

Müsgens, Felix et al.

Article

Fracking in Deutschland und Europa – Hype oder Chance?

ifo Schnelldienst

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Müsgens, Felix et al. (2013) : Fracking in Deutschland und Europa – Hype oder Chance?, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 66, Iss. 24, pp. 3-10

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/165355>

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.

Das ifo Institut möchte ein Forum für den Informations- und Meinungsaustausch zwischen Wissenschaftlern und Praktikern zu aktuellen Fragen der Energiepolitik schaffen und wird dazu einige Workshops in Kooperation mit der Hochschule Weihenstephan-Triesdorf durchführen. Der 1. Workshop in dieser Reihe fand am 15. Oktober 2013 statt und befasste sich mit dem Thema »Fracking in Deutschland und Europa – Hype oder Chance«.

Vor zwei Jahren proklamierte die Bundesregierung die Energiewende. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energieversorgung in Deutschland steigt, doch die Kosten der Energiewende drohen aus dem Ruder zu laufen, und der dringend benötigte Ausbau der Infrastruktur stockt. Die Forderungen nach einem allumfassenden Masterplan zur Energiewende werden entsprechend lauter. Möglichst bald müssen die Weichen für die Entwicklung eines zukunftsfähigen Regulierungsrahmens gestellt werden. Der 1. Energiepolitische Workshop befasste sich mit den Chancen und Risiken der Schiefergasförderung in Europa und speziell in Deutschland. Mit Blick auf die fallenden Erdgaspreise und die sinkende Abhängigkeit der USA von Energieimporten stellt sich die Frage, ob die Erschließung der Schiefergasvorkommen auch in Deutschland ein möglicher Baustein im Transformationsprozess der Energieversorgung sein kann. Unter der Moderation von Klaus Stratmann, Handelsblatt, referierten Prof. Dr. Andreas Seeliger, Duale Hochschule Baden-Württemberg Mosbach, Dr. Kirsten Westphal, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin, und Dr. Michael Kosinowski, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.

Der Shale-Gas-Boom in den USA und die ökonomischen Auswirkungen auf Deutschland¹

Die amerikanische Shale-Gas-Revolution

Das nicht-konventionelle Shale Gas (Schiefergas) hat in den USA mittlerweile eine große energiewirtschaftliche und auch volkswirtschaftliche Bedeutung. So stieg der Anteil des Shale Gas an der gesamten US-amerikanischen Gasförderung auf aktuell über 30% – mit weiter steigender Tendenz (vgl. EIA 2013). Zwar spielen andere nicht-konventionelle Erdgase wie Tight Gas und Kohleflözgas seit Jahrzehnten eine wichtige Rolle (aktuell ebenfalls ca. 30% der Förderung), deren Entwicklung verlief aber über Jahrzehnte hinweg kontinuierlich. Shale Gas hingegen war bis 2007 noch relativ unbedeutend, so dass dieser enorme Produktionszuwachs zu Recht als »Shale-Gas-Revolution« bezeichnet wird.

Dadurch sind die amerikanischen Gasimporte gesunken, so dass die Shale-Gas-Förderung einen anderen prognostizierten Boom jäh beendet hat: die »LNG-Revolution«.² Noch 2007 wurden für das Jahr 2010 LNG-Importe in Höhe von 60 Mrd. m³ prognostiziert. Die tatsächliche Entwicklung blieb aufgrund der starken Shale-Gas-Expansion jedoch deutlich darunter (ca. 15 Mrd. m³). Damalige Prognosen für 2030 (125 Mrd. m³) erscheinen angesichts dieser Entwicklung unwahrscheinlich, neuere Publikationen gehen nur noch von unter 30 Mrd. m³ aus.³

Auswirkungen auf die Energiepreise in den USA

Die starke Zunahme der einheimischen Förderung hat zu einem starken Preisverfall am Großhandelsmarkt für Erdgas geführt. Neben der Ausweitung des Angebots und dem



Felix Müsgens*



Andreas Seeliger**

* Prof. Dr. Felix Müsgens ist Inhaber des Lehrstuhls Energiewirtschaft an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg.

** Prof. Dr. Andreas Seeliger ist Professor für Volkswirtschaftslehre an der Dualen Hochschule Baden-Württemberg Mosbach.

¹ Der vorliegende Artikel fasst die wesentlichen Erkenntnisse eines Beitrags beider Autoren in der aktuellen Jahrespublikation des Weltenergierats Deutschland zusammen (vgl. Müsgens und Seeliger 2013).

² LNG (Liquefied Natural Gas) ist eine Transportmethode für Erdgas, bei der das Gas stark abgekühlt wird, damit es an Volumen verliert. Dadurch kann sich auch ein Erdgastransport per Tanker als Alternative ergeben, was sich aufgrund der, verglichen bspw. mit Erdöl, geringen Energiedichte ansonsten nicht wirtschaftlich darstellen lassen würde.

³ Vgl. hier bspw. die regelmäßig aktualisierten Prognosen der EIA, hier vor allem EIA (2007; 2010; 2013).

Ersetzen von teurerem Importgas hat jedoch auch die 2008 einsetzende Wirtschaftskrise einen hohen Anteil am Preisrückgang. So bewegte sich der Gaspreis am Henry Hub, dem umsatzstärksten Gashandelsplatz in den USA, im Zeitraum von 2003 bis 2008 zwischen rund 5 und 14 US-Dollar/MBtu⁴, mit Jahresdurchschnittspreisen mit bis zu 9 US-Dollar/MBtu (2005 und 2008). Ab 2009 blieben Ausschläge nach oben die Ausnahme, lediglich zu Beginn 2010 wurden noch einmal Werte knapp unter 6 US-Dollar/MBtu erreicht. Ansonsten blieb der Gaspreis in einem Band zwischen 2,50 und 4,50 US-Dollar/MBtu. Im bisherigen Jahresverlauf von 2013 betrug der Durchschnittspreis ca. 3,75 US-Dollar/MBtu.⁵

Durch die niedrigen Gaspreise wird Erdgas in den USA seit einigen Jahren wieder vermehrt zur Stromerzeugung eingesetzt. So stieg der Anteil der Gaskraftwerke an der Stromerzeugung der USA von unter 17% im Jahr 2003 auf ca. 31% im Jahr 2012. Damit beeinflusst der niedrige Gaspreis auch die Großhandelsstrompreise, die in den USA ebenfalls rückläufig sind. Durch die Preisrückgänge dieser beiden wichtigen Endenergieträger sind auch die Energiekosten des produzierenden Gewerbes in den USA deutlich zurückgegangen. Insbesondere bei energieintensiven Industriezweigen wie Papierherstellung und Grundstoffchemie, in denen die Energiekosten einen Anteil von über 10% an den gesamten Produktionskosten ausmachen, haben sich dadurch die Produktionsbedingungen in den USA verbessert.⁶

Mögliche Auswirkungen auf Deutschland

Ein Vergleich zwischen Deutschland und den USA zeigt, dass die Strom- und Gaspreise für das produzierende Gewerbe in Deutschland aktuell deutlich über dem amerikanischen Niveau liegen.⁷ Besonders markant ist der Preisunterschied zwischen amerikanischen Großhandelspreisen für

⁴ MBtu (Million British Thermal Unit) ist die gängige Energiemaßeinheit für Erdgas in den USA. Bei einem Wechselkurs von 1,30 US-Dollar/Euro entspricht 1 US-Dollar/MBtu ungefähr 2,60 Euro/MWh.

⁵ Damit liegen die Preise am untersten Rand der Shale-Gas-Produktionskosten, die sich je nach Lagerstätte auf bis zu 10 US-Dollar/MBtu belaufen können (vgl. Müsgens und Seeliger 2013, S. 12). Zahlreiche Quellen können angesichts der aktuellen Preise kaum wirtschaftlich produzieren. Aus verschiedenen Gründen wird die Förderung zumeist dennoch nicht gedrosselt, da dies bspw. in manchen Fällen technisch schwierig ist oder eine gemeinsame Förderung mit nicht-konventionellem Erdöl erfolgt, die sich in der Summe trotzdem lohnen kann für den Produzenten.

⁶ Je nach Abnahmefall und Standort sind die Preiseffekte unterschiedlich. Im landesweiten Durchschnitt sind die Gaspreise für Industriekunden jedoch analog zum Großhandelspreis gefallen, und die Strompreise sind seit 2007 stabil im Bereich von 6 US-Cent/kWh geblieben. Vgl. IEA (2012) sowie aktuelle Angaben der EIA (www.eia.gov) und Eurostat (ec.europa.eu/eurostat).

⁷ Laut IEA (2012) haben sich bspw. die durchschnittlichen Industriestrompreise in Deutschland von 11 auf 16 US-Dollar/MBtu erhöht, während die US-Preise, wie oben beschrieben, auf dem Niveau von 2007 verblieben sind. Allerdings sind nicht nur aufgrund Wechselkursschwankungen solche Vergleiche schwierig. Angesichts zahlreicher Ausnahmen bei der Energiebesteuerung und diversen Umlagen (v.a. EEG) für zahlreiche Industrieabnehmer kann der hier angeführte Preis nur ein Referenzwert mit gewissen Unsicherheiten (wenn auch mit eindeutiger Tendenz) sein. Eine Übersicht zur Problematik von Industriepreisstatistiken gibt bspw. Frontier Economics und EWI (2010).

Erdgas und deutschen Grenzübergangspreisen (unter 4 US-Dollar/MBtu vs. ca. 11 US-Dollar/MBtu).⁸

In dieser Hinsicht hat Deutschland (zusammen mit vielen anderen Ländern in Europa) derzeit also schlechtere Standortbedingungen als die USA. Zwar war Deutschland schon vorher ein relativ teurer Produktionsstandort, allerdings konnte dieser Nachteil in der Vergangenheit durch Faktoren wie eine hohe Arbeitsproduktivität, eine gut ausgebauten Infrastruktur oder die Nähe zu zentralen Absatzmärkten ausgeglichen werden. Dies ist jedoch nur möglich, solange die Preisunterschiede nicht zu groß werden (und die Vorteile in den anderen Bereichen aufrechterhalten bleiben). Durch das weitere Auseinanderdriften der deutschen und amerikanischen Energiepreise gerät diese Balance jedoch ins Wanken.

Für Investitionsentscheidungen ist allerdings nicht primär der Status quo entscheidend, sondern vielmehr die Erwartungen über die Zukunft. Die zentralen weiterführenden Fragen sind also, ob die heutigen Preisunterschiede in Zukunft Bestand haben werden und ob darauf basierend zukünftig Investitionsverschiebungen im produzierenden Gewerbe stattfinden werden.

Dies ist derzeit schwer zu prognostizieren, da eine Vielzahl teilweise gegenläufiger Aspekte abgewogen werden müssen. Im Hinblick auf den gaswirtschaftlichen Rahmen in beiden Ländern gibt es valide Argumente dafür, dass die Preisunterschiede von Dauer sein können. Grundsätzlich ist hierbei neben Gasproduktionsaspekten (1.) und unterschiedlichen Preisbildungsmechanismen (2.) vor allem der Gasferntransportbereich (3.) zu nennen:

1. Bezuglich der Shale-Gas-Förderung kann davon ausgegangen werden, dass sich diese in Deutschland und Europa weniger dynamisch entwickeln wird als in den USA, was neben den geringeren und vermutlich kostenintensiveren Vorkommen vor allem an der skeptischen politischen und gesellschaftlichen Grundhaltung in wesentlichen europäischen Ländern (insbesondere in Deutschland) liegt.⁹
2. Aktuell ist der hohe Preisunterschied zwischen Deutschland und den USA auch auf unterschiedliche Preisbildungsmechanismen zurückzuführen. Während in den USA die Gaspreise ausschließlich über das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage am Markt gebildet werden, sind in Deutschland und weiten Teilen Europas nach wie vor auch langfristige Lieferverträge mit Ölpreisindi-

⁸ Amtliche Preisinformationen für Erdgas an der deutschen Grenze werden regelmäßig aktualisiert vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (www.bafa.de) veröffentlicht. Auch zu den deutschen Gasbörsenpreisen (www.eex.de) besteht ein deutlicher Unterschied, da diese aktuell (2013) nur knapp unter den langfristigen Vertragspreisen liegen.

⁹ Einen Überblick über die Positionen zu Shale Gas in verschiedenen europäischen Ländern gibt Deutsche Bank (2013). Ein Überblick über die Situation in Deutschland sowie eine Abschätzung des deutschen Schiefergaspotenzials findet sich bei BGR (2012).

- zierung präsent. Zukünftig wird die Bedeutung der Ölpreisbindung jedoch auch in Europa (aller Voraussicht nach) rückläufig sein. Dadurch dürfte sich das Preisniveau in Europa strukturell etwas absenken.¹⁰ Allerdings wird dieser Effekt nicht ausreichen, um die Preise auf das aktuelle US-Preisniveau zu drücken. Dies gilt selbst bei einer Zunahme der interkontinentalen Handelsströme.¹¹
3. Dauerhafte Preisunterschiede werden auch durch hohe Transportkosten zwischen den USA und Europa zementiert. Trotz starker Kapazitätserweiterungen im internationalen Gastransport per LNG und bereits realisierten Kostensenkungen bleiben die Transportkosten so hoch, dass selbst bei den momentan niedrigen US-Preisen (die aktuell ja nur rund ein Drittel des deutschen Preisniveaus ausmachen) US-Shale-Gas zwar einigermaßen wettbewerbsfähig angeboten werden könnte, aber nicht zu größeren Preisrückgängen in Deutschland führen würde. So belaufen sich die Angebotskosten (hypothetischer) amerikanischer Exporteure in Deutschland auf ca. 9 US-Dollar/MBtu (ca. 23 Euro/MWh), was zwar unter den aktuellen deutschen Preisen (sowohl ölindiziert als auch marktbasiert, beide aktuell ca. 28 Euro/MWh) liegt, aber nicht in einem Umfang, der einen signifikanten Preisrückgang in Deutschland erwarten ließe.

Fazit

Die Analyse des energiewirtschaftlichen Rahmens führt uns zu dem Fazit, dass sich unter den gegebenen Voraussetzungen dauerhafte Wettbewerbsnachteile für die deutsche Industrie ergeben. Um in diesem Kontext auch in Deutschland langfristig industrielle Wertschöpfung und Arbeitsplätze zu sichern, sollten die Nachteile zumindest möglichst klein gehalten werden – oder auch durch Vorteile an anderer Stelle kompensiert werden. Zwar wurde der deutschen Industrie im Rahmen der zunehmenden Ausweitung der Ausnahmebereiche bei Energiesteuern und -umlagen bereits entgegengegangen, allerdings werden diese Ausnahmen aktuell politisch wieder auf den Prüfstand gestellt. Zumindest für Industrien im internationalen Wettbewerb sollte an einer Entlastung festgehalten werden. Darüber hinaus sollte die skeptische Haltung gegenüber einer einheimischen Shale-Gas-Förderung überprüft werden. Die potenzielle Wiederbelebung der deutschen Gasförderindustrie sollte zumindest in Betracht gezogen werden und ergebnisoffen und rational diskutiert werden.

Literatur

BGR (2012), *Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland*, Hannover.

¹⁰ Empirisch lässt sich für Deutschland sowie Länder mit längerer Gashandelsaktivität (Großbritannien, Belgien, Niederlande) zeigen, dass marktisierte Preise in den meisten Jahren im Durchschnitt zum Teil deutlich günstiger sind als ölindizierte Kontrakte.

¹¹ Vgl. dazu ausführlicher Müsgens und Seeliger (2013, S. 27 ff.).

Deutsche Bank (2013), *Commodities Weekly*, 25 Januar, London.

EIA (div. Jahrgänge), *International Energy Outlook*, Washington.

Frontier Economics und EWI (2010), *Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich*, Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, Berlin.

IEA (2012), *Energy Prices and Taxes*, quarterly, Paris.

Müsgens, F. und A. Seeliger (2013), »Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen in den USA und ihre Auswirkungen auf Europa«, in: Weltenergierat – Deutschland (Hrsg.), *Energie für Deutschland*, Berlin, 7–31.



Kirsten Westphal*

Die US-Schiefergasrevolution und ihre geopolitischen Folgen

Die Energiemarkte entwickeln sich rasant und sind durch »beispiellose Ungewissheiten gekennzeichnet« (vgl. IEA 2010; 2013). Die USA können rein rechnerisch energieunabhängig werden, während sich die anderen großen Verbraucher Europa, China und Indien auf ein erhöhtes Maß an Importabhängigkeit einrichten müssen. Um die geopolitischen Folgen des Schiefergasbooms in den USA abschätzen zu können, lohnt zunächst ein Blick auf die internationalen Gasmärkte. Bisher hat der Boom die bestehende Dreiteilung der globalen Gasmärkte eher vertieft – zwischen Nordamerika, dem europäisch-asiatischen Kontinentalmarkt und der asiatisch-pazifischen Region mit den großen Nachfragern Japan, Südkorea und China, die zwei Drittel des weltweit gehandelten LNGs kaufen. Diese Dreiteilung wird auch in den Preisstrukturen sichtbar: Die USA profitieren von einem hochliquiden Spotmarkt und Preisen am Handelsplatz Henry Hub, die bei etwa einem Drittel des durchschnittlichen Importpreises in Europa und bei einem Fünftel der Importpreise Japans liegen (vgl. IEA 2013, S. 24). Die beschriebenen Preisdifferenzen bedeuten aber auch, dass der asiatisch-pazifische Raum als Destination attraktiver ist als der europäische Markt. In Folge dessen stieg 2013 sein Anteil am LNG-Markt weiter auf 77% (von 70% im Jahr 2012), während der europäische Anteil an den globalen LNG-Importen auf 15% (von 21% im Jahr 2012) sank (vgl. DG Energy 2103a, S. 14 f.).

Eine entscheidende Rolle für den globalen LNG-Handel kommt nordamerikanischen LNG-Exporten zu. Die USA stehen hier vor einem Dilemma, da die Industrie von niedrigen Energiepreisen profitiert, volkswirtschaftlich von Exporten aber eher Vorteile erwartet werden. Das Energieministerium prüft Exporte in Länder, mit denen die USA kein Freihandelsabkommen haben, »im nationalen Interesse« (vgl. Ratner et al. 2013, S. 18). Mit Stand Dezember 2013 hat das Minis-

terium vier Exportterminals diese Bewilligung erteilt, aber lediglich ein Projekt, Sabine Pass mit einem Exportvolumen von 2,2 Mrd. Kubikfuß pro Tag, verfügt über alle nötigen Zulassungen anderer Behörden (vgl. US Department of Energy 2013; FERC 2013). Tendenziell wird sich die Preis schere zwischen dem nordamerikanischen Gasmarkt und dem asiatisch-pazifischen LNG-Markt etwas schließen, aber die Preisentwicklungen in Europa bleiben zunächst wohl weitgehend unberührt.¹

Für die Geopolitik ist vor allem der enorme Anstieg der US-Ölproduktion auf 7,5 Mill. Barrel pro Tag 2013 (vgl. Commerzbank Commodity Research 2013, S. 1) und die Tatsache, dass die USA 2015 zum größten Ölproduzenten aufsteigen, von Bedeutung. Schiefergas wird in Washington im Lichte ökonomischer Vorteile diskutiert, während man sich von der Tight-Öl-Revolution strategische Vorteile verspricht. Das prägt zunehmend die außen- und sicherheitspolitische Debatte in den USA mit (vgl. dazu ausführlich Howald, Milden und Westphal 2013). Dabei gewinnt Energie eher an Bedeutung, wie das Zitat des Nationalen Sicherheitsbeirats zeigt: »Unter der Führung von Präsident Obama verlagern wir unsere Position im Bereich Energie weg von der Passiv hin zur Aktivseite, welche unser Land stärkt und unsere internationale Führungsrolle untermauert.« (White House 2013) Das Narrativ einer »Energie-Eigenversorgung« entwickelt seine eigene Wirkmacht auch jenseits des physischen Marktgeschehens.

Die große Debatte um geostrategische Implikationen dreht sich vor allem um die Präsenz der USA am Persischen Golf. Klar ist, dass man sich in Washington vor allem wachsende Handlungsmöglichkeiten verspricht, wenn die Abhängigkeit von der OPEC sinkt. Andererseits ist schwer vorstellbar, dass sich die USA von der Carter-Doktrin verabschieden, sich vom Persischen Golf zurückziehen und zusehen, wie andere Länder das Vakuum in dieser strategisch so entscheidenden Weltregion füllen. Denn es bestehen gute, rationale energiepolitische Gründe fort: Der Persische Golf bleibt das Rückgrat der Weltölversorgung, er verfügt über die wichtigen freien Förderkapazitäten, die kostengünstigste Förderbasis und mithin über den entscheidenden Einfluss auf den globalen Ölpreis. Zudem gilt der Effekt des Tight-Öl-booms als temporär und auf die nächsten zehn Jahre begrenzt (vgl. IEA 2013, S. 25 f.). Schon Mitte des nächsten Jahrzehnts gewinnen die OPEC-Länder des Mittleren Ostens ihre strategische Position als Rückgrat der Ölversorgung zurück. Nichtsdestotrotz wird es Washington aber gegenüber der eigenen Bevölkerung schwerer fallen, für die Rolle der »Weltpolizei« zu argumentieren, da sie nicht länger mit Blick auf Importabhängigkeit gerechtfertigt werden kann. Wachsende Kritik am »Interventionismus« fällt vor allem auch mit krisenbedingten Kürzungen im Militärbudget

* Dr. Kirsten Westphal ist wissenschaftliche Mitarbeiterin bei der Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin.

¹ Vgl. dazu die Kostenanalysen der IEA (2012, S. 129; 2013, S. 127) und Preisentwicklungen in der EU (vgl. DG Energy 2013b, S. 16).

zusammen. In jedem Fall also werden die USA mehr Lastenaufteilung von ihren europäischen und pazifischen Partnern einfordern.

Unumschränkt lässt sich sagen, dass der Schieferboom geopolitische Entwicklungen verstärkt (vgl. dazu ausführlich Westphal 2013), die sich ohnehin abzeichnen wie eine multipolare Weltordnung. Sie wird verstärkt durch eine zunehmende Fragmentierung der Energielandschaft entlang unterschiedlicher Ressourcenpotenziale, Nutzungspfade und Energiekonzepte. Besonders deutlich ist auch die Neuorientierung der USA in Richtung Asien. Der »Asian Pivot« kann interpretiert werden als Eindämmung und Kontrolle des Aufstiegs Chinas, er ist aber auch eine logische Folge der Verlagerung der Handelsströme und der strategischen Bedeutung der Seewege. Wie die USA, so weitet auch China seine Militärpräsenz in der Region aus, wo ohnehin Spannungen um die Öl- und Gasvorkommen in der süd- und ostchinesischen See zunehmen. Daneben baut Russland seine militärischen Kapazitäten in der Region aus und beobachtet vor allem angespannt den arktischen Hinterhof mit seinen künftig häufiger eisfreien Passagen.

Russland als ehemals »unabdingbare Energiemacht« steht vor einer gewissen Marginalisierung und Degradierung in einen »Swing Supplier« von regionaler Bedeutung. Geopolitisch kann dies Russlands Abstieg zu einer Regionalmacht beschleunigen. Der Kreml tariert momentan die Marktpositionen der eigenen Öl- und Gasfirmen mit Blick auf Zugang zu Vorkommen, Besteuerung und Exportlizenzen neu aus. Sich verändernde Marktmacht hat Rückwirkungen auf die Geopolitik. Das gilt auch und nicht zuletzt für Europa.

Europa hat indirekt vom Schieferboom insofern profitiert, als dadurch der Druck auf seine traditionellen Lieferländer gewachsen ist, die Gaspreise zu senken und den Gas-zu-Gas-Wettbewerb auszubauen. Dennoch darf man keinen Automatismus dahingehend erwarten, dass der US-Schiefergasboom automatisch in einen diversifizierten und liquiden europäischen Gasmarkt mündet. Die Dreiteilung der Gasmärkte und die Verlagerung der LNG-Ströme in den Pazifik bedeuten zumindest mittelfristig, dass der europäische Gasmarkt ein pipeline-dominierter Markt bleibt. Mithin bleibt für Europa die erweiterte Nachbarschaft mit Russland, dem Kaspiischen Becken, dem Mittelmeerraum und Westafrika von vorrangiger Bedeutung, was die Energiesicherheit angeht. Dabei bringt der Schiefergasboom mehr Instabilität in diesen Nachbarregionen, weil der Druck auf die herrschenden Eliten wächst, wenn sich die Einkommen aus dem Öl- und Gasverkauf schmälern. Das gilt für Russland, den arabischen Raum und Nordafrika. Unmittelbar strategischer Imperativ bleibt es, diese Produzenten an den europäischen Markt anzubinden, die Energiekorridore durch die Türkei und die Ukraine zu bewahren bzw. auszubauen sowie die Energie-Kooperation zu vertiefen. In der Vergangenheit hat Eu-

ropa vom US-Engagement profitiert, das freie Seewege und funktionierenden Energiehandel garantiert, aber auch die vom Zugang zu den Meeren abgeschnittenen Öl- und Gasfelder des Kaspischen Beckens über Pipeline-Bau an die Weltmärkte angebunden hat. Hier ist zu erwarten, dass sich die EU in Zukunft stärker engagieren muss.

Europa befindet sich in einer »Sandwich-Position« zwischen einem weitgehend energie-eigenständigen (nord-)amerikanischen Markt und einem wachsenden asiatischen Markt. In Zukunft wird Europa von einer Position relativ sinkender Marktanteile bei einem gleichzeitig hohen Gasimportbedarf agieren müssen. Das ist für die Versorgungssicherheit eine Bürde und Herausforderung. Hinzukommt, dass Europa in einer Zeit, wo es die Kräfte und die Marktmacht bündeln sowie sein Energiesystem umbauen müsste, wachsenden Frictionen in der EU-Energiepolitik und einer Fragmentierung der nationalen Energiemarkte gegenübersteht.

Die anstehenden klima- und energiepolitischen Entscheidungen der EU werden durch die Preiseffekte der Schieferrevolution eher erschwert. Zwar eröffnen nicht-konventionelle Gasvorkommen mehr Zeit und eine Brücke, um das Energiesystem zu transformieren, aber sie entbinden eben nicht von dieser Notwendigkeit. Das globale Trilemma aus Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Bekämpfung der Energiearmut wird langfristig durch den Boom der nicht-konventionellen Erzeugung nicht gelöst.

Das hohe Maß an Unsicherheit und rasanter Veränderung verlangt einen engeren Produzenten-Konsumenten-Dialog mit Blick auf Energiesicherheit und Klimaschutz. Tendenziell werden multilaterale Initiativen aber durch wachsende Interessendivergenzen erschwert. International muss vor allem das Vertrauen in das Funktionieren der Märkte bewahrt werden. Den USA kommt hier eine Schlüsselrolle zu.

Literatur

- Commerzbank Commodity Research (2013), »Rohstoffe kompakt Energie«, 10. Dezember.
- DG Energy (2013a), »Quarterly Report on European Gas Markets«, *Market Observatory for Energy* (1), Brüssel.
- DG Energy (2013b), »Quarterly Report on European Gas Markets«, *Market Observatory for Energy* (2), Brüssel.
- FERC (2013), »LNG Existing and Proposed Terminals«, online verfügbar unter: <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp>.
- Howald, J., S.-A. Mildner und K. Westphal (2013), »What Economies of Shale for US Foreign Policy?«, *EU ISS Briefs* (46), 6 Dezember.
- IEA – International Energy Agency (2010), *World Energy Outlook 2010*, IEA, Paris.
- IEA – International Energy Agency (2012), *World Energy Outlook 2012*, IEA, Paris.
- IEA – International Energy Agency (2013), *World Energy Outlook 2013*, IEA, Paris.

Ratner, M., P.W. Parfomak, I.F. Fergusson und L. Luther (2013), *U.S. Natural Gas Exports: New Opportunities, Uncertain Outcomes*, online verfügbar unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42074.pdf>.

US Department of Energy (2013), »Summary of LNG Export Applications«, online verfügbar unter: <http://energy.gov/fe/downloads/summary-lng-export-applications>.

Westphal, K. (2013), »Nichtkonventionelles Öl und Gas: Folgen für das globale Machtgefüge«, *SWP-Aktuell* (16), Berlin.

White House (2013), »Remarks by Tom Donilon, National Security Advisor to the President At the Launch of Columbia University's Center on Global Energy Policy«, Pressemitteilung, 24. April, online verfügbar unter: <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2013/04/24/remarks-tom-donilon-national-security-advisor-president-launch-columbia>, aufgerufen am 18. November 2013.



Stefan Ladage* Harald Andrleit** Michael Kosinowski***

Schiefergas in Deutschland

Die rasante Entwicklung bei der Erschließung großer Schiefergasvorkommen in den USA in den letzten zehn Jahren hat weltweit den Blick auf diese neue, zusätzliche Erdgasressource gelenkt. Die Gewinnung von Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen wie Schiefergas, Tight-Gas und Kohleflözgas trägt in den USA bereits rund 60% zur Gesamtproduktion an Erdgas bei. Mittelfristig werden die USA ihren Erdgasbedarf voraussichtlich aus eigenen Quellen decken können. Außerhalb Nordamerikas dagegen steht die Nutzung von Schiefergasvorkommen erst am Anfang. Auch in Deutschland gibt es ein bislang unausgeschöpftes Potenzial an Schiefergas. Erste Aktivitäten zur Erkundung und Erschließung möglicher Vorkommen sind allerdings hier, wie auch in anderen europäischen Ländern, wegen möglicher Umweltauswirkungen in die öffentliche Kritik geraten. Vor diesem Hintergrund ermittelt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) derzeit das Ressourcenpotenzial an Schiefergas und Schieferöl in Deutschland und betrachtet dabei Aspekte der Umweltverträglichkeit. Hier werden erste Ergebnisse vorgestellt, die auf einer vorläufigen Abschätzung basieren.

Erdgas in Deutschland

In Deutschland besteht die Erwartung, dass Erdgas in den kommenden Jahrzehnten eine wichtige Rolle beim Übergang vom heutigen Energiemix zur angestrebten Deckung eines Großteils des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien einnehmen wird. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland befindet seit Mitte der 1990er Jahre auf konstant hohem Niveau und

* Stefan Ladage leitet den Arbeitsbereich »Schiefergas und Schieferöl in Deutschland« in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) mit Sitz in Hannover.

** Dr. Harald Andrleit leitet den Arbeitsbereich »Verfügbarkeit der Energierohstoffe« in der BGR.

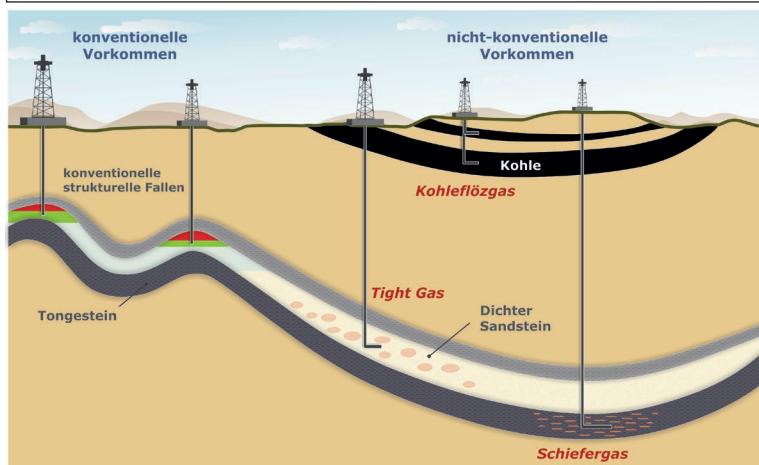
*** Dr. Micheal Kosinowski ist Leiter der Abteilung »Grundwasser und Boden« in der BGR.

beträgt über 20%, 2012 lag er bei rund 21,6% (vgl. Abb. 1). Der Erdgasverbrauch in Deutschland beläuft sich 2012 auf knapp 90 Mrd. m³. Deutschland importiert davon den Großteil, 2012 rund 87% des Gesamtverbrauches. Wichtigster Lieferant ist derzeit die Russische Föderation mit 38% Anteil, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. Die Versorgung Deutschlands mit Erdgas kann noch zu einem signifikanten Anteil aus heimischer Förderung gedeckt werden – allerdings ist dieser Anteil in den letzten Jahren rückläufig. Noch im Jahr 2000 stammten rund 20% des Erdgases aus eigener Förderung, während 2012 nur knapp 12 Mrd. m³ aus Deutschlands Lagerstätten gefördert wurden. Dies entspricht einem Anteil von 13%. Die stetige Abnahme der Erdgasproduktion in Deutschland ist auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben (vgl. BGR 2013a).

Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen

Weltweit existieren neben den konventionellen Erdgaslagerstätten große Erdgasmengen in sogenannten nicht-konventionellen Vorkommen. Hierzu zählen Tight-Gas, Kohlefloßgas und auch Schiefergas. In Deutschland wird Erdgas aus Tight-Gas-Vorkommen bereits seit vielen Jahren gefördert, die Erkundung von Schiefergasvorkommen hingegen hat erst begonnen. Schiefergas bezeichnet Erdgas in dichten sedimentären Tongesteinen (shale). In seiner Zusammensetzung unterscheidet sich das Schiefergas jedoch nicht grundsätzlich von Erdgas aus konventionellen Vorkommen,

Abb. 2
Schematische geologische Übersicht konventioneller und nicht-konventioneller Erdgasvorkommen

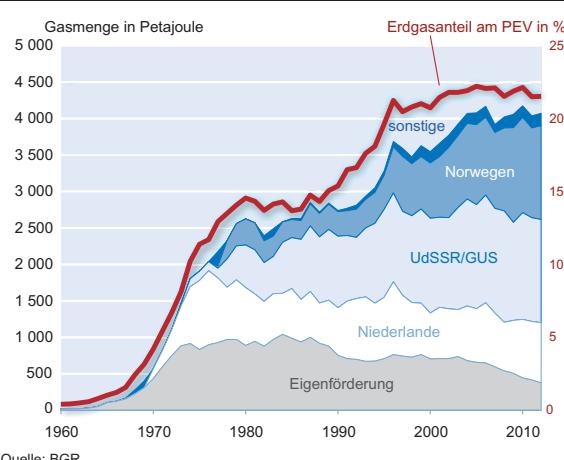


Quelle: BGR.

da die gleichen geologischen Voraussetzungen zur Erdgasbildung, erfüllt sein müssen.

Im Gegensatz zu konventionellen Erdgaslagerstätten, bei denen das Erdgas in räumlich begrenzten Strukturen sekundär angereichert ist, sind die nicht-konventionellen Vorkommen und Lagerstätten überwiegend flächig im Untergrund verbreitet (vgl. Abb. 2). Bei Schiefergas und Tight-Gas-Vorkommen haben die Gesteine nur sehr geringe natürliche Websamkeiten und sehr kleine Porenräume, in denen das Erdgas gespeichert ist. Bei diesen Kohlenwasserstoff-Vorkommen strömt das Erdgas daher einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu. Aufwändiger Erschließungsverfahren, wie moderne Horizontalbohrtechnik in Kombination mit »hydraulischen Fracking«, sind erforderlich. Dabei werden zusätzliche Websamkeiten im Zielhorizont erzeugt, die den Zustrombereich vom Vorkommen zur Bohrung vergrößern und somit eine Gasförderung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ermöglichen können.

Abb. 1
Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 bis 2012



Quelle: BGR.

Vorkommen und Potenziale von Schiefergas in Deutschland

Die erste, vorläufige Abschätzung zum Schiefergaspotenzial in Deutschland beruht auf der Bewertung dreier Tongesteinsformationen: die Tongesteine des Unterkarbons, des jurassischen Posidonienschiefers sowie des Wealden (Unterkreide). Diese Tongesteinsformationen sind sogenannte Erdölmuttergesteine und kommen in Deutschland in weiten Bereichen im Untergrund in den großen Sedimentbecken vor, wie etwa dem Norddeutschen Becken. Sowohl die geologischen Voraussetzungen, die zur Bildung von Erdgas erfüllt sein müssen, als auch technische Rahmenparameter (etwa 20 m Mindestmächtigkeit; Tiefenlage zwischen 1 000 und 5 000 m) sind jedoch nur in begrenzten Bereichen

Abb. 3
Verbreitung von bituminösen Tongesteinen*



* Verbreitung von bituminösen Tongesteinen, die grundsätzlich die Voraussetzung für die Bildung von Schiefergas aufweisen können (graue Fläche). Die Flächen zeichnen im Wesentlichen die bekannten Kohlenwasserstoff-Provinzen in den großen Sedimentbecken nach. Rotschraffierte Flächen entsprechen den Regionen, die nach Anwendung weiterer Screening-Kriterien für die Potenzialabschätzung herangezogen wurden.

Quelle: BGR.

am Südrand und im östlichen Teil des Nordwestdeutschen Beckens, in Nordostdeutschland sowie im mittleren Oberrheingraben gegeben (vgl. Abb. 3).

Für die Abschätzung wurde eine probabilistische Monte-Carlo-Simulation angewandt, um die Unsicherheiten und Varianz der Eingangsparameter berücksichtigen und somit die Spannbreite der Resultate ermitteln zu können. Demnach beläuft sich das Potenzial an technisch förderbaren Schiefergasen auf insgesamt zwischen 0,7 Billionen m³ bis und 2,2 Billionen m³, im Mittel (Median) auf 1,3 Billionen m³. Die erhebliche Spannbreite der Ergebnisse erklärt sich aus der zurzeit begrenzten Datenbasis, da zum Teil die bewerteten Formationen in den betrachteten Regionen bislang nicht im Fokus detaillierter Untersuchungen standen. Die Größenordnung von im Mittel 1,3 Billionen m³ technisch förderbaren Schiefergasen zeigt jedoch ein bedeutendes Ressourcenpotenzial auf. Dies entspricht etwa dem Zehnfachen der Erdgasressourcen in heimischen konventionellen Lagerstätten von rund 0,15 Billionen m³.

Inzwischen liegen für zahlreiche Länder Angaben zu den dortigen Schiefergasressourcen vor. Die Angaben sind allerdings mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, so dass

Korrekturen bei Neubewertungen zu erwarten sind. Obwohl darüber hinaus die Angaben auch auf unterschiedlichen Berechnungsgrundlagen fußen und damit eine Vergleichbarkeit erschweren, zeichnet sich mittlerweile ein grobes Bild der weltweiten Schiefergasressourcen ab. Vorbehaltlich der noch lückenhaften Datenlage weist die BGR derzeit 205 Billionen m³ weltweiter Schiefergasressourcen aus. Argentinien, China und Algerien haben mit jeweils über 20 Billionen m³ dem einstigen Vorreiter USA mit rund 15 Billionen m³ den Rang abgelaufen. Deutschland nimmt eine Position im unteren Mittelfeld ein.

Diese Zahlen zeigen, dass die deutschen Schiefergasressourcen im weltweiten Vergleich keine zentrale Rolle spielen. Es ist nicht zu erwarten, dass sich Schiefergas in Deutschland zu einem »Game Changer« wie in den USA entwickelt. Vielmehr könnten die zusätzlichen heimischen Ressourcen den Förderrückgang konventionellen Erdgases in Deutschland abfedern und so zur Energieversorgungssicherheit beitragen helfen.

Ausblick

Erdgas bleibt voraussichtlich auch in Zukunft ein wichtiger Baustein im deutschen Energiespektrum. Die heimischen nicht-konventionellen Erdgasressourcen könnten dabei einen zusätzlichen Beitrag zur Sicherstellung der Energieversorgung leisten. Ob es aber zu einer Schiefergasförderung kommt und wenn ja, in welchem Umfang eine solche stattfinden wird, ist zurzeit nicht absehbar. Voraussetzung ist zum einen, dass die Erkundung nicht-konventioneller Vorkommen und die Erprobung einer möglichen Gewinnung fortgeführt werden kann. Zum anderen müssen die Besorgnisse der Gesellschaft bei der Erschließung und Förderung von Schiefergasvorkommen aufgegriffen werden und offene Fragen von den Geowissenschaften beantwortet werden. So könnte ein Beitrag für eine größere Akzeptanz für die Nutzung dieser Ressource in unserer Gesellschaft geleistet werden.

Weiterführende Literatur

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012), *Ab schätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland*, Hannover, online verfügbar unter: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2013a), *Energiesstudie 2013 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*, Hannover, online verfügbar unter: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiesstudie_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2013b), *Deutschland – Rohstoffsituation 2012*, Hannover, online verfügbar unter: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_ohrstoffe/Downloads/Rohsit-2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7.