

Unkonventionelles Erdgas in Europa – Effekte auf Versorgung, Nachfrage und Preise bis 2035

EWI Köln, Dezember 2013

www.ewi.uni-koeln.de

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist ein An-Institut der Universität und wird durch einen Förderverein getragen. Das Institut wird derzeit geleitet von zwei Professoren der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät der Universität zu Köln sowie zwei habilitierten Privatdozenten. Aufgrund eines Rahmenvertrags für die Jahre 2009 bis 2013 zwischen der Universität zu Köln, des Fördervereins, dem Land NRW sowie E.ON und RWE erhält das EWI materielle und finanzielle Zuwendungen von allen fünf Vertragspartnern. Zusätzliche Einnahmen werden aus Drittmitteln erzielt. Die Verantwortung für die Verausgabung der Mittel obliegt der Institutsleitung.

Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

AUTOREN

Christian Growitsch
Harald Hecking
Christopher John
Timo Panke

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
2	Lässt sich der Boom der U.S. Erdgasproduktion in Europa wiederholen?	2
2.1	Die Schiefergasrevolution in den USA und ihre Konsequenzen.....	2
2.2	Identifikation der wesentlichen Faktoren, die den Boom der unkonventionellen Gasproduktion in den USA begünstigt haben	5
2.3	Wie steht Deutschland im Hinblick auf diese wesentlichen Faktoren dar?	9
3	Modell und Parameter	12
3.1	COLUMBUS	12
3.2	Daten und Szenarien	13
4	Ergebnisse	15
4.1	Die europäische Versorgungsstruktur im Jahre 2020 und 2035.....	15
4.2	Die Importstruktur Europas im Szenariovergleich	16
4.3	Weltweiter Einfluss europäischer unkonventioneller Förderung.....	17
4.4	Preisentwicklungspfade unter unkonventioneller Produktion	18
	Abbildungsverzeichnis	II
	Tabellenverzeichnis.....	II
	Abkürzungsverzeichnis.....	III
	Literaturverzeichnis	IV

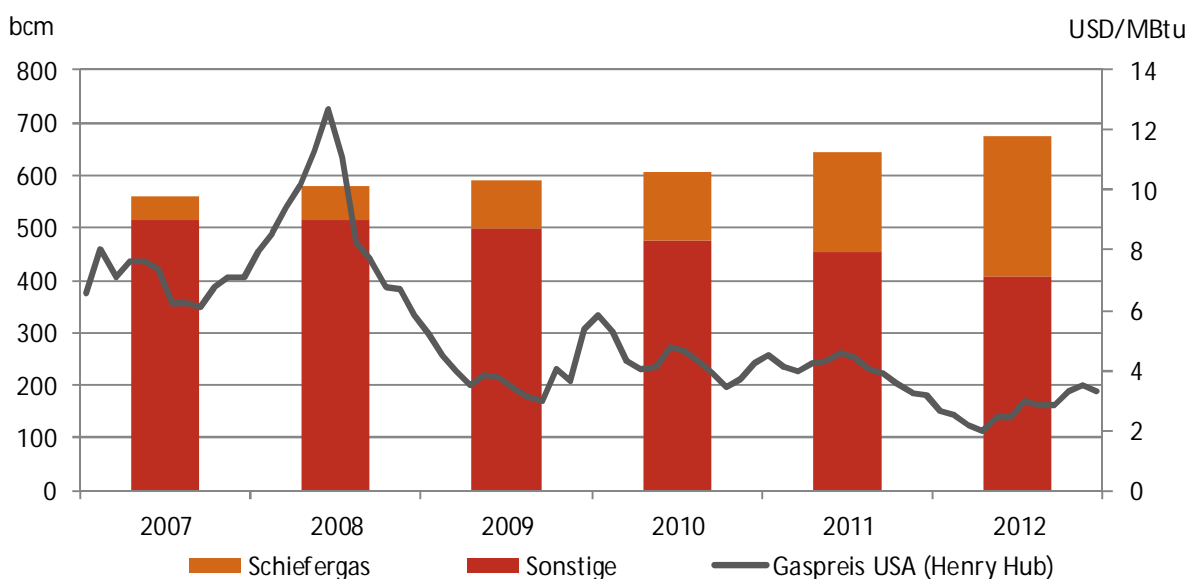
1 EINLEITUNG

In den vergangenen fünf Jahren hat sich der Erdgasmarkt in den USA dramatisch verändert. Aufgrund der umfangreichen Förderung von so genanntem unkonventionellen Erdgas, vor allem von Schiefergas („shale gas“), fiel der durchschnittliche Gaspreis um mehr als 50% verglichen mit den Jahren 2007 und 2008. Aktuelle Studien (BGR, 2012; EIA 2013a) zeigen, dass auch Europa über nennenswerte Vorkommen an Schiefergas verfügt. Zwar deuten das Moratorium in Frankreich und der Widerstand der Bevölkerung gegen die Förderung des unkonventionellen Erdgases in den betroffenen Gebieten darauf hin, dass die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen für eine Förderung dieser Ressourcen anders als in den USA derzeit nicht günstig sind. Die ökonomische Bedeutung der Förderung von Schiefergas in Europa sollte dennoch untersucht werden. Dies hängt vor allem mit zwei Aspekten zusammen. Zunächst ist in Europa mit zukünftig steigenden Erdgaspreisen zu rechnen. Diese Entwicklung wird einerseits bedingt durch den Rückgang der Erdgaseigenproduktion in Deutschland sowie seiner direkten Nachbarn. Andererseits steigt dadurch die Preissetzungsmacht Russlands, was zu steigenden Preisen für russisches Gas führen dürfte. Die Rolle der Förderung von Schiefergas ist zweitens im Bereich der CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung zu sehen. Die Nutzung von Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung stellt dabei die effizienteste Option der CO₂-Vermeidung dar. Ziel dieser Studie ist daher, den Einfluss einer Förderung von unkonventionellem Erdgas in Europa auf die Europäische Erdgaspreisentwicklung bis 2035 zu betrachten. Dazu wird in einem ersten Schritt die Entwicklung der Schiefergasförderung in den USA nachvollzogen. Anschließend gehen wir auf die Frage ein, inwiefern sich die Erkenntnisse aus den USA auf die europäische Situation übertragen lassen. Ein dritter Analyseschritt widmet sich dann der Frage, welche ökonomischen Auswirkungen von einer europäischen Schiefergasförderung zu erwarten wären.

2 LÄSST SICH DER BOOM DER U.S. ERDGASPRODUKTION IN EUROPA WIEDERHOLEN?

2.1 Die Schiefergasrevolution in den USA und ihre Konsequenzen

Innerhalb von fünf Jahren hat sich die Produktion von Schiefergas in den USA nahezu versechsfacht (Abbildung 1). Während im Jahr 2007 erst lediglich circa 45 Milliarden Kubikmeter (bcm) gefördert wurden, lag die Schiefergasproduktion im Jahr 2012 bereits bei 269 bcm (EIA, 2013b). Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von rund 43%. Im gleichen Zeitraum stieg die Gesamtgasproduktion der USA lediglich um 116 bcm (+ 21%) an, d. h. der Anstieg der Schiefergasproduktion ging mit einer Reduktion der konventionellen Gasproduktion einher. Einer der wesentlichen Treiber für den Rückgang der Produktion aus konventionellen Gasvorkommen ist der mit der Ausweitung der Schiefergasproduktion einhergehende Verfall der Spotpreise für Erdgas am wichtigsten amerikanischen Handelspunkt, dem Henry Hub. Belief sich der durchschnittliche jährliche Spotpreis im Jahr 2007 noch auf rund 7 USD/MBtu, so betrug er fünf Jahre später nur noch 2,75 USD/MBtu. Im April 2012 fiel der U.S. Spotpreis für Erdgas sogar unter die Grenze von 2 USD/MBtu.

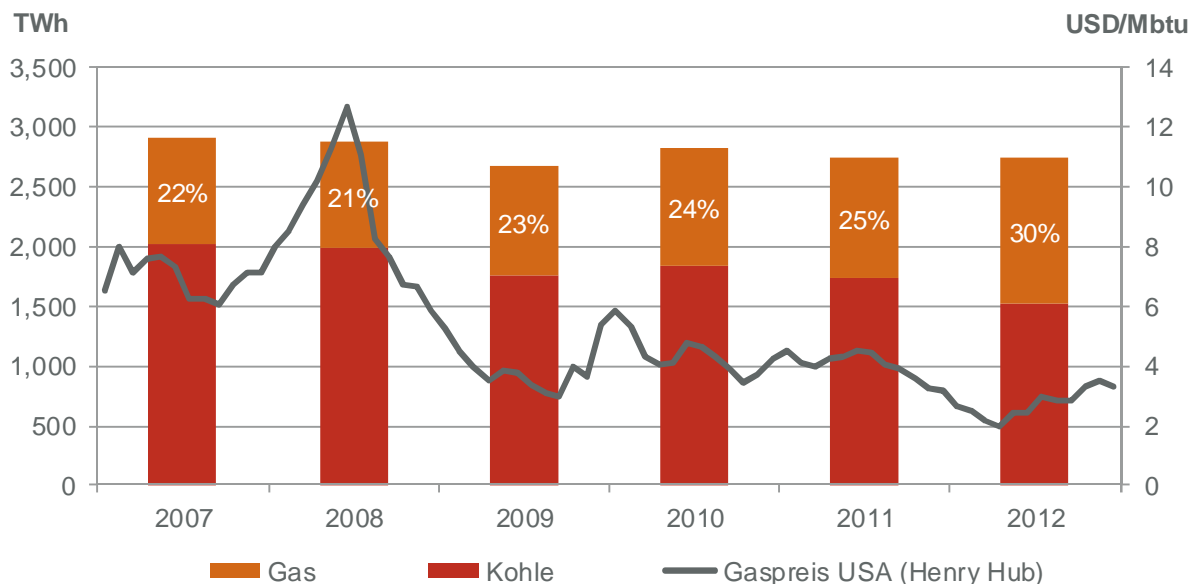


Quelle: EIA (2013b)

ABBILDUNG 1: ENTWICKLUNG DER U.S. GASPRODUKTION UND DES SPOTPREISES FÜR ERDGAS (HENRY HUB)

Die Schiefergasrevolution und die damit einhergehende Reduktion des Großhandelspreises für Erdgas hatten im Wesentlichen vier Konsequenzen. Erstens kam es in der Stromerzeugung, insbesondere im Jahr 2012, zu einem signifikanten Ersatz von Kohle durch Erdgas (siehe Abbildung 2). Damit lag der Anteil der Stromproduktion aus Erdgas an der Gesamtstromerzeugung auf einem Allzeithoch von 30% und damit immerhin 5 Prozentpunkte

höher als im Vorjahr. Im Gegenzug reduzierte sich der Anteil der kohlebasierten Stromerzeugung von 42% in 2011 auf 37% in 2012.

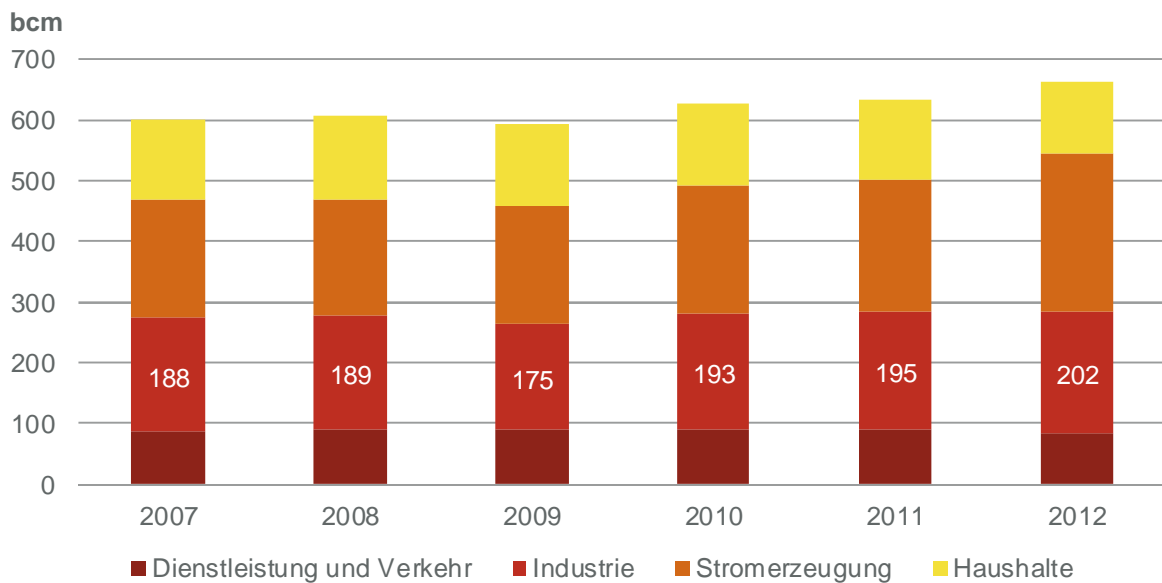


Quelle: EIA (2013c)

ABBILDUNG 2: KOHLE-ZU-GAS SWITCH IN DER U.S. STROMPRODUKTION

Der Nachfrageeffekt der Preisreduktion blieb jedoch nicht nur auf die Stromproduktion beschränkt, auch in der Industrie stieg die Gasnachfrage an (Abbildung 3). Im Jahr 2012 lag der Gasverbrauch der amerikanischen Industrie (202 bcm) um 10% höher als im Jahr 2007 (188 bcm). Die Reduktion der Gasbezugskosten und die Aussicht auf anhaltend niedrige Gaspreise in den USA aufgrund weiter steigender Produktion aus unkonventionellen Erdgasvorkommen haben nicht nur kurzfristig für einen Anstieg der Gasnachfrage in der amerikanischen Industrie gesorgt. Die zweite Konsequenz der Schiefergasrevolution ist, dass die Bereitschaft von Unternehmen der energieintensiven Industrien gesteigert wurde, mittels neuer Standorte von den gesunkenen Energiekosten in den USA zu profitieren. Da Erdgas bspw. ein wichtiger Inputfaktor bei der Ammoniakproduktion ist, hat der deutsche Chemiekonzern BASF bekannt gegeben, dass es den Bau einer Großanlage zur Herstellung von Ammoniak in den USA prüft (WSJ, 2013). Diese Entwicklung spiegelt sich auch in dem von der Internationalen Energieagentur (IEA) im World Energy Outlook (WEO) 2013 prognostizierten langfristigen Erdgasnachfrageanstieg in den USA.¹

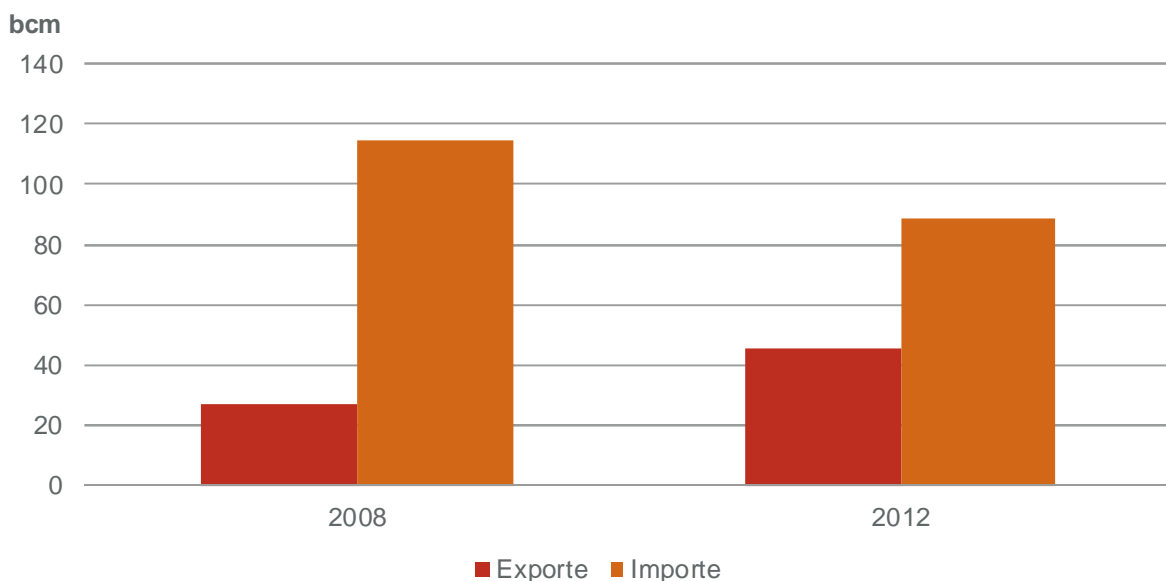
¹ Sowohl im Current Policy Scenario (CPS) als auch im New Policy Scenario (NPS) liegt die Gasnachfrage im Jahr 2035 höher als im Jahr 2011 (IEA, 2013b), es wird also ein langfristiges Wachstum unterstellt.



Quelle: EIA (2013d)

ABBILDUNG 3: ENTWICKLUNG DER SEKTORALEN U.S. GASNACHFRAGE

Der deutliche Anstieg der U.S. Erdgasproduktion seit 2007 hatte, drittens, Einfluss auf die Importabhängigkeit der USA bei der Versorgung mit dem Energieträger Erdgas. Im Laufe der letzten Jahre haben sich die Nettoimporte der USA mehr als halbiert (Abbildung 4), von 87 bcm im Jahr 2008 auf 43 bcm im Jahr 2012. Innerhalb dieses Zeitraums sind die Exporte der USA – im Wesentlichen via Pipeline nach Kanada und Mexiko – von 27 bcm (2008) auf 46 bcm (2012) angestiegen, während die Importe – ebenfalls größtenteils aus Kanada – um 25 bcm auf 89 bcm im Jahr 2012 zurückgegangen sind.



Quelle: EIA (2013e)

ABBILDUNG 4: ENTWICKLUNG DER AMERIKANISCHEN EX- UND -IMPORTE VON ERDGAS

Die vierte Konsequenz der Schiefergasrevolution in den USA ist ein verstärktes Interesse an Investitionen in Exportterminals für Flüssiggas (LNG). Die IEA schätzt in ihrem Medium-Term Gas Market Report (MTGMR) 2013 das Gesamtvolumen der von potentiellen Investoren beantragten Exportlizenzen auf über 300 bcm, was mehr als 90% des weltweiten LNG Handelsvolumens des Jahres 2012 entspricht. Auch wenn diese Mengen vollständig in tatsächlichen Investitionsprojekten realisiert würden, könnten bereits einige wenige Projekte großen Einfluss auf den Welt-LNG-Markt haben. Die IEA erwartet, dass bereits ab 2015/16 die ersten Exportterminals ihren Betrieb aufnehmen werden. Für das Jahr 2018 rechnet der MTGMR bereits mit einem LNG Exportvolumen der USA von circa 30 bcm. Zu diesem Zeitpunkt könnten sich die in Tabelle 1 aufgelisteten Projekte in Betrieb befinden.

TABELLE 1: FORTGESCHRITTENE LNG EXPORTTERMINAL-PROJEKTE IN DEN USA

Projekt	Kapazität (bcm)	Investor	Kontrahierte Volumen (bcm)	Betriebsstart
Sabine Pass	28.1	Cheniere Energy	27	2015-17
Cove Point LNG	10.3	Dominion	7.2	2016
Cameron LNG	17.6	Sempra Energy	16.2	2017

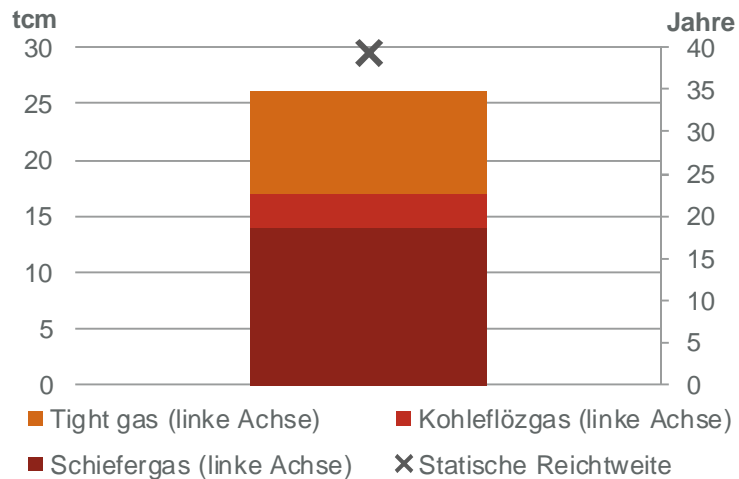
Quelle: IEA (2013a)

2.2 Identifikation der wesentlichen Faktoren, die den Boom der unkonventionellen Gasproduktion in den USA begünstigt haben

Nachdem vorangegangenen Abschnitt zunächst die Entwicklung der unkonventionellen Gasproduktion in den USA und ihre Konsequenzen für Preise, Nachfrage und Im- bzw. Exporte dargestellt wurden, befasst sich dieser Abschnitt mit der Identifikation der Faktoren, die die Schiefergasrevolution ermöglicht oder zumindest begünstigt haben. Anhand dieser Liste von fünf Faktoren wird in einem weiteren Schritt erarbeitet, inwiefern eine Wiederholung der Schiefergasrevolution in Deutschland bzw. Europa realistisch erscheint (Kapitel 2.3).

Sicherlich einer der wichtigsten Faktoren, der die Schiefergasrevolution in den USA ermöglicht hat, ist die reiche Ausstattung des Landes mit unkonventionellen Gasvorkommen. Addiert man die geschätzten Ressourcen an Tight Gas, Kohleflözgas (Coal Bed Methane, CBM) und Schiefergas zusammen, so belaufen sich die unkonventionellen Gasressourcen in den USA auf mehr als 25 Billionen Kubikmeter (tcm). Zur Veranschaulichung der Größe der Ressourcen folgende Beispielrechnung: Wäre die Gasproduktion in den USA im Jahr 2012 zu 100% durch unkonventionelles Gas bereitgestellt worden und auf würde auf diesem Niveau verharren, so reichten die unkonventionellen Gasressourcen für knapp 40 Jahre aus (Abbildung 5). Mehr als die Hälfte der Ressourcen entfällt auf Schiefergasvorkommen (circa 14 Billionen Kubikmeter

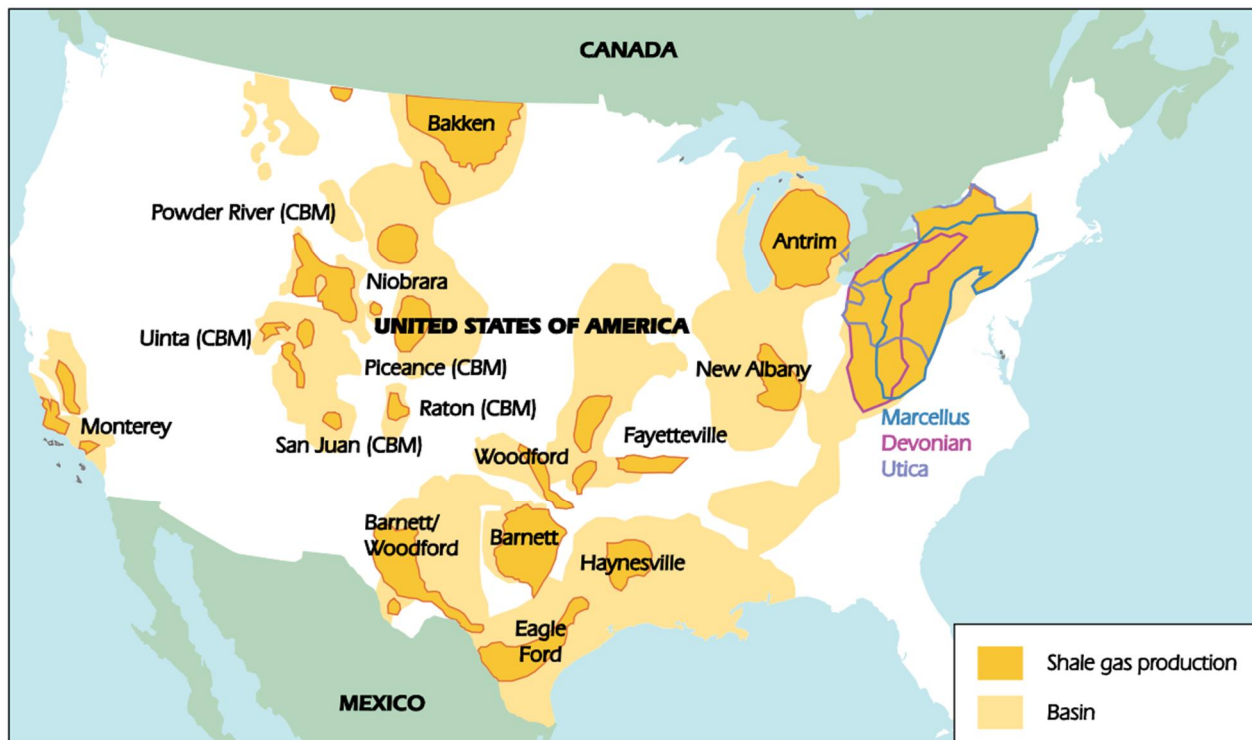
(tcm)), die Ressourcen an Tight Gas belaufen sich auf weitere 9 tcm und Kohleflözgas stellt noch einmal circa 3 tcm an zusätzlichen unkonventionellen Gasressourcen.



Quelle: IEA (2013b)

ABBILDUNG 5: U.S. UNKONVENTIONELLE GASRESSOURCEN

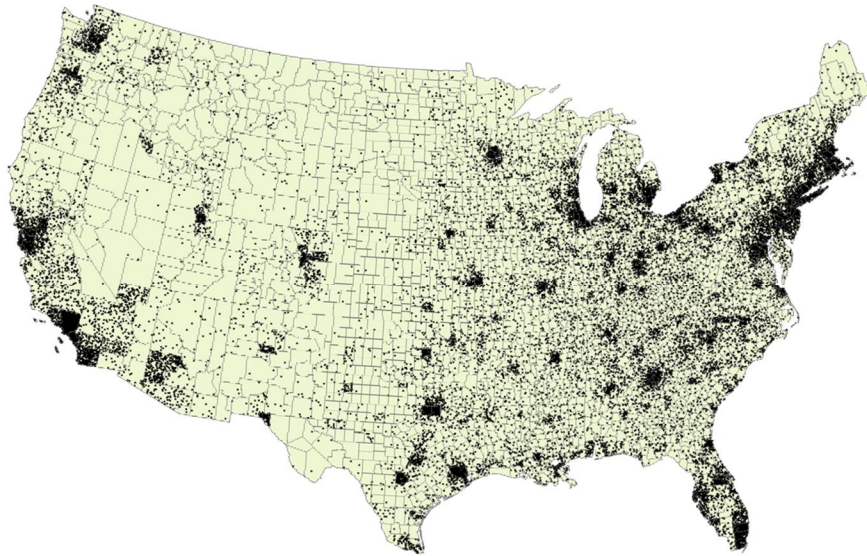
Im Jahr 2012 entfielen 35% der gesamten U.S. Bruttogasproduktion auf Schiefergas. Konzentriert man sich lediglich auf unkonventionelle Gasproduktion, so liegt der Anteil von Schiefergas inzwischen bei mehr als 55% und damit knapp 15 Prozentpunkte höher als im Jahr 2010. Mehr als drei Viertel der Schiefergasproduktion entstammen vier Schiefergasformationen: Marcellus, Barnett, Fayetteville und Haynesville.



Quelle: IEA (2013a)

ABBILDUNG 6: UNKONVENTIONELLE GASVORKOMMEN IN DEN USA

Neben der großen Ressourcenverfügbarkeit kommt als zweiter Faktor hinzu, dass die unkonventionellen Gasressourcen geographisch günstig verteilt sind, d. h. viele große Vorkommen befinden sich in relativ dünn besiedelten Regionen wie durch den Abgleich von Abbildung 6 und Abbildung 7 ersichtlich wird. Dies wiederum dürfte die Zahl an Personen, die direkt von den Aktivitäten der Förderung von Schiefer- oder anderem unkonventionellen Gas beeinträchtigt werden könnten reduzieren und damit die öffentliche Akzeptanz der unkonventionellen Gasförderung erhöhen.

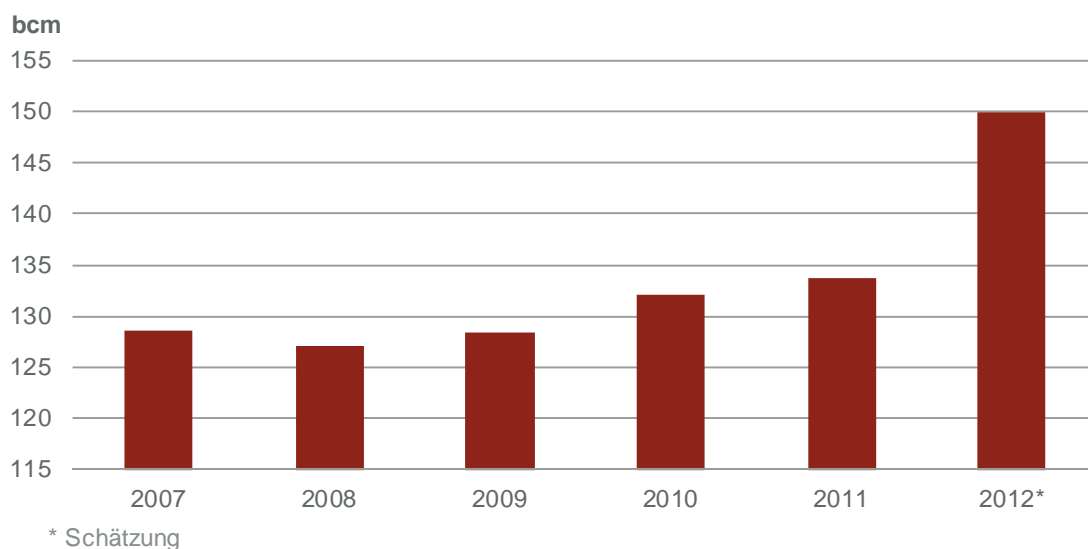


Quelle: University of Delaware

ABBILDUNG 7: BEVÖLKERUNGSVERTEILUNG IN DEN USA

Neben der günstigen geographischen Verteilung der Ressourcen führt drittens vermutlich auch das amerikanische Bergrecht zu einer Erhöhung der Akzeptanz der unkonventionellen Gasproduktion in der Bevölkerung. Dieses sieht im Gros der amerikanischen Bundesstaaten vor, dass der Besitz von Grund das Recht auf die Nutzung der Oberfläche wie auch das Schürfrecht umfasst, wobei eine Enteignung des Grundbesitzers durch den Staat nicht möglich ist. Folglich können Grundbesitzer die potentiellen Ressourcen, die sich im Boden unter ihrem Grund befinden, selbst fördern oder das Schürfrecht verpachten oder verkaufen. Befinden sich die Lagerstätten unter mehreren Grundstücken, so muss eine Verhandlungslösung gefunden werden. Die Konsequenz des amerikanischen Bergrechts ist, dass ein Teil der Bürger direkt an den Erlösen der Förderung beteiligt wird, was sich wiederum positiv auf die Akzeptanz der Förderung unkonventioneller Ressourcen auswirken dürfte. Ein weiterer Aspekt, der die Akzeptanz vermutlich gesteigert hat, ist die Aussicht auf eine reduzierte Importabhängigkeit bei Energieträgern sowie die Aussicht auf den wirtschaftlichen Impuls, der von langfristig niedrigen Erdgaspreisen ausgeht. Gleichzeitig hat die gesellschaftliche Opposition mit dem Hinweises auf und der Warnung vor Umweltschäden zu strikteren Umweltauflagen und Mindeststandards geführt, wodurch im besten Fall die Umweltverträglichkeit der Förderung gesteigert sowie Anreize zu einer Verbesserung der Fördertechnik gesetzt wurden.

Ein vierter ebenfalls sehr wichtiger Faktor für den Boom der unkonventionellen Erdgasförderung in den USA ist die durch die Geologie sowie das Vorhandensein des notwendigen prozessualen Wissens und geeigneter Ausrüstung geringen Vollkosten der Förderung von unkonventionellem Gas. Bei der Geologie spielt neben Größe und Tiefe der Vorkommen insbesondere auch der Anteil an flüssigen Bestandteilen (Liquids) in den unkonventionellen Gasförderstätten, d. h. der Anteil von Produkten wie Ethan, Butan oder Propan, deren Wert mit der Höhe des Ölpreises variiert, eine wichtige Rolle. Die IEA weist darauf hin, dass die Investitionskosten für ein Schiefergasbohrloch zwischen 4 bis 10 Millionen US Dollar lägen, während die förderbaren Mengen pro Bohrung (je nach Tiefe, Druck und Länge des horizontalen Bereichs) zwischen 0,3 und 10 Milliarden Kubikfuß (bcf) variieren (IEA, 2012a). Nimmt man durchschnittliche Werte von 5 Millionen USD Investitionskosten und 1 bcf an Fördermenge an, so belaufen sich die Vollkosten auf 5 USD pro Millionen British thermal units (MBtu)¹. Unterstellt man nun einen Anteil von 20% an Liquids und einen Wert pro Barrel von 50 USD so reduzieren sich die Vollkosten bereits auf 3 USD/MBtu (IEA, 2012a). Steigt der Anteil der Liquids über 50% so spricht man nicht mehr von Erdgas- sondern von Erdölförderung, zudem bezeichnet man den Anteil der Erdgasproduktion aus solchen Produktionsstätten als assoziiertes Erdgas. Bedingt durch die Ausweitung der amerikanischen Ölproduktion hat die Produktion von assoziiertem Erdgas im Jahr 2012 deutlich zugenommen (Abbildung 8), was den Preisdruck auf dem Gasmarkt deutlich verstärkt hat. Während die Geologie inklusive des hohen Anteils an wet gas, also von Erdgas mit einem Anteil an Liquids, sich positiv auf die kurzfristigen Förderkosten auswirkt, werden die Investitionskosten in den USA relativ zu anderen Ländern dadurch niedrig gehalten, dass die Industrie mit ausreichend Bohrköpfen und Bohrausrüstung sowie dem dazugehörigen notwendigen prozessualen Wissen ausgestattet ist.



Quelle: EIA (2013b)

ABBILDUNG 8: ENTWICKLUNG DER ASSOZIIERTEN ERDGASPRODUKTION IN DEN USA

¹ 1Mbtu entspricht 1000 Kubikfuß.

Als fünfter und letzter Faktor, der die Schiefergasrevolution begünstigt hat, ist die gut ausgebaute Gasinfrastruktur in den USA zu nennen. Das Pipelinennetz umfasst knapp 500 000 km und 1 400 Kompressorstationen, die dafür sorgen, dass Erdgas aus den Produktionsregionen in 48 der 50 Bundesstaaten (Alaska und Hawaii sind hier ausgenommen) transportiert werden kann. Zudem ermöglichen mehr als 400 Untergrundspeicher die kurzfristige oder saisonale Speicherung von Erdgas (also intertemporale Arbitrage), sodass durch die U.S.-amerikanische Gasinfrastruktur eine sowohl räumliche als auch über die Zeit hinweg kosteneffiziente Gasversorgung möglich ist.

2.3 Wie steht Deutschland im Hinblick auf diese wesentlichen Faktoren dar?

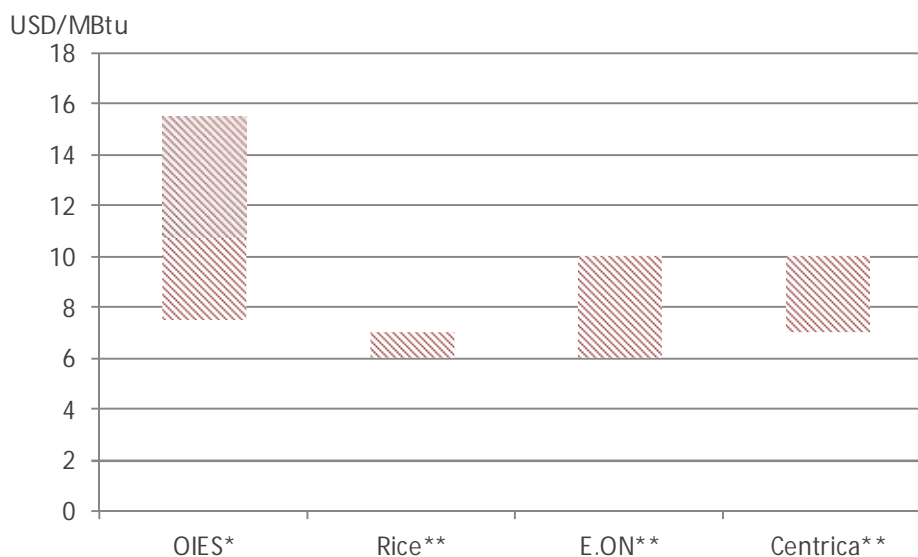
Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) schätzt die technisch förderbaren Schiefergasressourcen in Deutschland auf etwa 1300 bcm. Diese Menge liegt deutlich über den erwarteten konventionellen Erdgasreserven (146 bcm) bzw. -ressourcen (150 bcm). Die geschätzte Ressourcenausstattung entspricht somit etwa dem Sechzehnfachen des deutschen Jahresverbrauchs an Erdgas. Auch wenn die tatsächliche wirtschaftlich förderbare Erdgasmenge deutlich geringer sein sollte, ist die Ressourcenausstattung an Schiefergas hinreichend, um grundsätzlich einen Anstieg der deutschen Jahreserdgasproduktion von derzeit rund 12 bcm zu ermöglichen.



Quelle: BGR (2012)

ABBILDUNG 9: REGIONEN MIT POTENTIELLEN SCHIEFERGASVORKOMMEN (GELB)

Obwohl Deutschland über signifikante Ressourcenvorkommen verfügt, könnte der notwendige Platzbedarf einen kritischen Faktor für eine mögliche Schiefergasproduktion bedeuten. Ein Blick auf Abbildung 9 zeigt, dass eine für Schiefergasbildung grundsätzlich geeignete Geologie größtenteils im nördlichen Nordrhein-Westfalen bzw. dem südlichen Niedersachsen zu finden ist. Potentielle Förderstätten würden also in Regionen entstehen, die im Vergleich zu den wichtigen Schiefergasregionen in den USA deutlich dichter besiedelt sind. Eine politische Durchsetzbarkeit von Erdgasförderung in der Nähe von Städten scheint in Deutschland nahezu ausgeschlossen; in ländlichen Regionen müsste eine potentielle Schiefergasprojekte etwa mit der Landwirtschaft oder Investoren in Wind- und Solarenergieanlagen um Bodenflächen konkurrieren. Ein weiterer Unterschied zur Erdgasförderung in den USA ist die Ausgestaltung des Bergrechts. Während in den USA der Eigner der Grundstücks-Schürfrechte Erlöse aus der Erdgasförderung erzielen kann, ist in Deutschland der Staat Eigentümer der so genannten bergfreien Rohstoffe (wie etwa Erdgas) einer Grundstücksfläche. Möchte ein Unternehmen einen bergfreien Rohstoff abbauen, bedarf es einer Bergbauberechtigung, welche von der zuständigen Bergbaubehörde ausgestellt wird. Während der Staat durch Abgaben von der Förderung finanziell profitiert, erhält der Eigner des Grundstücks keine direkten Erlöse aus der Förderung. Zudem ist es möglich, dass eine Rohstoffförderung etwaige Grundabtretungen erfordern könnte. Auch wenn der Grundstückseigner für diesen Fall entschädigt wird, wirkt die Ausgestaltung des deutschen Bergrechts negativ auf die öffentliche Akzeptanz der Schiefergasförderung.



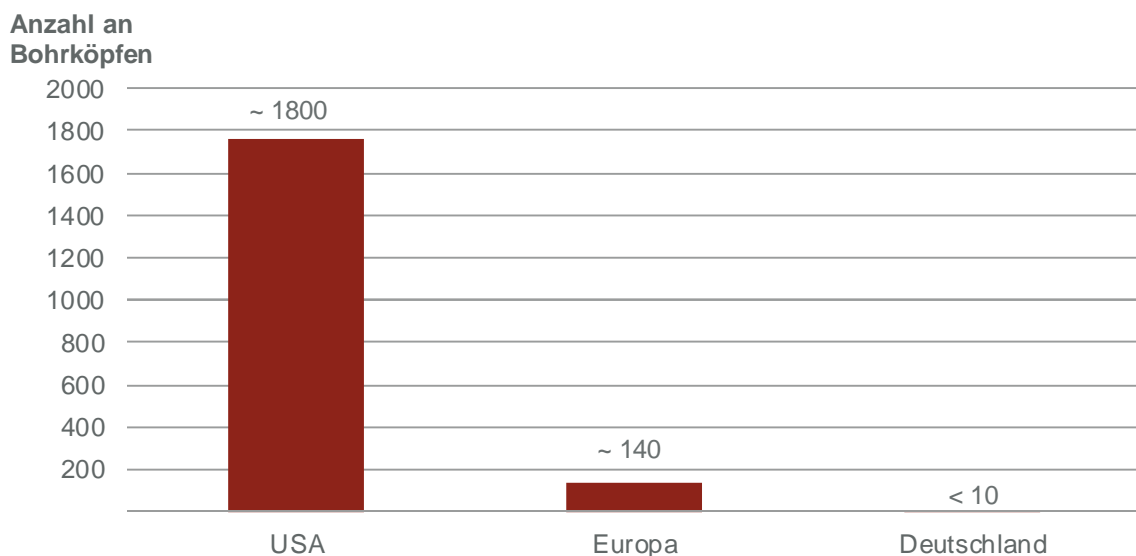
Quelle: * Geny(2010), ** Europäische Kommission (2012).

ABBILDUNG 10: GESCHÄTZTE FÖRDERKOSTEN VON SCHIEFERGAS IN EUROPA

Ein weiterer entscheidender Einflussfaktor auf eine deutsche Schiefergasförderung sind die Förderkosten. Auch wenn Kostenprognosen aufgrund fehlender Erfahrungswerte mit einer großen Unsicherheit behaftet sind, ist nicht zu erwarten, dass die Förderkosten auf dem niedrigen Niveau der USA von derzeit etwa 3 bis 5 USD/MBtu liegen. Abbildung 10 illustriert die

Bandbreiten der in zwei verschiedenen Studien zusammengetragenden erwarteten Förderkosten für eine Schiefergasförderung in Europa. Keine der Analysen geht demnach von Förderkosten unter 6 USD/MBtu aus; realistischer erscheinen Vollkosten im Bereich von 8-10 USD/MBtu. Neben der Knappheit an Bodenflächen sind die geologischen Gegebenheiten (z. B. Tiefe des Schiefergasvorkommens, Struktur des Gesteins etc.) ein entscheidender Kostenfaktor. Ein weiterer Faktor, der die Förderkosten in Deutschland erhöhen, vor allem aber rasante Produktionssteigerungen hemmen könnte, ist das Vorhandensein von geeigneter Bohrausrüstung. Wie Abbildung 11 zeigt, gibt es derzeit in den USA etwa 1800 Bohrköpfe, während es in Europa rund 140 sind, wovon weniger als 10 auf Deutschland entfallen.

Vorteilhaft für eine Schiefergasförderung in Deutschland ist die hohe Infrastrukturdichte von Pipelines. Wie die USA verfügt auch Deutschland über ein dichtes Netz an Transport- und Verteilerpipelines, sodass infrastrukturseitig günstige Gegebenheiten in Deutschland vorliegen dürften. Trotz eines dichten Pipelinenetzes und einer signifikanter Ressourcenausstattung ist eine Wiederholung des amerikanischen Schiefergas-Booms in Deutschland und Europa aufgrund von höheren Förderkosten, Platzknappheit und einer häufig mangelnden Akzeptanz in der Öffentlichkeit insgesamt eher unwahrscheinlich. Aufgrund der hohen Erdgasimportabhängigkeit von Deutschland und der EU könnten aber auch vergleichsweise geringe Schiefergas-Fördermengen die Verhandlungsmacht europäischer Erdgasimporteure erhöhen und eine preisdämpfende Wirkung entfalten. Diese Fragen sind Gegenstand der modellbasierten Analysen im weiteren Verlauf dieser Studie.



Quelle: Baker Hughes (2013)

ABBILDUNG 11: ANZAHL AN BOHRKÖPFEN IN DEN USA, EUROPA UND DEUTSCHLAND

3 MODELL UND PARAMETER

3.1 COLUMBUS

Das Modell COLUMBUS ist ein langfristiges Optimierungsmodell, das die Simulation möglicher Entwicklungen des Erdgasmarktes im Zeitraum 2010 bis 2035 unter Berücksichtigung weltweiter Interdependenzen ermöglicht. Dabei ist COLUMBUS als dynamisches, räumliches und intertemporales Modell konzipiert. Das Modell ist angebotsorientiert und besitzt aufgrund der Flexibilität der gemischt-komplementären Programmierung (MCP) die Option, strategisches Verhalten einzelner Akteure auf dem Gasmarkt abzubilden.

Auf der Angebotsseite berücksichtigt das Modell alle wesentlichen Erdgasförderländer sowie deren spezifische Angebotscharakteristika (Produktionskosten verschiedener Förderstätten, Reserven, Infrastrukturanbindung, unkonventionelles Erdgas wie beispielsweise „shale gas“). Des Weiteren ermöglicht COLUMBUS die Abbildung von Investitionsentscheidungen sowohl in Förderstätten, Transportinfrastruktur als auch in Speicherkapazitäten.

Die Nachfrageseite wird durch die wesentlichen Nachfrageländer repräsentiert, wobei die Nachfrage für wichtige Konsumentenländer (z. B. europäische Länder, USA, Canada, Japan, Korea) durch eine preissensitive Nachfragefunktion dargestellt wird. Das Modell kann mit einer monatlichen Zeitauflösung rechnen, um die für den Erdgasmarkt bedeutenden saisonalen Schwankungen der Nachfrage zu berücksichtigen.

Das Modell erlaubt somit eine konsistente, quantitative Untersuchung zukünftiger Entwicklungspfade des Erdgasmarktes unter Berücksichtigung wesentlicher Fundamentaldaten und Marktcharakteristika. COLUMBUS deckt somit durch die insgesamt vorhandenen Handels-, Verbrauchs- und Erzeugungsknoten 98% der weltweiten Gashandelsströme ab. Als Ergebnisse liefert das Modell Handelsströme (Pipeline oder LNG), durch strategisches Verhalten determinierte Preise (Marktmachtannahme, Oligopolmarkup) sowie die geographische Verteilung und Höhe von Investitionen in Förderstätten, die Transport- sowie die Speicherinfrastruktur. Ferner lässt sich die Auslastung der Infrastruktur (z. B. Speicher, Pipelines, LNG-Terminals) untersuchen.

3.2 Daten und Szenarien

Um eine möglichst hohe Konsistenz der Datenbasis zu erreichen, basieren die Annahmen bzgl. der Produktions-, Nachfrage- und Infrastrukturentwicklung auf öffentlich zugänglichen, häufig zitierten Quellen. Dies sind einerseits die Publikationen „World Energy Outlook“, „Medium Term Gas Market Report“ und „Natural Gas Information“ der Internationalen Energie Agentur (IEA), die jährliche Veröffentlichung „The LNG Industry“ der Internationalen Vereinigung der Flüssiggasimporteure (GIIGNL), sowie eine Vielzahl wissenschaftlicher Publikationen.

Die nachstehende Tabelle (Tabelle 2) gibt Auskunft darüber, welche Publikation im Wesentlichen zur Abschätzung welcher Parameter genutzt wird. Die Entwicklung der Produktionskapazität, Transportinfrastruktur sowie Speichergröße wird ab 2018 modellendogen berechnet (Investitionsentscheidungen). Mögliche (z. B. ressourcenbedingte) Ausbaurestriktionen werden im Modell berücksichtigt.

TABELLE 2: QUELLEN DER PRODUKTIONSKAPAZITÄT, NACHFRAGE UND GASINFRASTRUKTUR

	2010 – 2012	2013 - 2020	2020 - 2035
Produktion	Natural Gas Information (IEA 2013)	Medium Term Gas Market Report (IEA 2013), Europa: Ten Year Network Development Plan (ENTSOG 2013)	Modellendogen, Maximalausbau durch Ressourcen und Länderspezifika beschränkt
Nachfrage	Natural Gas Information (IEA 2013)	Medium Term Gas Market Report (IEA 2013)	World Energy Outlook (IEA 2013)
LNG Infrastruktur	The LNG Industry in 2012 (GIIGNL 2013)	Medium Term Gas Market Report (IEA 2013)	Modellendogen
Pipeline Infrastruktur	Europa ENTSOG und frei verfügbare Quellen	Medium Term Gas Market Report (IEA 2013)M	Modellendogen
Speicher Infrastruktur	Natural Gas Information (IEA 2013)	-	Modellendogen
Long Term Contracts	The LNG Industry in 2012 (GIIGNL 2013), Frei verfügbare Quellen	Eigene Annahmen bzgl. Entwicklung	Eigene Annahmen bzgl. Entwicklung

Produktionsmengen von unkonventionellem Gas³

Das Basisszenario nimmt vereinfachend an, dass es im Untersuchungszeitraum bis 2035 keine unkonventionelle Gasproduktion in Europa gibt, wenngleich der Ten Year Network Development

³ Mit unkonventionellem Gas ist hier Schiefergas (Shale-Gas) und Coal Bed Methane gemeint. Eine weitere unkonventionelle Gasvariante, das so genannte Tight Gas wird bereits heute in der EU (beispielsweise Deutschland) gefördert.

Plan (TYNDP) bereits eine Menge von 2 bcm/a (0,8 bcm/a) für Polen (Großbritannien) im Jahr 2020 vorsieht. Weltweit sind die USA und Canada die wichtigsten Produzenten unkonventionellen Gases, aber auch China, Australien, Indien und Argentinien fördern nach Annahmen der IEA (WEO 2013) bereits heute oder in naher Zukunft geringe Mengen unkonventionelles Gas. Diese Entwicklungen sind im Basisszenario enthalten und werden zwischen den Szenarien nicht variiert.

Im Vergleichsszenario wird unterstellt, dass die politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen gegeben sind, sodass europäische Länder mit großen unkonventionellen Gasressourcen wie bspw. Polen, Frankreich⁴, Großbritannien, Schweden und Dänemark ab 2015 unkonventionelles Gas fördern. Die Annahmen bezüglich der maximal förderbaren Mengen können Tabelle 3 entnommen werden. Die Größenordnung der unkonventionellen Gasproduktion ist dabei dem länderspezifischen Potential (durch geschätzte Ressourcen determiniert) und politischen Gegebenheiten (z. B. Moratorien oder gar staatliche Förderung) angepasst und orientiert sich an den „Golden Rules for a Golden Age of Gas“ der IEA (2012b).

TABELLE 3: UNKONVENTIONELLE GASFÖRDERKAPAZITÄTEN UND RESSOURCEN IN EUROPA IM VERGLEICHSSZENARIO IN BCM

	Ressourcen ⁵	2015	2020	2025	2030	2035
Dänemark	900	0	3,7	7,6	8,9	9,3
Deutschland	480	0	2	7	12	19
Frankreich	3.870	0	1	3,3	5,7	8
Großbritannien	730	0,2	1,2	2,7	5,2	8,9
Polen	4.180	0,6	3	16	24	30
Schweden	280	0	0,5	1,2	1,2	1,2
Summe	10.450	0,8	11,4	37,8	57	76,4

⁴ Frankreich hat aktuell allerdings ein Moratorium auf Förderung unkonventioneller Ressourcen.

⁵ Technisch Förderbare Mengen laut EIA (2013a). Die BGR (BGR 2012) ist deutlich optimistischer was die Ressourcenausstattung Deutschlands mit unkonventionellen Gasressourcen angeht (1300 versus 480 bcm), in der vorliegende Studie basieren die Produktionspotentiale der europäischen Länder in den modellbasierten Analysen auf der Studie der IEA.

4 ERGEBNISSE

4.1 Die europäische Versorgungsstruktur im Jahre 2020 und 2035

Abbildung 12 illustriert für die Europäische Union (EU) die Unterschiede zwischen Referenz- und Vergleichsszenario im Hinblick auf Erdgasproduktion, -nachfrage und -nettoimporte. Es zeigt sich, dass eine unkonventionelle Gasförderung in der EU einen großen Effekt auf die Versorgungsstruktur hätte. So würde im Jahre 2035 die unkonventionell produzierte Gasmenge 14% der EU-Nachfrage von nun 539 bcm decken, während im Basisszenario annahmegemäß keine unkonventionelle Gasproduktion stattfindet. Aufgrund der mit der Förderung von unkonventionellem Erdgas einhergehenden geringeren Erdgaspreise (im europäischen Durchschnitt -5,7% im Jahr 2035) ist die europäische Nachfrage im Vergleichsszenario 11 bcm höher als im Basisszenario. Außerdem gehen die Nettoimportvolumina aufgrund der wachsenden (unkonventionellen) europäischen Produktion zurück und sind im Jahr 2035 um 64 bcm geringer als im Vergleichsszenario (460 bcm gegenüber 396 bcm).

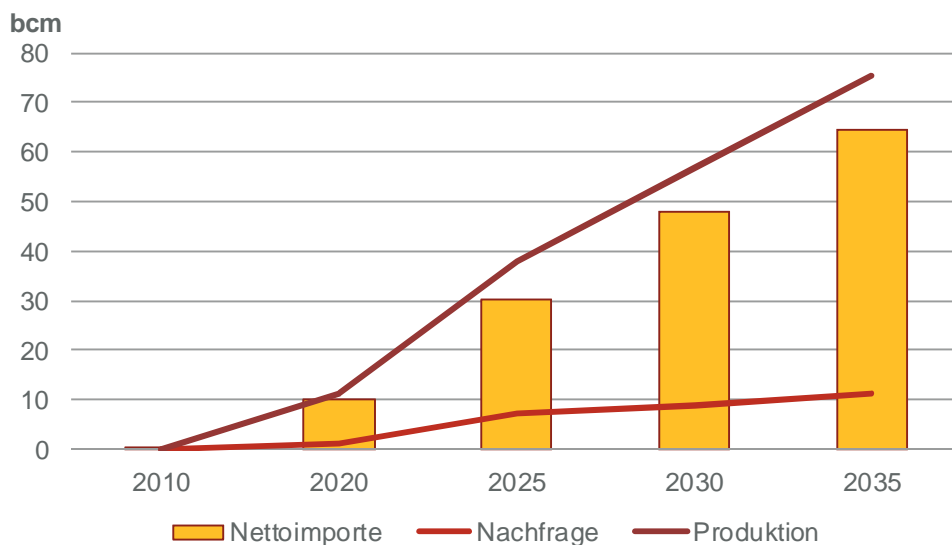


ABBILDUNG 12: UNKONVENTIONELLES GAS SZENARIO - DIFFERENZ DER EUROPÄISCHEN NACHFRAGE, PRODUKTION UND NETTOIMPORTE IM VERGLEICH ZUM BASISSENARIO

Bei Betrachtung von Abbildung 13 wird der Effekt auf die Importstruktur noch deutlicher. Die Europäische Union versorgt sich im Falle einer unkonventionellen Gasförderung im Jahr 2035 zu mehr als einem Viertel selbst. Dabei verdrängt die gesteigerte europäische Gasproduktion vor allem das im weltweiten Gasmarkt immer wichtiger werdende Flüssiggas (Liquified Natural Gas, LNG). Dieses wird nun anstatt nach Europa, vermehrt nach Asien verschifft. Vor allem Afrika und der Mittlere Osten beliefern nun Asien-Ozeanien mit Flüssiggas, während die verdrängten Mengen aus Nordamerika (hauptsächlich kanadische LNG-Exporte) keinen neuen Abnehmer finden (siehe Tabelle 4). Neben Flüssiggasmengen wird auch russisches Pipelinegas

verdrängt, welches analog zum nordamerikanischen LNG keinen neue Abnehmer findet, was wiederum einen Rückgang der russischen Gasproduktion nach sich zieht. Interessant ist, dass im Falle Russlands die Produktion allerdings bereits im Jahr 2020 gedrosselt wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der weltweite (vor allem der asiatische) LNG Markt im Jahre 2020 bei Weitem noch nicht vollständig gesättigt ist, Russland jedoch zu diesem Zeitpunkt nicht über ausreichend Flüssiggas-Exportkapazitäten verfügt, um die reduzierten Pipelineimporte Europas zu kompensieren. Zum Ende des Analysezeitraums stagniert allerdings auch das Wachstum des internationalen Flüssiggashandels, wodurch im Jahr 2035 auch die nordamerikanische Produktion direkt von wegbrechenden europäischen Importmengen beeinflusst wird.

4.2 Die Importstruktur Europas im Szenariovergleich

Eine gesteigerte EU-Erdgasproduktion aufgrund unkonventioneller Gasförderung führt wie in Abbildung 13 zu sehen im Jahr 2035 dazu, dass mehr als ein Viertel der Nachfrage durch Eigenproduktion gedeckt werden kann. Neben verdrängten LNG Importvolumina (28% weniger gegenüber dem Basisszenario) sind die russischen und nordafrikanischen Gasimportmengen im Vergleich zum Basisszenario im Jahr 2035 um 8% beziehungsweise 9% niedriger. Die norwegischen Importe liegen dagegen relativ gesehen leicht höher (+10% gegenüber dem Basisszenario), wengleich sie in absoluten Zahlen im Jahr 2035 weiterhin deutlich niedriger liegen als noch 2020. Dabei resultiert die Erhöhung der europäischen Importe aus Norwegen aus der Umleitung norwegischer LNG-Handelsflüsse in Richtung Europa.

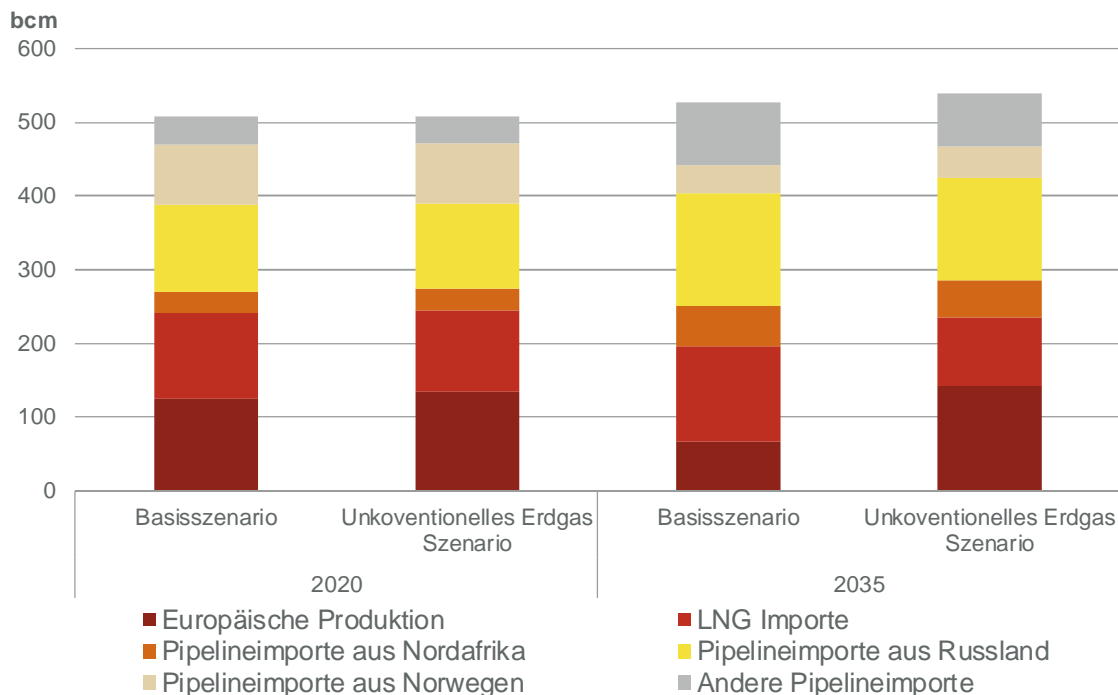


ABBILDUNG 13: VERSORGUNGSSTRUKTUR EUROPAS IN DEN SZENARIOEN

Betrachtet man das Jahr 2020 (Abbildung 13), so fällt auf, dass zu Beginn des „unkonventionellen Zeitalters“ im Gegensatz zum Jahr 2035 weder russische noch afrikanische Pipelineexportmengen beeinflusst werden. Stattdessen sinken die Importmengen aus Norwegen leicht, vor allem werden jedoch Flüssiggasmengen verdrängt. Diese Entwicklung ist zum einen auf eine große Zahl von Langzeitverträgen (Long Term Contracts, LTC) im pipelinegehandelten Gas zurückzuführen, während Flüssiggas in Europa zu einem geringeren Teil in LTCs gehandelt wird. Dadurch sind die „must take“-Volumina für Flüssiggasimporte geringer als für Pipelineimporte. Zum anderen stellt das Gros der europäischen Pipelineimporte die kostengünstigere Bezugsoption im Vergleich zu einer Vielzahl der LNG-Anbieter dar.

4.3 Weltweiter Einfluss europäischer unkonventioneller Förderung

Die durch unkonventionelle Gasmengen gesteigerte Produktion in Europa führt aufgrund der als preiselastisch modellierten Nachfrage und der nunmehr gesunkenen Gaspreise zu einer erhöhten europäischen Nachfrage. Die erhöhte Produktion verdrängt zudem signifikante Pipelinegasimportmengen aus Russland und Nordafrika, sowie Flüssiggas aus Nordamerika, dem Mittleren Osten und Afrika. Im Falle des Mittleren Ostens und Afrikas führt dies zu einer Handelsverschiebung der Exporte von Europa nach Asien-Ozeanien (Tabelle 4). Russland findet jedoch zum Teil keine neuen Abnehmer, was zu einer niedrigen Produktion (-16 bcm) im Jahr 2035 im Vergleich der Szenarien führt.

TABELLE 4: EINFLUSS AUF DEN FLÜSSIGGASHANDEL IM JAHR 2035 (SZENARIODIFFERENZ)

	Europa	Asien-Ozeanien
Mittlerer Osten ⁶	-8,0	8,0
Nordamerika ⁷	-20,8	-0,4
Afrika ⁸	-4,1	6,6

Auch die LNG-Exporte Nordamerikas in Richtung Asien werden in geringen Mengen durch günstiges Flüssiggas aus dem geographisch günstiger gelegenen Afrika und dem Mittleren Osten verdrängt. Die höhere Verfügbarkeit von LNG im asiatischen Markt verdrängt zudem teure heimische Erdgasproduktion wie bspw. in China.

⁶ Mittlere Osten beinhaltet: Iran, Oman, Katar, Vereinte Arabische Emirate, Jemen.

⁷ Nordamerika beinhaltet: Kanada und USA.

⁸ Afrika beinhaltet: Algerien, Angola, Ägypten, Äquatorialguinea, Libyen, Nigeria.

4.4 Preisentwicklungspfade unter unkonventioneller Produktion

Die unkonventionelle Gasförderung in Europa von bis zu 75 bcm (2035) im Vergleichszenario würde den Großhandelspreis für Erdgas in Deutschland um 1,1% im Jahre 2020 und bis zu 5,8% im Jahr 2035 reduzieren. Die erhöhte Eigenproduktion in der EU verringert dabei auch das Marktmachtpotential russischer und norwegischer Gasproduzenten. Zudem verflacht die zunehmende Schiefergasproduktion die Angebotskurve, was ebenfalls zu sinkenden Bezugspreisen führt.

Betrachtet man statt der Differenzen die Szenariopreise selbst (Abbildung 14), so wird deutlich, dass auch im Falle einer unkonventionellen Gasförderung die europäischen Gaspreise (hier am Beispiel Deutschlands veranschaulicht) im Laufe der Zeit stark ansteigt (+23% von 2020 bis 2035). Die steigende heimische Nachfrage und die LNG-Exporte führen auch in den USA zu steigenden Erdgaspreisen, wenngleich die Preise auf niedrigerem Niveau bleiben als in Europa und Asien. Des Weiteren wird deutlich, dass aufgrund der Zunahme des LNG-Handels es in beiden Szenarien zu einer Annäherung europäischer und asiatischer Großhandelspreise kommt. Die unkonventionelle Gasförderung in Europa sorgt jedoch dafür, dass der Preisunterschied mit zunehmender europäischer Förderung höher ausfällt (Abbildung 14).

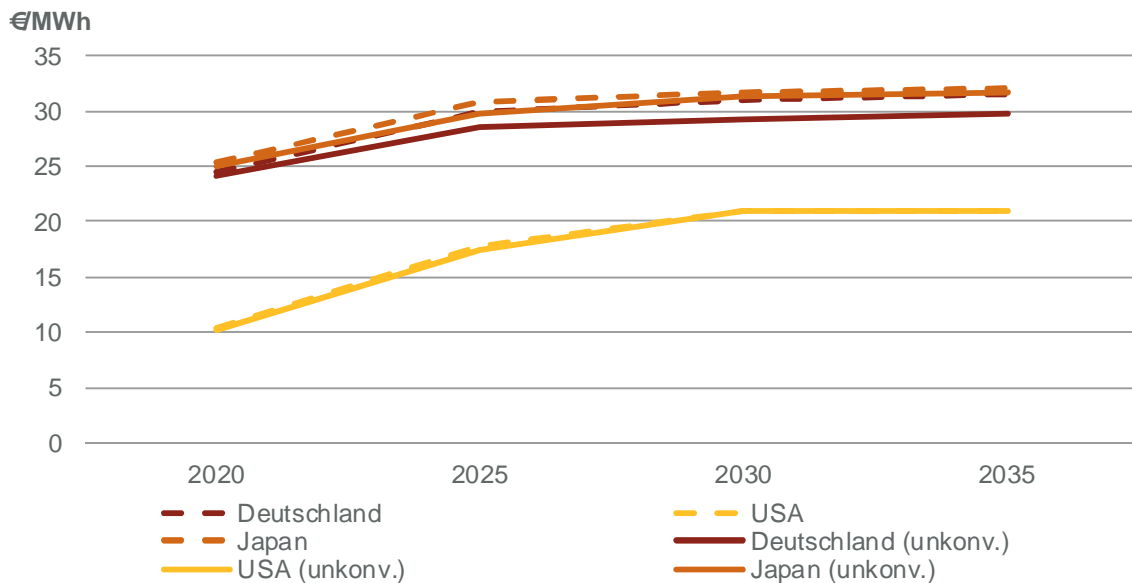


ABBILDUNG 14: PREISENTWICKLUNG MIT UND OHNE UNKONVENTIONELLE GASPRODUKTION

Vergleicht man die deutsche Preisentwicklung mit der in anderen europäischen Ländern, so führt eine unkonventionelle Gasproduktion auch in Polen und Großbritannien zu erheblichen Preisreduktionen. Polen erfährt bereits im Jahr 2025 eine Preisreduktion von 8,1%. Anschließend wird der Effekt durch die elastisch modellierte Nachfrage und das Aufkommen polnischer Gasexporte abgeschwächt. Großbritannien wird in ähnlichem Ausmaß beeinflusst wie Deutschland.

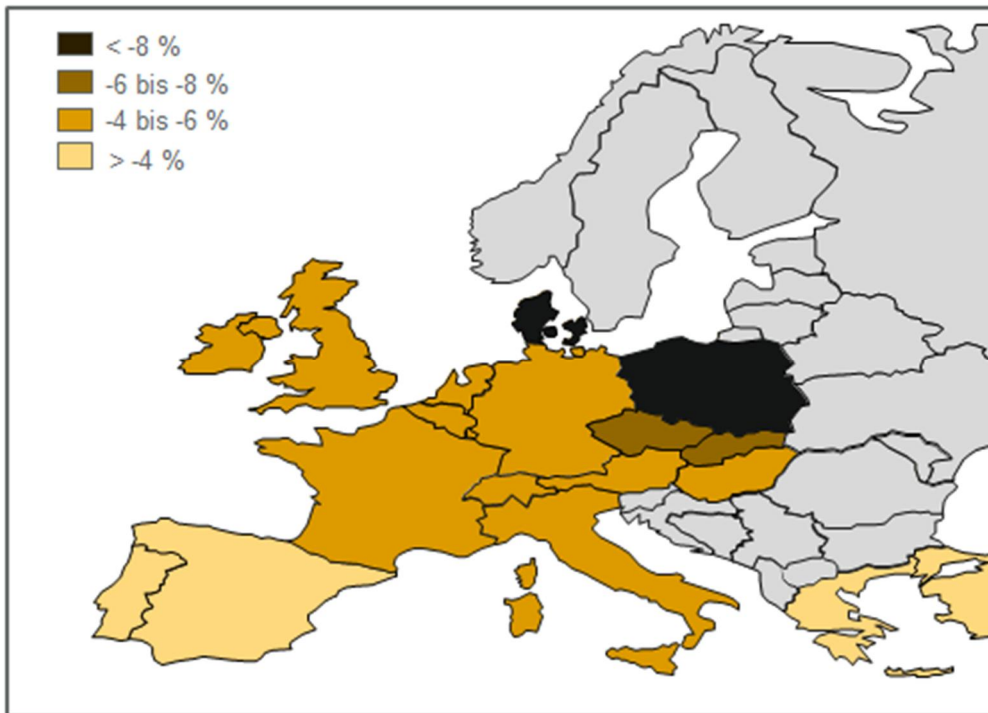


ABBILDUNG 15: PREISEFFEKTE IN AUSGEWÄHLTEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN IM JAHR 2035

Betrachtet man die Gesamtheit europäische Länder (Abbildung 15), so wird deutlich, dass eine Förderung unkonventioneller Ressourcen nicht nur in den Produzentenländern selbst preissenkende Effekte hat. Auch angrenzende Länder wie Tschechien oder die Slowakei werden durch unkonventionelle Gasförderung in den sechs ausgewählten EU-Ländern beeinflusst. Interessant ist hierbei, dass der Einfluss der unkonventionellen Mengen am stärksten auf den Gaspreis der Länder wirkt, welche geographisch am nächsten an einem der großen Lieferanten Russland oder Norwegen liegen. So verringert sich der Gaspreis in Dänemark, der Slowakei und Polen im Vergleich zum Basisszenario um mehr als 7%. Dies zeigt, dass durch Diversifikation der Gasbezugsmöglichkeiten die Marktmacht der großen Lieferanten deutlich sinken kann.

Die Szenariorechnungen zeigen, dass die Förderung unkonventionellen Erdgases in Europa zu signifikanten Preissenkungen (im europäischen Durchschnitt -5,7% im Jahr 2035) führen kann. So würden insbesondere Länder, die eine wenig diversifizierte Importstruktur aufweisen, von niedrigeren Preisen profitieren. Verglichen mit den USA sind die möglichen Preisreduktionen allerdings vergleichsweise gering. Dies hängt vor allem mit den höheren Förderkosten zusammen. Ob die Vorteile der Produktion unkonventionellen Erdgas in Europa – niedrigere Gaspreise und eine höhere Versorgungssicherheit – die geringe Akzeptanz überwiegen, ist letztlich eine Frage der gesellschaftlichen Präferenzabwägung.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der U.S. Gasproduktion und des Spotpreises für Erdgas (Henry Hub).....	2
Abbildung 2: Kohle-zu-Gas Switch in der U.S. Stromproduktion	3
Abbildung 3: Entwicklung der sektoralen U.S. Gasnachfrage.....	4
Abbildung 4: Entwicklung der amerikanischen Ex- und -importe von Erdgas.....	4
Abbildung 5: U.S. unkonventionelle Gasressourcen	6
Abbildung 6: Unkonventionelle Gasvorkommen in den USA.....	6
Abbildung 7: Bevölkerungsverteilung in den USA.....	7
Abbildung 8: Entwicklung der assoziierten Erdgasproduktion in den USA.....	8
Abbildung 9: Regionen mit potentiellen Schiefergasvorkommen (gelb)	9
Abbildung 10: Geschätzte Förderkosten von Schiefergas in Europa.....	10
Abbildung 11: Anzahl an Bohrköpfen in den USA, Europa und Deutschland.....	11
Abbildung 12: Unkonventionelles Gas Szenario - Differenz der Europäischen Nachfrage, Produktion und Nettoimporte im Vergleich zum Basisszenario.....	15
Abbildung 13: Versorgungsstruktur Europas in den Szenarien	16
Abbildung 14: Preisentwicklung mit und ohne unkonventionelle Gasproduktion	18
Abbildung 15: Preiseffekte in ausgewählten europäischen Ländern im Jahr 2035.....	19

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Fortgeschrittene LNG Exportterminal-Projekte in den USA	5
Tabelle 2: Quellen der Produktionskapazität, Nachfrage und Gasinfrastruktur	13
Tabelle 3: Unkonventionelle Gasförderkapazitäten und Ressourcen in Europa im Vergleichsszenario in bcm...14	14
Tabelle 4: Einfluss auf den Flüssiggashandel im Jahr 2035 (Szenariodifferenz)	17

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

TYNDP	“Ten Year Network Development Plan“ der ENTSOG
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
IEA	Internationale Energieagentur in Paris
WEO	“World Energy Outlook“ der IEA
MTGMR	“Medium Term Gas Market Report“ der IEA
NatGas	“Natural Gas Information“ der IEA
EU (nur endogen modellierte Länder)	Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Litauen, Lettland, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Ungarn
U.S. DOE	U.S. Department of Energy
EIA	U.S. Energy Information Administration

LITERATURVERZEICHNIS

Baker Hughes (2013), North American and International Rig Count Data, Baker Hughes Incorporated, Houston, TX, URL: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-reportsother>

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR, 2012): „Energiestudie 2012“, Hannover, URL: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energiestudie2012_node

F. Geny (2010), “Can unconventional gas be a game changer in European Markets”, NG 46, Oxford Institute of Energy Studies (OIES), URL: <http://www.oxfordenergy.org/2010/12/can-unconventional-gas-be-a-game-changer-in-european-gas-markets/>

C. Growitsch, H. Hecking, T. Panke (2013): “Supply disruptions and regional price effects in a spatial oligopoly – an application to the global gas market”, EWI Working Paper 13/08, URL: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_13-08_Supply_disruptions_and_regional_price_effects.pdf

Europäische Kommission (2012), “Unconventional gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union”, JRC Scientific and Policy Reports, Brüssel, URL: http://ec.europa.eu/dgs/jrc/index.cfm?id=1410&obj_id=15260&dt_code=NWS&lang=en&ori=MO R

European Network of Transmission System Operators Gas (ENTSOG, 2013): “Ten Year Network Development Plan 2013”, Brüssel, URL: <http://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2013-2022>

H. Hecking, T. Panke (EWI Köln, 2012): „COLUMBUS – A global gasmarket model“, EWI Working Paper 12/07, URL: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12-06_01_Columbus_global_gas_market_model.pdf

International Energy Agency (IEA, 2012a): “World Energy Outlook 2012”, Paris.

International Energy Agency (IEA, 2012b): "Golden Rules for a golden Age of Gas", Paris.

International Energy Agency (IEA, 2013a): "Medium-Term Gas Market Report 2013", Paris.

International Energy Agency (IEA, 2013b): "World Energy Outlook 2013", Paris.

International Energy Agency (IEA, 2013c): "Natural Gas Information 2013", Paris.

International Group of LNG Importers (GIIGNL, 2013): "The LNG Industry in 2012", Paris,
URL: http://www.giignl.org/sites/default/files/publication/giignl_the_lng_industry_2012.pdf

University of Delaware, Dot-Density Map of the U.S. Population in 2000, URL:
<http://udel.edu/~mtrainor/frec480/proj1/>

U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013a): „Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States“, Washington, DC, June 2013. URL:
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013b): Daten zur Erdgasproduktion in den USA, Washington, DC. URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm#production>

U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013c): Daten zur Nutzung von Energieträgern in der Stromproduktion, Washington, DC. URL:
<http://www.eia.gov/electricity/data.cfm#consumption>

U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013d): Daten zum Erdgasverbrauch in den USA, Washington, DC. URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm#consumption>

U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013e): Daten zu Erdgasim- und exporte der USA, Washington, DC. URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm#imports>

Wall Street Journal (WSJ, 2013), „BASF will von billigem US-Schiefergas profitieren“, Freitag, 25.10.2013, URL:
<http://www.wsj.de/article/SB10001424052702303615304579157161500188396.html>