

Growitsch, Christian; Stronzik, Marcus; Nepal, Rabindra

Working Paper

Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes

WIK Diskussionsbeitrag, No. 333

Provided in Cooperation with:

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

Suggested Citation: Growitsch, Christian; Stronzik, Marcus; Nepal, Rabindra (2010) : Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, WIK Diskussionsbeitrag, No. 333, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/226946>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes

Autoren:
Christian Growitsch
Marcus Stronzik
Rabindra Nepal

Bad Honnef, Februar 2010

**WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail info@wik.org

[Impressum](#)

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	III
Zusammenfassung	V
Summary	VI
1 Einleitung	1
2 Institutionelle Rahmenbedingungen des deutschen Gasmarktes	3
3 Literaturüberblick	5
4 Ökonometrischer Ansatz	7
4.1 Transportentgelte	7
4.2 Kointegrationsanalyse	9
4.3 Zeitvariante Koeffizienten	10
5 Datengrundlage	13
6 Empirische Ergebnisse	16
6.1 Kointegration	16
6.2 Zeitvariante Koeffizienten	18
7 Fazit und Handlungsempfehlungen	24
Annex: Deskriptive Statistik	26
Literaturverzeichnis	27

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Spotmarktpreise (logarithmiert) [€/MWh]	13
Abbildung 2:	Preiskonvergenz (β)	20
Abbildung 3:	Informationseffizienz (α)	22

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Transportentgelte	15
Tabelle 2:	Einheitswurzeltests	16
Tabelle 3:	Kontegrationsbeziehung (ML Schätzung)	18
Tabelle 4:	Ergebnisse der Modelle zeitvarianter Koeffizienten (Kalman Filter)	19
Tabelle 5:	Deskriptive Statistik der logarithmierten Gasspotpreise	26

Abkürzungsverzeichnis

ADF	Augmented Dickey Fuller (Test)
EEX	European energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GPL	GASPOOL
KPSS	Kwiatkowski Phillips Schmidt und Shin (Test)
ML	Maximum Likelihood
NCG	NetConnect Germany
TTF	Title Transfer Facility
VAR	Vektorautoregressiv
VECM	Vector Error Correction Model

Zusammenfassung

Ziel dieser Studie ist die Analyse der Entwicklung der Preiskonvergenz und der Informationseffizienz im deutschen Gasgroßhandelsmarkt im Anschluss an die Einführung des Zweivertragsmodells. Die Untersuchungen zur Preiskonvergenz stützen sich auf die Johansen Methode und den Ansatz zeitvarianter Koeffizienten unter Verwendung des Kalman Filters. Darüber hinaus wurde ein Fehlerkorrekturmodell auf Basis zeitvarianter Koeffizienten formuliert, mit dessen Hilfe die Informationseffizienz analysiert werden kann. Ausgangspunkt der Überlegungen war die räumliche Arbitragebedingung. Es wurden Preiszeitreihen für die beiden wesentlichen deutschen Marktgebiete, NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL (GPL), sowie den niederländischen Handelspunkt Title Transfer Facility (TTF) Hub herangezogen. Ferner wurden Transportkosten explizit berücksichtigt.

Der Johansen Test zeigt eine nahezu vollständige Preiskonvergenz zwischen allen drei Regionen, wobei der TTF als Referenzmarkt für die deutschen Märkte identifiziert wird. Allerdings tendiert der Johansen Test zu einer Überschätzung der Preiskonvergenz, da er konstante Preisrelationen unterstellt, was vor dem Hintergrund des sich ständig wandelnden (regulatorischen) Umfeldes problematisch ist. Die Methode zeitvarianter Koeffizienten erscheint daher besser geeignet, da sie verändernden Rahmenbedingungen implizit Rechnung trägt. Sie führt zu etwas geringeren Werten für die Preiskonvergenz. Allerdings hat sich die Informationseffizienz der Gasgroßhandelsmärkte seit der verbindlichen Einführung des Zweivertragsmodells signifikant erhöht, insbesondere nach Gründung des Marktgebietes NCG im Oktober 2008.

Allerdings gibt es auch deutliche Anzeichen für weiteren Verbesserungsbedarf. Während der Gaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine zu Beginn des Jahres 2009 keine Auswirkungen auf die Informationsverarbeitung zwischen Deutschland und den Niederlanden hatte, führte die daraus resultierende Verknappung innerhalb Deutschlands zu einem ineffizientem Preisverhalten. Das Anliegen der Bundesregierung und der Bundesnetzagentur, ein einheitliches Gasmarktgebiet in Deutschland zu etablieren, erscheint vor diesem Hintergrund gerechtfertigt und auch ratsam, damit die Märkte weniger anfällig gegen externe Schocks werden. Ferner konnten Preisdifferenzen zwischen den Märkten identifiziert werden, die über die reinen Transportentgelte hinausgehen. Diese Preisaufschläge deuten auf bestehende Kapazitätsengpässe hin, die grenzüberschreitend ca. 2,5-mal höher liegen als im innerdeutschen Gastransport. Daher scheinen sowohl die Bemühungen, Verbesserungen im grenzüberschreitenden Transport zu erreichen, als auch die Überarbeitung der Regeln zur Vermarktung nicht genutzter Netzkapazitäten unterstützenswert.

Summary

The aim of this paper is to study the development of market integration and efficiency in terms of information processing after the introduction of an entry-exit network pricing regime in the natural gas markets in Germany. Therefore, we applied the Johansson method and a time-varying coefficient state space approach (Kalman filter) to test for price convergence. Moreover, the state space model was extended to an error correction model to analyse how fast new information is absorbed and prices turn back to equilibrium.

Analysing price series for the two major German market areas, NetConnect Germany (NCG) and GASPOOL (GPL) as well as data from the Dutch Title Transfer Facility (TTF) hub as a kind of competitive benchmark, we explicitly account for transportation cost in order to evaluate the spatial arbitrage condition. Results of the Johansen approach show a level of price convergence close to one between all three locations with the Dutch TTF - as the more mature market - influencing the price development at both German hubs. However, assuming fixed relations over the considered period of two years, thus not accounting for the changing regulatory environment, the Johansen method seems to overestimate price convergence. The time-varying coefficient model overcomes this drawback and reveals lower levels of convergence. These, however, are still sufficient to provide for an improved processing of new information: Since the mandatory introduction of the entry-exit system information efficiency has increased significantly, especially after the merger of two market zones resulting in the foundation of NCG in October 2008.

Serving as a natural experiment, the conflict between Russia and the Ukraine, resulting in gas shortages in Central and Southeast Europe at the beginning of the year 2009, did not affect information processing between Germany and the Netherlands. The information efficiency of the two German hubs however nearly disappeared. So, the German regulatory quest of achieving full market integration by developing one single large entry-exit zone covering all gas networks seems to be advisable in order to achieve a more robust and competitive market for natural gas. Furthermore, we detect a constant gap between price series not explained by transportation costs. These additional costs, market participants face, indicate capacity constraints which are 2.5 times higher cross the border than between the two German zones. The wholesale market still seems to lack liquidity; the number of market participants might still be too low. One important reason could be blocked or congested transportation capacity (contractual constraints through capacity hoarding). Thus, establishing effective and transparent rules concerning entitlements to open network access for third parties is and stays necessary in order to benefit from a fully liberalised market in Germany.

1 Einleitung

Ein wesentlicher Eckpfeiler europäischer Energiepolitik ist die Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes für Gas, der allen Akteuren gleiche Rahmenbedingungen bieten soll, damit sich die Wettbewerbskräfte möglichst frei entfalten können. Aufgrund der Leitungsgebundenheit der Gasversorgung kommt dabei dem Netzbereich eine besondere Bedeutung zu, so dass sich die regulatorischen Vorgaben überwiegend auf diesen konzentrieren. Die Einführung der Europäischen Gasrichtlinie (98/30/EC) und der Beschleunigungsrichtlinie Gas (2003/55/EC) haben den Markt für Erdgas in vielen europäischen Staaten substantiell verändert. So wurden durch den Liberalisierungsprozess in der Industrie Prozesse angestoßen, die vormals vertikal integrierten Monopole zu wettbewerblichen Strukturen zu transformieren. Während einige Länder, wie Großbritannien und die Niederlande, den Liberalisierungsprozess relativ progressiv vorangetrieben haben, hat Deutschland seinen Gasmarkt bis zur Einführung der EU Richtlinie Gas (2003/55/EC) kaum dem Wettbewerb geöffnet.

Erst im Juli 2005 wurde in Deutschland eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verabschiedet, die die Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EC in nationales Recht überführte. Die dortigen Regelungen zielen auf eine schnellere Öffnung des Marktes für Erdgas ab. Im Zusammenhang mit der Novellierung des EnWG wurden zudem mehrere Verordnungen erlassen. Bezüglich der Nutzung der Gasnetze ist vor allem die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zu nennen. In der Folge dieser rechtlichen Vorgaben und der sich daran anschließenden Diskussionen zwischen Bundesnetzagentur und den Netzbetreibern wurde im Oktober 2007 mit dem Zweivertragsmodell ein neues Netzzugangssystem verbindlich installiert, bei dem Marktteilnehmer zum Gastransport nur noch Ein- und Ausspeisekapazitäten buchen müssen. Das Zweivertragsmodell wird daher auch als Entry-Exit System bezeichnet.¹ Durch die Standardisierung der Vertragsgestaltung sollte die Markttransparenz erhöht und der Gashandel vereinfacht bzw. erst ermöglicht werden. In der Folge wurden virtuelle Handelspunkten in den einzelnen Marktgebieten eingerichtet, an denen Gas innerhalb eines Marktgebietes frei, das heißt ohne weitere Kapazitätsbuchung gehandelt werden kann. Die Bundesregierung kündigte in einer Erklärung im April 2009 an, dass sie das Ziel verfolge, die Anzahl der Marktgebiete auf je eines für L-Gas eines für H-Gas zu reduzieren².

Im Rahmen dieser Studie werden die Preisentwicklungen an den beiden wesentlichen deutschen Handelspunkten, GASPOOL (GPL)³ und NetConnect Germany (NCG), analysiert. Es wird der Frage nachgegangen, inwiefern die Einführung des Zweivertragsmodells zu einer Verbesserung der wettbewerblichen Rahmenbedingungen geführt hat.

¹ Beide Begriffe werden im Folgenden synonym verwendet.

² L-Gas (low caloric) hat einen geringeren Brennwert als H-Gas (high caloric). Aufgrund der geringeren Bedeutung von L-Gas konzentriert sich die weitere Analyse auf H-Gas.

³ Da sich der Name im Zuge der verschiedenen Kooperationen und Zusammenlegungen mehrfach geändert hat, verwenden wir im Rahmen dieser Studie durchgängig die seit 1. Oktober 2009 gültige Bezeichnung GASPOOL, um Mehrdeutigkeiten zu vermeiden. An der EEX, z.B., firmiert der Handel im ersten Jahr unter BEB, im zweiten unter Gasunie Deutschland (GUD) und seit Oktober 2009 unter GASPOOL (GPL).

Mittels Methoden der Zeitreihenökometrie wird getestet, ob ein hinreichender Integrationsgrad in der Hinsicht erreicht wurde, der zu einer Konvergenz der Preise geführt hat. Ferner werden in die Analysen die Preisentwicklungen am niederländischen Handelsplatz Title Transfer Facility (TTF) einbezogen, um die deutschen Entwicklungen in einen europäischen Kontext einzubetten. Da der TTF bereits als etablierter Handelsplatz für Gas in Kontinentaleuropa gelten kann und aufgrund seiner räumlichen Nähe wird er als Referenzmarkt für Deutschland herangezogen.

Theoretisch sollte sich auf räumlich getrennten, aber wettbewerblichen Märkten ein Einheitspreis für das gleiche Gut herausbilden. Preisunterschiede sollten sich auf die mit dem Transport des Gutes zwischen den Regionen verbundenen Kosten (Transaktionskosten) zurückführen lassen. Daher werden im Rahmen dieser Studie neben den Gaspreisen explizit auch die Transportkosten berücksichtigt. Wir nehmen an, dass Marktintegration sowohl ein Zustand als auch ein Prozess hin zu einem ökonomischen Gleichgewicht ist. Integrierte Märkte zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass sie einen gemeinsamen Preistrend aufweisen, mithin die Preise an regional unterschiedlichen Handelsplätzen konvergieren. Um den Grad der Marktintegration zu testen, benutzen wir die Kointegrationsanalyse nach Johansen (Johansen 1988, 1991). Allerdings stellt sich Preiskonvergenz oft als stufenweiser Prozess dar, was insbesondere im Kontext des dynamischen regulatorischen Umfeldes in Deutschland und Europa hinsichtlich der Anwendung der Johansen Methode nicht unproblematisch ist. Eine implizite Annahme dieses Ansatzes ist nämlich, dass das strukturelle Preisverhältnis der betrachteten Zeitreihen über den beobachteten Zeitraum konstant ist. Daher untersuchen wir den Konvergenzpfad der Spotmarktpreise für Erdgas zusätzlich unter Verwendung von in der Zeit variablen Koeffizienten. Dieser Ansatz greift auf die dynamische Kalman Filteranalyse zurück (Kalman 1960) und ermöglicht eine Kointegrationsanalyse unter Beachtung möglicher struktureller Veränderungen über die Zeit. Darüber hinaus wird die Methodik zeitvarianter Koeffizienten in Form eines Fehlerkorrekturmodells erweitert. Dieser, in der bisherigen Literatur zur Analyse von Gasmärkten noch nicht zur Anwendung gekommene Ansatz erlaubt es, Aussagen über die Entwicklung der Informationseffizienz abzuleiten und beinhaltet einen indirekten Test für Kapazitätsengpässe. Dabei geht es um die Beurteilung, wie schnell neue Informationen vom Markt aufgenommen werden und sich entsprechend in den Preisen widerspiegeln.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut. Im zweiten Kapitel werden Grundsätze des institutionellen Designs des deutschen Erdgasmarktes skizziert. Das dritte Kapitel diskutiert die bisherige Literatur zur Thematik der Analyse der Preiskonvergenz und Marktintegration von Gasmärkten. Die Entwicklung der ökonometrischen Modellansätze sowie die Ableitung von zu testenden Hypothesen erfolgt in Kapitel vier. Daran schließt sich die Erläuterung der Datengrundlage an (Kapitel fünf). Kapitel sechs beinhaltet die Ergebnisdarstellung und deren Interpretation. Die Studie schließt mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse und daraus folgenden Handlungsempfehlungen für die zukünftige Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens der deutschen und europäischen Gasmärkte.

2 Institutionelle Rahmenbedingungen des deutschen Gasmarktes

Die Novelle des EnWG in 2005 hat die Marktliberalisierungsvorgaben der europäischen Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EC in nationales Recht überführt. Der Zugang zu den Gasnetzen ist in der GasNZV geregelt. Für die Transportnetzbetreiber bestand zunächst eine Wahlmöglichkeit zwischen der Weiterführung des traditionellen Einvertragsmodells und der Einführung des Zweivertragsmodells, was zu einer Situation führte, in der beide Systeme nebeneinander existierten. Während das Einvertragsmodell entfernungsabhängige Transportentgelte vorsah, können im Zweivertragsvertragsmodell Ein- und Ausspeisekapazitäten getrennt gebucht werden. Im Oktober 2006 wurde eine Vereinbarung zwischen den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur zur Vereinheitlichung des Netzzugangssystems geschlossen. Seit Oktober 2007 ist für alle Transportnetzbetreiber die Anwendung des Zweivertragsmodells zur Buchung von Transportkapazitäten verbindlich.

Im Rahmen einer Vereinbarung zwischen Bundesnetzagentur und den Transportnetzbetreibern wurde der deutsche Markt in ursprünglich 19 Marktgebiete unterteilt. In der Folge konnte die Anzahl der Gebiete durch Marktgebietskooperationen und Zusammenlegungen auf sechs (Stand Februar 2010) reduziert werden, wobei je drei L-Gasgebiete und drei Zonen für H-Gas bestehen.⁴ Für die H-Gas-Netze war die Gründung von Net-Connect Germany (NCG) zum 1. Oktober 2008 mit der Zusammenlegung der Gebiete von E.ON und bayernets ein wesentlicher Schritt zur Marktbereinigung. Seit Oktober 2009 sind ferner noch ENI, GVS und GRTgaz Deutschland dem Verbund beigetreten, so dass NCG in der Zwischenzeit den Süden Deutschlands abdeckt. Das entsprechende Pendant im Norden ist GASPOOL (GPL), dessen Kern auf eine Marktgebietskooperation zwischen BEB, StatoilHydro und DongEnergy in 2006 zurückgeht. Seit Oktober 2009 sind ferner noch ONTRAS und Wingas hinzugekommen. Das Gründungsmitglied BEB als Tochter von Shell und ExxonMobil war das erste Unternehmen in Deutschland, das bereits seit 2004 sein Netz auf Basis eines Zweivertragsmodells betrieben hat. Im Juli 2008 hat BEB sein Transportgeschäft an die niederländische Gasunie abgetreten. Das dritte Marktgebiet ist Thyssengas H-Gas, wobei Thyssengas eine einhundertprozentige Tochter von RWE ist.

Im Entry-Exit Modell können die Netzkunden die Ein- und Ausspeisekapazitäten an den relevanten Netzübergabepunkten separat buchen. Transportgebühren für Erdgas werden nicht mehr, wie es in Deutschland vor Einführung des Zweivertragsmodells Praxis war, auf Grundlage der Distanz zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten (dem so genannten Transportpfad) berechnet. Durch die Abschaffung des pfadbasierten Verrechnungssystems erhofft man sich eine größere Transparenz bei der Preissetzung, da die Transportunternehmen nicht mehr jedem einzelnen Kunden ein individuelles Angebot

⁴ Die drei nicht weiter behandelten L-Gasgebiete sind E.ON Gastransport, Marktgebiet L-Gas 1 und Thyssengas L-Gas. Näherungsweise korrespondiert jeweils eines der beschriebenen H-Gasgebiete mit einer Zone für L-Gas.

unterbreiten, sondern stattdessen auf standardisierte Verträge zurückgreifen. Ferner entstanden durch die Etablierung von virtuellen Handelspunkten in den einzelnen Marktgebieten, so genannten Hubs, neue Handelsmöglichkeiten. Durch die vereinfachten Handelsregeln kommt es somit tendenziell zu transparenteren Preissignalen. Dies senkt Markteintrittsbarrieren für Dritte, wodurch es wiederum zu einer Intensivierung des Wettbewerbs kommt. Die Standardisierungen und der Wegfall von Kapazitätsreservierungen für bestimmte Pipelineabschnitte, die bisher für zur Erfüllung der Transportverträge benötigt wurden, erhöht darüber hinaus die Flexibilität und den Komfort vorhandener Buchungsmechanismen. Durch die im Zuge der Liberalisierung des Gasmarktes durchgeführte Neugestaltung des Netzzugangssystems wird mithin angestrebt, dass sowohl Konsumenten als auch Versorger von einem verbesserten Gas-zu-Gas-Wettbewerb profitieren.

Nichtsdestotrotz stehen dem wirtschaftlichen Erfolg der Reform einige Risiken gegenüber. So kann der Handel durch eine hohe Anzahl von Marktgebieten erschwert werden, da sich die Entgelte beim Transport durch mehrere Marktgebiete aufsummieren (pancaking). Außerdem kann es passieren, dass verbundene Unternehmen Dritte durch ihre Stellung als Netzbetreiber diskriminieren.⁵ Dies wäre z.B. dann der Fall, wenn Dritten der Netzzugang unberechtigterweise verwehrt wird. Diskriminierungspotenzial bietet dabei vor allem die Kapazitätsbuchung. Werden gebuchte aber nicht genutzte Kapazitätsrechte dem Markt vorenthalten, indem sie keiner Sekundärverwertung zugeführt werden, so kann es zu vertraglich bedingten Engpässen kommen (Kapazitätshortung). Vertragliche Engpässe lassen sich häufig nur sehr schwer von tatsächlichen technischen Engpässen unterscheiden, die aufgrund einer physikalischen Überlastung auftreten. Solche Marktschranken könnten faktisch das Ziel, durch die Einführung der Entry-Exit Regelung mehr Wettbewerb und Flexibilität im Erdgassektor zu erreichen, konterkarieren.

⁵ In Deutschland sind Netzbetreiber nur dem Primat der gesellschaftsrechtlichen Entbündelung unterworfen, nicht jedoch der eigentumsrechtlichen Entflechtung.

3 Literaturüberblick

Bisherige Studien über die Vernetzung und Konvergenz von Erdgasmärkten als Folge der Marktliberalisierung unterscheiden sich sowohl in der betrachteten Region als auch im gewählten methodischen Ansatz von der vorliegenden Studie. Ein Großteil der Analysen konzentriert sich auf die Entwicklungen des Gasmarktes in den Vereinigten Staaten und die Auswirkungen der Öffnung des Netzzuganges in Folge einer Verordnung der amerikanischen Regulierungsbehörde (Federal Energy Regulatory Commission, FERC), der so genannten FERC Order 436 aus dem Jahr 1985. Unter Anwendung von Kointegrationsanalysen nach Johansen kommen Walls (1994), De Vany und Walls (1993, 1996) als auch Serletis (1997) zu dem einhelligen Ergebnis, dass sich die Marktintegration der verschiedenen Verbrauchsregionen in den USA seit der Neugestaltung des Regulierungsrahmens verbessert habe. Zu einem analogen Schluss kommen King und Cuc (1996), die den Grad der Konvergenz von Gasspotpreisen mittels der Methodik zeitvarianter Koeffizienten unter Verwendung des Kalman Filters untersucht haben. Serletis und Rangel-Ruiz (2004) haben zudem gezeigt, dass die Gaspreise überwiegend durch die Preissetzung am Henry Hub bestimmt werden. Eine neuere Studie von Cuddington und Wang (2006) weist jedoch unterschiedliche Konvergenzgrade zwischen den verschiedenen Regionen der USA aus. Unter Verwendung eines Fehlerkorrekturmodells kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass der Osten und Zentralamerika einen vergleichsweise hohen Integrationsgrad aufweisen, während der Westen der USA nur unzureichend dem gemeinsamen Preistrend der anderen Regionen folgt.

Im europäischen Kontext haben Asche et al. (2002) den Johansen-Ansatz zur Kointegrationsanalyse auf die monatlichen Grenzübergangspreise für Erdgas zwischen Frankreich, Belgien und Deutschland angewendet. Im Ergebnis folgen die Preise einem gemeinsamen Trend, so dass die Regionen als integriert angesehen werden können. Neumann et al. (2006) untersuchen mittels des Kalman Filters die Preisrelationen zwischen dem britischen Gasgroßhandelsmarkt, dem National Balancing Point (NBP), und dem belgischen Spotmarkt von Zeebrugge. Die Preiszeitreihen für die beiden betrachteten Märkte weisen eine über die Zeit zunehmende Konvergenz auf.

Weitere relevante empirische Studien behandeln zum einen die Zusammenhänge von Gaspreisen zwischen verschiedenen Kontinenten und zum anderen die Preisrelationen zwischen Gas und anderen Gütern. Im Rahmen der ersten Gruppe finden sich z.B. Ripple (2001), Siliverstovs et al. (2005) sowie Neumann (2009). Alle genannten Untersuchungen weisen eine zunehmende Preiskonvergenz auch zwischen den betrachteten Kontinenten aus. Hinsichtlich der zweiten Gruppe werden vor allem die Gaspreise in Relation zu Öl- und Strompreisen betrachtet. Während Asche et al. (2006) als auch Panagiotidis und Rutledge (2007) die Preisbildung im Vereinigten Königreich analysieren, konzentrieren sich Hartley et al. (2008) und Brown und Yücel (2009) auf die USA.

Die vorliegende Studie erweitert den Rahmen der bisherigen Untersuchungen in vierfacher Hinsicht. Zum einen liegt der Fokus auf einem Wechsel des Regulierungsregimes

in Deutschland. Dabei wird allerdings nicht nur die Preisrelationen an den beiden wichtigsten nationalen Handelspunkten betrachtet, sondern über die Einbindung des niederländischen Referenzmarktes TTF auch ein europäischer Bezug hergestellt. Zum anderen werden beide zur Verfügung stehenden methodischen Ansätze, die Kointegration nach Johansen sowie zeitvariante Koeffizienten unter Verwendung des Kalman Filters, vergleichend gegenübergestellt. Darüber hinaus wird der Ansatz des Kalman Filters analog der Johansen Methodik in Richtung eines Fehlerkorrekturmodells erweitert, was Rückschlüsse auf die Entwicklung der Informationseffizienz ermöglicht. Schlussendlich werden Transportkosten explizit berücksichtigt, was wiederum Aussagen über mögliche bestehende Kapazitätsrestriktionen erlaubt.

4 Ökonometrischer Ansatz

Die Analyse der Zusammenhänge zwischen den Gasspotpreisen an den drei Handelspunkten GASPOOL (GPL), NetConnect Germany (NCG) und dem niederländischen Title Transfer Facility (TTF) Hub erfolgt in drei Stufen, wobei jeweils ein paarweiser Vergleich stattfindet. In einem vorbereitenden ersten Schritt werden die Spotpreise um die Transportentgelte bereinigt. Im zweiten Schritt wird mittels der Kointegrationsmethode nach Johansen getestet, ob die Preiszeitreihen einem gemeinsamen Trend unterliegen und eine langfristiges Gleichgewicht aufweisen. Die Ergebnisse sind als erstes Indiz für eine Marktintegration zu verstehen. Abschließend wird ein Modell geschätzt, das zeitvariante Koeffizienten zulässt und auf der Methodik des Kalman Filters basiert. Dieser Ansatz dient zum einen der Analyse, wie sich die Preiskonvergenz über die Zeit entwickelt hat. Zum anderen wird der Rahmen des Kalman Filters genutzt, um ein Fehlerkorrekturmodell zu entwickeln, mit dessen Hilfe betrachtet werden kann, wie sich die Informationsverarbeitung zwischen den Regionen über die Zeit entwickelt hat.

4.1 Transportentgelte

Ausgangspunkt der Überlegungen ist die Bedingung für räumliche Arbitrage bzw. das Gesetz des einheitlichen Preises. Auf effizienten Märkten sollten sich die Preise für ein homogenes Gut, das an unterschiedlichen Orten gehandelt wird, allein in den Transaktionskosten unterscheiden. Sind diese Null, so sollte der Preis an allen Handelspunkten zu einem bestimmten Zeitpunkt der gleiche sein. Hinsichtlich der betrachteten Gasmärkte bestehen die Transaktionskosten vor allem in den Transportentgelten, die ein Netznutzer zahlt, wenn er Gas von einer Handelsregion in eine andere Region transferieren möchte.

Unter Beachtung dieser Transportkosten ist Arbitragefreiheit gewährleistet, wenn der Preis in der Exportregion ($P_{i,t}$) plus den Kosten für den Transport ($TC_{i \rightarrow j,t}$) maximal dem Preis in der Importregion entspricht ($P_{j,t}$). Die räumliche Arbitragebedingung kann somit folgendermaßen formalisiert werden:

$$(1) \quad P_{j,t} - P_{i,t} \leq TC_{i \rightarrow j,t},$$

wobei die Gleichheit nur gilt, wenn zwischen den beiden Regionen ein Handel stattfindet (Baulch 1997a). Ist hingegen das Preisdifferenzial streng kleiner als die Transportkosten, so entfällt der Handelsanreiz für die Marktakteure. Im Rahmen des Zweivertragsmodells bestehen diese Kosten aus den Entgelten für die Ausspeisung aus der Exportregion und den Einspeisekosten für die Importregion. Im kontinentaleuropäischen Kontext sind die Gesamtkosten für einen Gastransport richtungsabhängig, d.h.

$TC_{i \rightarrow j} \neq TC_{j \rightarrow i}$. Aufgrund dieser Kostenasymmetrie lässt sich die räumliche Arbitragebedingung wie folgt umformulieren:⁶

$$(1a) \quad P_{i,t} + d_{i \rightarrow j,t} \cdot TC_{i \rightarrow j,t} = P_{j,t} + d_{j \rightarrow i,t} \cdot TC_{j \rightarrow i,t},$$

$$d_{i \rightarrow j,t} = 1 \text{ wenn } P_{i,t} + TC_{i \rightarrow j,t} \leq P_{j,t} \text{ und } d_{i \rightarrow j,t} = 0 \text{ sonst;}$$

$$d_{j \rightarrow i,t} = 1 \text{ wenn } P_{j,t} + TC_{j \rightarrow i,t} \leq P_{i,t} \text{ und } d_{j \rightarrow i,t} = 0 \text{ sonst;}$$

$$i,j = \text{GPL, NCG, TTF.}$$

Physikalisch sind Gasflüsse zu einem bestimmten Zeitpunkt immer nur in eine Richtung möglich. Da Zeitreihen über die tatsächlichen Gasflussrichtungen für den gegebenen Kontext nicht verfügbar sind, wird eine Hilfsvariable d als Dummy definiert. Diese Variable erlaubt es, die Richtungsabhängigkeit der Transportentgelte zu berücksichtigen, indem die Kosten in Abhängigkeit vom Preisdifferenzial bestimmt werden. Zu beachten ist, dass beide Dummyvariablen zum gleichen Zeitpunkt den Wert Null annehmen können, niemals jedoch gemeinsam den Wert Eins. Beide Dummies sind Null, wenn das Differenzial aus den Spotpreisen geringer ist als die Differenz der Transportkosten, so dass ein Handelsanreiz für die Marktteilnehmer entfällt. Durch die Ausrichtung der Hilfsvariablen an der tatsächlichen Spotpreisdifferenz kann es zu einer geringen Überschätzung der wahren Preiskonvergenz kommen.

Mit $P_{i,t}^{net} = P_{i,t} + d_{i \rightarrow j,t} \cdot TC_{i \rightarrow j,t}$ als den um die Transportentgelte bereinigten Spotpreisen sowie unter Verwendung von logarithmierten Werten ($p_{i,t}^{net} = \log(P_{i,t}^{net})$) reduziert sich Gleichung (1a) auf:

$$(1b) \quad p_{i,t}^{net} = p_{j,t}^{net},$$

$$i,j = \text{GPL, NCG, TTF.}$$

Wird diese Bedingung verletzt, liegt keine Konvergenz der Preise und mithin keine Integration der Märkte vor.

In der Realität existieren jedoch eine Reihe von Faktoren, die ein Abweichen von dieser Gleichgewichtsbedingung implizieren. Im Rahmen der weiteren Analysen soll untersucht werden, ob durch die Einführung des Zweivertragsmodells ein Teil dieser Hindernisse unter Umständen beseitigt wurde und sich das tatsächliche Preisverhalten der idealisierten Arbitragebindung angenähert hat.

⁶ Dieser Ansatz lehnt sich an Zachmann (2008) an, der die Konvergenz europäischer Strompreise unter Berücksichtigung der Auktionsergebnisse von Grenzübergangskapazitäten untersucht hat.

4.2 Kointegrationsanalyse

Voraussetzung für Kointegrationsbetrachtungen ist, dass die Zeitreihen eine Einheitswurzel (Unit Root) aufweisen und somit einem stochastischen Trend unterliegen. Zur Prüfung dieser Grundbedingung kommen sowohl der Augmented Dickey Fuller Test (ADF, Dickey and Fuller 1979) als auch der Kwiatkowski Phillips Schmidt und Shin Test (KPSS, Kwiatkowski et al. 1992) zur Anwendung. Während der ADF auf der Nullhypothese basiert, dass die Zeitreihen eine Einheitswurzel besitzen, testet der KPSS auf die Gegenhypothese, dass die Preise stationäres Verhalten über die Zeit aufweisen. Durch diesen Testansatz werden Probleme vermieden, die unter Umständen durch eine beschränkte Trennschärfe der Tests entstehen können.

Die Anwendung des Johansen Tests (Johansen 1988, 1991) auf Zeitreihen von Gaspreisen aus jeweils zwei Regionen (paarweiser Vergleich) lässt erwarten, dass genau eine Kointegrationsbeziehung besteht, wenn die Regionen hinreichend integriert sind und mithin einen gemeinsamen Markt bilden. Das Vorliegen einer Kointegrationsbeziehung bedeutet, dass die Gaspreise der beiden betrachteten Regionen einem gemeinsamen langfristigen Gleichgewichtszustand zustreben. Das entsprechende zweidimensionale vektorielle Fehlerkorrekturmodell (Vector Error Correction Model, VECM) kann dann wie folgt formuliert werden:

$$(2) \quad \Delta p_t^{net} = \Pi p_{t-1}^{net} + \sum_{k=1}^{l-1} \Gamma_k \Delta p_{t-k}^{net} + \varepsilon_t ;$$

mit Δ als Operator der ersten Differenzen, p_t^{net} als Vektor der beiden um die Transportentgelte bereinigten Gasspotpreise, dem normalverteilten Fehlerterm $\varepsilon_t \sim n.i.i.d.(0, \Sigma)$, Π als eine (2×2) Matrix der Form $\Pi = \alpha \beta'$, wobei β den Kointegrationsvektor und α die entsprechenden Ladungen beinhaltet. Die β Koeffizienten repräsentieren den Langfristzusammenhang zwischen den Preiszeitreihen, während die α Koeffizienten die (kurzfristige) Anpassungsgeschwindigkeit hin zum langfristigen Gleichgewichtszustand abbilden.

Gemäß Gleichung (1b) erwarten wir $\beta = [1, -1]$. Um zu überprüfen, ob Transaktionskosten existieren, die nicht bereits durch die Ein- und Ausspeiseentgelte abgedeckt sind, wird das VECM mit einer Konstanten in der Kointegrationsbeziehung geschätzt. Bei Gültigkeit der Arbitragebedingung sollte diese Konstante näherungsweise Null sein.

Der Ansatz von Johansen unterstellt jedoch eine konstante Kointegrationsbeziehung über den betrachteten Zeitraum. Verschiedene Studien, z.B. King and Cuc (1996) und Kleit (2001), haben darauf hingewiesen, dass die Methode der Kointegration keine Erkenntnisse über die Dynamik der Preiskonvergenz bzw. -divergenz liefert. Es kann somit nicht beurteilt werden, ob die Konvergenz über die Zeit ab- oder zugenommen hat. Die Kointegrationsanalyse betrachtet den gewählten Zeitraum als Zustand, lässt aber

eventuelle Veränderungsprozesse außer acht. Bei stabilen Rahmenbedingungen erscheint diese Annahme gerechtfertigt. Die deutschen Gasmärkte sind hingegen durch ein dynamisches regulatorisches Umfeld geprägt, wie aus den Ausführungen in Kapitel 2 deutlich wird. Veränderte Rahmenbedingungen können aber auch innerhalb des Betrachtungshorizonts zu verändertem Verhalten der Marktakteure führen. Daher folgen wir der Argumentation von Barrett (1996), Baulch (1997a, 1997b) sowie Barrett und Li (2002) und interpretieren die Ergebnisse der Kointegrationsanalyse nur als ein Indiz dafür, ob die Märkte integriert sind. Dabei gilt, dass zwei Regionen einen höheren Integrationsgrad aufweisen, je näher die β Koeffizienten bei Eins liegen.

4.3 Zeitvariante Koeffizienten

Ein Ansatz, der über die Zeit variierende Koeffizienten zulässt, kann dieser Kritik gerecht werden, indem explizit diese dynamischen Veränderungsprozesse untersucht werden. Die Einführung zeitveränderlicher Koeffizienten im Rahmen des linearen Zusammenhanges zwischen den Gaspreisen zweier Regionen erlaubt somit, einen Konvergenzpfad zu untersuchen.

Das korrespondierende Modell ist ein so genanntes Zustandsraummodell. In Anlehnung an Gleichung (1b) und unter Verwendung einer Konstanten, die wiederum Aufschluss darüber geben soll, inwieweit Transaktionskosten im Markt bestehen, die über die reinen Transportkosten hinausgehen, lässt sich das Modell wie folgt spezifizieren:

$$(3) \quad \begin{aligned} p_{i,t}^{net} &= c_{ij} + \beta_t \cdot p_{j,t}^{net} + \varepsilon_t, \\ \beta_t &= \beta_{t-1} + v_t \end{aligned}$$

wobei $\varepsilon_t \sim N.i.i.d.(0, \sigma_\varepsilon^2)$ und $v_t \sim N.i.i.d.(0, \sigma_v^2)$ unverzerrte Störterme (weißes Rauschen) sind und β_t der Vektor der nicht beobachtbaren Koeffizienten zum Zeitpunkt t . Die erste Gleichung beinhaltet die Zustandsgleichung, die die grundsätzliche Dynamik des Systems beschreibt, während die zweite Gleichung die Beobachtungsgleichung enthält, die die Dynamik für die nicht beobachtbare Variable abbildet. β_t repräsentiert dabei den Grad der Preiskonvergenz zwischen zwei Regionen. Wenn $\beta_t = 0$ gilt, dann folgt daraus, dass es keinen systematischen Zusammenhang zwischen den regionalen Preisen gibt; die regionalen Märkte wären in diesem Falle vollkommen voneinander entkoppelt. Bei Preiskonvergenz und perfekter Marktintegration sollte β_t den Wert Eins annehmen. Da die Preiszeitreihen $(p_{i,t}^{net}, p_{j,t}^{net})$ bereits um Transportentgelte korrigiert sind, sollte die Konstante c_{ij} keinen signifikanten Einfluss aufzeigen. Bei Signifikanz der Konstanten ist dies ein Hinweis auf zusätzliche – über die Ein- und Ausspeiseentgelte hinausgehende – Kosten bzw. Preisabstände, die Marktakteure zu tragen haben und sich auf deren Handelsanreiz mindernd auswirken. Dieser zusätzliche Preisabstand kann generell als Indiz für Kapazitätsrestriktionen interpretiert werden, welche entweder

auf vertragliche oder aber auch auf physikalische Engpässe zurückgeführt werden können. Während ersteres ein Anzeichen für den Missbrauch von Marktmacht wäre und somit Gegenstand regulatorischer Maßnahmen sein sollte, deutet die zweite Möglichkeit auf eine zu geringe Netzkapazität infolge einer unterentwickelten Investitionstätigkeit seitens der Netzbetreiber hin. Vertragliche Engpässe entstehen, wenn der Halter von Kapazitätsrechten diese nicht dem Markt zur Verfügung stellt, obwohl er sie selbst nicht nutzen will.⁷ Dieses Verhalten wird auch als Kapazitätshortung bezeichnet. In der Konsequenz wird Dritten, die ein Bedarf an Leitungskapazität anmelden, diese vorenthalten, wodurch es zu einer künstlichen Verknappung kommt, was sich wiederum Aufschlägen auf das wettbewerbliche Preisniveau niederschlägt. Genau diesen Preisaufschlag bildet die Konstante in Gleichung (3) ab. Allerdings kann nicht zwischen vertraglich und netztechnisch bedingten Preisauflagen differenziert werden.

Das Zustandsraummodell wird unter Verwendung des Kalman Filters (Kalman 1960) geschätzt.⁸ Diese Technik basiert auf zwei hintereinander geschalteten Datenverarbeitungsschritten. In einem ersten Schritt wird β_t auf Basis der verfügbaren Informationen bis zur Vorperiode (t-1) geschätzt. Daran schließt sich eine Aktualisierung der Schätzung von β_t unter Verwendung des Prognosefehlers des ersten Schrittes an. Entlang der Zeitachse findet somit eine sukzessive Bestimmung von β_t unter Verwendung konditionaler Wahrscheinlichkeitsfunktionen statt. Die Konditionierung entsteht dadurch, dass immer nur Informationen bis zum betrachteten Zeitpunkt verwendet werden und nicht, wie im Fall der Kointegrationsanalyse, einmalig die Information des gesamten Zeitintervalls.

Eine Schwierigkeit bei der Verwendung des Kalman Filters sind die Annahmen über die Startwerte für die Varianzen von ε_t und ν_t sowie des anfänglichen Erwartungswertes β_0 . In der Regel hat die zugrunde liegende Maximum Likelihood Funktion mehrere lokale Extremwerte, so dass unzureichend gesetzte Anfangswerte zu unplausiblen Ergebnissen führen können. Zu hohe Werte für σ_v^2 führen beispielsweise zur verstärkten Berücksichtigung von kurzfristigen Anpassungsprozessen, was die Separierung der strukturellen Zusammenhänge von rein stochastischen Einflüssen erschwert. Auf der anderen Seite können bei zu niedrigen Anfangswerten wesentliche strukturelle Entwicklungen übersehen werden. Im ersten Fall findet sozusagen eine zu geringe Filterung statt, während im zweiten Fall die Daten zu stark gefiltert werden. Im Rahmen von umfangreichen Voranalysen hat sich herausgestellt, dass

$E(\beta_0) = 1 \approx \frac{P_{i,1}^{net}}{P_{j,1}^{net}}$,
 $\sigma_\varepsilon^2 = 0,1 \approx Var(P_{i,t}^{net})$ und $\sigma_\nu^2 = \sigma_\varepsilon^2 / 1.000$ zu einer adäquaten Filterung der Daten führt,

⁷ Kapazitätsrechte werden häufig langfristig im voraus gebucht und sind bei tatsächlicher Inanspruchnahme entsprechend zeitnah zu nominieren.

⁸ Für eine weitergehende Beschreibung der Methodik des Kalman Filters siehe Harvey (1987). Zur Umsetzung verwenden wir das Programmpaket EViews6.

so dass ein geglätteter Kurvenverlauf resultiert, ohne dass wesentliche Entwicklungen übersehen werden.

In Analogie zur Abbildung der Kurzfristedynamik im Rahmen eines VECM wird in einem abschließenden Schritt die Technik des Kalman Filters genutzt, um ein zeitvariantes Fehlerkorrekturmodell zu formulieren:

$$(4) \quad \begin{aligned} \Delta p_{i,t}^{net} &= c_{ij} + \alpha_t (p_{i,t-1}^{net} - p_{j,t-1}^{net}) + \varepsilon_t, \\ \alpha_t &= \alpha_{t-1} + \nu_t \end{aligned}$$

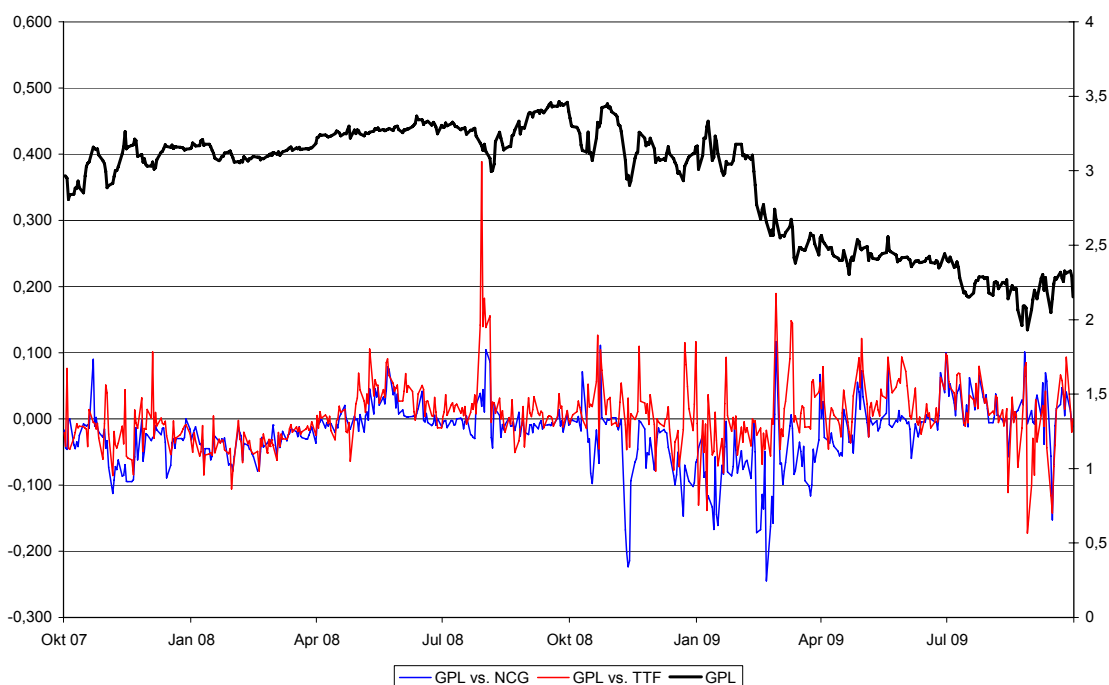
wobei α_t die Zeit misst, die das System benötigt, um nach dem Eintreffen neuer Informationen (externer Schock) zum Gleichgewichtszustand zurückzukehren. Je höher der absolute Wert von α_t ist, desto höher ist die Anpassungsgeschwindigkeit und somit die Informationseffizienz des Marktes. Neue Informationen werden schneller vom Markt absorbiert und in entsprechende Preissignale umgesetzt. Der Kalman Filter-Ansatz erlaubt es, nicht nur Aussagen darüber zu treffen, wie effizient Informationen verarbeitet werden, sondern auch, wie sich die Informationseffizienz über die Zeit entwickelt hat. Im Kontext des vorliegenden Analysegegenstandes wird erwartet, dass sich die Informationseffizienz im Zuge der Einführung des Zweivertragsmodells verbessert hat, da der neue regulatorische Rahmen gerade darauf abzielt, Barrieren beim Gashandel zu senken und den Gas-zu-Gas-Wettbewerb zu intensivieren.

Da Gleichung (4) erste Differenzen enthält, wurden die Anfangswerte für den Kalman Filter wie folgt gewählt: $E(\alpha_0) = 0 \approx \frac{\Delta p_{i,2}^{net}}{p_{i,1}^{net} - p_{j,1}^{net}}$, $\sigma_\varepsilon^2 = 0,01 \approx \text{Var}(\Delta p_{i,t}^{net})$ und $\sigma_\nu^2 = \sigma_\varepsilon^2$. Die Setzung des Erwartungswertes für α_0 unterstellt implizit, dass zu Beginn des Betrachtungshorizontes Informationen ineffizient verarbeitet wurden. Argumentativ wird diese Annahme durch die Einführung des neuen Regulierungsrahmens gestützt; nach einer solchen Systemumstellung kann davon ausgegangen werden, dass die handelnden Akteure etwas Zeit benötigen, um ihr Verhalten an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen und sich auf die neuen Gegebenheiten einzustellen.

5 Datengrundlage

Ziel dieser Studie ist die Analyse der Preiskonvergenz und Informationseffizienz zwischen den beiden wesentlichen deutschen Marktgebieten GPL und NCG. Durch die zusätzliche Analyse des niederländischen Handelspunktes TTF erfolgt zudem eine Bezugnahme zu einem der wichtigsten europäischen Handelspunkte. Die Wahl der Niederlande als Referenzmarkt erfolgt vor dem Hintergrund der räumlichen Nähe sowie der vorhandenen Kopplungen zwischen dem deutschen und dem niederländischen Transportnetz.

Abbildung 1: Spotmarktpreise (logarithmiert) [€/MWh]



Anmerkungen: Rechte Ordinate = Bezugsachse für die logarithmierten GPL Spotpreise; linke Ordinate = Bezugsachse für die Differenzen der logarithmierten Spotpreise GPL vs. NCG (blaue Linie) und GPL vs. TTF (rote Linie).

Datenquelle für die täglichen Gasspotpreise (day ahead) ist zum einen die European Energy Exchange (EEX) für die beiden deutschen Handelszonen sowie Energate für den TTF. Obwohl nur rund 10% des gesamten Handelsvolumens in Deutschland auf die EEX entfällt, die anderen 90% entfallen auf den bilateralen OTC-Handel (Monopolkommission 2009), existieren lediglich seitens der EEX öffentlich zugängliche und verlässliche Preiszeitreihen für beide deutschen Marktgebiete über den gesamten Betrachtungshorizont vom 1. Oktober 2007 bis zum 30. September 2009. Der Grund für die fehlende alternative Datenverfügbarkeit ist vor allem auf die oben erwähnten Änderun-

gen der Marktgebietsstrukturen zurückzuführen. Die Wahl des Betrachtungshorizontes ist ebenfalls der Datenlage geschuldet, da aussagekräftige Preisdaten erst seit Einführung des Zweivertragsmodells vorhanden sind. Das Zeitintervall umfasst somit genau zwei so genannte Gasjahre, wodurch eventuelle Probleme, die aus dem saisonalen Verlauf der Gasnachfrage resultieren könnten, umgangen werden. Ein Gasjahr startet mit Beginn der Heizperiode im Oktober und endet im September des darauf folgenden Jahres. Es werden (wochen)tägliche Preisnotierungen betrachtet, da Zeitreihen mit einer geringeren Frequenz (wöchentlich, monatlich etc.) zu Aggregationsproblemen führen können, wenn das Verhalten von Preisanpassungsprozessen analysiert werden soll (siehe z.B. Taylor 2001). Relevante Anpassungsreaktionen unterhalb der gewählten Datenfrequenz würden durch entsprechende Durchschnittsbildungen nicht identifizierbar. Da Gaspreise eine hohe Volatilität aufweisen und möglicherweise heteroskedastisch sind, werden sie zudem logarithmiert.

Exemplarisch ist der Verlauf der logarithmierten Spotpreise für das Marktgebiet GPL in Abbildung 1 dargestellt.⁹ Bezugsachse ist dabei die rechte Ordinate. Die Volatilität ist über den gesamten Zeitraum recht ausgeprägt. Zeiten besonders hoher Preisschwankungen sind vor allem im vierten Quartal 2007 sowie im vierten Quartal 2008 und ersten Quartal 2009 zu beobachten. Während die Gaspreise bis zum Beginn des vierten Quartals 2008 relativ stetig angestiegen sind, kommt es während des ersten Quartals 2009 zu einem deutlichen Preisabfall. Der Verfall der Gaspreise ist sehr wahrscheinlich zu einem gewissen Teil durch fallende Ölpreise bedingt. Aufgrund der Ölpreisbindung vieler Gaskontrakte in Kontinentaleuropa und einer gewissen Substitutionsbeziehung zwischen Öl und Gas – vor allem im Wärmemarkt – vollziehen die Gaspreise in der Regel mit einem gewissen Zeitverzug die Bewegung der Ölpreise nach. Der Preis für Nordseeöl (Brent) erreichte am 3. Juli 2008 sein Maximum, während die GPL Preise am 23. September ihren höchsten Stand verzeichneten. Die Gaspreise an den beiden anderen Handelspunkten NCG und TTF erreichten ihren Höhepunkt jeweils am 17. September 2008. Bei einer Ausrichtung an den jeweiligen Preisspitzen ergibt sich somit ein Zeitverzug von ca. zweieinhalb Monaten.

In Abbildung 1 sind zusätzlich die Preisabweichungen zwischen GPL und NCG (blaue Linie) sowie GPL und TTF (rote Linie) abgetragen, wobei für die Preisdifferenziale die linke Ordinate die Bezugsachse ist. In keinem der dargestellten Fälle ist eine dauerhafte Preisdivergenz festzustellen, wobei die Zeiten größerer Abweichungen näherungsweise einhergehen mit den Zeiten hoher Volatilität. Die Preise am NCG liegen die meiste Zeit (ca. 75% der Beobachtungspunkte) leicht unter den GPL Preisen. Zwischen GPL und TTF teilen sich die Zeiten von positiven und negativen Preisabweichungen in etwa gleich auf.

⁹ Die Beschränkung der Spotpreise auf GPL erfolgt aus Gründen der Übersichtlichkeit.

Insgesamt weisen die Preiszeitreihen an den drei Handelspunkten einen recht ähnlichen Verlauf auf, was auch durch die deskriptiven Statistiken, die im Annex zu finden sind, bestätigt wird. So beträgt beispielsweise die Standardabweichung als Näherungsmaß für die Volatilität bei allen drei Zeitreihen ca. 0,40 €/MWh für die logarithmierten Werte. Dies führt zu der Erwartung, dass die Märkte einen hohen Integrationsgrad aufweisen mit β Koeffizienten in den Schätzgleichungen (2) und (3) nahe dem Wert Eins.

Die Daten zu den Transportentgelten basieren sowohl auf Informationen der Internetseiten der relevanten Transportnetzbetreiber als auch auf persönlichen Anfragen bei Marktakteuren. Letzteres war erforderlich, da Informationen der Ein- und Ausspeiseentgelte über den gesamten Zeitraum benötigt werden und entsprechende Angaben – u.a. aufgrund der erwähnten Reorganisationen der Marktgebiete – für die deutschen Transportnetze nicht öffentlich verfügbar sind. Für jede Transportmöglichkeit zwischen den drei Marktgebieten wurde ein repräsentativer Netzkopplungspunkt ausgewählt. Unter der Annahme, dass der Transport von einer MWh Gas mit einer Kapazität von einem MW korrespondiert, wurden die kapazitätsbasierten Entgelte [€/kWh/h/a] in mengenabhängige Werte [€/MWh] transformiert. Eventuelle Auf- oder Abschläge für unterjährig Kapazitätsbuchungen blieben unberücksichtigt. Eine Besonderheit weisen die Entgelte im Marktgebiet GPL auf, da sie in [€/m³/h/a] ausgewiesen werden. Daher war hier ein zusätzlicher Umformungsschritt unter Anwendung der angegebenen Referenzgasqualität notwendig.

Tabelle 1: Transportentgelte

Transportrichtung	Kopplungspunkt	Transportgebühr [€/MWh]				
		01/10/2007	01/10/2008	08/12/2008	01/04/2009	01/07/2009
GPL → NCG	Bunder Tief	0,557	0,523	0,512	0,497	0,497
NCG → GPL		0,619	0,582	0,565	0,534	0,534
GPL → TTF	Oude Staten-zijl	0,420	0,420	0,420	0,410	0,400
TTF → GPL		0,409	0,409	0,409	0,394	0,408
NCG → TTF	Bocholtz	0,387	0,399	0,386	0,386	0,398
TTF → NCG		0,486	0,498	0,484	0,484	0,490

Jeder der drei Netzbetreiber hat zu unterschiedlichen Zeitpunkten seine Entgelte verändert, woraus sich der in Tabelle 1 dargestellte zeitliche Verlauf ergibt. Während die Kosten innerhalb Deutschlands um ca. 10% gesunken sind, sind sie für den grenzüberschreitenden Transport mehr oder weniger konstant geblieben.

6 Empirische Ergebnisse

Um die Frage zu beantworten, ob die Einführung des Zweivertragsmodells zu verbesserten Marktbedingungen geführt hat, werden in einem ersten Schritt die Ergebnisse der Kointegrationsanalyse dargestellt. Anschließend werden die wesentlichen Resultate der Schätzansätze mit zeitvarianten Koeffizienten auf Basis des Kalman Filters diskutiert.

6.1 Kointegration

Um zu prüfen, ob die Preiszeitreihen die Voraussetzung für die Anwendung der Kointegrationsanalyse erfüllen, werden die beiden Einheitswurzeltests ADF und KPSS durchgeführt. Die Ergebnisse aus Tabelle 2 sind eindeutig, alle Zeitreihen weisen eine Einheitswurzel auf und sind integriert von Grade Eins ($I(1)$), da die ersten Differenzen stationär sind.

Tabelle 2: Einheitswurzeltests

Gasspotpreise (log)				
Region	ADF		KPSS	
	Niveau	Erste Differenz	Niveau	Erste Differenz
GPL	-1,012	-21,353***	1,950***	0,182
NCG	-0,852	-23,738***	1,926***	0,231
TTF	-0,949	-23,034***	2,005***	0,210

Anmerkungen: Die Tests beinhalten eine Konstante aber keinen Zeittrend. ADF: Zeitliche Verzögerung entsprechend dem Schwarz Information Criterion (SIC) gewählt. KPSS: Wahl der Bandbreite gemäß Newey-West unter Verwendung des Bartlett Kernel. Die Zahlen geben die t-Statistik für ADF und die LM Statistik für den KPSS wider.
Signifikanzniveaus: * $p < 10\%$, ** $p < 5\%$, *** $p < 1\%$.

Die Schätzung von Gleichung (2) unter Anwendung der Methode nach Johansen (1988, 1991) ergibt, dass bei allen drei paarweisen Relationen jeweils genau eine Kointegrationsbeziehung existiert. Sowohl der Trace Test als auch der Maximum Eigenvalue Test führen hier zum gleichen Ergebnis. Daraus folgt, dass die Zeitreihen einem gemeinsamen stochastischen Trend unterliegen und jeweils ein gemeinsames langfristiges Gleichgewicht besitzen, zu dem sie immer wieder zurückkehren.

Die wesentlichen Ergebnisse des korrespondierenden VECM sind in Tabelle 3 enthalten. Alle β Koeffizienten liegen nahe bei Eins. Der Likelihood Ratio Test, der in der vorletzten Spalte ausgewiesen ist, prüft, ob die Restriktion, dass der Kointegrationsvektor $\beta = [1, -1]$ ist, bindend ist. Dies bedeutet, dass eine Preisänderung um 1% in Region i mit einer entsprechenden einprozentigen Änderung der Gaspreise in Region j einher-

geht. Nur im Fall der beiden deutschen Marktgebiete wird dieses Indiz für eine starke Marktintegration auf dem 10%-Niveau verworfen. Die Insignifikanz der Konstanten in der langfristigen Kointegrationsbeziehung deutet darauf hin, dass keine über die Transportkosten hinausgehende Transaktionskosten im Markt vorhanden sind. Bezüglich des Fehlerkorrekturterms α ist der Preisanpassungsprozess sowohl bei GPL und NCG als auch bei GPL und TTF in beide Richtungen signifikant. Der Zusammenhang ist zwischen GPL und TTF dabei deutlich stärker ausgeprägt, da zum einen höhere Signifikanzniveaus identifiziert werden konnten und zum anderen eine größere Anpassungsgeschwindigkeit ausgewiesen wird. Während z.B. am GPL nur ca. 16% einer Abweichung der Preise zum NCG innerhalb einer Periode (ein Handelstag) abgebaut werden, werden in Relation zum TTF bereits 33% eines externen Schocks verarbeitet. Daraus kann die so genannte Halbwertszeit berechnet werden, die angibt, in welcher Zeit die Hälfte einer Abweichung vom langfristigen Gleichgewichtspfad abgebaut wird. Sie wird berechnet als $\ln(0,5)/\ln(1-\alpha)$. Die entsprechenden Halbwertszeiten betragen somit für GPL und NCG 4,1 Handelstage und für GPL und TTF 1,7 Handelstage. Eine Erklärung für den stärkeren Zusammenhang zwischen GPL und TTF ist, dass das Netz in beiden Regionen vom gleichen Transportnetzbetreiber, Gasunie, betrieben wird.¹⁰ Die asymmetrische Anpassung zwischen GPL und TTF, wobei die GPL Preise schneller wieder zum Gleichgewicht zurückkehren, ist ein Indiz dafür, dass der TTF im Verhältnis dieser beiden Handelszonen zueinander den liquideren Markt darstellt und somit eine gewisse Preisführerschaft übernimmt. Eine ähnliche Relation ist zwischen NCG und TTF zu beobachten, wobei hier lediglich die Preise am NCG eine Anpassung zurück zum langfristigen Gleichgewicht aufweisen. Mittels eines Likelihood Ratio Tests, der α_{TTF} auf Null restringiert, wird die schwache Exogenität des TTF bezüglich der Preisbildung am NCG bestätigt. Durch diese Ergebnisse wird die Hypothese unterstützt, dass der TTF eine Art Preisführerschaft im Verhältnis zu den beiden deutschen Marktgebieten einnimmt und somit als Referenzmarkt eingestuft werden kann.

¹⁰ Es sei darauf hingewiesen, dass das Marktgebiet GPL nicht allein von Gasunie betrieben wird, da es ein Zusammenschluss mehrerer Netzgebiete ist. Allerdings wird auf der deutschen Seite zumindest das ehemalige Gebiet von BEB von Gasunie betrieben, das für die Anbindung an das niederländische Netz von zentraler Bedeutung ist.

Tabelle 3: Kointegrationsbeziehung (ML Schätzung)

Region	Kointegrationsbeziehung			LR Tests		
	β	α		Konstante	$\beta = [1, -1]$	$\alpha = 0$
GPL-NCG	-0,983*** (0,010)	GPL	-0,155** (0,076)	-0,038 (0,028)	3,071*	4,115**
		NCG	0,158** (0,073)			4,581**
GPL-TTF	-0,997*** (0,007)	GPL	-0,332*** (0,064)	-0,014 (0,021)	0,227	26,049***
		TTF	0,188*** (0,064)			8,343***
NCG-TTF	-1,011*** (0,010)	NCG	-0,342*** (0,076)	0,166 (0,030)	1,328	19,470***
		TTF	0,025 (0,076)			0,106

Anmerkungen: Wahl der zeitlichen Verzögerung für die Abbildung der Kurzfrisdynamik gemäß Schwarz Criterion unter Verwendung eines unrestringierten vektorautoregressiven (VAR) Modells. Werte in Klammern berichten die Standardfehler. Die Werte für den LR Test geben die χ^2 -Statistik wider.
Signifikanzniveaus: * p < 10%, ** p < 5%, *** p < 1%.

Alles in allem kann festgestellt werden, dass die Ergebnisse der Kointegrationsanalyse darauf hindeuten, dass die beiden deutschen Marktgebiete aufgrund der identifizierten Preiszusammenhänge als integriert angesehen werden können, wobei die Zusammenhänge zum niederländischen TTF deutlich ausgeprägter sind als im nationalen Innenverhältnis. Allerdings sind die Ergebnisse aufgrund der zentralen Annahme der Stabilität der identifizierten Zusammenhänge über den gesamten Zeitraum kritisch zu hinterfragen. Insbesondere vor dem Hintergrund des dynamischen Regulierungsrahmens ist zu prüfen, inwiefern diese Annahme gerechtfertigt ist.

6.2 Zeitvariante Koeffizienten

Die Methode der zeitveränderlichen Koeffizienten unter Anwendung des Kalman Filters berücksichtigt im Rahmen der Schätzung explizit diese strukturellen Veränderungen und kann somit den Nachteil der Annahme konstanter Zusammenhänge bei der Kointegrationsanalyse überwinden. Die wesentlichen Ergebnisse der Preiskonvergenzanalyse auf Basis von Gleichung (3) sowie des Fehlerkorrekturmodells aus Gleichung (4), welches Aussagen über die Entwicklung der Informationseffizienz erlaubt, sind in Tabelle 4 enthalten.

Tabelle 4: Ergebnisse der Modelle zeitvarianter Koeffizienten (Kalman Filter)

Region	Preiskonvergenz [Gleichung (3)]		Informationseffizienz [Gleichung (4)]	
	β	Konstante	α	Konstante
GPL-NCG	0,971*** (0,003)	0,068** (0,027)	-0,684** (0,291)	-0,002 (0,003)
GPL-TTF	0,923*** (0,003)	0,155*** (0,028)	-0,878*** (0,244)	-0,000 (0,002)
NCG-TTF	0,916*** (0,004)	0,178*** (0,026)	-0,653** (0,296)	0,006** (0,003)

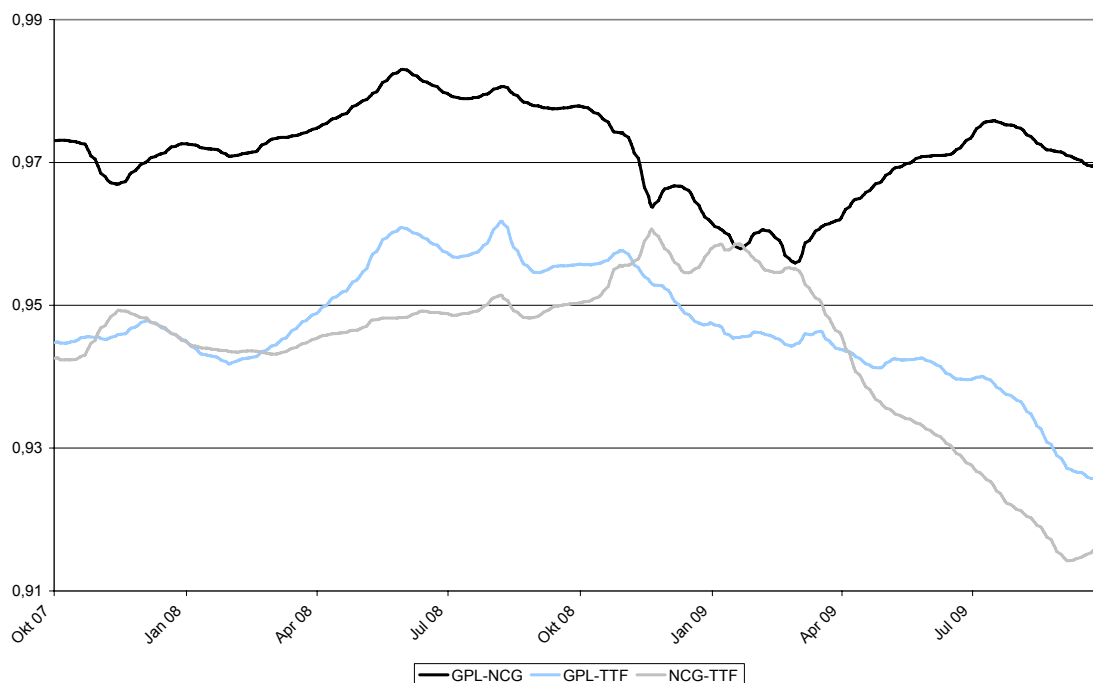
Anmerkungen: Für die Koeffizienten ist der Wert für den Endzustand berichtet. Werte in Klammern berichten die Wurzel des mittleren quadrierten Fehlers für die Koeffizienten bzw. den Standardfehler für die Konstante.

Signifikanzniveaus: * $p < 10\%$, ** $p < 5\%$, *** $p < 1\%$.

Im Endzustand weist das Marktgebietspaar GPL und NCG den höchsten Grad der Preiskonvergenz aus (0,971) aber auch gleichzeitig eine relativ niedrige Anpassungsgeschwindigkeit (0,684). Dies bedeutet, dass gut integrierte Märkte nicht unbedingt auch eine hohe Effizienz aufweisen müssen, was auf eine unzureichende Handelsliquidität hindeutet. Beim Vergleich der Ergebnisse mit den Resultaten der Kointegrationsanalyse fällt vor allem auf, dass die Konstante in allen drei Schätzungen von Gleichung (3) signifikant ist. Die Berücksichtigung struktureller Änderungen in der Schätzung offenbart, dass im Markt Transaktionskosten bzw. Preisdifferenzen existieren, die über die Transportentgelte hinausgehen. Diese zusätzlichen Kosten sind beim grenzüberschreitenden Transport ca. 2,5-mal höher als beim innerdeutschen Transport, was auf ausgeprägtere Kapazitätsrestriktionen beim internationalen Transport hindeutet. Dieses Ergebnis deckt sich auch mit den vorhandenen Marktbeobachtungen und erscheint daher plausibler als die Resultate der Kointegrationsanalyse.¹¹ Von unabhängigen Netznutzern als auch von den Regulierungsbehörden werden oft die fehlenden frei buchbaren Kapazitäten moniert.¹²

¹¹ Durch die Annahme konstanter Preiszusammenhänge über die Zeit ist das VECM nicht in der Lage, diese Preisaufschläge zu identifizieren. Vielmehr findet eine Durchschnittsbildung statt, wobei der Vergleich der beiden Ansätze darauf schließen lässt, dass dadurch die nach der Johansen Methode ausgewiesenen Konvergenzgrade zu hoch sind und somit tendenziell überschätzt werden.

¹² Siehe z.B. ERGEG (2009) und BNetzA (2009).

Abbildung 2: Preiskonvergenz (β)

wik

Abbildung 2 zeigt den zeitlichen Verlauf der Preiskonvergenz zwischen den betrachteten Marktgebieten (β Koeffizient aus Gleichung (3)). Alle Marktgebietspaare starten mit relativ hohen Graden des Preisgleichklangs (über 0,94), wobei GPL und NCG beinahe über den gesamten Zeitraum die höchsten Werte aufweisen.¹³ Nach Einführung des Zweivertragsmodells sind die Werte zuerst leicht angestiegen. GPL und NCG sowie GPL und TTF erreichen ihr Maximum jeweils ungefähr im Juli 2008, was zeitlich mit der Übernahme des Marktgebietes von BEB durch Gasunie zusammenfällt. Für beide Marktgebietesrelationen ist eine deutliche Abnahme des β Koeffizienten nach Gründung von NCG zu beobachten. Während sich die Preise zwischen NCG und GPL danach wieder deutlich angenähert und gegen Ende des Betrachtungszeitraumes in etwa wieder den anfänglichen Stand erreicht haben, ist die Preisschere zwischen GPL und TTF Preisen weiter angewachsen. Bezüglich des Preisverhältnisses zwischen NCG und TTF ist eine Zunahme des Preisdifferenzials (Abnahme von β) seit dem ersten Quartal 2009 zu beobachten. Sowohl GPL und TTF als auch NCG und TTF liegen gegen Ende des Zeitraumes unter ihren Startwerten des β Koeffizienten. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass insbesondere die Zusammenlegung von Marktgebieten, von denen

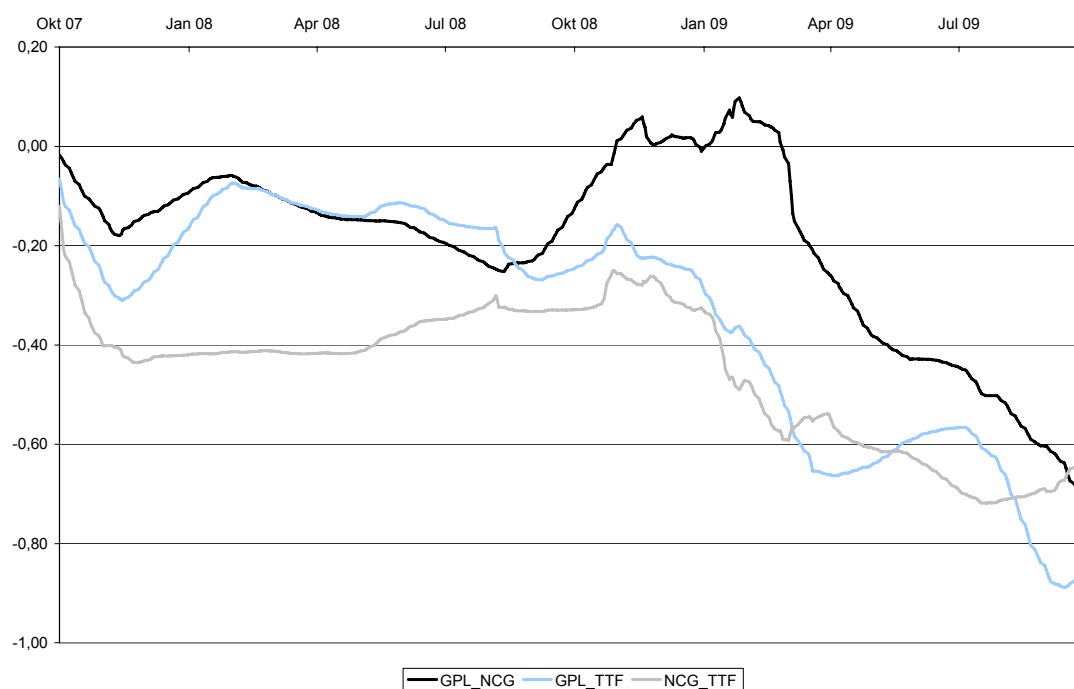
¹³ Es sei erwähnt, dass die hohen Startwerte nicht von der Annahme über die initiale Setzung von $E(\beta_0) = 1$ abhängen. $E(\beta_0) = 0$ führt zu vergleichbaren Ergebnissen.

eigentlich eine positive Beeinflussung des wettbewerblichen Umfeldes erwartet werden konnte, nicht zu einer deutlichen Verbesserung der Preiskonvergenz geführt haben. Ein möglicher Einwand gegen diese Aussage könnte sein, dass die Resultate hauptsächlich durch die Ölpreisentwicklung als exogenem Faktor bedingt seien. Eine solche Argumentation würde jedoch nur dann greifen, wenn auch die Pfade des β Koeffizienten in allen drei betrachteten Fällen einen ähnlichen Verlauf genommen hätten, was nicht der Fall ist. Insbesondere die gegenläufigen Entwicklungen seit dem zweiten Quartal 2009 zwischen GPL und NCG auf der einen und den beiden anderen Marktgebietspaaren auf der anderen Seite widersprechen dieser Argumentationslinie.

Ferner zeigen die Resultate aus Tabelle 4, dass zwischen dem Grad der Marktintegration in Form konvergierender Preise und Markteffizienz unterschieden werden sollte. Es stellt sich die Frage, ob das identifizierte Maß an Konvergenz ausreichend ist, um eine effiziente Informationsverarbeitung zu gewährleisten. Abbildung 3 zeigt den zeitlichen Verlauf des α Koeffizienten aus Schätzgleichung (4) für die drei Marktgebietspaare, der zum Ausdruck bringt, wie schnell neue Informationen vom Markt aufgenommen werden und die Preise wieder zum Gleichgewichtspfad zurückkehren. Je größer der absolute Wert von α ist, desto effizienter erfolgt die Informationsverarbeitung. Im Gegensatz zur Preiskonvergenz zeigen GPL und NCG über beinahe den gesamten Zeitraum von zwei Jahren die geringste Informationseffizienz auf. Bereits kurz nach Einführung des Zweivertragsmodells beträgt die Halbwertszeit externer Schocks auf die Preise am NCG und TTF nur rund 1,4 Tage und somit ca. halb so lange wie zwischen GPL und NCG. Die signifikante Konstante bei NCG und TTF deutet allerdings darauf hin, dass die Preise nie vollständig zum Gleichgewicht zurückkehren. Die schnellere Informationsverarbeitung zwischen diesen beiden Handelsplätzen kann auf ein in Relation zu GPL höheres Handelsvolumen zurückgeführt werden. Ungefähr 95% des gesamten Gashandels an der EEX bezieht sich auf NCG Kontrakte, während GPL nur ca. 5% ausmacht (Monopolkommission 2009). Gegen Ende des Betrachtungshorizonts erfolgt die Verarbeitung von Schocks innerhalb eines Handelstages. Die verbesserte Informationseffizienz spiegelt sich wiederum in einem über die Zeit gestiegenen Handelsvolumen wider. So ist z.B. die so genannte Churn Rate für NCG, die das Handelsvolumen an einem Hub ins Verhältnis zur physisch abgesetzten Liefermenge in dieser Region setzt und somit einen Hinweis auf die Liquidität eines Handelsplatzes erlaubt, von 1,6 im Oktober 2007 auf 2,7 im September 2009 gestiegen.¹⁴ Die Liquidität am NCG hat sich somit der am TTF angenähert, die Churn Rate am TTF beträgt ca. 3,2.¹⁵

¹⁴ Es sei darauf hingewiesen, dass sich der erste Wert auf das ehemalige Marktgebiet von E.ON bezieht.

¹⁵ Beide Werte liegen jedoch noch deutlich unter der Churn Rate von 10 am britischen National Balancing Point, dem liquidesten Gashandelsplatz in Europa.

Abbildung 3: Informationseffizienz (α)

Für die beiden Marktgebietspaare GPL und TTF sowie NCG und TTF liegt der auffälligste Effizienzanstieg kurz nach Gründung des Marktgebietes NCG. Im Gegensatz dazu kommt die Informationsverarbeitung zwischen GPL und NCG um den Januar 2009 fast völlig zum Erliegen. Eine mögliche Erklärung liegt im Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine. Russland hatte der Ukraine vorgeworfen, illegal Gas abzuzweigen, das eigentlich für den Transport nach Westeuropa vorgesehen war, und seinen Zahlungsverpflichtungen nicht adäquat nachzukommen. Am 1. Januar 2009 hat Russland daraufhin seine Einspeisungen ins ukrainische Transportnetz vollständig gestoppt. Da die EU ca. 25% seines Gasbedarfs aus Russland deckt und die Ukraine in diesem Kontext das wichtigste Transitland ist, kam es vor allem in Zentral- und Südosteuropa zu Engpässen bei der Gasversorgung. Diese Verknappung wiederum hatte zur Folge, dass die Gasflüsse innerhalb der EU neu organisiert werden mussten. Während sich dies beim Transport zwischen den Niederlanden und Deutschland nur in einer Richtungsumkehr der Gasflüsse auswirkte, führte die Reorganisation innerhalb Deutschlands zu temporär ineffizienten Großhandelsmärkten.

Während seit Einführung des Zweivertragsmodells die Preise eher divergiert als konvergiert sind, hat sich die Informationseffizienz zwischen den Märkten in den letzten zwei Jahren signifikant verbessert. Dieses Ergebnis ist im Einklang mit einem Hinweis von Barrett und Li (2002), dass bei der Preisanalyse räumlich getrennter Märkte zwi-

schen Marktintegration und Markteffizienz unterschieden werden sollte. Sowohl hinsichtlich der beiden deutschen Marktgebiete als auch in Relation zum niederländischen Referenzmarkt hat der erreichte Grad der Marktintegration zu einer verbesserten Informationsverarbeitung geführt. Externe Schocks werden in der Zwischenzeit innerhalb eines Handelstages durch die Märkte verarbeitet.

7 Fazit und Handlungsempfehlungen

Ziel dieser Studie war die Analyse der Entwicklung der Preiskonvergenz und der Informationseffizienz im deutschen Gasmarkt, nachdem die Einführung des Zweivertragsmodells als neuem Netzzugangssystem für alle Transportnetzbetreiber verpflichtend wurde. Die Untersuchungen zur Preiskonvergenz stützen sich auf die Johansen Methode und den Ansatz zeitvarianter Koeffizienten unter Verwendung des Kalman Filters. Darüber hinaus wurde ein Fehlerkorrekturmodell auf Basis zeitvarianter Koeffizienten entwickelt, mit dessen Hilfe analysiert wurde, wie schnell neue Informationen vom Markt verarbeitet werden.

Ausgangspunkt der Überlegungen war die räumliche Arbitragebedingung (Theorie des Einheitspreises). Es wurden Preiszeitreihen für die beiden wesentlichen deutschen Marktgebiete, NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL (GPL) untersucht, sowie der niederländischen Handelspunkt Title Transfer Facility (TTF) als Referenzmarkt herangezogen. Dabei wurden Transportkosten explizit berücksichtigt.

Der Johansen Test zeigt eine nahezu vollständige Preiskonvergenz zwischen allen drei Regionen, wobei der TTF teilweise als schwach exogen für die deutschen Märkte identifiziert wird. Dies bedeutet, dass die Preise an den deutschen Handelspunkten zum Teil von den Preisen am TTF abhängen. Die Einschätzung des TTF als Referenzmarkt kann somit bestätigt werden. Allerdings tendiert der Johansen Test zu einer Überschätzung der Preiskonvergenz, da er implizit konstante Preisrelationen über den betrachteten Zeitraum von zwei Jahren unterstellt, was vor dem Hintergrund des sich ständig wandelnden (regulatorischen und marktlichen) Umfeldes problematisch ist. Die Methode zeitvarianter Koeffizienten erscheint daher besser geeignet, da sie explizit diesem Umstand Rechnung trägt. Im Ergebnis werden zwar etwas geringere Werte für die Preiskonvergenz ausgewiesen, die jedoch ausreichend hoch sind, um eine verbesserte Verarbeitung neuer Informationen durch die Märkte zu gewährleisten. Seit der verbindlichen Einführung des Zweivertragsmodells hat sich die Informationseffizienz signifikant erhöht, insbesondere nach Gründung des Marktgebietes NCG im Oktober 2008. Externe Schocks werden in der Zwischenzeit innerhalb eines Handelstages durch die Märkte verarbeitet.

Die Ergebnisse zeigen allerdings auch deutliche Anzeichen für weiteren Verbesserungsbedarf. Während der Gaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine zu Beginn des Jahres 2009 keine Auswirkungen auf die Informationsverarbeitung zwischen Deutschland und den Niederlanden hatte, führte die daraus resultierende Verknappung innerhalb Deutschlands zu temporär ineffizienten Großhandelsmärkten. Das Anliegen der Bundesregierung und der Bundesnetzagentur, ein einheitliches Gasmarktgebiet in Deutschland zu etablieren, erscheint vor diesem Hintergrund gerechtfertigt und auch ratsam, damit die Märkte weniger anfällig gegen externe Schocks werden. Ferner konnten Transaktionskosten bzw. Preisdifferenzen identifiziert werden, die über die reinen Transportentgelte hinausgehen. Diese zusätzlichen Kosten deuten auf bestehende Ka-

kapazitätsengpässe hin, die grenzüberschreitend ausgeprägter als im innerdeutschen Gastransport sind. Daher sind die Bemühungen, Verbesserungen im grenzüberschreitenden Transport durch eine Weiterentwicklung des Engpassmanagements sowie durch eine Netzverstärkung zu erreichen, unterstützenswert. Auch das Vorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie ist vor diesem Hintergrund zu begrüßen, die GasNZV mit dem Ziel zu novellieren, die Regelungen für die Vermarktung nicht genutzter Kapazitätsrechte zu verändern. Insbesondere letzteres sollte zu einer Belebung des Sekundärhandels führen.

Annex: Deskriptive Statistik

Tabelle 5: Deskriptive Statistik der logarithmierten Gasspotpreise

[€/MWh]	GPL	NCG	TTF
Mittelwert	2,93	2,96	2,94
Median	3,10	3,14	3,13
Maximum	3,47	3,47	3,45
Minimum	1,93	1,93	1,97
Standardabweichung	0,39	0,40	0,40
Schiefe	-0,80	-0,89	-0,80
Kurtosis	2,20	2,32	2,11
Anzahl der Beobachtungen	494	494	494

Literaturverzeichnis

- Asche, F., P. Osmundsen and R. Tveteras (2002), European Market Integration for Gas? Volume Flexibility and Political Risk, *Energy Economics*, Vol. 24, No. 3, pp. 249-265.
- Asche, F., P. Osmundsen and M. Sandsmark (2006), The UK Market for Natural Gas, Oil and Electricity: Are the Prices Decoupled? *Energy Journal*, Vol. 27, No. 2, pp. 27-40.
- Barrett, C.B. (1996), Market Analysis Methods: Are Our Enriched Toolkits Well Suited to Enlightened Markets? *American Journal of Agricultural Economics*, Vol. 78, No. 3, pp. 825-829.
- Barrett, C.B., and J.R. Li (2002), Distinguishing Between Equilibrium and Integration in Spatial Price Analysis, *American Journal of Agricultural Economics*, Vol. 84, No. 2, pp. 292-307.
- Baulch, B. (1997a), Transfer Costs, Spatial Arbitrage, and Testing for Food Market Integration, *American Journal of Agricultural Economics*, Vol. 79, No. 2, pp. 477-487.
- Baulch, B. (1997b), Testing for Food Market Integration Revisited, *Journal of Development Studies*, Vol. 33, No. 4, pp. 512-534.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2009), *Monitoringbericht 2009*, Bonn.
- Brown, S.P.A., and M.K. Yücel (2009), Market Arbitrage: European and North American Natural Gas Prices, *Energy Journal*, Special Issue, pp. 167-185.
- Cuddington, J.T., and Z. Wang (2006), Assessing the degree of spot market integration for U.S. natural gas: evidence from daily price data, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 29, No. 2, pp. 195-210.
- De Vany, A., and W.D. Walls (1993), Pipeline Access and Market Integration in the Natural Gas Industry: Evidence from Cointegration Tests, *Energy Journal*, Vol. 14, No. 4, pp. 1-19.
- De Vany, A., and W.D. Walls (1996), The Law of one Price in a Network: Arbitrage and Price Dynamics in Natural Gas City Gate Markets, *Journal of Regional Science*, Vol. 36, No. 4, pp. 555-570.
- Dickey, D., and W. Fuller (1979), Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series With a Unit Root, *Journal of the American Statistical Association*, Vol. 74, No. 366, pp. 427-431.
- ERGEG [European Regulators Group for Electricity and Gas] (2009), *Safeguarding the move to a single EU energy market*, ERGEG Regional Initiatives Progress Report, November 2009, Brüssel.
- Hartley, P., K. Medlock and J. Rosthal (2008), The Relationship of Natural Gas to Oil Prices, *Energy Journal*, Vol. 29, No. 3, pp.47-65.
- Harvey, A.C. (1987), Applications of the Kalman Filter, Truman F. Bewley, (ed.): *Advances in Econometrics*, Fifth World Congress, Vol. 1, pp. 285-313.
- Johansen, S. (1988), Statistical Analysis of Cointegration Vectors, *Journal of Economic Dynamics and Control*, Vol. 12, Nos. 2/3, pp. 231-254.
- Johansen, S. (1991), Estimation and Hypothesis Testing of Cointegration Vectors in Gaussian Vector Autoregressive Models, *Econometrica*, Vol. 59, No. 6, pp. 1551-1580.

- Kalman, R.E. (1960), A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems, Transactions of the American Society of Mechanical Engineers, *Journal of Basic Engineering*, Series D, Vol. 82, No. 1, pp. 35-45.
- King, M., and M. Cuc (1996), Price Convergence in North American Natural Gas Spot Markets, *Energy Journal*, Vol. 17, No. 2, pp. 17-42.
- Kleit, A.N. (2001), Are Regional Oil Markets Growing Closer Together? An Arbitrage Cost Approach, *Energy Journal*, Vol. 22, No. 1, pp. 1-15.
- Kwiatkowski, D., P.C.B. Phillips, P. Schmidt and Y. Shin (1992), Testing the Null Hypothesis of Stationary against the Alternative of a Unit Root, *Journal of Econometrics*, Vol. 54, Nos. 1-3, pp. 159-178.
- Monopolkommission (2009), *Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb*, Sondergutachten, Juli 2009, Bonn.
- Neumann, A. (2009), Linking Natural Gas Markets – Is LNG Doing its Job? *Energy Journal*, Special Issue, pp. 187-199.
- Neumann, A., B. Siliverstovs and C. von Hirschhausen (2006), Convergence of European Spot Market Prices for Natural Gas? A Real-Time Analysis of Market Integration Using the Kalman Filter, *Applied Economics Letters*, Vol. 13, No. 11, pp. 727-732.
- Panagiotidis, T., and E. Rutledge (2007), Oil and gas markets in the UK: Evidence from a cointegrating approach, *Energy Economics*, Vol. 29, No. 2, pp. 329-347.
- Ripple, R. D. (2001), US West Coast Petroleum Industry in the 1990s: Isolated or Globally Integrated, *Oil, Gas and Energy Quarterly*, Vol. 50, pp. 105-139.
- Serletis, A. (1997), Is there an East-West Split in North American Natural Gas Markets? *Energy Journal*, Vol. 18, No. 1, pp. 401-414.
- Serletis, A., R. Rangel-Ruiz (2004), Testing for common features in North American energy markets, *Energy Economics*, Vol. 26, No. 3, pp. 401-414.
- Siliverstovs, B., G.L. L'Hegaret, A. Neumann and C. von Hirschhausen (2005), International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Prices in Europe, North America, and Japan, *Energy Economics*, Vol. 27, No. 4, pp. 603-615.
- Taylor, A.M. (2001), Potential Pitfall for the for the Purchasing Power Parity Puzzle? Sampling and Specification Biases in Mean-Reversion Tests of the Law of One Price, *Econometrica*, Vol. 69, No. 2, pp. 473-498.
- Walls, W.D. (1994), Price Convergence across Natural Gas Fields and City Markets, *The Energy Journal*, Vol. 15, No. 4, pp. 37-48.
- Zachmann, G. (2008), Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? *Energy Economics*, Vol. 30, No. 4, pp. 1659-1671.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schäffner:
Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Juni 2004
- Nr. 255: Andreas Hense:
Qualitätsregulierung und wettbewerbspolitische Implikationen auf Postmärkten, September 2004
- Nr. 256: Peter Stamm:
Hybridnetze im Mobilfunk – technische Konzepte, Pilotprojekte und regulatorische Fragestellungen, Oktober 2004
- Nr. 257: Christin-Isabel Gries:
Entwicklung der DSL-Märkte im internationalen Vergleich, Oktober 2004
- Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Diana Rätz:
Alternative Streitbeilegung in der aktuellen EMVU-Debatte, November 2004
- Nr. 259: Daniel Schäffner:
Regulierungsökonomische Aspekte des informatorischen Unbundling im Energiebereich, Dezember 2004
- Nr. 260: Sonja Schölermann:
Das Produktangebot von Universaldienstleistern und deren Vergleichbarkeit, Dezember 2004
- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélie Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005
- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005
- Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:
VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005
- Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005
- Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:
Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005
- Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schäffner, Bastian Trage:
Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005
- Nr. 268: Andreas Hense, Marcus Stronzik:
Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, September 2005
- Nr. 269: Ingo Vogelsang:
Resale und konsistente Entgeltregulierung, Oktober 2005
- Nr. 270: Nicole Angenendt, Daniel Schäffner:
Regulierungsökonomische Aspekte des Unbundling bei Versorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, November 2005
- Nr. 271: Sonja Schölermann:
Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005
- Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006

- Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schäffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006
- Nr. 274: J. Scott Marcus:
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006
- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006
- Nr. 279: Gernot Müller:
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006
- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):
Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006
- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:
Mobile Enterprise-Solutions – Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Böschen:
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007

- Nr. 293: Daniel Schäffner:
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007
- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller:
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturentgelten – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007
- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Nachfrage nach Internetdiensten – Diensteararten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:
Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008
- Nr. 306: Martin Zauner:
Wettbewerbspolitische Beurteilung von Rabattsystemen im Postmarkt, März 2008
- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008
- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marner, Antonia Niederprüm:
Ausschreibung von Post-Universaldiensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008

- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008
- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückerbaum, Iris Bösch, Gabriele Kulenkampff:
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepa, Christine Müller:
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009
- Nr. 319: Sonja Schölermann:
Kundenschutz und Betreiberpflichten im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:
IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:
Smart Metering, Juli 2009
- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Unternehmensperformance führender TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:
Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:
IP-Interconnection – Vorleistungsdefinition im Spannungsfeld zwischen PSTN, Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückerbaum, Stephan Jay:
LRIC cost approaches for differentiated QoS in broadband networks, November 2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter
with contributions of Christian Wernick, Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:
Next Generation Spectrum Regulation for Europe: Price-Guided Radio Policy, November 2009
- Nr. 327: Gernot Müller:
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückerbaum:
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010

ISSN 1865-8997