

SWP-Studie

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit

Roland Götz

Energietransit von Russland durch die Ukraine und Belarus

Ein Risiko für die europäische
Energiesicherheit?

S 38
Dezember 2006
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, 2006

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	Europas Bedarf und Russlands Exportpotential bei Erdöl und Erdgas
7	Erdöl
8	Erdgas
10	Alternativen zu Russland und zu den Transitstaaten?
12	Das Transitproblem
12	Allgemeines
13	Erdöltransit
15	Erdgastransit
17	Ukraine
17	Die Erdgasversorgung der Ukraine
19	Die ukrainische Gaswirtschaft
22	Die ukrainische Energiestrategie bis 2030
24	Belarus
24	Die Erdgasversorgung von Belarus
26	Belarus als Gastransitland
27	Gasprom und Belarus
29	Die energiepolitischen Perspektiven der Transitstaaten und der europäischen Abnehmerländer
29	Die Perspektiven der Transitstaaten
29	Ansatzpunkte für die EU-Politik
31	Abkürzungen

**Energietransit von Russland durch die
Ukraine und Belarus
Ein Risiko für die europäische Energiesicherheit?**

Vor dem Hintergrund einer gesteigerten Sensibilität für die Probleme der Energieversorgung stellt man sich in Europa derzeit die Frage, wie sicher die Energielieferungen aus Russland eigentlich sind. Schon einmal, zu Beginn der Erdöl- und Erdgaslieferungen aus der Sowjetunion, war diese Frage heftig diskutiert worden. Wie damals, so rührt auch heute die Ungewissheit aus der Befürchtung, dass Russland die Energielieferungen politisch instrumentalisieren könnte. Hinzugekommen ist die Sorge darüber, dass der Transit von Erdöl oder Erdgas auch dann unterbrochen werden könnte, wenn es zwischen ehemaligen Sowjetrepubliken und Russland zu Auseinandersetzungen kommt. Diese Bedenken richten sich in erster Linie auf die westlichen GUS-Staaten Belarus und Ukraine, über deren Territorium die Hauptexportleitungen aus Russland Richtung Westen führen. Um das Risiko für die europäische Energiesicherheit angemessen bewerten zu können, müssen die folgenden Fragen beantwortet werden: Welche Abhängigkeiten bestehen zwischen Europa und Russland auf dem Energiesektor, wie groß ist die Gefahr von transitbedingten Störungen des Energiehandels zwischen Europa und Russland und wie kann sich Europa vor eventuellen Gefahren schützen?

Die Problematik des Energietransits ist verknüpft mit der großen Bedeutung Russlands für die europäische Energieversorgung bei Erdöl und Erdgas. Nach den vorliegenden Prognosen wird sich die numerische Abhängigkeit Europas von russischen Energielieferungen sowie umgekehrt Russlands vom europäischen Absatzmarkt bis 2030 kaum verändern: Der Anteil der Erdölimporte aus Russland am praktisch stagnierenden europäischen Verbrauch von Rohöl und Erdöl-erzeugnissen wird mit knapp 30 Prozent voraussichtlich nahezu gleich bleiben. Auch bei Erdgas könnte Russland, wenn es seine Fördergebiete im hohen Norden wie geplant erschließt, seinen Anteil am Verbrauch Europas, der gegenwärtig ebenfalls bei knapp 30 Prozent liegt, halten, wobei zu bedenken ist, dass die Nachfrage erheblich steigen wird. Umgekehrt wird Europa für Russland mit rund 70 Prozent der Gesamtexporte die wichtigste Absatzregion für Erdöl und Erdgas bleiben.

Eine Alternative zu der Versorgung aus Russland wird sich für Europa in gewissem Umfang durch den bevorstehenden »Ölboom« in Aserbaidschan und Kasachstan ergeben. Dem zentralasiatischen Erdöl wurde durch die 2006 in Betrieb gegangene Pipeline von Baku nach Ceyhan ein Zugang zum Mittelmeer und damit zum Weltmarkt eröffnet. Bei Erdgas zeichnet sich eine derartige Ausweichmöglichkeit jedoch erst auf lange Sicht ab, nämlich dann, wenn der Iran zu nennenswerten Gasexporten nach Europa bereit und in der Lage sein wird.

Bei dem im Folgenden näher betrachteten Transitproblem geht es um den leitungsgebundenen Transport von Erdöl und Erdgas aus Russland. Nur der Erdgastransport über Pipelines, nicht jedoch der überwiegend mit Tankern betriebene Erdöltransport ist potentiell problematisch, denn während nur rund 10 Prozent des europäischen Erdölkonsums durch Pipelinetransporte aus Russland gedeckt werden (und im Notfall durch Schiffstransporte ersetzt werden könnten), machen die leitungsgebundenen Gasimporte aus Russland knapp 30 Prozent des europäischen Erdgasverbrauchs aus.

Schon in den neunziger Jahren haben Differenzen der russischen Gasprom mit den Gasgesellschaften der Transitstaaten über die Bezahlung von Gaslieferungen für den Inlandsverbrauch zu kurzzeitigen Unterbrechungen des Gastransits geführt. Mit seinem Bestreben, die Gaspreise in den GUS-Staaten an das in Westeuropa geltende Niveau anzugleichen, hat Gasprom das System der energiepolitischen Sonderbeziehungen zu den GUS-Staaten grundsätzlich zur Disposition gestellt. Die Strategie des Konzerns bringt vor allem Belarus und die Ukraine in eine schwierige Lage, denn in diesen beiden Ländern wird Erdgas in weit höherem Maße als in westlichen Staaten in der Industrie und im Haushalts- und kommunalen Bereich eingesetzt. Dementsprechend wirken sich hohe Gaspreise dort unmittelbar negativ auf die Konkurrenzfähigkeit der Betriebe und den sozialen Frieden aus. Das Risiko, dass durch Auseinandersetzungen über die Binnenversorgung der Gastransit nach Westen unterbrochen wird, ist folglich in beiden Ländern durchaus gegeben. Es ist daher im Interesse der westeuropäischen Staaten, wenn in den Transitstaaten die Abhängigkeit von Energieimporten aus Russland vermindert wird.

Dies kann durch eine Vielzahl von Maßnahmen geschehen: Die Abhängigkeit der Ukraine von russischen Gaslieferungen kann zum Beispiel durch den Anschluss an Pipelines aus dem kaspischen Raum und

den Bau von Flüssiggasterminals am Schwarzen Meer verringert werden – allerdings wären dafür erhebliche Investitionen erforderlich. Eine andere Möglichkeit wäre die Integration der Ukraine in die Südosteuropäische Energiegemeinschaft, die sie EU-Normen unterwerfen und damit für Auslandskapital attraktiver machen würde.

Eine stärkere Verwendung der Kohle und der Kernenergie, wie sie in der Ukraine und auch in Belarus diskutiert wird, würde zwar die Versorgungssicherheit dort verbessern, aber mit europäischen Vorstellungen von Umweltverträglichkeit in Konflikt geraten. Stattdessen sollte die EU beide Länder darin unterstützen, Energiesparmaßnahmen auszuweiten und in größerem Umfang erneuerbare Energien zu nutzen. Angestrebt werden sollte eine sowohl Russland als auch die Transitstaaten und die europäischen Länder einbeziehende Zusammenarbeit, wofür ein internationales Abkommen über Energieeffizienz, das die EU plant, die Grundlage bieten kann. An dessen Ausarbeitung und Umsetzung sollten die nationalen Energieagenturen und das EU-Technologiezentrum beteiligt werden.

Die EU versucht, Russland auf rechtlich bindenden Regelungen beim Energietransit festzulegen, wie sie der Energiechartavertrag mit seinem Transitprotokoll bietet. Obwohl Russland dessen Ratifizierung in der gegenwärtigen Form ablehnt, sollte die EU darauf hinarbeiten, dass Moskau zumindest die dort enthaltenen Regeln für die Streitschlichtung akzeptiert.

Unverzichtbar ist darüber hinaus die Herstellung einer Atmosphäre des Vertrauens, in der sich Verhandlungsblockaden, wie die bei der Energiecharta, auflösen lassen. Das setzt voraus, dass die west- und osteuropäischen Länder sowie die Transitstaaten Russland nicht nur als Problem, sondern auch als Instanz zu dessen Lösung ansehen. Umgekehrt muss in Moskau die Einsicht um sich greifen, dass Europa die Energiebeziehungen nicht gegen, sondern mit Russland fortentwickeln will.

Europas Bedarf und Russlands Exportpotential bei Erdöl und Erdgas

Dass Russland für Europas Energieversorgung einen so hohen Stellenwert hat, ist wirtschaftsgeographisch und historisch bedingt. Die Transportinfrastruktur, die Russland in der Sowjetzeit aufgebaut hat, ist auf Europa ausgerichtet. Fast alle Exportpipelines für Erdöl und Erdgas verlaufen in Richtung Westen, auch Russlands wichtigste Häfen und Ölverladestationen liegen an seinen europäischen Küsten. Umgekehrt ist Europa für seine Energieversorgung nicht ausschließlich auf Russland angewiesen, da sich in seinem geographischen Umfeld mit Nordafrika, dem kaspischen Raum und dem Nahen Osten drei weitere bedeutende Ressourcenregionen befinden.¹ Damit sind grundsätzlich gute Bedingungen gegeben für eine energiewirtschaftliche Beziehung, bei der keiner der Partner dem anderen einseitig seinen Willen aufzwingen kann.

Wie wird sich diese potentiell fruchtbare Beziehung in den kommenden Jahrzehnten entwickeln und wo sind Störfaktoren erkennbar? Zunächst soll geklärt werden, welche quantitativen Entwicklungen absehbar sind.² Dazu müssen Prognosen über den Energieimportbedarf Europas und das Exportpotential Russlands herangezogen werden. Diese können selbstverständlich nur die gegenwärtig erkennbaren Entwicklungen berücksichtigen, zukünftige historische Umbrüche jedoch nicht vorwegnehmen. Die Voraussagen der verschiedenen internationalen Energieinstitutionen unterscheiden sich weniger in der Methodologie als in den Annahmen über bestimmte Parameter, wie zum Beispiel das weltwirtschaftliche Wachstum, das Ausmaß der Steigerung der Energieeffizienz oder die Geschwindigkeit der Entwicklung

von Fördergebieten.³ In den Hauptergebnissen stimmen sie aber überein.

Erdöl

Der Erdölverbrauch Europas (aus statistischen Gründen wird hier und im Folgenden unter Europa stets OECD-Europa verstanden) wird sich in den kommenden Jahrzehnten kaum noch erhöhen.⁴ Da die eigene Erdölförderung deutlich zurückgehen wird, entsteht dennoch ein zunehmender Importbedarf.⁵ Dieser wird nicht allein durch Russland gedeckt werden, denn dieses wird sein Erdöl in steigendem Maße nach Südostasien und in die USA exportieren. Der Anteil der Erdölimporte aus Russland am Gesamtverbrauch Europas (Rohöl sowie Erdölzerzeugnisse) wird zwar voraussichtlich bei rund einem Viertel konstant bleiben, der Anteil Russlands an den europäischen Importen aber von knapp 50 Prozent auf rund ein Drittel sinken. Zunehmen werden dagegen die Importe Euro-

³ Hier werden, soweit nicht anders angegeben, die Prognosen der US-amerikanischen Energy Information Administration (EIA) benutzt, die Daten für OECD-Europa sowie Russland liefert, siehe <www.eia.doe.gov/oiaff/ieo/index.html>, im Folgenden zitiert als EIA IEO 2006. Gegen die Prognosen der EIA kann eingewandt werden, dass sie zu »optimistisch« sind, das heißt dass eine zu günstige Entwicklung der Förderung von Energieträgern vorausgesagt wird. Dies wird allerdings dadurch aufgehoben, dass die EIA in allen ihren Szenarien von einem relativ niedrigen Ölpreis ausgeht, während sich ein als wahrscheinlich anzusehender höherer Ölpreis in einer höheren Förderung niederschlagen dürfte, vgl. dazu Götz, *Rußlands Erdöl und der Welterdölmarkt* [wie Fn. 2].

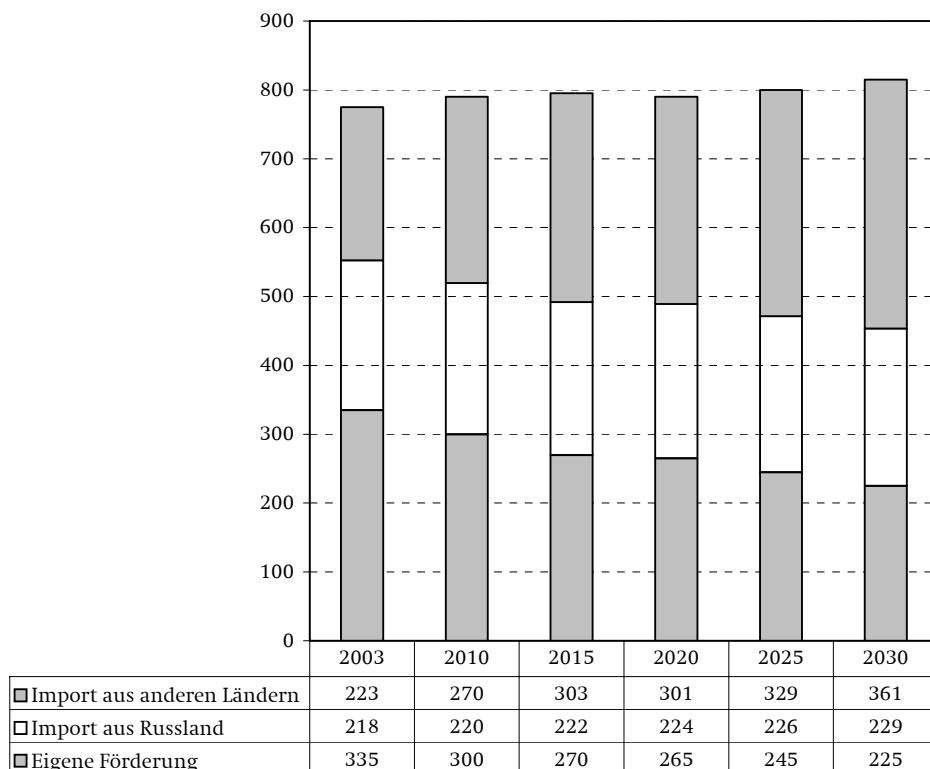
⁴ OECD-Europa umfasst folgende 23 Staaten: Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakische Republik, Spanien, Tschechische Republik, Türkei und Ungarn. Nicht dazu gehören die zu »Großeuropa« zu rechnenden baltischen Staaten, die Balkanstaaten und die GUS-Staaten, ebenso wenig die osteuropäischen Staaten Rumänien und Bulgarien.

⁵ Mit »Erdöl« sind hier sowohl Rohöl als auch Erdölzerzeugnisse (Benzin, Dieselöl usw.) gemeint.

¹ Roland Götz, *Rußlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2004 (SWP-Studie 6/04), <www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=1106>.

² Roland Götz, *Rußlands Erdöl und der Welterdölmarkt*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2005 (SWP-Studie 40/05), <www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=2679>; Vladimir Milov/Leonard Coburn/Igor Danchenko, »Russia's Energy Policy, 1992–2005«, in: *Eurasian Geography and Economics*, 47 (2006) 3, S. 285–313.

Schaubild 1
Erdölförderung und Erdölimport OECD-Europas 2003–2030 (in Mio. t)



Es handelt sich hier um Rohöl sowie Erdölprodukte. Der Import OECD-Europas aus Russland ist für 2003 mit 75% der Gesamtexporte Russlands geschätzt, danach wird für die Mengen eine Steigerungsrate von 1% pro Jahr angenommen.

Quelle: Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2006*, <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>.

pas aus dem kaspischen Raum (vor allem aus Aserbaidschan und Kasachstan), so dass von einem nahezu unveränderten Importvolumen aus dem Raum der ehemaligen Sowjetunion auszugehen ist. Das bedeutet auch, dass Europas Erdölimporte aus anderen Ländern, vor allem den OPEC-Staaten, ebenfalls ungefähr gleich bleiben werden. Umgekehrt wird Europa mit einem Marktanteil von rund drei Vierteln die wichtigste Absatzregion für russisches Erdöl bleiben.

Erdgas

Der steigende Erdgasbedarf Europas ergibt sich aus dem erwarteten Wirtschaftswachstum, aus der fortschreitenden Versorgung europäischer Randregionen wie Südosteuropa mit Gas, ist jedoch vor allem Folge der Substitution von Kohle und Erdöl durch das umweltfreundlichere Erdgas bei der Elektrizitätserzeugung. Bei einem mittleren Wirtschaftswachstum wird der Erdgasverbrauch in OECD-Europa nach der

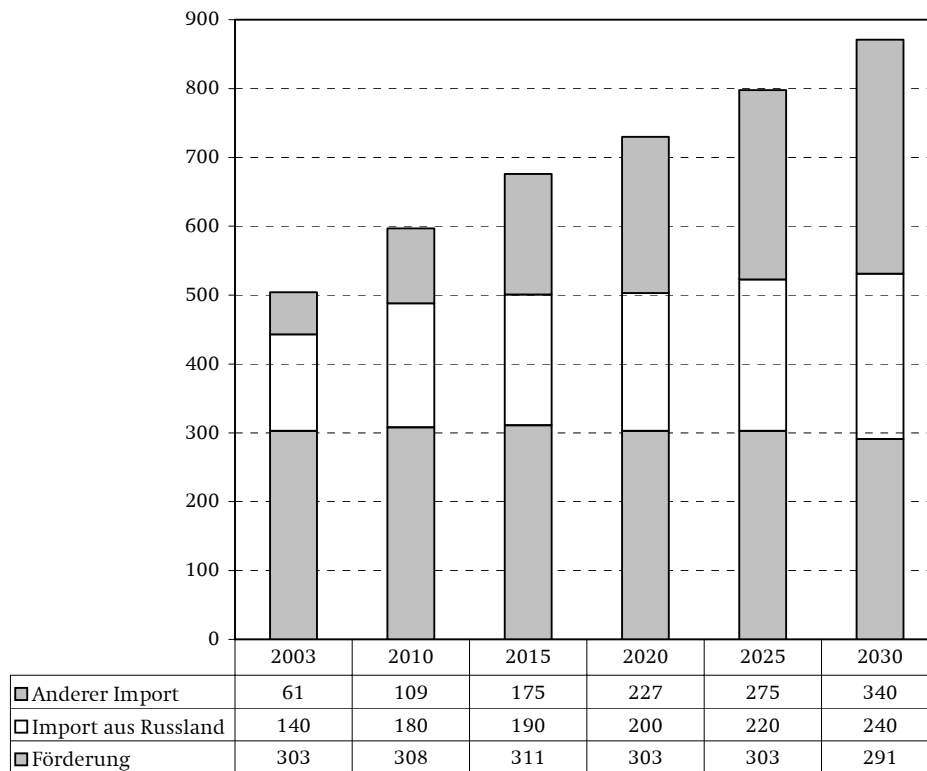
Prognose der EIA von rund 500 Mrd. m³ (2003) auf fast 900 Mrd. m³ im Jahr 2030 ansteigen. Im gleichen Zeitraum wird die europäische Erdgasförderung leicht von rund 300 auf 290 Mrd. m³ abnehmen. Als Ergebnis beider Entwicklungen wird Europas Importbedarf um knapp 400 Mrd. m³ auf fast 600 Mrd. m³ zunehmen (siehe Schaubild 2).

Russland beabsichtigt, an dieser Erhöhung der Nachfrage in großem Umfang zu partizipieren. Bis 2030 könnte es seine Lieferungen nach Europa gegenüber 2003 fast verdoppeln, allerdings nur, wenn bis dahin die Förderung der gegenwärtig noch nicht erschlossenen Großvorkommen auf der Jamal-Halbinsel aufgenommen worden ist.⁶

Unter dieser Voraussetzung wird der Anteil des russischen Erdgases am steigenden Gasverbrauch

⁶ Roland Götz, *Rußlands Erdöl und Erdgas drängen auf den Weltmarkt*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2004 (SWP-Studie 34/04), <www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=1591>.

Schaubild 2

Erdgasverbrauch und Erdgaseinfuhr OECD-Europas bis 2030 (in Mrd. m³)

Europas Gasimport aus Russland ist nach Angaben von Gasprom geschätzt, siehe <www.gazpromquestions.ru/news/news19.html> und Tabelle 1

Quelle: Energy Information Administration, *International Energy Outlook*, <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>.

Europas bis 2030 bei knapp 30 Prozent verharren. Der Anteil an den gesamten europäischen Importen allerdings wird von 70 Prozent auf unter 50 Prozent sinken.

Russland wird schon deswegen der Hauptlieferant für europäische Erdgasimporte bleiben, weil es die größten Erdgasvorräte (Reserven zuzüglich Ressourcen) auf dem eurasischen Kontinent besitzt.⁷ Da die russische Erdgasförderung bereits am Ende der Sowjetunion einen hohen Stand erreicht hatte und seither nur wenig zurückgegangen ist, wird sie sich jedoch nicht mehr exorbitant steigern lassen: Zwischen 2005 und 2030 ist mit einer Erhöhung der Förderung um maximal 40 Prozent bzw. 1,3 Prozent pro Jahr zu rechnen. Da rund zwei Drittel der russischen Gasförderung im Inland verbraucht werden, sind dem Export deutliche Grenzen gesetzt. Wenn,

wie geplant, der Export gegenüber der Fördermenge überproportional ansteigt, dann wäre dies auf eine Steigerung der Gasimporte aus Zentralasien und eine unterproportionale Entwicklung des inländischen Gasverbrauchs zurückzuführen.

Die in Tabelle 1 (siehe S. 10) dargestellte Prognose der Erdgasbilanz Russlands für die Jahre 2005–2030 gilt unter den »günstigen« Voraussetzungen, dass

1. die Großvorkommen auf Jamal und in der Barentssee zügig erschlossen werden,
2. der Gasimport aus Zentralasien deutlich ansteigt und
3. der Binnenverbrauch in Russland deutlich geringer als das Bruttoinlandsprodukt zunehmen wird.

Die dritte Bedingung erfordert, dass die geplanten Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz des Erdgas-einsatzes in der Elektrizitätswirtschaft und im kommunalen Bereich zügig umgesetzt werden.

⁷ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), *Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005*, Hannover 2006, <www.bgr.de>.

Tabelle 1
Erdgasbilanz Russlands 2005–2030 (in Mrd. m³) unter günstigen Bedingungen

	2005	2010	2020	2030	Durchschnittliche Veränderung (%)	
					2005–2020	2005–2030
<i>Aufkommen:</i>						
Förderung von Gasprom	547	560	590	630	0,5	0,6
Förderung der Ölgesellschaften und unabhängigen Gasproduzenten	93	120	230	250	6,2	4,0
Förderung insgesamt	640	680	820	880	1,7	1,3
Import	10	60	90	110	15,8	10,1
Gesamtes Aufkommen	650	740	910	990	2,3	1,7
<i>Verwendung:</i>						
Export nach Europa	147	180	200	240	2,1	2,0
Export in die GUS	55	50	50	40	-0,6	-1,3
Export nach Asien/USA	0	30	120	140		
Export insgesamt	202	260	370	420	4,1	3,0
Binnenverbrauch einschließlich Eigenverbrauch der Gaswirtschaft	448	480	540	570	1,3	1,0

Quellen: Angaben von Gasprom, <www.gazpromquestions.ru/news/news19.html>, eigene Schätzungen.

Zwar wird Russland seinen Gasexport nach Europa zwischen 2005 und 2030 noch um rund 100 Mrd. m³ ausweiten können, doch der im gleichen Zeitraum entstehende europäische Zusatzbedarf in Höhe von rund 350 Mrd. m³ wird dadurch nur zum Teil abgedeckt werden können. Es kommt daher zu der paradox anmutenden Situation, dass nordafrikanische Länder wie vor allem Algerien, die über deutlich geringere Erdgasvorräte als Russland verfügen, in den kommenden Jahren den Großteil der zusätzlichen Importe Europas bestreiten werden. Erst auf lange Sicht werden zunächst Katar und dann der Iran mit ihren beträchtlichen Gasvorräten als Gasversorger Europas in Erscheinung treten können.⁸

Russlands Erdgasexporte werden auch in den kommenden Jahrzehnten überwiegend – mit über 60 Prozent – nach Europa fließen, ungeachtet dessen, dass ab 2020 Asien und die USA rund ein Drittel des russi-

schen Gasexports erhalten werden, wenn die dafür erforderlichen Pipelines und Anlagen für die Gasverflüssigung errichtet sein werden.

Alternativen zu Russland und zu den Transitstaaten?

Gibt es Alternativen zu der engen energiewirtschaftlichen Beziehung mit Russland? Könnte nicht durch den Import von Erdgas aus dem Nahen Osten und dem kaspischen Raum die (numerische) Abhängigkeit von Importen aus Russland und damit auch das Problem des Transits über die westlichen GUS-Staaten entschärft werden? Die Perspektiven, die der kaspische Raum bzw. die zentralasiatischen GUS-Republiken diesbezüglich bieten, unterscheiden sich deutlich von denjenigen des Nahen Ostens.

Der Gasexport aus den zentralasiatischen GUS-Republiken (Aserbaidschan, Kasachstan, Turkmenistan, Usbekistan) und damit aus dem kaspischen Raum nach Europa wird – entgegen mancher Hoffnungen – voraussichtlich vergleichsweise gering bleiben. Dies liegt nicht an mangelnden Reserven und Ressourcen, denn allein Turkmenistan verfügt über größere Erdgasvorräte als Norwegen und benötigt davon nur

⁸ Andreas Seeliger, *Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transports und des internationalen Handels sowie eine Analyse der Bezugssituation ausgewählter Importnationen*, München 2006 (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln, 61), S. 104ff und S. 184ff. Auf die steigende Bedeutung Afrikas für die europäische Erdgasversorgung verweist auch die Internationale Energieagentur (IAE) in ihrem *World Energy Outlook 2006*, Paris 2006 (im Folgenden zitiert als WEO 2006), hier S. 117.

einen geringen Teil für seine eigene Bevölkerung.⁹ Doch wird das zentralasiatische Erdgas entsprechend der vorhandenen Pipelineinfrastruktur und dank der Einflussmöglichkeiten Russlands auf die Regime in der Region voraussichtlich bis auf weiteres vor allem nach Russland, in die Ukraine und nach Belarus geliefert werden.¹⁰ Allerdings wird es damit insoweit indirekt von Bedeutung für die europäische Gasversorgung sein, als es russisches Gas auf den Inlandsmärkten der betreffenden GUS-Staaten ersetzt und entsprechende Mengen für den Export nach Europa frei macht.

Ein weiterer Interessent für zentralasiatisches Gas ist China. Peking hat im April 2006 mit Turkmenistan den Bau einer Erdgaspipeline vereinbart, die ab 2009 bis zu 30 Mrd. m³ Gas nach China liefern soll. Ob und wie Turkmenistan diese Exportpläne angesichts seiner Exportkontrakte mit Russland und den westlichen GUS-Staaten erfüllen kann, ist allerdings eine offene Frage.

Für eine alternative Erdgasversorgung Europas (»südlicher Korridor«) verbleiben daher nur verhältnismäßig geringe Kapazitäten: Eine von der Osttürkei nach Europa führende Erdgaspipeline (»Nabucco«-Projekt), die zwischen 2008 und 2011 gebaut werden soll, kann zunächst durch die Baku-Erzerum-Gasleitung gespeist werden, die aus Aserbaidschan in die Türkei führt und 2007 in Betrieb geht. Daneben sind Swap-Geschäfte zwischen Turkmenistan und Iran denkbar, wobei iranisches Gas im Austausch gegen turkmenisches Gas in die Türkei geliefert wird (siehe Karte 2, S. 16). Das Gesamtvolumen dieser Lieferungen dürfte bei maximal 20 Mrd. m³ pro Jahr liegen und daher die auf 30 Mrd. m³ ausgelegte Nabucco-Pipeline nicht auslasten. Der bereits seit den neunziger Jahren dis-

kutierte Bau einer Unterwasser-Gasleitung von Turkmenistan durch das Kaspische Meer nach Aserbaidschan (»Trans Caspian Pipeline«, TCP), mit der eine weder über Russland noch über den Iran verlaufende Transportroute für turkmenisches Erdgas eröffnet würde, hat dagegen geringe Aussichten auf Realisierung, da Aserbaidschans Interesse an einer solchen Streckenführung nach der Entdeckung der eigenen Großvorkommen im Kaspischen Meer (Shah-Deniz-Gasfeld) geschwunden ist.¹¹

Wenn der »südliche Gaskorridor« für die Erdgasversorgung Europas wirklich an Bedeutung gewinnen soll, müsste eine Belieferung mit iranischem Gas hinzukommen. Dieses Gas würde vor allem aus dem gigantischen Offshore-Feld South Pars im Persischen Golf stammen, das mit Hilfe westlicher und iranischer Firmen entwickelt und zunächst die heimische Ölindustrie und den iranischen Inlandsmarkt versorgen wird. Außerdem soll dort Flüssiggas zum Export nach Südostasien erzeugt werden.¹² Wann Erdgas aus diesem Vorkommen über eine noch zu bauende Landpipeline Richtung Europa geliefert wird, ist noch nicht abzusehen.

Das gesamte, für Europa verfügbare Exportpotential des zentralasiatischen bzw. kaspischen Raums samt dem des Nahen Ostens (hier vor allem des Irans) wird voraussichtlich erst nach 2030 mit dem Export aus Afrika vergleichbar werden und könnte dann bis zu 150 Mrd. m³ betragen, während Russland – vorausgesetzt, seine Großvorkommen auf der Jamal-Halbinsel und in der Barentssee sind bis dahin erschlossen – nach wie vor an der Spitze der Länder liegen wird, die Erdgas nach Europa exportieren.¹³ Somit wird die große Bedeutung der westlichen GUS-Staaten Belarus und Ukraine sowie in geringerem Umfang Moldovas als Transitländer für die Erdgasversorgung Europas noch für Jahrzehnte bestehen bleiben.

9 Zum Potential des kaspischen Raums siehe Dimitrios Mavrakis/Fotios Thomaidis/Ioannis Ntroukas, »An Assessment of the Natural Gas Supply Potential of the South Energy Corridor from the Caspian Region to the EU«, in: *Energy Policy*, 34 (2006) 13, S. 1671–1680.

10 Turkmenistan hat sich gegenüber Russland zwar im Rahmen eines 25 Jahre laufenden Abkommens zur Lieferung von bis zu 90 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr verpflichtet (was sein Exportpotential weitgehend ausschöpfen dürfte), hält dieses Abkommen jedoch wegen der nicht geregelten Preisfrage für nicht bindend. Russland hat es allerdings in der Hand, durch Preiszugeständnisse bei Erdgasimporten, Gegengeschäfte wie Waffenlieferungen und durch Sicherheitsgarantien für das etablierte Regime das Exportpotential Turkmenistans weitgehend zu absorbieren. Auch im Hinblick auf Usbekistan und Kasachstan dürfte Russland mit entsprechenden Mitteln im Vergleich zu etwaigen westlichen Konkurrenten am längeren Hebel sitzen.

11 EIA, *Country Analysis Briefs: Turkey*, Oktober 2006, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Turkey/Background.html>; Daniel Fink, *Assessing Turkey's Future as an Energy Transit Country*, Washington, D.C.: The Washington Institute for Near East Policy, Juli 2006 (Research Notes 11/2006), <www.washingtoninstitute.org/pubPDFs/ResearchNote11.pdf>.

12 Gh. Bahmannia, *Developing Gas Markets in Persian Gulf. Case Study Iran*, 23rd Gas Conference, Amsterdam 2006, <www.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add9935.pdf>.

13 Die IEA zweifelt allerdings angesichts der Zurückhaltung Gasproms bei Investitionen im Förderbereich daran, dass Russlands Exporte nach Europa noch erheblich steigen werden, und erwartet, dass Afrika Russland bis 2030 beim Gasexport nach Europa überholen wird, siehe WEO 2006 [wie Fn. 8], S. 117–119.

Das Transitproblem

Allgemeines

Nach dem Ende der Sowjetunion gingen die Erdöl- und Erdgaspipelines in das Eigentum derjenigen Nachfolgestaaten der UdSSR über, über deren Territorium sie jeweils verlaufen. Sie werden von ihnen als »strategische« Güter betrachtet. Ihre Privatisierung ist immer wieder mit dem Argument einer Gefährdung der nationalen Souveränität abgelehnt worden. Daher sind sie nach wie vor Staatseigentum der GUS-Staaten.

Während der größte Teil von Europas Öleinfuhren aus Russland auf dem Seeweg abgewickelt wird, erfolgt der überwiegende Teil der europäischen Gasimporte aus Russland über Pipelines. Diese verlaufen über die drei Transitstaaten Belarus, Ukraine und Moldova.¹⁴ Im Unterschied zum Erdölhandel, der somit insgesamt relativ flexibel ist, schafft der Erdgashandel hohe gegenseitige Abhängigkeiten. Diese beruhen nicht nur auf der physischen Unflexibilität der Pipelines, sondern vor allem auf den ökonomischen Zusammenhängen: Der Lieferant legt sich für Jahrzehnte (die Lebensdauer von Erdgaspipelines wird mit 30–40 Jahren angesetzt) auf bestimmte Kunden bzw. Regionen fest, und auch der Abnehmer richtet seine Planungen langfristig aus. Daher werden im Erdgashandel vornehmlich Langfristverträge mit Laufzeiten von 20 Jahren und mehr abgeschlossen, während der Spot-Handel nur geringe Überschusskapazitäten umfasst.

Die Transitleitungen für Erdgas und die Leitungsnetze, die das Inland versorgen, sind technisch nicht vollständig voneinander getrennt sind. Sie benutzen gemeinsame Speicher, weshalb die Transitleitungen von Druckschwankungen in den Binnennetzen betroffen sein können. Somit können sich Störungen der Binnerversorgung in den Transitländern auch auf den Gastransit auswirken. Zu solchen Zwischenfällen ist es in den letzten Jahren mehrfach gekommen, weil es wegen der Nichtzahlung von Gaslieferungen bzw.

¹⁴ Die Türkei, die sowohl mit iranischem als auch mit russischem Erdgas über Moldova, Rumänien und Bulgarien sowie direkt über die Unterwasser-Gaspipeline »Blue Stream« aus Russland versorgt wird, wird hier wegen ihrer von den GUS-Staaten insgesamt stark abweichenden Transitproblematik nicht gesondert behandelt.

wegen Meinungsverschiedenheiten über die Regulierung aufgelaufener Schulden wiederholt Konflikte mit Russlands Gasprom gab, und zwar:

- ▶ 1993, 1995 und 2006 in der Ukraine,
- ▶ 2003 und 2004 in Belarus,
- ▶ 1999 in Moldova.

Wegen Auseinandersetzungen über nicht gezahlte Öllieferungen sowie im Zusammenhang mit der Privatisierung von Raffinerien und Hafenanlagen unterbrach der russische Ölpipelinebetreiber Transneft den Öltransport nach Litauen 1992, 1998 und 1999 und stellte ihn nach Lettland im Jahr 2003 ein.¹⁵

Vor dem Hintergrund der nach den »Farbrevolutionen« in der Ukraine und in Georgien forcierten Bemühungen des Kremls, seinen Einfluss im GUS-Raum zu bewahren, stellen sich für Europa mit Blick auf die russischen Energielieferungen folgende bedeutsame Fragen:

- ▶ Könnte Russland eine Hinwendung von GUS-Staaten wie Ukraine, Moldova, Georgien und vielleicht auch eines Tages Belarus zum Westen durch seine Position als hauptsächlicher Energieversorger dieser Länder blockieren?
- ▶ Könnte im Verlauf von Auseinandersetzungen, die dadurch entstehen, auch die Versorgung Europas mit russischen Energieträgern – zumindest zeitweilig – unterbrochen werden?

In der Tat wird Russland von westlichen Beobachtern vielfach unterstellt, dass es seine Energieexporte politischen Zielen unterwirft bzw. unterwerfen könnte.¹⁶ Das Argument, dass Russland seine Energielieferungen als »strategische Waffe« betrachtet, und sei es, um diese ähnlich wie die Atomwaffe nicht wirklich einzusetzen, sondern nur als Drohpotential in Reserve zu halten, kann sich durchaus auf Äußerungen russischer Politiker stützen. Dass die These damit allein noch nicht bewiesen ist, sollte einleuchten. Auch die vielen »Zwischenfälle« bei der

¹⁵ Robert L. Larsson, *Russia's Energy Policy. Security Dimensions and Russia's Reliability as an Energy Supplier*, Stockholm 2006 (Swedish Defence Research Agency Report 1934), S. 184ff, <www.foa.se/upload/aktuella-publ/foir1934.pdf>.

¹⁶ Vgl. exemplarisch ebd. Dort heißt es auf S. 291: »Russia's strategic ambition is to utilize its energy policy as a sword and a shield in its security policy.«

Energieversorgung der GUS-Staaten wie Lieferkürzungen oder -unterbrechungen oder die Übernahme von Energieinfrastruktureinrichtungen in GUS-Ländern durch russische Energiekonzerne, dürfen nicht ohne weiteres als außenpolitisch motiviert aufgefasst werden, denn diesen Vorgängen können auch kommerzielle Überlegungen zugrunde gelegen haben. In all den Fällen, in denen sowohl Unternehmensinteressen als auch außenpolitische Ziele in die gleiche Richtung gehen, lassen die empirischen Befunde keine eindeutigen Schlüsse zu. Nur die Beispiele, in denen Geschäft und Außenpolitik unterschiedliche Handlungen motivieren, wie etwa das Drängen von Gasprom, den Erdgaspreis auch gegenüber Belarus und Armenien, also Russlands treuesten Bündnispartnern, zu erhöhen, können Hinweise darauf geben, in welchem Maße die russischen Energieexporte politisiert sind.

Russische Konzerne müssen sich, um im internationalen Wettbewerb bestehen zu können, wie die anderen auf dem Weltmarkt operierenden Unternehmen verhalten. Wie diese müssen sie sich an den Zielen der Gewinnmaximierung und Marktbeherrschung orientieren und daher Preise fordern, die am Markt erzielbar sind, sowie im Ausland expandieren. Dies gilt auch für diejenigen russischen Firmen, bei denen der Staat (wie bei Gasprom mit 51%) Mehrheitseigentümer ist, denn auch sie stehen im internationalen Wettbewerb um Kredite und Kapitaleinlagen durch private Aktionäre.

Somit ist die Frage berechtigt, ob die russische Politik, wenn sie es denn versucht hat, tatsächlich erfolgreich Energiebeziehungen als Mittel der Außenpolitik instrumentalisieren kann, denn die Erfahrung lehrt: Energie ist »eine stumpfe Waffe, schwer zu steuern, oft uneffektiv, und schädigt gewöhnlich denjenigen, der sie führt, genauso oder mehr als den, gegen den sie gebraucht wird.«¹⁷

Erdöltransit

Erdöl ist wie Kohle ein Weltmarktprodukt, weil es zu verhältnismäßig geringen Kosten per Tanker transportiert und weltweit gehandelt werden kann. Daher gibt es für alle Staaten, die über Seehäfen verfügen, keine derart engen Beziehungen zwischen Lieferanten und

Empfängern, wie sie für den ausschließlichen oder überwiegenden Transport durch Leitungsnetze typisch sind. Auf der anderen Seite sind aber auch alle Produzenten und Konsumenten davon betroffen, wenn sich die Weltmarktbedingungen ändern: Zum Beispiel können Produktionsausfälle in einem einzelnen Land weltweit Preissteigerungen nach sich ziehen, wobei es keinen Unterschied macht, mit welchem Lieferanten ein Land besonders enge Energiebeziehungen hat.

Rund 60 Prozent des russischen Erdöls werden, nachdem sie über innerrussische Pipelines aus den Fördergebieten nach Westen transportiert wurden, zu den russischen Erdölterminals am Schwarzen Meer (Novorossijsk, Tuapse) und an der Ostsee (Primorsk) geleitet. Nur etwa 40 Prozent fließen durch die Druschba-Pipeline (Kapazität: 1,3 mbd [=million barrels per day] bzw. 65 Mio. t), die sich bei Mozyr in Belarus in einen westlichen Arm nach Deutschland und einen südlichen zum ukrainischen Schwarzmeerbahnhof Odessa teilt (siehe Karte 1, S. 14).¹⁸ Da Europa seinen Erdölbedarf (rund 800 Mio. t) nur zu einem Viertel aus Russland deckt, hat der leitungsgebundene Transit nur einen Anteil von 10 Prozent am gesamten europäischen Erdölverbrauch und wäre ohne unüberwindbare Schwierigkeiten durch Tankertransporte ersetzbar.

Mit dem preisgünstigen russischen Erdöl der Sorte »Urals« werden in den GUS-Staaten Raffinerieprodukte erzeugt, die sich auf dem europäischen Markt gewinnbringend absetzen lassen.¹⁹ Vor allem Belarus, genauer gesagt das Lukaschenko-Regime, profitierte bis Ende 2006 erheblich von der Verarbeitung von russischem Erdöl, und zwar im Auftrag russischer Ölunternehmen. Denn auch die russischen Lieferanten machten bei diesem Geschäft Extragewinne, da sie nicht die

¹⁸ 2003 wurden 67 Mio. t russischen Rohöls per Pipeline nach Europa (ohne GUS) transportiert, weitere 4 Mio. t waren Exporte aus Kasachstan, siehe auch Komori Goichi, *Issues Involved in the Russian Crude Oil Transportation System and the Role of the State-Owned Pipeline Company Transneft*, Tokio: The Institute of Energy Economics, August 2005, <<http://enen.iej.or.jp/en/data/pdf/292.pdf>>. Vgl. auch Harald Meyer, »Ukraine bangt um Transit-Geschäft mit Erdöl«, Köln: Bundesagentur für Außenwirtschaft, 30.6.2006, <www.bfai.de/fdb-SE,MKT20060629104424,Google.html>.

¹⁹ Das Erdöl der Marke »Urals« wird mit einem Abschlag von einigen Dollar pro barrel vom jeweiligen Weltmarktpreis für Erdöl gehandelt, weil es eine Mischung aus hochwertigem (»sweet«) westsibirischem Öl mit schwefelhaltigem (»sour«) und daher weniger wertvollem Öl aus Baschkortostan, Udmurtien und Tatarstan darstellt.

¹⁷ Andrew Monaghan, »Russia–EU Relations. An Emerging Energy Security Dilemma«, in: *Pro et Contra*, 10 (2006) 2–3, <www.carnegieendowment.org/files/EmergingDilemma1.pdf>.

Karte 1
Erdölpipelines von Russland nach Europa



Quelle: Stiftung Wissenschaft und Politik

hohe heimische, sondern nur die niedrigere belarussische Exportsteuer entrichten mussten.²⁰

²⁰ Grzegorz Gromadzki u.a., *Belarus after the »Election«. What Future for the Lukashenka Regime?*, Warschau 2006, S. 13, <www.batory.org.pl/doc/belarus-after-the-election.pdf>. Ab 2007 entfällt jedoch diese Vorzugsbehandlung, wodurch Belarus erhebliche Exporteinbussen hinnehmen muss, siehe »Russia Introduces Custom Duties on Oil Supplied to Belarus«, in: *Eastweek* 64 (2006) 14, S. 5, <www.osw.waw.pl/files/

Beim russischen Erdöllexport in die baltischen Länder ist es dagegen mehrfach zu Unterbrechungen gekommen.²¹ 2002 begann der russische Pipeline-

EastWeek_64.pdf.

²¹ Juhani Laurila, *Determinants of Transit Transports between the European Union and Russia*, Helsinki: Bank of Finland Institute for Economies in Transition (BOFIT), 2002 (BOFIT Online, 1/2002), <www.bof.fi/bofit/fin/7online/abs/bon0102.stm>; James Richard, *Baltic Petroleum Transit*, New York, Juni 2003,

monopolist Transneft seine Öllieferung an den lettischen Ölhafen Ventspils zu kürzen und stellte sie im folgenden Jahr ganz ein. Dahinter wurden politische Motive vermutet (Lettlands Unterstützung der amerikanischen Position zum Irak) oder auch die Absicht von Transneft, bei der Privatisierung der lettischen Hafengesellschaft Ventspils Nafta beherrschender Eigentümer zu werden. Am 31. August 2006 wurde der nach Litauen verlaufende Leitungsstrang der Druschba-Pipeline stillgelegt, weil auf russischem Gebiet (bei Brjansk) Lecks aufgetreten waren. Dadurch erhielt die litauische Raffinerie Mazeikiu Nafta kein Öl mehr. Zwar kann sie über das Ostseeterminal Butinge versorgt werden, doch nur zu erhöhten Kosten. Obwohl die technischen Ursachen – die 40 Jahre alte Druschba-Pipeline gilt als reparaturbedürftig – unbestreitbar sind, hat der Vorfall den Verdacht genährt, Russland wolle auf Litauen Druck ausüben. Ein Grund für das russische Vorgehen könnte der Verkauf der litauischen Raffinerie (die zum Vermögen der liquidierten Jukos-Gesellschaft gehört) an die polnische PKN Orlen sein, bei dem die ebenfalls interessierte russische Rosneft nicht zum Zuge gekommen war.

Das zunehmende Desinteresse der russischen Seite an der Nutzung der baltischen Häfen für Erdölexporte hängt auch damit zusammen, dass Transneft große Anstrengungen unternommen hat, um das Baltische Pipelinesystem (BPS) auszubauen, das auf russischem Gebiet zum Ostseehafen Primorsk verläuft und von Transneft betrieben wird.

Erdgastransit

Bei Erdgas besteht, anders als bei Erdöl, ein regionaler europäischer Markt, solange nicht durch das Vordringen des Flüssiggases (Liquid natural gas, LNG) weltweite Lieferbeziehungen geschaffen worden sind. Aller Voraussicht nach wird Europa von Russland auch in Zukunft weit überwiegend Leitungsgas (und nur in geringem Umfang Flüssiggas) beziehen, womit auch der Anteil der von Russland über Land erfolgten Transitlieferungen mit 30 Prozent am europäischen Erdgaskonsum in etwa gleich bleiben wird. Da ein Ersatz dieser Lieferungen – etwa durch Flüssiggas

oder Gasimporte über andere Gasleitungsnetze – kurz- und mittelfristig mangels eines alternativen Angebots nur teilweise gelingen dürfte, hätte eine Unterbrechung des durch die GUS-Staaten erfolgenden Gastransits schwerwiegende Folgen für die Energieversorgung Europas (siehe Karte 2, S. 16).

Bevor die Gaspipelines aus den russischen Gasfördergebieten West- und Südosteuropa erreichen, verlaufen sie durch Belarus, die Ukraine und Moldova. Mehrfach kam es beim Gastransit durch Belarus und die Ukraine schon zu kurzfristigen Unterbrechungen, die auf die besonderen Bedingungen des postsowjetischen Erdgassektors zurückzuführen waren. Die Transitgebühren, die Gasprom zu zahlen hatte, waren zwar niedrig angesetzt und auch die Belieferung der Binnenmärkte der Transitstaaten erfolgte zu Vorzugsbedingungen, das heißt zu niedrigeren Preisen, als sie den weiter westlich gelegenen Abnehmern berechnet wurden; dennoch kam es bei der Bezahlung der Gaslieferungen zu Verzögerungen und zu einer Anhäufung von Schulden durch die jeweiligen nationalen Gasgesellschaften. Gasprom reagierte darauf mit einer Verringerung der gelieferten Mengen und in einigen Fällen sogar mit Lieferunterbrechungen.

Für die Schuldner hätte es den Ausweg gegeben, ihre Verbindlichkeiten gegen Aktiva (also hier die Transitpipelines und die dazu gehörenden Kompressorstationen) zu tauschen. Das Bestreben des russischen Gaskonzerns, die finanziellen Rückstände gegen solche Aktiva der Gasgesellschaften der betreffenden GUS-Staaten abzulösen, wurde von diesen jedoch als Versuch gedeutet, sie zum »Ausverkauf« strategisch wichtiger Positionen zu nötigen, und daher prinzipiell abgelehnt. In den Transitländern vermutet man sogar, dass Gasprom die Akkumulation von Schulden deswegen toleriert, weil der Konzern dann einen Hebel zur Übernahme der nationalen Gasgesellschaften besitzt.

Mit den Bestrebungen, die Gaspreise in den GUS-Staaten an das in Westeuropa geltende Niveau anzugleichen, stellte Gasprom das bisherige System der Sonderbeziehungen zu den GUS-Staaten im Gasbereich zur Disposition. Dieser Schritt bringt vor allem Belarus und die Ukraine in eine schwierige Lage. Da in beiden Ländern Erdgas in weit stärkerem Umfang als in westlichen Staaten in der Industrie sowie im Haushalts- und kommunalen Bereich eingesetzt

<www.fbird.com/assets/RPI%20doc%20&%20pres__84200317045.pdf>; Richard J. Krickus, *Iron Troikas. The New Threat From The East*, Carlisle, PA: Strategic Studies Institute of the U.S. Army War College, März 2006, S. 24ff, <www.strategicstudiesinstitute.army.mil/pubs/display.cfm?PubID=643>.

Karte 2
Das Gaspipelinennetz im westlichen GUS-Raum



Quelle: Stiftung Wissenschaft und Politik

wird, stellt eine Erhöhung der Gaspreise dort eine direkte Bedrohung der Konkurrenzfähigkeit der Betriebe und des sozialen Friedens dar, jedenfalls solange keine geeigneten Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzerhöhung ergriffen werden und die privaten Haushalte nicht entsprechend subventioniert werden können.

Die Preisforderungen von Gazprom wären dann ein bloßes Politikum, wenn sie nur unter Ausnutzung der Machtstellung des russischen Energieriesen zustande

kämen und überhöht wären. Dies lässt sich jedoch schwerlich behaupten: Die Preise, die Gazprom von den GUS-Staaten zunehmend verlangt, sind unter Berücksichtigung der Transportkosten von dem in Westeuropa geltenden Gasimportpreis abgeleitet, der wiederum in den Langfristverträgen an den Erdölpreis gekoppelt ist.

Ukraine

Die Erdgasversorgung der Ukraine

Die Probleme, die beim Gastransit durch die Ukraine aufgetreten sind, hängen damit zusammen, dass die Durchleitung des Gases und die Binnenversorgung des Landes miteinander verknüpft sind. Sowohl die Industrie (einschließlich der Elektrizitätserzeugung) als auch der kommunale Versorgungsbereich der Ukraine sind in den siebziger und achtziger Jahren von Kohle auf Gasbefehuerung umgestellt worden. Damit hat das Land aus der sowjetischen Periode ein stark auf Gas ausgerichtetes Energiesystem geerbt.²² In den neunziger Jahren betrug der Inlandsverbrauch zwischen 70 und 80 Mrd. m³ pro Jahr. Die Ukraine verbrauchte damit pro Einwohner fast doppelt so viel Erdgas wie die Bundesrepublik Deutschland. Bezogen auf das ukrainische Bruttoinlandsprodukt ist der Erdgasaufwand sogar um ein Mehrfaches höher als in Westeuropa.²³ Da fast drei Viertel des verbrauchten Erdgases importiert werden müssen, hat der Preis, zu dem es aus Russland und Zentralasien bezogen wird, großen Einfluss auf die ukrainische Wirtschaftslage.

Bis 1993 betrug der Preis 42 US-Dollar pro 1000 m³ und damit etwa die Hälfte dessen, der westeuropäischen Kunden berechnet wurde. Gleichzeitig bezahlte Gasprom für den Gastransit durch die Ukraine nur den geringen Betrag von 0,27 US-Dollar pro 1000 m³ und 100 km. Bereits Anfang der neunziger Jahre geriet die Ukraine mit der Bezahlung der Gasimporte in Verzug, was wiederholt zu Lieferkürzungen durch Gasprom führte. Als Reaktion darauf entnahm die Ukraine widerrechtlich Gas aus den Transitpipelines, wodurch die mit den ost- und westeuropäischen Abnehmern vereinbarten Liefermengen unterschritten wurden. Schon damals war die Rede vom Übergang zu

»europäischen« Preisen sowohl für die russischen Lieferungen als auch für die Transitentgelte.²⁴

Die neunziger Jahre waren von einem steten Auf und Ab der Handelsbeziehungen gekennzeichnet: Zum einen häufte die Ukraine immer wieder Schulden für Gaslieferungen an, woraufhin Gasprom die Liefermengen reduzierte, zum anderen trafen die Ukraine und Russland Vereinbarungen über eine Schuldentilgung, auf die bald neue Zahlungsrückstände der ukrainischen Seite folgten. 1999 übertrug Gasprom den Gashandel zwischen den zentralasiatischen Lieferanten und der Ukraine an Zwischenhändler (1999 an Itera, 2003 an Eural Trans Gas, seit 2004 an RosUkrEnerg), an denen angeblich auch Gasprom-Manager beteiligt waren.²⁵ Daneben lieferte der Konzern russisches Gas als Naturalentgelt für den Gastransit.²⁶

Sowohl der Gastransit durch die Ukraine als auch die Gasversorgung durch Gasprom bzw. Russland wurden zwischen 1994 und 2004 in einer Reihe von Abkommen geregelt, die sich zwar ergänzten, jedoch auch Raum für Interpretationen offen ließen.

Die ukrainisch-russischen Abkommen zur Gasversorgung (1994–2002)

In der ukrainisch-russischen Vereinbarung von 1994 legten beide Seiten fest, dass sowohl der Gastransit als auch der Export von russischem Gas in die Ukraine in Verträgen zwischen der staatlichen ukrainischen Gasgesellschaft und Gasprom zu regeln seien. Parallel zu dieser »kommerziellen« Ebene waren jährliche zwischenstaatliche Protokolle vorgesehen, in denen Transitmengen, Transitgebühren und Preise festgelegt werden sollten. In einer weiteren Vereinbarung vom 21. Juni 2002 wurde der Gastransit für einen Zehnjahreszeitraum von 2003 bis 2013 geregelt. Am 9. August 2004 wurde in einem Zusatz-

²² Margarita Balmaceda, *Explaining the Management of Energy Dependency in Ukraine: Possibilities and Limits of a Domestic-Centered Perspective*, Mannheim 2004 (Mannheimer Zentrum für Europäische Sozialforschung, Working Paper 79/2004), S. 6ff, <www.mzes.uni-mannheim.de/publications/wp/wp-79.pdf>.

²³ In der Bundesrepublik Deutschland verbrauchen 82 Mio. Einwohner rund 95 Mrd. m³ Erdgas. In der Ukraine beträgt der Erdgasverbrauch bei 47 Mio. Einwohnern knapp 80 Mrd. m³.

²⁴ Katharina C. Preuß Neudorf, *Die Erdgaswirtschaft in Russland*, Köln 1996, S. 125.

²⁵ Global Witness, *It's a Gas. Funny Business in the Turkmen-Ukraine Gas Trade*, Washington, D.C., April 2006, S. 32ff, <www.globalwitness.org/reports/show.php/en.00088.html>.

²⁶ Roland Götz, *Nach dem Gaskonflikt. Wirtschaftliche Konsequenzen für Russland, die Ukraine und die EU*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Januar 2006 (SWP-Aktuell 3/06).

protokoll präzisiert, dass das von Gasprom als Entgelt für den Gastransit zu liefernde Gas auf der Grundlage einer Transitgebühr von 1,09 US-Dollar pro 1000 m³ und 100 km sowie eines Verrechnungspreises von 50 US-Dollar pro 1000 m³ zu berechnen sei. Dieser Berechnungsschlüssel sollte bis 2009 gelten. Gasprom verweist allerdings darauf, dass diese Vereinbarung, um Gültigkeit zu erlangen, jeweils jährlich in dem zwischenstaatlichen Protokoll bestätigt werden müsste, was 2005 nicht geschah.²⁷

Die Vielzahl der Regelungen überdeckt allerdings eine grundsätzliche Schwäche: Die Abkommen haben keine Grundlage für einen langfristigen Interessenausgleich beider Seiten geschaffen, wie er zum Beispiel in den Langfristverträgen zwischen europäischen Kunden von Gasprom durch die Bindung des Erdgasbezugspreises an den Ölpreis besteht. Darüber hinaus wurde auch das Verhältnis der verschiedenen Vereinbarungen untereinander nicht geklärt, was Raum zu unterschiedlichen Interpretationen öffnete. Die Frage, ob bestehende Regelungen weiter gelten, wenn ihre Frist zwar abgelaufen ist, eine neue Abmachung aber noch nicht getroffen wurde, blieb ebenso ungeklärt wie die Möglichkeit zur Streitbeilegung durch eine unabhängige Instanz.

Nachdem die 2005 geführten Verhandlungen zwischen der ukrainischen Seite (der nationalen Gasgesellschaft bzw. der ukrainischen Regierung) sowie Gasprom über die Verlängerung der entsprechenden Abkommen ergebnislos geblieben waren, stoppte der russische Gaslieferant zum 1. Januar 2006 die Binnenversorgung der Ukraine, was sich jedoch nicht auf den Gastransit nach Europa auswirken sollte. Als die Ukraine daraufhin Gas entnahm, das für den Transit bestimmt war, hatte dies einen Druckabfall in den nach Westen führenden Fernpipelines zur Folge.²⁸ Die westliche Öffentlichkeit nahm Partei für die Ukraine und unterstellte Russland, sein »Erdgas als Waffe« zu nutzen, um die Ukraine für die orangene Revolution

²⁷ IEA, *Ukraine Energy Policy Review*, Paris 2006 (im Folgenden zitiert als IEA Ukraine), S. 218–223.

²⁸ Das Erdgas aus Russland wird in der Ukraine in großen unterirdischen Speichern gesammelt. Damit sollen jahreszeitliche Schwankungen im Verbrauch ausgeglichen werden. Technisch ist daher keine Trennung zwischen »Gas für Europa« und »Gas für die Ukraine« möglich, stattdessen werden die Transitlieferungen und die Belieferung der Ukraine in Vereinbarungen geregelt, vgl. Leonid Grigoriev/ Marsel Salikhov, »Ukraine – Growth and Gas«, in: *Russia in Global Affairs*, 4 (2006) 2, S. 156–176 (165), <<http://eng.globalaffairs.ru/numbers/15/1027.html>>.

zu bestrafen – eine voreilige und einseitige Interpretation.

Für das Verhalten der russischen Seite gibt es eine ökonomische Erklärung, die sich ebenso gut auf Fakten gründen lässt, wie die politische: Der Preis von 50 US-Dollar pro 1000 m³, den Gasprom der Ukraine bis dato berechnete, war Mitte der neunziger Jahre festgesetzt worden, als der europäische Exportpreis bei 70 US-Dollar pro 1000 m³ lag und damit unter Berücksichtigung der Transportentfernungen angemessen gewesen. Angesichts des bis 2005 auf 220 bis 250 US-Dollar pro 1000 m³ gestiegenen »europäischen« Preises musste er allerdings unterdessen als Subvention der ukrainischen Wirtschaft gelten, für die es aus Sicht von Gasprom keine Notwendigkeit gab. Es war gleichwohl ein Armutszeugnis für beide Parteien, dass Gasprom und die ukrainische Seite im Verlauf des Jahres 2005 keine Einigung über einen neuen Gaspreis bzw. das Transitentgelt erzielen konnten, sondern eine Konfrontation in Kauf nahmen, die Dritte – sowohl die europäischen Gaskunden Russlands als auch die ukrainische Bevölkerung – in Mitleidenschaft zog.

Der Prestigeverlust für die russische Führung, die sich 2006 als verlässliche Energiegroßmacht präsentieren wollte, war erheblich und beschleunigte möglicherweise die Verhandlungen, die am 4. Januar 2006 zu einem neuen Abkommen führten.²⁹ Demnach werden der Gastransit und die Binnenversorgung der Ukraine nunmehr getrennt geregelt. Für die Durchführung entrichtet Gasprom in der Periode 2006–2011 eine Gebühr in Geld (1,6 US-Dollar pro 1000 m³ und 100 km Transitstrecke). Die Gasversorgung der Ukraine übernimmt der Zwischenhändler RosUkrEnergo, der sowohl russisches Erdgas (zum Preis von 230 US-Dollar pro 1000 m³) als auch zentralasiatisches Gas (für 50–60 US-Dollar pro 1000 m³) einkauft und an die ukrainische Gasgesellschaft für 95 US-Dollar pro 1000 m³ weitergibt. Zwar war die Gültigkeit dieser Vereinbarung nur auf das erste Halbjahr 2006 begrenzt, doch beide Seiten haben ihr Interesse bekundet, sie bis Ende des Jahres beizubehalten und so einen neuen »Gaskrieg« zu vermeiden. Im Oktober 2006 einigten sich RosUkrEnergo und die ukrainische Gasgesellschaft überraschend schnell auf einen Preis von 130 US-Dollar pro 1000 m³ Erdgas für das Jahr 2007, während zuvor noch von 230 US-Dollar die Rede gewesen war. Beobachter deuteten diesen »Sieg« der ukrainischen Seite als Resultat von Zugeständnissen, die Ministerpräsident Viktor Janukowitsch angeblich

²⁹ Siehe auch Götz, *Nach dem Gaskonflikt* [wie Fn. 26].

gegenüber Russland in Fragen wie der Nato-Mitgliedschaft der Ukraine gemacht habe. Doch erscheint die Preisanhebung angesichts dessen, dass die Ukraine bereits den Gaspreis für 2006 (95 US-Dollar pro 1000 m³) als gerade noch tragbar bezeichnet hatte, als durchaus nicht gering.

Die große Unbekannte in den zukünftigen ukrainischen Gasrechnungen wird der Preis für das Gas aus Zentralasien sein. Da dieses vorwiegend aus Turkmenistan kommen wird, hängt alles von dem Verhalten des turkmenischen Herrschers Saparmurat Nijasov (»Turkmenbaschi«) ab. Dieser hat in der Vergangenheit schon mehrmals gegenüber Russland, aber auch gegenüber der Ukraine versucht, einen höheren Gaspreis durchzusetzen, was regelmäßig daran scheiterte, dass es für turkmenisches Erdgas keine nennenswerten Alternativen zu der Belieferung Russlands bzw. der Ukraine und von Belarus sowie zum Transit durch das Gasprom-Netz gibt. Erst allmählich gelingt es Turkmenistan, andere Kunden zu finden: In den Iran werden derzeit 10 Mrd. m³ pro Jahr geliefert, und Gaspipelines nach China und nach Pakistan bzw. Indien sind im Gespräch. Turkmenistans Verhandlungsposition würde sich allerdings verbessern, wenn entweder eine große Pipeline Richtung Asien oder die schon seit 1999 diskutierte Unterwasser-Pipeline durch das Kaspische Meer (Trans Caspian Pipeline) und ihre Anbindung an das aserbaidzhanische und türkische Leitungsnetz realisiert würden.

Der Ukraine ist es andererseits nicht gelungen, in direkten Verhandlungen mit Aschgabat unter Umgehung Russlands langfristige Sicherheiten für den Gasbezug aus Turkmenistan zu erreichen. Zu solch bindenden Verpflichtungen ist der »Turkmenbaschi« entweder nicht bereit oder nicht in der Lage.³⁰ Außerdem ist das mittel- und langfristige Exportpotential Turkmenistans umstritten, weil die Erdgasvorräte des Landes nur unzureichend dokumentiert sind. Nach Angaben des Chefs von TurkmenGeologiya, Ishanguly Nuriev, betragen die Reserven und Ressourcen des Landes bei Erdgas zusammen 43 Billionen m³, während die deutsche Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) nur 9 Billionen m³ veranschlagt. Entsprechend variieren die Angaben über die auf lange Sicht möglichen Exporte zwischen

30 Der turkmenische Präsident Nijasow hat in einem Regierungsabkommen praktisch seinen gesamten Gasexport Russland versprochen, will sich an diese Vereinbarung aber nicht halten. Daneben hat Turkmenistan Absichtserklärungen für Gaslieferungen an die Ukraine und China abgegeben, die nicht als bindend angesehen werden können.

100 und 250 Mrd. m³ pro Jahr. Zwar hat Turkmenistan eine Evaluierung seiner Gasreserven nach internationalen Maßstäben in Auftrag gegeben, jedoch wurde die daraufhin erarbeitete Studie nicht publiziert.³¹ Auch das Potential des 2006 entdeckten Gasfelds »Südliches Iolotan«, das von turkmenischer Seite mit sieben Billionen m³ angegeben wird, ist von unabhängiger Seite nicht bestätigt.

Zwischen Russland bzw. Gasprom sowie der Ukraine und Belarus gibt es eine langfristige Interessenidentität: Allen ist an einem niedrigen Preis für das turkmenische Gas gelegen. Sowohl für Russland als auch für die Ukraine und Belarus ist ein niedriger Importpreis für Erdgas eine existentielle Voraussetzung dafür, dass ihre weithin veralteten und energieintensiven Industriebetriebe weiterbestehen können. Solange Turkmenistan über keine alternativen Abnehmer für sein Gas verfügt (das heißt solange keine Pipelines von Turkmenistan nach China bzw. Pakistan/Indien in Betrieb sind), ist es gezwungen, auf die Preisvorstellungen seiner GUS-Nachbarn einzugehen. Die Ukraine kann daher noch für einige Jahre darauf hoffen, dass sie von Turkmenistan – über RosUkrEnergo – weiterhin mit relativ billigem Erdgas beliefert werden wird.³²

Die ukrainische Gaswirtschaft

Die ukrainische Gaswirtschaft ist, stärker als die russische, staatlich dominiert. Die Exploration von Gasfeldern, die Förderung, der Betrieb der Erdgasleitungen und der Gastransit ins Ausland werden unmittelbar oder über Tochtergesellschaften der staatlichen Gasholding Naftohaz Ukrajiny betrieben.³³ Nur die Gasverteilergesellschaften sind teilprivatisiert.³⁴ Gleichzeitig rankt sich um den Gassektor der Ukraine ein wenig durchschaubares Geflecht aus Politik, Wirtschaft und Schattenwirtschaft bis hin zur organisierten Kriminalität.

31 Nuriev am 14.11.2005, siehe » Turkmenistan Declares Hydrocarbon Reserves«, in: <www.gasandoil.com/goc/news/ntc54904.htm>.

32 Heiko Pleines, »Die Energiefrage in den russisch-ukrainischen Beziehungen«, in: *Russlandanalysen*, 116 (2006), S. 11–13.

33 »NAK Naftohaz Ukrajiny (ukrainisch *НАК Нафтогаз України*, wiss. Transliteration *Naftohaz*) ist der staatliche ukrainische Energiekonzern, der im Öl- und Gasmarkt tätig ist. »International ist die fehlerhafte Transkription *Naftogaz* gebräuchlich«, erklärt zur Schreibweise Wikipedia, siehe <<http://de.wikipedia.org/wiki/Naftohaz>>.

34 IEA, *Ukraine Energy Policy Review* [wie Fn. 27], S. 42.

Karte 3

Gaspipelines der Ukraine und Moldovas



Quelle: Gasunion, <www.gasunion.org.ua/images/karta_GTS_eng.gif>.

Der Gasimport aus Turkmenistan und anderen zentralasiatischen GUS-Staaten in die Ukraine war, nachdem die russische Gasprom das Interesse an dem für sie unprofitablen Geschäft verloren hatte, von der privaten Gesellschaft Itera übernommen worden, mit der auch die frühere Premierministerin und derzeitige Oppositionsführerin in Kiew, Julia Timoschenko, in Verbindung gebracht wird. 2002 wurde Itera, die bei Gasprom in Ungnade gefallen war, durch Eural Trans Gas ersetzt, deren Geschäfte im Juli 2004 durch RosUkrEnergo (RUE) übernommen wurden. Beiden Gesellschaften, in deren Management teilweise die gleichen Personen aktiv sind, wurden Verbindungen zur ukrainischen Mafia nachgesagt.³⁵ Der private Gaszwischenhändler RosUkrEnergo und die staatliche ukrainische Öl- und Gasgesellschaft Naftohaz Ukrainy gründeten am 2. Februar 2006 das Joint Venture

³⁵ Eigentümer von RosUkrEnergo mit Sitz in Zug (Schweiz) sind je zur Hälfte Gasprom (über die Holding Agrogas) und die Holdinggesellschaft Centragas, die wiederum zu 90% dem Ukrainer Dmytro Firtash gehört. Firtash werden Kontakte zu der ukrainischen Mafiagröße Semion Mogilevich nachgesagt, was von diesem bestritten wird. Sowohl Agrogas als auch Centragas sind 2004 von der österreichischen Raiffeisen Investment AG (Riag) gegründet worden.

UkrGazEnergo (UGE), dem der Gasverkauf in der Ukraine übertragen wurde.

Insbesondere Julia Timoschenko forderte im Zusammenhang mit dem Gaskonflikt mit Russland, den Gaszwischenhandel abzuschaffen und nur direkte Geschäftsbeziehungen zwischen Naftohaz Ukrainy und Gasprom zuzulassen. Nach dem Amtsantritt von Ministerpräsident Janukowitsch ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass sich die Strukturen im Gassektor schnell ändern werden. Er wird versuchen, den Status quo zu bewahren und Russland bzw. Gasprom von weiteren Preiserhöhungen abzubringen.

Die von Russland nach Westen führenden Exportpipelines wurden in den siebziger und achtziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts gebaut. Sie verliefen fast alle durch die Ukraine und dienten der Versorgung der westlichen Sowjetrepubliken Belarus, Ukraine und Moldova sowie der westlichen RGW-Staaten Polen, Ungarn, Tschechoslowakei, Rumänien und Bulgarien, gleichzeitig aber auch dem Export von Erdgas in das westeuropäische Ausland und in die Türkei. Zwar wären Gasexportleitungen durch Belarus und Polen für die meisten Exportrichtungen kürzer und damit billiger gewesen, jedoch zog man in den siebziger Jahren die Ukraine dem wegen der aufkom-

menden Solidarnosc-Bewegung als politisch unsicher eingestuft Polen vor. Erst 1999 kamen mit der »Jamal«-Pipeline durch Belarus und Polen sowie 2003 mit der »Blue Stream«-Unterwasserleitung durch das Schwarze Meer in die Türkei neue große Gasexportleitungen hinzu, die nicht durch die Ukraine gehen.

Noch werden rund 70 Prozent der russischen Erdgasexporte nach Europa über das ukrainische Pipelinennetz abgewickelt. Durch den Bau und die Erneuerung von Kompressorstationen könnte die Kapazität des Gastransportsystems der Ukraine für Exporte nach Europa von 141 Mrd. m³ pro Jahr (2005) auf 175 Mrd. m³ erweitert werden. Gleichzeitig müssen aber, um nur die bestehende Kapazität zu erhalten, die Fernleitungen und Kompressorstationen, von denen manche ihre Nutzungsdauer bereits überschritten haben, modernisiert bzw. ersetzt werden.³⁶ Dafür sind jährliche Investitionen von rund 1,2 Mrd. US-Dollar erforderlich, die Naftohaz Ukrajiny aus eigenen Mitteln nicht finanzieren kann und wofür ausländische Investoren gesucht werden. Das Gastransportkonsortium (siehe unten) könnte dazu einen Rahmen abgeben.

Aber auch wenn die Outputkapazität der ukrainischen Exportpipelines vergrößert wird, wird der Anteil des russischen Gases, das durch die Ukraine nach Europa (West- und Südosteuropa und die Türkei) transportiert wird, auf rund 50 Prozent der Gesamtexporte absinken (siehe Tabelle 2). Grund dafür sind die zu erwartenden Erweiterungen der durch Belarus und Polen führenden Jamal-Pipeline, der Blue-Stream-Unterwasserpipeline durch das Schwarze Meer und der Bau der Ostsee-Pipeline (Nord Stream). Freilich wird die Ukraine auch langfristig der bedeutendste einzelne Gastransportkorridor für russisches Erdgas nach Europa bleiben.

Um den Gastransit durch die Ukraine auf eine verlässliche Grundlage zu stellen, hatten die Präsidenten Kutschma, Putin und Bundeskanzler Schröder auf dem Wirtschaftsforum im Juni 2002 die Idee eines »Gastransportkonsortiums« ins Leben gerufen.³⁷ Dieses Konsortium sollte die technische Wartung, Modernisierung und Erweiterung der durch die Ukraine führenden Transitpipelines samt Gasspeichern sowie der über Russland verlaufenden Zulei-

tungen organisieren und beaufsichtigen. Auch die Überlegungen,

Tabelle 2
Kapazitäten der russischen Gasexportpipelines
2005 und 2020 (in Mrd. m³)

Richtung	2005		2020	
	Mrd. m ³	Anteil (in %)	Mrd. m ³	Anteil (in %)
Ukraine*	141	67	145	51
Belarus (Jamal-Europa)	33	16	33	12
Türkei (Blue Stream)	16	8	30	11
Finnland	20	10	20	7
Ostsee (Nord Stream)	0	0	55	19
Kapazität insgesamt	210	100	283	100
Durchleitung**	147		180	
Auslastungsgrad***(%)	70		64	

* 2005 ohne die stillgelegte Pipeline Torschok (Ivatsjevichi)-Dolina.

** Export Richtung Europa, 2020 unter Berücksichtigung von 20 Mrd. m³ Flüssiggas.

*** Rechnerische jahresdurchschnittliche Auslastung (Durchleitung/Kapazität).

Quellen: Forschungsstelle Universität Bremen, *Russlandanalysen* 116 (2006), S. 15, und eigene Schätzungen.

den Betrieb der Transitpipelines in Konzession zu vergeben oder sie zu privatisieren, sollten im Rahmen dieses Zusammenschlusses diskutiert werden. Daran beteiligt sein sollten die nationalen Gasgesellschaften Russlands und der Ukraine sowie auf deutscher Seite E.ON/Ruhrgas. Weiteren Interessenten hätte die Tür offen gestanden.

Seit 2002 sind die Pläne für das Gastransportkonsortium jedoch über Absichtserklärungen der Politik von russischer und ukrainischer Seite kaum hinausgekommen. Die deutsche Seite hielt sich gänzlich zurück bzw. verwies auf die Zuständigkeit der beteiligten Unternehmen. Als einzige konkrete Maßnahme erfolgt eine Kapazitätserhöhung der Pipeline vom russischen Alexandrov Gai zum ukrainischen Uzhhorod auf den Umfang von 30 Mrd. m³. Die Gespräche über eine Wiederinbetriebnahme der stillgelegten Gasleitungen Torschok-Dolina und Ivatsjevichi-Dolina bzw. deren Ausstattung mit Kompressorstationen führten noch zu keinen Ergebnissen. Grund dafür waren vor allem die gespannten Beziehungen zwischen der ukrainischen und der russischen Führung

³⁶ IEA, *Ukraine Energy Policy Review* [wie Fn. 27], S. 214ff.

³⁷ V. L. Saprykin, *Ukraine as Eurasia's Oil and Gas Hub: Realities and Prospects*, Kiew: Razumkov Centre, 10.3.2005, <www.uceps.org/eng/print/753>.

nach der Auseinandersetzung um die Kutschma-Nachfolge im Herbst 2004, die mit einem Sieg der russlandkritischen »orangenen« Kräfte geendet hatte. Der Führungswechsel bei Naftohaz Ukrainy im Juli 2006 könnte jedoch signalisieren, dass auf der ukrainischen Seite ein Prozess des Umdenkens begonnen hat. Sogar die Möglichkeit einer Beteiligung von Gasprom am ukrainischen Pipelinennetz wird nicht mehr ausgeschlossen.³⁸

Die Hauptaufgabe eines derartigen Konsortiums sollte die Sicherstellung der technischen Funktionsfähigkeit der Transitpipelines sein. Die Voraussetzung dafür ist, dass angemessen hohe Transitgebühren angesetzt und diese in die Rekonstruktion und Modernisierung der Gastransitinfrastruktur investiert werden, statt sie wie bisher teilweise dem Staatshaushalt zuzuführen. Eine (Teil-)Privatisierung der Transitpipelines würde dafür günstigere Bedingungen schaffen als deren Verbleib in ukrainischem Staatseigentum.

Die ukrainische Energiestrategie bis 2030

Im März 2006 wurde die neue Fassung der Energiestrategie der Ukraine von der Regierung gebilligt.³⁹ Das Programm schaut auf einen Zeitraum bis 2030 voraus und baut auf Vorarbeiten des ukrainischen Energieministeriums auf, die schon seit 1999 öffentlich diskutiert wurden.

Allgemeine Ziele dieser Strategie sind:⁴⁰

- ▶ Senkung der Abhängigkeit vom Energieimport von 55 Prozent (2005) auf 12 Prozent (2030) des Energieverbrauchs einerseits durch Energiesparen, andererseits durch Erhöhung der heimischen Energieerzeugung;
- ▶ Regionale Diversifizierung der Energieträgerimporte durch Beteiligung an Förderung im Ausland (Algerien, Ägypten, Iran, Kasachstan) sowie im Nahen Osten.

Der Energiemix soll zu Lasten von Erdgas verändert werden, insbesondere durch:

- ▶ vermehrte Nutzung alternativer (erneuerbarer)

Energiequellen,

- ▶ Verdoppelung der Kohleförderung von 65 Mio. t (2005) auf 153 Mio. t (2030),
- ▶ Verdoppelung der Elektrizitätserzeugung und Bau von 22 neuen Kernkraftwerksblöcken, Ausbau der heimischen Uranförderung und Beendigung des Uranimports aus Russland.

Im Gasbereich selbst werden folgende Ziele angestrebt:

- ▶ Senkung des Gasverbrauchs von 76 Mrd. m³ auf 50 Mrd. m³ pro Jahr,
- ▶ Erhöhung der eigenen Gasförderung von 20 Mrd. m³ auf 28–29 Mrd. m³,
- ▶ Beschaffung von Erdgas im Umfang von bis zu 12 Mrd. m³ (2030) durch eigene Förderprojekte im Ausland,
- ▶ und als Ergebnis die Verringerung der Gasimporte von 56 Mrd. m³ (2005) auf 9 Mrd. m³ (2030) (siehe Schaubild 3, S. 23).

Die Energiestrategie setzt somit einerseits auf Energiesparen und eine Erhöhung der Energieeffizienz, andererseits auf eine Veränderung des Energiemix zugunsten von Kohle und Kernenergie bei erheblicher Senkung des Gasverbrauchs und Gasimports. Unter Versorgungssicherheit wird in dem Programm im Wesentlichen »Autarkie« verstanden, wodurch es sich von vergleichbaren strategischen Papieren etwa der EU unterscheidet.⁴¹ Eine deutliche Hinwendung zu erneuerbaren Energien, wie sie die ukrainische Ökologiebewegung fordert, ist in der vorgelegten Fassung der Energiestrategie nicht zu erkennen.⁴² Stattdessen werden die aus ökologischen Gründen problematischen bzw. Sicherheitsbedenken weckenden Energieträger Kohle und Kernenergie vorgezogen.

Besonders ehrgeizig sind die Ziele der ukrainischen Energiestrategie bei der Einsparung von Erdgasimporten. Hier sind nicht nur eine Erhöhung der Eigenförderung um 50 Prozent sowie die Expansion der ukrainischen Erdgaswirtschaft in ausländische Fördergebiete geplant, sondern auch erhebliche Einsparungen der Erdgasverwendung in verschiedenen

³⁸ »Ukraina gotova otdat' »Gazpromu« truboprovody« [Die Ukraine ist bereit, »Gasprom« Leitungen zu übergeben], in: *Kommersant Daily*, 14.7.2006.

³⁹ Energetična strategija Ukraïni na period do 2030 roku [Energiestrategie der Ukraine bis 2030], <<http://mpe.kmu.gov.ua/control/uk/archive/docview?typeId=36172&sortType=4&page=1>>.

⁴⁰ Siehe auch: IEA, *Ukraine Energy Policy Review* [wie Fn. 27], S. 81–92.

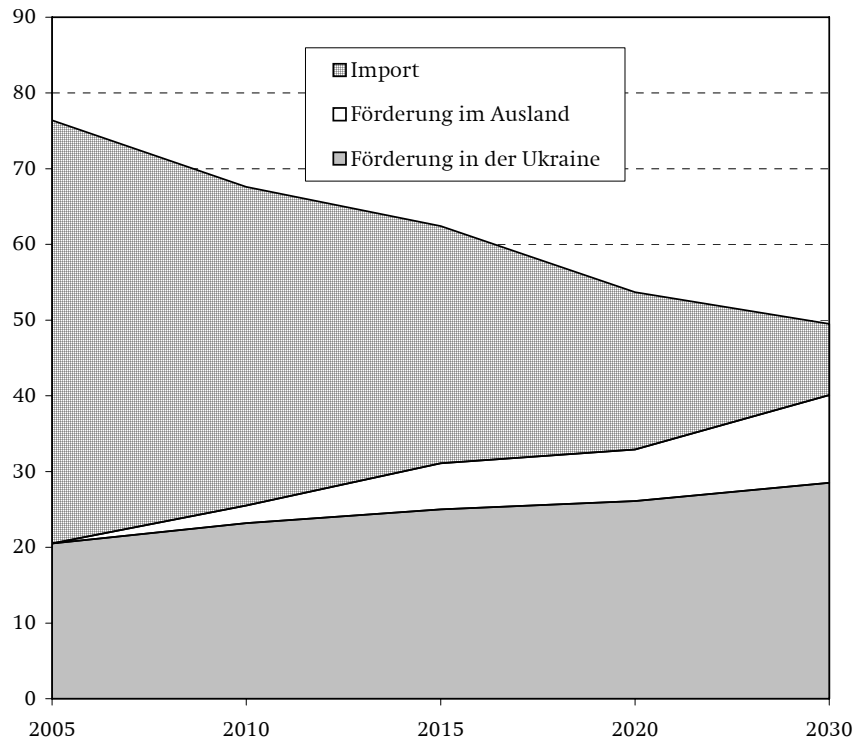
⁴¹ Vgl. auch Johannes Schmidl, »Ukraine. Neue Energiestrategie setzt auf Kernenergie«, in: *energy. Zeitschrift der österreichischen Energieagentur*, (2006) 2, S. 57–59, <www.energyagency.at/publ/energy/>.

⁴² Zum Potential der Biomasse als Ersatz für Erdgas vgl. Anatolij Dolinskij/Georgij Geletucha, »Vozmožnosti zameščenija prirodnogo gaza v Ukraine za čet mestnych vidov topliva« [Möglichkeiten für den Ersatz von Erdgas durch lokale Energiearten in der Ukraine], in: *Energetičeskaja politika Ukrainy*, (2006) 2, <<http://www.epu.kiev.ua/>>.

Industriezweigen. Ob diese Pläne wirklich realistisch sind, muss im Moment dahingestellt bleiben, da konkrete Maßnahmen noch nicht formuliert sind.

Schaubild 3

Erdgas in der ukrainischen Energiestrategie bis 2030 (Mrd. m³)



Quelle: Ukrainisches Energieministerium, *Energiestrategie der Ukraine bis 2030*, <<http://mpe.kmu.gov.ua/control/uk/archive/docview?typeId=36172>>.

Einige Schritte in Richtung einer Erhöhung der ukrainischen Energieeffizienz wurden allerdings schon im Rahmen der Kooperation ukrainischer Instanzen mit EU-Einrichtungen unternommen.

Zweifelsohne liegen der ukrainischen Energiestrategie nachvollziehbare volkswirtschaftliche Ziele zugrunde. Fraglich ist aber, ob sich das Dokument auf eine ökonomische Analyse stützt, die neben Angebotsfaktoren auch die Nachfrageseite sowie die Interessen und finanziellen Möglichkeiten der Unternehmen berücksichtigt. Auffallend ist zum Beispiel, dass Prognosen zu den Preisen der verschiedenen Energieträger fehlen. Viele der in der Strategie anvisierten Ziele wie die Erhöhung der Energieeffizienz, die Verringerung des Gasverbrauchs und die Modifikation des Energiemixes lassen sich aber nur bei einer Veränderung der Preisrelationen, durch Preiserhöhungen sowie durch den Abbau von Preiskontrollen und -sub-

ventionen erreichen.⁴³ Daher kann in der vorgelegten Energiestrategie zwar eine politische Willenserklärung, jedoch kein realisierbarer Plan gesehen werden. Eine Verbesserung der Energiesituation des Landes und damit auch eine Entschärfung des Transitproblems stellt das Papier bei realistischer Betrachtung in der vorliegenden Form nicht in Aussicht.

⁴³ IEA, *Ukraine Energy Policy Review* [wie Fn. 27], S. 81ff.

Belarus

Die Erdgasversorgung von Belarus

In Belarus ist Erdgas die wichtigste Energieressource, denn das Land besitzt außer Torf und Wasserkraft keine nennenswerten Primärenergieträger und auch keine Kernkraftwerke. Erdöl wird zwar in großem Umfang importiert (2005: 19 Mio. t), doch dient es überwiegend der Herstellung von Petroleumprodukten für den Export. Bei der Elektrizitätserzeugung wird zu 95 Prozent Erdgas eingesetzt. Da Belarus, wiederum anders als die Ukraine, über keine nennenswerten eigenen Erdgasvorkommen verfügt, müssen rund 99 Prozent des verbrauchten Erdgases importiert werden. Die eingeführte Menge, rund 20 Mrd. m³ mit steigender Tendenz, liegt mit etwa 2000 m³ pro Einwohner und Jahr deutlich über dem entsprechenden Pro-Kopf-Wert der Ukraine (1200 m³) bzw. Deutschlands (1100 m³).⁴⁴

Tabelle 3
Erdgasbilanzen von Belarus 2001 und 2005

Erdgas in Mrd. m ³	2001	2005
Förderung	0,26	0,23
Import	17,27	20,12
Verbrauch einschl. Lagerveränderung und Verluste	17,30	20,35
<i>Anteile am Verbrauch in Prozent</i>		
Förderung	1,50	1,10
Import	98,50	98,90

Quelle: IMF, *Republic of Belarus. Statistical Appendix*, August 2006 (IMF Country Report 6/316), S. 11, <www.imf.org/external/pubs/cat/longres.cfm?sk=19840>.

Belarus ist somit gegenwärtig in hohem Maße von Gasimporten abhängig. Größter Lieferant ist auch hier die russische Gasprom. Sie beliefert die belarussische Pipelinegesellschaft Beltransgas, die wiederum das Versorgungsunternehmen Beltopgas versorgt. Beltransgas ist 2003 durch Umwandlung eines früheren Staatsbetriebs in eine Aktiengesellschaft gegründet worden.

⁴⁴ Belarus hatte 2005 9,8 Mio. Einwohner.

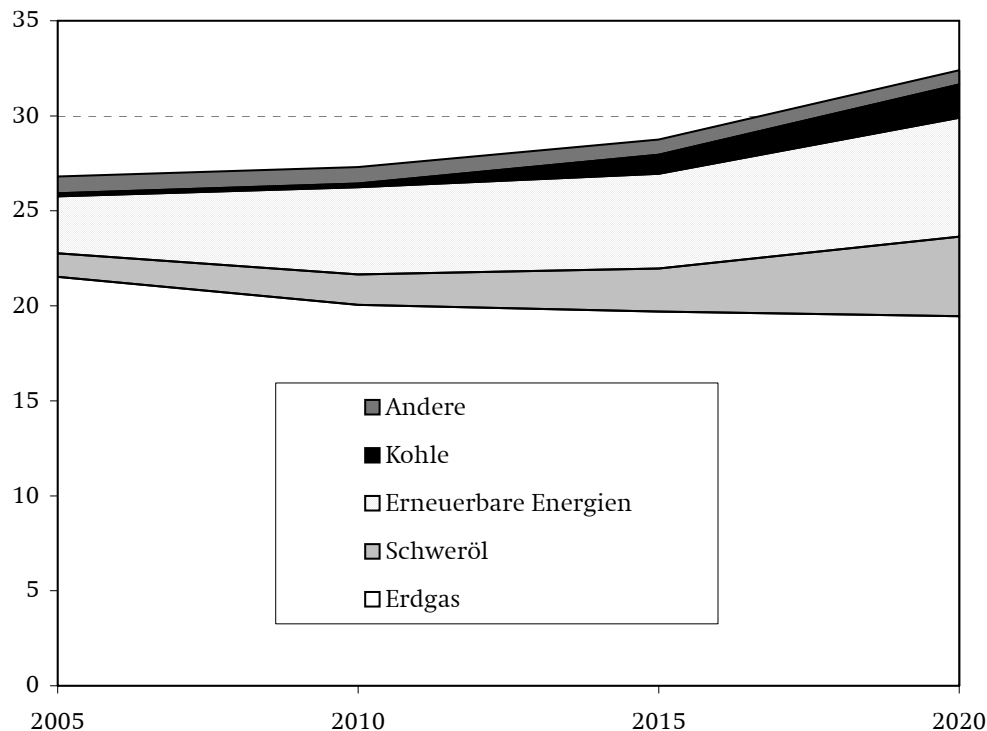
Bei einem bis 2006 geltenden Importpreis für Erdgas von unter 50 US-Dollar pro 1000 m³ kosten die Gasimporte derzeit knapp 1 Mrd. US-Dollar pro Jahr. Dies ist weniger als ein Fünftel der gesamten Energieimportkosten (vor allem Rohöl), die sich 2005 auf 5,5 Mrd. US-Dollar beliefen. Allerdings standen den Energieimporten Ausfuhren von Energieträgern (vor allem Ölprodukte) in etwa der gleichen Höhe gegenüber, so dass die Gaseinfuhr bislang keinen wesentlichen Einfluss auf den Saldo der Handelsbilanz hatte.⁴⁵ Sollte jedoch, wie von Gasprom im April 2006 angekündigt, der Erdgaspreis für Belarus ab 2007 deutlich (die Rede war von 200 US-Dollar pro 1000 m³) steigen, würde ein hohes Defizit im Energiehandel entstehen, das sich nur vermeiden ließe, wenn das Weltmarktpreisniveau für die von Belarus exportierten Petroleumprodukte weiter ansteigen würde.

Die Möglichkeiten, Erdgas als Hauptquelle der Wärme- und Elektrizitätserzeugung abzulösen, sind in Belarus begrenzt. Da das Land keine Kohlevorkommen besitzt, wäre es im Wesentlichen darauf verwiesen, das Volumen der Schwerölverbrennung, des Holz- und Torfeinsatzes sowie der Nutzung erneuerbarer Energien zu steigern. Zusätzliche Elektrizität könnte von der Ukraine bezogen werden, wenn diese, wie geplant, ihre nuklearen Kapazitäten ausbaut. Alternativ dazu wird in Belarus der Bau eines Kernkraftwerks mit zwei Blöcken von je 1000 Megawatt erwogen, die 2015 bzw. 2020 in Betrieb gehen sollen. Dagegen spricht allerdings, neben den hohen Kosten, dass damit keine größere Unabhängigkeit von Russland einherginge, denn sowohl die Technologie als auch die Wiederaufarbeitung der Brennstäbe und die Endlagerung

⁴⁵ Die Handelsbilanz weist einen deutlichen Importüberschuss im Handel mit den GUS-Staaten sowie einen Exportüberschuss im Handel mit den sonstigen Staaten auf. Insgesamt war der Saldo im Zeitraum 2000–2005 negativ. Siehe IMF, *Republic of Belarus. Statistical Appendix*, August 2006 (IMF Country Report 6/316), S. 35 und S. 38ff, <www.imf.org/external/pubs/cat/longres.cfm?sk=19840>.

Schaubild 4

Prognose für den Energieverbrauch in Belarus 2005–2020 (in Mio. t Rohöleinheiten)



Quelle: T. Pospelova/V. Kouzmitch, *Renewable Energy Projects in the Republic of Belarus*, <www.desire-net.enea.it/documenti/presentazioni/presentazioni%203%20aprile.pdf>/Pospelova.pdf>.

würden Belarus ebenso an Russland binden, wie es momentan durch den Gasimport geschieht.⁴⁶

Allerdings gibt es in Belarus ein hohes Potential für Energieeinsparungen und für eine Erhöhung der Energieeffizienz. Dieser Aufgabe widmet sich ein im Januar 2006 verabschiedeter Entwurf eines staatlichen Energiesparprogramms für 2006–2010. Neben der Erhöhung der Effizienz beim Einsatz von traditionellen Brennstoffen legt das Konzept den Schwerpunkt auf die vermehrte Nutzung von lokalen und erneuerbaren Energieträgern.⁴⁷ Ukrainische Wissenschaftler haben im April 2006 eine entsprechende Prognose präsentiert, die eine nur langsame Steigerung des Energieverbrauchs und eine Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien vorsieht (siehe Schaubild 4):

⁴⁶ Ina Rumiantseva/Christian von Hirschhausen, *Economics of Nuclear Power Development in Belarus*, Dresden: Dresden University of Technology, November 2005 (Energy Sector Reform in Eastern Europe Working Papers, WP-EE-11), <www.tu-dresden.de/www/leeg/publications/publications.html>.

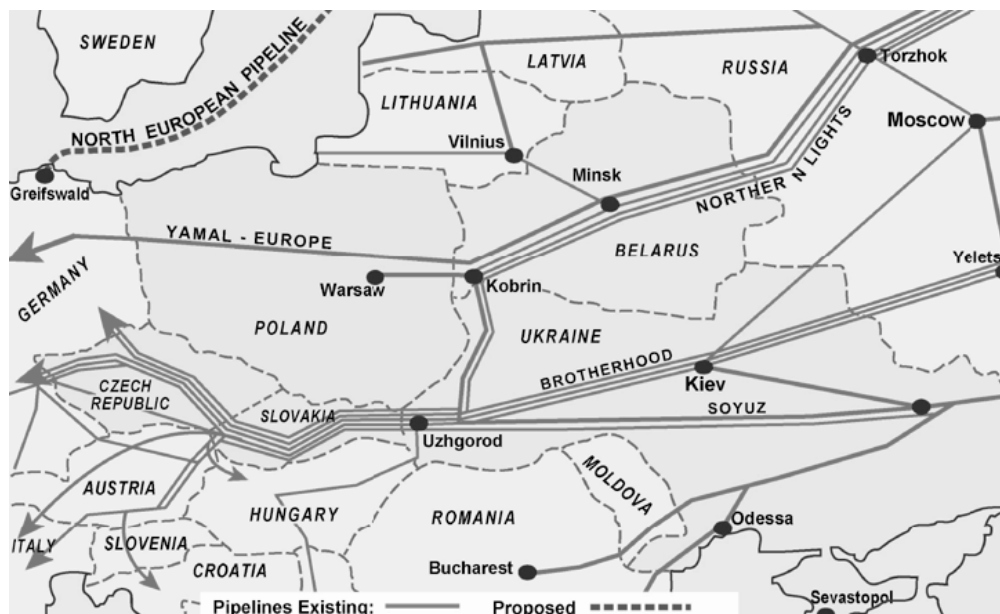
⁴⁷ Ministerrat der Republik Belarus, Nachrichten vom 24.1.2006, <www.government.by/en/eng_news24012006.html>.

Auch wenn es Belarus wirklich gelingen sollte, den Anteil des Erdgases am gesamten Energieträgereinsatz von 80 Prozent (2005) auf 60 Prozent (2020) abzusenken, wird dessen Gesamtverbrauch und damit auch der Importbedarf bei anhaltendem Wirtschaftswachstum nur wenig zurückgehen. Die mengenmäßige Versorgung mit jährlich 20–25 Mrd. m³ aus Russland dürfte zwar auch in Zukunft gewährleistet sein, doch die zu erwartende Preiserhöhung für russisches Erdgas wird dem Land Probleme bereiten. Die gegenwärtigen Interessenstrukturen scheinen allerdings sogar eine Ausweitung des Erdgaseinsatzes zu begünstigen: Auf einem Treffen der Vertreter von Gazprom, Beltransgas und des belarussischen Energieministeriums am 30. März 2006 wurde vereinbart, dass Gazprom seine Lieferungen von 21 Mrd. m³ im Jahr 2007 auf 23 Mrd. m³ (2015) und 25 Mrd. m³ (2020) steigern wird.⁴⁸

⁴⁸ »Kak reformirovat' nereformiruemoe?« [Wie soll man das Nichtreformierbare reformieren?], in: *Neft' Rossii*, 27.5.2006.

Karte 3

Gaspipelines durch Belarus und die Ukraine



Quelle: Jonathan Stern, *The Russian-Ukrainian Gas Crisis of January 2006*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 16.1.2006, S. 3, <www.oxfordenergy.org/pdfs/comment_0106.pdf>.

Belarus als Gastransitland

Schon in den achtziger Jahren begann der damalige Staatskonzern Gasprom, im Zusammenhang mit der Entwicklung der Gasförderung auf der Jamal-Halbinsel eine »nördliche« Exportpipeline zu planen. Diese sollte als durchgehende Leitung von Jamal zunächst parallel zur bereits bestehenden »Nordlichter«-Pipeline gebaut werden und vom belarussischen Kobrin aus weiter durch Polen nach Deutschland führen. Als deutschen Partner wählte Gasprom die BASF AG, sicherlich vor allem deshalb, weil diese dem russischen Energiekonzern – anders als Ruhrgas – den Zugang zum deutschen Endverbrauchermarkt eröffnen wollte.⁴⁹ In Polen war EurPolGaz und in Belarus Beltransgas für den Bau und Betrieb des jeweiligen Segments zuständig.⁵⁰ Die durch Belarus führende Leitung ist

⁴⁹ Als gemeinsames Joint-venture von BASF und Gasprom wurde 1990 das Wintershall-Erdgas-Handelshaus (WIEH) gegründet. Die Jamal-Pipeline mündet in Deutschland in die Jamal-Gas-Anbindungsleitung (JAGAL) ein, die von der BASF-Tochter Wingas betrieben wird.

⁵⁰ Nadeja M. Victor/David G. Victor, »Bypassing Ukraine: Exporting Russian Gas to Poland and Germany«, in: David G. Victor u.a. (Hg.), *Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040*, Cambridge u.a. 2006, S. 122–168 (149f).

Eigentum von Gasprom, der Boden langfristig gepachtet.

Da sich die Erschließung von Jamal verzögerte, verzichtete man zunächst auf die östlichen Segmente und baute die Pipeline nur durch Deutschland, Polen und Belarus, in Russland schließlich bis zum nordwestlich Moskaus gelegenen Torschok. Der Name »Jamal-Pipeline« blieb dennoch erhalten. Ursprünglich waren zwei Leitungsstränge mit einer Kapazität von je 33 Mrd. m³ pro Jahr vorgesehen. Zwischen 1996 und 2000 wurde jedoch nur der erste Strang fertig gestellt, der Bau der Kompressorstationen zog sich bis 2006 hin. Über den Bau des zweiten Strangs ist noch nicht entschieden – er wird wegen der Ostsee-Gaspipeline zunächst zurückgestellt.⁵¹ Im Jahr 2005 hatte der Gastransit einen Umfang von rund 41 Mrd. m³, wovon 22 Mrd. m³ durch die Jamal-Pipeline gepumpt wurden, 19 Mrd. m³ durch das Beltransgas-Netz. Da die Jamal-Pipeline 2006 mit der Fertigstellung der Kompressorstationen ihre volle Kapazität von 33 Mrd. m³ erreicht, wird sie künftig den weit überwiegenden Teil des Gastransits durch Belarus bewältigen können.⁵²

⁵¹ Kai-Olaf Lang, »Zwischen Sicherheitspolitik und Ökonomie. Polens Energiewirtschaft im Spannungsfeld«, in: *Ost-europa*, 54 (2004) 9–10, S. 203–222 (206f).

⁵² Vladimir Socor, »Belarus Seeks to Emulate German-Gazprom Deals«, in: *Belarusian Review*, 18 (2006) 2,

Gasprom und Belarus

Seit seiner Unabhängigkeit 1991 hat Belarus Schwierigkeiten, seine Gasrechnung bei Russland zu bezahlen. Schon Mitte 1993 hatten sich Schulden in Höhe von 100 Mio. US-Dollar angehäuft, die durch einen IWF-Kredit getilgt wurden, nachdem Gasprom seine Lieferungen gedrosselt hatte. 1993 schlug Gasprom Minsk zum ersten Mal vor, das Sachvermögen von Beltransgas zu pachten und Belarus dafür eine Belieferung mit russischem Gas zu garantieren. Das weißrussische Parlament war jedoch nicht zu einer Ratifizierung dieses Abkommens bereit.⁵³ In den Folgejahren stiegen die Schulden aus russischen Gaslieferungen weiter an, jedoch verzichtete Gasprom auf Druckmittel gegenüber Belarus. Diese Zurückhaltung erklärt sich daraus, dass Russland ab 1994 auf eine Währungsunion mit Belarus hinsteuerte und mit Minsk die unentgeltliche Stationierung russischer Truppen vereinbart hatte. Außerdem beabsichtigte Gasprom den Bau der Jamal-Pipeline und war daher an Spannungen mit Belarus nicht interessiert. Erst 1997 erhöhte Gasprom den Druck auf Belarus, weil es seinerseits von der russischen Regierung zur Zahlung überfälliger Steuern gezwungen wurde. 1997 und 1998 reduzierte Gasprom seine Lieferungen an Belarus und verlangte, dass diese bar und nicht in Tauschgütern (Barter) gezahlt würden. 1998 begann die private Gashandelsfirma Itera, die zuvor schon die Ukraine versorgt hatte, mit Gaslieferungen an Belarus, dazu stieß die Firma Transnafta.⁵⁴ Ende 1998 vereinbarten die russische und die weißrussische Regierung ein kompliziertes Geschäft, mit dem Belarus seine Schulden gegenüber Gasprom abtragen sollte. Nur ein geringer Teil der Tilgung sollte aus Barzahlung bestehen, der Hauptteil der Forderungen durch Warenlieferungen an Gasprom und das russische Verteidigungsministerium beglichen werden. Das Interesse von Gasprom, eine rein kommerzielle Be-

ziehung zu etablieren, musste zurückstehen. 1999 konnte Belarus erreichen, dass für Gaslieferungen von Gasprom der russische Inlandspreis berechnet würde. Der russische Energieversorger musste daraufhin den Preis von 40 US-Dollar pro 1000 m³ auf 30 US-Dollar reduzieren. Im gleichen Jahr nahm die Jamal-Pipeline ihren Betrieb auf, was Lukaschenkos Verhandlungsposition weiter stärkte, denn er konnte nun mit Verweis auf die für Gasprom günstigen Transitgebühren einen niedrigen Gaspreis fordern.

Bereits im April 2000 griff Gasprom jedoch erneut zum Mittel der Lieferkürzungen, weil die Schulden von Beltransgas wieder gestiegen waren. Da gleichzeitig die Auseinandersetzung mit der Ukraine kulminierte, der Gasprom den Diebstahl von Gas im Wert von 720 Mio. US-Dollar vorwarf und die 1,5 Mrd. US-Dollar Schulden angesammelt hatte, geriet der Dauerstreit mit Belarus zeitweilig in den Hintergrund. 2002 machte Gasprom (unter seinem neuen Chef Miller) einen neuen Anlauf, um im Gegenzug für die Belieferung von Belarus zum Inlandspreis einen 50 Prozent-Anteil an Beltransgas zu erhalten. Eine endgültige Einigung konnte jedoch nicht erzielt werden, weil Gasprom den Wert von Beltransgas mit 600 Mio. US-Dollar ansetzte, Lukaschenko jedoch von 5 Mrd. US-Dollar ausging.

Im Laufe des Jahres 2003 nahm die Schärfe der Auseinandersetzungen zwischen Beltransgas und Gasprom wieder zu: Das weißrussische Unternehmen bezahlte nur einen geringen Teil des gelieferten Gases, woraufhin Gasprom seine Lieferungen von neuem kürzte. Itera und Transnafta sprangen als Lieferanten ein, jedoch zu erhöhtem Preis. Für 2004 verlangte Gasprom 50 US-Dollar pro 1000 m³, was Belarus nicht akzeptierte. Daher lieferte der russische Konzern ab dem 18. Februar 2004 kein Gas mehr an den Nachbarn, und auch Transnafta und Itera stellten ihre Lieferungen wegen Zahlungsrückständen ebenfalls ein. Beltransgas zweigte daraufhin einen Teil des für den Transit nach Westen bestimmten Gases für sich ab. Am folgenden Tag nahm Gasprom seine Lieferungen wieder auf, doch in den europäischen Abnehmerländern weckte die erste Unterbrechung der Transitlieferungen seit dem Beginn des Gasgeschäfts mit Russland Besorgnis. Insbesondere in Polen, das zwei Tage lang abgeschaltet war, wird seither verstärkt

<www.belreview.cz/articles/3017.htm>.

53 Chloë Bruce, *Friction or Fiction? The Gas Factor in Russian-Belarusian Relations*, Mai 2005 (Chatham House Russia and Eurasia Programme Briefing Paper),

<www.chathamhouse.org.uk/pdf/research/rep/BP0501gas.pdf>.

54 Itera wurde durch Handelsgeschäfte in Zentralasien groß und etablierte sich zeitweise neben Gasprom als Gaslieferant für die westlichen GUS-Staaten. Es wird vermutet, dass zwischen Itera und Gasprom verdeckte persönliche Beziehungen bestehen und Gasprom-Manager von den Geschäften von Itera profitieren. Nach 2000 wurde Itera von Gasprom vom Exportmarkt verdrängt und betätigt sich seither im inner-russischen Gashandel und in der Gasförderung.

über Alternativen zur Gasversorgung aus Russland nachgedacht.⁵⁵

Mitte 2004 einigten sich die russische und die weißrussische Seite auf folgende (vorläufige) Lösung des Gasstreits: Gasprom berechnete einen auf 47 US-Dollar pro 1000 m³ erhöhten Preis, gleichzeitig wurde die in Belarus geltende sehr niedrige Transitgebühr von 0,55 US-Dollar pro 100 km auf 0,75 US-Dollar erhöht. Gasprom gelang es lange nicht, gegenüber Beltransgas einen höheren als den kaum kostendeckenden russischen Inlandspreis durchzusetzen, weil Lukaschenko den Gasdisput erfolgreich auf eine politische Ebene verlagerte. Es gelang ihm, Fragen der Stationierung russischer Truppen, der Währungsunion mit Russland, der Russisch-weißrussischen Union sowie des gemeinsamen Wirtschaftsraums mit ins Spiel zu bringen. Außerdem konnte Belarus den Bau der Jamal-Pipeline und den Gastransit durch diese bzw. die anderen nach Westen führenden Pipelines als Druckmittel einsetzen.

Die Bestrebungen von Gasprom, zum Ausgleich für eine Vorzugsbehandlung von Belarus Anteile am weißrussischen Gastransportnetz zu erhalten, blieben bis 2006 erfolglos. Im April 2006 machte Gasprom jedoch klar, dass es auch Belarus, wie die anderen GUS-Staaten, nicht länger subventionieren wolle, und verlangte einen Gaspreis von 200 US-Dollar pro 1000 m³. Dieser Preis ist vergleichbar mit dem, den der russische Energiekonzern der Ukraine berechnet (230 US-Dollar pro 1000 m³). Präsident Lukaschenko traf sich daraufhin mit Putin am 28. April und gab seine Zustimmung zu einer 50-Prozent-Beteiligung von Gasprom an Beltransgas. Im Gegenzug sollte Beltransgas einen 25 Prozent-Anteil an einem nicht näher spezifizierten russischen Gasfeld erhalten.⁵⁶ Diese Regelung sichert, wenn sie wirklich zustande kommt, Belarus weiterhin preiswertes Erdgas aus Russland und verhindert so einen Kollaps der gasintensiven weißrussischen Wirtschaft. Auf den Wunsch der belarussischen Seite, nun auch den zweiten Strang der Jamal-Pipeline in Angriff zu nehmen, ging Gasprom bis 2006 jedoch nicht ein.

⁵⁵ Wegen mangelnder Rentabilität bisher verworfen wurde der Bau einer Gaspipeline aus Norwegen durch die Ostsee. Geprüft wurde auch die Möglichkeit, die Jamal-Pipeline auch in umgekehrter Richtung zu nutzen, um Polen aus Deutschland zu beliefern, siehe Lang, »Zwischen Sicherheitspolitik und Ökonomie [wie Fn. 51], S. 210f.

⁵⁶ Socor, »Belarus Seeks to Emulate German-Gazprom Deals« [wie Fn. 52].

Die energiepolitischen Perspektiven der Transitstaaten und der europäischen Abnehmerländer

Die Perspektiven der Transitstaaten

Es ist absehbar, dass Europas Erdgasimporte künftig in zunehmendem Umfang, wenn auch mit sinkendem Anteil an den Gesamtimporten, aus Russland kommen werden. Die Ukraine und Belarus werden wichtige Transitländer für russisches Erdgas bleiben, obgleich ihre relative Bedeutung wegen des Baus der Ostsee-Gaspipeline und – in geringerem Maße – der »Nabucco«-Pipeline zurückgehen wird.

Der gegenwärtige und auch zukünftige Energiemix in der Ukraine unterscheidet sich erheblich von dem in Belarus. Da die Ukraine im Unterschied zu Belarus als Alternative zu Erdgas in großem Umfang auf Kohle und Kernenergie setzen kann, hat sie gute Chancen, zumindest langfristig die absehbaren Preiserhöhungen für importiertes Erdgas auffangen zu können. Für Belarus, das diese Möglichkeiten nicht hat, ist diese Aussicht gering. Deswegen ist zu erwarten, dass Belarus viel eher als die Ukraine auf den russischen Wunsch eingehen wird, »billiges« Erdgas gegen Eigentum am Pipelinesystem zu tauschen. Aber auch der Ukraine wird auf lange Sicht möglicherweise nichts anderes übrig bleiben, da sie die Transitpipelines aus den mit Gasprom vereinbarten relativ geringen Einnahmen aus den Durchleitungsgebühren nicht unterhalten kann. Für die westlichen Abnehmerländer muss es nicht unbedingt von Nachteil sein, wenn der Gastransit durch Belarus und die Ukraine in den Händen von Gasprom liegt und der Gastransit von der Gasversorgung in beiden Ländern organisatorisch getrennt ist, denn dies mindert die Wahrscheinlichkeit, dass es beim Transit zu Störungen kommt.

Einer politischen Unterstützung der Transitstaaten – in Frage kommen ohnehin nur die Ukraine und Moldova, bis auf weiteres jedoch nicht Belarus unter Lukaschenko – gegenüber Russland in ihren Auseinandersetzungen über Energiepreise und Transitentgelte bzw. bei der Frage des Eigentumsübergangs an den Pipelinesystemen sind Grenzen gesetzt. Sie müsste sich auf die an alle Seiten adressierte Forderung beschränken, geschlossene Verträge und sonstige Abkommen einzuhalten, und gegebenenfalls auf den Vorschlag, internationale Schiedsgerichte anzurufen. Eine ein-

seitige Parteinahme verbietet sich schon deshalb, weil die betreffenden Abkommen und Absprachen in der Regel nicht oder nicht vollständig publiziert wurden und die Rechtslage somit von außen nicht sachgerecht beurteilt werden kann.

Zwar wird dadurch, dass Gasprom auch über das Leitungsnetz verfügt, seine Angebotsmacht größer und die Möglichkeit, Preiserhöhungen für Lieferungen an die Transitländer abzuwehren, geringer, doch endet die Macht von Gasprom dort, wo das westeuropäische Preisniveau erreicht ist. Die voraussichtlich unvermeidliche weitere Erhöhung des Binnenpreises für Erdgas wird in den Transitländern, wie auch in den westeuropäischen Abnehmerstaaten, die Alternativen zum Erdgas attraktiver machen, zu einer Verbreiterung des Energiemixes beitragen und Anreize verstärken, Erdgas einzusparen und die Effektivität seines Einsatzes zu steigern. Kernkraft wird in erhöhtem Maße zur Elektrizitätserzeugung eingesetzt werden, und voraussichtlich wird es auch zu einer »Renaissance der Kohle« kommen, insbesondere wenn »saubere« Technologien (mit geringer CO₂-Emission) einsatzreif und erschwinglich werden.

Ansatzpunkte für die EU-Politik

Europa bzw. die EU hat selbstverständlich ein hohes Interesse an einem störungsfreien Transit der russischen Energieträger über ukrainisches Territorium, der ebenso selbstverständlich von der inneren Situation in Belarus und der Ukraine beeinflusst wird. Preiserhöhungen für von Russland gelieferte Energieträger – hierbei geht es praktisch nur um das bislang zu Vorzugspreisen gelieferte Erdgas – könnten, wenn sie nicht durch Subventionen aufgefangen werden, in den Transitstaaten zu sozialen Protesten führen. Damit in deren Folge nicht der Energietransit gefährdet wird, wären die europäischen Abnehmerländer letzten Endes zu einer materiellen Unterstützung der Bevölkerungen dieser Länder gezwungen. Dies wäre freilich ein Ausweg, der nur notwendig würde, wenn die im Folgenden geschilderten vorbeugenden Maßnahmen nicht den gewünschten Erfolg haben.

Gegen Lieferunterbrechungen beim Import von Erdgas helfen zunächst die in den EU-Ländern angelegten Gasspeicher. Auch die Tatsache, dass die Pipelinenetze innerhalb Europas miteinander verbunden sind, ist geeignet, die Folgen einer Störung des Gastransits zu minimieren. Dieser Weg der Sicherung der Erdgasversorgung sollte weiter beschritten werden, indem eine »strategische« Vorratshaltung bei Erdgas (wie bereits beim Erdöl) zur Pflicht wird.⁵⁷

Um die Abhängigkeit von einzelnen Förder- oder Transitländern zu vermindern, tritt die EU im Rahmen ihres Projekts »Transeuropäische Netzwerke« (TEN) für eine räumliche Diversifizierung der Bezugswege ein. Die Planungen für die Ostsee-Gaspipeline (Nord Stream) und die »Nabucco«-Pipeline sind Ausdruck dieser Strategie. Der Anteil des durch Belarus und die Ukraine transportierten Gases an der gesamt-europäischen Gasversorgung wird dadurch bis 2020 sinken.⁵⁸ Man kann diese Entwicklung als Beitrag zur Sicherheit der europäischen Gasversorgung betrachten; andererseits ist unverkennbar, dass die Transitländer damit an Einfluss verlieren werden.⁵⁹

Die Ukraine könnte durch Pipelineverbindungen zu den Gaslieferanten Zentralasiens, die russisches Territorium umgehen, oder durch den Bau von Flüssiggas-terminals (Regasifizierungsanlagen) ihre eigene Versorgung mit Erdgas regional stärker differenzieren. Im Gespräch ist der Bau eines Flüssiggas-terminals bei Odessa sowie einer Gasfernleitung Georgien–Ukraine–EU (GUEU), die zum Teil auf dem Boden des Schwarzen Meers verlaufen würde.⁶⁰ Das Problem hierbei dürften weniger russische Einwände als die kommerzielle Rentabilität dieser Projekte sein. Es wäre zu überlegen, ob das neue »Europäische Nachbarschafts-

und Partnerschaftsinstrument« (ENPI) der EU hier unterstützend eingesetzt werden kann.⁶¹

Die EU möchte die Ukraine über ihre Funktion als Transitland für russisches Gas hinaus in europäische Versorgungsnetze integrieren. Es ist daran gedacht, das Land in die Südosteuropäische Energiegemeinschaft (Energy Community South-East Europe, ECSEE) einzubeziehen, die den Handel mit Elektrizität, Gas und Ölprodukten in Südosteuropa den EU-Normen unterwerfen und damit fördern soll.⁶² Der ECSEE gehören schon die EU-Mitglieder Griechenland, Italien, Österreich, Ungarn und Slowenien, die EU-Beitrittskandidaten Bulgarien und Rumänien sowie Albanien, Bosnien und Herzegowina, Kroatien, Serbien, Montenegro, Kosovo und die Türkei an. Moldova und die Ukraine sind als Beobachter zugelassen.⁶³ Durch eine Integration der Ukraine würde neben dem Energiechartavertrag eine weitere rechtliche Basis geschaffen, auf der die EU-Staaten Transitfragen mit der Ukraine regeln könnten.

Gerade der Ansatz der Steigerung der Energieeffizienz eignet sich in besonderem Maße dazu, das Problem des Energietransits zu entschärfen, weil dabei alle Beteiligten (Förderländer, Transitstaaten, Abnehmer) gewinnen. Zur Verbesserung der Energieeffizienz der Transitstaaten (und darüber hinaus auch der anderen GUS-Staaten) bietet sich, möglicherweise innerhalb des ENPI, eine erweiterte Kooperation der zuständigen staatlichen Instanzen in Belarus und der Ukraine mit den Energieagenturen verschiedener europäischer Länder an. Die österreichische Energieagentur hat hierbei bereits eine wertvolle Vorreiterrolle gespielt, indem sie seit 1997 innerhalb eines Kooperationsprogramms mit dem ukrainischen Energieministerium beratend tätig war.⁶⁴ Schwerpunkte

⁵⁷ Bei den Erdgasspeichern handelte es sich bislang um freiwillige Lager der Unternehmen und nicht, wie bei Erdöl, um vorgeschriebene »strategische Vorräte«. Die EU hat allerdings die Mitgliedsstaaten in einer Richtlinie von April 2004 verpflichtet, auch für Erdgas Lagerhaltungsvorschriften zu erlassen, siehe <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32004L0067:DE:HTML>>. Wann diese Richtlinie in nationales Recht umgesetzt wird, ist noch offen.

⁵⁸ Wie in Tabelle 2 dargestellt, vermindert sich der Anteil der durch Belarus und die Ukraine führenden Pipelines an der Gesamtkapazität, wenn die dort unterstellten Ausbaupläne verwirklicht werden, zwischen 2005 und 2020 von 83% auf 63%.

⁵⁹ Roland Götz, *Die Ostseegaspipeline. Instrument der Versorgungssicherheit oder politisches Druckmittel?*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2005 (SWP-Aktuell 41/05).

⁶⁰ Giorgi Sepashvili/Nino Patsuria, »Potential Seabed Gas Pipeline Projects to Diversify Supplies«, in: *UNA-Georgia online Magazine*, 25.4.2006, <www.civil.ge/eng/article.php?id=12405>.

⁶¹ Europäische Union, Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates, Brüssel, 9.10.2006, <<http://register.consilium.europa.eu/pdf/de/06/st03/st03633.de06.pdf>>.

⁶² Franz-Lothar Altmann, *Die Rolle Südosteuropas bei der Sicherung der Energieversorgung der EU*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, (erscheint 2007).

⁶³ Die ECSEE wird von der Europäischen Kommission bzw. deren Generaldirektion TREN sowie dem Sekretariat des »Athener Prozesses« organisiert und geleitet, siehe <www.seerecon.org/infrastructure/sectors/energy/documents/briefing_notes_on_ecsee.pdf> und <<http://energycommunitysoutheasteuropetreaty.quickseek.com/>>.

⁶⁴ Österreichische Energieagentur, *Energiepartnerschaft Österreich–Ukraine*, in: <www.energyagency.at/projekte/ukraine_enpa.htm>.

waren bisher die Nutzung erneuerbarer Energien (Kleinwasserkraftwerke, Biomasse) sowie die Erhöhung der Energieeffizienz (Kraft-Wärme-Koppelung, Energieeffizienz im Gebäudebereich und bei der Fernwärmenutzung). Auch die deutsche Energieagentur (Dena) ist in der Ukraine tätig geworden und hat sich der Energieeffizienz im Gebäudebereich angenommen. Ihr Partner ist das Ministerium für Bauwesen und Kommunalwirtschaft der Ukraine.⁶⁵ Parallel dazu sind ukrainische Instanzen bei der Organisation von Joint-Implementation-Projekten (JI) aktiv, bei denen es darum geht, die Klimaschutzziele von Kyoto mit Hilfe von Investitionsprojekten zu erfüllen.⁶⁶

Ein hoher Erdgaspreis würde, wenn man von Anpassungskosten absieht, mehr als alle anderen Instrumente eine Wende hin zu höherer Effizienz im Energiesektor mit sich bringen. Ebenso wäre die Privatisierung der Transitpipelines eine Möglichkeit, um das für deren Modernisierung erforderliche Kapital aufzubringen. Da Umfang und Tempo der Anhebung der Binnenpreise für das an die Transitstaaten gelieferte Erdgas bzw. die Frage des Eigentums an Pipelinenetzen zu Konflikten führen könnten, sollten Regeln für deren Lösung vereinbart werden. Hierfür steht die Energiecharta als ausformulierter Rechtsrahmen mit ihren Regeln zur Streitschlichtung zur Verfügung. Ihre Ratifizierung durch das russische Parlament ist allerdings erst zu erwarten, wenn Russland der WTO beigetreten ist und der Nachfolger des gegenwärtigen russischen Präsidenten sein Amt angetreten hat. Die EU könnte vorerst Moskaus Bereitschaft, die Energiecharta »provisorisch« anwenden zu wollen, beim Wort nehmen und Russland und die Ukraine, die dieses Dokument bereits 1998 ratifiziert hat, bei künftigen Auseinandersetzungen zur Anwendung der dort enthaltenen Regeln zur Streitschlichtung anhalten.

Abkürzungen

BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BPS	Baltisches Pipelinesystem
BTC	Baku-Tbilissi-Ceyhan-Pipeline
CEEC	Common European Economic Space
CPC	Caspian Pipeline Consortium
ECSEE	Energy Community South East Europe
EIA	Energy Information Administration
ENPI	Europäisches Nachbarschafts- und Partnerschaftsinstrument
GUEU	Georgien-Ukraine-EU (Gaspipeline)
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
IEA	International Energy Agency
IEO	International Energy Outlook
LNG	Liquified Natural Gas
mbd	million barrels per day
RGW	Rat für gegenseitige Wirtschaftshilfe
SEGP	South European Gas Pipeline
TCP	Trans Caspian Pipeline
TEN	Trans European Networks
UdSSR	Union der Sozialistischen Sowjetrepubliken

⁶⁵ Die Deutsche Energieagentur (dena) hat dazu im September 2006 ein Handbuch veröffentlicht, siehe <www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/Bau/zukunft_haus/Handbuch_Ukraine.pdf>.

⁶⁶ Scientific Engineering Centre »Biomass«, <www.biomass.kiev.ua/index.php?page=projects&lang=en>.