

Diskussionspapier

Forschungsgruppe Russland/GUS
Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit



Roland Götz

Prognosen der Gasförderung sowie des Gasexportpotentials Russlands

FG 5 2007/06, April 2007

Diskussionspapiere sind Arbeiten im Feld der Forschungsgruppe, die nicht als SWP-Papiere herausgegeben werden. Dabei kann es sich um Vorstudien zu späteren SWP-Arbeiten handeln oder um Arbeiten, die woanders veröffentlicht werden. Kritische Kommentare sind in jedem Fall willkommen.

Prognosen der Gasförderung sowie des Gasexportpotentials Russlands

Vorbemerkung

Russland ist derzeit Europas wichtigster einzelner Gaslieferant. Weil im Unterschied zu anderen europäischen Staaten Deutschland kein Flüssiggas aus Afrika und dem Nahen Osten importiert, ist Deutschland auf russisches Erdgas besonders angewiesen. Gleichzeitig mehrten sich in Europa die Stimmen, die einerseits vor einer zu großen Abhängigkeit von Russland auf dem Energiegebiet warnen, andererseits Russlands Lieferfähigkeit bei Erdgas in Zweifel ziehen.¹ Im Folgenden wird näher untersucht, wie es um das russische Lieferpotential bestellt ist. Dazu werden die Prognoseergebnisse renommierter Forscher bzw. von Forschungseinrichtungen verglichen und bewertet.

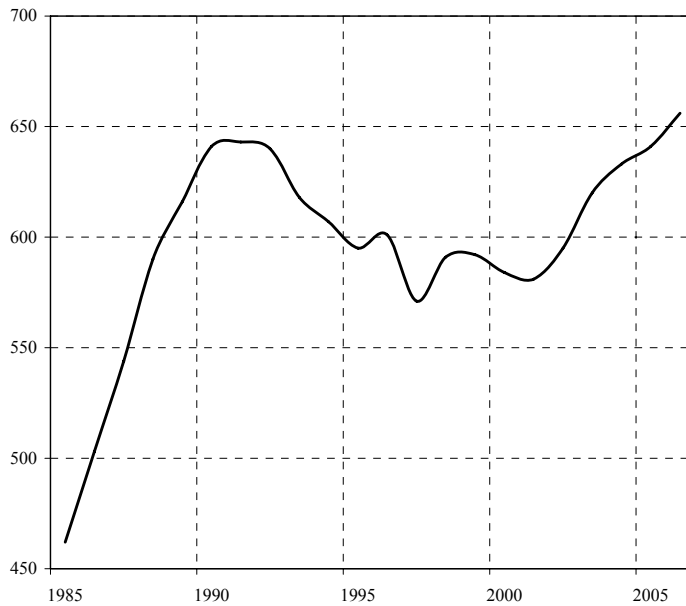
Russlands Erdgasförderung 1985-2005

Russlands Gasförderung hatte am Ende der Sowjetunion mit knapp 650 Mrd. m³ einen vorläufigen Höhepunkt erreicht.² In den neunziger Jahren sank sie um rund 10% ab, konnte jedoch ab 2002 wieder Zuwächse verzeichnen und 2006 mit 656 Mrd. m³ das 1991 erreichte Maximum überschreiten (Schaubild 1). Der in den neunziger Jahren beobachtete Förderrückgang war somit eine temporäre Erscheinung gewesen, die mit organisatorischen Problemen der Transitionsperiode sowie mit dem Rückgang des Gasverbrauchs im Raum der ehemaligen Sowjetunion erklärt werden kann.³

¹ Roland Götz, Die Debatte um Europas Energieversorgungssicherheit, Diskussionspapier, März 2007, <www.swp-berlin.org/de/brennpunkte/dossier.php?id=4990>.

² Die hier verwendeten Daten zur russischen Gasförderung entstammen der amtlichen russischen Statistik und enthalten sowohl Naturgas als auch Begleitgas, das bei der Ölförderung anfällt. In Russland sowie in den GUS-Staaten wird das Volumen bei 20° gemessen, weswegen es um rund 7° höher angegeben wird als wenn es bei 15° gemessen würde, wie es der Praxis in den meisten anderen Staaten entspricht. Die von der russischen amtlichen Statistik angegebenen Werte liegen daher durchweg höher als die von BP in ihrem Statistical Review of World Energy publizierten Daten, die auf der Umrechnung von Öläquivalenten in Volumina basieren. Sie entsprechen den im Petroleum Economist angegebenen Werten.

³ Zur Erdgaswirtschaft in den 90er Jahren vgl. Katharina C. Preuß Neudorf, Die Erdgaswirtschaft in Russland, Köln 1996; Heiko Pleines/Kirsten Westphal, Russlands Gazprom. Teil I: Die Rolle des Gaskonzerns in der russischen Politik und Wirtschaft, in: Berichte des BIOst, Köln, (1999) 33; Andreas Heinrich, Russlands Gazprom. Teil II: Gazprom als Akteur auf internationaler Ebene, in: Berichte des BIOst, Köln, (1999) 34.

Schaubild 1: Erdgasförderung in Russland 1985 – 2006 (Mrd. m³)

Quelle: Russische Amtliche Statistik (Goskomstat Rossii), Russische Statistische Jahrbücher, versch. Jg. und <www.gks.ru>.

Wie es mit der russischen Gasförderung weiter gehen wird, kann freilich nicht aus der Entwicklung der letzten beiden Jahrzehnte extrapoliert werden, sondern erfordert Langfristprognosen, die sich auf das vermutete Förderpotential und die Geschwindigkeit seiner Erschließung stützen. Da das Förderpotential von der unterstellten Wahrscheinlichkeit für die Potentiale einzelner Gasvorkommen abhängt, wodurch ein stark subjektives Element in die Bewertungen eingeht, differieren diese Prognosen erheblich.

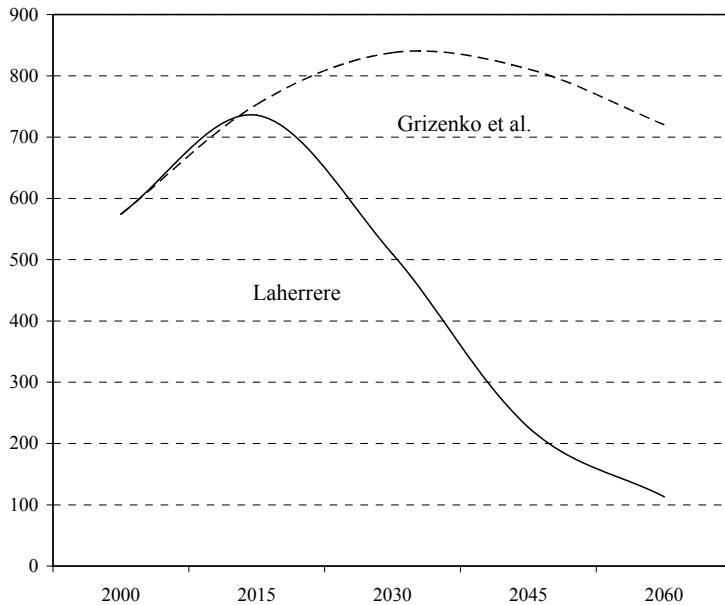
Prognosen der Gasförderung 2005-2030

Für die russische Erdgasförderung existieren zwei prominente Langfristprognosen, die zu erheblich unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Jean Laherrere, der führende Statistiker der ‚Association for the Study of Peak Oil and Gas‘ (ASPO), geht von einem Ressourcenpotentials von rund 43 Billionen m³ aus und prognostiziert, dass um 2015 das Fördermaximum erreicht und anschließend ein deutlicher Rückgang der Gasförderung einsetzen wird.⁴ Ein russisches Autorenteam aus dem Umfeld von Gazprom (Grizenko et al.) geht von erheblich höheren Vorkommen aus. Die Autoren errechnen für das 21. Jahrhundert eine Gesamtförderung

⁴ Jean Laherrere, Uncertainty of oil & gas supply and demand? Vortrag in Potsdam, 18.-19.01.2007, <www.hubbertpeak.com/laherrere/GPPI200701.pdf>.

von 67 Billionen m³ und eine dann noch verbleibende Menge von 34 Billionen m³, legen also ein Gesamtpotential von rund 100 Billionen m³ zugrunde.⁵

Schaubild 2: Erdgasförderung in Russland 2000 – 2060 (Mrd. m³)



Quellen: Laherrere: <www.hubbertpeak.com/laherrere/GPPI200701.pdf>; Grizenko et al.: <www.geoinform.ru/mrr.files/issues/articles/pdf/gric3-01.pdf>. Hier wird 1 tcf (trillion cubic feet = Billion Kubikfuß) zu 28,3 Mrd. m³ (bcm) umgerechnet (1 m³ = 35,315 cf)

Bemerkenswert ist, dass bei Annahme des doppelten Förderpotentials als bei Laherrere sich das Fördermaximum nur um 15 Jahre – von 2015 auf 2030 – verschiebt. Allerdings ist danach der Förderrückgang erheblich milder als unter Annahme des niedrigeren Potentials.

Die genannten Langfristprognosen enthalten keine expliziten Verhaltensannahmen. Für den zeitlichen Verlauf der Förderung könnte jedoch bedeutsam sein, welche Förderpolitik die beteiligten Unternehmen bzw. der Staat verfolgt. Insbesondere kann gefragt werden, ob von ihnen eine Politik der nachhaltigen Ressourcennutzung (sustainability) zu erwarten ist.⁶ Die Geschichte der sowjetischen Rohstoffgewinnung, als viele Vorkommen überstürzt ausgebeutet und dabei die Lagerstätten nachhaltig geschädigt wurden, spräche für ein behutsames Vorgehen. Es gibt allerdings eine Reihe von Argumenten, die aus Unternehmenssicht gegen eine derartige Strategie sprechen. Ein Hinausschieben der Förderung bedeutet spätere Erlöse und

⁵ Aleksandr I. Grizenko, Neft' i gaz Rossii v XXI v. Prognoz dobyci i razvitija syrevoj bazy [Öl und Gas Russlands im 21. Jahrhundert. Prognose der Förderung und der Entwicklung der Rohstoffbasis], in: Mineral'nye resurcy Rossii, (2001) 3, <<http://www.geoinform.ru/mrr.files/issues/articles/pdf/gric3-01.pdf>>.

⁶ Hans Ch. Binswanger/Rabin N. Chakraborty, The Economics of Resource Management, (2000), <www.ec.europa.eu/environment/enveco/waste/binswanger.pdf>.

damit, unter Berücksichtigung der Möglichkeit von profitabler Anlage der Gewinne, einen geringeren Gesamtgewinn. Wichtige Determinanten einer rationalen Entscheidung sind zudem unsicher, wie vor allem die Preisentwicklung und die Entwicklung alternativer Produkte und Technologien. Daher erscheint es günstiger, die „sichere“ gegenwärtige Situation zu nutzen und rasch zu fördern. Aus staatlicher Sicht spricht die Möglichkeit, Steuern „jetzt“ und nicht in fernerer Zukunft einnehmen zu können, ebenfalls für eine rasche Ausbeutung. Daher sind die Langfristprognosen, die von einem „glockenförmigen“ Förderverlauf mit deutlichem Förderabfall nach Erreichen des Maximums ausgehen, durchaus plausibel.

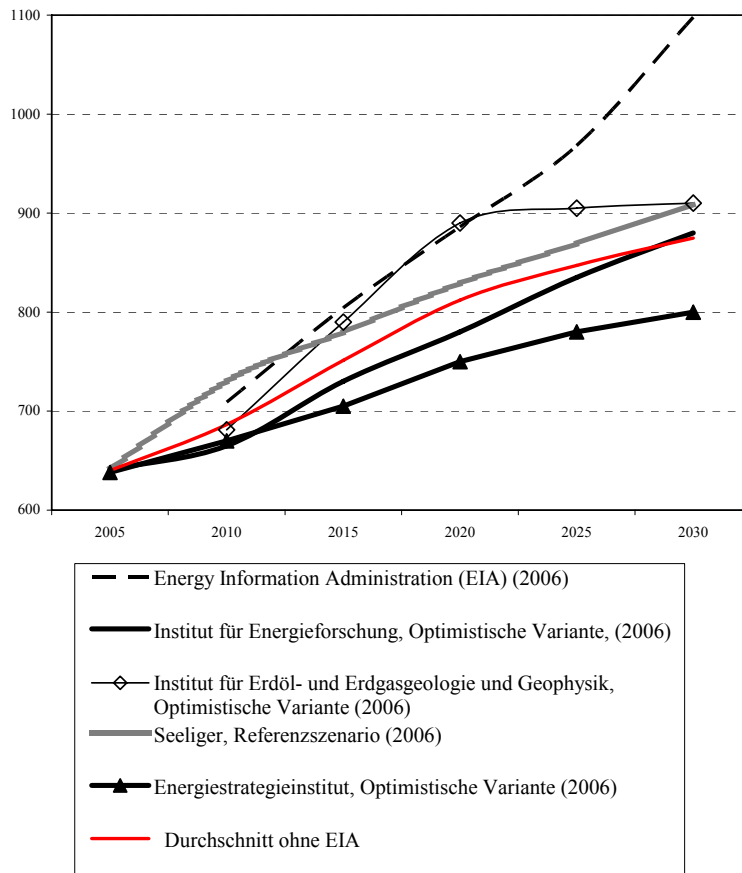
Neben den genannten Langfristprognosen existieren mehrere mittelfristigen Prognosen. Von ihnen werden hier einige neuere berücksichtigt.⁷ Es handelt sich zum einen um Prognosen russischer Forschungsinstitute, zum anderen um die Prognose der US-amerikanischen Energie Information Administration (EIA) sowie um die Prognose von Seeliger, die mit Hilfe des Erdgashandelsmodells MAGELAN erstellt wurde.⁸

Die vorgestellten mittelfristigen Prognosen der russischen Erdgasförderung lassen eine deutliche Konvergenz erkennen, wobei die EIA eine Außenseiterposition einnimmt, denn sie geht für 2020-2030 von einem exponentiellen Wachstum der Erdgasförderung aus, was aus dem Rahmen der anderen Prognosen fällt. Die anderen Prognosen zeigen für 2030 eine Bandbreite der Förderung zwischen 800 und 900 Mrd. m³ auf. Sie sind vereinbar mit der Langfristprognose von Grizenko et al.

⁷ Die russische Energiestrategie von 2003 wird hier nicht eigens aufgeführt, da sie voraussichtlich 2008 in revidierter Form neu vorgelegt werden wird. Siehe Roland Götz, Russlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas, Stiftung Wissenschaft und Politik, Studie S 6 (2004).

⁸ Weitere Gasmodelle haben unter anderen das Baker Instituts <http://fsi.stanford.edu/publications/baker_institute_world_gas_trade_model_the/> sowie das DIW vorgestellt, vgl. <<http://ideas.repec.org/p/diw/diwwpp/dp551.html>>.

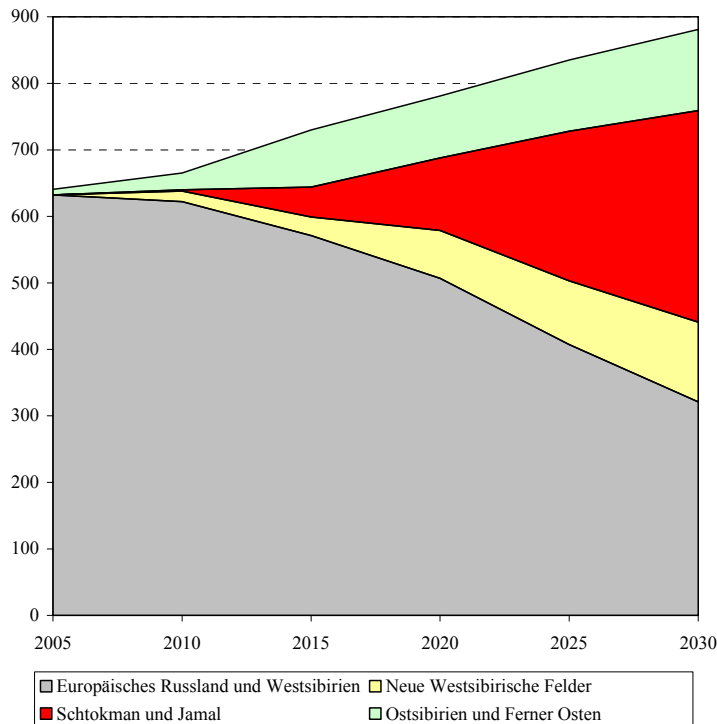
Schaubild 3: Mittelfristige Prognosen der Erdgasförderung 2005-2030 (Mrd. m³)



Quellen und Anmerkungen: Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook 2006, Washington D.C, (2006), <www.eia.doe.gov/emeu/international/gasproduction.html>, hierbei Umrechnung von trillion cubic feet (tcf) in Mrd. m³ aus EIA-Daten ermittelt mit 1 Mrd. m³ = 37,8 tcf.; Tatjana Mitrova, Institut Energetičeskij Issledovanij [Institut für Energieforschung] der Russischen Akademie der Wissenschaften, <www.eriras.ru/structure.html>, Vortrag an der ETH Zürich, 10.03.2007; Aleksej Kontorovich u.a., Institut für Erdöl- Geologie und Geophysik der sibirischen Akademie der Wissenschaften, Vostočnaja strategija gazovoj promyšlennosti, in: Kontinent Sibir', 10.11.2006, <www.com.sibpress.ru/10.11.2006/macroeconomics/81779>; Andreas Seeliger, Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030, München (2006), S. 97, hierbei Werte für 2015 und 2025 interpoliert; Institut Energetičeskoj Strategii [Russisches Energiestrategieinstitut], nach: Harmonization of Energy Policy of Russia and the EU (Energy Dialogue), Natural Gas Supply-Demand Scenarios Analysis, November 2006, <www.ec.europa.eu/energy/russia/events/doc/2006_10_30_bg_presentation_en.pdf>.

Alte und neue Gasfelder

Die russische Gasförderung erfolgt gegenwärtig zu 99% in Westsibirien sowie im europäischen Teil Russlands, während Ostsibirien und der Ferne Osten erst am Beginn der Förderung stehen. Um die Förderung auch nur auf dem bisherigen Niveau zu halten, müssen neue Gasfelder in Westsibirien erschlossen werden. Sie liegen zu einem geringeren Teil im Norden Westsibiriens, zunehmend jedoch auf der Jamal-Halbinsel sowie in der Barentssee. Ab 2015 ist auch mit einem deutlichen Beitrag Ostsibiriens und des Fernen Ostens zur Gasförderung zu rechnen, der allerdings für Europas Versorgung keine Rolle spielen wird.

Schaubild 4a: Förderung nach Förderregionen 2005-2030 (Mrd. m³)

Datenquelle: Tatjana Mitrova, Institut Energetičeskich Issledovanij [Institut für Energieforschung] der Russischen Akademie der Wissenschaften, <www.eriras.ru/structure.html>, Vortrag an der ETH Zürich, 10.03.2007

Insbesondere die Entwicklung der Gasförderung auf der Jamal-Halbinsel ist für Europa von besonderem Interesse, da unter der Halbinsel die größten noch unerschlossenen Gasreserven Russlands liegen und diese – neben der Versorgung des Binnenmarkts und der Belieferung der nach China führenden Altai-Pipeline – vor allem für den Export nach Europa zur Verfügung stehen sollen.⁹ Nach den von Gazprom verkündeten Planungen sollen bis 2009 auf Jamal Infrastruktureinrichtungen für das Personal gebaut werden und zwischen 2009 und 2011 die ersten Förderanlagen entstehen. Ende 2011 soll aus dem größten Feld Bovanenkovo das erste Gas gefördert werden (15 Mrd. m³), dann soll die Förderung bis 2028 schrittweise auf 250 Mrd. m³ erhöht werden.¹⁰ Bis 2015 wird die Erdgasförderung im europäischen Teil Russlands, in Westsibirien und auf Jamal auch bei rechtzeitiger Förderaufnahme der Großvorkommen auf Jamal kaum ansteigen. Die Zunahme der Exporte Richtung Westen muss bis

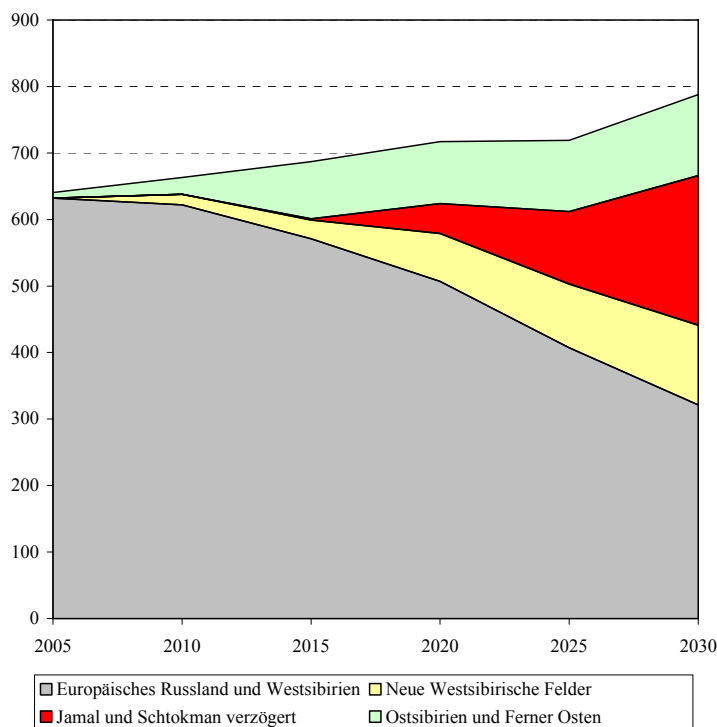
⁹ Zunächst sind die Felder Bovanenkovo, Charasavej, Kruzenschtern sowie die Tambej-Gruppe zur Förderaufnahme vorgesehen. Auf Jamal befinden sich erkundete Gasfelder mit Reserven von 10,4 Billionen m³, während die gesamten Ressourcen der Region von Gazprom auf 50 Billionen Mrd. m³ geschätzt werden, was der Ressourcenbasis Westsibiriens gleichkommt, siehe P.G. Txybulsky u.a., The prospect of gas production and specific features of development of the Yamal peninsula, 23rd World Gas Conference, Amsterdam 2006, <www.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add10409.pdf>.

¹⁰ Firmenzeitschrift „Gazprom“, (2007) 1-2, S. 6-9, <www.gazprom.ru>.

dahin aus Importen bzw. der Ersetzung der Belieferung des Binnenmarkts durch Importe bewerkstelligt werden.

Bereits eine Verschiebung des Beginns der Projekte Jamal und Shtokman um 5 Jahre hätte zur Folge, dass die Erdgasförderung in den Regionen, von denen aus Europa versorgt wird (d.h. die russischen Fördergebiete ausser Ostsibirien und Ferner Osten) zumindest bis 2025 auf dem Niveau von 2005 stagnieren würde.

Schaubild 4 b: Förderung nach Förderregionen 2005-2030 bei verzögerter Förderaufnahme Jamal und Shtokman (Mrd. m³)



Datenquelle: Tatjana Mitrova, Institut Energetičeskich Issledovanij [Institut für Energieforschung] der Russischen Akademie der Wissenschaften, <www.eriras.ru/structure.html>, Vortrag an der ETH Zürich, 10.03.2007

Die Investitionsaufwendungen für die Förderanlagen auf Jamal sollen (in Preisen von 2004) 25 Mrd. US-\$ betragen, dazu kommen noch 39 Mrd. US-\$ für Pipelines und 6 Mrd. US-\$ sonstige Kosten, zusammen also 70 Mrd. US-\$.¹¹ Ihre Finanzierung wird die Investitionskraft von Gazprom außerordentlich beanspruchen.

Die Bedingungen für die Gasförderung und den Gastransport auf und von der Jamal-Halbinsel zählen zu den weltweit schwierigsten. Der Bau der Gaspipelines auf der Jamal-Halbinsel wird

¹¹ Simon Pirani, The \$69 billion question: When and how to go ahead with Yamal, <<http://www.quintessential.org.uk/SimonPirani/gm-oct04.html>>; Gazprom <www.gasandoil.com/goc/company/cnr23446.htm>.

wegen des schwierigen Untergrunds (viele Flüsse und flache Gewässer, darunter Permafrostboden) enorme technologische Anforderungen stellen. Auch die Verlegung des Unterwasserteils der Pipeline durch die Karasee erfordert noch nicht bekannte ingenieurtechnischen Lösungen.¹² Zusätzliche Probleme kann die fortschreitende globale Erwärmung mit sich bringen, da sie zu einem Tauen des auf Jamal wie im gesamten Nordsibirien auftretenden Permafrostbodens führen kann. Nach den im Fördergebiet Urengoj gemachten Erfahrungen muß damit gerechnet werden, dass die Jamal-Halbinsel sich im Verlauf der Gasförderung senkt und dann gänzlich mit Wasser bedeckt sein wird.

Neben der Förderaufnahme auf Jamal ist das Shtokman-Projekt das zweite Großprojekt, das Gasprom plant. Das große Unterwasser-Gasfeld in der Barentssee sollte ursprünglich von einem internationalen Konsortium im Rahmen eines Production-Sharing-Agreements (PSA) betrieben werden, dem Gasprom im Oktober 2006 überraschend eine Absage erteilt hat. Seit-her sind die (allerdings ehrgeizigen) Pläne für die Förderaufnahmen bereits im Jahr 2013 obsolet geworden.¹³

Gasprom und Unabhängige

Außer von Gasprom wird Erdgas in Russland von „unabhängigen Gasgesellschaften“, die nicht von Gasprom kontrolliert werden sowie von Ölgesellschaften gefördert (im Folgenden als „Unabhängige“ tituliert).¹⁴

Die Aussichten für die Erhöhung der Förderung der „Unabhängigen“ werden von diesen selbst, aber auch von Gasprom als sehr gut eingeschätzt. Während die optimistischsten Prognosen für die Förderung von Gasprom im Zehnjahreszeitraum 2006-2015 von einem Gesamtzuwachs um 12% ausgehen, wird für die „Unabhängigen“ ein Zuwachs in Höhe von 136% für möglich gehalten, wobei deren Anteil sich nahezu verdoppeln würde (Tabelle 1).¹⁵

¹² Vgl. den Bericht von der Sitzung des Russischen Union der Öl- und Gasleitungsbauer ROSSNGS vom 19.07.2005, <www.derrick.ru/index.php?f=n&id=7461&page=9>, wo bemerkt wird, dass noch keine ingenieurtechnischen Lösungen für die Probleme bekannt sind, die beim Bau der Gasfernleitungen von Jamal zum Festland zu erwarten sind.

¹³ Roland Götz, Wird Deutschland „Energiedrehscheibe“ für Russlands Erdgas? Gasproms Kehrtwendung beim Shtokman-Gasfeld und die deutsch-russischen Energiebeziehungen, in: SWP-Aktuell, 49 (2006).

¹⁴ Da Erdöl- und Erdgas vielfach am gleichen Ort vorkommt, wird Erdgas auch von Ölgesellschaften gefördert. Hinzu kommt das bei der Ölförderung anfallende „Begleitgas“ (associated gas), ein gasförmiges Gemisch verschiedener Kohlenwasserstoffe, das vielfach abgeflackelt wird (flaring).

¹⁵ Andreas Heinrich/Julia Kusznir, Independent Gas Producers in Russia, KICES Working papers (2005) 2, <www.kices.org>.

Tabelle 1: Gasförderung von Gazprom und unabhängigen Gesellschaften einschließlich Ölgesellschaften 2005-2015 (Mrd. m³)

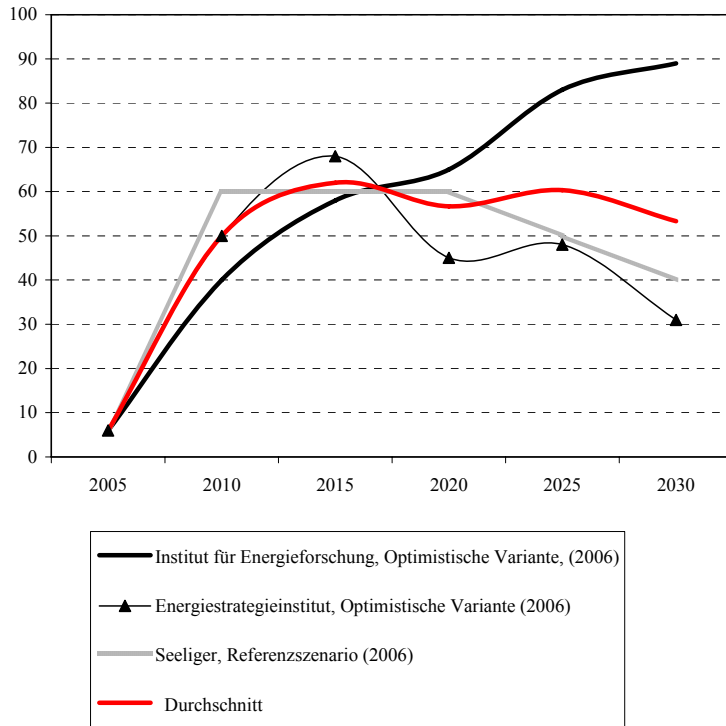
Jahr	Gazprom	Unabhängige	Zusammen	Anteil Unabhängige (%)
2005	551	95	646	15
2010	561	141	702	20
2015	618	224	842	27

Quelle: Ministerium für Industrie und Energie (Minpromenergo), nach Aleksandr Bekker, Gazovoj prejskurant, in: Vedomosti, 21.11.2006. Die hier genannten Fördermengen liegen für 2010 und 2015 erheblich höher als die Prognosen der russischen Institute.

Importe

Russland importiert Erdgas nur aus den zentralasiatischen GUS-Staaten Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan. Nicht zu den Importen zählen über Russland gehende Transitlieferungen aus diesen Staaten an die westlichen GUS-Mitglieder Belarus, Ukraine und Moldova. Der Umfang der zukünftigen Importe ist unsicher, da der Binnenverbrauch in diesen Ländern wächst, für die zentralasiatischen Gasproduzenten auch der chinesische und europäische Markt von Interesse ist. Es wird daher teilweise eine Abnahme der russischen Gasimporte aus Zentralasien prognostiziert. Im Durchschnitt ergibt sich ab 2010 eine Konstanz der Importe auf dem Niveau von rund 60 Mrd. m³.

Schaubild 5: Prognosen des Erdgasimports Russlands (ohne Transitlieferungen) 2005-2030 (Mrd. m³)

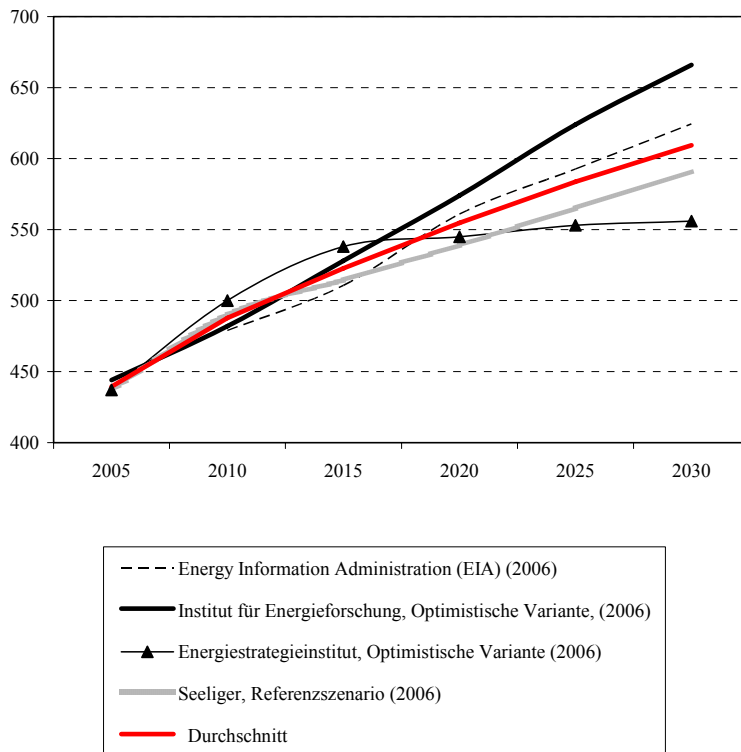


Datenquelle: Wie Schaubild 3. In den hier ausgewiesenen Importen sind Transitlieferungen nicht erfasst.

Binnenverbrauch

Für das voraussichtliche Exportpotential Russlands hat die Entwicklung des Binnenverbrauchs entscheidende Bedeutung. Russland verbraucht rund zwei Drittel seiner hohen Gasförderung selbst, was mit der in den achtziger Jahren gefallenen Entscheidung zugunsten einer temporären Umstellung von Kohle und Kernenergie auf Erdgas zusammen hängt. Diese so genannte „Gaspause“ hält entgegen der ursprünglichen Absicht bis heute an, weil Gas auf dem Inlandsmarkt billiger als Kohle ist und weil der Ausbau der Kernenergie (auch unter dem Eindruck von Tschernobyl) weit hinter den ursprünglichen Planungen zurückblieb. Weitere Gründe sind die uneffiziente Nutzung des Erdgases sowie die hohe Verschwendung einschließlich der Abfackelung von bei der Erdölförderung anfallendem Erdgas (flaring).¹⁶

¹⁶ Roland Götz, Russlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas, Stiftung Wissenschaft und Politik, Studie S 6 (2004), S. 15-16; International Energy Agency, Optimizing Russian Natural Gas, Paris (2006), S. 25-50.

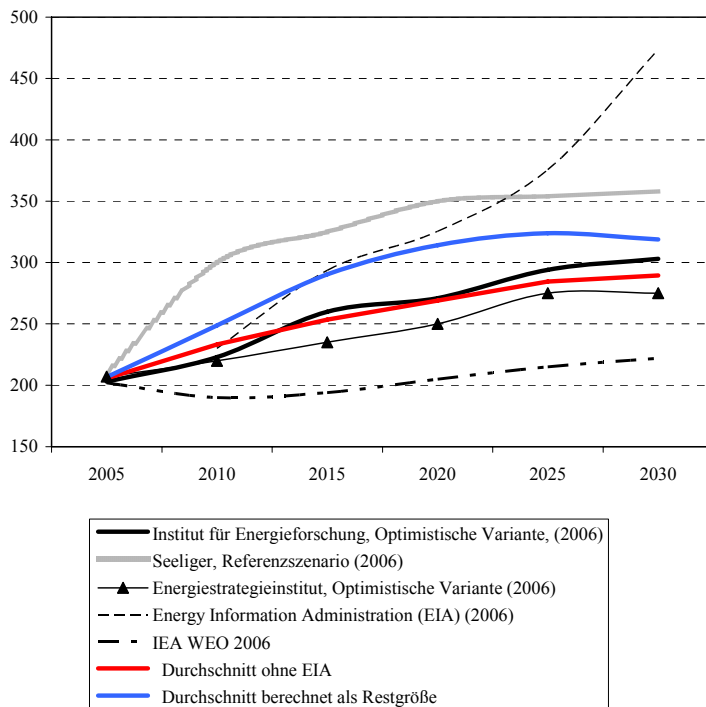
Schaubild 6: Prognosen des Ergas-Binnenverbrauchs Russlands 2005-2030 (Mrd. m³)

Datenquelle: Wie Schaubild 3

Wenn das russische Wirtschaftswachstum, das zwischen 1999 und 1006 rund 5% pro Jahr betrug anhält, ist bei einer Politik des „weiter so“ bzw. „business as usual“ mit einem fortwährend steigenden Binnenverbrauch zu rechnen. Dieser kann nur dadurch gedämpft werden, dass der Binnenpreis für Erdgas für die industriellen Verbraucher weiter in Richtung des Exportpreises angehoben wird. Auch für die kommunalen Verbraucher und die privaten Haushalte könnte der Gaspreis angehoben werden, wenn für diese ein Ausgleich durch allgemeine Subventionen, die nicht an den Gaskonsum gekoppelt sind, gewährt wird. Dies wäre in volkswirtschaftlichem Interesse, weil durch die Preiserhöhung Anreiz vorhanden wäre, mit Erdgas sparsamer umzugehen als bisher.

Das russische Gasexportpotential 2005-2030

Beim Gasexportpotential fallen die „extremen“ Prognosen der großen westlichen Energieinstitutionen EIA sowie der IEA ins Auge. Während die EIA entsprechend ihrer sehr optimistischen Förderprognose (vgl. Schaubild 3) auch ein sehr optimistisches Exportpotential berechnet, sagt die IEA praktisch eine Stagnation der russischen Gasexporte voraus.

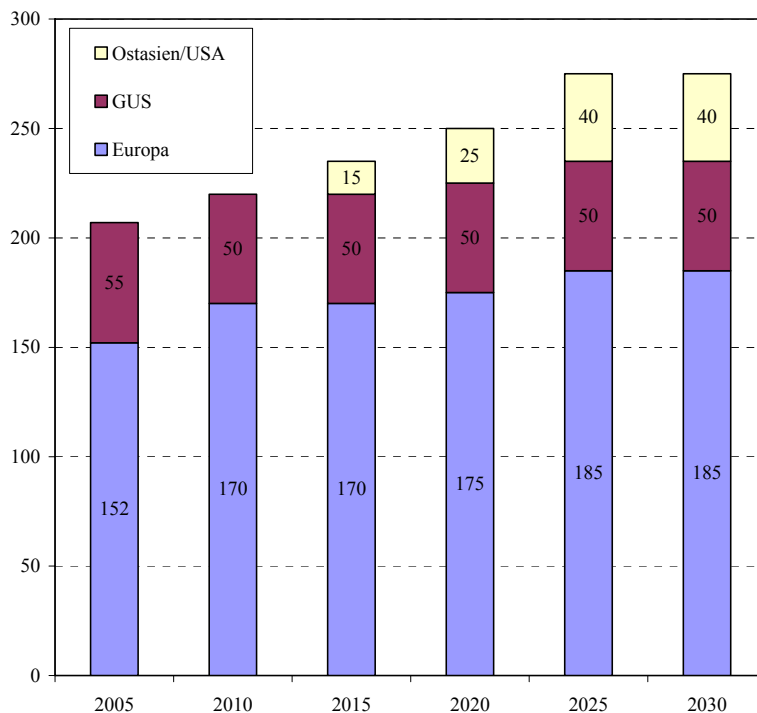
Schaubild 7: Prognosen des russischen Exportpotentials 2005-2030 (Mrd. m³)

Datenquelle: Wie Schaubild 3

Die anderen hier berücksichtigten Prognosen stimmen darin überein, daß sie ein weiter zunehmendes Exportpotential voraussehen, das zwischen 2020 und 2030 abflacht. Im Durchschnitt der Prognosen (ohne EIA) ergibt sich zwischen 2005 und 2030 eine allmähliche Steigerung des Exportpotentials von 200 auf knapp 300 Mrd. m³ pro Jahr. Legt man nicht die einzelnen Exportprognosen zugrunde, sondern ermittelt man das Exportpotential als Restgröße aus den Mittelwerten der Prognosen für die Förderung, die Importe sowie den Binnenverbrauch, ergibt sich ein rascher Anstieg der Exporte auf über 300 Mrd. m³, dann aber nach 2020 eine Abflachung.

Bei der Richtung des Erdgasexports wird sich im Zeitraum 2005-2030 voraussichtlich eine gewisse Verschiebung ergeben: Während 2005 der gesamte Export Richtung Europa und in die GUS-Staaten erfolgte, wird zukünftig ein Teil des Exports nach China und Südostasien gehen. Der russische Gasexport in die GUS dürfte stagnieren oder sogar abnehmen, da die GUS-Staaten ihren sehr großen Gaskonsum vermindern könnten und im Wege des Transits durch Russland Erdgas vor allem aus Zentralasien importieren werden. Schaubild 7 zeigt eine mögliche Aufteilung des Exports nach den Regionen Europa, GUS und Ostasien/USA (Quelle: Energiestrategieinstitut).

Schaubild 8: Russischer Gasexport (ohne Transitleistungen) nach Absatzregionen (Mrd. m³)

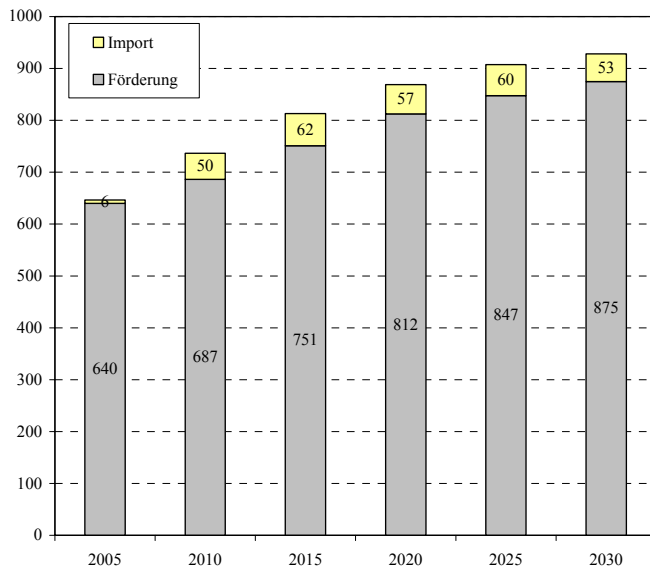


Quelle: Energiestrategieinstitut, wie Schaubild 3

Die Exporte in die GUS sind mit konstant 50 Mrd. m³ angenommen, was möglicherweise überhöht ist. Dagegen sind die Exporte Richtung Osten bzw. die USA verhältnismäßig niedrig angesetzt. Wie das Schaubild zeigt, wird der Export nach Europa (ohne GUS) auch künftig den weit überwiegenden Anteil (rund 70%) der gesamten Gasexporte Russlands ausmachen.

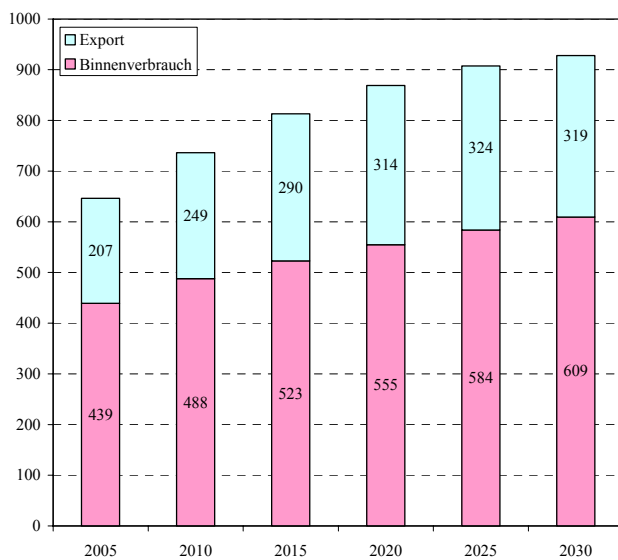
Aufkommen und Verwendung

Aus den Durchschnittswerten der mittelfristigen Prognosen können Aufkommen und die Verwendung von Erdgas in Russland ermittelt werden. Wie Schaubild 9 erkennen lässt, wird das Aufkommen an Erdgas in Russland weit überwiegend aus eigener Förderung bestritten, während Importe nur etwa 7% des Gesamtaufkommens ausmachen.

Schaubild 9: Aufkommen von Erdgas in Russland 2005-2030 (Mrd. m³)

Datenquellen: Schaubilder 3 und 5. In den Importen sind Transitlieferungen von Zentralasien in die westliche GUS nicht enthalten.

Die Verwendungsseite lässt den hohen Anteil des Binnenverbrauchs von Erdgas erkennen (Schaubild 10). Von der Entwicklung des Binnenverbrauchs wird das Exportpotential Russlands mehr abhängen als von der Entwicklung der Gasimporte.

Schaubild 10: Verwendung von Erdgas in Russland 2005-2030 (Mrd. m³)

Datenquellen: Schaubilder 6 und 7.

Mittel- und langfristige Aufgaben zur Sicherung des Gasexports

Das mittel- und langfristige Gasexportpotential Russlands wird von folgenden Faktoren abhängen:

- Wachstum des Inlandsverbrauchs. Es muss gering gehalten werden, indem die (nach Zonen gestaffelten) Binnenpreise für Erdgas angehoben werden;
- Gasimporte aus Zentralasien, um Exportmengen frei zu machen;
- Fördermengen der unabhängigen Gasproduzenten und Ölgesellschaften. Ihnen müssen günstige Bedingungen für die Entwicklung ihrer Gasförderung geboten werden, wozu ebenfalls die Anhebung der Binnenpreise in Russland gehört;
- Exporte in die GUS-Staaten. Sie können reduziert werden, indem der Transit von Erdgas aus Zentralasien durch Ausbau entsprechender Pipelines erleichtert wird;
- Erschließung der Gasvorkommen in der Barentssee und auf der Jamal-Halbinsel einschließlich des Baus der erforderlichen Pipelines.

Diese Aufgaben sind nur lösbar, wenn dafür von Gazprom und den unabhängigen Gesellschaften die erforderlichen Investitionen getätigt werden und wenn die russische Regierung einer Anhebung der Binnenpreise für Erdgas zustimmt. Geschieht dies nicht, ist zu erwarten, dass der Gasexport aus Russland Richtung Europa stagnieren oder sogar abnehmen wird und Gasexporte Richtung Osten in Frage gestellt werden.

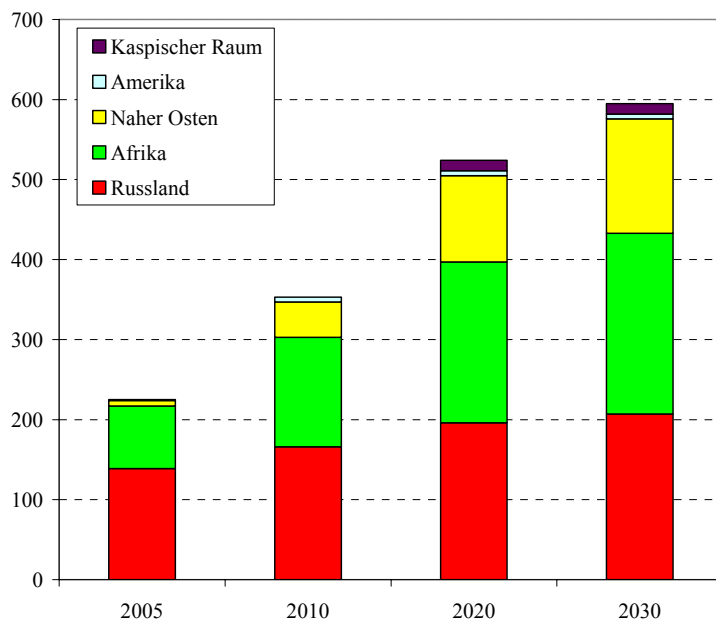
Europas Gasversorgung durch Russland und die Alternativen

Alle Prognosen sind sich darin einig, dass Europas Gasbedarf künftig zunehmen wird, weil vor allem mehr Gas als bisher in der Stromerzeugung verwendet werden wird. Allerdings differieren die Prognosen in ihren Vorhersagen über den Umfang des zusätzlichen Bedarfs erheblich.¹⁷ Mehr Einigkeit herrscht bei der Prognose der abnehmenden Erdgasförderung in Europa. Im Ergebnis wird vorhergesagt, dass der Importbedarf Europas (hier verstanden als die EU-Länder samt Erweiterungsstaaten zuzüglich Türkei, Norwegen, der Balkanländer) von rund 200 Mrd. m³ (2005) auf rund 500-600 Mrd. m³ (2030) zunehmen könnte.

Das russische Gasexportpotential, das für Europa bestimmt ist, wird voraussichtlich den europäischen Zusatzbedarf nicht abdecken können. Allerdings ist Russland keineswegs das einzige Land, von dem aus Europa in Zukunft stärker beliefert werden kann. Insbesondere dürfte der Anteil Afrikas an den europäischen Importen deutlich ansteigen und die Größenordnung der Importe aus Russland erreichen, wobei es sich zum Teil um Flüssiggas handeln wird.

Mit den zunehmenden Anteilen Afrikas und des Nahen Ostens am europäischen Gasimport wird sich bei Gas eine höhere Diversifizierung der Importstruktur ergeben. Russlands Anteil an den europäischen Importen wird abnehmen. Der Kaspische Raum wird – entgegen der Ansicht, wonach er für eine Diversifizierung der europäischen Ergasbezüge zentrale Bedeutung hätte – voraussichtlich für Europas Erdgasversorgung nur eine indirekte Rolle spielen, indem Erdgas aus Kasachstan, Usbekistan und Turkmenistan nach Russland und in die GUS-Staaten exportiert und dadurch höhere russische Gasexporte nach Europa ermöglicht werden.

Schaubild 11: Erdgasexportpotentiale nach Europa 2005-2030 (Mrd. m³)



Datenquelle: Manfred Hafner, *Gas corridors between EU and neighbouring countries*, Brüssel, 12.12.2006, <www.encouraged.info/conferences/index.html>.

Energieversorgungssicherheit und EU-Russland-Energiedialog

Aus der Perspektive der europäischen Staaten bzw. der EU sowie Russlands ergeben sich unterschiedliche Perzeptionen der möglichen Gefährdungen der Energieversorgungssicherheit im Erdgasbereich. Für Russland stellt die Unsicherheit über den Erdgasimportbedarf Europas ein Problem dar, das durch die bevorstehende Ausweitung des weltweiten LNG-Handels noch verstärkt wird. In Europa fragt man sich dagegen, ob Russlands Förderkapazitäten ausreichen werden, um alle bereits eingegangenen Lieferverpflichtungen zu erfüllen.

¹⁷ Vgl. die Übersicht bei Christoph Tönjes, *Gas to Power – Europe*, (International Gas Union), Clingendael Institute, April 2005, <www.clingendael.nl/ciep/publications/?id=5926&&type=summary>, S. 4.

Beide Sorgen sind nicht von der Hand zu weisen. Der europäische Importbedarf wird entscheidend von dem in der EU eingeschlagenen Weg zur Energieeinsparung, Energieeffizienz und der Vermeidung von CO₂-Emissionen abhängen. Je mehr auf erneuerbare Ressourcen, Kernkraft und die Beibehaltung der Kohleverstromung in abgasfreien Kraftwerken gesetzt werden wird, desto weniger Erdgas wird Europa verbrauchen und aus Russland importieren. Eine Diskussion der europäischen Verbrauchsprognosen bei Erdgas könnte ein für die russische Seite interessanter Gegenstand des EU-Russland-Energiedialogs sein, wobei die zu Russland alternativen Versorgungsquellen ebenfalls einbezogen werden können.

Für die zukünftige Lieferfähigkeit Russlands wird in erster Linie die Erschließung der Vorkommen auf der Jamal-Halbinsel von Bedeutung werden. Kommt es hier zu wesentlichen Verzögerungen, muss mit einer Begrenzung der russischen Gasexporte nach Europa auf dem Niveau von 2005 gerechnet werden. Vor allem Deutschland wäre von einer derartigen Entwicklung betroffen, weil es aus geographischen Gründen mehr als andere europäische Länder zur Deckung eines steigenden Importbedarfs auf russisches Gas angewiesen ist.

Die Möglichkeiten für Deutschland bzw. die EU-Länder auf die Förderentwicklung auf Jamal Einfluss zu nehmen sind gering, da die Projekte auf Jamal von Gazprom in eigener Regie und ohne Teilnahme ausländischer Partner voran getrieben werden. Bestenfalls können die europäischen Kunden von Gazprom mehr Transparenz seiner Produktionsplanungen verlangen. Auch auf diesem Gebiet ergibt sich Diskussionsbedarf im Rahmen des EU-Russland-Energiedialogs.

Beim Binnenverbrauch von Erdgas in Russland, der wegen seines großen Umfangs erheblichen Einfluss auf die Exportfähigkeit des Landes hat, bestehen über die bisherigen Ansätze hinaus gehende Kooperationsmöglichkeiten bei Projekten zur Energieeffizienz. Wesentliche Voraussetzung dafür ist aber, dass der sparsame Einsatz von Erdgas durch eine entsprechende Preispolitik auf dem Binnenmarkt angeregt wird.