

Holz, Franziska; Brauers, Hanna; Roobeek, Thorsten

Article

Erdbeben in den Niederlanden können den europäischen Erdgasmarkt nicht erschüttern

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Holz, Franziska; Brauers, Hanna; Roobeek, Thorsten (2015) : Erdbeben in den Niederlanden können den europäischen Erdgasmarkt nicht erschüttern, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 82, Iss. 48, pp. 1139-1146

This Version is available at:

<http://hdl.handle.net/10419/123271>

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.

Erdbeben in den Niederlanden können den europäischen Erdgasmarkt nicht erschüttern

Von Franziska Holz, Hanna Brauers und Thorsten Roobeek

Die vermehrt auftretenden Erdbeben im Nordosten der Niederlande werden auf die Förderung von Erdgas im Groningen-Feld zurückgeführt. Dadurch entstand erheblicher Widerstand gegen die Erdgasförderung in der niederländischen Bevölkerung, der über die Lokal- und Provinzpolitik hinaus zunehmend auch die Zentralregierung beschäftigt. Inzwischen hat die niederländische Regierung einen starken Rückgang der Förderung aus dem Groningen-Gasfeld, dem größten des Landes, angeordnet. Dies ist für mehrere westeuropäische Länder von Bedeutung, die aus den Niederlanden größere Mengen Erdgas beziehen. Modellrechnungen des DIW mit einer stark reduzierten niederländischen Erdgasförderung zeigen, dass der europäische Markt aufgrund diversifizierter Importe nur geringe Auswirkungen spüren würde. Selbst wenn Russland seine Exporte nach Europa zusätzlich zu der Einschränkung der Erdgasförderung in den Niederlanden einstellen würde, käme es in Westeuropa nicht zu gravierenden Versorgungsengpässen und Preiserhöhungen, da zusätzliche Importe aus anderen Regionen möglich wären. Jedoch würden diese Erdgaslieferungen teilweise von Anbietern kommen, deren Zuverlässigkeit aufgrund instabiler politischer Verhältnisse in Frage gestellt werden kann, beispielsweise Nordafrika.

Die niederländische Erdgasförderung betrug 2013 86 Milliarden Kubikmeter; dies entspricht 20 Prozent des gesamten Erdgasverbrauchs der EU.¹ Wichtig ist insbesondere das große Groningen-Feld im Nordosten der Niederlande, das mit etwa 60 Prozent zur gesamten niederländischen Erdgasförderung beiträgt und zudem saisonale Schwankungen im Jahresverlauf ausgleicht.²

Etwa ein Drittel des in den Niederlanden geförderten Erdgases wird direkt im Land konsumiert – insbesondere in der Strom- und Wärmeerzeugung, beispielsweise für Gewächshäuser – und zwei Drittel werden in die Nachbarländer im Nordwesten Europas exportiert, also nach Deutschland, Belgien, Luxemburg und Frankreich (Abbildung 1).

Die Erdgasförderung spielt eine wichtige Rolle für die niederländische Wirtschaft und den Staatshaushalt. Allein 2013 beschäftigte der Gassektor 70 000 Menschen und trug 13 Milliarden Euro – oder 4,5 Prozent – zu den staatlichen Einnahmen bei.³ Diese Einnahmen fließen ausschließlich in den Haushalt des Zentralstaats.

Die Bedeutung der Niederlande als Erdgaslieferant Europas wird künftig deutlich zurückgehen. Als Folge der starken Erdgasförderung kommt es im Nordosten der Niederlande seit Jahren vermehrt zu Erdbeben.⁴ Aufgrund des öffentlichen Drucks und steigender Sicherheitsbedenken wurde in den vergangenen zwei Jahren

¹ IEA (International Energy Agency) (2015): Natural Gas Information Statistics 2015. OECD/IEA, Paris.

² Der jahreszeitliche Ausgleich durch das Groningen-Feld wird durch die ungewöhnliche Flexibilität der (täglichen) Förderraten ermöglicht. Aus dem Groningen-Feld wird im Sommer – bei üblicherweise geringer Nachfrage – nur wenig gefördert. Dagegen erfolgt fast die gesamte Jahresförderung des Feldes (mehr als 40 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2014) in den Wintermonaten. Damit hat das Groningen-Feld eine ähnliche Funktion wie ein Speicher.

³ IEA (2014): Energy Policies of IEA Countries – The Netherlands – 2014 Review. OECD/IEA, Paris. Eurostat (2015): Government revenue, expenditure and main aggregates. appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do, abgerufen am 23. Oktober 2015.

⁴ Das Groningen-Feld liegt onshore unter der Provinz Groningen. Die meisten anderen niederländischen Erdgasfelder befinden sich offshore vor der Küste.

Kasten 1

Organisation der Erdgasproduktion in den Niederlanden

Die Erdgasförderung in den Niederlanden wurde in den 1960er Jahren aufgenommen. An der zentralistischen Organisation der Produktionskette hat sich seitdem nichts geändert, sie ist ein wesentlicher Faktor bei der starken öffentlichen Kritik an der Erdgasförderung in jüngster Zeit.¹ Die drei Hauptakteure der niederländischen Erdgasförderung sind der niederländische Staat, sowie die privaten Unternehmen Royal Dutch Shell und ExxonMobil.²

Um in den Niederlanden Erdgas fördern zu dürfen, ist eine Erlaubnis des Wirtschaftsministeriums erforderlich. Zusätzlich sichert das staatliche Unternehmen EBN (*Energie Beheer Nederland*, Energieverwaltung der Niederlande), das zu 40 Prozent an allen Erdgas- und Erdölprojekten des Landes beteiligt ist, die öffentlichen Interessen. Auf der privaten Seite haben Royal Dutch Shell und ExxonMobil 1947 die Niederländische Erdöl-Partnerschaft NAM (*Nederlandse Aardolie Maatschappij*) gegründet.

Gemeinsam bilden NAM und EBN die Partnerschaft Groningen (*Maatschap Groningen*), die die Förderung des Erdgases im Groningen-Feld verwaltet. NAM besitzt 60 Prozent und EBN 40 Prozent der Anteile an der Partnerschaft Groningen, die Stimmrechte sind aber gleichmäßig auf beide Organisationen verteilt. Das Groningen-Erdgas wird durch NAM als Betreiber und im Auftrag der Maatschap gefördert. Der halbstaatliche Erdgashändler GasTerra ist für den Verkauf des Groningen-Gases sowie des übrigen in den Niederlanden geförderten Erdgases zuständig.³

Langfristige strategische Entscheidungen über die Förderung und den Verkauf von niederländischem Erdgas werden in einem gemeinsamen Gremium aus den wichtigsten Anteilshaltern von Maatschap und GasTerra getroffen.⁴ Die endgültige Festlegung des Förderplans für das Groningen-Feld obliegt jedoch dem

Wirtschaftsministerium, das auch berechtigt ist, bei Sicherheitsbedenken einzugreifen.⁵ Eine wichtige Beraterrolle spielt die staatliche Bergbauaufsicht SSM, die dem Wirtschaftsministerium unterstellt ist und die die Auswirkungen der Erdgasförderung auf die Umwelt analysiert.

Bis in die jüngere Vergangenheit hat das Ministerium flexible Produktionspläne für das Groningen-Feld erlassen. So wurde für die Jahre 2006 bis 2015 eine Gesamtobergrenze von 425 Milliarden Kubikmetern festgeschrieben. Seit zwei Jahren jedoch greift das Wirtschaftsministerium immer wieder kurzfristig mit Anpassungen der Obergrenzen ein. Auf Empfehlung der Bergbauaufsicht hat das Ministerium im Juni 2015 die Förderobergrenze für 2015 auf 30 Milliarden Kubikmeter beschränkt.⁶

Aufgrund der entscheidenden Rolle der Zentralregierung hat das Thema Erdgasförderung auch im beginnenden Wahlkampf zu den nationalen Parlamentswahlen Anfang 2017 eine große Bedeutung. Alle derzeitigen Oppositionsparteien stehen der Erdgasförderung sehr kritisch gegenüber. Falls die derzeitige Koalition aus Sozialdemokraten und Liberalen abgewählt wird, wäre also ein noch schnellerer Rückgang der Erdgasproduktion in den Niederlanden möglich.

Zusätzlicher Druck auf den niederländischen Erdgassektor kommt von der Klimapolitik. Die verbindlichen Emissionsreduktionsziele der EU für die Zeiträume bis 2020 beziehungsweise bis 2030 bedeuten auch für die Niederlande, dass die CO₂-Emissionen deutlich verringert werden müssen. Bisher hat der niederländische Staat keinen nationalen Fahrplan in diese Richtung entwickelt und auch keine politischen Instrumente zur Umsetzung der EU-Vorgaben eingeführt.⁷ Die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wird jedoch deutlich reduziert werden müssen und dies betrifft insbesondere Erdgas, auf das derzeit 54 Prozent der Stromerzeugung und 42 Prozent des Primärenergieverbrauchs entfallen.⁸

1 Die niederländischen Provinzen und Gemeinden haben bis jetzt keine offizielle Möglichkeit, am Entscheidungsprozess teilzunehmen. In jüngster Zeit hat das Wirtschaftsministerium unter öffentlichem Druck für die lokalen Behörden zumindest die Möglichkeit der Beteiligung an öffentlichen Konsultationen geschaffen. Vgl. Niederländisches Wirtschaftsministerium (2015): Kamerbrief over aanstelling Nationaal Coördinator Groningen. Brief an das Parlament, 1. Mai 2015.

2 Correljé, A. F., Odell, P. R. (2000): Four decades of Groningen production and pricing policies and a view to the future. *Energy Policy* 28 (1), 19-27.

3 GasTerra ist der alleinige Verkäufer von Groningen-Gas. Die Produzenten aus anderen niederländischen Gasfeldern können, aber müssen nicht, ihr Erdgas an GasTerra verkaufen, die es dann weitervermarktet. GasTerra ist im Besitz von Shell, ExxonMobil, EBN und dem niederländischen Wirtschaftsministerium.

4 In diesem Gremium, dem *College van Gedelegeerd Commissarissen*, sitzen der Generaldirektor des Wirtschaftsministeriums, zwei Vertreter von

EBN, der Präsident von ExxonMobil Benelux und der Präsident von Shell Niederlande.

5 Die Produktion in allen anderen Feldern wird nicht durch das Wirtschaftsministerium kontrolliert.

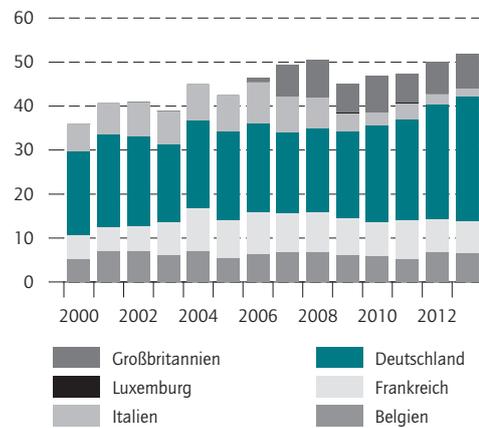
6 Niederländisches Wirtschaftsministerium (2015), a. a. O.

7 Ein Gerichtsentscheid vom Juni 2015 verpflichtet die niederländische Regierung, die Emissionen um mindestens 25 Prozent in den nächsten fünf Jahren zu senken. Den Haag District Court (2015) Entscheidung C/09/456689/HA ZA 13-01296, uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:RB-DHA:2015:7196, abgerufen am 1. Juli 2015.

8 IEA (2014), a. a. O.

Abbildung 1

Importe von Erdgas aus den Niederlanden
In Milliarden Kubikmetern



Quelle: IEA (2015): Natural Gas Information Statistics.

© DIW Berlin 2015

Die Niederlande sind ein wichtiger Erdgaslieferant für Nordwesteuropa.

mehrfach die Obergrenze der erlaubten Erdgasförderung im Groningen-Feld herabgesetzt. Die Förderrate liegt 2015 mit maximal erlaubten 30 Milliarden Kubikmetern bereits um 45 Prozent unter dem Niveau von 2013 (knapp 54 Milliarden Kubikmeter) (Kasten 1).⁵

Diese Entwicklung wirft Fragen bezüglich der Versorgungssicherheit in Europa insgesamt auf, insbesondere weil das Vertrauen in Erdgaslieferungen aus Russland seit den Krisen um die Ukraine 2006, 2009 und seit 2014 stark geschwächt ist. Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über die zu erwartenden Auswirkungen des Förderrückgangs auf die Niederlande und die Nachbarstaaten.

Schiefergas: Ersatz für rückläufige konventionelle Erdgasförderung?

Schiefergas als mögliche Kompensation für die Reduktion der Erdgasförderung ist ein kontrovers diskutiertes Thema in den Niederlanden. Für die eine Seite stellt Schiefergas eine Möglichkeit dar, die inländische Erdgasproduktion trotz sinkender konventioneller Förderung aufrechtzuerhalten. Die andere Seite hingegen sieht große Gefahren für die Bevölkerung und die Umwelt im dicht besiedelten Land.

⁵ Niederländisches Wirtschaftsministerium (2015): Kamerbrief Besluit Gaswinning Groningen in 2015. Brief an das Parlament, 23. Juni 2015. Im Falle von Versorgungsengpässen könnten bis zu 33 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2015 aus dem Groningen-Feld gefördert werden.

Das niederländische Bergbaugesetz sieht vor, dass die Zentralregierung nicht allein über die Exploration von Schiefergas entscheiden kann, sondern dass auch die Gemeinden in den Prozess einbezogen werden müssen.⁶ Ursprünglich geplante Testbohrungen wurden bis auf Weiteres gestoppt, als sich viele Gemeinden gegen die Schiefergasexploration stellten. 226 von 393 niederländischen Gemeinden haben sich vor Kurzem als „schiefergasfrei“ erklärt.⁷ Der Wirtschaftsminister kündigte unter dem Druck der Öffentlichkeit im Juli 2015 an, dass in den nächsten fünf Jahren keine kommerzielle Schiefergasförderung in den Niederlanden stattfinden wird.⁸

Es gibt Überlegungen, neben den Gemeinden auch den regionalen Regierungen in den Provinzen mehr Mitspracherecht in der Erdgasförderung zu geben. Auch eine Einbeziehung des Umweltministeriums in die Entscheidungsprozesse wird angedacht. Eine solche grundsätzliche Änderung der Entscheidungsstrukturen könnte zu einer höheren Akzeptanz der Erdgasförderung führen. Für Schiefergas ist aufgrund des großen Widerstands in breiten Teilen der Bevölkerung und der Gemeindeverwaltungen jedoch zu erwarten, dass auch nach 2020 ein Votum gegen die Exploration fallen wird.

L-Gas und H-Gas: Problematik mit unterschiedlichen Vorzeichen in den Niederlanden und in Deutschland

Das im Groningen-Feld geförderte Erdgas ist sogenanntes L-Gas („niedrig kalorische Gas“). Die meisten anderen Erdgasfelder in der Welt liefern H-Gas („hochkalorische Gas“). Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Qualitäten ist die enthaltene Energie pro Kubikmeter.⁹ Jedes Gerät, das Erdgas verbrennt, muss auf die spezifische Qualität des Gases eingestellt sein, sodass nicht einfach zwischen L-Gas und H-Gas gewechselt werden kann.

⁶ EBN (2015): Focus on Dutch Oil & Gas 2015. 20.
⁷ Schaliegasvrij (2015): Overweldigende meerderheid voor motie tegen schaliegas op VNG jaarcongres. www.schaliegasvrij.nl/2015/06/03/overweldigende-meerderheid-voor-motie-tegen-schaliegas-op-vng-jaarcongres/, abgerufen am 1. Juli 2015.
⁸ Schavemaker, Y. (2015): Shale Gas in the Netherlands. Netherlands Organization for Applied Scientific Research, www.shale-gas-information-platform.org/areas/the-debate/shale-gas-in-the-netherlands.html, abgerufen am 23. Oktober 2015.
⁹ Formal unterschieden werden die beiden Gasarten durch den Wobbe-Index, der den Heizwert sowie die Dichte des Erdgases misst. L-Gas hat einen Indexwert unter 46,5 MJ/m³, während Erdgas mit einem Wobbe-Index über 46,5 MJ/m³ als H-Gas bezeichnet wird. Das meiste in den Niederlanden geförderte Erdgas, unter anderem aus dem Groningen-Feld, ist L-Gas. In Deutschland existieren derzeit noch zwei Pipeline-Netze parallel, eines für L-Gas und eines für H-Gas. Bis 2030 soll jedoch das Erdgasnetz sukzessive auf H-Gas umgestellt werden.

In den Niederlanden ist die gesamte Erdgasinfrastruktur auf L-Gas ausgerichtet. H-Gas kann zwar ebenfalls eingesetzt werden, es muss aber zuvor in L-Gas umgewandelt werden, im Wesentlichen durch die Beimischung von Stickstoff. Der staatliche Gasnetzbetreiber Gasunie konvertiert beispielsweise in Rotterdam importiertes Flüssiggas (Liquefied Natural Gas, LNG). Die zukünftig niedrigere Produktion im Groningen-Feld wird zu einer größeren Nachfrage nach Konvertierung führen, damit der Erdgasbedarf der Niederlande weiterhin gedeckt werden kann. Die Konvertierungskapazitäten sind jedoch beschränkt und unterliegen langen Investitionszyklen.¹⁰ Der starke Rückgang der einheimischen Produktion verursacht also nicht nur zusätzliche Kosten für erweiterte Konvertierungsanlagen, sondern beschränkt auch den Umfang, in dem die Niederlande einheimisches Erdgas durch Importe ersetzen können.

Für die Importeure von niederländischem Erdgas stellt sich das Konvertierungsproblem genau andersherum. In Deutschland, Frankreich und Belgien existieren bisher L-Gas-Netze neben den H-Gas-Netzen. Diese Länder haben begonnen, ihre lokalen L-Gas Netze in H-Gas-Netze umzuwandeln, und festgelegt ab spätestens 2030 nur noch H-Gas zu verwenden.¹¹ Während es in Deutschland bereits einen sehr konkreten Fahrplan für die Umstellung bis 2030 gibt, sind die Planungen in den anderen Ländern noch nicht so weit fortgeschritten. Die Beschleunigung des Rückgangs der Groningen-Produktion sowie die Verpflichtung zur Netzplanung könnten die Prozesse aber in allen betroffenen Ländern vorantreiben.

Versorgungssicherheit in der EU: Modellergebnisse

Die Bedeutung der verringerten Erdgasförderung in den Niederlanden für den europäischen Erdgasmarkt wurde vom DIW Berlin mit Hilfe des Global Gas Model (Kasten 2) untersucht.¹² Dabei wurden zwei verschiedene Szenarien für den Zeitraum 2015 bis 2040 betrachtet. Im ersten Szenario wurden die Auswirkungen der

¹⁰ Gasunie gibt an, dass die Erweiterung der derzeitigen Konvertierungskapazität von 19 bis 23 Milliarden Kubikmetern erst ab dem Jahr 2019 zur Verfügung stehen wird, mit dann 20 bis 29 Milliarden Kubikmetern. Gasunie (2013): *Mogelijkheden kwaliteitsconversie en gevolgen voor de leveringszekerheid – Resultaten onderzoek* 7. 4.

¹¹ Der Umbau der Netze wird aufgrund von EU-Vorgaben zur Netzplanung in den Gasnetzplanungsdokumenten angekündigt; in Deutschland FNB Gas (2015): *Netzentwicklungsplan Gas 2014*. in Frankreich GRTgaz: *2014/2023 Ten Year Development Plan for the GRTgaz Transmission Network*. in Belgien Fluxys: *Fluxys Indicative Investment Programme 2010–2019 for the Development of Natural Gas Infrastructure in Belgium*.

¹² Holz, F., Brauers, H., Richter, P. M., Roobeek, T. (2015): *Shaking Dutch Grounds Won't Shatter the European Gas Market*. DIW Diskussionspapier Nr. 1516.

Kasten 2

Das Global Gas Model

Das Global Gas Model (GGM) ist ein partielles Gleichgewichtsmodell des globalen Erdgasmarktes. Das Modell simuliert numerisch für die Jahre 2010 bis 2040 Produktion, Nachfrage, sowie Handelsflüsse von Erdgas. Für 120 Länder beziehungsweise Regionen der Welt ist jeweils die gesamte Wertschöpfungskette von der Förderung über den Transport und die Speicherung bis hin zum Endverbrauch im Strom-, Industrie-, und Haushaltssektor dargestellt. Außerdem sind saisonabhängige Schwankungen der Nachfrage, der Marktmacht einzelner Produzenten oder Händler, sowie endogene Investitionen in Förderkapazitäten und Speicher integriert. Das GGM wurde gemeinsam mit der NTNU Trondheim entwickelt und baut auf dem European Gas Model¹ und dem World Gas Model² auf.

Referenzproduktion und -nachfrage sind für den Base Case der Modellierung an die Projektion des „New Policies Scenario“ (NPS) des World Energy Outlooks 2013 der IEA angepasst. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die EU ihre CO₂-Emissionen bis 2035 um 40 Prozent gegenüber den Werten von 1990 mindert, während die globalen Emissionen um 20 Prozent gegenüber 2011 steigen werden. Die Referenznachfrage nach Erdgas liegt demnach

¹ Egging, R., Gabriel, S. A., Holz, F., Zhuang, J. (2008): *A Complementarity Model for the European Natural Gas Market*. Energy Policy, Vol. 36(7), 2385–2414.

² Egging, R., Holz, F., Gabriel, S. A. (2010): *The World Gas Model – A Multi-Period Mixed Complementarity Model for the Global Natural Gas Market*. Energy, Vol. 35 (10), 4016–4029.

verminderten Erdgasförderung der Niederlande auf den europäischen Erdgasmarkt analysiert. Im zweiten Szenario wurde diese geringere Förderquote mit einem kompletten Stopp der Erdgaslieferungen von Russland nach Europa kombiniert.¹³ Im Basisszenario gehen wir für 2015 von einer Gesamtnachfrage nach Erdgas in der EU von 498 Milliarden Kubikmetern aus.

Wie in den Beschlüssen des niederländischen Wirtschaftsministeriums vom Juli 2015 festgelegt wird im Szenario *NL_low* die Förderung des Groningen-Feldes 2015 von ursprünglich vorgesehenen 39 auf 33 Milliarden Kubikmeter gesenkt und auch für die weiteren Jahre bis zum Ende des Modellierungszeitraums 2040

¹³ Eine ausführliche Untersuchung der möglichen Auswirkungen verschiedener Lieferstopp-Szenarien für russisches Erdgas findet sich in Richter, P. M., Holz, F. (2015): *All Quiet on the Eastern Front? Disruption Scenarios of Russian Natural Gas Supply to Europe*. Energy Policy, 80, 177–189.

im Jahr 2015 bei 498 Milliarden Kubikmeter für die EU 28, für die Niederlande bei 43 Milliarden Kubikmeter und für Deutschland bei 82 Milliarden Kubikmeter. Die Nachfrage nach Erdgas würde in der EU bis 2035 auf 560 Milliarden Kubikmeter und für Deutschland auf 96 Milliarden Kubikmeter steigen, während der Verbrauch in den Niederlanden nur leicht schwankt und für 2035 auf relativ konstante 43 Milliarden Kubikmeter prognostiziert wird. Insgesamt verschiebt sich die Bereitstellung der Primärenergie in der EU laut dem „New Policies Scenario“ immer weiter hin zu Energieträgern mit geringeren CO₂-Emissionen als der heutige Energiemix. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch in der EU steigt laut IEA bis 2035 auf 30 Prozent, während Wasserkraft, Biomasse und sonstige erneuerbare Energien gemeinsam einen Anteil von 23 Prozent ausmachen würden. 2011 betrug der Anteil von Erdgas 24 Prozent und der der erneuerbaren Energien nur zwölf Prozent.

Mit dem GGM können Szenarien des globalen Erdgas Handels analysiert werden, wie in früheren DIW Wochenberichten veröffentlicht: 2014 wurden die Auswirkungen verschiedener Ausfallszenarien russischen Erdgases für Europa ermittelt und 2013 der Einfluss verschiedener Klimaszenarien und der entsprechende Investitionsbedarf in Erdgasinfrastruktur.³

3 Engerer, H., Holz, F., Richter, P. M., von Hirschhausen, C., Kemfert, C. (2014): Europäische Erdgasversorgung trotz politischer Krisen sicher. DIW Wochenbericht Nr. 22/2014; Holz, F., Richter, P. M., von Hirschhausen, C. (2013): Strukturverschiebung in der globalen Erdgaswirtschaft – Nachfrageboom in Asien, Angebotsschock in den USA. DIW Wochenbericht Nr. 31/2013.

entsprechend den aktuellen niederländischen Prognosen reduziert.¹⁴ Für die gesamte Förderung in den Niederlanden aus dem Groningen-Feldes und der Vielzahl kleinerer Felder ergibt sich eine maximale Förderung von 60 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2015 und nur noch 12 Milliarden Kubikmetern 2040. Im Vergleich zum Basisszenario mit den ursprünglich geplanten Förderungsgrenzen bedeutet dies eine Reduktion von 13 Prozent für 2015 und 70 Prozent für 2040 (Abbildung 2).

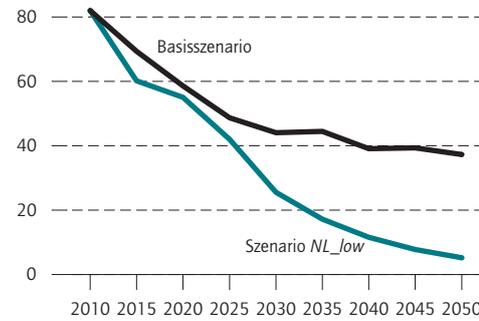
Untersucht wurden die Veränderungen des Gasverbrauchs, der Importstrukturen und der Preise in Europa im Vergleich zum Basisszenario. Die stärksten Auswirkungen sind – aufgrund der dann stark gesunkenen Erdgasförderung – am Ende des Modellierungszeitraums zu beobachten.

14 Niederländisches Wirtschaftsministerium (2015), a. a. O.

Abbildung 2

Modellannahmen zur niederländischen Erdgasförderung

In Milliarden Kubikmetern



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

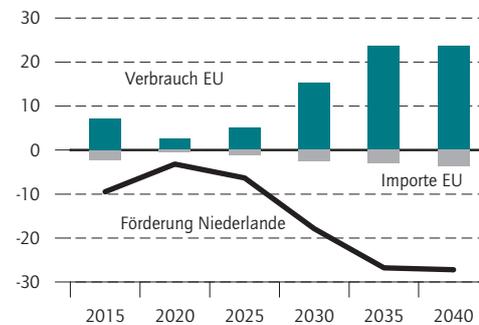
© DIW Berlin 2015

Für die niederländische Erdgasförderung muss nunmehr ein Rückgang angenommen werden, der viel deutlicher ausfällt als in früheren Vorhersagen, wie sie dem Basisszenario zugrunde lagen.

Abbildung 3

Veränderung der niederländischen Erdgasförderung sowie des Erdgasverbrauchs und der Importe der EU im Szenario NL_low gegenüber dem Basisszenario

In Milliarden Kubikmetern



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Der starke Rückgang der niederländischen Erdgasförderung kann durch Importe aus anderen Regionen kompensiert werden.

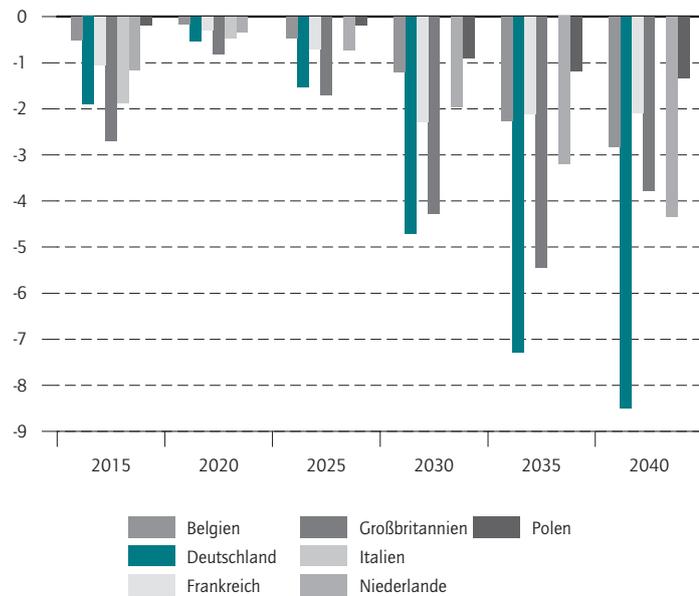
Obwohl die Förderung in den Niederlanden um 27 Milliarden Kubikmeter geringer als im Basisszenario ist, wird der Gesamtverbrauch von Erdgas in der EU im Jahr 2040 nur um drei Milliarden Kubikmeter reduziert. Die Differenz kann, wie auch in den vorhergehenden Jahren, durch Importe aus anderen Ländern ausgeglichen werden (Abbildung 3).

Die größten Importmengen kommen nach 2020 aus Afrika, Russland und Norwegen. Die höchsten *zusätzlichen* Importe aufgrund der verringerten niederländischen Erdgasförderung kommen überwiegend als Flüssiggas

Abbildung 4

Änderung niederländischer Erdgaslieferungen bei reduzierter Förderung und russischem Lieferstopp-Szenario *RUS_NL_low*

In Milliarden Kubikmetern



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Alle nordwesteuropäischen Länder müssten niederländisches Erdgas durch Importe aus anderen Ländern ersetzen, insbesondere Deutschland.

aus Nordamerika (+25 Prozent), Südamerika (+17 Prozent) und dem Nahen Osten (+10 Prozent). Die relativ geringen Auswirkungen auf den europäischen Erdgasmarkt werden unter anderem durch die oligopolistische Marktstruktur ermöglicht, da der Markt aufgrund hoher Preise attraktiv für eine große Anzahl von Lieferanten ist. Erhöht werden in der EU sowohl Pipeline- als auch Flüssiggas-Importe.

Die Importpreise für Erdgas steigen in der EU im Szenario *NL_low* nur um etwa 0,7 Prozent, wobei dieser Effekt aufgrund des recht gut vernetzten europäischen Erdgasmarkts relativ gleichmäßig über die Mitgliedsstaaten verteilt ist. Die westlichen EU-Länder sind als traditionelle Importeure niederländischen Erdgases geringfügig stärker betroffen als die östlichen Mitgliedsstaaten, aber kein Land erlebt eine Preissteigerung von mehr als 1,3 Prozent.

Eine besondere Bedeutung erhält die verminderte Förderung von Erdgas in der EU durch die politischen Spannungen mit Russland, insbesondere seit der Ukraine-Krise. Europäische Erdgasimporte sind stark von

russischem Erdgas dominiert, und verschiedene modellbasierte Studien haben untersucht, welche Auswirkungen ein potenzieller Lieferstopp von Russland auf den EU-Markt haben könnte.¹⁵ Negative Effekte träten hauptsächlich in Osteuropa auf, während der Westen aufgrund diversifizierter Importe und Transportrouten die fehlenden russischen Lieferungen ausgleichen könnte.

In einem zweiten Szenario, *RUS_NL_Low*, kombinieren wir die verringerten Fördermengen wie im Szenario *NL_Low* mit einem kompletten Stopp der Lieferung von russischem Erdgas nach Europa.¹⁶ Eine Ausweitung der Versorgungsschwierigkeiten von den östlichen Ländern auf westeuropäische, stärker von den Niederlanden abhängige Länder wäre zu vermuten. Jedoch sind die Effekte – wie auch beim ersten Szenario – relativ gering.

Die stärksten Auswirkungen der reduzierten niederländischen Erdgasförderung zusätzlich zu einem Ausfall russischen Erdgases sind in den Niederlanden selbst und den importierenden Nachbarländern zu spüren (Abbildung 4). Jedoch machen diese Effekte nur einen Bruchteil dessen aus, was die östlichen Länder durch den russischen Lieferstopp an Nachfragerückgängen und Preissteigerungen erfahren. Deutschland kann 2040 zwar fast neun Milliarden Kubikmeter weniger aus den Niederlanden importieren, dies wird aber durch Importe aus anderen Ländern ausgeglichen. Demzufolge sind auch keine wesentlichen Preissteigerungen zu beobachten.

Die notwendige Folge des Extremfalls von verringerten niederländischen Erdgaslieferungen bei einem gleichzeitigen russischen Lieferstopp wäre eine Umstellung des Pipeline-dominierten europäischen Erdgasmarktes auf mehr Flüssiggasimporte. Importe von Flüssiggas aus Afrika sowie aus Süd- und Nordamerika würden stark an Bedeutung gewinnen und weitere Investitionen in die Flüssiggas-Infrastruktur nach sich ziehen. Der Flüssiggasbedarf der EU wäre jedoch im internationalen Vergleich weiterhin so gering, dass er die Weltmarktpreise nicht deutlich in die Höhe treiben würde.

Eine größere Rolle für Flüssiggas würde die geopolitischen Risiken bei alternativen Lieferanten in den Blickpunkt rücken. Die politische Situation in Nordafrika ist nach dem Arabischen Frühling weiterhin instabil und in welchem Ausmaß das geologische Potenzial der Erd-

¹⁵ Richter, P. M., Holz, F. (2015), a. a. O.; Hecking, H., John, C., Weiser, F. (2014): An Embargo of Russian Gas and Security of Supply in Europe. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI); ENTSO-G (2014): Winter Supply Outlook 2014/15. Brüssel, 3. November, 2014.

¹⁶ Das Vergleichsszenario entspricht dem Szenario „Long Disruption“ in Richter, P. M., Holz, F. (2015), a. a. O.

gasvorkommen im Nahen Osten (Iran, Irak) genutzt werden kann, bleibt abzuwarten.

Fazit

Dieser Wochenbericht untersucht die möglichen Auswirkungen eines verschärften Rückgangs der niederländischen auf den europäischen Erdgasmarkt. Ein schnellerer Rückgang der Produktion als in bisherigen Prognosen wurde jünger von der niederländischen Regierung beschlossen, die Erdgasförderung schneller als bisher vorgesehen zurückzufahren, da das vermehrte Auftreten von Erdbeben in der Groningen-Region Anlass zu Sicherheitsbedenken gibt. Eine spätere Korrektur der nunmehr festgelegten maximalen Fördermenge nach oben ist unwahrscheinlich, und ein Ausgleich durch verstärkte Förderung aus anderen Erdgasfeldern oder unkonventionelles Erdgas (Schiefergas) ist aus geologischen Gründen und aufgrund des wachsenden Widerstands in der niederländischen Bevölkerung sehr fraglich.

Die hier vorgestellte Modellierung des DIW Berlin ist ein erster Versuch, die künftig reduzierte Förderung der Niederlande abzubilden und die möglichen Konsequenzen für den europäischen Erdgasmarkt aufzuzeigen. Die Modellrechnungen für die Zeit bis 2040 zeigen, dass nur unwesentliche Auswirkungen für die bisher von den Niederlanden versorgten Länder in Nordwesteuropa zu erwarten sind, da sie über eine diversifizierte Lieferanten- und Transportroutenstruktur verfügen. Rückgänge des Erdgasverbrauchs um drei Milliarden Kubikmeter (weniger als ein Prozent des EU-Gesamtverbrauchs) und durchschnittliche Preissteigerungen von ebenfalls unter einem Prozent wären die Folge eines starken Rückgangs der niederländischen Produktion.

Selbst für den Extremfall, dass zusätzlich zu der Reduktion der niederländischen Förderung Russland seine Erdgaslieferungen nach Europa völlig einstellt, sind für Westeuropa nur geringfügige Auswirkungen auf Erdgasverbrauch und Preise zu erwarten, da hier Zugang zu ausreichend diversifizierten Importen besteht.

Auch wenn die Verringerung der Erdgasförderung in den Niederlanden keine Versorgungsprobleme auf-

werfen dürfte, ist die Ausgleichsrolle bei saisonalen Schwankungen, die die Niederlande bisher in Nordwesteuropa einnehmen, zu beachten. Das Groningen-Feld verfügt über die seltene Möglichkeit, die Produktionsraten flexibel zu variieren. Es wird bisher wie ein Speicher genutzt und seine Produktionsmenge wird flexibel an die Nachfrage angepasst.¹⁷ Dieser saisonale Ausgleichsmechanismus wird durch die starke Begrenzung der Produktionskapazitäten des Groningen-Feldes entfallen. Um auch weiterhin im Jahresverlauf Versorgungssicherheit und Flexibilität zu gewährleisten, müssen zusätzliche Speichermöglichkeiten geschaffen werden. In den Niederlanden und Nordwesteuropa sind bereits mehrere solcher Projekte im Aufbau.

Durch die frühzeitige Ankündigung und gemeinsame Planung sinkender Erdgaslieferungen und der damit verbundenen Umstellung des L-Gas-Netzes auf H-Gas in Deutschland, Belgien und Frankreich und die Errichtung weiterer Kapazitäten für die Konvertierung von H-Gas in L-Gas in den Niederlanden ist es möglich, den Übergang zu deutlich reduzierten Fördermengen sanft und ohne explodierende Kosten durchzuführen. Jedoch müssen Belgien und Frankreich beginnen, wie Deutschland einen detaillierten Plan für die Umstellung des Erdgasnetzes zu entwickeln. Die Abstimmung der Planungen unter diesen Ländern und mit den Niederlanden ist empfehlenswert, um die Umstellung effizient zu gestalten.

Grundsätzlich bleibt abzuwarten, welchen Einfluss das Ergebnis der Klimakonferenz in Paris im Dezember 2015 auf die Rolle von Erdgas im europäischen Energiemix haben wird. Als fossiler Energieträger könnte Erdgas bei ambitionierten Klimazielen bis 2050 aus dem Energiemix nahezu vollständig verschwinden. Jedoch ist der Einsatz von Erdgas im Vergleich zu Kohle mit weniger Emissionen verbunden. Es ist daher für die nächsten Jahrzehnte als Brückentechnologie auf dem Weg zu einem vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem in der Diskussion.

¹⁷ IEA (2014), a. a. O.

Franziska Holz ist wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin | fhholz@diw.de

Hanna Brauers ist studentische Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin | hbrauers@diw.de

Thorsten Roobeek war Praktikant in der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin | t.roobeek@mpp.hertie-school.org

EARTHQUAKES IN THE NETHERLANDS CANNOT SHAKE THE EUROPEAN NATURAL GAS MARKET

Abstract: The rising number of earthquakes in the north-eastern part of the Netherlands has been attributed to the extraction of natural gas from the Groningen field. This has led to strong opposition to natural gas production from the Dutch population, a matter that is increasingly preoccupying not only policy-makers on the local and provincial levels, but also the central government. In response, the Dutch government has decided a drastic reduction of production from the Groningen gas field, the largest natural gas field in the country. This has an impact on several Western European countries that import natural gas from the Netherlands.

Model calculations by DIW Berlin based on a substantially reduced production of natural gas in the Netherlands show that due to diversified imports effects on the European natural gas market would only be small. Even if the lower Dutch production comes in addition to the disruption of the Russian supplies to Europe, it would not result in serious supply shortages or price increases in Western Europe since gas from other regions are possible. However, these supplies of natural gas would come partly from providers whose reliability might be called into question due to an unstable political situation, as for instance in North Africa.

JEL: C69, L71, Q34

Keywords: Natural gas, supply security



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
82. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Dr. Kati Krähnert
Prof. Dr. Lukas Menkhoff
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sylvie Ahrens-Urbaneck
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Sebastian Kollmann
Marie Kristin Marten
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Prof. Dr. Anne Neumann

Pressestelle

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

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.