

Der russisch-ukrainische Gaskonflikt im Januar 2009 – eine modell-gestützte Analyse

Marc Oliver Bettzüge und Stefan Lochner

Im Januar 2009 kamen die Gasimporte von Russland über die Ukraine nach Europa für fast zwei Wochen vollständig zum Erliegen. Während es in der Folge in einigen osteuropäischen Staaten zu schwerwiegenden Lieferunterbrechungen kam, hatte der Zwischenfall kaum spürbare Konsequenzen für die Konsumenten in West- und Zentraleuropa. Der vorliegende Beitrag analysiert die Gasflüsse und die kurzfristigen Grenzkosten der Gasbereitstellung während der Krise anhand von Modellrechnungen. Sie bestätigen, quantifizieren und verfeinern die bekannten Aussagen und Fakten zur Reaktion der europäischen Gaswirtschaft auf die Krise, insbesondere im Hinblick auf die beobachteten Preisbewegungen und Lieferausfälle.

Mit einem Marktanteil von ca. 25 % ist Russland der größte Anbieter von Erdgas in der Europäischen Union. In vielen Ländern, besonders in Zentral- und Osteuropa liegt dieser Anteil noch deutlich höher. In Deutschland decken die russischen Importe ungefähr 38 % der Gasnachfrage ab [1]. Da es zurzeit noch keine direkte Verbindung von Russland in die zentral- und osteuropäischen Mitgliedsstaaten gibt [2], passieren 85 % der russischen Erdgasexporte die Transitländer Weißrussland oder die Ukraine, bevor sie die EU erreichen. Mit mehr als 100 Mrd. m³ Erdgas transit pro Jahr entfällt der größte Teil dabei auf die Ukraine.

Im Januar 2009 waren diese Transitlieferungen für 13 Tage vollständig unterbrochen. Dies entspricht der längsten und größten Unterbrechung von Erdgasimporten in die Europäische Union in der Geschichte des Erdgasimports aus Russland – selbst während des Kalten Krieges war es nie zu signifikanten Störungen von Lieferungen aus der ehemaligen Sowjetunion in den Westen gekommen. Die Auswirkungen der Krise auf die Konsumenten in Zentral- und Osteuropa waren dabei sehr unterschiedlich. Während einige Beobachter von humanitären Notfällen im Balkan sprachen, wo die Bevölkerung in den kalten Januarwochen teilweise nicht mehr in der Lage war, ihre Wohnungen zu beheizen, gab es beispielsweise in Deutschland keine spürbaren Auswirkungen auf die Konsumenten. Selbst die Gaspreise an den liquiden Gashandelspunkten in Westeuropa zeigten sich – von kurzen Preisspitzen am ersten Tag der Krise abgesehen – im Laufe der 13 Tage robust.

Grund für die Unterbrechung war, dass sich die beiden Länder nicht auf Konditionen für Gaslieferungen von Russland in die Ukraine einigten, und Transitgebühren für die russischen Exporte nach Europa über ukrainisches Territorium andererseits einigen konnten. Der vorherige Vertrag der beiden Länder war Ende 2008 abgelaufen. Gelöst wurde der Konflikt nach fast zwei Wochen durch neue zehn Jahres-Kontrakte für Gas-



Die Hand am Gashahn – der russisch-ukrainische Gasstreit sorgte nicht nur bei den Kontrahenten für Beunruhigung
Foto: Wintershall

lieferungen und Transit, welche jeweils eine graduelle Angleichung der Gaspreise bzw. Transitgebühren an das europäische Niveau vorsehen. Ob diese Verträge dauerhaft für unterbrechungsfreie Gaslieferungen über das Transitland sorgen, bleibt angesichts der wirtschaftlichen und politischen Situation in der Ukraine jedoch abzuwarten.

Die Ursachen der Krise sowie ihre politischen Folgen sollen in diesem Beitrag nicht eingehend untersucht werden – eine umfassende Darstellung dazu liefern bspw. [3]. Vielmehr analysiert und bewertet dieser Artikel die Reaktionen der europäischen Gaswirtschaft auf diesen Zwischenfall. Der folgende Abschnitt zeigt dabei, wie es der europäischen Gaswirtschaft durch einen effizienten Einsatz der vorhandenen Infrastruktur und der kontrahierten Bezugsportfolios gelang, einen Großteil der ausgefallenen Liefermengen zu kompensieren, und so viele Konsumenten

in Zentraleuropa vor Lieferunterbrechungen zu bewahren.

Zur Abbildung und Bewertung der Reaktion der europäischen Gaswirtschaft werden Modellsimulationen des Energiewirtschaftlichen Institutes an der Universität zu Köln (EWI) herangezogen. Mit diesen Modellrechnungen können die physischen Gasflüsse während der Krise betrachtet und mit einem „normalen“ Wintertag ohne Lieferunterbrechungen verglichen werden. In dem darauffolgenden Abschnitt wird aufbauend auf den Modellrechnungen analysiert, wie sich der Ausfall des Transitlandes auf die kurzfristigen Grenzkosten der Gasbereitstellung in den verschiedenen betroffenen Ländern ausgewirkt hat. Diese Veränderung der kurzfristigen Grenzkosten kann als ein valider Indikator für die tatsächlich beobachteten Veränderungen der Großhandelspreise interpretiert werden.

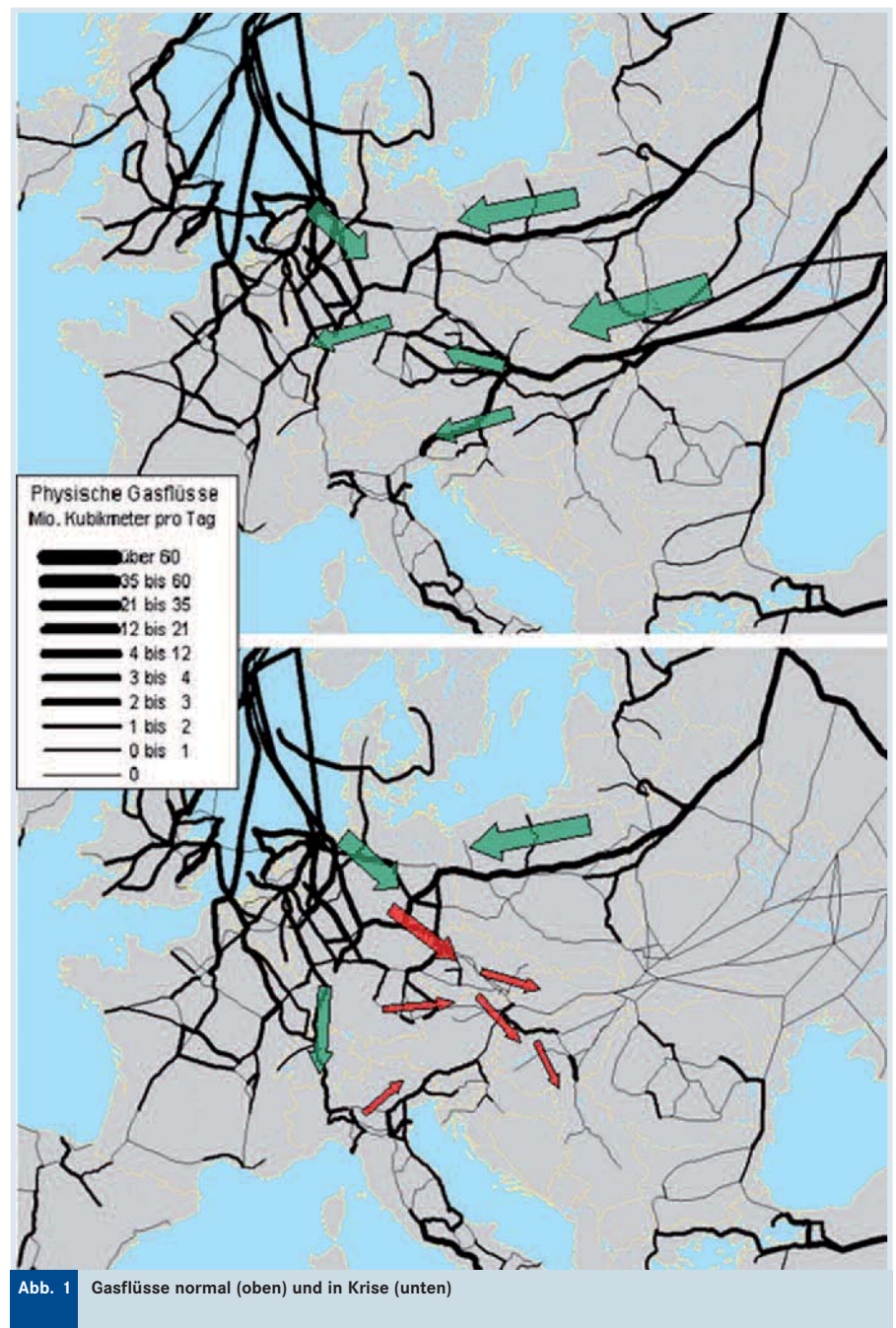
Gasflüsse während der Krise

Um die Gasversorgung für einen Großteil der Konsumenten in Europa während des russisch-ukrainischen Gaskonfliktes aufrechtzuerhalten, mussten die Gasversorgungsunternehmen nicht nur auf in Gaspeichern gelagertes Erdgas zurückgreifen, sondern auch die Flüsse von Erdgas in Europa umleiten. Wie sahen diese Maßnahmen im Einzelnen aus, und wie haben diese zusammengewirkt?

Die aus verschiedenen Veröffentlichungen der beteiligten Unternehmen und der Europäischen Kommission [4] bekannten Reaktionen zeichnen nur ein unvollständiges, vor allem quantitativ kaum hinterlegtes Bild der Maßnahmen zur Minimierung der Auswirkungen der Krise. Um diese Maßnahmen genauer zu beleuchten und zu quantifizieren, wurde der 13-tägige Ausfall von Lieferungen über das Transitland Ukraine mit dem Erdgasinfrastrukturmodell TIGER nachskizziert [5]. Das Modell wurde dazu mit den entsprechenden Verfügbarkeiten von Infrastruktur und Produktionsmengen im Januar 2009 sowie auf Basis historischer Werte geschätzter, temperatur- und länderspezifischer Nachfragedaten parametrisiert. TIGER optimiert dann die physischen Gasflüsse im europäischen Gasmarkt unter der Annahme, dass alle effizienten Erdgas-Tauschgeschäfte (Swaps) von den Marktteilnehmern durchgeführt werden – dass diese also den optimalen Dispatch realisieren können [6].

Die Ergebnisse in Bezug auf die physischen Gasflüsse, sind in Abb. 1 für eine Simulation mit Ausfall (unten) und ohne Ausfall (oben) des Transitlandes Ukraine dargestellt. (Die Stärke der Linien in den Abbildungen ist dabei ein Indikator für den absoluten Volumenfluss, die Flussrichtungen sind grob durch Pfeile abgebildet.) Wie angedeutet entsprechen diese Modellergebnisse im Wesentlichen den tatsächlichen Maßnahmen der Gaswirtschaft, soweit diese bekannt sind.

In der oberen Abbildung der normalen Gasflüsse ist deutlich erkennbar, dass große Mengen von Erdgas über die Ukraine nach Europa gelangen. An einem normalen Wintertag sind dies über 300 Mio m³. Über die Slowakei und Tschechien fließen diese dann nach Italien, Österreich, Deutschland und teilweise weiter nach Frankreich. Außerdem gelangt Erdgas aus Norwegen und den Niederlanden von Nordwesten nach Deutschland. Der untere Teil der Abb. 1 illustriert, wie das Modell auf eine Unterbrechung der Gasflüsse durch die Ukraine reagiert:



Russland liefert zusätzliche Mengen über die Yamal-Route.

Die anderen Gaslieferanten für Westeuropa steigern kurzfristig ihre Lieferungen, vor allem die Niederlande, Norwegen und Großbritannien. Aber auch die Regasifizierung von verflüssigtem Erdgas (LNG) wird erhöht, bspw. im Terminal in Zeebrugge. Die größte Wirkung wird jedoch durch die Umkehr von Gasflüssen entgegen der üblichen Ost-West-Richtung erzielt (rote Pfeile in Abb. 1). So ist es vor allem möglich, aus Deutschland über Tschechien und Österreich zu

sätzliches Gas von Westen nach Osten in die Slowakei, nach Ungarn, Slowenien, Kroatien, Serbien und Bosnien-Herzegowina zu liefern.

Diese zusätzlichen West-Ost-Liefermengen werden durch die umfangreiche Entnahme von zusätzlichem Erdgas aus Untertagespeichern ermöglicht. Diese gespeicherten Erdgasmengen werden dabei auch genutzt, um Konsumenten außerhalb der jeweiligen Landesgrenzen während der Krise zu versorgen. Neben Deutschland (nach Osteuropa) liefert so bspw. auch Ungarn Erdgas aus

Tab.: Veränderungen Gasbilanzen durch Krise (in Mio. m³ pro Tag)

Deutschland		Abflüsse in der Krise		Zuflüsse in der Krise		
	Ausbleibende Ukraine Importe via Tschechien	-15,3	23 %	Zusätzliche Importe Dänemark	0,2	0 %
	Ausbleibende Ukraine Importe via Österreich	-22,6	33 %	Zusätzliche Importe aus den Niederlanden	3,2	5 %
	Entgegengesetzte Flüsse nach Tschechien (Export)	-15,3	23 %	Reduzierte Gasflüsse nach Frankreich	11,5	17 %
	Entgegengesetzte Flüsse nach Österreich (Export)	-8,7	12 %	Zusätzliche Ausspeicherung Deutschland	53,2	78 %
	Zusätzliche Flüsse in die Schweiz (Export)	-6,2	9 %			
Summe		-68,1		Summe	68,1	
				Saldo (= Abschaltung von Konsumenten)	0,0	0%
Osteuropa		Abflüsse in der Krise		Zuflüsse in der Krise		
	Ausbleibende Ukraine Importe	-303,5	100 %	Zusätzliche Importe via Weißrussland	6,1	2 %
				Reduzierte Gasflüsse in die Türkei	1,0	1 %
				Reduzierte Gasflüsse nach Deutschland	37,9	12 %
				Zusätzliche Importe aus/via Deutschland	24,0	8 %
				Reduzierte Gasflüsse nach Italien	85,1	28 %
				Zusätzliche Importe aus Italien	9,0	3 %
				Zusätzliche Ausspeicherung in Osteuropa	117,9	39 %
Summe		-303,5		Summe	281,0	93%
				Saldo (= Abschaltung von Konsumenten)	22,5	7%

seinen Speichern an den viel stärker betroffenen Nachbarn Serbien.

Diese Maßnahmen bewahren die modellierten Konsumenten in West- und Zentraleuropa vor Lieferausfällen. Ermöglicht wird dies vor allem durch die Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege in Kombination mit der hinreichenden Erdgasbevorratung in den Speichern. Nicht nur in den Simulationen, sondern auch in der Realität, waren diese in Deutschland zum Jahreswechsel noch zu 75 % gefüllt [7], u. a. auch, weil aufgrund der schlechten wirtschaftlichen Entwicklung und den milden Temperaturen im 4. Quartal 2008, die Nachfrage hinter den Erwartungen zurückgeblieben war [3].

Die Versorgung weiter östlich gelegener Länder mittels Gasmengen aus West- und Zentraleuropa, von der „Erdgas-Koordinierungsgruppe“ unter Leitung der Europäischen Kommission als „Solidarität“ zwischen den Ländern besonders hervorgehoben [4], ist jedoch begrenzt. Die Modell-

simulationen des EWI – und die Beobachtungen in der Realität – zeigen, dass es zu signifikanten Lieferunterbrechungen für Konsumenten kommt. Dies betrifft vor allem die Länder Bulgarien und Rumänien, aber auch Ungarn und die Staaten auf dem Balkan. Das Modell zeichnet genau die Begründung für diese Situation nach: Vordergründig sind diese Länder aufgrund ihrer geographischen Lage einseitig von russischen Erdgasmengen über das Transitland Ukraine abhängig, und sie halten kaum Vorräte, die über die zum saisonalen Lastausgleich benötigten Erdgasmengen hinausgehen. Diese Erklärung ist allerdings noch nicht differenziert genug. Bspw. treffen die Argumente der einseitigen Abhängigkeit und der geringen Speichermengen auch auf die Slowakei zu, die jedoch aufgrund der Versorgung aus dem Westen ihre Lieferausfälle minimieren konnte.

In der Simulation wird nun deutlich, dass substanzielle West-Ost-Transporte im wesentlichen nur bis nach Ungarn oder in die Slowakei möglich sind, und dass die Ver-

sorgung weiter östlich gelegener Länder aus dem Westen durch die geringe physische Marktintegration sowie ein für die Umkehrung von Flussrichtungen nicht ausreichend flexibles Pipelinennetz verhindert wird. Somit zeigt die Simulation, dass neben Diversifikation und Gasbevorratung auch die physische Integration der Märkte erheblich zur Versorgungssicherheit Europas beiträgt.

Zusätzlich zu diesen qualitativen Auswertungen erlaubt das Modell auch eine Quantifizierung der umgeleiteten und fehlenden Gasmengen. Insgesamt fehlen durch den Ausfall der Lieferungen durch die Ukraine 303,5 Mio. m³ Erdgas pro Tag. Laut Modell werden für Gesamteuropa diese Fehlmengen zum größten Teil (zu mehr als 75 %) durch zusätzliche Ausspeicherungen in Osteuropa, Italien und Deutschland kompensiert. Der restliche Beitrag wird durch Ausspeicherungen in anderen europäischen Ländern, durch Zusatzmengen auf der Yamal-Route durch Weißrussland, sowie durch zusätzliche Produktion in der Nordsee und

LNG-Transporte erbracht. Von besonderem Interesse ist die Detailbetrachtung der Kompensationsmechanismen in Deutschland einerseits und in Osteuropa andererseits. Diese sind in der Tabelle gegenübergestellt [8].

Laut den Simulationsergebnissen beziffern sich die in Deutschland für die Nachbarländer bereitgestellten Erdgasmengen auf über 30 Mio. m³ pro Tag. Ein Fünftel davon wird in die Schweiz geliefert: Dies wird notwendig, weil die Schweiz im Winter auch aus Speichern in Norditalien versorgt wird, was aber aufgrund der Auswirkungen der Lieferunterbrechungen nicht mehr vollständig möglich war.

Durch die Umkehr der Gasflüsse in Richtung Tschechien und Österreich konnten von Deutschland aus im Durchschnitt beinahe 25 Mio. m³ Erdgas pro Tag in diese Länder (und darüber hinaus weiter nach Osten) geliefert werden. Zur Einordnung dieser Größe: mehr als die gesamte tägliche Nachfrage der Slowakei wurde so von Deutschland nach Osten transportiert [9].

Kompensiert wird der entstandene Gasbedarf von fast 70 Mio. m³ pro Tag im Modell zu mehr als 75 % durch zusätzliche Ausspeicherungen aus deutschen Erdgasspeichern. Außerdem reduziert das Modell die Flüsse nach Frankreich, und importiert – in geringem Maße – zusätzliche Mengen aus Dänemark und den Niederlanden, wodurch weitere Gasmengen verfügbar gemacht werden.

Anders sah das Bild in Osteuropa aus (siehe Tab.): Durch den Ausfall der Importe von russischem Gas über die Ukraine fehlten der Region mehr als 300 Mio. m³ pro Tag. Ca. 160 Mio. davon können im Modell durch die Einstellungen der Transite Richtung Zentral- (Deutschland) und Südeuropa (Italien), bzw. durch entgegen der Flussrichtung importierte Gasmengen aus diesen Regionen kompensiert werden. Auch Zusatzlieferungen über Weißrussland und „Einsparungen“ durch Verringerung der Transite Richtung Türkei sind infrastrukturbedingt nur sehr eingeschränkt möglich. So hätten im Modell mehr als 140 Mio. m³ pro Tag zusätzlich aus Gasspeichern in der Region zur Verfügung gestellt werden müssen, um die komplette Nachfrage zu decken.

Die Simulationsergebnisse zeigen jedoch, dass selbst bei optimalem Füllstand der Speicher nur ca. 118 Mio. m³ pro Tag zusätzlich aus den osteuropäischen Erdgasspeichern zu den Nachfragern geliefert werden können. Dies entspricht nur 39 %

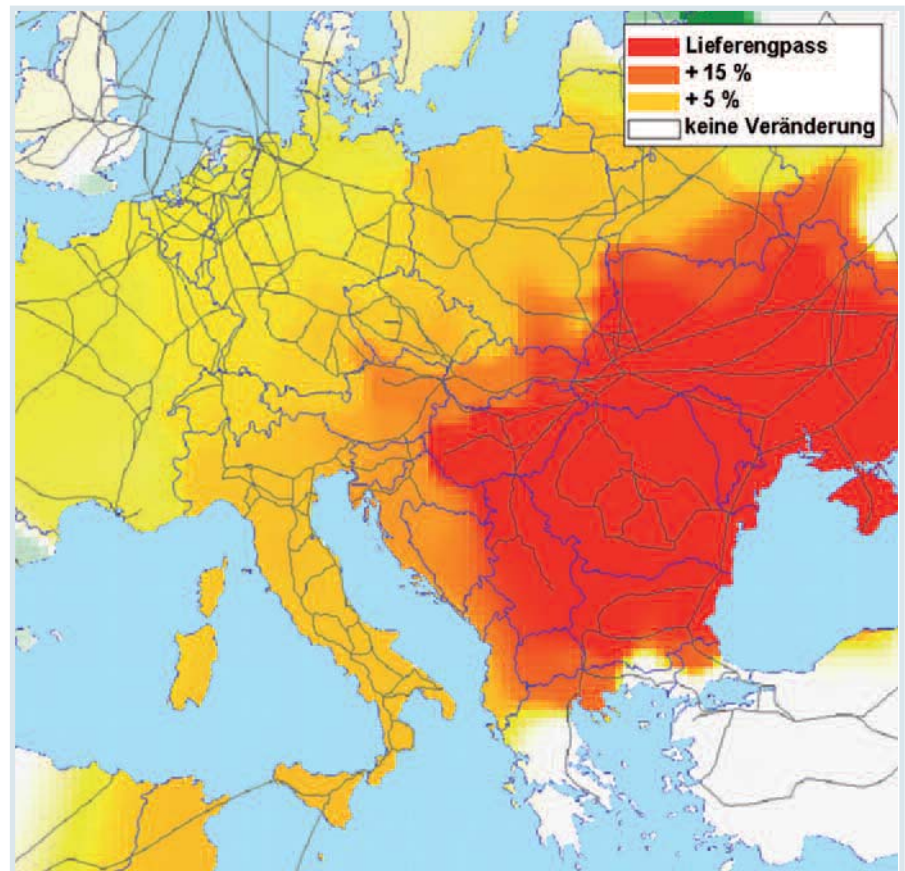


Abb. 2 Veränderung der Grenzkosten der Gasbereitstellung während der Lieferunterbrechung

der kompletten Fehlmengen – ein relativ geringer Anteil im Vergleich zu Deutschland (75%). Mehr als 22,5 Mio. m³ an täglicher Nachfrage in Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Serbien können daher im Modell nicht gedeckt werden, so dass das Modell im entsprechenden Umfang Nachfrage abschaltet [10].

Preiseffekte

Wie haben sich diese umgekehrten Gasflüsse und die knappere Versorgungssituation nun auf die Bereitstellungskosten und die Preise für Erdgas ausgewirkt? Die tatsächlichen Preiseffekte der Lieferunterbrechung an den europäischen Handelsplätzen für Erdgas zu isolieren, ist kaum möglich – zudem es solche Handelsplätze in Osteuropa nicht einmal gibt. In Westeuropa wurden die Gaspreise neben dem Ausfall der Ukraine-Route außerdem durch die niedrigen Temperaturen der ersten beiden Januarwochen, den Ausfall eines norwegischen Produktionsfeldes und den kurzfristig wieder über 50 US \$ gestiegenen Ölpreis beeinflusst [3].

Sehr kurzfristig führten diese Effekte und – hauptsächlich – die Verunsicherung in

Bezug auf die Unterbrechungen am ersten Tag der Krise zu Preisspitzen bei den Day-Ahead-Preisen an den verschiedenen Handelsplätzen zwischen 30 (Frankreich) und 70 % (TTF). Noch im Laufe dieses Tages fielen diese Preise jedoch wieder deutlich und lagen bspw. am 14.1., in der „Mitte“ des Unterbrechungszeitraums nur zwischen 7 (NBP) und 16 % (TTF) über dem Niveau von Ende Dezember [11]. Für das NetConnect-Germany (ehem. EGT)-Marktgebiet in Deutschland lagen die Anstiege bei +35 % in der Spitze und +9 % im Durchschnitt.

Die im Rahmen dieses Beitrags durchgeführten Modellrechnungen weisen für jeden Punkt innerhalb der europäischen Transportinfrastruktur die kurzfristigen Gasbereitstellungskosten aus. Diese beschreiben die Zusatzkosten im Gesamtsystem, die durch die Lieferung eines weiteren m³ Erdgas zu dem jeweiligen Ort entstehen würden. In einem theoretischen, wettbewerblichen Markt könnten diese Grenzkosten als ein Preisschätzer interpretiert werden [12].

Abb. 2 illustriert, wie sich im Modell die kurzfristigen Grenzkosten der Gasbereitstellung durch den Ukraine-Ausfall (im Ver-

gleich zu einem „normalen“ Wintertag mit gleicher Nachfrage) verändern. Anstiege von 0 bis 20 % sind in den Farben weiß bis (dunkel-) orange eingefärbt; eine rote Einfärbung bedeutet, dass die im Modell angenommene, feste Nachfrage nicht mehr gedeckt werden konnte. Dies verdeutlicht nochmals, dass auch im Modell die Engpässe dort entstehen, wo sie in der Realität auftreten sind: neben der Ukraine vor allem in Bulgarien, Rumänien, Ungarn und auf dem Balkan [13]. In den Ländern, in denen theoretisch noch die ganze Nachfrage abgedeckt werden könnte, errechnet das Modell für die Slowakei mit durchschnittlich +18 % den größten Anstieg der Grenzversorungskosten. Dieser Anstieg ist dabei hauptsächlich durch die Versorgung aus dem Westen mit – im Vergleich zu russischem Gas – teureren Liefermengen bedingt.

Ähnlich starke Anstiege erfahren Österreich, Slowenien und Kroatien mit ungefähr +14 %. In Deutschland selbst unterscheidet die Modellrechnung stark zwischen Nord- und Süddeutschland – was darauf hindeutet, dass zumindest unter solch besonderen Umständen auch Engpässe innerhalb des deutschen Ferntransportnetzes auftreten können. Während die Grenzkosten der Gasbereitstellung in Niedersachsen nur um 2 bis 3 % ansteigen, beträgt die Veränderung in Bayern, dem am stärksten von der Ukraine-Route abhängigen deutschen Bundesland, bis zu +10 %. Im Durchschnitt entspricht dies wiederum den beobachteten Veränderungen der NCG-Day-Ahead-Preise. Da Gleiches für die westeuropäischen Länder mit Börsenhandel gilt, wird die Realität auch bezüglich der Preise durch die Modellsimulation gut widergespiegelt.

Im Rahmen vorhandener Infrastruktur bestmöglich reagiert

Wie sind die durch die Simulationsrechnungen mit dem TIGER-Modell erzeugten Modellergebnisse zu bewerten? Das Modell simuliert die kostenoptimale, effiziente Veränderung der Gasflüsse als Reaktion auf die Lieferunterbrechung. Mit dieser Simulation werden die bekannten, tatsächlich von der europäischen Gaswirtschaft durchgeführten Gasflüsse repliziert. Dieses Ergebnis kann dahingehend interpretiert werden, dass die europäischen Gasversorgungsunternehmen in der Krise weitgehend die bestmögliche Reaktion im Rahmen der durch die vorhandene Infrastruktur und die vorhandenen Speichermengen vorgegebenen Randbedingungen realisiert haben. Das Umkehren von Fließrichtungen von Pipelines und die Versorgung osteuropäischer Staaten, bspw. aus deutschen Speichern, haben größere Ein-

schränkungen für Konsumenten in dieser Region verhindert. Eine vollständige Solidarität, also die Belieferung aller betroffener Verbraucher mit Lieferungen aus dem Westen, wurde durch die begrenzte physische Integration der Märkte und durch die für den Krisenfall unzureichende Speicherkapazitäten in Osteuropa verhindert.

Marktintegration und Speicherreserven zeigen sich dabei teilweise als Substitute: Die vorgestellten Ergebnisse implizieren nicht zwangsläufig, dass es insgesamt zu wenig Speicherkapazität gibt – es war lediglich nicht möglich, alle Regionen aus den vorhandenen Speichern zu versorgen. Gespeicherte Gasreserven und Nachfrager sind im Krisenfall teilweise räumlich weit voneinander entfernt, und die begrenzte Pipelineinfrastruktur reicht für einen weitergehenden Transport nicht aus.

Weiterführende Untersuchungen des EWI demonstrieren, dass bereits durch eine zusätzliche Flexibilisierung der vorhandenen Erdgasleitungen (d. h. Installation von Kompressoren zur Ermöglichung bi-direktionaler Flüsse) in Osteuropa, die Einschränkungen in Bulgarien und Rumänien weitgehend hätten reduziert werden können. Andere Länder, bspw. Ungarn, werden laut der weiterführenden Modellrechnungen verstärkt in neue Pipelines investieren müssen, um die Marktintegration und letztlich damit die Versorgungssicherheit von Mittel- und Osteuropa zu erhöhen [14].

Anmerkungen

[1] Vgl. BP: *Statistical Review of World Energy*. Juni 2008 für die Anteile der verschiedenen Lieferantländer in den Absatzmärkten.

[2] Lediglich die EU-Mitglieder Finnland, Estland und Lettland verfügen über eine gemeinsame Grenze mit Russland und somit über direkte Liefer Routen ohne den Transit über Nicht-EU-Staaten.

[3] Pirani, S.; Stern, J.; Yafimava, K.: *The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: A comprehensive assessment*. Oxford Institute for Energy Studies, February 2009, NG 27.

[4] Koordinierungsgruppe „Erdgas“: *Solidarität funktioniert – EU-Gasmarkt passt sich Herausforderungen der Gas-Krise an*. Pressemitteilung IP/09/75, 19.1.2009, Brüssel.

[5] Zum TIGER-Modell, vgl. Lochner, S.; Bothe, D.: *Nord Stream-Gas, quo vadis? Analyse der Ostseepipeline mit dem TIGER-Modell*. In: „et“, 57. Jg, Heft 11, 2007, S. 18-23.

[6] Ökonomisch entspricht das Modell also einem wettbewerblichen Gasmarkt unter den Annahmen perfekten Wettbewerbs, vollständiger Voraussicht und vollständigen Märkten.

[7] Vgl. *Gas Storage Europe: Aggregated Gas Storage Inventory Database*. Abrufbar unter <http://transparency.gie.eu.com>

[8] Osteuropa in der Tabelle umfasst Griechenland, Österreich, Kroatien, Serbien und alle (weiteren) EU-Mitgliedsstaaten in der Region.

[9] Vgl. IEA: *Natural Gas Information*, Paris 2008.

[10] Es ist zu beachten, dass die Simulation unterstellt, dass die Versorger in Osteuropa die Krise antizipiert haben, so dass Ausfälle nur aufgrund von physischen Engpässen in der Pipeline- und Speicherinfrastruktur entstehen können. In der Realität ist jedoch zu vermuten, dass nicht alle Speicher für den Krisenfall hinreichend befüllt waren, und dass die tatsächlichen Engpässe somit größer als die im Modell errechneten 22,5 Mio. m³ pro Tag waren.

[11] *European Gas Markets: EGM 16.01.1*, ICIS Heren, 15.1.2009. Die Preise an diesem Tag spiegeln auch ungefähr den Durchschnitt aller Handelstage während der zwei Wochen wieder.

[12] Eine ausführlichere Diskussion der (kurzfristigen) Grenzkosten der Gasbereitstellung im verwendeten Modell, und was diese beinhalten, befindet sich in Lochner, S. & Dieckhöner, C.: *Analyse von Grenzkostenpreisen im Europäischen Gasmarkt*. EWI Working Paper 08/5, Köln 2008.

[13] Da nachfrageseitige Anpassungen (z. B. unterbrechbare Verträge, Brennstoffsubstitution) nicht modelliert wurden, unterscheidet das Modell nicht zwischen den unterschiedlich stark betroffenen Ländern (Bulgarien vs. Ungarn), sondern kennzeichnet jede Lieferunterbrechung gleichartig.

[14] Geplante Pipelineprojekte zwischen Ungarn und Rumänien und Ungarn und Kroatien bestätigen dieses Modellergebnis.

Prof. Dr. M. O. Bettzüge, Dipl.-Volksw. S. Lochner, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
Stefan.Lochner@uni-koeln.de