

SWP-Studie

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit

Roland Götz

Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit

S 21
August 2007
Berlin

Alle Rechte vorbehalten.

Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
der Stiftung Wissenschaft
und Politik ist auch in Aus-
zügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

© Stiftung Wissenschaft und
Politik, 2007

SWP

Stiftung Wissenschaft und
Politik
Deutsches Institut für
Internationale Politik und
Sicherheit

Ludwigkirchplatz 3-4
10719 Berlin
Telefon +49 30 880 07-0
Fax +49 30 880 07-100
www.swp-berlin.org
swp@swp-berlin.org

ISSN 1611-6372

Inhalt

- 5 **Problemstellung und Empfehlungen**
- 7 **Erdgas, Energiesicherheit und Energieaußenpolitik**
- 9 **Europas Erdgasbedarf und Russlands Gasexportpotential**
- 9 Differierende Prognosen für Europas Importbedarf
- 12 Die Alternativen zu Europas Gasversorgung durch Russland
- 12 Prognosen zur Gasförderung sowie zum Gasexportpotential Russlands
- 12 *Russlands Erdgasförderung*
- 16 *Importe und Binnenverbrauch*
- 18 *Das russische Gasexportpotential*
- 18 *Die Mär vom Gasdefizit 2010*
- 21 **Mögliche Strategien der russischen Energiepolitik im Bereich des Erdgases**
- 21 Nutzung einer asymmetrischen Abhängigkeit?
- 21 Wird Russland einem Gaskartell beitreten?
- 23 **Instrumente der europäischen Energieaußenpolitik**
- 23 Diversifizierung der Gasimporte
- 24 Institutionalisierung der Energiebeziehungen
- 26 Erweiterung des Energiemixes durch Biomethan
- 27 Erhöhung der Energieeffizienz
- 28 **Versorgungssicherheit und Energiedialoge**
- 29 **Abkürzungen**
- 30 **Dokumente und statistische Quellen**

*Dr. Roland Götz ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der
Forschungsgruppe Russland / GUS*

Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit

Europa ist in hohem Maße auf den Import russischen Erdgases angewiesen. Aus diesem Grund sollten folgende Fragen beantwortet werden: Wie sicher sind Europas Gasimporte aus Russland langfristig? Geht mit der Abhängigkeit vom russischen Gas auch eine politische Abhängigkeit einher? Bestehen Alternativen zur Versorgung durch Russland? Welche Schwerpunkte sollte eine europäische Energieaußenpolitik im Gassektor gegenüber Russland setzen?

Die Untersuchung kommt zu folgenden Ergebnissen:

Sowohl die Entwicklung des Gasverbrauchs in Europa als auch die Fähigkeit Russlands, Gas zu exportieren, sind nur bedingt vorhersehbar, da beides von noch nicht getroffenen politischen Entscheidungen in den Bereichen Klima- und Energieeffizienzpolitik sowie von schwer prognostizierbaren weltwirtschaftlichen Entwicklungen wie dem Ölpreis abhängt. In Russland wird es – entgegen der Befürchtung einer bevorstehenden »Gaslücke« – zumindest bis 2010 nicht zu Lieferengpässen kommen, weil vor allem die von Gazprom unabhängigen Gasproduzenten und Ölgesellschaften ihre Förderleistung noch erheblich steigern können. Zudem werden vermehrt Gasimporte aus Zentralasien zur Verfügung stehen. Auch ist keine für Europa nachteilige, umfangreiche Umleitung der russischen Exportströme nach Osten zu erwarten, da Pipelines in diese Richtung erst gebaut werden müssen und auch dann der Großteil der Transportinfrastruktur weiterhin nach Europa ausgerichtet sein wird.

Für die zukünftige Lieferfähigkeit Russlands ist in erster Linie die Erschließung der Vorkommen auf der Jamal-Halbinsel von Bedeutung. Kommt es hierbei zu wesentlichen Verzögerungen, muss ungefähr ab 2011 mit einer Stagnation der russischen Gasexporte nach Europa gerechnet werden. Welche Folgen dies für Europa hätte, hängt stark von der zukünftigen Entwicklung des europäischen Verbrauchs ab. Wenn Europa mehr auf erneuerbare Ressourcen wie Biomethan und – unter Berücksichtigung seiner Klimaziele – auf die Kohleverstromung in emissionsarmen Kraftwerken setzt, könnte es weniger Erdgas benötigen und müsste folglich weniger Gas aus Russland importieren als bisher angenommen. In diesem Fall würden sich mögliche Probleme bei der Gasförderung in Russland schwächer auf Europa auswirken.

Eine Erhöhung der Energieeffizienz in Russland wäre auch im Interesse der europäischen Gaskunden, denn durch die Senkung des sehr hohen russischen Binnenverbrauchs an Erdgas würde die Gasexportfähigkeit des Landes gestärkt werden. Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist aber, dass das Energiesparen in Russland durch deutlich höhere Gaspreise auf dem Binnenmarkt unterstützt wird.

Der prozentuale Anteil russischer Gaslieferungen an den europäischen Importen wird in jedem Fall tendenziell zurückgehen, während die Anteile der Gaslieferungen aus Afrika und dem Nahen Osten zunehmen werden. Der Kaspische Raum wird für Europas Versorgungssicherheit wegen der überwiegenden Ausrichtung seiner Exporte auf Russland und China voraussichtlich keine bedeutsame Rolle spielen und auch der beabsichtigte »südliche Transportkorridor« (»Nabucco«-Pipeline) würde nichts daran ändern, dass Europa seine Gasimporte weiterhin ganz überwiegend aus Russland und Afrika beziehen wird.

Eine politische Abhängigkeit Europas von Russland aufgrund der Gaslieferbeziehungen ist nicht zu erwarten. Russland wird sich keinem Gaspreiskartell anschließen, abgesehen davon, dass ein solches Kartell unter den Bedingungen der im Gashandel üblichen Langfristverträge und der Ölpreisbindung des Erdgaspreises ohnehin keine Chance hat, realisiert zu werden.

Eine europäische Energieaußenpolitik im Gassektor sollte sich auf die Verbesserung des internationalen Rechtsrahmens und Fragen der Effizienz konzentrieren, aber darauf verzichten, wie bisher mit Nachdruck regionale Diversifizierungsprojekte zu unterstützen, denn der bereits in Gang befindliche »Diversifizierungswettbewerb« sollte nicht weiter angeheizt werden.

Eine geeignete Grundlage für die Institutionalisierung der Energiebeziehungen wäre der Energiechartavertrag (ECT) inklusive des Transitprotokolls. Der ECT ist aber von der Duma noch nicht ratifiziert worden. Verbleibende Streitpunkte sind die von Russland beanstandete Nichtgeltung des Transitprotokolls innerhalb der EU und die ausstehende Regelung des Handels mit Nuklearbrennstoffen zwischen der EU und Russland. Möglicherweise würde die Duma im Falle einer Lösung dieser Streitpunkte den ECT ratifizieren.

Die EU könnte ihre energieaußenpolitischen Anliegen gegenüber Russland voranbringen, wenn im Rahmen des Energiedialogs konkrete Projekte zur Erhöhung der Energieeffizienz initiiert werden. Hierbei bestehen über die bisherigen experimentellen Ansätze hinaus Kooperationsmöglichkeiten bei landesweiten Projekten zur Energieeffizienz.

Erdgas, Energiesicherheit und Energieaußenpolitik

Etwa drei Viertel ihres Erdgases erhalten die europäischen Verbraucher durch Pipelines; der Rest wird als Flüssiggas auf Schiffen transportiert. Zwar wird die Quote der Flüssiggasimporte an der Gesamtmenge steigen, doch dürfte der Anteil des kostengünstigeren Pipelinegases noch auf lange Sicht überwiegen. Durch die Belieferung über Gasfernleitungen entsteht in Europa ein regionaler Gasmarkt, auf dem wenige außereuropäische Anbieter, vor allem Russland und Algerien, die Hauptrolle spielen. Zukünftig könnte der Iran der dritte große Lieferant werden. So stellt sich mehr als bei den weltweit gehandelten Energieträgern Erdöl und Steinkohle die Frage, ob eine Abhängigkeit von außereuropäischen Unternehmen und Staaten droht.

Die Eigenerzeugung von Erdgas in Europa wird ab, der Erdgasverbrauch jedoch zunehmen und daher der Importbedarf steigen. In welchem Ausmaß dies geschehen wird, hängt von verschiedenen Faktoren ab, die zum Teil politischen Einflüssen unterliegen. Deshalb sind Aussagen zur künftigen Importabhängigkeit immer nur bedingt gültig. Wenn es in dem wegweisenden Dokument der EU-Kommission zur Energiepolitik Europas heißt: »Die Abhängigkeit von Gasimporten wird sich bis 2030 voraussichtlich von 57 Prozent auf 84 Prozent erhöhen«, liegen dem zwei Prämissen zugrunde, die diese Aussage einschränken:¹ Erstens bezieht sie sich auf die EU 27 (also auf die EU-Mitglieder ohne Norwegen), während die Importabhängigkeit Gesamteuropas deutlich geringer ausfallen wird, wenn man Norwegen dazuzählt.² Zweitens wird hier eine »Business as usual«-Politik vorausgesetzt und nicht berücksichtigt, dass die EU eine Effizienzerhöhung beim Energieverbrauch und eine stärkere Nut-

zung der erneuerbaren Energien anstrebt. Denn wenn ihr dies gelingt, könnte die Importabhängigkeit Europas deutlich schwächer steigen als in den »Standardprognosen« angenommen.

Die EU-Kommission sieht in der wachsenden Importabhängigkeit bei Energieträgern »politische und wirtschaftliche Risiken«.³ Sie betrachtet einige energieexportierende Länder außerhalb Europas als politisch unzuverlässige Partner, ohne dies näher auszuführen. Die wirtschaftliche Gefahr besteht nach Meinung der EU-Kommission – die hierbei pauschal auf die *International Energy Agency* (IEA) verweist – in einer wachsenden Energieversorgungslücke. Diese unzureichende Bedrohungsanalyse begründet unter anderem die Forderung nach einer gemeinsamen europäischen Energie- und Energieaußenpolitik zur Wahrung der Energiesicherheit.⁴

Die europäische Energieaußenpolitik wird im Aktionsplan für die konzeptionelle Neuformulierung europäischer Energiepolitik unter der Überschrift »Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten und Versorgungssicherheit bei Öl, Gas und Strom« umrissen.⁵ Darin werden vor allem Mechanismen zur Solidarität zwischen den EU-Staaten für den Fall von Versorgungskrisen sowie eine weitere Diversifizierung der Energieimporte gefordert. Die EU-Länder sollen ihren Unternehmen zu diesem Zweck den Zugang zu strategischen Gasspeichern auch über die Staatsgrenzen hinweg erleichtern und den Bau von Flüssiggasterminals fördern. Zudem wurden ein »Energieexpertenetz« eingerichtet und vier europäische Koordinatoren für interregionale Infrastrukturprojekte ernannt, darunter einer für die »Nabucco«-Pipeline zum Transport von Erdgas aus der Kaspischen Region und dem Nahen Osten nach Europa. Die bereits bestehenden Energiedialoge der EU mit Russland und der Ukraine werden um weitere Energiedialoge mit anderen Ländern ergänzt.

¹ Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Eine Energiepolitik für Europa*, Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament, 10.01.2007 (KOM (2007) 19), S. 4, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2007/com2007_0001de01.pdf>.

² Wird Norwegen nicht als externer, sondern als interner Lieferant betrachtet, betrug die Importabhängigkeit Europas 2005 rund 40% und wird unter der Voraussetzung eines »Business as usual« bis 2030 auf rund 70% ansteigen, vgl. Commission of the European Communities, *Annex to the Green Paper »A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy. What is at stake – Background document«*, (COM (2006) 317/2), S. 24, <http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_working_document_en.pdf>.

³ Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Eine Energiepolitik für Europa* [wie Fn. 1], S. 4.

⁴ Energiesicherheit umfasst im Verständnis der EU die Elemente Versorgungssicherheit (*security of supply*), Wettbewerbsfähigkeit bzw. Wirtschaftlichkeit (*competitiveness*) sowie Umweltverträglichkeit bzw. Nachhaltigkeit (*sustainability*). Alle drei Teilziele sind gleichrangig anzustreben.

⁵ Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Eine Energiepolitik für Europa* [wie Fn. 1], S. 12f.

Insbesondere bei den Bemühungen der EU, mithilfe der »Nabucco«-Gaspipeline einen »südlichen Gaskorridor« zu schaffen, werden Grenzen und Schwachpunkte der europäischen Energie- und Energieaußenpolitik sichtbar. Diese Bemühungen haben mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu beigetragen, dass der russische Gasproduzent Gazprom nicht nur die Erweiterung und Verlängerung seiner in die Türkei führenden »Blue Stream«-Pipeline nach Südosteuropa, sondern auch den Bau einer neuen Leitung durch das Schwarze Meer nach Rumänien (»South Stream«) angekündigt hat. Europa und Russland reagieren damit wechselseitig auf perzipierte Bedrohungen, was auf der jeweils anderen Seite als weitere Bedrohung wahrgenommen wird. Beide Parteien befinden sich also in einer »Perzeptionsfalle«, die wiederum der Grund ist, warum Russland und die EU in einen »Diversifizierungswettbewerb« eingetreten sind.⁶ Dabei ignorieren sie, dass die Auswahl der Pipelinevarianten Sache der interessierten Unternehmen sein sollte, die ungeachtet politischer Wünsche Rentabilität und Risiko gegeneinander abzuwägen haben – die EU ist hierbei jedenfalls weder kompetent noch überhaupt zuständig. Die Praxis der EU-Kommission, Prioritäten für neue Infrastruktureinrichtungen festzustellen und sie damit zu quasi-staatlichen Projekten zu erheben, ist daher zu hinterfragen.

⁶ Andrew Monaghan, *Russian Oil and EU Energy Security*, Wilts: Conflict Studies Research Centre, 15.11.2005 (Russian Series 05/65), S. 9, <www.defac.ac.uk/colleges/csrc/document-listings/russian/>.

Europas Erdgasbedarf und Russlands Gasexportpotential

Differierende Prognosen für Europas Importbedarf

Die Datenlage zur aktuellen Erdgasförderung in Europa ist unübersichtlich, weil Erdgasmengen nicht einheitlich gemessen werden.⁷ Daneben wird »Europa« in den verschiedenen statistischen Quellen unterschiedlich definiert.⁸

Unter »Europa« wird im Folgenden der Raum westlich der GUS unter Einschluss Norwegens, der Schweiz, der Balkanländer sowie der Türkei verstanden, also eine auf 30 und mehr Staaten erweiterte EU. »OECD-Europa« (die europäischen OECD-Staaten) umfasst einen vergleichbaren Raum.

Erhebliche Unsicherheiten gibt es jedoch vor allem bei der Prognose des zukünftigen Bedarfs an Erdgas. Dies ist vor allem auf unterschiedliche Annahmen über die Entwicklung des Erdgaspreises und die Gestaltung der Klimapolitik zurückzuführen. Geht man davon aus, dass das gegenwärtige System der Preisbildung fortbesteht, wird das Gaspreinsniveau in Europa entscheidend vom Erdölpreis abhängen.⁹ Je höher eine Prognose den Preis für Erdgas ansetzt, in desto stärkerem Maße wird sie eine Substitution durch Kohle und regenerative Energien veranschlagen. Eine zweite Determinante ist die Klimapolitik: Je nach bevorzugter Strategie wird Erdgas entweder als verhältnismäßig CO₂-armer Ersatzbrennstoff für Kohle, Erdöl und Kernenergie angesehen, oder aber

das Erdgas selbst gilt als Energieträger, der durch erneuerbare Energien ersetzt werden muss.¹⁰

Verbrauchsprognosen für Europa werden entweder im Rahmen weltweiter Prognosen oder ausschließlich für die EU in verschiedener räumlicher Abgrenzung erstellt. Die von der *Energy Information Administration* (EIA) und der IEA erarbeiteten, fast identischen Weltprognosen sagen für OECD-Europa (die europäischen OECD-Mitglieder) eine annähernd lineare Verbrauchszunahme voraus.¹¹ Auch Seeligers globales Modell impliziert ein fast lineares Wachstum des europäischen Erdgasverbrauchs.¹²

Die von der EU in Auftrag gegebenen Studien zum europäischen Gasmarkt dagegen prognostizieren in ihren Basisszenarien nach 2010 ein abnehmendes Wachstum des Gasverbrauchs.¹³ Jene Szenarien, die von einer Politik der Energieeffizienzsteigerung und einem Zuwachs an regenerativen Energien ausgehen, erwarten sogar, dass der Verbrauch nach 2015 nahezu

10 Die spezifischen CO₂-Emissionen (bezogen auf die elektrische Leistung) von Erdgas sind nur halb so hoch wie die von Kohle (200 Gramm pro kWh gegenüber 400 Gramm pro kWh bei Braunkohle). Der gesamte Beitrag des Erdgases zur CO₂-Emission ist jedoch keineswegs gering: Im Jahr 2004 betrug er in OECD-Europa 25% (Kohle 44%, Erdöl 31%). Nach der Standardprognose der IEA würde 2030 in OECD-Europa durch den Verbrauch von Erdgas mit 1,5 Mrd. t mehr CO₂ freigesetzt werden als durch Kohle (1,3 Mrd. t), siehe International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2006*, Paris 2006 (im Folgenden IEA, *WEO 2006*), S. 505.

11 Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2007*, Washington, D.C., 2007, <www.eia.doe.gov/oia/ieo/>, (im Folgenden EIA, *IEO 2007*); IEA, *WEO 2006*, S. 112.

12 Das ausgereifteste Modell über die Entwicklung des weltweiten Erdgashandels wurde am energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln entwickelt: Andreas Seeliger, *Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030*, München: Oldenbourg Industrieverlag, 2006 (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Bd. 61).

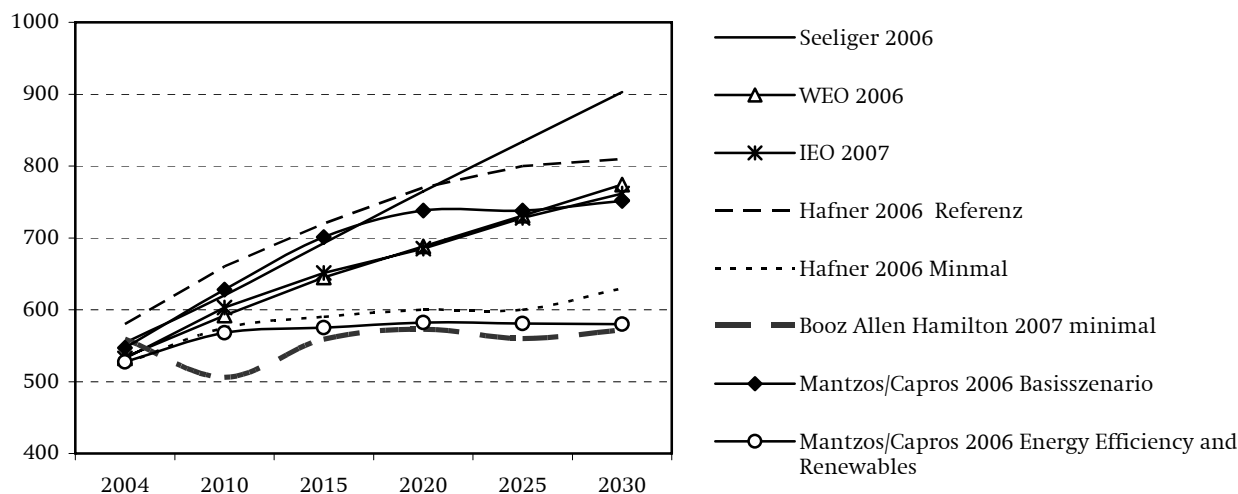
13 Leonidas Mantzos/Pantelis Capros, *European Energy and Transport Trends to 2030. Update 2005*, S. 25, <www.ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2005/index_en.htm>; Manfred Hafner, *Gas Corridors between EU and Neighbouring Countries*, Brüssel, 12.12.2006, S. 7, <www.encouraged.info/conferences/index.html>. Das »Baseline scenario« von Mantzos/Capros berücksichtigt den Stand der Energiepolitik in den EU-Staaten bis Ende 2004 und ist daher als Status-quo-Prognose zu verstehen.

7 Da Erdgasmengen in verschiedenen Einheiten gemessen werden (Mrd. m³, Mio. t Öläquivalent, Joule), müssen Konversionsfaktoren benutzt werden, für die es allerdings keine einheitliche Festsetzung gibt.

8 Die EU publiziert Daten und Prognosen, die sich auf die gegenwärtige Union sowie verschiedene potenzielle Erweiterungsstadien der EU beziehen, wie EU 28, EU 30, EU 34. Die amerikanische *Energy Information Administration* (EIA) und die *International Energy Agency* (IEA) verwenden seit einigen Jahren den Begriff »OECD-Europa« zur regionalen Abgrenzung.

9 Energy Charter Secretariat, *Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*, Brüssel 2007, <www.encharter.org/index.php?id=218>.

Schaubild 1
Erdgasverbrauch in Europa (in Mrd. m³)



Quellen: Siehe »Dokumente und statistische Quellen«, S. 31.

stagnieren wird.¹⁴ Während die Prognosen, die einen linearen Verbrauchstrend voraussetzen, zwischen 2004 und 2030 einen Zuwachs um 300 Mrd. m³ Erdgas vorhersagen, kommen jene, die einen Politikwechsel auf dem Energiegebiet berücksichtigen, zu dem Ergebnis, dass sich der Gasverbrauch in den kommenden Jahrzehnten nur noch um etwa 50 Mrd. m³ erhöhen wird. Die Differenz zwischen beiden Ansätzen entspricht dem Exportvolumen Russlands bzw. ganz Afrikas und ist daher für die Einschätzung der Versorgungssituation in Europa von erheblicher Bedeutung (siehe Schaubild 1).

Welche Argumente sprechen für die bescheideneren Verbrauchsprognosen? Die große Unbekannte in dieser Berechnung ist der Umfang des zukünftigen Einsatzes von Erdgas in Gaskraftwerken. Dieser wird maßgeblich von der Preisentwicklung für Erdgas sowie vom künftigen Preis für Emissionszertifikate abhängen. Studien, die sich mit dem Stromsektor befassen, schätzen den künftigen Gasbedarf für die Elektrizitätsgewinnung eher gering ein: So weist Anouk Honoré darauf hin, dass die bislang bekannten Bauplanungen eine starke Zunahme der gasbefeuerten

Kraftwerkskapazitäten nur in Spanien und Italien, nicht aber im restlichen Europa erwarten lassen.¹⁵ Die Unternehmensberatung Booz Allen Hamilton kommt zu dem Ergebnis, dass der hohe Gaspreis 2006/07 sowohl den Neubau als auch den Weiterbetrieb von Gaskraftwerken in Europa unrentabel machen wird und stattdessen Kohlekraftwerke an ihre Stelle treten werden.¹⁶ Bereits die von der EU-Kommission in Auftrag gegebenen Berechnungen hatten ergeben, dass – ausgehend von einer ambitionierten Energiesparpolitik und einem kontinuierlichen Übergang zu erneuerbaren Energien – der Bedarf an Erdgas bei der Elektrizitätserzeugung gegenüber dem Jahr 2005 nur noch schwach wachsen wird (siehe Schaubild 2). Die speziellen Studien zum Stromsektor sind demnach gut mit den Szenarien vereinbar, die einen geringen Anstieg des Erdgasverbrauchs in Europa annehmen.

In den »alternativen« Szenarien, in denen ein geringer Anstieg des Gasbedarfs für die Stromerzeugung vermutet wird, ist bis zu einem gewissen Umfang auch die Gasgewinnung aus Biomasse berücksichtigt. Dieses »Biomethan«, das in seiner chemischen Zusammensetzung dem Erdgas entspricht, wird den Bedarf an Erdgasimporten in Europa möglicherweise erheblich beeinflussen und könnte gleichzeitig für die östlichen Nachbarn der EU ein neues Exportprodukt werden.¹⁷

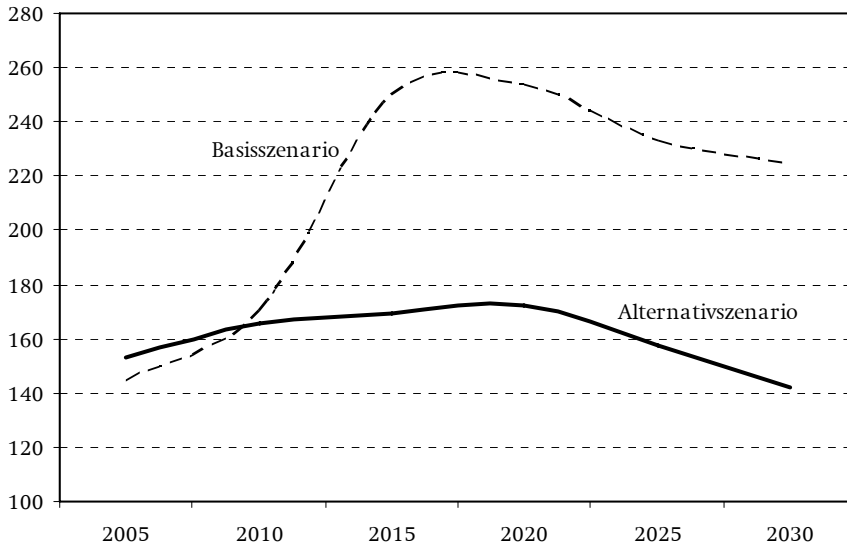
¹⁴ Hafner, *Gas Corridors between EU and Neighbouring Countries* [wie Fn. 13], Minimal-Prognose, S. 7; Mantzos/Capros, *European Energy and Transport Trends to 2030* [wie Fn. 13], Szenarien »Energy Efficiency« und »Renewables«, S. 53 ff, <www.ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/scenarios/energy_efficiency_en.htm>; Booz Allen Hamilton, *Internationaler Gasmarkt. Wachstumsprognose zu optimistisch*, Pressemitteilung vom 3.5.2007, <www.boozallen.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung-detail/35072976>.

¹⁵ Anouk Honoré, *Future Natural Gas Demand in Europe. The Importance of the Power Sector*, Oxford, Januar 2006, S. 86.

¹⁶ Booz Allen Hamilton, *Internationaler Gasmarkt* [wie Fn. 14].

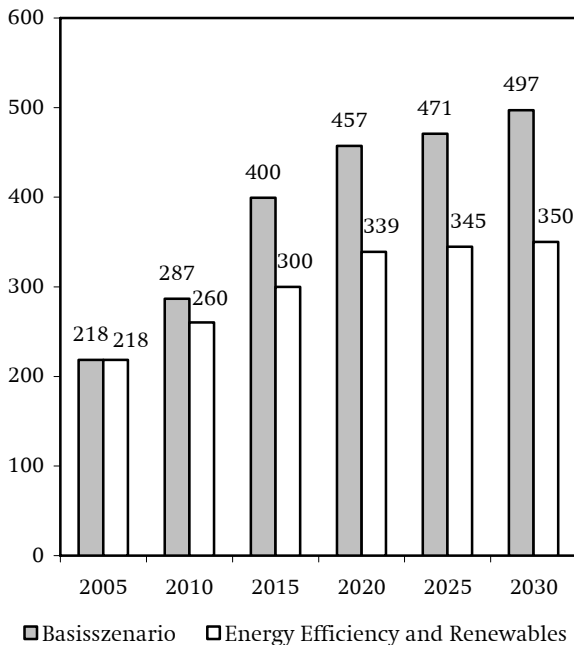
¹⁷ Siehe dazu »Verbreiterung des Energiemixes durch Biomethan«, S. 27.

Schaubild 2
Prognosen des Gaseinsatzes zur Stromerzeugung in Europa (in Mrd. m³)



Quelle: Mantzos/Capros, *European Energy and Transport Trends to 2030* [wie Fn. 13].

Schaubild 3
Erdgasimporte Europas 2005–2030 (in Mrd. m³)



Quelle: Mantzos/Capros, *European Energy and Transport Trends to 2030* [wie Fn. 13].

Alle Prognosen stimmen darin überein, dass die europäische Eigenförderung von Erdgas abnehmen wird. Zählt man Norwegen zu Europa, lag sie 2005 bei knapp 300 Mrd. m³ und betrug somit rund 60 Prozent des europäischen Gasbedarfs. Bis 2030 dürfte die Erdgasförderung (ohne Berücksichtigung von Biomethan) im europäischen Raum wegen der allmählichen Erschöpfung der Gasfelder in der Nordsee auf 200–250 Mrd. m³ sinken. Die Differenz zwischen Gasverbrauch (zuzüglich der geringen Gasexporte Europas) und Gaserzeugung ergibt den Importbedarf. Schaubild 3 vergleicht eine Prognose, die einen mittleren Importbedarf annimmt, mit einer anderen, die ehrgeizige Ziele zur Effizienz-erhöhung und den Einsatz erneuerbarer Energie-träger voraussetzt.

Die Konsequenz eines geringen europäischen Einfuhrbedarfs wäre, dass *Liquefied Natural Gas* (LNG) aus Afrika und dem Nahen Osten statt nach Europa verstärkt in Richtung Nordamerika und Südost-asien geliefert würde. Der Ausbau von zusätzlichen LNG-Terminals in Europa würde verlangsamt und die Realisierung der geplanten Pipelines aus dem Kaspischen Raum sowie aus dem Nahen Osten (»Nabucco«) in Frage gestellt werden.

Die Alternativen zu Europas Gasversorgung durch Russland

Tabelle 1
Potential für Erdgaslieferungen nach Europa (Mrd. m³)

Herkunft	2005	2010	2020	2030
Amerika	1	6	6	6
Kaspischer Raum	0	0	13	13
Naher Osten	7	44	108	143
Afrika	78	137	201	226
Russland	139	166	196	207
Gesamt	225	353	524	595

Quelle: Hafner, *Gas Corridors between EU and Neighbouring Countries* [wie Fn. 13].

Das für Europa bestimmte russische Gasexportpotential wird unter den Annahmen des Basisszenarios den zusätzlichen Gasbedarf der EU voraussichtlich nicht abdecken können. Allerdings ist Russland keineswegs das einzige Land, das Europa in Zukunft stärker beliefern könnte. Dazu liegen zwei detaillierte Untersuchungen vor, die zu den gleichen Ergebnissen kommen.¹⁸ Demnach wird insbesondere der Anteil Afrikas an den europäischen Importen deutlich steigen und ab 2020 die Größenordnung der Importe aus Russland erreichen, wobei es sich zum Teil um Flüssiggas handeln wird. Dafür wird der Raum um das Kaspische Meer – entgegen der Ansicht, wonach er für eine Diversifizierung der europäischen Erdgasbezüge eine zentrale Bedeutung hätte – bei Europas Erdgasversorgung voraussichtlich nur eine untergeordnete und indirekte Rolle spielen, indem Erdgas aus Kasachstan, Usbekistan und Turkmenistan nach Russland und in die GUS-Staaten exportiert wird, so dass Russland entsprechend größere Mengen nach Europa ausführen kann (siehe Tabelle 1).¹⁹

¹⁸ Die langfristige Entwicklung der Energiekorridore nach Europa wurde im Rahmen eines Forschungsauftrags der Europäischen Kommission untersucht (ENCOURAGED-Projekt), siehe <www.encouraged.info/>. Die Ergebnisse für den Gasbereich hat Manfred Hafner vom *Observatoire Méditerranéen de l'Énergie* erarbeitet, siehe Hafner, *Gas Corridors between EU and Neighbouring Countries* [wie Fn. 13]. Zu entsprechenden Ergebnissen kommt auch Seeliger, vgl. Seeliger, *Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030* [wie Fn. 12], S. 109–111.

¹⁹ Roland Götz, »Zentralasiatische Energieexporte«, in: *Russlandanalysen* (2007) 137, S. 2–5. Diese Ansicht vertritt auch die International Crisis Group, *Central Asia's Energy Risks*, Mai 2007 (Asia Report 133), S. 37, <www.crisisgroup.org/library/documents/asia/central_asia/133_central_asia_s_energy_risks.pdf/>.

Mit dem zunehmenden Anteil Afrikas und des Nahen Ostens am europäischen Gasimport wird eine höhere Diversifizierung der Importstruktur einhergehen. Russlands Anteil an den europäischen Importen wird von über 60 Prozent auf unter 40 Prozent zurückgehen.

Prognosen zur Gasförderung sowie zum Gasexportpotential Russlands

Russlands Erdgasförderung

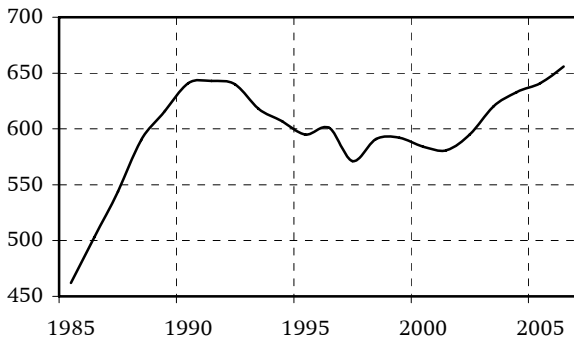
Russlands Gasförderung hatte zum Zeitpunkt der Auflösung der Sowjetunion mit knapp 650 Mrd. m³ einen vorläufigen Höhepunkt erreicht.²⁰ In den neunziger Jahren sank sie um rund 10 Prozent, konnte jedoch ab 2002 wieder Zuwächse verzeichnen und 2006 mit 656 Mrd. m³ die Rekordmarke von 1991 überschreiten. Der in den neunziger Jahren beobachtete Förderrückgang war somit eine temporäre Erscheinung, die mit organisatorischen Problemen während der Transitionsperiode sowie mit dem sinkenden Gasverbrauch im Raum der ehemaligen Sowjetunion erklärt werden kann (siehe Schaubild 4).²¹

Wie es mit der russischen Gasförderung weitergehen wird, kann freilich nicht aus der Entwicklung der letzten beiden Jahrzehnte abgeleitet werden. Eine diesbezügliche Prognose muss sich auf das vermutete

²⁰ Die hier verwendeten Daten zur russischen Gasförderung entstammen der russischen amtlichen 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°C gemessen, weswegen es um rund 7% höher angegeben wird als wenn es bei 15°C gemessen würde, wie es der Praxis der meisten anderen Förderstaaten 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.

²¹ Zur Erdgaswirtschaft in den neunziger Jahren vgl. Katharina C. Preuß Neudorf, *Die Erdgaswirtschaft in Russland. Merkmale, Probleme und Perspektiven unter besonderer Berücksichtigung der Integration der russischen und der europäischen Erdgaswirtschaft*, Köln: Vereinigte Universitäts- und Fachbuchhandlung, 1996, S. 68ff; Heiko Pleines/Kirsten Westphal, *Russlands Gazprom. Teil I: Die Rolle des Gaskonzerns in der russischen Politik und Wirtschaft*, Köln, 31.8.1999 (Berichte des BIOst 33/1999); Andreas Heinrich, *Russlands Gazprom. Teil II: Gazprom als Akteur auf internationaler Ebene*, Köln, 10.9.1999 (Berichte des BIOst 34/1999).

Schaubild 4
Erdgasförderung in Russland 1985–2006 (in Mrd. m³)



Quelle: Goskomstat Rossii [Russische amtliche Statistik], *Rossijskij statističeskij ežegodnik* [Russisches statistisches Jahrbuch], siehe »Dokumente und statistische Quellen«, S. 31.

Förderpotential (d.h. die schon zu gegenwärtigen technischen und preislichen Bedingungen gewinnbaren »Reserven« zuzüglich der voraussichtlich erst in Zukunft abbauwürdigen »Ressourcen«) und die Geschwindigkeit seiner Erschließung stützen. Da dieses Förderpotential wiederum von der unterstellten Wahrscheinlichkeit für die Potentiale einzelner Gasvorkommen abhängt, womit ein extrem subjektives Element in die Bewertungen einfließt, differieren die Voraussagen erheblich.

Für die russische Erdgasförderung existieren zwei langfristige Prognosen, die zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Jean Laherrère, der Statistikspezialist der *Association for the Study of Peak Oil and Gas*, legt seinen Berechnungen ein Gesamtpotential von rund 43 Bill. m³ zugrunde und prognostiziert für das Jahr 2015 ein Fördermaximum mit einem anschließenden deutlichen Rückgang der Gasförderung.²² Ein russisches Autorenteam aus dem Umfeld von Gazprom (Grizenko et al.) ging 2001 dagegen bereits von erheblich höheren Vorkommen aus. Die Autoren errechnen für das 21. Jahrhundert eine Gesamtförderung von 67 Bill. m³ und eine dann noch verbleibende Menge von 34 Bill. m³ (also ein Gesamtpotential von etwa 100 Bill. m³).²³ Diese höhere Schätzung wird von neueren Angaben der Bundesanstalt für Geowissen-

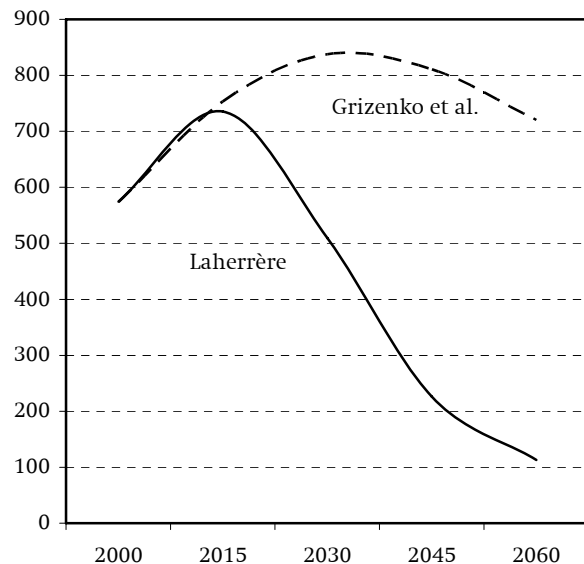
²² Jean Laherrère, *Uncertainty of Oil & Gas Supply and Demand?* Vortrag in Potsdam, 18.–19.1.2007, <www.hubbertpeak.com/laherrere/GPPI200701.pdf>.

²³ Aleksandr I. Grizenko et al., »Neft' i gaz Rossii v XXI g. Prognoz dobyči i razvitija syrovoj bazy« [Öl und Gas Russlands im 21. Jahrhundert. Prognose der Förderung und der Entwicklung der Rohstoffbasis], in: *Mineral'nye resurcy Rossii*, (2001) 3, <www.geoinform.ru/mrr.files/issues/articles/pdf/gric3-01.pdf>.

schaften und Rohstoffe (BGR) mit rund 130 Bill. m³ noch übertroffen.²⁴ Das Gazprom-Vorstandsmitglied Ananenkow hält sogar ein Förderpotential von 250 Bill. m³ für wahrscheinlich (siehe Schaubild 5).²⁵

Entsprechend ihrer Divergenz in der Berechnung des Gesamtpotentials kommen die beiden langfristigen Prognosen zu recht unterschiedlichen Förderverläufen. Bemerkenswert ist, dass sich bei Grizenko – unter Annahme eines doppelt so hohen Förderpotentials wie bei Laherrère – der Zeitpunkt des Fördermaximums nur um 15 Jahre verschiebt (von 2015 auf 2030). Allerdings ist der daran anschließende Förderrückgang erheblich schwächer als unter der Annahme des niedrigeren Potentials.

Schaubild 5: Erdgasförderung in Russland 2000–2060 (in Mrd. m³)



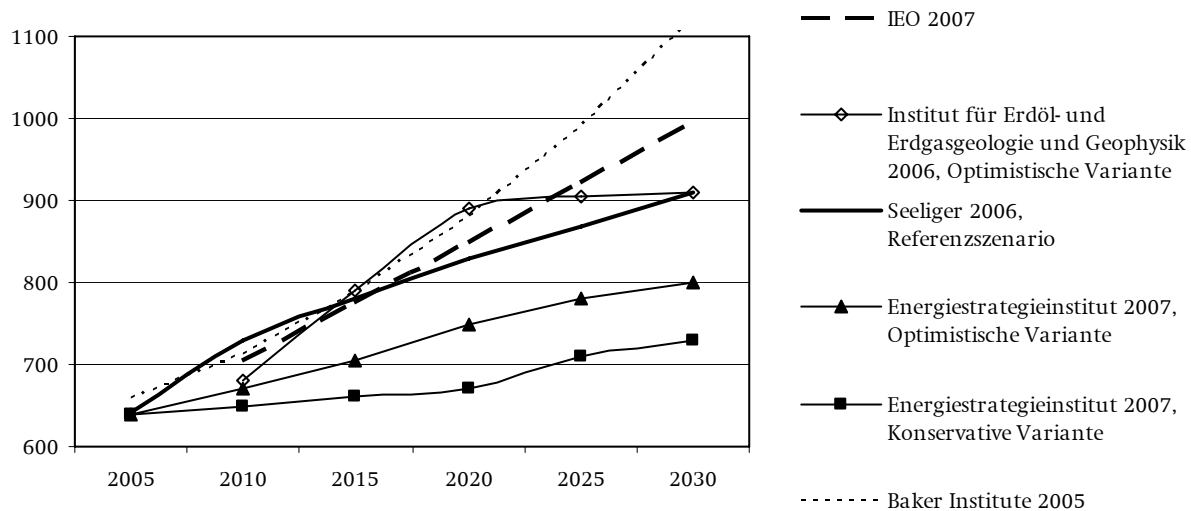
Quellen: Laherrère, *Uncertainty of Oil & Gas Supply and Demand?* [wie Fn. 22]; Grizenko et al., »Neft' i gaz Rossii v XXI g.« [wie Fn. 23].

Die genannten langfristigen Prognosen stützen sich nicht explizit auf bestimmte Verhaltensannahmen. Für den zeitlichen Verlauf der Förderung könnte jedoch bedeutsam sein, welche Förderpolitiken die beteiligten Unternehmen und der Staat verfolgen. Dabei

²⁴ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005. Kurzstudie*, Stuttgart, 21.2.2007, S. 57, <www.bgr.bund.de/cln_011/nn_322882/DE/Themen/Energie/energie__node.html?__nnn=true>.

²⁵ Alexander Ananenkow, Stenogramm der Pressekonferenz vom 14.6.2007 (russ.), <www.gazprom.ru/articles/article23970.shtml>.

Schaubild 6
Mittelfristige Prognosen der Erdgasförderung 2005–2030 (in Mrd. m³)



Bei Seeliger wurden die Werte für 2015 und 2025 und beim Baker Institute die Werte für 2005, 2015 und 2025 interpoliert.

Quellen: Siehe »Dokumente und statistische Quellen«, S. 31.

stellt sich insbesondere die Frage, ob von diesen überhaupt eine Politik der nachhaltigen Ressourcennutzung (*sustainability*) zu erwarten ist.²⁶ Die Geschichte der sowjetischen Rohstoffgewinnung, in der viele Vorkommen überstürzt ausgebeutet und dabei die Lagerstätten nachhaltig geschädigt wurden, würde ein behutsames Vorgehen bei künftigen Explorations nahelegen. Es gibt jedoch eine Reihe von Argumenten, die aus Unternehmenssicht gegen eine derartige Strategie sprechen. Ein Hinausschieben der Förderung impliziert, dass die Erlöse aus dem Verkauf des Gases erst später anfallen und daher die Gewinne ebenfalls erst später profitabel angelegt werden können. Damit einher geht ein geringerer Gesamtgewinn über die Förderperiode hinweg. Wichtige Determinanten, die für eine rationale Entscheidung notwendig wären, sind zudem unsicher – vor allem die Preisentwicklung und die Entwicklung alternativer Produkte und Technologien. Daher erscheint es aus Unternehmenssicht günstiger, die überschaubare gegenwärtige Situation zu nutzen und das Gas zügig zu fördern. Aus staatlicher Sicht spricht die Möglichkeit, Steuern unmittelbar und nicht in ferner Zukunft einnehmen zu können, ebenfalls für eine rasche Ausbeutung. Daher sind die langfristigen Prognosen, die von einem glockenförmigen

Förderverlauf mit deutlichem Förderabfall nach Erreichen des Maximums ausgehen, durchaus plausibel.

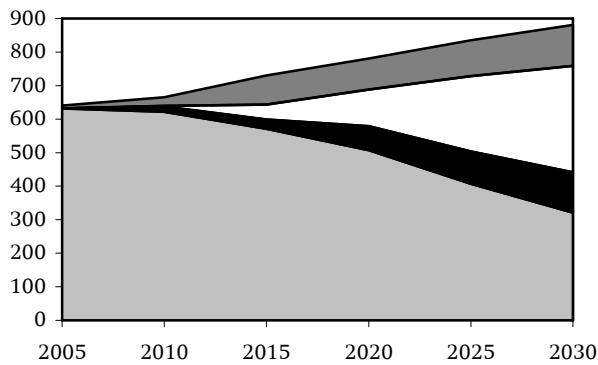
Neben den genannten Analysen gibt es eine Reihe von mittelfristigen Prognosen der russischen Erdgasförderung. Ihre Ergebnisse – und das offenbart erhebliche Unterschiede in den verwendeten Daten und Parametern – weisen bereits für 2010 eine Bandbreite der Förderung zwischen 650 und 730 Mrd. m³ und ab 2025 zwischen 700 und über 1000 Mrd. m³ pro Jahr auf (siehe Schaubild 6). Diese Kalkulationen decken sich eher mit der Einschätzung von Grizenko et al. als mit der von Laherrère, der bereits ab 2020 einen deutlichen Abfall der Förderung voraussagt.

Prognosen über die Entwicklung der Gasförderung in den russischen Gasförderregionen versprechen weitere Aufschlüsse über das vermutliche Gesamtförderpotential, da sich die Förderverläufe regional zunehmend unterscheiden werden. Die russische Gasförderung findet gegenwärtig zu 99 Prozent in Westsibirien sowie im europäischen Teil Russlands statt, während die Felder Ostsibiriens und im Fernen Osten erst am Beginn der Ausbeutung stehen. Schon um die Förderung im Westen auf dem bisherigen Niveau zu halten, müssen neue Gasfelder in Westsibirien erschlossen werden, die vor allem auf der Jamal-Halbinsel sowie in der Barentssee liegen. Ab 2015 ist auch mit einem höheren Beitrag Ostsibiriens und des Fernen Ostens zur russischen Gasförderung zu rechnen, der allerdings für Europas Versorgung nur insofern

²⁶ Hans Ch. Binswanger/Rabin N. Chakraborty, *The Economics of Resource Management*, Oktober 2000, <<http://ec.europa.eu/environment/enveco/waste/index.htm>>.

Schaubild 7

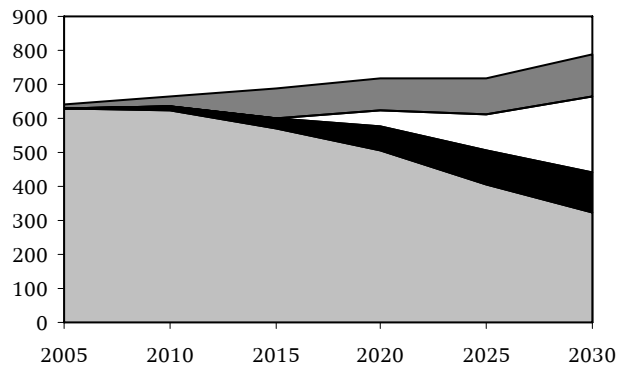
Förderung nach Förderregionen 2005–2030 (in Mrd. m³)



- Ostsibirien und Ferner Osten
- Shtokman und Jamal
- Neue Westsibirische Felder
- Europäisches Russland und Westsibirien

Schaubild 8

Förderung 2005–2030 bei um 5 Jahre verzögerter Förderaufnahme der Jamal- und Shtokmanfelder (in Mrd. m³)



- Ostsibirien und Ferner Osten
- Jamal und Shtokman verzögert
- Neue Westsibirische Felder
- Europäisches Russland und Westsibirien

Quelle: Auf der Grundlage der Daten von Tatjana Mitrova (Institut für Energieforschung der Russischen Akademie der Wissenschaften), Vortrag an der ETH Zürich, 10.3.2007. Eine entsprechende Darstellung enthält *Gazprom in Questions and Answers. Production*, <<http://eng.gazpromquestions.ru/index.php?id=7>>.

von Bedeutung sein wird, als sich damit die geplanten Gaslieferungen Richtung Osten (China) aus Westsibirien in Grenzen halten werden (siehe Schaubild 7).

Die Entwicklung der Gasförderung auf Jamal ist für Europa von besonderem Interesse, da unter der Halbinsel die größten noch unerschlossenen Gasreserven Russlands liegen und diese – neben der Versorgung des russischen Binnenmarkts und der Belieferung der nach China führenden »Altai«-Pipeline – vor allem für den Export nach Europa zur Verfügung stehen sollen.²⁷ Nach den von Gazprom veröffentlichten Planungen soll auf Jamal bis 2009 eine Infrastruktur für das Personal geschaffen werden. Verläuft alles wie vorausgesehen, werden zwischen 2009 und 2011 die ersten Förderanlagen entstehen. Ende 2011 soll aus dem

²⁷ Zunächst soll die Förderung auf den Feldern Bovanenkovo, Charasavej, Kruzenschtern und jenen der Tambej-Gruppe aufgenommen werden. Auf Jamal befinden sich erkundete Gasfelder mit Reserven von 10,4 Bill. m³. Die gesamten Ressourcen der Region einschließlich der Küstengewässer werden von Gazprom jedoch auf 50 Bill. m³ geschätzt, was der Ressourcenbasis Westsibiriens entspräche, siehe P. G. Tsybulsky 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>.

größten Feld Bovanenkovo das erste Gas gefördert (15 Mrd. m³), dann die Förderung auf Jamal und im Schelf der Karasee bis 2028 schrittweise auf 250 Mrd. m³ erhöht werden.²⁸ Bis 2015 wird die Erdgasförderung im europäischen Teil Russlands, in Westsibirien und auf Jamal – also in den für den europäischen Markt in Frage kommenden Regionen – auch bei planmäßigem Beginn der Förderung auf Jamal nur gering zunehmen. Eine Steigerung der nach Westen gehenden Exporte kann bis dahin nur durch Importe erreicht werden.

Allerdings ist keineswegs sicher, dass die Zeitpläne für die Großprojekte Shtokman und Jamal, die bereits mehrfach geändert wurden, eingehalten werden.²⁹ Bereits eine Verschiebung des Projektbeginns um fünf Jahre hätte zur Folge, dass die Erdgasförderung in den Regionen, von denen aus Europa versorgt wird (die russischen Fördergebiete außer Ostsibirien und dem Fernen Osten), zumindest bis 2025 auf dem Niveau von 2010 stagnieren würde (siehe Schaubild 8).³⁰

²⁸ Firmenzeitschrift *Gazprom*, (2007) 1–2, S. 6–9, <www.gazprom.ru>.

²⁹ Zur Geschichte von Shtokman und Jamal vgl. Preuß Neudorf, *Die Erdgaswirtschaft in Russland* [wie Fn. 21], S. 174ff.

³⁰ Dieses Ergebnis wird in Schaubild 8 durch eine Verschiebung der Fördermengen von Jamal und Shtokman um fünf Jahre erzielt, wobei die Fördermengen der anderen Regionen konstant gehalten werden.

Eine Steigerung der Gasexporte nach Europa wäre dann kaum möglich, sogar ein Rückgang nicht gänzlich auszuschließen.

Die Bedingungen für Gasförderung und -transport auf und von der Jamal-Halbinsel zählen zu den weltweit anspruchsvollsten. Der Bau der Gaspipelines auf der Jamal-Halbinsel ist wegen des schwierigen Untergrunds (viele Flüsse und flache Gewässer, darunter Permafrostboden) technologisch sehr aufwendig. Die fortschreitende globale Erwärmung kann zusätzlich Probleme verursachen, wenn es dazu kommen sollte, dass der auf Jamal und im gesamten Nordsibirien verbreitete Permafrostboden auftaut. Dies würde eine kostenintensive Verstärkung der Fundamente aller Installationen der Erdöl- und Erdgasförderung einschließlich der Verkehrsinfrastruktur erfordern.³¹ Verzögerungen sind somit nicht unwahrscheinlich.

Die finanziellen Aufwendungen für die Förderanlagen allein auf Jamal sollen 25 Mrd. US-Dollar (in Preisen von 2004) betragen, dazu kommen noch 39 Mrd. für Pipelines und 6 Mrd. an sonstigen Kosten, also insgesamt 70 Mrd. US-Dollar.³² Im gesamten Gassektor Russlands müssen zwischen 2007 und 2030 bis zu 440 Mrd. US-Dollar (in Preisen von 2005) investiert werden, davon bis zu 195 Mrd. in Pipelines, 142 Mrd. in die Förderung, 38 Mrd. in Explorationen, 58 Mrd. in Gasverarbeitungsanlagen und 7 Mrd. in Gasspeicher.³³ Ein derartiges Finanzierungsvolumen, das im Jahresdurchschnitt rund 18 Mrd. US-Dollar entspricht, wird die Investitionskraft der russischen Gaswirtschaft und insbesondere Gazproms erheblich beanspruchen.³⁴

Ein anhaltend hoher Gaspreis, der wiederum einen be-

³¹ Roland Götz, »Konsequenzen der globalen Erwärmung für die russische Energiewirtschaft«, in: *Russlandanalysen*, (2007) 139, S. 2-4. Auch das Umweltbundesamt weist auf mögliche Folgen des Klimawandels für die Energiewirtschaft in den nördlichen Zonen hin, siehe Umweltbundesamt, *Klimagefahr durch tauenden Permafrost*, Dessau, August 2006, <www.umweltbundesamt.de/klimaschutz/veroeffentlichungen/permafrost.pdf>, S. 12-13.

³² Simon Pirani, *The \$69 Billion Question: When and How to Go Ahead with Yamal*, Oktober 2004, <www.quintessential.org.uk/SimonPirani/gm-oct04.html>.

³³ Diese Daten sind in dem von Gazprom erstellten »Generalplan für die Entwicklung des Gassektors bis 2030« enthalten, siehe Elena Mazneva/Irina Reznik, »Gazoviki napisali sebe investprogramm« [Die Gasleute schrieben sich ihr eigenes Investitionsprogramm], in: *Vedomosti*, 16.4.2007.

³⁴ Zu Gazproms wenig befriedigendem Investitionsverhalten im Zeitraum 1990-2005 siehe Michael Fredholm, *Gazprom in Crisis*, Wilts: Conflict Studies Research Center, 2006 (Russian Series 06/48), <[www.defac.ac.uk/colleges/csrc/document-listings/russian/06\(48\)MF.pdf](http://www.defac.ac.uk/colleges/csrc/document-listings/russian/06(48)MF.pdf)>.

Schaubild 9
Prognosen des Erdgasimports Russlands 2005–2030
(in Mrd. m³)

In den hier ausgewiesenen Importen sind Transitlieferungen nicht erfasst.

Quelle: Wie Schaubild 6.

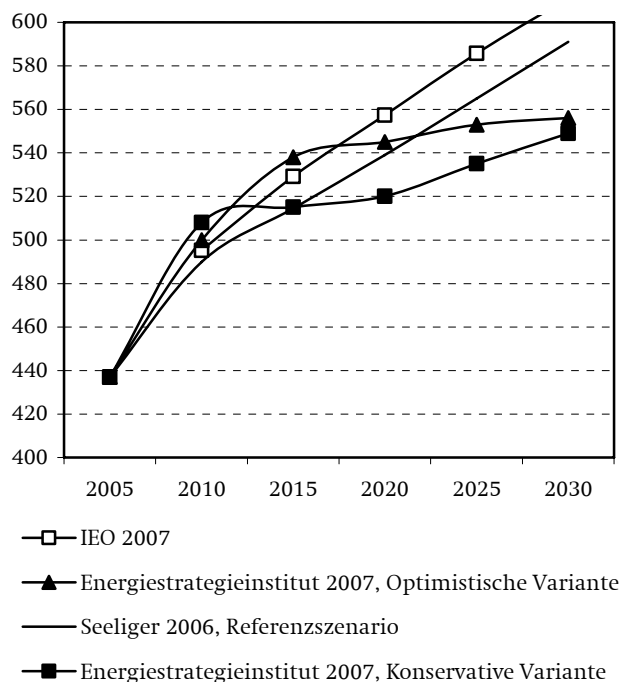
dig hohen Ölpreis voraussetzt, dürfte jedoch die finanzielle Basis dafür sichern. Zum Vergleich: 2006 betragen die Anlageinvestitionen Gazproms (außer im Öl- und Gaskondensatbereich) bereits 13 Mrd. US-Dollar.³⁵

Importe und Binnenverbrauch

Russland importiert Erdgas aus den zentralasiatischen GUS-Staaten Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan, das für Lieferungen an die westlichen GUS-Mitglieder Belarus, die Ukraine und die Republik Moldau bestimmt ist. Der Umfang der zukünftigen Importe Russlands ist jedoch unsicher, da einerseits der Binnenverbrauch in den zentralasiatischen Gasproduzentenländern wächst, andererseits auch der chinesische und europäische Markt für diese Länder interessant ist. Einige Prognosen gehen daher von einer Abnahme der russischen Gasimporte aus Zentralasien aus (siehe Schaubild 9).

³⁵ OAO Gazprom, *Financial Report 2006*, S. 67, <www.gazprom.com/eng/articles/article20163.shtml>. Dort werden für das Jahr 2006 Investitionen im Gasbereich in Höhe von 343 Mrd. Rubel angegeben.

Schaubild 10
Prognosen des russischen Erdgas-Binnenverbrauchs
2005–2030 (in Mrd. m³)



Quellen: Siehe »Dokumente und statistische Quellen«, S. 31.

Gazprom, unterstützt von der russischen Führung, ist stark an der Sicherung seiner Gasimporte – vor allem aus Turkmenistan – interessiert. Nach dem im Jahr 2003 zwischen Gazprom-Chef Alexei Miller und dem verstorbenen turkmenischen Präsidenten Saparmurad Nijasow geschlossenen 25-Jahres-Abkommen soll Turkmenistan zwischen 2007 und 2009 jährlich 50 Mrd. m³ und danach bis zu 90 Mrd. m³ Gas an Gazprom liefern. Ab 2009 soll über eine neue Gaspipeline bis zu 30 Mrd. m³ Erdgas nach China fließen. Der Iran, Pakistan und Indien sowie Europa sind ebenfalls an turkmenischem Gas interessiert. Turkmenistans Förderung müsste, um allen Anforderungen gerecht zu werden, in den kommenden Jahren auf bis zu 250 Mrd. m³ pro Jahr steigen. Die Führung des Landes versicherte wiederholt, dass eine solche Steigerung möglich sei. Dies würde allerdings erhebliche Erschließungsinvestitionen erfordern.

Für das voraussichtliche Exportpotential Russlands ist die Entwicklung des Binnenkonsums entscheidend. Russland verbraucht rund zwei Drittel seiner hohen Gasförderung selbst, was mit einer Entscheidung in den achtziger Jahren zusammenhängt, temporär von Kohle und Kernenergie auf Erdgas umzustellen. Diese

sogenannte »Gaspause« hält entgegen der ursprünglichen Absicht bis heute an, weil Gas auf dem Inlandsmarkt billiger ist als Kohle und der Ausbau der Kernenergie (auch aufgrund des Zwischenfalls in Tschernobyl) weit hinter den ursprünglichen Planungen zurückblieb. Ein weiterer Grund für den hohen Verbrauch ist die uneffiziente Nutzung des Erdgases in veralteten Kraftwerken und Heizanlagen. Darüber hinaus wird durch Abfackelung (*flaring*) des bei der Erdölförderung anfallenden Begleitgases im Umfang von bis zu 60 Mrd. m³ pro Jahr nicht nur ein wertvoller Rohstoff verschwendet, sondern auch vermeidbares CO₂ emittiert.³⁶

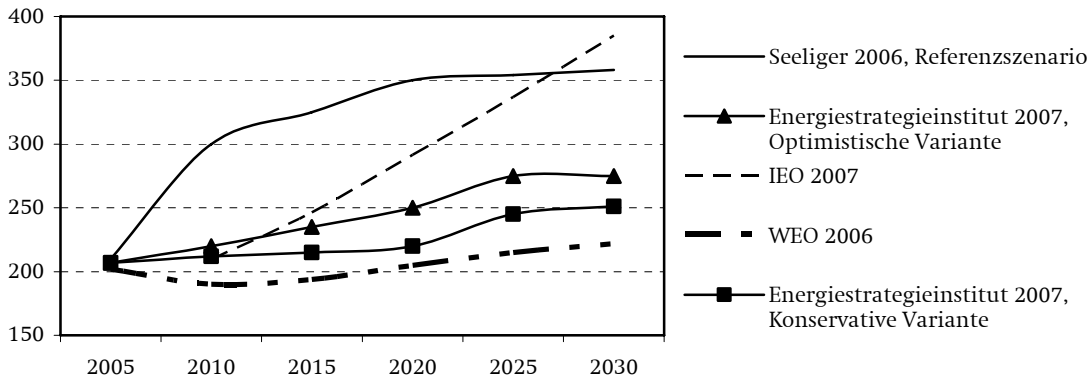
Wird die »Gasifizierung« der russischen Regionen fortgesetzt, so würde dies einen stetig zunehmenden Binnenverbrauch von Erdgas nach sich ziehen.³⁷ Die mittelfristigen Prognosen für diesen Verbrauch gehen von einem raschen Anstieg auf rund 500 Mrd. m³ zwischen 2005 und 2010 und – wegen der Erhöhung des Binnenpreises und der zunehmenden Substitution von Erdgas durch Kohle – von einer folgenden Abschwächung der Zuwachsraten bis 2030 aus, so dass der Verbrauch zu diesem Zeitpunkt zwischen 550 und 600 Mrd. m³ betragen wird (siehe Schaubild 10).

Voraussetzung dafür ist allerdings, dass der regulierte Preis für Erdgas auf dem Binnenmarkt – der aktuell rund ein Viertel des westeuropäischen beträgt – deutlich angehoben wird. Freilich geht es hierbei nicht um eine Angleichung der inländischen an jene Preise, die den europäischen Importeuren berechnet werden, sondern nur um eine Übernahme der »europäischen Preisformel«, das heißt um die Anpassung der Erdgaspreise an die Preise alternativer Brennstoffe (Kohle, Schweröl) in Russland. Das russische Preisniveau wird daher stets niedriger sein als in den westeuropäischen oder den GUS-Staaten. Die Befürchtung, dass Gazprom bei einer deutlichen Preissteigerung auf dem Binnenmarkt und in der GUS das Interesse am Export nach Westeuropa verlieren könnte, ist zwar nicht ganz von der Hand zu weisen. Dass es tatsächlich dazu kommt, ist jedoch unwahrscheinlich, weil bei einer solchen Preissteigerung die

³⁶ International Energy Agency, *Optimizing Russian Natural Gas*, Paris 2006, S. 21.

³⁷ Bis 2006 waren nur rund 50% der russischen Siedlungen an das Gasnetz angeschlossen. Die von Gazprom beabsichtigte Erhöhung dieses Anteils auf über 60% wird den Gasverbrauch zu Lasten des Kohleverbrauchs weiter steigern.

Schaubild 11

Prognosen des russischen Gasexports 2005–2030 (in Mrd. m³)

Quellen: Siehe »Dokumente und statistische Quellen«, S. 31.

Nachfrage auf dem Binnenmarkt und in der GUS weniger zunehmen bzw. sogar sinken wird.³⁸

Das russische Gasexportpotential

Bei den Schätzungen zum Gasexportpotential Russlands fallen die weit auseinander gehenden Prognosen der EIA und der IEA ins Auge. Während die EIA entsprechend ihrer sehr optimistischen Förderprognose auch ein sehr optimistisches Exportpotential berechnet, sagt die IEA eine Stagnation der russischen Gasexporte voraus. Seeliger dagegen erwartet bereits für das Jahr 2010 einen (unplausiblen, denn nicht durch Exportverträge abgedeckten) Zuwachs der Ausfuhren auf 300 Mrd. m³, weil er die Gasförderung für dieses Jahr ebenfalls sehr hoch ansetzt.

Die Prognosen stimmen darin überein, dass das Exportpotential zunächst zunehmen und dann zwischen 2020 und 2030 wieder abflachen wird. Im Durchschnitt ergibt sich zwischen 2005 und 2030 eine allmähliche Steigerung des Exportpotentials von 200 auf rund 300 Mrd. m³ (siehe Schaubild 11).

Was die Empfänger der Erdgasexporte betrifft, so wird sich im Zeitraum 2005–2030 voraussichtlich eine gewisse Verschiebung ergeben: Während 2005 die gesamte Ausfuhr Richtung Europa und in die GUS-Staa-

ten erfolgte, wird zukünftig ein Teil davon nach China und Südostasien gehen. Der russische Gasexport in die GUS dürfte stagnieren oder sogar abnehmen, da die Mitgliedstaaten ihren sehr starken Gaskonsum verringern möchten. Insgesamt wird Russland auch künftig über 70 Prozent seiner gesamten Gasexporte nach Europa (einschließlich GUS und Türkei) liefern, denn Europa wird schon wegen des bestehenden Pipelinetztes der Hauptabsatzmarkt für russisches Erdgas bleiben. Zudem werden in Europa höhere Erlöse erzielt werden können, weil hier die Gaspreise voraussichtlich auch weiterhin an den Ölpreis gebunden bleiben. In China hingegen ist eine Koppelung an den vergleichsweise niedrigen Kohlepreis wahrscheinlich.

Die Mär vom Gasdefizit 2010

Sowohl der zu erwartende Anstieg des Binnenverbrauchs als auch die steigenden Exportverpflichtungen werfen die Frage auf, ob die russische Gasbilanz für die kommenden Jahre im Gleichgewicht bleiben wird oder ob ein »Gasdefizit« – das heißt ein gegenüber der Nachfrage zu geringes Angebot – zu erwarten ist.³⁹

Auf ein solches Gasdefizit in Höhe von 126 Mrd. m³, das spätestens 2010 sichtbar werde und Europas Gasversorgung bedrohe, machte der ehemalige stellvertre-

³⁸ Spanjer plädiert deswegen dafür, sich mit der Forderung nach einer Anhebung der russischen Binnenpreise zurückzuhalten, siehe Aldo Spanjer, »Russian Gas Price Reform and the EU-Russian Gas Relationship. Incentives, Consequences and European Security of Supply«, in: *Energy Policy*, 35 (2007) 5, S. 2889–2898, <www.law.leidenuniv.nl/general/img/AS2007%5B1%5D%2E01_tcm11-11387.pdf>.

³⁹ In einer entsprechenden Bilanz muss das Aufkommen (Erzeugung und Importe) der Verwendung (Exporte und Binnenverbrauch) gegenübergestellt werden, wobei Veränderungen der Speichermengen und Verluste beim Binnenverbrauch mit erfasst werden können. Für die meisten »Defizitrechnungen« ist leider charakteristisch, dass keine umfassende Bilanz erstellt wird.

Tabelle 2
Berechnungen eines russischen Gasdefizits (in Mrd. m³)

	Milov I 2010	Milov II 2010	Paillard I 2012	Paillard II 2012
Förderung von Gazprom	550	527		
Förderung der Unabhängigen	0	120		
Förderung insgesamt	550	647	645	555
Import	105	85	0	0
Gesamtes Aufkommen	655	732	645	555
Export nach Europa/GUS	312	325	223	228
Export nach Asien/USA	0	38	35	35
Export insgesamt	312	363	258	263
Binnenverbrauch	469	465	440	480
Gesamte Verwendung	781	828	698	743
Defizit	-126	-96	-53	-188

Quellen: Siehe Fn. 42, 44 und 45.

tende russische Energieminister Vladimir Milov in einem Zeitschriftenartikel sowie auf internationalen Konferenzen aufmerksam.⁴⁰ Er stützte sich dabei auf sehr fragmentarische Berechnungen zweier Mitarbeiter des russischen Instituts für die Probleme der natürlichen Monopole.⁴¹ Milovs Bedenken wurden von Alan Riley, einem Dozenten für Wettbewerbsrecht an der Londoner *City Law School*, in einer Publikation des Brüsseler *Center for European Policy Studies* einer breiten europäischen Öffentlichkeit vorgestellt und in einer Vielzahl anderer Publikationen rezipiert.⁴² Allerdings ist diese These keineswegs überzeugend. Obwohl Milov in seinen Reden und Präsentationen stets auf die Bedeutung der unabhängigen russischen Gasproduzenten und der Erdgasförderung der Erdölgesellschaften hin-

weist, berücksichtigt er deren Beitrag zum Gesamtfördervolumen, der für 2010 auf 120–140 Mrd. m³ geschätzt werden kann, in seiner Kalkulation nicht.⁴³ Zwar korrigierte er diesen Fehler in einer späteren Publikation, er kam aber auch hier immer noch auf ein Gasdefizit von 96 Mrd. m³, weil er die russische Gasförderung sehr niedrig, den russischen Gasexport dagegen extrem hoch ansetzt.⁴⁴ Milov ist nicht der Einzige, der fragwürdige Berechnungen über Russlands Gasbilanz erstellt. Auch Christophe-Alexandre Paillard vom französischen Verteidigungsministerium prognostiziert für das Jahr 2012 ein Gasdefizit in Höhe von 63 bis knapp 200 Mrd. m³, bezieht dabei allerdings die Gasimporte aus Zentralasien nicht ein.⁴⁵ Die IEA äußert zwar ihre Besorgnis

⁴⁰ Vgl. Vladimir Milov/Leonard Coburn/Igor Danchenko, »Russia's Energy Policy, 1992–2005«, in: *Eurasian Geography and Economics*, 47 (2006) 3, S. 285–313 (305); Homepage von Milovs »Institute of Energy Policy«, <www.energypolicy.ru/eindex.php>.

⁴¹ Bulat Nigmatulin/A. I. Gromov, *Kak svesti balans?* [Wie kann man das Gleichgewicht herbeiführen?], <www.ipem.ru/content/ru/rubricator/Activities/articles.html?listPage=6&listItemsPerPage=10>. Dort wird für 2010 ein Gasdefizit von 120 Mrd. m³ berechnet ohne Berücksichtigung der Importe aus Zentralasien und unter überhöhten Annahmen über die Exporte in die GUS-Staaten.

⁴² Alan Riley, »The Coming of the Russian Gas Deficit. Consequences and Solutions«, in: *CEPS Policy brief*, (2006) 116, <http://shop.ceps.be/BookDetail.php?item_id=1389>; Alan Riley/Frank Umbach, »Out of Gas. Looming Gas Deficits Demand Re-adjustment of European Energy Policy«, in: *Internationale Politik – Transatlantic Edition*, (Frühjahr 2007), S. 83–90 (85).

⁴³ Außer von Gazprom wird Erdgas in Russland von »unabhängigen Gasgesellschaften« gefördert, die nicht von Gazprom kontrolliert werden, sowie von Ölgesellschaften, siehe Andreas Heinrich/Julia Kusznir, *Independent Gas Producers in Russia*, Koszalin: Koszalin Institute of Comparative European Studies, 2005 (KICES Working Papers 2/2005), <www.kices.org/downloads/KICES_WP_02.pdf>.

⁴⁴ Vladimir Milov, »Gaz Rossii. Real'nye i mnimyie problemy« [Russlands Gas. Wirkliche und scheinbare Probleme], in: *Neftegazovaja vertikal'*, (2006) 15; Vladimir Milov, *Russian Oil and Gas Industries. Current Trends and the Impact of Politics*, Vortrag vor der amerikanischen Handelskammer in Moskau, 29.6.2006, <www.energypolicy.ru/news.php?id=1002249>.

⁴⁵ Christophe-Alexandre Paillard, *Gazprom, the Fastest Way to Energy Suicide*, Paris, März 2007 (Russie.Nei.Visions 17/2007), S. 6–7, <www.ifri.org/files/Russie/ifri_Gazprom_paillard_anglais_mars2007.pdf>. Das aus seinen Angaben ableitbare minimale Gasdefizit für 2012 beträgt nicht 63 Mrd. m³, son-

über zu geringe Investitionen in die russische Gasförderung, hat bisher jedoch keine Prognose zur russischen Gasbilanz publiziert.⁴⁶

Das heißt nicht, dass in Russland niemals ein Gasdefizit auftreten könnte. Die künftige Versorgung des russischen Binnenmarkts sowie das russische Exportpotential hängen wesentlich davon ab, wie schnell die großen Gasfelder auf der Jamal-Halbinsel die Förderung aufnehmen und die erforderlichen Verbindungs-pipelines in das russische Ferngasnetz gebaut werden.

dern 53 Mrd. m³. In seinem Maximalszenario geht er ohne weitere Begründung für 2012 von einer extrem geringen Gasförderung aus, die 100 Mrd. m³ unter der 2006 erreichten Förderhöhe liegt.

46 International Energy Agency, *Natural Gas Market Review 2007. Security in a Globalising Market to 2015*, Paris 2007.

Mögliche Strategien der russischen Energiepolitik im Bereich des Erdgases

Nutzung einer asymmetrischen Abhängigkeit?

Während Gas aus Russland in den siebziger Jahren, also in den Zeiten des Kalten Krieges, als sichere Alternative zu Energieimporten aus dem Nahen Osten betrachtet wurde, vermittelt eine in den USA und Europa inzwischen aufgeflamnte »Bedrohungsdiskussion« den Eindruck, als ob von Russland eine Gefährdung der europäischen Energiesicherheit ausginge.⁴⁷ Das Hauptargument ist eine unterstellte »asymmetrische Abhängigkeit« Europas von Russland im Gasbereich.

Zwar trifft es zu, dass der Bezug von Ergas über Pipelines – der in Europa den von Flüssiggas auf Schiffen bei weitem übertrifft – nur geringe Möglichkeiten offen lässt, auf andere Lieferanten auszuweichen, so dass eine längere Unterbrechung wichtiger Ferngasleitungen erhebliche Auswirkungen hätte.⁴⁸ Allerdings besteht diese hohe Abhängigkeit beim leitungsgebundenen Erdgastransport auf beiden Seiten: Weder der Exporteur noch der Importeur kann von heute auf morgen den Geschäftspartner wechseln, da die zu liefernden Gasmengen viele Jahre im Voraus festgelegt werden. Eine zeitweilige Unterbrechung der Lieferungen ist daher für beide Parteien gleichermaßen schädlich. Die Auswirkungen auf Russland wären, rein quantitativ betrachtet, noch größer als die für Europa, da Russland sein Erdgas zu über 90 Prozent nach Europa exportiert, während Russlands Anteil an Europas Importen nur bei etwa 60 Prozent liegt.⁴⁹

Dagegen wird eingewandt, dass Russland durchaus vorübergehend auf seine Einnahmen aus dem Gasexport verzichten könne, die Abnehmerseite jedoch

⁴⁷ Näher dazu Roland Götz, *Die Debatte um Europas Energieversorgungssicherheit*, SWP-Diskussionspapier, März 2007, S. 3–6, <www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=3855>.

⁴⁸ Während bei Erdöl innerhalb der EU eine Bevorratung (Speicher) von 90 Tagen vorgeschrieben ist, gibt es bei Erdgas noch keine solche Verpflichtung. Allerdings haben die erdgasimportierenden Unternehmen bereits auf eigene Initiative Erdgasspeicher angelegt.

⁴⁹ Vgl. auch Jérôme Guillet, *Gazprom as a Predictable Partner. Another Reading of the Russian-Ukrainian and Russian-Belarusian Energy Crises*, Paris, März 2007 (Russie.Nei.Visions 18/2007), S. 17–18, <www.ifri.org/files/Russie/ifri_Gazprom_guillet_anglais_mars2007.pdf>.

kein vergleichbares Druckmittel in der Hand habe (»asymmetrische Abhängigkeit«).⁵⁰ Dieses Argument verkennt allerdings die geschäftlichen Interessen der beteiligten Unternehmen. Gazprom ist auf seine Exporterlöse und seinen Ruf als verlässlicher Lieferant angewiesen und daher keineswegs geneigt, diese für kurzfristige Vorteile (von denen im Übrigen in dieser Argumentation nicht erkennbar wird, welche dies sein sollen) aufs Spiel zu setzen oder einer ebenfalls nicht näher bezeichneten russischen Energieaußenpolitik unterzuordnen.

Eine willkürliche Unterbrechung der Belieferung europäischer Staaten mit russischem Erdgas hätte überdies langfristig gravierende Folgen nicht nur für Gazprom, sondern auch für die gesamte russische Wirtschaft: Da Erdgas in der Elektrizitätserzeugung durch Kohle, Kernkraft und Biomethan substituierbar ist, würde nicht nur in den direkt betroffenen Ländern, sondern auch in Europa insgesamt eine Umorientierung auf diese Energieträger einsetzen, Gazprom würde seine wichtigsten Absatzmärkte auf Dauer einbüßen und seine wirtschaftliche Existenz gefährden. Die These von der »asymmetrischen Abhängigkeit« ist demnach kein überzeugender Einwand gegen die offenkundige starke gegenseitige Angewiesenheit von Lieferanten und Abnehmern beim leitungsgebundenen Transport von Energieträgern.

Wird Russland einem Gaskartell beitreten?

Äußerungen des iranischen und des russischen Präsidenten zu der Möglichkeit, die gasproduzierenden Länder könnten sich zu einem der *Organization of Petroleum Exporting Countries* (OPEC) ähnlichen Gaskartell zusammenschließen, haben die Öffentlichkeit in den Verbraucherstaaten aufgeschreckt und auch bei den EU-Institutionen Besorgnis ausgelöst. Das bislang bedeutungslose Forum gasexportierender Staaten (*Gas Exporting Countries Forum*, GECF) hat diese Befürchtungen durch seinen im Mai 2007 in Doha (Katar) gefass-

⁵⁰ Friedemann Müller, *Energie-Außenpolitik. Anforderungen veränderter Weltmarktconstellationen an die internationale Politik*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, November 2006 (SWP-Studie 33/06), S. 15 und S. 23, <www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=3471>.

ten Beschluss über eine künftige »engere Abstimmung« weiter verstärkt.

Für die Wirksamkeit eines OPEC-ähnlichen Gaskartells müssten die Kartellmitglieder ihre Förderung gemäß gemeinsamer Absprache variieren, um so den Gaspreis zu beeinflussen. Wie bei allen Kartellen dieser Art hätten die Abnehmer eine absichtliche Angebotsverknappung zu befürchten, die dem Zweck diene, den Preis zu stabilisieren bzw. zu erhöhen. Der Gaspreis in Europa und der Welt wird im Unterschied zum Ölpreis überwiegend jedoch nicht durch Angebot und Nachfrage auf einem »Gasmarkt« bestimmt, sondern in Verträgen, die oft über einen Zeitraum von 20 Jahren laufen, an Indizes gekoppelt, die im Wesentlichen den Weltmarktpreis für Öl widerspiegeln. Damit steht Gaslieferanten und -konsumenten das strategische Instrument der Manipulation des Gaspreises nicht zur Verfügung.

Der Preis der Gasexporte in ein bestimmtes Land orientiert sich an den Preisen der dortigen Substitute für Erdgas, zum Beispiel Kohle und Heizöl (*replacement value*). Der Preis bis zur Grenze des liefernden Staates wird ermittelt, indem die Transportkosten in das Empfängerland vom Gesamtpreis abgezogen werden (*net-back pricing*). Daher differieren die Exportpreise an der Grenze des liefernden Staates je nach dem, in welches Land das Gas geliefert wird. Im Empfängerland sind sie aber weder von den Förderkosten, noch von den Transportkosten abhängig. Um Änderungen der Preise der Gassubstitute zu berücksichtigen, wird eine Preisrevisionsklausel (*price review clause*) vereinbart. Während in den Langfristverträgen der Abnehmer das Mengenrisiko trägt (*take or pay*) – das heißt das vereinbarte Volumen in jedem Fall abnehmen muss –, trägt der Lieferant das Preisrisiko, weil er den Preis nicht beeinflussen kann.⁵¹

Ein Preiskartell nach dem Muster der OPEC wäre daher nur bei Aufkündigung des geltenden Systems der Langfristverträge möglich, was keiner der großen Gasexporteure in Betracht zieht. Dass in Zukunft eine Kartellvereinbarung zwischen den Unternehmen in den für Europa wichtigen Lieferländern Russland, Algerien und Katar zustande käme, ist angesichts ihrer sehr unterschiedlichen wirtschaftlichen und politischen Interessen äußerst zweifelhaft.⁵²

⁵¹ Energy Charter Secretariat, *Putting a Price on Energy* [wie Fn. 9].

⁵² Andreas Goldthau, *Gasproduzenten rücken zusammen. Der GECF-Gipfel in Katar und die Erfolgsaussichten einer »Gas-OPEC«*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2007 (SWP-Aktuell 26/07), <www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=3909>.

Instrumente der europäischen Energieaußenpolitik

Diversifizierung der Gasimporte

Europas Erdgasimporte im Jahr 2007 kommen zu über 80 Prozent aus Russland und Algerien. Durch eine Erhöhung der Lieferungen (Pipeline- und Flüssiggas) aus anderen afrikanischen Staaten und der Flüssiggasimporte aus dem Nahen Osten wird sich der Anteil der beiden größten Lieferanten bis 2020 auf rund 60 Prozent vermindern.⁵³ Einen Beitrag zur Diversifizierung der europäischen Importe kann auch ein neuer »südlicher Gastransportkorridor«, die »Nabucco«-Pipeline, leisten. An dem Projekt ist ein Konsortium aus fünf Erdgasgesellschaften beteiligt (die türkische *Botas*, die bulgarische *Bulgargaz*, die rumänische *Transgaz*, die ungarische MOL sowie die österreichische OMV); ein sechster Partner aus einem westeuropäischen Land ist im Gespräch. Die EU-Kommission hat dem Vorhaben Priorität zugewiesen und es in die Liste der *Trans-European Energy Networks* aufgenommen.⁵⁴ Von der »Nabucco«-Gasleitung erwartet man nicht nur einen Zuwachs an Energieversorgungssicherheit für Europa, sondern auch die Stärkung der zentralasiatischen GUS-Republiken in ihren Emanzipationsbestrebungen gegenüber Russland.

Offen bleibt, ob diese Hoffnungen gerechtfertigt sind. Denn es ist zweifelhaft, ob überhaupt genügend Erdgas zur Verfügung stehen wird, um die auf 30 Mrd. m³ ausgelegte Pipeline rentabel betreiben zu können. Nicht nur, dass die Gasexporte der zentralasiatischen Gaslieferanten Kasachstan, Usbekistan und Turkmenistan auf Jahre hinaus durch Verträge mit Gazprom und China weitgehend verplant sind. Es fehlt auch eine leistungsfähige Anbindung zu den zentralasiatischen Gasfeldern, solange die Transkaspische Pipeline von Turkmenistan nach Aserbaidschan nicht betriebsfertig ist. Aserbaidschans Gasexporte, für die ab 2007 die »Südkaspische Pipeline« von Baku nach Erzerum genutzt werden kann, werden zunächst nur den türkischen Markt bedienen und erst ab 2015 im

⁵³ Vgl. Hafner, *Gas Corridors between EU and Neighbouring Countries* [wie Fn. 13].

⁵⁴ Im Zusammenhang damit bezahlte die EU 1,7 Mio Euro für eine Vorstudie an die OMV Erdgas GmbH 2003 und im Jahr 2005 4,8 Mio Euro für eine weitere Studie an die *Nabucco Company Pipeline Study GmbH*, siehe <http://ec.europa.eu/ten/energy/studies/index_en.htm>.

Umfang von wenigen Mrd. m³ auch nach Griechenland und Italien gehen.⁵⁵

Hauptlieferant für den südlichen Gaskorridor müsste daher der Iran werden, was allerdings von mehreren Voraussetzungen abhängt: Erstens müsste das Land, dessen Gasförderung bis heute (abgesehen von geringen Exporten in die Türkei) vom Inlandsbedarf absorbiert wird, durch die Entwicklung des »South Pars«-Gasfelds im Persischen Golf zu einem bedeutenden Gasexporteur werden.⁵⁶ Zweitens müsste Teheran beschließen, Gasexporten Richtung Westen die gleiche Priorität einzuräumen wie der Inlandsversorgung und den ebenfalls geplanten Gasexporten nach Pakistan und Indien, zu deren Zweck die Iran-Pakistan-Indien-Pipeline und Flüssiggasterminals gebaut werden sollen.⁵⁷ Drittens dürfte es Gazprom nicht gelingen, mithilfe von Pipelines, die zu »Nabucco« in Konkurrenz stehen, den Importbedarf großer Teile Südosteuropas abzudecken.

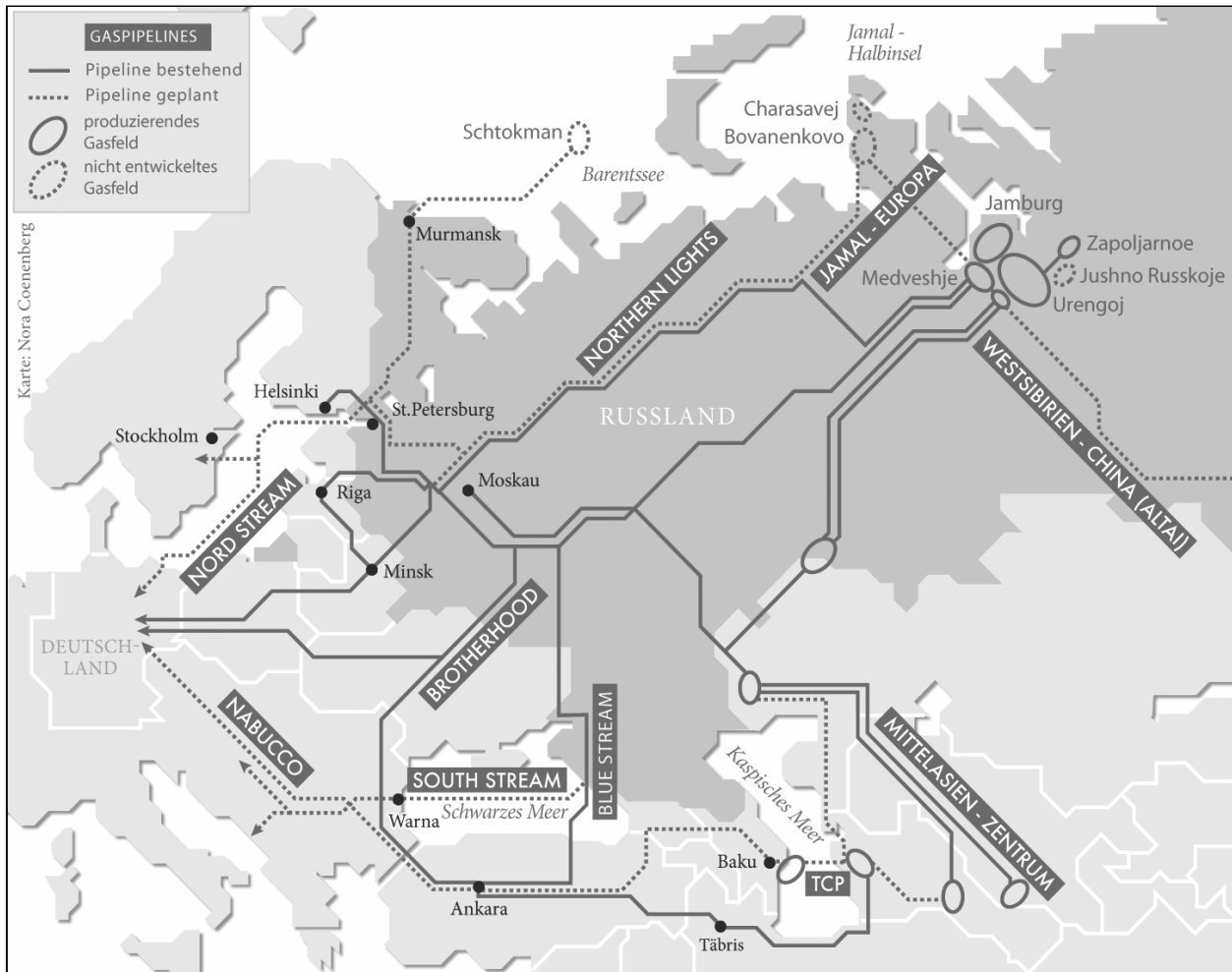
Als Reaktion auf die Pläne zur »Nabucco«-Pipeline hat Gazprom jedoch bereits zwei Projekte angekündigt: Zunächst ließ das Unternehmen verlautbaren, dass die bis Ankara führende »Blue-Stream«-Pipeline nach Westen bis nach Ungarn verlängert werden könnte, wodurch Ungarns Stellung als Gasverteilungszentrum (*hub*) gestärkt würde. Ergänzend – oder als weitere Alternative – traf Gazprom mit der italienischen Eni S.p.A. eine Grundsatzvereinbarung über den Bau einer zweiten Unterwasserpipeline durch das Schwarze Meer, die über Rumänien nach Südost- und Westeuropa weiter geführt werden soll und mit einer geplanten Kapazität von 30 Mrd. m³ dasselbe Volumen wie die »Nabucco«-Pipeline hätte. Ob diese Konkurrenzprojekte tatsächlich realisiert werden, ist allerdings ungewiss. Die Ankündigung allein beeinflusst

⁵⁵ Vladimir Mišin, »Šag k eksportu gaza« [Schritt zum Gasexport], in: *Nezavisimaja gazeta*, 10.7.2007.

⁵⁶ Das »South Pars«-Gasfeld ist die nördliche Fortsetzung des Gasfelds »North Field«, das im Hoheitsgewässer von Katar liegt. Zur iranischen Gaswirtschaft siehe Gholamreza Bahmannia, *Developing Gas Markets in Persian Gulf. Case Study Iran*, 23rd Gas Conference, Amsterdam 2006, <www.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add9935.pdf>.

⁵⁷ Karin Kneissl, »Iran: Facing East and West«, in: *Middle East Economic Survey*, 49 (2006) 41, <www.mees.com/postedarticles/oped/v49n41-5OD01.htm>.

Karte 1
Gasfördergebiete im westlichen Teil Russlands und in Westsibirien



© Nora Coenenberg, <www.ncoenenberg.de>.

die Überlegungen zur »Nabucco«-Pipeline jedoch bereits negativ.

Institutionalisierung der Energiebeziehungen

Um seine Versorgungssicherheit (nicht nur bei Erdgas) zu erhöhen, ist Europa sehr an einer Institutionalisierung und Verrechtlichung der Energiebeziehungen interessiert. Dafür existieren verschiedene Vorschläge. Die Ideen einer »Energie-Nato« und einer »Energie-KSZE« orientieren sich an den Prinzipien der kollektiven Sicherheit. Während die von Polen ins Gespräch gebrachte »Energie-Nato« nur die europäischen Ener-

giekonsumentenstaaten umfassen soll, stünde die von Außenminister Steinmeier angeregte »Energie-KSZE« sowohl den Abnehmerländern als auch den Transit- und Produzentenstaaten offen. Die »Energie-Nato« beinhaltet vor allem eine gegenseitige Beistandspflicht im Fall von Energiekrisen. Die »Energie-KSZE« zielt darüber hinaus auf einen internationalen Dialog in Energiefragen und internationale Kooperationsprojekte.⁵⁸ Während die »Energie-Nato« in der EU keine breite Unterstützung findet, weil sie sich zu

⁵⁸ Oliver Geden/Andreas Goldthau/Timo Noetzel, »Energie-Nato« und »Energie-KSZE« – Instrumente der Versorgungssicherheit? Die Debatte um Energieversorgung und kollektive Sicherheitssysteme, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2007 (SWP-Diskussionspapier), <www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=3959>.

offensichtlich gegen Russland richtet, spricht gegen die »Energie-KSZE«, dass sie den Energiechartavertrag duplizieren würde.

Mit dem Energiechartavertrag (*Energy Charter Treaty*, ECT) und dem dazugehörigen Transitprotokoll stünde ein weitentwickeltes Regelwerk für den internationalen Energiemarkt bereit.⁵⁹ Praktisch alle west- und osteuropäischen Staaten haben den Vertrag unterzeichnet und größtenteils auch schon ratifiziert. Russland hat den Energiechartavertrag 1994 zwar ebenfalls unterzeichnet, aber bislang nicht ratifiziert. Es will ihn allerdings »provisorisch« so weit anwenden, wie dies mit den russischen Gesetzen und der russischen Verfassung vereinbar ist. Während im Verlauf der rund zehnjährigen Verhandlungen immer wieder durchaus Chancen für eine Ratifizierung des Energiechartavertrags durch Russland gesehen wurden, hat sich dessen ablehnende Haltung – nicht zuletzt unter dem steigenden Einfluss Gazproms auf den Kreml – in der zweiten Amtszeit Putins zunehmend verhärtet. Russland sieht sich in seinen Vorbehalten dadurch bestärkt, dass große Energieexporteure wie Norwegen und Australien den Energiechartavertrag ebenfalls nicht ratifiziert und die USA ihn nicht einmal unterzeichnet haben.

Einige Argumente, die von Russland gegen den ECT vorgebracht wurden, spielen in der Diskussion inzwischen keine ernsthafte Rolle mehr. So ist heute unumstritten, dass der ECT weder die bestehenden Langfristverträge in Frage stellt noch eine Anhebung der russischen Binnenpreise für Erdgas auf das westeuropäische Niveau verlangt.⁶⁰

Gazprom, lautstark vertreten durch seinen »Cheflobbyisten« in der Duma, Valerij Jazev, macht aber nach wie vor geltend, dass durch den Energiechartavertrag und sein Transitprotokoll die zentralasiatischen Gasexporteure leicht Zutritt zum russischen Gasnetz erhalten und dadurch Russlands Exporte nach Europa sowie das gesamte System der langfristigen Lieferverträge mit den europäischen Kunden gefährdet würden.⁶¹ Das Energiechartasekretariat dage-

gen argumentiert, dass Russland keineswegs gezwungen sei, seine Pipelines bedingungslos für Wettbewerber zu öffnen. Der Vertrag biete auch nicht, wie von seinen russischen Gegnern behauptet wird, Ausländern einen unmittelbaren Zugriff auf russische Energieressourcen, sondern schütze nur bereits bestehende Auslandsinvestitionen. Russland würde demnach von den Regelungen des Transitprotokolls selbst profitieren, weil dieses Unterbrechungen des Transits verbietet.⁶² Russland verweist darauf, dass der Handel mit Nuklearbrennstoffen im Energiechartavertrag noch immer nicht geregelt sei – obwohl dies im Partnerschafts- und Kooperationsabkommen (PKA) bereits für 1997 geplant worden sei – und ihm dadurch der Zugang zum europäischen Markt versperrt werde.⁶³ Außerdem lehnt Moskau die »Regionale Integrationsklausel« ab, die Energietransporte innerhalb der EU von den Bestimmungen des Transitprotokolls ausnimmt.⁶⁴

Nachdem Putin sich explizit gegen die Ratifizierung des Energiechartavertrags in der vorliegenden Form ausgesprochen hat, ist damit bis zum Ende seiner zweiten Amtszeit im April 2008 nicht zu rechnen. Auch unter seinem Nachfolger sind die Chancen für eine Änderung der Haltung von Parlament und Regierung nicht hoch. Putin deutete allerdings an, dass Russland bereit sei, einige Grundsätze des Energiechartavertrags in das zu erneuernde PKA mit der EU aufzunehmen. Allerdings ist fraglich, ob mit der Übernahme allgemein gehaltener Formulierungen in das PKA ein relevanter Zugewinn an Rechtssicherheit für

die russische Bedenken berücksichtigt worden sind, siehe Valerij Jazev, »Riski nas ostanavlivajut« [Die Risiken halten uns auf], in: *Nezavisimaja gazeta*, 9.8.2006. Freilich scheinen die russischen Bedenken weitgehend gegenstandslos zu sein, vgl. »Five Myths about the Energy Charter«, in: *Charter News*, (Frühjahr 2006) 22, S. 3; Katharina Mikulčák, »Russland und der Vertrag über die Energiecharta. Positionen, Probleme, Perspektiven«, in: *Osteuropa-Wirtschaft*, 56 (2006) 3–4, S. 249–265 (255).

⁵⁹ Energy Charter Secretariat, *Selected Speeches and Presentations*, <www.encharter.org/index.php?id=59&L=0>. Siehe auch Alexander Brexendorff, *Rohstoffe im Kaspischen Becken. Völkerrechtliche Fragen der Förderung und des Transports von Erdöl und Erdgas*, Frankfurt a.M.: Peter Lang, 2006, S. 326ff.

⁶⁰ Bei der Unterzeichnung des Energiechartavertrags durch Russland war mit der EU vereinbart worden, dass der Handel mit Nuklearbrennstoffen in einem gesonderten Abkommen geregelt werden sollte. Dies ist bislang mit Rücksicht auf französische Interessen nicht erfolgt.

⁶¹ Brexendorff, *Rohstoffe im Kaspischen Becken* [wie Fn. 62], S. 332 f; Mikulčák, »Russland und der Vertrag über die Energiecharta« [wie Fn. 61], S. 257.

⁵⁹ Andrei Konoplyanik/Thomas Wälde, »Energy Charter Treaty and Its Role in International Energy«, in: *Journal of Energy & Resources Law*, 24 (2006) 4, S. 523–557, <www.encharter.org/fileadmin/user_upload/DSG/Publications/2006/410-JENRL-11.2006.pdf>.

⁶⁰ Konoplyanik/Wälde, »Energy Charter Treaty and Its Role in International Energy« [wie Fn. 59], S. 540 f.

⁶¹ Nach Aussage des Vorsitzenden der Duma-Komitees für Energetik, Valerij Jazev, wird Russland den Energiechartavertrag und sein Transitprotokoll erst ratifizieren, wenn dort

ausländische Investoren und Vertragspartner verbunden wäre. Es wäre schon viel erreicht, wenn zumindest die Regelungen zur Streitschlichtung (*dispute settlement*), die der Energiechartavertrag bietet, in ein Zusatzabkommen zum PKA aufgenommen werden könnten.⁶⁵

Die russische Haltung hat sich auch deshalb so verhärtet, weil die EU für die Ratifikation des Energiechartavertrags anders als beim Kyoto-Protokoll, wo die EU Russland für dessen Zustimmung Unterstützung in den Verhandlungen mit der Welthandelsorganisation zusagte, keine Gegenleistung anbietet.⁶⁶ Allein das Drängen der EU, den Energiechartavertrag zu ratifizieren, wird die russische Seite nicht zu einer Änderung ihrer Haltung bewegen, denn diese internationale Übereinkunft stößt bei der russischen Führung und im Parlament weder auf Verständnis, geschweige denn auf Zustimmung. Eine größere Aussicht auf Erfolg hätte eine beharrliche Überzeugungsarbeit, die Russland dazu bringt zu erkennen, dass der Energiechartavertrag ein geeignetes Instrument zur Fortentwicklung des Energiemarkts ist, von dem auch Russland selbst profitieren wird, etwa weil dadurch seine Kreditwürdigkeit steigt.⁶⁷

Freilich muss auch die EU ihre Position überdenken. So könnte sie als mögliche Gegenleistung für eine russische Ratifikation des Energiechartavertrags auf die von Russland beanstandete »Regionale Integrationsklausel« im Transitprotokoll verzichten und erwägen, die längst ausstehende Regelung für den Handel mit Nuklearbrennstoffen endlich umzusetzen.

Erweiterung des Energiemixes durch Biomethan

Die Verbreiterung des jeweiligen nationalen Energiemixes trägt dazu bei, die Abhängigkeit von importierten fossilen Energieträgern zu vermindern. Diskutiert werden in diesem Zusammenhang insbesondere eine stärkere Nutzung der Kernkraft (bzw. die Revision

⁶⁵ Die Artikel 7.7, 19, 26, 27 und 29 des Energiechartavertrags enthalten Vorschriften zur Streitschlichtung, siehe <www.encharter.org/index.php?id=32>.

⁶⁶ Michael Sander, »Die energiepolitischen Beziehungen zwischen der EU und der russischen Föderation«, in: *Ost-europa-Wirtschaft*, 56 (2006) 1, S. 1–17; Mikulčák, »Russland und der Vertrag über die Energiecharta« [wie Fn. 61], S. 264–265; Tatyana Romanova, »Energy Partnership – A Dialogue in Different Languages«, in: *Russia in Global Affairs*, 5 (2007) 1, S. 32–45 (37–44).

⁶⁷ Konoplyanik/Wälde, »Energy Charter Treaty and Its Role in International Energy« [wie Fn. 59], S. 554–555.

»Biomethan« wird durch anaerobe, das heißt ohne Sauerstoff verlaufende Prozesse der Vergärung (»Verfaulung«, Fermentierung) gewonnen, also durch den Abbau von biogenem Material durch Mikroorganismen (Bakterien). Als Biomasse kommen Abfallprodukte der Tierhaltung wie Gülle und Mist sowie nachwachsende Rohstoffe wie Holz, Maispflanzen und Gras in Frage. »Bio-Synthesegas« (*Bio Substitute Natural Gas*, Bio-SNG) wird durch Biomasse-Vergasung hergestellt. Ausgangsstoff ist vor allem Holz in Form von Waldrestholz und Industrierestholz. Aus beiden Gasen, die einen Methangehalt zwischen 50 und 70 Prozent aufweisen – der Rest besteht überwiegend aus CO₂ –, kann über verschiedene Aufbereitungsschritte **Biomethan** gewonnen werden, das Erdgasqualität hat (Methangehalt 93–98 Prozent).

eines etwaigen Ausstiegsbeschlusses) und eine vermehrte Verwendung erneuerbarer Energien. Als Substitution importierten Erdgases bietet sich insbesondere Biomethan an, das wiederum aus »Biomethan« bzw. »Bio-Synthesegas« gewonnen wird.

Biomethan kann wie Erdgas in das Gasnetz eingespeist werden, wenn es den erforderlichen Druck hat. Dabei eignet sich Bio-SNG besser für den Transport als Biogas. Kleinere Biogasanlagen zur Stromerzeugung werden europaweit bereits eingesetzt (allein in Deutschland gibt es rund 3000). Dagegen muss das Verfahren der Herstellung von Bio-SNG noch bis zur Marktreife entwickelt werden, wobei die Anlagen dann einen höheren Leistungsbereich als Biogasanlagen haben werden.

In Europa erzeugtes Biomethan könnte importiertes Erdgas in erheblichem Umfang ersetzen. Bis 2030 wäre ein Beitrag von etwa 300 Mrd. m³ Biomethan zur europäischen Gasversorgung möglich.⁶⁸ Darüber hinaus ist denkbar, dass Länder wie die Ukraine, Belarus oder Russland vor Ort erzeugtes und nicht für den Inlandsbedarf benötigtes Biomethan nach Europa verkaufen, wobei jene Pipelinekapazitäten genutzt werden könnten, die nicht für Erdgas benötigt werden. Dem Vorhaben, Erdgas in großem Maßstab durch Biomethan zu ersetzen, sind zunächst durch die hohen Bereitstellungskosten Grenzen gesetzt. Sie liegen in der EU gegenwärtig zwischen 7 und 11 Cent/kWh und sind damit doppelt so hoch wie die von Erdgas, was

⁶⁸ Daniela Thrän u.a., *Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie, Teilbericht I*, Leipzig, Januar 2007, S. 27–29, <www.oeko.de/service/bio/dateien/ie2007biogas_osteuropa_teilbericht_1.pdf>.

vor allem an den Rohstoffkosten liegt. In den GUS-Staaten wäre trotz niedrigerer Personalkosten gegenwärtig die Biomethanherzeugung sogar noch teurer als in den EU-Ländern, weil dort die Kosten für die Bereitstellung der Rohstoffe wegen der relativ geringen Flächenenerträge höher sind als in den meisten europäischen Ländern. Biomethan hat daher, wenn Subventionen unberücksichtigt bleiben, im Vergleich zu Erdgas künftig nur dann Marktchancen, wenn die Produktionskosten gesenkt werden können und gleichzeitig der Erdölpreis und damit auch der europäische Gasbezugspreis hoch bleiben. Es bestehen jedoch gute Chancen, dass sich diese beiden Voraussetzungen erfüllen.

Erhöhung der Energieeffizienz

Eine Verminderung der Energieimporte kann durch eine Vielzahl von Maßnahmen erreicht werden, die an unterschiedlichen Punkten, nämlich bei der Gewinnung, dem Transport, der Umwandlung und dem Endverbrauch von Energieträgern, ansetzen. Die Anwendung bekannter und erprobter Technologien erfordert zwar zunächst Investitionen, die sich aber zweifach bezahlt machen: Erstens werden langfristig der spezifische Verbrauch gesenkt und auf diese Weise Kosten gespart; zweitens entfallen bestimmte öffentliche Ausgaben in den Bereichen Umweltschutz bzw. Gesundheit teilweise oder vollständig, wenn Umweltbelastungen vermieden werden. Durch Maßnahmen, die die Effizienz steigern, lassen sich demnach alle Ziele der Energiesicherheit gleichermaßen erreichen.

Wenn sowohl Förderländer (wie Russland) und Transitstaaten (Belarus, Ukraine, Republik Moldau) als auch Empfängerländer in die Strategien einbezogen werden, eröffnen sich breite und vielversprechende Spielräume zur internationalen Kooperation. Der von der EU-Kommission vorgeschlagene Aktionsplan zur Energieeffizienz dient diesem Ziel.⁶⁹ Dabei greift die EU auf die Erfahrungen der nationalen Institutionen zurück, die sich bereits seit Jahren der Erhöhung der Energieeffizienz in Osteuropa, Russland und den anderen GUS-Staaten widmen.⁷⁰ Da die Strategie der Ener-

gieeffizienzerhöhung auf alle Komponenten der Energiesicherheit positiv wirkt und im In- und Ausland befürwortet wird, bietet sie sich als Grundlage für eine europäische Energiepolitik an, die zu einer eurasischen, Transitstaaten und Energieexportländer einbeziehenden Energiepolitik ausgebaut werden kann.

⁶⁹ Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Mitteilung der Kommission. Aktionsplan für Energieeffizienz*, Brüssel, Oktober 2006, S. 22 (KOM (2006) 545 final), <http://ec.europa.eu/energy/action_plan_energy_efficiency/index_en.htm>.

⁷⁰ Zum Beispiel die Deutsche Energieagentur, <www.dena.de>, die Österreichische Energieagentur, <www.energyagency.at/portrait/index.htm>, und das EU-Energetechnologiezentrum in Moskau, <www.technologycentre.org/content.php?topic=3>.

Versorgungssicherheit und Energiedialoge

In Russland besteht Unsicherheit über Europas künftigen Bedarf an Erdgasimporten. Diese Unsicherheit wird durch die bevorstehende Erweiterung des weltweiten LNG-Handels noch verstärkt. In Europa fragt man sich dagegen, ob Russlands zukünftige Förderkapazitäten ausreichen, um alle bereits eingegangenen Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Beide Sorgen sind nicht von der Hand zu weisen. Der europäische Importbedarf hängt entscheidend von dem in der EU eingeschlagenen Weg zur Energieeinsparung, Energieeffizienz und Vermeidung von CO₂-Emissionen ab. Je mehr auf erneuerbare Ressourcen (darunter Biomethan), Kernkraft oder die Beibehaltung der Kohleverstromung in abgasfreien Kraftwerken gesetzt wird, desto weniger Erdgas wird Europa verbrauchen und aus Russland importieren müssen. Eine Diskussion über die europäischen Prognosen für den Verbrauch von Erdgas könnte daher ein für die russische Seite interessanter Gegenstand des EU-Russland-Energiedialogs sein.

Die zukünftige Lieferfähigkeit Russlands hängt in erster Linie davon ab, wie schnell die Vorkommen auf der Jamal-Halbinsel erschlossen werden. Deutschland bzw. die EU-Länder haben darauf nur einen geringen Einfluss. Die europäischen Kunden könnten jedoch von Gazprom mehr Transparenz seiner Produktions- und Investitionsplanungen verlangen. Auch auf diesem Gebiet gibt es Diskussionsbedarf im Rahmen des EU-Russland-Energiedialogs.

Von den vier Hauptelementen einer europäischen Energieaußenpolitik (regionale Diversifizierung, Institutionalisierung, Verbreiterung des Energiemix, Effizienzerhöhung) stoßen nur die beiden letzteren nicht auf die Ablehnung Russlands bzw. einzelner europäischer Mitgliedstaaten. Die regionale Diversifizierung der europäischen Gasimporte ist längst Realität, da Erdgas bereits aus einer Vielzahl afrikanischer und nahöstlicher Länder bezogen wird – weitgehend in Form von Flüssiggas. Die von der EU bevorzugte Schaffung eines »südlichen Transportkorridors« für Erdgas, die »Nabucco«-Pipeline, könnte dagegen scheitern, wenn die mit diesem Projekt konkurrierenden russischen Projekte (»Blue Stream«-Verlängerung und »South Stream«-Pipeline) tatsächlich realisiert werden.

Die von der EU angestrebte Institutionalisierung der Energiebeziehungen durch den Energiecharta-

vertrag trifft auf den Widerstand Russlands; aber auch Frankreich scheint nicht bereit zu sein, im Gegenzug Russland die Regelung des Handels mit Nuklearbrennstoffen zuzugestehen.

Eine Verbreiterung des Energiemixes im Gasbereich kann durch die industrielle Erzeugung von Bio-Synthesegas erfolgen, das dann Marktchancen haben wird, wenn bei anhaltend hohem Gaspreis und weiterem technologischen Fortschritt eine subventionsfreie Herstellung möglich ist.

Eine Erhöhung der Energieeffizienz könnte zur Senkung des Binnenverbrauchs von Erdgas in Russland beitragen. Hierbei bestehen – über die bisherigen experimentellen Ansätze hinausgehende – Kooperationsmöglichkeiten bei landesweiten Projekten. Die wesentliche Voraussetzung dafür ist aber, dass der sparsame Einsatz von Erdgas durch eine entsprechende Preispolitik auf dem russischen Binnenmarkt unterstützt wird. Der EU-Russland-Energiedialog, ergänzt durch Dialoge mit den Transitstaaten für russisches Erdgas, könnte die europäische Energieaußenpolitik vor allem durch bessere gegenseitige Information und durch die Initiierung konkreter Projekte zur Erhöhung der Energieeffizienz unterstützen.

Abkürzungen

BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Bio-SNG	Bio Substitute Natural Gas
CEPS	Central Europe Pipeline System
ECT	Energy Charter Treaty
EIA	Energy Information Administration (USA)
ENCOURAGED	Energy Corridor Optimisation for the European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen
EU	Europäische Union
EU 27	Die 27 Mitgliedstaaten der EU
EU 28	Die EU 27 plus Beitrittskandidat Türkei
EU 30	Die EU 28 plus potenzielle Beitrittskandidaten Kroatien und Makedonien
EU 34	Die EU 30 plus potenzielle Beitrittskandidaten Albanien, Bosnien-Herzegowina, Montenegro und Serbien
GECF	Gas Exporting Countries Forum
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
IEA	International Energy Agency (OECD)
IEO	International Energy Outlook (EIA)
KICES	Koszalin Institute of Comparative European Studies
KSZE	Konferenz für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa
kWh	Kilowattstunde
LNG	Liquefied Natural Gas
MOL	Magyar Olaj- és Gázipari Részvénytársaság (ungarische Ölgesellschaft)
Nato	North Atlantic Treaty Organization
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OMV	Österreichische Mineralölverwaltung (österreichische Ölgesellschaft)
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
PKA	Partnerschafts- und Kooperationsabkommen
WEO	World Energy Outlook (IEA)

Dokumente und statistische Quellen

- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005. Kurzstudie*, Stuttgart, 21.2.2007, S. 57, <www.bgr.bund.de/cln_011/nn_322848/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie__Kurzf__2005,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energiestudie_Kurzf_2005.pdf>.
- Booz Allen Hamilton, *Internationaler Gasmarkt. Wachstumsprognose zu optimistisch*, Pressemitteilung vom 3.5.2007, <www.boozallen.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung-detail/35072976>.
- Commission of the European Communities, *Annex to the Green Paper »A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy. What is at Stake – Background Document«* (COM (2006) 317/2), <http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_working_document_en.pdf>.
- Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2007*, Washington, D.C. 2007, <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/>.
- Goskomstat Rossii [Russische amtliche Statistik], *Rossijskij statističeskij ežegodnik* [Russisches statistisches Jahrbuch], Moskau, verschiedene Jahrgänge.
- Grizenko, Aleksandr I. et al., »Neft' i gaz Rossii v XXI g. Prognoz dobyči 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, <www.geoinform.ru/mrr.files/issues/articles/pdf/gric3-01.pdf>.
- Hafner, Manfred, *Gas Corridors between EU and Neighbouring Countries*, Brüssel, 12.12.2006, <www.encouraged.info/conferences/index.html>.
- Hartley, Peter/Medlock, Kenneth B., *The Baker Institute World Gas Trade Model*, Stanford 2005, <http://fsi.stanford.edu/publications/baker_institute_world_gas_trade_model_the/>.
- Honoré, Anouk, *Future Natural Gas Demand in Europe. The Importance of the Power Sector*, Oxford, Januar 2006, <www.oxfordenergy.org/pdfs/NG10.pdf>.
- Institut Energetičeskoj Strategii [Russisches Energiestrategieinstitut], *Koncepcija energetičeskoj strategii Rossii na period do 2030 g. (proekt)* [Konzeption der Energiestrategie Russlands bis 2030 (Entwurf)], Moskau 2007.
- International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2007*, Paris 2007.
- International Energy Agency, *Natural Gas Market Review 2007. Security in a Globalising Market to 2015*, Paris 2007.
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Mitteilung der Kommission. Aktionsplan für Energieeffizienz, Brüssel, Oktober 2006, S. 22 (KOM (2006) 545 final), <http://ec.europa.eu/energy/action_plan_energy_efficiency/index_en.htm>.
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Eine Energiepolitik für Europa*, Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament, 10.01.2007 (KOM (2007) 19), <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2007/com2007_0001de01.pdf>.
- Kontorovič Aleksej u.a. (Institut für Erdölgeologie 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>.
- Laherrère, Jean, *Uncertainty of Oil & Gas Supply and Demand?* Vortrag in Potsdam, 18.-19.1.2007, <www.hubbertainstitut.com/laherrere/GPPI200701.pdf>.
- Mantzou, L./Capros, P., *European Energy and Transport Trends to 2030. Update 2005*, <www.ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2005/index_en.htm>; *Scenarios on Energy Efficiency and Renewables*, <www.ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/scenarios/energy_efficiency_en.htm>.
- Mazneva, Elena/Reznik, Irina, »Gazoviki napisali sebe investprogramm« [Die Gasleute schrieben sich ihr eigenes Investitionsprogramm], in: *Vedomosti*, 16.4.2007.
- Mitrova, Tatjana (Institut für Energieforschung der Russischen Akademie der Wissenschaften), Vortrag an der ETH Zürich, 10.3.2007.
- Seeliger, Andreas, *Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030*, München: Oldenbourg Industrieverlag, 2006 (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Bd. 61).