

## Diskussionspapier

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



*Roland Götz*

# Der künftige Erdgasbedarf Europas

FG 5 2007/08, Mai 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.

## Der künftige Erdgasbedarf Europas

### ***Dramatisch steigende Abhängigkeit?***

Herrschende Meinung ist, dass in Europa die Eigenerzeugung von Erdgas abnehmen, der Erdgasverbrauch deutlich zunehmen und daher der Importbedarf erheblich ansteigen wird. So heißt es in dem richtungweisenden Dokument der EU-Kommission zur Energiepolitik Europas: „Die Abhängigkeit von Gasimporten wird sich bis 2030 voraussichtlich von 57 % auf 84 % erhöhen“.<sup>1</sup> Das hohe Ausmaß der (numerischen) Importabhängigkeit Europas bei Erdgas und dessen Herkunft aus angeblich „instabilen“ Regionen (wobei die „Instabilität“ Russlands bzw. Nordafrikas, woher Europa sein Erdgas weit überwiegend importiert und auch in Zukunft beziehen wird, allerdings ohne nähere Begründung postuliert wird) ist dann Ausgangspunkt für Forderungen nach einer gemeinsamen europäischen Energiepolitik bis hin zu einer „Energie-KSZE“ und sogar „Energie-Nato“.<sup>2</sup>

Sich abzeichnende Trends in Richtung Energiesparen und erneuerbare Energien erfordern jedoch, die in der Vergangenheit gemachten Annahmen über den künftigen Erdgasbedarf Europas einer Prüfung zu unterziehen.<sup>3</sup> Nach wie vor gilt, dass die Eigenförderung im europäischen Raum abnehmen wird. Wenn man Norwegen zu Europa zählt, was im Zusammenhang mit energiepolitischen Überlegungen stets getan werden sollte, lag sie 2005 bei knapp 300 Mrd. m<sup>3</sup> und bestritt somit rund 60% des europäischen Gasbedarfs. Bis 2030 dürfte die Erdgasförderung in europäischen Raum wegen der allmählichen Erschöpfung der Gasfelder in der Nordsee auf 200-250 Mrd. m<sup>3</sup> sinken. Wie weit die Eigenversorgungsquote dann absinken wird, ist jedoch nicht einfach zu ermitteln.

---

<sup>1</sup> Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament, Eine Energiepolitik für Europa, SEK(2007) 12, 10.01.2007, S.2, <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52007DC0001:DE:NOT>>. Hierbei wird eine „Business as usual“-Politik vorausgesetzt. Die Angaben beziehen sich auf die EU27 unter Ausschluss von Norwegen, was eine hohe numerische Abhängigkeit suggeriert.

<sup>2</sup> Oliver Geden/Andreas Goldthau/Timo Noetzel, „Energie-NATO“ und „Energie-KSZE“ – Instrumente der Versorgungssicherheit? Die Debatte um Energieversorgung und kollektive Sicherheitssysteme, SWP-Diskussionspapier, Mai 2007, <[www.swp-berlin.org](http://www.swp-berlin.org)>.

<sup>3</sup> Zu der Sichtweise zu Anfang des Jahrtausends siehe Roland Götz, Russlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, SWP-Studie 12/2002, <[www.swp-berlin.org/de/produkte/swp\\_studie.php?id=1743](http://www.swp-berlin.org/de/produkte/swp_studie.php?id=1743)>.

Bereits die Datenlage zur aktuellen Erdgasförderung in Europa ist unübersichtlich.<sup>4</sup> Vor allem bestehen jedoch erhebliche Unsicherheiten der Prognose des zukünftigen Bedarfs.

### ***Differierende Verbrauchsprognosen***

Der Hauptgrund für das Auseinanderklaffen der vorliegenden Gasverbrauchsprognosen liegt an den unterschiedlichen Annahmen über die Entwicklung des Erdölpreises sowie der Klimapolitik. Das Erdgaspreisniveau in Europa hängt unter der Voraussetzung eines Weiterbestehens des gegenwärtigen Systems der Preisbildung entscheidend vom Erdölpreis ab.<sup>5</sup> Je höher der langfristige Erdgaspreis angenommen wird, desto stärker muss man in den Prognosen die Substitution von Erdgas durch Kohle und regenerative Energien berücksichtigen. Als zweiter Hauptfaktor spielt die Klimapolitik eine Rolle: Abhängig von der eingeschlagenen Strategie wird Erdgas entweder als verhältnismäßig CO<sub>2</sub>-armer Ersatzbrennstoff für Kohle, Erdöl und Kernenergie angesehen, oder es soll selbst durch erneuerbare Energien ersetzt werden.<sup>6</sup>

Verbrauchsprognosen für Europa werden entweder im Rahmen von Weltprognosen oder nur für die EU in verschiedener räumlicher Abgrenzung erstellt.<sup>7</sup> Die von der Energy Information Administration (EIA) und International Energy Agency (IEA) erstellten Weltprognosen sagen für OECD-Europa (d.h. die europäischen OECD-Mitglieder) eine annähernd lineare Verbrauchszunahme voraus, wobei die EIA zwischen 2015 und 2030 einen größeren Verbrauchszuwachs errechnet als die IEA.<sup>8</sup> Auch Seeliger nimmt in seinem Weltmodell ein

---

<sup>4</sup> Da Erdgasmengen in verschiedenen Einheiten gemessen werden (Mrd. m<sup>3</sup>, Millionen t Öläquivalent, Joule), müssen Konversionsfaktoren benutzt werden, für die es allerdings keine einheitliche Festsetzung gibt. Im Folgenden werden Konversionsfaktoren angewandt, die zu einem mit den anderen Daten kompatiblen Ergebnis führen.

<sup>5</sup> Energy Charter Secretariat, Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas, Brüssel (2007), <[www.encharter.org/index.php?id=218](http://www.encharter.org/index.php?id=218)>.

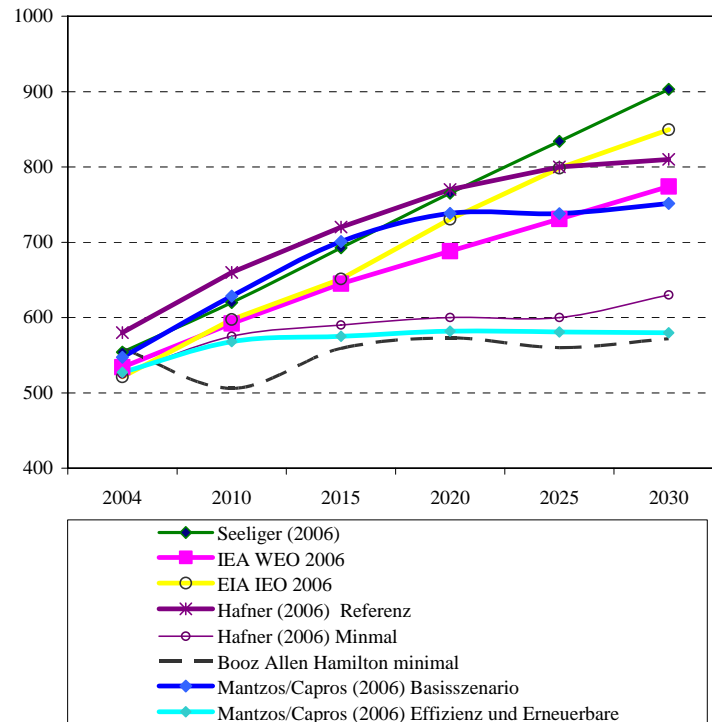
<sup>6</sup> Die spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen (bezogen auf die elektrische Leistung) von Erdgas sind nur halb so hoch wie die von Kohle (200 g pro kWh gegenüber 400 g pro kWh bei Braunkohle). Jedoch ist der gesamte Beitrag des Erdgases zur CO<sub>2</sub>-Emission keineswegs gering. Der Anteil des Erdgases am CO<sub>2</sub>-Ausstoß betrug 2004 in OECD-Europa 25% (Kohle: 44%, Erdöl 31%). Nach der Standardprognose der IEA würde Erdgas 2030 in OECD-Europa mit 1,5 Milliarden t mehr CO<sub>2</sub> emittieren als Kohle (1,3 Milliarden t), siehe IEA WEO 2006, S.505.

<sup>7</sup> Beim Vergleich von Daten aus verschiedenen Quellen ist zu beachten, die regionale Abgrenzung „Europas“ je nach Quelle verschieden ist. Von EU-Instanzen werden Daten und Prognosen publiziert, die sich auf die gegenwärtige EU sowie verschiedene potentielle Erweiterungsstadien der EU beziehen, wie EU25, EU27, EU28, EU30, EU34. Die US-amerikanische Energy Information Administration (EIA) und die Internationale Energieagentur (IEA) benutzen als regionale Abgrenzung seit einigen Jahren „OECD-Europa“. Einzelne Autoren verwenden einen geographischen Europabegriff, der Europa westlich der GUS meint.

<sup>8</sup> EIA IEO (2006); IEA WEO 2006, S. 112; Zu den bibliographischen Angaben siehe den Anhang.

lineares Wachstum des europäischen Erdgasverbrauchs an.<sup>9</sup> EIA und IEA gehen in ihren jährlich veröffentlichten Standardprognosen von Jahr zu Jahr von geringeren Zuwächsen des Erdgasverbrauchs aus, da sie zunehmend ein hohes Niveau des Ölpreises einkalkulieren.

### Schaubild 1: Erdgasverbrauch in Europa (Mrd. m<sup>3</sup>)



Quellen: Siehe bibliographischer Anhang.

Die von der EU in Auftrag gegebenen Studien zum europäischen Gasmarkt prognostizieren in ihren Basisszenarien nach 2010 dagegen ein abnehmendes Wachstum des Gasverbrauchs.<sup>10</sup> Diejenigen Szenarien, die eine Politik der Energieeffizienzsteigerung sowie des Einsatzes regenerativer Energien beschreiben, sagen sogar eine Beinahe-Stagnation des europäischen Gasverbrauchs nach 2015 voraus.<sup>11</sup> Während die Prognosen, die einen linearen Trend beinhalten, zwischen 2004 und 2030 einen Zuwachs des Erdgasverbrauchs in Europa um 300 Mrd. m<sup>3</sup> vorhersagen, kommen diejenigen Szenarien, die einen radikalen Politikwechsel berücksichtigen, zu dem Ergebnis, dass sich der Gasverbrauch in den kommenden Jahrzehnten nur

<sup>9</sup> Seeliger (2006), S.

<sup>10</sup> Mantzos/Capros (2006), Hafner (2006). 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 anzusehen. Mantzos/Capros (2006) beziehen außerdem verstärkte Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und/oder die Ausweitung des Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern sowie die kombinierten Effekte dieses Vorgehens ein (Szenario Effizienz und Erneuerbare).

<sup>11</sup> Hafner (2006), Minimal-Prognose; Mantzos/Capros (2006), Szenario Effizienz und Erneuerbare; BAH (2007).

noch geringfügig, etwa um 50 Mrd. m<sup>3</sup>, erhöhen wird. Die Differenz von 250 Mrd. m<sup>3</sup> entspricht dem Exportvolumen Russlands bzw. ganz Afrikas und hat daher erhebliche Bedeutung für die Einschätzung der Versorgungssituation Europas. Ausschlaggebend für diese Differenz ist die Beurteilung der Verbrauchsentwicklung bei der Elektrizitätserzeugung.

### ***Erdgasbedarf in der Stromerzeugung***

Die Nachfrage der private Haushalte, die Erdgas für die Wohnungsheizung einsetzen, dürfte wenig vom Gaspreis abhängen und im Übrigen nur noch in geringem Umfang zunehmen. In der Industrie (Papier, Stahl, Chemie) wird Erdgas in technischen Prozessen eingesetzt, wobei kaum Änderungen zu erwarten sind. Die große Unbekannte ist der zukünftige Einsatz von Gaskraftwerken. Dieser wird stark von der Preisentwicklung für Erdgas sowie vom künftigen Preis für Emissionszertifikate abhängen.

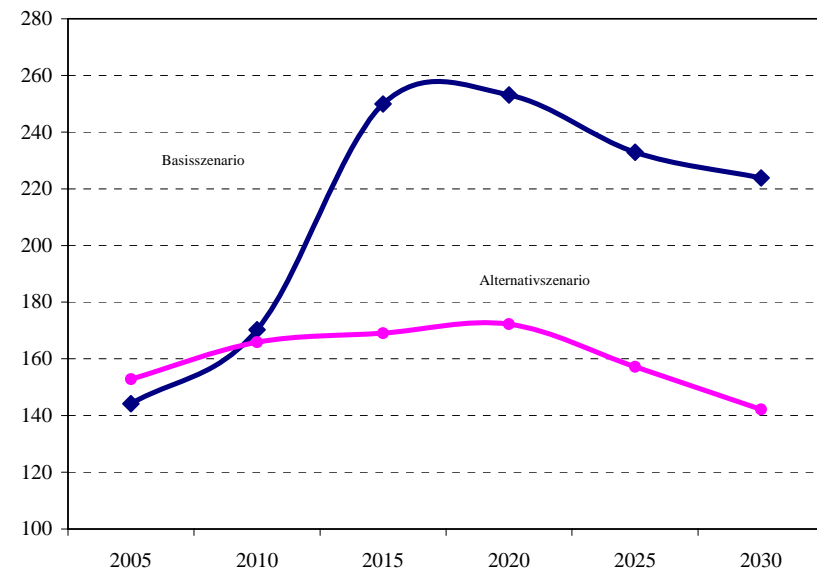
Studien, die sich näher mit dieser Frage beschäftigen, kommen zu einer zurückhaltenden Einschätzung des künftigen Gasbedarfs für die Elektrizitätsgewinnung. In einer empirischen Studie von Januar 2006 hat Anouk Honoré darauf hingewiesen, dass die bekannten Bauplanungen eine hohe Zunahme der gasbefeuerten Kraftwerkskapazitäten nur in Spanien und Italien, aber nicht im restlichen Europa, erwarten lassen.<sup>12</sup> Im Mai 2007 berichtete die Unternehmensberatung Booz Allen Hamilton von den Ergebnissen ihrer Studie, wonach der inzwischen erreichte hohe Gaspreis sowohl den Neubau als auch den Weiterbetrieb von Gaskraftwerken in Europa unrentabel mache und Kohlekraftwerke ihre Rolle übernehmen.<sup>13</sup> Bereits die von der EU-Kommission bei Mantzos/Capros in Auftrag gegebenen Berechnungen hatten ergeben, dass bei der Elektrizitätserzeugung unter der Voraussetzung einer ambitionierten Politik der Energieeinsparung und des Übergangs zu erneuerbaren Energien der Bedarf an Erdgas gegenüber 2005 kaum noch zunehmen wird (Schaubild 2).

Die speziellen Studien zum Stromsektor sind demnach gut mit den Szenarien vereinbar, die einen geringen Anstieg des Erdgasverbrauchs in Europa einschließen.

---

<sup>12</sup> Honoré (2006).

<sup>13</sup> BAH (2007).

**Schaubild 2: Gaseinsatz zur Stromerzeugung in der EU34 (Mrd. m<sup>3</sup>)**

Quelle: Mantzos/Capros (2006).

In den „alternativen“ Szenarien, die einen geringen Anstieg des Gasbedarfs für die Stromerzeugung implizieren, ist die Gasgewinnung aus Biomasse in einem gewissen Umfang enthalten. „Biogas“ kann möglicherweise den Erdgasimportbedarf in Europa erheblich beeinflussen und andererseits auch neues Exportprodukt für die östlichen Nachbarn der EU werden.

### ***Biomethan statt Erdgas***

Aus Biomasse (biogenen Rohstoffen) kann durch zwei verschiedene Verfahren – Vergärung oder Vergasung – methanreiches Gas hergestellt werden, woraus durch Reinigungsprozesse Biomethan gewonnen werden kann, das in seiner chemischen Zusammensetzung Erdgas entspricht. Durch Vergärung wird „Biogas“ (im engeren Sinn) gewonnen, während durch Vergasung „Bio-Synthesegas“ entsteht.

Biogas wird durch anaerobe, d.h. ohne Sauerstoff verlaufende Prozesse der Vergärung („Verfaulung“, Fermentierung), also durch Abbau von biogenem Material durch Mikroorganismen (Bakterien) in Abwesenheit von Sauerstoff gewonnen. Als Biomasse kommen Abfallprodukte der Tierhaltung wie Gülle, 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 der Form von Waldrestholz und Industrierestholz. Aus beiden Gasen, die einen Methangehalt 50-70% aufweisen, während der Rest überwiegend aus CO<sub>2</sub> besteht, kann über verschiedene Aufbereitungsschritte Biomethan gewonnen werden, das Erdgasqualität aufweist (der Methangehalt von Erdgas

liegt zwischen 93 und 98%).<sup>14</sup> Biomethan kann wie Erdgas in das Gasnetz eingespeist werden, wozu ihm der erforderliche Druck verliehen und Netzzugang gewährleistet werden muss. Dabei eignet sich Bio-SNG besser für den Transport als Biogas.<sup>15</sup> Kleinere Biogasanlagen zur Stromerzeugung werden europaweit bereits eingesetzt (alleine in Deutschland rund 3000). Dagegen muss das Verfahren der Herstellung von Bio-SNG noch zur Marktreife entwickelt werden, die Anlagen haben dann aber einen höheren Leistungsbereich als Biogasanlagen.

In Europa erzeugtes Biomethan könnte importiertes Erdgas ersetzen. Unter Berücksichtigung des möglichen Aufkommens an Biomasse rechnet man für 2020 mit einem mittleren Potential von 300 Mrd. m<sup>3</sup>, was einem erheblichen Teil des dann zu erwartenden Gasverbrauchs in Europa entspräche.<sup>16</sup> Allerdings ist nicht zu erwarten, dass dieses Potential bereits bis 2020 realisiert werden kann, weil nicht genügend Produktionsanlagen zur Verfügung stehen werden. Zwar sind die kleineren Biogas-Anlagen, von denen bei kombinierter Anwendung mit Bio-SNG-Anlagen europaweit 25.000-50.000 erforderlich wären, bereits technisch ausgereift, doch ist mit einer Marktreife der Bio-SNG-Anlagen erst nach 2015 zu rechnen. Es ist zu bezweifeln, dass dann die bis 2020 erforderliche Zahl von 1000 Anlagen (oder 200 pro Jahr) entstehen werden.<sup>17</sup> Bis 2030 wäre allerdings, auch bei Berücksichtigung der weiteren technischen Entwicklung, ein Beitrag von Biomethan zur europäischen Gasversorgung in der Größenordnung von 300 Mrd. m<sup>3</sup> möglich. Weiterhin ist denkbar, dass osteuropäische Länder wie die Ukraine, Belarus oder Russland dort erzeugtes und nicht für den Inlandsbedarf benötigtes Biomethan nach Europa verkaufen werden, wobei die nicht für Erdgas benötigten Pipelinekapazitäten genutzt werden könnten.

Der Ersatz von Erdgas durch Biomethan in großem Maßstab wird zunächst allerdings durch die Bereitstellungskosten von Biomethan begrenzt. Sie liegen in der EU gegenwärtig in einer Bandbreite von mit 7-11 ct/kWh und damit zwei mal so hoch wie die von Erdgas, was vor allem an den Rohstoffkosten liegt.<sup>18</sup> In den GUS-Staaten wäre trotz niedrigerer Personalkosten gegenwärtig die Bioethanolerzeugung noch teurer als in den EU-Ländern, weil dort die

---

<sup>14</sup> Daniela Thrän u.a., Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie, Teilbericht I (2007), <[www.oeko.de/service/bio/dateien/ie2007biogas\\_osteuropa\\_teilbericht\\_1.pdf](http://www.oeko.de/service/bio/dateien/ie2007biogas_osteuropa_teilbericht_1.pdf)>.

<sup>15</sup> Zu rechtlichen Fragen der Einspeisung von Biomethan („Bioerdgas“) in die Gasnetze siehe auch <[www.asue.de/images/veroeff\\_pdf/bioerdgas.pdf](http://www.asue.de/images/veroeff_pdf/bioerdgas.pdf)>.

<sup>16</sup> Thrän (2007), S. 27-29.

<sup>17</sup> Thrän (2007), S. 30.

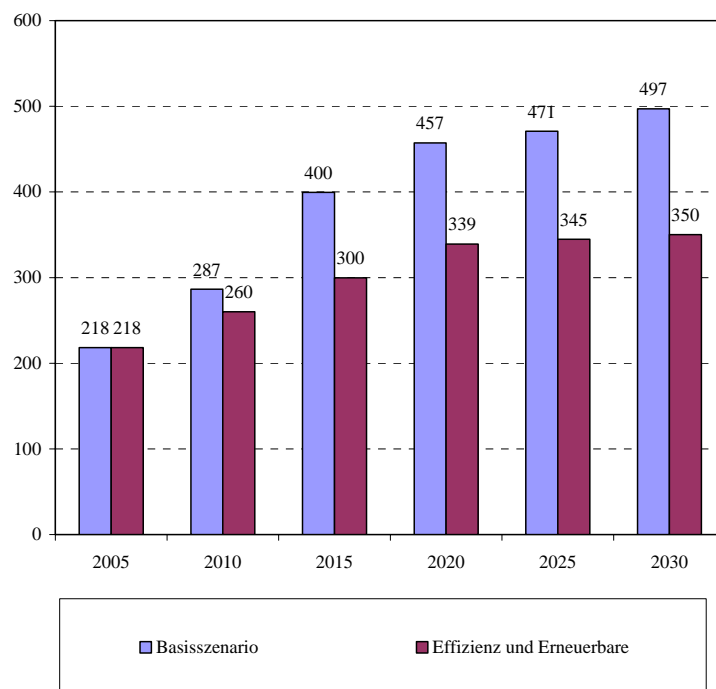
<sup>18</sup> Thrän, Teilbericht I, S. 38.

Kosten der Rohstoffbereitstellung wegen relativ der geringen Flächenerträge höher sind als in den meisten europäischen Ländern. Markchancen hat Biomethan (von Subventionen abgesehen) im Vergleich zu Erdgas künftig daher nur, wenn die Produktionskosten gesenkt werden können und gleichzeitig der Erdölpreis und damit auch der europäische Gasbezugspreis hoch bleiben. Für beide Voraussetzungen bestehen allerdings gute Chancen.

## Folgerungen

Nach bisherigen „traditionellen“ Prognosen wird der Erdgasverbrauch Europas bis 2030 um 200-300 Mrd. m<sup>3</sup> ansteigen und sich der Importbedarf daher wegen der abnehmenden Eigenherzeugung um 300-400 Mrd. m<sup>3</sup> erhöhen. Wenn dagegen gemäß „alternativen“ Prognosen der Erdgaskonsum nur um rund 50 Mrd. m<sup>3</sup> und der Importbedarf daher um rund 150 Mrd. m<sup>3</sup> zunehmen sollte, könnte in erheblichem Umfang auf Erdgasimporte aus Russland, Afrika und dem mittleren Osten verzichtet werden. Schaubild 3 stellt eine mittlere Prognose des Importbedarfs einer Prognose gegenüber, die sich unter Voraussetzung ehrgeiziger Ziele zur Effizienzsteigerung und des Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern ergibt:

**Schaubild 3: Erdgasimporte Europas 2005-2030 (Mrd. m<sup>3</sup>)**



Quelle: Mantzos/Capros (2006).

Konsequenz wäre, dass LNG-Lieferungen aus Afrika und dem Nahen Osten statt nach Europa verstärkt Richtung Nordamerika und Südostasien erfolgen würden. Der Ausbau von zusätzli-

chen LNG-Terminals in Europa würde verlangsamt werden. Geplante Pipelines aus dem Kaspischen Raum und dem Nahen Osten (Nabucco) würden in Frage gestellt werden. Dagegen ist kaum anzunehmen, dass die Ostseepipeline (Nord Stream) fallen gelassen wird, da sie in erster Linie nicht einen Kapazitätsengpass beseitigen soll, sondern der auf Unternehmensstrategie von Gasprom folgt.<sup>19</sup> Eine auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzende Politik würde es erlauben, Europas Erdgasimporte so zu beschränken, dass sogar ein Rückgang der Erdgasimporte aus Russland auf Grund einer verzögerten Inbetriebnahme der großen Vorkommen auf der Jamal-Halbinsel ausgeglichen werden könnte.<sup>20</sup>

### **Anhang: Bibliographische Angaben zu den Prognosen für den Erdgasverbrauch Europas**

BAH (2007): Booz Allen Hamilton, Internationaler Gasmarkt. Wachstumsprognose zu optimistisch, Pressemitteilung vom 3.5.2007, <[www.boozallen.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung-detail/35072976](http://www.boozallen.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung-detail/35072976)>.

EIA IEO (2006): Energy Information Administration, International Energy Outlook 2006, Washington D.C, (2006), <[www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat\\_gas.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html)>.

Hafner (2006): Manfred Hafner, Gas corridors between EU and neighbouring countries, Brüssel, 12.12.2006, <[www.encouraged.info/conferences/index.html](http://www.encouraged.info/conferences/index.html)>.

Honoré (2006): Anouk Honoré, Future Natural Gas Demand in Europe. The Importance of the Power Sector, (2006), <[www.oxfordenergy.org/pdfs/NG10.pdf](http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG10.pdf)>.

IEA WEO (2006): International Energy Agency, World Energy Outlook 2006, Paris, (2006).

Mantzios/Capros (2006): L. Mantzios/P. Capros, European Energy and Transport Trends to 2030. Update 2005; Scenarios on High Oil and Gas Prices; Scenarios on Energy Efficiency and Renewables, <[www.ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/figures/trends\\_2030\\_update\\_2005/index\\_en.htm](http://www.ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2005/index_en.htm)>.

Seeliger (2006): Andreas Seeliger, Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030, (=Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts Band 61), München: Oldenbourg Industrieverlag (2006).

---

<sup>19</sup> Roland Götz, Gasproms Diversifizierungsstrategie der Exportpipelines und Exportrichtungen, Diskussionspapier, Mai 2007, <[www.swp-berlin.org](http://www.swp-berlin.org)>.

<sup>20</sup> Roland Götz, Prognosen der Gasförderung sowie des Gasexportpotentials Russlands, Diskussionspapier, April 2007, <[www.swp-berlin.org](http://www.swp-berlin.org)>.