

Horn, Manfred; Engerer, Hella

Article

Unkonventionelle Gasressourcen unerwartet groß

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Horn, Manfred; Engerer, Hella (2010) : Unkonventionelle Gasressourcen unerwartet groß, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 77, Iss. 24, pp. 10-14

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/151974>

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.

Unkonventionelle Gasressourcen unerwartet groß

Manfred Horn
mhorn@diw.de

Hella Engerer
hengerer@diw.de

Die nachgewiesenen konventionellen Erdgasreserven reichen aus, um die Erdgasproduktion des Jahres 2008 weitere 60 Jahre aufrechterhalten zu können. Die vermuteten Ressourcen sind deutlich größer. Neben den konventionellen können aber auch unkonventionelle Ressourcen (Shale Gas, Gas aus dichten Speichern, Kohleflözgas) genutzt werden.

Aufgrund verbesserter Bohrtechniken und gestiegener Preise ist die Gewinnung von unkonventionellem Gas bereits heute wirtschaftlich möglich. Vorreiter sind dabei die USA. Auch in anderen Regionen (Asien, Europa) werden unkonventionelle Erdgasressourcen vermutet. Sollten diese wirtschaftlich nutzbar sein, könnte die Importabhängigkeit in Asien und in einigen Ländern Europas sinken. Erdgas könnte dadurch – auch wegen seiner Umweltvorteile – langfristig das Mineralöl als wichtigsten konventionellen Energieträger ablösen.

Die Vorkommen von Erdgas werden nach konventionellen und unkonventionellen Ressourcen unterschieden. Konventionelle Erdgasressourcen können in der Regel mit klassischen Fördertechniken gewonnen werden. Stossen Förderbohrungen auf solche Ressourcen, strömt das Gas (freies oder in Öl gelöstes assoziiertes Erdgas) aufgrund des natürlichen Lagerstättendrucks an die Oberfläche. Bei unkonventionellem Erdgas ist das nicht in ausreichenden Mengen der Fall. Zu unkonventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Erdgas in dichten Gesteinen, Flözgas, Aquifer gas und Gashydrat.

Erdgas aus dichten Gesteinen (*Tight Gas*) bezeichnet Erdgas, das in sehr gering durchlässigem Gestein eingelagert ist. Dazu gehören Vorkommen in Sandstein- oder Karbonatreservoirs. Erdgas in Tonsteinen wird als *Shale Gas* bezeichnet.¹ Um einen ausreichenden Durchfluss von Erdgas aus dichten Gesteinen zu ermöglichen, muss das Gestein über Bohrungen mit hohem hydraulischem Druck aufgebrochen (*gefract*) werden. Da sich abbauwürdige (*höffige*) Gesteinschichten vertikal bestenfalls über wenige hundert Meter, horizontal aber über viele Kilometer erstrecken, können solche Gesteinsformationen besonders effektiv mit Hilfe horizontaler Bohrungen ausgebeutet werden.

Kohleflözgas (Coalbed Methane) ist Erdgas, das in kohleführenden Becken in Kohleflözen absorbiert ist oder in angrenzendem Gestein vorkommt. Auch dieses Gas kann in ausreichenden Mengen nur durch Aufbrechen des Muttergesteins (hier der Kohleflöze) gewonnen werden.

¹ Die Abgrenzung zu konventionellen Lagerstätten erfolgt dabei über die Durchlässigkeit (Permeabilität) des Gesteins für Flüssigkeiten oder Gase. International wird für unkonventionelles Erdgas als obere Grenze eine durchschnittliche Permeabilität von 0,1 milliDarcy (mD) zugrundegelegt. In Deutschland ist eine Abgrenzung bei 0,6 mD gebräuchlich. Vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Hannover 2009.

Als *Aquifergas* wird im Grundwasser gelöstes Erdgas bezeichnet. Es wird bei der Förderung des (in der Regel heißen) Wassers an die Erdoberfläche freigesetzt. Eine wirtschaftliche Nutzung dieses Gases ist (nur) in Verbindung mit der Nutzung der Wärme des geförderten Wassers (Geothermie) denkbar.

Gashydrat ist eine eisförmige, feste Verbindung aus Methan und Wasser, die sich unter niedrigen Temperatur- und hohen Druckbedingungen bilden kann. Gashydrat tritt in polaren Permafrostgebieten und in bestimmten Wassertiefen an den Kontinentalrändern der Weltmeere auf.

Tight Gas (einschließlich Shale Gas) und Kohleflözgas haben die Schwelle zur wirtschaftlichen Nutzung bereits überschritten. Auf diese unkonventionellen Erdgase wird im Folgenden näher eingegangen.

Vermutete Ressourcen sehr hoch

Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt in ihrem World Energy Outlook 2009, dass weltweit insgesamt 921 Billionen Kubikmeter unkonventionelles Erdgas (ohne Aquifergas und Erdgashydrat) in Lagerstätten (*in place*) vorhanden sind.² Zu Schätzungen in der gleichen Höhe kommt auch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.³ Nur ein Teil davon wäre allerdings technisch und wirtschaftlich gewinnbar und würde demzufolge echte Ressourcen darstellen. Die weltweit möglicherweise nutzbaren unkonventionellen Erdgasressourcen sind nach Einschätzung der IEA nur geringfügig kleiner als die konventionellen Ressourcen (einschließlich nachgewiesener Reserven) von über 400 Billionen Kubikmeter (Tabelle). Der größte Teil davon entfällt auf Shale Gas. Dichtes Gas (aus anderen Gesteinsschichten als Ton) und Kohleflözgas könnten zusammen genommen etwa einen ähnlich großen Beitrag leisten. Noch vor einigen Jahren waren die Schätzungen für unkonventionelles Gas deutlich niedriger.

Große unkonventionelle Erdgasressourcen sind nach der intensiven Exploration der letzten Jahre in den USA bereits nachgewiesen. Außerhalb Nordamerikas werden solche Ressourcen aufgrund günstiger geologischer Voraussetzungen vor allem in Zentralasien und im Pazifikraum sowie in Nachfolgestaaten der Sowjetunion erwartet. Ebenfalls über nennenswerte Ressourcen sollen Lateinamerika und der mittlere Osten verfügen. In Europa werden vergleichsweise

Tabelle

Weltweite Erdgasreserven und vermutete Ressourcen Ende 2008

In Billionen Kubikmetern

	Reserven	Ressourcen ¹	Insgesamt
Konventionelles Erdgas	188	239	427
Unkonventionelles Erdgas ²	5	2 720	2 725
Derzeit wirtschaftlich nutzbar	5	920	925
Shale Gas	–	456	456
Sonstiges Gas in dichten Speichern	3	210	213
Kohleflözgas	2	254	256
Noch nicht wirtschaftlich nutzbar	–	1 800	1 800
Aquifergas	–	800	800
Erdgashydrat	–	1 000	1 000

- 1 Verbleibende nutzbare Ressourcen (ohne nachgewiesene Reserven).
- 2 Mengen in höffigen Gebieten insgesamt (in place), nur ein Teil davon ist nutzbar und stellt echte Ressourcen dar.

Quelle: BGR: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover 2009.

DIW Berlin 2010

Es gibt hohe Ressourcen an unkonventionellem Erdgas. Allerdings wird davon nur ein Teil technisch und wirtschaftlich nutzbar sein.

geringe – gleichwohl für einige Länder bedeutende – Ressourcen vermutet.

In den USA und China kann allein Shale Gas bis zum Jahr 2030 einen Anteil an der Gasgewinnung von einem Drittel erreichen, in Kanada immerhin noch etwa ein Fünftel.⁴ In den übrigen Ländern und Regionen wird Shale Gas vermutlich bis zu diesem Zeitpunkt nur wenige Prozentpunkte zur Erdgasgewinnung beisteuern. Wenn die unkonventionellen Erdgasressourcen so groß sind wie angenommen und die Preise für Erdöl und Erdgas anhaltend hoch bleiben, sind aber auch größere Beiträge möglich.

Vorreiter USA: Boom von Shale Gas

Die USA sind der Vorreiter bei der Produktion von unkonventionellem Gas. Nach Angaben der IEA hat sich die amerikanische Produktion von unkonventionellem Gas (Shale Gas, Gas in dichten Gesteinen, Kohleflözgas) von 1990 bis 2008 vervierfacht. Sie erreichte Ende 2008 fast 300 Milliarden Kubikmeter und damit mehr als die Hälfte der jährlichen Erdgasproduktion des Landes. Ausgangspunkt für die Produktionssteigerungen in den USA waren ursprünglich steuerliche Anreize, die Ende der 80er Jahre für wenige Jahre gewährt worden waren und in deren Folge die Exploration und die Technologie zur Gewinnung von unkonventionellem Gas vorangetrieben

2 IEA: World Energy Outlook 2009. Paris 2009.

3 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen – Kurzstudien 2000. Hannover 2000.

4 Nevell, R. G. (Energy Information Administration, EIA): Shale Gas. A Game Changer for U. S. and Global Gas Markets. Flame – European Gas Conference, Amsterdam, 2. März 2010.

wurden.⁵ Zunächst wurde die Gewinnung von Gas in dichten Speichern forciert, in den 90er Jahre folgte Kohleflözgas, danach Shale Gas. In den letzten zehn Jahren wurde die Produktion von Shale Gas um das Achtfache auf über 80 Milliarden Kubikmeter erhöht, das entsprach mehr als zehn Prozent der jährlichen Gasproduktion der USA.

Die USA haben eine lange Tradition bei der Produktion von Shale Gas. Es wurde erstmals bereits in den späten 1820er Jahren in New York gewonnen. In den 1920er Jahren war das *Devonian Shale Gasfield* im Appalachenbecken das weltweit größte Gasfeld. Heutzutage wird Shale Gas in den USA in vier weiteren Sedimentbecken gefördert: Michigan, Illinois, Juan und Forth Worth.⁶ Insbesondere in Forth Worth (*Barnett Shale*) haben die Bohraktivitäten in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Das Barnett Shale gilt als eines der größten Gasfelder der USA mit einer jährlichen Produktion von etwa 44 Milliarden Kubikmetern. Das Barnett Shale ist 50 bis 200 Meter mächtig und liegt in einer Tiefe von 2 000 bis 2 800 Metern. Es wird vorwiegend mit Horizontalbohrungen abgebaut. Der Förderhöhepunkt (*peak of production*) der einzelnen Bohrungen wird schon nach einigen Jahren erreicht, danach nimmt die Produktion stärker als in konventionellen Feldern ab. Insgesamt wird bei den mit dem Barnett Shale vergleichbaren Lagerstätten nach zehn Jahren der Peak der Produktion erreicht. Dieser kann etwa zwanzig Jahre aufrechterhalten werden, danach fällt die Produktion steil ab.

Nach Berechnungen der IEA sind Preise frei Bohrloch von vier bis 13 US-Dollar je MBtu erforderlich,⁷ um bei der Gewinnung von Erdgas aus dem Barnett Shale eine zehnpromtente Kapitalverzinsung zu erreichen.⁸ Die Förderaktivitäten konzentrieren sich auf die beiden produktivsten Gebiete mit Kosten am unteren Schwellenwert. Außerhalb des Barnett Shales wird in einigen produktiven Shale-Gas-Feldern eine solche Verzinsung bereits bei drei bis sechs US-Dollar je MBtu erreicht. Damit ist in produktiven Feldern die Produktion von Shale Gas in den USA deutlich günstiger als der Import von Erdgas per Pipeline aus Kanada oder Mexiko, für das in den Jahren 2005 bis

2008 ein durchschnittlicher Preis von fünf bis acht US-Dollar je MBtu bezahlt werden musste.⁹

Der Boom von Shale Gas wurde in den USA unter anderem durch die Weiterentwicklung der Bohrtechnologie ermöglicht. Hinzu kamen die günstigen geologischen Gegebenheiten wie die hohe Mächtigkeit und die Größe der Vorkommen. Allerdings hat die Förderung von Shale Gas auch negative Folgen wie den hohen Wasserverbrauch und negative Wirkungen auf den Grundwasserhaushalt. Auch chemische Belastungen sind nicht auszuschließen.

Große Erwartungen in Asien

Große Shale-Gas-Ressourcen werden neben Nordamerika auch in anderen Regionen der Welt vermutet. Die Zuverlässigkeit dieser Schätzungen ist allerdings geringer als für Nordamerika, da die Explorationsaktivitäten nach Shale Gas außerhalb der USA erst in den letzten Jahren eingesetzt haben. Auf Basis geologischer Kenntnisse wird aber vermutet, dass in Australien, China und Indien (Asien-Pazifik-Raum) ähnlich große Ressourcen vorhanden sind wie in Nordamerika.

In China werden in vier Regionen große Shale-Gas-Vorkommen (und auch Vorkommen von Kohleflözgas) vermutet. Ein erster Fund wurde im Mai 2009 bestätigt. Nach den aktuellen Planungen soll die Produktion von Shale Gas bis 2020 auf 15 bis 30 Milliarden Kubikmeter erhöht werden, das würde 18 bis 36 Prozent der Gasgewinnung im Jahr 2009 entsprechen.¹⁰ Unkonventionelles Gas könnte nach Einschätzung der amerikanischen Energieagentur (EIA) bis zum Jahr 2020 etwa ein Viertel bis ein Drittel zur Produktion beitragen.

Für die Existenz großer Shale-Gas-Vorkommen in China spricht insbesondere die Ähnlichkeit einiger geologischer Formationen mit denen in bereits produzierenden Revieren in den USA. Die geologischen Bedingungen für die Entstehung von Shale Gas sind in China sogar eher günstiger als in den USA.¹¹ Um die Erfahrungen in den USA bei der Gewinnung von unkonventionellem Gas auf China übertragen zu können, wurde im November 2009 ein Übereinkommen zwischen den Regierungen in Peking und Washington getroffen, wonach die beiden Länder bei

⁵ Die steuerlichen Anreize wurden nur gewährt für Produktionen aus Bohrungen bis Ende 1992. Vgl. McCallister, T.: Impact of Unconventional Gas Technology in the Annual Energy Outlook 2000. EIA, www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/unconventional_gas.html.

⁶ Schulz, H.-M., Horsfield, B.: Shale Gas in Europa: Eine unkonventionelle Gasressource wie in Nordamerika? In: Erdöl, Erdgas Kohle, Vol. 125, Heft 2, 2009, 50–55.

⁷ Eine MBtu (*Millions British thermal units*) entspricht dem Energiegehalt von etwa 28 Kubikmeter Erdgas.

⁸ In anderen Gebieten des Barnett Shale liegt der Schwellenwert höher. Den Berechnungen wurden Kosten auf das eingesetzte Kapital sowie amerikanische Steuersätze zugrundegelegt.

⁹ Vgl. OECD: Energy Prices and Taxes. Volume 2009, No. 4, 2010.

¹⁰ Enviro-Energy: China's First Shale Gas Discovery Announced Today by PTR.V. Vancouver, 20. Mai 2009.

¹¹ Honglin, L., Hongyan, W., Renhe, L., Qun, Z., Yingji, L.: Shale Gas in China; New Important Role of Energy in 21st Century. 2009. International Coalbed and Shale Gas Symposium, University of Alabama, Präsentation Nr. 0922.

der Erschließung von Shale Gas in China im Rahmen technischer Studien zusammenarbeiten. Darüber hinaus engagieren sich auch ausländische Unternehmen in der Exploration von unkonventionellen Gasquellen (und künftig in der Produktion) in Kooperation mit chinesischen Ölfirmen. Neben einer Reihe amerikanischer Firmen gehören dazu auch Royal Dutch Shell, BP und Total.

Etwas geringere, aber immer noch bedeutende Vorräte von Shale Gas werden auch in Lateinamerika, in Russland und im Nahen Osten vermutet. Russland und der Nahe Osten verfügen allerdings über große und überwiegend kostengünstiger zu gewinnende konventionelle Ressourcen. Es ist daher nicht wahrscheinlich, dass dort in absehbarer Zeit unkonventionelles Erdgas gewonnen wird.

Mehr Gas für Europa

Für Europa werden deutlich geringere Ressourcen an unkonventionellem Gas vermutet als für Nordamerika und Asien (Abbildung); allerdings sind die Schätzungen gerade für Europa, wo mit der Exploration erst begonnen wird, mit sehr großen Unsicherheiten behaftet.¹² Im europäischen Raum spielen vor allem Tight Gas und Shale Gas eine Rolle. Größere Shale-Gas-Vorkommen werden in Schweden (*Alum Shale*), Polen (*Silurian Shale*) und im Wiener Becken (*Mikulov Shale*) vermutet.¹³ Nach Shale Gas wird auch in Belgien, Bulgarien, Frankreich, Deutschland (Niedersachsen), Italien, Rumänien, Spanien und in der Schweiz exploriert.¹⁴

In Europa sind die Bedingungen für die Gewinnung von unkonventionellem Gas sehr unterschiedlich. Die polnischen Vorkommen weisen hohe Mächtigkeiten auf. Auf Polen konzentrieren sich derzeit auch die Explorationsaktivitäten internationaler Konzerne wie Exxon Mobile, ConocoPhillips und Chevron. Auch in Ungarn und in der Ukraine werden bedeutende Vorkommen vermutet, und die Exploration wird unterstützt, weil diese Länder mit der Produktion von unkonventionellem Gas ihre Importabhängigkeit von Russland senken könnten.

¹² Das deutsche Geoforschungszentrum in Potsdam untersucht in einem Gemeinschaftsprojekt das Potential von Shale Gas in Europa (GASH).

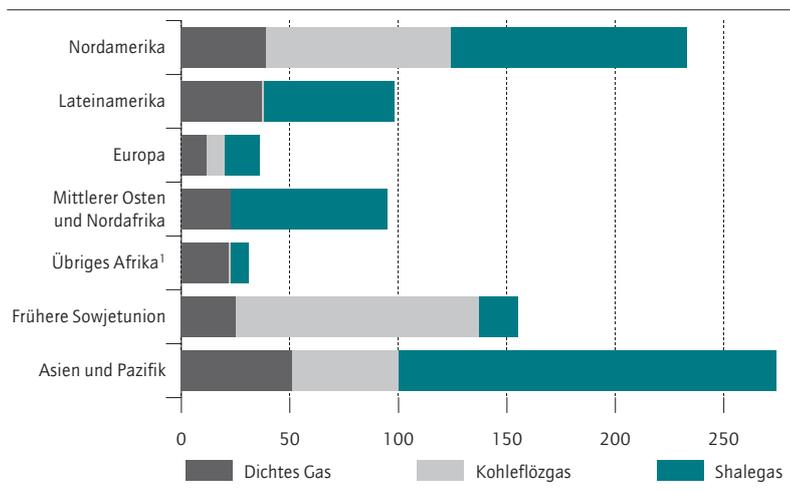
¹³ Medlock, K. B. et al.: The Shale Gas Revolution and What It Means for Global Energy Markets. Presentation at the Baker Institute Roundtable: Energy Market Consequences of an Emerging U.S. Carbon Management Policy, Houston 2010.

¹⁴ Dobrova, H. et al.: Unconventional Resources Potential in Continental Europe – Prospects and Developments. AAPG European Region Annual Conference. Paris–Malmaison, 23.–24. November 2009.

Abbildung

Ressourcen von unkonventionellem Erdgas (in place)

In Billionen Kubikmetern



¹ Ohne Nord- und Südafrika.

Quelle: IEA.

DIW Berlin 2010

Im asiatisch-pazifischen Raum werden die meisten Ressourcen an unkonventionellem Erdgas vermutet.

Im Unterschied zu Nordamerika ist die Gewinnung der unkonventionellen Gasvorkommen aufgrund der höheren Bevölkerungsdichte in Europa schwieriger.¹⁵ Hinzu kommt, dass in Europa die Kapazitäten der Bohranlagen und die Zahl der Spezialisten wesentlich geringer sind als in den USA. In diesem Punkt hat Europa Nachholbedarf.

Ein wichtiger Aspekt sind die zu erwartenden Kosten. Nach Angaben von E.ON werden die kostendeckenden Preise für unkonventionelles Gas in Ungarn auf rund sechs US-Dollar je MBtu und in Polen auf rund zehn US-Dollar je MBtu geschätzt.¹⁶ Dieser Preis übersteigt den durchschnittlichen Preis für importiertes LNG sowie für per Pipeline nach Europa importiertes Erdgas.¹⁷

¹⁵ Die Gewinnung von unkonventionellem Gas setzt eine hohe Zahl von Bohrungen auf großen Flächen voraus. Außerdem muss sichergestellt sein, dass durch das Aufbrechen der höffigen Gesteins nicht Grundwasser verschmutzt wird. Zu den mit der Gewinnung von Shale Gas verbundenen Umweltproblemen insbesondere im dichtbesiedelten Europa siehe auch Zittel, W. (Ludwig-Bölkow Systemtechnik GmbH): Unkonventionelles Erdgas. Kurzstudie im Auftrag von ASPO Deutschland und Energy Watch Group, ASPO Deutschland, 18. Mai 2010.

¹⁶ Korn, A.: Prospects for Unconventional Gas in Europe. Präsentation vom 5. Februar 2010, www.eon.com/de/.../ir/20100205_Unconventional_gas_in_Europe.pdf.

¹⁷ Stand Ende 2009, vgl. IEA 2010.

Fazit

Der Boom von Shale Gas in den USA hat bereits Wirkungen auf den nordamerikanischen Markt. Die amerikanischen Importe, insbesondere von LNG, sind heute deutlich geringer als in der Vergangenheit erwartet wurde. Daher versuchen LNG-Exporteure ihr Gas auf anderen Märkten, unter anderem in Europa, abzusetzen. Produzenten von konventionellem Gas müssen sich ebenfalls an die neue Marktlage anpassen. So hat zum Beispiel Russland Investitionen zur Erschließung des Schtokman-Erdgasfeldes verschoben.¹⁸

Wenn künftig aufgrund von Erfolgen der aktuellen Explorationsaktivitäten der Beitrag von unkonventio-

nellem Gas in vielen Regionen der Welt eine ähnliche Bedeutung wie in den USA erlangt, kann es langfristig zu einer Entspannung auf dem internationalen Gasmarkt kommen. Würde ein Großteil der vermuteten Ressourcen an unkonventionellem Erdgas bestätigt, und könnte es wirtschaftlich und umweltverträglich gewonnen werden, so könnte Erdgas als besonders umweltfreundlicher konventioneller Energieträger künftig eine größere Rolle spielen als heute prognostiziert wird. Es würde dann genügend Erdgas zur Verfügung stehen, um vor allem den Kohleeinsatz zur Stromerzeugung – insbesondere in China – zu begrenzen. Darüber hinaus wäre es dann möglich, Erdgas auch stärker als Kraftstoff zu nutzen und Mineralöl langfristig als wichtigsten konventionellen Energieträger abzulösen.¹⁹

JEL Classification:
L72, O33, Q33, Q42

Keywords:
Unconventional gas,
Shale gas

18 Dazu haben mehrere Faktoren beigetragen, neben dem Boom der unkonventionellen Gaserzeugung in den USA auch der durch die Wirtschaftskrise ausgelöste Nachfragerückgang.

19 Vgl. Engerer, H., Horn, M.: Natural Gas Vehicles: An Option for Europe. In: Energy Policy, Vol. 38, Issue 2, 2010, 1017–1029.

Impressum

DIW Berlin
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49-30-897 89-0
Fax +49-30-897 89-200

Herausgeber

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann
(Präsident)
Prof. Dr. Alexander Kritikos
(Vizepräsident)
Prof. Dr. Tilman Brück
Prof. Dr. Christian Dreger
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Viktor Steiner
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert
Carel Mohn

Redaktion

Tobias Hanraths
PD Dr. Elke Holst
Susanne Marcus
Manfred Schmidt

Lektorat

Dr. Stefan Bach
Dr. Anne Neumann

Pressestelle

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

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805–19 88 88, 14 Cent/min.
Reklamationen können nur innerhalb
von vier Wochen nach Erscheinen des
Wochenberichts angenommen werden;
danach wird der Heftpreis berechnet.

Bezugspreis

Jahrgang Euro 180,–
Einzelheft Euro 7,–
(jeweils inkl. Mehrwertsteuer
und Versandkosten)
Abbestellungen von Abonnements
spätestens 6 Wochen vor Jahresende
ISSN 0012-1304
Bestellung unter leserservice@diw.de

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit
Quellenangabe und unter Zusendung
eines Belegexemplars an die Stabs-
abteilung Kommunikation des DIW
Berlin (Kundenservice@diw.de)
zulässig.

Gedruckt auf
100 Prozent Recyclingpapier.