt Transportengpässen. Somit gibt es in Europa geographisch bedingt zwei strukturell unterschiedliche Erdgasmärkte: Portugal und Spanien sind vom europäischen Erdgasmarkt weitgehend getrennt und nehmen am internationalen Wettbewerb um Flüssiggas teil, wobei sie insbesondere derzeit mit Asien konkurrieren; der Rest Europas bezieht zwar auch Flüssiggas, jedoch gibt es darüber hinaus einheimische Förderung (Norwegen, Niederlande, GB) sowie in erheblichem Maße Pipeline-Importe aus Russland und Nordafrika.

Im Gegensatz zum US-amerikanischen Großhandelsmarkt für Erdgas, der sehr liquide ist und den vielen Teil-

nehmern nur geringe Transaktionskosten abverlangt, sind die europäischen Märkte bis heute hochgradig segmentiert und entsprechen, auch 15 Jahre nach dem Beginn der Umstrukturierung, nicht dem ursprünglichen Ziel eines liquiden, EU-weiten Erdgasmarktes. Somit können auch nur wenige Effizienzpotenziale durch Handel gehoben werden. Im Rahmen der Umstrukturierung wurde für Europa ein System nationaler „Entry-Exit“-Systeme festgelegt, das den grenzüberschreitenden Transport entlang von Marktzone organisiert. Ziel war es, den Erdgashändlern einen einfachen Marktzugang zu gewährleisten und so den Wettbewerb mit den vormals vertikal integrierten früheren Monopolisten anzuregen. Im Zuge dieser Entwicklung entstanden tatsächlich Handelszentren, sogenannte „Hubs“, in Mittel- und Westeuropa, an denen eine besonders intensive Handelstätigkeit entstehen sollte (Abbildung 5).

Abbildung 3

Zahl und durchschnittliche Laufzeit für Pipeline- und LNG-Verträge



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Laufzeiten für langfristige Verträge sind seit den 70er Jahren rückläufig.

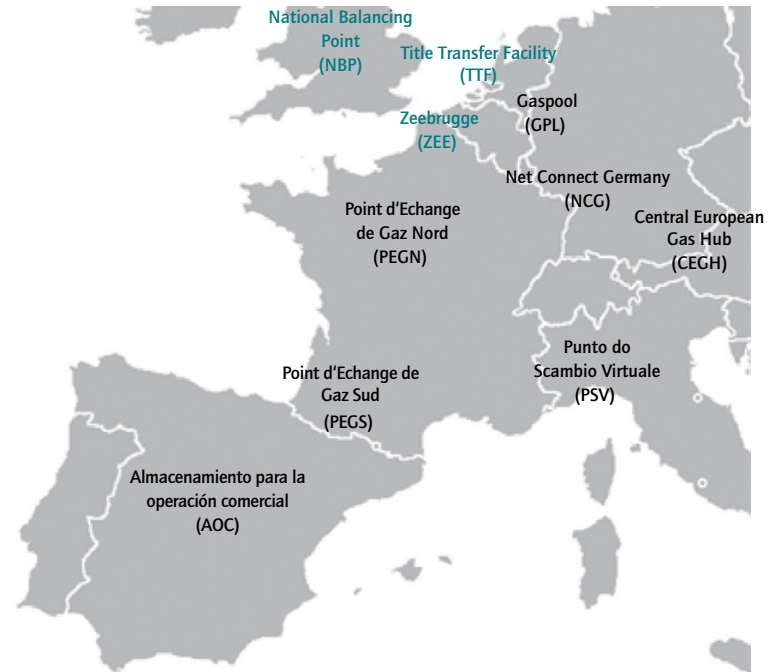
Jedoch weisen nur drei der Handelsplätze eine nennenswerte Handelsaktivität auf (NBP in Großbritannien, TTF in den Niederlanden und Zeebrugge in Belgien); dabei kommt kein einziger auch nur entfernt an die Liquidität des US-Marktes (Henry Hub) heran. Gründe hierfür liegen in der geringen Beteiligung von Anbietern und Nachfragern an den Hubs, den relativ hohen Transaktionskosten der Handelstätigkeit sowie der nach wie vor dominanten Bedeutung von Langfristverträgen. Somit ist es bisher zwar zu physisch real existierenden Handelsplätzen, nicht jedoch zu dem erwarteten wettbewerblichen Umfeld gekommen.

Zumindest beim Kurzfristhandel haben sich in den vergangenen Jahren die Preise zwischen den Hubs integriert. Dies ist ein möglicher Ausgangspunkt für die zukünftige EU-weite Integration, die von Nordwest-Europa ausgehen könnte. Die drei bedeutendsten Hubpreise NBP, TTF und Zeebrugge sind fast vollständig integriert; sie weichen lediglich in den seltenen Fällen voneinander ab, in denen die Kapazitäten der Interkonnektoren-Pipelines zwischen dem Kontinent und Großbritannien überlastet sind (Abbildung 4). Deutlich erkennbar ist die Abtrennung des iberischen Marktes vom Rest Kontinentaleuropas (PEG Süd) zum Ende des Beobachtungszeitraumes, der wegen fehlender Pipelines der internationalen Konkurrenz um Flüssiggasimporte ausgesetzt ist.

Eine empirische Analyse zeigt, dass tatsächlich weiterhin wesentliches Potential zur Integration des iberischen

Abbildung 4

Europäische Erdgas Handelsplätze



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

rischen Marktes besteht.⁸ Trotz der Fortschritte bei der Liberalisierung verbleibt das Preisniveau in Europa hoch, insbesondere auch im Vergleich zu den USA. Vor allem seit dem Sommer 2008 weichen die Erdgaspreise in Europa und den USA stark voneinander ab. Das heutige europäische Spotpreisniveau von 26 bis 28 Euro je MWh (das entspricht etwa zehn bis elf US-Dollar je MmBtu) liegt über dem Doppelten des US-Wertes.

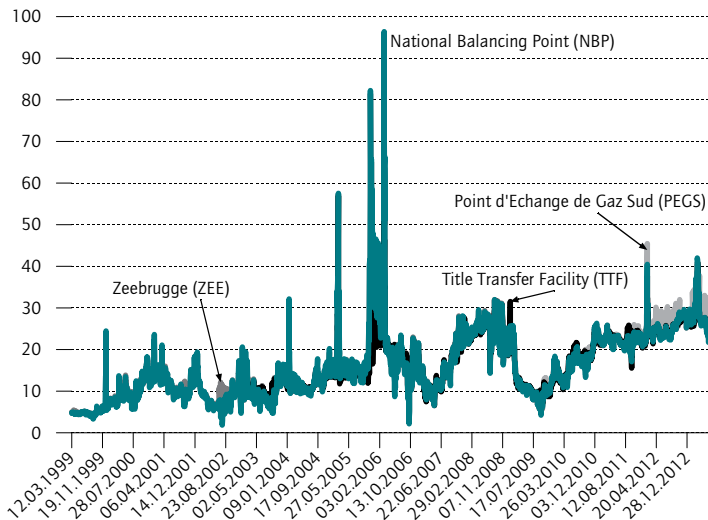
Europäischer Regulierungsrahmen bleibt trotz Netzwerkcodes und „Target Model“ komplex

Die Europäische Kommission hat die Problematik erkannt und im dritten Energiepaket von 2009 die Vollendung des europäischen Erdgasmarktes bis 2014 ausgerufen. Hierzu sind in der dritten Erdgasbinnenmarktdirektive sowohl die Maßnahmen der vertikalen Trennung verstärkt als auch die Rolle der grenzüberschreitenden Koordination der Regulierung gestärkt

⁸ Wie beispielsweise in Cullmann, A., Neumann, A. (2012): What's the Story with Natural Gas Markets in Europe? Empirical Evidence from Spot Trade Data. Conference Proceedings of the 9th International Conference on the European Energy Market (EEM) (IEEE).

Abbildung 5

Erdgaspreise an einigen Handelsplätzen in Europa
In Euro je Megawattstunde



Quelle: Heren.

© DIW Berlin 2013

Die Preise sind einheitlich auf hohem Niveau.

worden; hierfür wurde eine eigene „Agentur zur Koordinierung europäischer Regulatoren“ (ACER) mit Sitz in Ljubljana gegründet. ACER ist insbesondere für die Kontrolle der durch die europäische Erdgaswirtschaft vorbereiteten Netzwirkkodizes zuständig. Das nach wie vor komplexe Regulierungsmodell in Europa sowie in den Mitgliedsstaaten trägt zu dem hohen Preisniveau insofern bei, als es einen echten Gas-zu-Gas-Wettbewerb erschwert, nationale Marktgrenzen weitgehend aufrecht erhält und Transaktionskosten für die Marktteilnehmer erzeugt.

Das derzeit auf europäischer Ebene diskutierte zukünftige Regulierungsmodell, das sogenannte „Target Model“, gibt wenig Anlass zur Erwartung drastisch sinkender Erdgaspreise durch erhöhten Wettbewerb. Das Modell sieht zwar eine weitergehende Integration von Marktgebieten durch Marktkopplung vor, jedoch bleiben sowohl das Entry-Exit-System als auch die Abgrenzung nationaler Zonen unangetastet. Die Implementierung des Gas Target Models auf EU-27-Ebene beinhaltet darüber hinaus insgesamt die Schaffung und Umsetzung von nicht weniger als 12 Netzwirkkodizes. Die wesentlichen widmen sich dem Engpassmanagement, Kapazitätsallokationsverfahren, Balancing, der Harmonisierung von Tarifen und der Interoperabilität. Der aktuelle Stand zeigt die unterschiedliche zeitliche Umsetzung jedes einzelnen Kodex: Die Priorität

tenliste der Europäischen Kommission setzt in ihrem letzten Beschluss die Interoperabilität, Tarifharmonisierung und Kapazitätsallokation für neue Transportinfrastruktur ganz nach oben.⁹ Wie die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten ausführt, wird mit der Umsetzung des Kapazitätsallokationskodex beispielsweise nicht früher als 27 Monate nach Veröffentlichung gerechnet.¹⁰ Der zähe Prozess sowie das komplexe Verfahren der Europäischen Rechtsprechung werden demnach die Erreichung des Gas Target Model vor dem Jahr 2020 verhindern. Das europäische System soll nach der Umsetzung als funktionierendes Entry-Exit-System mit der Möglichkeit bestehen bleiben, Ein- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander zu allozieren.¹¹

Schließlich bedingt eine Ausweitung der Erdgasverstromung in Richtung CO₂-ärmerer Energiewirtschaften auch eine stärkere Konvergenz zwischen Elektrizitäts- und Erdgasmärkten. War der Einsatz von Erdgaskraftwerken im alten, konventionell fossil dominierten Stromsystem auf die Spitzenlastversorgung reduziert, wird in einem System auf der Basis von erneuerbaren Energien eine wesentlich höhere Flexibilität erforderlich, welche – bis zur großindustriellen Durchsetzung von Stromspeichertechnologien – überwiegend von Erdgaskraftwerken geleistet werden muss. Somit entsteht eine neue Situation, bei der die Volllaststunden von Erdgaskraftwerken tendenziell rückläufig sind, obwohl ihnen öfter eine strategische Bedeutung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zukommt. In diesem Zusammenhang ist eine effiziente Koordinierung zwischen dem Elektrizitätsmarkt und den Erdgasmärkten notwendig. Diese beiden Märkte sind bisher kaum koordiniert und folgen unterschiedlichen Einsatzplänen, Mittelfristplanung und Preisbildung.

Last but not least dürfte sich auch die Vertragsgestaltung bei Erdgaslieferverträgen den neuen Gegebenheiten anpassen: So sind die meisten Erdgaslieferverträge derzeit „unterbrechbar“ ausgestaltet, das heißt, sie können jederzeit für eine gewisse Zeit unterbrochen werden. Dies ist keine Option für Erdgaskraftwerke, die für den Erhalt der Versorgungssicherheit vorgesehen sind.

⁹ Europäische Kommission (2013): COMMISSION DECISION of 21 August 2013 on the establishment of the annual priority lists for the development of network codes and guidelines for 2014.

¹⁰ Monopolkommission (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten gemäß § 62 Energiewirtschaftsgesetz, Bonn.

¹¹ Während die deutsche Regulierungsbehörde noch im Konsultationsverfahren zur Fusion der Marktgebiete NCG und GASPOOL steckt, hat die französische Behörde bereits im Sommer 2012 die Zusammenlegung der verbleibenden drei Marktgebiete bis zum Jahr 2018 angeordnet.

Fazit

Erdgas spielt bei der Systemtransformation der Energiewirtschaften weltweit eine bedeutende Rolle und kommt zunehmend in das Blickfeld von Energie- und Klimapolitik. Jedoch unterliegen die Erdgasmärkte in den Regionen Nordamerika, Europa und Asien nach wie vor sehr unterschiedlichen technischen, wirtschaftlichen und institutionellen Rahmenbedingungen. Eine Konvergenz der Erdgasmärkte, die von vielen Beobachtern des Sektors erwartet wurde, ist daher nicht absehbar.

Im Zusammenhang mit der Erwartung der internationalen Konvergenz wurden auch in Europa gewisse Hoffnungen auf die Entwicklung einheimischer Quellen von Schiefergas gesetzt, die in den USA in den vergangenen Jahren erheblich zur Steigerung des Angebots beziehungsweise zur Preissenkung beigetragen hat. Jüngere Forschungsergebnisse sowie eine regulierungsökonomische Analyse der Erdgaswirtschaft in Europa legen jedoch nahe, dass der europäische Erdgaspreis weder von möglichen Schiefervorkommen in Europa noch von dem aktuellen Boom in Nordamerika profitieren würde: Die europäischen Vorkommen sind klein und dürften mit hohen Produktionskosten

verbunden sein; massive US-Exporte sind nicht zu erwarten.

Dagegen könnten die weitere Integration der europäischen Erdgasmärkte und die Intensivierung des Gas-zu-Gas-Wettbewerbs einen stärkeren Einfluss auf die Erdgaspreise haben. Zwar beobachtet man eine gewisse Preiskonvergenz innerhalb der nordwesteuropäischen Kernzone, jedoch sind die Potenziale für Wettbewerb in den unterschiedlichen Marktsegmenten (Großhandel, Balancing, etcetera) noch nicht ausgeschöpft. Auch eine europaweite Betrachtung der Entwicklungen der „Hubs“ zeigt, dass es noch erhebliches Preissenkungspotential gibt. Vielversprechender erscheinen wettbewerbspolitische Maßnahmen, um den Druck auf die Erdgaspreise zu verstärken.

Besonderes Interesse verdient darüber hinaus die Konvergenz von Erdgas- und Strommärkten. Gerade in Spitzenlastzeiten kann es zu Konflikten bei Infrastruktur- und Erdgasnutzung kommen, welche mit dem Ausbau der schwankenden erneuerbaren Energien zunehmen können. Ein klares Regelwerk bezüglich Erdgasnetz- und Priorisierung von Versorgungsverträgen ist notwendig, um bestehende Unklarheiten in Zukunft zu beseitigen.

Anne Neumann ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin beim Vorstand des DIW Berlin | aneumann@diw.de

Micaela Ponce ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl Wirtschaftspolitik der Universität Potsdam | mponce@uni-potsdam.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

INTERNATIONAL NATURAL GAS PRICES: MARKET SEGMENTATION AND TRANSACTION COSTS RESULT IN LONG-TERM PRICE DIVERGENCE

Abstract: Natural gas is playing an important role in Germany, Europe, and around the globe as a bridge fuel in the transition toward lower-carbon energy systems. In this context, natural gas price development is very important, particularly in relation to its competitor, coal. Up until a few years ago, it was assumed that prices in different regions of the world would converge due to the globalization of natural gas markets. In actual fact, however, the opposite can be observed today, namely marked and enduring divergence between regional natural gas prices in Europe, the US, and Asia. For example, natural gas

prices in the US are relatively low due to the shale gas boom, while in Asia, they are four to five times higher. European natural gas prices fall between the two, but also diverge markedly because of the as yet underdeveloped single market. Due to high capital intensity, high transport costs, and specific technical features, a functioning market for liquid natural gas, which would provide the basis for converging prices, does not yet exist. Empirical evidence and an analysis of 500 long-term contracts suggest that this market structure will not change significantly in the foreseeable future.

JEL: Q02, Q41, L51

Keywords: natural gas, international prices, market structure



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
www.diw.de
80. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Dr. Kati Schindler
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Sebastian Kollmann
Dr. Richard Ochmann
Dr. WolfPeter Schill

Lektorat

Dr. Stefan Bach
Alexander Eickelpasch
Dr. Franziska Holz
Dr. David Richter

Textdokumentation

Manfred Schmidt

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74, 77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01806 - 14 00 50 25,
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.