

SWP-Studie

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit

Roland Götz

Rußlands Energie- strategie und die Energie- versorgung Europas

S 6
März 2004
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, 2004

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

Problemstellung und Schlußfolgerungen	5
Die russische Energiestrategie bis 2020	7
Die Erdölwirtschaft	9
Organisation, Eigentumsverhältnisse, staatliche Lenkung	9
Ressourcen, Produktion, Investitionen	10
Binnenverbrauch	11
Außenhandel	11
Die Erdgaswirtschaft	13
Organisation, Eigentumsverhältnisse, staatliche Lenkung, Marktverhältnisse	13
Ressourcen, Produktion, Investitionen	14
Binnenverbrauch	15
Außenhandel	16
Die Kohlewirtschaft	19
Organisation, Eigentumsverhältnisse, staatliche Lenkung	19
Ressourcen, Produktion, Investitionen	19
Binnenverbrauch und Außenhandel	20
Elektrizitätserzeugung und Kernenergiewirtschaft	21
Erneuerbare Energien	23
Übergreifende Themen	25
Energiebilanz und Energiesparen	25
Der Energiedialog EU-Rußland	26
Der Energiechartavertrag	27
Rußlands Energiewirtschaft und Kyoto	27
Rußland und die europäische Energieversorgung	29
Anhang	30
Dokumente im Internet	30
Abkürzungen	30
Karte und Schaubilder	31

Rußlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas

Angesichts seiner riesigen Energievorräte scheint Rußland auf den ersten Blick für die Rolle des natürlichen Energielieferanten Europas (gemeint ist hier die EU einschließlich aller möglichen Beitrittskandidaten, jedoch ohne die GUS-Staaten) prädestiniert zu sein. An Erdgas besitzt Rußland die weltgrößten Reserven (d.h. die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten förderwürdigen Vorkommen), bei den darüber hinaus nachgewiesenen oder vermuteten Vorkommen sowohl von Erdgas wie von Erdöl steht das Land ebenfalls an erster Stelle, und auch die weltgrößten Kohleressourcen sind dort zu finden. Im Unterschied zum politisch instabilen Nahen Osten, wo der andere Großteil der Energiereserven konzentriert ist, erscheint Rußland als stabiler und verlässlicher Handelspartner. Was also soll einer »strategischen Partnerschaft« zwischen der EU und Rußland im Wege stehen, die auf einen langfristigen und für beide Seiten vorteilhaften Tausch »Energie gegen Technologie« gegründet ist, wie ihn das legendäre »Erdgas-Röhren-Geschäft« zwischen Deutschland und der Sowjetunion Anfang der achtziger Jahre vorexerziert hatte?

Auf die Frage, wie sich die Energiebeziehungen zwischen Rußland und Europa entwickeln werden, müßte die von der russischen Regierung nach jahrelangen Erörterungen im August 2003 beschlossene Energiestrategie bis 2020 Auskunft geben können. Die Prüfung dieser Strategie ist Gegenstand dieser Studie. Sie ergibt für die Energieversorgung Europas ein differenziertes Bild:

Im Zeitraum 2000–2020 wird russisches Erdöl gemäß vorliegender Prognosen einen leicht von 30% auf 27% abnehmenden Anteil an den Importen Gesamteuropas haben. Das bedeutet, daß bei Erdöl mit keinen großen Verschiebungen der Lieferstrukturen zu rechnen ist. Dagegen ist abzusehen, daß Rußlands Erdgasanteil an den europäischen Importen von gegenwärtig rund 70% bis 2020 auf rund 30% absinken wird. Deswegen wird Europa in Zukunft Erdgas vermehrt aus Afrika sowie dem Nahen Osten und dem kaspischen Raum einführen müssen. Rußland wird jedoch der größte Einzellieferant von Erdöl und Erdgas nach Europa bleiben. Die Pläne für den Ausbau des russischen Öl- und Gaspipelinetzes sowie für den Bau

von Gasverflüssigungsanlagen im Hohen Norden Rußlands und an der Pazifikküste weisen darauf hin, daß Rußland für seine Energieträger vermehrt Märkte in Südostasien und in den USA sucht.

Die Studie kommt zu folgenden Schlußfolgerungen und Empfehlungen:

Da Kohle kein bedeutsames russisches Exportprodukt ist, ist die Energieversorgung Europas von den Entwicklungen im russischen Kohlesektor nicht direkt berührt. Die vorgesehene schnelle Erhöhung der Förderung und des Binnenverbrauchs von Kohle schaffen aber ein in Rußland noch wenig diskutiertes Problem, da mit dieser Maßnahme eine höhere Belastung des Weltklimas durch die Emission von CO₂ einhergeht. Diesem Thema sollte im Energiedialog mit Rußland größere Aufmerksamkeit gelten.

Neben der Kohleförderung wird in der russischen Energiestrategie dem Ausbau der Kernenergiewirtschaft hohe Priorität eingeräumt. Vorgesehen sind die Stilllegung veralteter und besonders störanfälliger Anlagen, der Neubau von »konventionellen« Kernkraftwerken (Leichtwasserreaktoren) sowie der schrittweise Übergang zur Technologie des Schnellen Brütters. Von der Beherrschbarkeit der Technologie des Schnellen Brütters ist man in Rußland ebenso überzeugt wie von der Wirtschaftlichkeit dieser Entwicklungslinie der Elektrizitätsgewinnung. Werden die russischen Pläne verwirklicht, könnte Rußland in großem Maßstab Strom Richtung Westen exportieren. Der Ausbau der russischen Kernenergiewirtschaft sollte zur gegebenen Zeit Thema des Energiedialogs werden.

Unter den erneuerbaren Energien spielt in Rußland die Wasserkraft eine besonders große Rolle. Die Stromerzeugung in großen Wasserkraftwerken soll bis 2020 um rund 30% ansteigen. Für die sonstigen erneuerbaren Energien ist ein Anstieg ungefähr im Umfang der ebenfalls ansteigenden Gesamterzeugung von Energieträgern vorgesehen, das heißt um rund 30 bis 40%. Dies bedeutet, daß keine Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien, der rund 1% beträgt, geplant ist. Eine »Energiewende« hin zu erneuerbaren Energien, wie sie in Europa diskutiert wird, sieht die Energiestrategie offenbar nicht vor. Auch auf diesem Gebiet kann der Energiedialog der EU mit Rußland Anstöße geben.

Die Notwendigkeit des Energiesparens wird in der russischen Energiestrategie unterstrichen, auch die daraus folgende Konsequenz veränderter Preisstrukturen im Energiebereich wird betont. Allerdings ist die in der Energiestrategie vorgesehene, nur allmähliche

Anpassung des Binnenpreises für Erdgas an das Marktniveau nicht geeignet, einen raschen Durchbruch zu einer sparsamen Verwendung dieses Energieträgers herbeizuführen. Damit wird auch nur ein geringer Anreiz erzeugt, neue, sparsame und weniger umweltschädliche Technologien im Kohlebereich einzuführen. Ob es gelingen wird, den Kohleinsatz bei Zurückdrängung des Erdgaseinsatzes wie geplant zu erhöhen, muß bezweifelt werden. Möglicherweise werden daher die in der optimistischen Prognose der Energiestrategie anvisierten Spar- und Exportziele bei Erdgas nicht erreicht. Dann aber wäre der Beitrag Rußlands zur künftigen Energieversorgung Europas geringer zu veranschlagen, als er es nach den vorliegenden Planungen sein soll. Und das ließe die Frage nach alternativen Versorgungsmöglichkeiten um so dringender werden.

Die Energiecharta ist von Rußland noch nicht ratifiziert worden, da es beim Transitprotokoll noch Verhandlungsbedarf sieht. Außerdem ist Rußland zu einer Ratifizierung des Kyoto-Abkommens noch nicht, vielleicht aber auch nicht mehr bereit. Beide Themen, an denen der EU gelegen ist, sollten 2004 beim Energiedialog mit Rußland mit Vorrang behandelt werden.

Die russische Energiestrategie bis 2020

Als Ausgangspunkte für die Erörterung der Energiebeziehungen zwischen Europa und Rußland bieten sich die Prognosen der EU sowie die russische Energiestrategie an. Die im Jahr 2003 von der russischen Regierung gebilligte Energiestrategie bis 2020 ersetzt ein entsprechendes Dokument aus dem Jahr 1995.¹ Für die neue Fassung begannen die Vorarbeiten (»Richtlinien«) bereits im Jahr 2000, doch dauerte es weitere drei Jahre, bis ein zwischen den beteiligten Ministerien, insbesondere dem Energie- und dem Wirtschaftsministerium, abgestimmtes Dokument vorlag. Die neue Energiestrategie ist mehr als eine einfache Fortschreibung von Trends. Sie soll Weichen für die russische Energiepolitik stellen und bis auf weiteres Leitlinie der staatlichen Energiepolitik sein, ohne allerdings verpflichtenden Charakter zu haben. Dies wurde bereits wenige Wochen nach Verabschiedung der Strategie deutlich, als die russische Regierung davon absah, dem Parlament das Kyoto-Protokoll zur Ratifizierung vorzulegen, obwohl die Energiestrategie dies vorsieht.

Als strategische Oberziele der staatlichen Energiepolitik Rußlands werden Sicherheit auf den Gebieten der Energie und der Ökologie sowie energetische und budgetäre Effektivität genannt. Die Energiesicherheit sieht man unter anderem durch Engpässe bei der Energieversorgung in abgelegeneren Regionen bedroht. Die ökologische Sicherheit gilt durch das hohe Ausmaß der Umweltverschmutzung vor allem bei der Erdölförderung als gefährdet, zusätzlich wird auf die Gefahren bei der Erschließung der Öl- und Gasvorkommen in arktischen Regionen verwiesen. Mit dem Ziel energetischer Effektivität wird eine Reduzierung der hohen Energieintensität der Produktion und verstärktes Energiesparen angestrebt. Die budgetäre Effektivität zielt auf einen größeren Beitrag des Energiesektors zum Staatshaushalt. Diese strategischen Ziele richten sich auf einen wichtigen Kreis von internen Proble-

men. Substantielle Aussagen über die Strategien gegenüber externen Akteuren wie die GUS-Staaten oder auch die EU sucht man jedoch vergebens. Verwunderlich ist, daß die Energiestrategie dem Energiedialog mit der EU, obwohl ihm auf Regierungsebene hohe Priorität eingeräumt wird, nur sehr knappe und allgemeine Ausführungen widmet.² Die russischen Vorstellungen lassen sich allerdings implizit aus den Angaben zu Transportrouten und den vorgesehenen Exportmengen ableiten.

Als Mittel der staatlichen Energiepolitik nennt die Energiestrategie unter anderem die Regulierung von Preisen und Tarifen, die Steuer-, Zoll- und Antimonopolpolitik sowie die Verfügung über das Staatseigentum an Bodenschätzen und sonstigen Vermögenswerten im Energiesektor. Mit dem Energieministerium, dem Atomministerium, dem Ministerium für Naturressourcen, der Föderalen Energiekommission sowie weiteren Behörden stehen dem Staat, neben dem Wirtschaftsministerium und der Regierung, mehr als genug Instanzen zur Verfügung, um den sogenannten »Brennstoff- und Energiekomplex« zu regulieren.³ Angesichts der Vielzahl zuständiger Behörden ist eine umfassende Konzeption, wie sie die Energiestrategie darstellen soll, um so wichtiger.

Die Strategie geht von bestimmten Annahmen über die allgemeine Wirtschaftsentwicklung bis 2020 sowie die Entwicklung der russischen Wirtschaft in diesem Zeitraum aus. In einem »optimistischen« Szenario wird angenommen, daß sich aufgrund weitreichender Reformen sowie eines günstigen außenwirtschaftlichen Umfelds, insbesondere einem Wachstum der Weltwirtschaft um 3,5% pro Jahr, das Bruttoinlandsprodukt (BIP) Rußlands ausgehend vom Basisjahr 2000 bis 2020 mehr als verdreifacht, die Investitionen in den Energiesektor sich gegen Ende des Prognosezeit-

¹ Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda [Energiestrategie Rußlands bis 2020], gebilligt von der russischen Regierung am 28.8.2003, <<http://www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>>. Eine Kurzdarstellung der Energiestrategie in englischer Sprache durch Alexey *Mastepanov* basiert auf der vorläufigen Fassung: <http://europa.eu.int/comm/energy_transport/russia/energy-strategy2020_en.pdf>.

² Zu den EU-Rußland-Beziehungen siehe <http://europa.eu.int/comm/external_relations/russia/intro/index.htm>. Zum Energiedialog EU-Rußland siehe <<http://www.europarl.eu.int/meetdocs/delegations/russ/20030707%20-%20Moscou/10.pdf>>.

³ In Rußland wird für die Energiewirtschaft der Begriff »Brennstoff- und Energiekomplex« (Töplivno-energetičeskij kompleks, TĖK) verwendet, der noch aus der Ära der Planwirtschaft stammt, als die gesamte Wirtschaft in »Komplexe« eingeteilt war.

raums versiebenfachen sowie hohe Preise für Erdöl und Erdgas gelten (30 US-Dollar pro Barrel bzw. 138 US-Dollar pro 1000 m³). Im gemäßigten Szenario wird ein Wachstum der Weltwirtschaft um 2,5% pro Jahr und eine Verdoppelung des russischen BIP im Zeitraum 2000 bis 2020 unterstellt, wobei die Investitionen auf knapp das Vierfache ansteigen sollen. In dieser Variante wird mit deutlich niedrigeren Preisen für Erdöl und Erdgas (18 US-Dollar pro Barrel bzw. 118 US-Dollar pro 1000 m³) gerechnet.

Die Prämisse eines Wirtschaftswachstums von 6,2% pro Jahr, die im optimistischen Szenario gemacht wurde, erscheint aus grundsätzlichen, das Wachstumspotential Rußlands betreffenden Erwägungen zu hoch gegriffen.⁴ Dagegen überzeugen die dem optimistischen Szenario zugrundeliegenden Annahmen über die Preise von Energieträgern eher als die Preisannahmen des gemäßigten Szenarios.

Die folgende Analyse stützt sich auf das optimistische Szenario der russischen Energiestrategie.⁵ Es impliziert vergleichsweise hohe Fördermengen von Energieträgern und entsprechend hohe Exportmengen. Damit wird der maximale Beitrag der russischen Energiewirtschaft zur längerfristigen europäischen Energieversorgung umrissen. Aus europäischer Sicht ergibt sich aus der solcherart gewonnenen Größenordnung der Umfang einer weiteren Diversifikation der Energieträgerimporte. Im Ergebnis zeigt sich, daß Rußland zwar der Hauptenergielieferant Europas bleiben wird, daß aber die zusätzlichen Energieimporte je länger, desto mehr aus anderen Lieferländern kommen müssen.

⁴ Roland *Götz*, Rußlands BIP im internationalen Vergleich, in: Osteuropa-Wirtschaft, (2002) 4, S. 319–337 (329ff). Hauptanlaß für die Skepsis bietet die russische Investitionsquote, die Anfang des neuen Jahrzehnts mit unter 20% nur etwa halb so hoch ist, wie zur Erreichung eines dauerhaften Wachstumspfadens im Bereich von 5 bis 6% erforderlich erscheint. In der russischen Energiestrategie wird unterstellt, daß die Investitionsquote bis 2010 nicht wesentlich ansteigen und gegen Ende des Prognosezeitraums im Jahr 2020 erst 25% des BIP erreichen wird. Dem liegt die Erwartung eines Wirtschaftswachstums ohne Investitionsboom zugrunde.

⁵ Aus Platzgründen kann hier nicht näher auf die Transportinfrastruktur des Energiesektors eingegangen werden. Vom Verfasser erscheint dazu ein Beitrag in »Osteuropa«, 8/2004.

Die Erdölwirtschaft

Organisation, Eigentumsverhältnisse, staatliche Lenkung

Im Erdölsektor ging die Umstrukturierung und weitgehende Privatisierung nach dem Zusammenbruch des planwirtschaftlichen Systems recht rasch vor sich. Die Betriebe, die ursprünglich den Ministerien für Geologie und für Erdöl unterstellt waren, wurden zunächst in der Finanzholding Rosneft zusammengefaßt, die ab 1992 rund ein Dutzend integrierte Aktiengesellschaften bildete.⁶ Diese gerieten ab 1995 infolge des berühmt-berüchtigten Tauschverfahrens »Kredite gegen Aktien« unter den Einfluß von neu gegründeten privaten Banken und letztlich in den Besitz der »Oligarchen«.⁷ Der russische Ölsektor besteht seither aus einer Reihe von bankendominierten, vertikal integrierten Gesellschaften mit komplexen Eigentumsstrukturen: Neben den Banken und einzelnen privaten Financiers halten auch der russische Staat einschließlich regionaler Körperschaften, Manager und Belegschaften sowie Ausländer Anteile. Nur die Ölgesellschaft Rosneft ist noch vollständig in Staatseigentum. Nur in wenigen Fällen – zu einer rühmlichen Ausnahme wurde Jukos unter seinem Chef Michail Chodorkowskij – sind die Eigentümerstrukturen transparent und existiert eine wirksame Kontrolle des Managements.

Die Erdölfelder werden langfristig verpachtet und bleiben gemäß Verfassung und russischem Bodenrecht in Staatsbesitz.⁸ Der russische Staat übt weniger

durch Eigentumsrechte als durch Exportkontrollen und Verpflichtungen zur Belieferung des Binnenmarktes Einfluß auf die Erdölwirtschaft aus. Die Preisregulierung für Erdöl und Erdölprodukte wurde zunehmend marktkonform ausgestaltet. Bereits 1995 wurden auf dem Binnenmarkt für Rohöl 70% des Weltmarktpreises erreicht.⁹ Gleichzeitig wurde jedoch die Besteuerung der Erdölwirtschaft in einem Maße ausgedehnt, daß die Branche Mitte der neunziger Jahre, in der Zeit des niedrigen Weltmarkt-Erdölpreises, kurz vor dem Bankrott stand. Gerettet wurde sie durch den Wiederanstieg des Erdölpreises auf dem Weltmarkt sowie durch die Rubelabwertung seit August 1998, in deren Folge die in Rubel berechneten Erlöse aus Erdöl-Exporten stark anstiegen. Diese günstige außenwirtschaftliche Situation hält vorerst (Anfang 2004) an.

Nachdem sich russische Ölgesellschaften gegenüber Kapitalbeteiligungen in der Vergangenheit recht abweisend verhalten hatten, deutete sich spätestens seit 2003 eine Wende an. In einer aufsehenerregenden Transaktion vereinigte die British Petrol (BP) ihre russischen Aktiva mit der Tjumener Ölgesellschaft (Tjumenskaja Neftjanaja Kompanija, TNK), die der Holding Alfa-Gruppe/Access-Renova gehörte.¹⁰ Es entstand die neue Gesellschaft TNK-BP, der nunmehr drittgrößte russische Öl- und Gaskonzern.¹¹

Gesetzes offengelassen; diese Möglichkeit soll in der für 2004 vorgesehenen Neufassung des Gesetzes näher bestimmt werden.

⁹ Gert **Ziener**, Institutioneller Wandel und die Nutzung natürlicher Ressourcen: Steuerlich-rechtliche Ansätze zur Belebung der Erdölwirtschaft Russlands, Freiberg 2003, S. 80.

¹⁰ BP brachte seine Anteile an den russischen Ölgesellschaften Sidanko, Rusia Petroleum und Sachalin-5 ein, die Alfa-Gruppe und die Access-Renova ihre Anteile an den Ölgesellschaften TNK-International, Sidanko und Rusia Petroleum, an der Gasgesellschaft Rospan sowie an den Projekten Sachalin-4 und Sachalin-5. BP zahlte 2,6 Mrd. US-Dollar in bar und 3,75 Mrd. US-Dollar in BP-Stammaktien. Des weiteren beteiligt sich die neue TNK-BP an dem russischen Ölunternehmen Slawneft, wofür BP weitere 1,35 Mrd. US-Dollar bezahlte. Die gesamte Transaktion umfaßte somit 7,7 Mrd. US-Dollar und ist damit die bislang größte Direktinvestition eines westlichen Unternehmens in Rußland.

¹¹ Die TNK-BP fördert 60 Mio. t Erdöl, ihre Raffineriekapazitäten betragen 50 Mio. t; siehe dazu die Webseite der TNK-BP: <<http://www.tnk-bp.com>>.

⁶ Zur Organisation des Erdölsektors siehe Heiko **Pleines**, Wirtschaftseliten und Politik im Russland der Jelzin-Ära (1994–99), Münster/Hamburg/London 2003, S. 208ff.

⁷ Die russische Regierung hatte damals die Aktien von Staatsunternehmen gegen verhältnismäßig niedrige Kredite verpfändet, wobei niemand daran glaubte, daß die Pfänder je wieder eingelöst würden; siehe David **Lane** (Hg.), The Political Economy of Russian Oil, Lanham/Oxford 1999, S. 15ff.

⁸ Nach der 2003 geltenden Rechtslage befinden sich die Bodenschätze im gemeinsamen Besitz der Föderation und der regionalen bzw. lokalen Körperschaften, während in der Neufassung des Gesetzes deren Überführung in föderales Eigentum angestrebt wird. Ab 1992 wurden zur Ausbeutung der Bodenschätze Lizenzen mit Laufzeiten von 20 bis 25 Jahren vergeben, die von 2012 an auslaufen. Die Frage einer Verlängerung der Lizenzen wird in der Fassung des alten

2003 hatten die beiden russischen Ölgesellschaften Jukos und Sibneft fusioniert, woraus die größte russische Ölgesellschaft entstanden war. Es gab Anzeichen dafür, daß sich ExxonMobil mit 40 bis 50% an der neuen Jukos-Sibneft beteiligen wollte.¹² Nachdem die russische Staatsanwaltschaft gegen den Jukos-Chef Michail Chodorkowskij und andere Jukos-Manager vorgegangen war,¹³ erreichten die Aktionäre von Sibneft eine Rückabwicklung der Fusion mit Jukos. Auch eine Beteiligung von ExxonMobil steht bis auf weiteres nicht mehr zur Debatte.

Weitere amerikanische und britische Ölkonzerne sind vor allem im Fernen Osten Rußlands aktiv. ExxonMobil hatte in den neunziger Jahren bereits rund 1 Mrd. US-Dollar in das »Product sharing agreement (PSA)«-Projekt Sachalin-I investiert.¹⁴ 2003 entschloß man sich zu einer Ausweitung der dortigen Aktivitäten im Gesamtumfang von 15 bis 20 Mrd. US-Dollar. Royal/Dutch Shell betreibt das Projekt Sachalin-II und plant dort ebenfalls Investitionen in der Größenordnung von 15 bis 20 Mrd. US-Dollar.¹⁵ Dagegen mußten Mobil, Texaco und Exxon das PSA-Projekt Sachalin-III wieder aufgeben, nachdem die russische Regierung im Januar 2004 ihre Zustimmung zurückzog. TotalFinaElf, ConocoPhillips und die norwegische Norsk Hydro sind an kleineren Projekten der Ölförderung beteiligt.¹⁶

Ressourcen, Produktion, Investitionen

Die russischen Erdölreserven (d.h. die unter gegenwärtigen wirtschaftlichen Verhältnissen förderwürdigen

¹² Die Eigentümer von Sibneft, darunter der Mehrheitseigentümer Roman Abramovič, erhielten von Jukos 3 Mrd. US-Dollar in bar sowie 26% des Aktienkapitals der neuen Gruppe.

¹³ Zum Fall Jukos-Chodorkowskij siehe Roland *Götz*, Rußland und seine Unternehmer, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, November 2003 (SWP-Aktuell 45/03), <http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?id=467>.

¹⁴ ExxonMobil hat einen Anteil von 30% an dem PSA, das Öl- und Gasförderung sowie eine Gaspipeline nach Japan umfaßt. Weitere Anteilseigner sind die japanische Sodeco mit ebenfalls 30% sowie die russische Rosneft und die indische ONGC mit zusammen 20%.

¹⁵ Shell hat einen Anteil von 55% an dem Öl- und Gasförderungsprojekt, der Rest gehört den japanischen Gesellschaften Mitsui und Mitsubishi.

¹⁶ TotalFinaElf entwickelt zusammen mit Norsk Hydro das nordrussische Ölfeld Charyaga und hat 2002 Anteile an dem Ölfeld Vankor in Ostsibirien erworben, wo 3 Mrd. US-Dollar investiert werden sollen. ConocoPhillips betreibt zusammen mit Lukoil ein kleineres Joint-venture, Polar Lights.

Vorkommen) betragen Ende 2001 9,7 Mrd. t oder 6,4% der Weltreserven, womit Rußland hinter den führenden OPEC-Ländern (Saudi-Arabien, Irak, Vereinigte Arabische Emirate und Venezuela) den siebten Platz einnimmt. Bei den Ressourcen allerdings (das sind Vorkommen, die gegenwärtig entweder aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht gefördert werden können oder die nur vermutet werden) steht Rußland mit einem Anteil von 14% auf Platz eins.¹⁷ Drei Viertel der Erdölreserven sind im nördlichen Westsibirien konzentriert.

Die Erdölförderung war nach dem Zusammenbruch des planwirtschaftlichen Systems von ihrem in den achtziger Jahren erreichten Plateau von rund 550 Mio. t pro Jahr auf rund 300 Mio. t zurückgefallen. Dieser Produktionseinbruch resultierte aus Stilllegung von Förderquellen sowie aus einem drastischen Rückgang der Neuerkundungen. Beides hing mit der Umstrukturierung des Sektors zusammen, war aber auch eine Spätfolge des Mißmanagements zu Sowjetzeiten. Da die Erdölfelder damals unter dem Druck der Planvorgaben überstürzt ausgebeutet wurden, konnten die Neuentdeckungen die Erschöpfung vor allem der großen Felder nicht ausgleichen. Westsibirien gewann vorzeitig den Charakter einer »alten Ölregion«. Ölquellen wurden nach unvollständiger Entölung in großer Zahl stillgelegt, weil ihre weitere Ausbeutung die aufwendige Wasser- und Gaseinpressung erfordert hätte.¹⁸

Für den Wiederaufstieg des russischen Erdölsektors nach 1999 waren vor allem zwei Entwicklungen verantwortlich: Erstens bewahrte die Verdreifachung des Erdölpreises zwischen Januar 1999 und September 2000 sowie die Abwertung des Rubels die russischen Ölfirmen vor der Zahlungsunfähigkeit, denn mit dem höheren Erdölpreis stiegen die Einnahmen aus Erdöl-Exporten, wobei gleichzeitig die in Dollar berechneten Förder-, Material- und Personalkosten sanken. Zweitens nahm eine neue Generation von Erdölmanagern, darunter Michail Chodorkowskij (Jukos) und Jewgenij Schwidler (Sibneft), ausländische Ölfirmen wie Halliburton und Schlumberger unter Vertrag, deren Spezialisten eine große Zahl bereits stillgelegter Ölquellen wieder förderfähig machten.

¹⁷ *Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)*, Russische Föderation, Hannover 2003 (Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft 30), S. 29ff; *BGR*, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Hannover 2003, Tab. 2–6, S. 316.

¹⁸ *Ziener*, Institutioneller Wandel und die Nutzung natürlicher Ressourcen [wie Fn. 9], S. 62ff.

Während 1999 im russischen Ölsektor nur 2,6 Mrd. US-Dollar investiert worden waren, waren es 2001 bereits knapp 8 Mrd. US-Dollar, mit entsprechend positiven Resultaten.¹⁹ Den Gesamtinvestitionsbedarf im Erdölsektor schätzt die russische Energiestrategie für den Zeitraum 2000–2020 auf 230–240 Mrd. US-Dollar bzw. auf rund 12 Mrd. US-Dollar pro Jahr. Da der russische Ölsektor, wie das verstärkte Engagement von BP beispielhaft zeigte, offenbar durchaus attraktiv für westliche Kapitalgeber ist, könnte dieses erhebliche Investitionsvolumen bei entsprechender Beteiligung der großen internationalen Ölgesellschaften zumindest annähernd erreicht werden.

In der russischen Energiestrategie wird ein zweites Fördermaximum um 2020 angenommen, wobei nahezu das sowjetische Spitzenfördervolumen der achtziger Jahre (rund 550 Mio. t) erreicht werden soll (siehe Schaubild 1, S. 32). Die Prognosen russischer Erdölfirmer sind noch optimistischer als jene der Energiestrategie in ihrer optimistischen Variante. Jukos erwartet schon für 2010 eine Fördermenge von 550 Mio. t, während die Energiestrategie erst von 490 Mio. t ausgeht.²⁰ Diese Prognosen der Ölfirmer beruhen auf Annahmen, die bekannte, aber noch nicht in die Förderung einbezogene Ölfelder in Ostsibirien sowie prognostizierte Neuentdeckungen betreffen.²¹ Ob die Prognosen der Energiestrategie oder jene der Ölkonzerne zutreffen, wird unter anderem vom Ausbau der Förderkapazitäten außerhalb Rußlands und damit von der Entwicklung des Erdölpreises abhängen.

Binnenverbrauch

Nach den Annahmen der russischen Energiestrategie soll der Binnenverbrauch von Rohöl nur in geringem Umfang zunehmen, von 185 Mio. t (2000) auf 235 Mio. t (2020) und damit um jährlich 1,2%, während – im hier betrachteten optimistischen Szenario – ein durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 6,2% angestrebt wird. Der Binnenverbrauch soll folglich um 4% pro Jahr weniger zunehmen als das BIP, was einen erheblichen Einsparungseffekt bedeuten würde. Ob eine derartige Verbrauchsreduktion wirklich erreicht

werden kann, ist zu bezweifeln. Andererseits ist ein beständiges Wirtschaftswachstum von über 6% über einen Zeitraum von fast 20 Jahren reichlich unwahrscheinlich. Geht man dagegen von einem eher zu erwartenden Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 3 bis 4% pro Jahr aus, dürfte eine Zunahme des Binnenverbrauchs um etwas mehr als 1% pro Jahr keine sehr unrealistische Annahme sein.

Der Binnenverbrauch von Erdöl wird vom Erdölpreis auf dem russischen Binnenmarkt beeinflusst, der im Unterschied zum Gaspreis nicht staatlich reguliert ist. Allerdings besteht eine vom russischen Wirtschaftsministerium eingeforderte Belieferungspflicht, über deren nähere Ausgestaltung nichts bekannt ist.

Außenhandel

Gemäß russischer Energiestrategie von 2003 soll der Gesamtexport von Erdöl, der 2000 145 Mio. t betrug, bis 2020 auf über 300 Mio. t ansteigen. Dies bedeutet gegenüber der Förderung, für die von 2000 bis 2020 nur eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 2,4% veranschlagt ist, eine überproportionale Zunahme von 3,8% pro Jahr. Der Export nach Europa soll im Zeitraum 2000–2020 allerdings nur um rund 30 Mio. t oder 1,1% pro Jahr von 127,5 Mio. t auf 160 Mio. t steigen. Für den Export in die GUS ist ebenfalls ein Zuwachs in gleicher Größenordnung vorgesehen. Dagegen sollen in andere Länder wie China und die USA, in die bislang nur wenig Erdöl exportiert wurde, ab 2010 rund 100 Mio. t geliefert werden. Die Zuwächse des Erdölexports verlagern sich somit deutlich von West nach Ost. Damit korrespondiert, daß in der Energiestrategie die größten Zuwächse bei der Erdölförderung in Ostsibirien erwartet werden.

Europas Erdölimportbedarf wird im Zeitraum 2000–2020 nach den Prognosen der amerikanischen Energy Information Administration (EIA) und der Europäischen Kommission bei mittlerem Wachstum des Erdölkonsums um rund 180 Mio. t zunehmen, da einerseits der Erdölverbrauch steigen, andererseits die europäische Erdölförderung abnehmen wird (siehe Schaubild 4, S. 34, und Schaubild 6, S. 35).²² Rußland

¹⁹ Berechnet nach Angaben im Russischen Statistischen Jahrbuch 2002, S. 578. Die Umrechnung der Rubelwerte erfolgte zum mittleren Dollarkurs.

²⁰ Douglas *Stinemetz*, Russian Oil Sector Rebound to Full Swing, in: *Oil & Gas Journal*, 2.6.2003, S. 20–30 (22).

²¹ Vgl. auch Jean *Laherrere*, Is FSU Oil Growth Sustainable?, in: *Petroleum Review*, April 2002, S. 29–35.

²² Über den Binnenverbrauch an Energieträgern der Weltregionen und einzelner Staaten publiziert die amerikanische Energy Information Administration (EIA), eine unabhängige statistische Abteilung innerhalb des US-Energieministeriums (Department of Energy), regelmäßig Daten in ihrem International Energy Outlook, dessen Ausgabe von Mai 2003 hier herangezogen wurde; siehe <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/>>

wird nach den vorliegenden Planungen und Prognosen zu diesem Importzuwachs nur weniger als 20% beitragen. Über 80% des bis 2020 entstehenden zusätzlichen Einfuhrbedarfs Europas müssen folglich aus anderen Weltregionen gedeckt werden.²³

Tabelle 1
Rußlands Erdöl auf dem europäischen Absatzmarkt

	2000	2020	Zunahme 2000–2020
Nettoimport der EU-30 (Mio. t)	428	mehr als 600	rund 180
davon Import aus Rußland (Mio. t)	128	160	rund 30
Rußlands Anteil (%)	30	27	17

Quellen für die Ausgangsdaten: *Energy Information Administration (EIA)*, International Energy Outlook 2003, Mai 2003; *European Commission, Directorate-General for Energy and Transport*, European Energy and Transport Trends to 2030, Paris 2003.

Aus der Sicht Europas (der EU-30)²⁴ ist und bleibt Rußland mit seinem von 30% leicht auf 27% abnehmenden Anteil allerdings der wichtigste einzelne Erdöllieferant.²⁵

Im Sinne der russischen Energiestrategie soll der Erdöllexport nach Europa zwischen 2000 und 2020 mit rund 30 Mio. t nur etwa im gleichen Umfang steigen

ieo/index.html>. Im Referenzfall eines mittleren Produktions- und Energieverbrauchswachstums in der EU-30 beträgt die Zunahme des Erdölimportbedarfs 179 Mio. t, bei niedrigem Wirtschaftswachstum 75 Mio. t und bei hohem Wachstum 324 Mio. t. Im Auftrag der Europäischen Kommission hat eine Arbeitsgruppe unter Leitung von L. *Mantzos* eine neue Fassung der Energy and Transport Trends vorgelegt, die zu ähnlichen Ergebnissen kommt; siehe *European Commission, Directorate-General for Energy and Transport*, European Energy and Transport Trends 2030, Paris 2003, Appendix 2, S. 152, <http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm>.

²³ Zu den prognostizierten internationalen Handelsströmen 2025 bei Erdöl siehe *EIA*, International Energy Outlook 2003, Tab. 14, S. 42, <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>>.

²⁴ Unter Europa wird hier Gesamteuropa verstanden, also eine bis auf rund 30 Mitglieder erweiterte EU einschließlich der zehn 2004 beitretenden Staaten sowie der südosteuropäischen Kandidatenländer und der Türkei (EU-30), jedoch nicht die Staaten der GUS – unbeschadet der Diskussion um den Platz Rußlands in Europa; siehe dazu die Beiträge im Sonderheft »Rußland in Europa« der Zeitschrift Osteuropa, (2003) 9–10.

²⁵ Der Anteil von 30% bzw. 27% gilt für den Fall eines mittleren Verbrauchswachstums in der EU-30 sowie im Rahmen der optimistischen Variante der russischen Energiestrategie.

wie der Export in die GUS-Staaten, unter denen als Hauptabnehmer die Ukraine und Belarus von Bedeutung sind. Dagegen sieht die russische Energiestrategie eine starke Ausweitung des Ölports in die USA, nach China und Japan vor. Während Rußland in der Vergangenheit praktisch kein Erdöl in die USA geliefert hatte und auch der Export nach China mit wenigen Mio. t noch unbedeutend war, soll der Ölport in diese beiden Länder bereits 2010 die Größenordnung von zusammen 100 Mio. t erreichen.

Gingen im Jahr 2000 noch 88% des russischen Ölports nach Europa (EU-30), wird Europas Anteil 2020 nach der Prognose der Energiestrategie auf rund 50% geschrumpft sein. Dagegen wird sich der Anteil der USA und des Fernen Ostens, der 2000 bei maximal 3% gelegen hatte, 2020 auf rund ein Drittel und möglicherweise mehr beziffern.²⁶ Die russische Energiestrategie erwartet somit eine Diversifizierung der russischen Ölporte, die aus Sicht Rußlands zu einer Verringerung der Abhängigkeit von wenigen Abnehmerländern beiträgt.

²⁶ Der Anteil der GUS-Länder am russischen Ölport dürfte im Zeitraum 2000–2020 bei rund 10% liegen.

Die Erdgaswirtschaft

Organisation, Eigentumsverhältnisse, staatliche Lenkung, Marktverhältnisse

Gasprom ist mit einem Anteil an der Weltgasförderung von rund 25% der größte Gaskonzern der Welt.²⁷ Er ist 1989 aus der Zusammenfassung der dem ehemaligen sowjetischen Ministerium für Gasindustrie unterstehenden Staatsbetriebe hervorgegangen.²⁸ Im Unterschied zur Ölindustrie wurde die russische Gaswirtschaft nicht in Einzelunternehmen aufgespalten. 38,4% des Grundkapitals der Aktiengesellschaft befinden sich im Besitz der Russischen Föderation, 50,1% gehören russischen Gesellschaften und Einzelpersonen, 11,5% Ausländern. Ein nicht bekannter Anteil befindet sich im Besitz des früheren bzw. heutigen Managements der Gesellschaft.²⁹ Gasprom soll außerdem 20% eigene Aktien halten.³⁰ 1992 wurde die Monopolstellung von Gasprom auf dem russischen Markt per Präsidialdekret verankert. Dabei wurden dem Konzern die Aufgaben der Gasversorgung im Inland und der Belieferung der Auslandsmärkte gleichsam als hoheitliche Funktion übertragen. Die Vermischung von staatlichem Auftrag und privaten Interessen kennzeichnet das Selbstverständnis von Gasprom bis heute, wie unten noch deutlich werden wird.

Gasproms einziger selbständiger Konkurrent war zeitweilig die Firma Itera. Nachdem Itera-Chef Rem Wjachirew durch Aleksej Miller abgelöst worden war, gelang es Gasprom, diese Konkurrenz weitgehend vom

russischen Markt zu verdrängen.³¹ Itera ist aber noch immer auf dem GUS-Markt außerhalb Rußlands aktiv, wo es zum Beispiel turkmenisches Gas kauft und an Georgien veräußert. Erdgas wird in Rußland darüber hinaus auch von Ölgesellschaften und weiteren unabhängigen Gasgesellschaften gefördert. Obwohl diese Konkurrenten von Gasprom Lizenzen für etwa 30% der Gasvorräte besitzen, tragen sie nur mit 6 bis 7% zur Gasförderung bei, weil der Gasabsatz zu den von Gasprom durchgesetzten niedrigen Preisen und hohen Transporttarifen für sie nicht rentabel ist.

Die Perspektiven für die Entwicklung der Gasförderung durch die Gasprom-Konkurrenten sind daher nur dann günstig, wenn es zu einer Liberalisierung des russischen Gasmarktes kommen sollte, die mit Preiserhöhungen auf dem Binnenmarkt verbunden wäre. Gegenwärtig bestehen 80% der Gasförderung der Ölgesellschaften aus Begleitgas. Dieses Gas läßt sich in Pipelines nicht mit »trockenem« Erdgas mischen, sondern muß erst aufbereitet werden. Dafür hat Sibur, eine Gasprom-Tochtergesellschaft, ein Beinahe-Monopol, solange die Ölgesellschaften keine eigenen Gasaufbereitungsanlagen bauen. Der staatlich festgesetzte niedrige Ankaufpreis für Begleitgas läßt den Ölgesellschaften jedenfalls bislang keine rentable Möglichkeit, dieses Gas produktiv zu verwenden, so daß rund 25% abgefackelt werden.³²

Im Rahmen der von Putin geforderten »Gasallianz« zeichnet sich bereits eine langfristige Lieferbindung Turkmenistans an Rußland ab. Anfang April 2003 haben Gasprom und die turkmenische Turkmenneftegaz im Rahmen einer zwischenstaatlichen Vereinbarung einen Erdgasliefervertrag mit einer Laufzeit von 25 Jahren und einem Gesamtvolumen von 2000

²⁷ Vgl. dazu auch Roland **Götz**, Die Reform der öffentlichen Wirtschaft in Rußland. Auswirkungen auf Wirtschaftswachstum und Außenhandel, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2003 (S 31/03), S. 18–22. »Gazprom« (Gasprom) ist die Abkürzung von »Gazovaja promyšlennost'« (Gasindustrie).

²⁸ Zur Entwicklung der Gaswirtschaft siehe **Pleines**, Wirtschaftseliten und Politik im Russland der Jelzin-Ära [wie Fn. 6], S. 241ff.

²⁹ Heiko **Pleines**/Kirsten **Westphal**, Rußlands Gasprom. Teil I: Die Rolle des Gaskonzerns in der russischen Politik und Wirtschaft, Köln: BIOst, 1999 (Berichte des Bundesinstituts für ostwissenschaftliche und internationale Studien 33/99), S. 6ff; <<http://www.gazprom.ru/rus/billboard/>>.

³⁰ Operacija na juridičeskom lice [Operation am juristischen Antlitz], in: Opec.ru, 20.1.2003. Siehe auch die Darstellung auf der offiziellen Webseite von Gasprom: <<http://www.gazprom.ru/articles/article4076.shtml>>.

³¹ Itera war durch Erdöl- und später Erdgashandel mit den postsowjetischen Staaten groß geworden, angeblich jedoch auch durch **asset-stripping** ehemaliger Gasprom-Manager. Besonders spektakulär war die Übertragung von Gasprom-Förderrechten an Purgaz, die später rückübertragen wurden. Siehe dazu <<http://www.rferl.org/nca/features/2001/12/19122001094017.asp>>; <<http://www.cdi.org/russia/johnson/6149-11.cfm>>; <http://www.iteragroup.com/english/new_design_index1e.htm>.

³² **Aton Capital Group**, Gasprom. The Sleeping Giant, Moskau, 19.9.2001, S. 8, <<http://www.rusenergy.com/eng/analytics/>>.

Mrd. m³ geschlossen. Das Liefervolumen soll ab 2005 zunächst 5 Mrd. m³, ab 2010 aber rund 100 Mrd. m³ betragen. Bis einschließlich 2006 ist der Preis pro 1000 m³ auf 44 US-Dollar festgesetzt, die Hälfte davon soll in russischen Warenlieferungen bezahlt werden. Danach sollen neue Verhandlungen stattfinden bzw. Weltmarktpreise gelten.³³ Ab 2006 sollen auch die 36 Mrd. m³ Gas, die Turkmenistan an die Ukraine liefert, von Gazprom gekauft werden.³⁴ Andere Quellen sprechen davon, daß Turkmenistan separate Lieferverträge mit Rußland und der Ukraine abschließen will.³⁵

Ressourcen, Produktion, Investitionen

Rußland besitzt (Angaben für Ende 2001) mit 47,6 Billionen m³ die weltweit größten Erdgasreserven, gefolgt von Iran mit 26 Billionen m³ und Katar mit 14,4 Billionen.³⁶ Sein Anteil an den Weltreserven beträgt rund 30%, die entsprechenden Anteile des Iran belaufen sich auf 16% und jene Katars auf 9%. Bei den potentiell nutzbaren Ressourcen ist Rußlands Vorsprung noch größer. Die hauptsächlichen russischen Förderregionen für Erdgas erstrecken sich von der kaspischen Senke nach Norden und befinden sich nördlich des kaspischen Meeres bei Astrachan, im Wolga-Ural-Becken bei Orenburg, im Timan-Petschora-Becken auf der Westseite des nördlichen Uralgebirges, im Westsibirischen Becken östlich des nördlichen Uralgebirges, auf der Halbinsel Jamal und in der Karasee sowie im russischen Teil der Barentssee. Weitere Förderregionen liegen am Ober- und Unterlauf der Lena sowie im Nordteil der Insel Sachalin. Da Erdgas (wenn es nicht verflüssigt worden ist) nur über Pipelines transportiert werden kann, die – umgerechnet auf den spezifischen Energiegehalt des transportierten Energieträgers – höhere Baukosten erfordern als Erdölpipelines, ist nur die Ausbeutung großer Vorkommen rentabel, die nicht weiter als 4000–5000 km von den Verbrauchern entfernt sind.³⁷

Für die Belieferung Westeuropas mit Erdgas bleiben die Felder in Westsibirien entscheidend. Spätestens ab 2015 ist dort ein deutlicher Rückgang der Förder-

menge zu erwarten, ausgerechnet zu einem Zeitpunkt, zu dem der Einfuhrbedarf Europas anwachsen wird, denn die drei westsibirischen »Gigantenfelder« Urengoi, Jamburg und Medveshje, die im Jahr 2000 85% des russischen Erdgases lieferten, sind zu 50%, 26% und 68% erschöpft.³⁸ Ihre rückläufige Förderung wird im besten Fall bis ungefähr 2020 von dem erst seit 2001 produzierenden letzten russischen Festlands-Riesenfeld Zapoljarnoe ausgeglichen werden können³⁹ (siehe Schaubild 2, S. 32).

Für eine signifikante Erhöhung der Gasförderung müßten die letzten in Rußland noch nicht angetasteten Großvorkommen auf der Jamal-Halbinsel und in der Barentssee (Shtokman-Feld) erschlossen werden, die beide extreme klimatische und hohe technische Anforderungen stellen.⁴⁰

Die finanziellen Aufwendungen für die Erschließung der beiden arktischen Offshore-Felder belaufen sich auf mehrere Dutzende Mrd. US-Dollar, was weit über die finanziellen Möglichkeiten Gazproms hinausgeht.⁴¹ Ob und wann ausländische Gasfirmen bereit sein werden, sich in den beiden Förderregionen zu engagieren, wird davon abhängen, ob die dort vorgesehenen *Production Sharing Agreements* (PSA) den Interessen aller Beteiligten gerecht werden können.⁴²

³⁸ Ebd., S. 368.

³⁹ Zapoljarnoe soll 15 Jahre lang (ab 2005) jährlich 100 Mrd. m³ Gas liefern; siehe die Angaben des Chefs von Gazprom, Aleksandr *Ananekov*, im Gespräch mit Rustem Tell', in: Tribuna, 25.6.2003. Zu einer weniger pessimistischen Einschätzung des Fördervolumens der drei westsibirischen Gigantenfelder siehe *International Energy Agency (IEA)*, Russia Energy Survey 2002, Paris 2002, S. 113–114, <<http://library.iaea.org/dbtw-wpd/Textbase/nppdf/stud/02/russia2002.pdf>>.

⁴⁰ Zu Shtokman siehe die Darstellung auf der Homepage von Rosneft', <<http://www.rosneft.ru/projects/stockmanovskoye.html>>. Dort heißt es, daß das Vorkommen ab 2010 mit einem Investitionsaufwand von 18 Mrd. US-Dollar erschlossen werden soll und daß ein »Plateauförderung« von 60 Mrd. cm³ zu erwarten ist.

⁴¹ Roland *Götz*, Rußlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2002 (S 12/02).

⁴² In einem *Production Sharing Agreement* (PSA) wird die Aufteilung des Gewinns zwischen dem ausländischen Investor und dem Staat für die gesamte Laufzeit des Projektes fest vereinbart. Dies hat den Vorteil, daß zukünftige Änderungen der Steuergesetzgebung keinen Einfluß mehr haben. In Rußland befürchtet man, daß hierbei ausländische Firmen ungerechtfertigte Privilegien erhalten. Daher will man offenen Ausschreibungen (Tender) den Vorzug geben. Die Duma hat den größten Teil der in den letzten Jahren geplanten PSAs nicht genehmigt. Siehe Sergej *Pravosudov*, Neftjanoj oboroten' v Rossii [Der Öl-Werwolf in Rußland], in: Russkij fokus,

³³ Igor *Tobakov*, in: <<http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/evav041503.shtml>>.

³⁴ Aleksej *Grivač*/Arkadij *Dubnov*, »Gazprom« vernulsja v Turkmeniju [Gazprom ist nach Turkmenistan zurückgekehrt], in: Vremja novostej, 3.4.2003.

³⁵ <<http://www.turkmenistan.ru>>, 4.10.2003.

³⁶ *BGR*, Reserven [wie Fn. 17], Tab. 3–4, S. 350.

³⁷ Ebd., S. 133–134.

In der Energiestrategie wohl zu wenig berücksichtigt sind die Gasförderkapazitäten der russischen Ölgesellschaften, die bislang keinen Zugang zum von Gasprom verwalteten Leitungsnetz haben.⁴³ Alleine rund 30 Mrd. m³ Begleitgas, das bei der Erdölförderung jährlich anfällt und bislang entweder zu lokalen Heizzwecken verwendet oder abgefackelt wird, weil es nicht transportiert werden kann, ließen sich nutzbringender verwenden. Außerdem würden die kapitalkräftigen russischen Ölgesellschaften anstelle der kapitalschwachen Gasprom die rund 500 kleineren Erdgasvorkommen ausbeuten können, die noch auf ihre Erschließung warten. Trotz geringerer Tagesförderleistung und laufender Kosten, die höher sind als jene der großen »alten« Felder, erfordert ihre Erschließung aber einen viel geringeren Investitionsaufwand. Während das Produktionsvolumen der unabhängigen Gesellschaften 2003 bei rund 70 Mrd. m³ liegt, könnten sie bei einer Preisanhebung auf 50 bis 55 US-Dollar pro 1000 m³ nach eigenen Angaben zwischen 170 und 250 Mrd. m³ Gas fördern.⁴⁴ Voraussetzung dafür ist aber auch, daß die unabhängigen Gesellschaften bzw. die russischen Ölgesellschaften, die ebenfalls Gas fördern, einen fairen Zugang zum Pipelinennetz erhalten, das von Gasprom verwaltet wird. Gasprom verspricht dies zwar, aber dieses Versprechen ist skeptisch zu bewerten. Denn schon die gegenwärtige Praxis bedeutet eine Diskriminierung der unabhängigen Produzenten, weil sie der Gnade von Gasprom ausgeliefert sind.

Die Investitionen im Erdgasbereich erhöhten sich im Zeitraum 1999–2001 von knapp einer Mrd. US-Dollar auf mehr als zwei Mrd. US-Dollar pro Jahr.⁴⁵ Gemäß Energiestrategie sollen sie bis 2020 auf durchschnittlich 10 Mrd. US-Dollar pro Jahr ansteigen und

20.10.2003; sowie *o.V.*, Russia Sees No Future for Production Sharing Practices, <<http://www.gasandoil.com/goc/company/cnr31842.htm>>. Das Gesetz über die PSA von 1995 war 1999 erheblich verbessert worden, indem der Vorrang von PSA-Regelungen gegenüber dem Gesetz über die Bodenschätze festgeschrieben wurde. Außerdem wurde der bis dahin geltende Vorbehalt einer Exportbeschränkung für den Investor abgeschafft.

43 Erst 2003 begann Gasprom, Erdgas von Lukoil anzukaufen, wenn auch zu einem niedrigen Preis von 22,5 pro 1000 m³; siehe Gazovyj torg [Gasgeschäft], in: Ekspert, 27.10.2003.

44 Aleksej *Grivač*, Moda na spot prošla [Die Mode der Spotpreise ist vorbei], in: Vremja novostej, 5.6.2003.

45 Sie betragen 1999 22,8 Mrd. Rubel bzw. 0,9 Mrd. US-Dollar und stiegen 2001 auf 64,5 Mrd. Rubel bzw. 2,2 Mrd. US-Dollar, wobei der mittlere Dollar/Rubel-Wechselkurs zugrunde gelegt wird. Die Rubel-Angaben entstammen dem Russischen Statistischen Jahrbuch 2002, S. 578.

insgesamt 170–200 Mrd. US-Dollar betragen. Eine derartige Investitionsaktivität wird sich nur erreichen lassen, wenn der Gasbereich für in- und ausländische Investoren erheblich attraktiver wird, als es gegenwärtig der Fall ist. Solange seine Attraktivität nicht gesteigert wird, und dafür gibt es bislang keine Anzeichen, muß davon ausgegangen werden, daß die von der Energiestrategie anvisierten Fördervolumina nicht zu realisieren sind.

Binnenverbrauch

Energie, und zwar in erster Linie das billige Erdgas und der ebenfalls relativ billige Strom, wird in Rußland auf allen Stufen der Erzeugung, des Transports sowie beim Verbrauch verschwendet. Veraltete und schlecht gewartete Produktions- und Transportanlagen sowie mangelnde Gebäude-Isolation tragen dazu bei. Besonders negativ wirkt sich der niedrige Binnenmarktpreis für Erdgas auf die technologische Entwicklung im Erdgassektor aus.⁴⁶ Es besteht kein Anreiz, durch Modernisierung der Förder- und Verarbeitungsanlagen und der Gaskraftwerke Erdgas einzusparen. In Rußland beträgt der Verlustanteil bei der Strom- und Wärmeenergiegewinnung aus Erdgas 60%, während in Westeuropa höchstens 20% toleriert werden. Durch technische Erneuerungen ließen sich in Rußland 40–100 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr einsparen.⁴⁷ Daß sich derartige technische Verbesserungen ohne eine Erhöhung des Binnenpreises für Erdgas auf breiter Front verwirklichen lassen, muß bezweifelt werden.

Ob im Zeitraum bis 2020, wie es die russische Energiestrategie vorsieht, Kohle und Kernenergie wirklich ihren Anteil an der Energieerzeugung werden steigern können, wird wesentlich von der Preispolitik auf dem russischen Binnenmarkt abhängen. Der niedrige Gaspreis hält bislang Kohle und Kernenergie vom Binnenmarkt fern, während der hohe Erdgasanteil stabilisiert

46 2003 lag der Erdgaspreis auf dem russischen Binnenmarkt bei rund 24 US-Dollar pro 1000 m³. Als »Marktpreis« wurden 30–35 US-Dollar pro 1000 m³ genannt, wobei von einem entwickelten Binnenmarkt jedoch nicht die Rede sein kann. Der Exportpreis an der russischen Grenze lag im gleichen Zeitraum weit über 100 US-Dollar pro 1000 m³, eingeschlossen sind darin allerdings höhere Transportkosten als auf dem Binnenmarkt; siehe z.B. Irina *Reznik*, Noy-chau Gazproma [Gasproms Know-how], in: Vedomosti, 27.10.2003.

47 Bericht über ein Treffen von Vertretern der Regionen mit Gasprom: Cena severnogo gaza [Der Preis des nördlichen Gases], in: Gazovaja promyšlennost', 30.4.2002.

wird. Erdgas kostet auf dem russischen Binnenmarkt nur ein Fünftel dessen, was an der russischen Westgrenze für seinen Export verlangt wird, es ist halb so teuer wie das nach Kasachstan gelieferte Gas und je nach Jahreszeit 3- bis 5mal billiger als Schweröl, das in Wärmekraftwerken eingesetzt wird.⁴⁸ Nach den Plänen der russischen Regierung soll der Erdgaspreis auf dem Binnenmarkt, der 2003 24 US-Dollar pro m³ betragen hatte, bis 2005 auf 31 US-Dollar und bis 2010 auf 45 US-Dollar ansteigen. Er würde dann erst 2013 mit 55 US-Dollar ein Niveau erreichen, das in den GUS-Ländern bereits 2003 erreicht worden ist.⁴⁹

Eine signifikante Erhöhung des Gaspreises hätte zwar Auswirkungen auf das allgemeine Preisniveau. Entgegen der in der russischen Öffentlichkeit vorherrschenden Meinung käme es aber nicht in erster Linie zu Preiserhöhungen, welche die Bevölkerung treffen. Direkt an die Bevölkerung wurden im Jahr 2002 nur rund 13% des in Rußland abgesetzten Gases geliefert. Allein 40% des Inlandsabsatzes gingen an die Elektrizitätserzeugung, weitere 33% an Industriezweige wie Metallurgie, Kunstdüngerherstellung und chemische Industrie, 14% wurden von der Wohnungswirtschaft und von kommunalen Einrichtungen verbraucht.⁵⁰ Während niedrige Gaspreise für die Bevölkerung aus sozialen Gründen beibehalten werden könnten, erscheint eine Preiserhöhung für die Industriekunden möglich; sie hätte aber keine gravierenden Auswirkungen auf das allgemeine Preisniveau. Der Erdgaspreis auf dem russischen Binnenmarkt ist eine Schlüsselgröße der russischen Energiepolitik: Über einen ausreichend hohen Preis werden auf dem Binnenmarkt Gewinne erzielt, mit denen sich Investitionen finanzieren lassen, die das Förder- und Exportpotential erhöhen, ohne daß der Staatshaushalt in Anspruch genommen werden muß. Gleichzeitig lassen sich bei einem durch höhere Preise gedämpften Binnenverbrauch Investitionen in die Erschließung von schwierigen und daher wenig rentablen Fördergebieten, wenn auch nicht vermeiden, so doch hinauszögern. Ein angemessen hoher Erdgaspreis dient somit der »rationalen Nutzung der Naturressourcen«, was in der russischen Führung verkannt wird.⁵¹

48 Materialien des Forums »Rußlands Gas 2003« in: Neftegazovaja vertikal', 9.6.2003; nach Aussage des stellvertretenden Vorsitzenden der Föderalen Energiekommission, Oleg Žilin.

49 Aleksandr *Rjazanov*, Reforma bez potrjasenij [Reform ohne Erschütterungen], in: Neftegazovaja vertikal', 9.6.2003. 50 Ebd.

51 Ministerpräsident Kasjanow begründete in einem viel-

Außenhandel

Der starke Anstieg des Erdgasbedarfs Europas hat seine Ursachen einerseits in der aus ökologischen Gründen (Treibhauseffekt) beabsichtigten Substitution von Kohle und Erdöl durch das »saubere« Erdgas, andererseits in der fortschreitenden »Gasifizierung« europäischer Randregionen. Während Europas Ölimport zwischen 2000 und 2020 um rund 40% zunehmen dürfte, steigt bei Erdgas der Importbedarf der EU-30 gemäß der Standard-Prognose der EIA bei mittlerem Wirtschaftswachstum gegenüber 2000 sogar um mehr als 200% und im Falle langsamen Wirtschaftswachstums immerhin noch um 150% an.

Die im Zeitraum 2000–2020 zu erwartende Vervielfachung der westeuropäischen Gasimporte ist eine Folge sowohl eines um 50 bis 75% steigenden Verbrauchs als auch einer stagnierenden europäischen Eigenproduktion. Diese sich drastisch öffnende Schere zwischen steigendem Gasverbrauch und sinkender Gasförderung läßt den Importbedarf der EU um rund 300 Mrd. m³ und damit in einem Ausmaß hochschnellen, das Rußlands Absichten und Möglichkeiten der Exportsteigerung weit übertrifft (siehe Schaubild 5, S. 34, und Schaubild 7, S. 35).

Wie sehen indessen die russischen Pläne für die Belieferung des EU-Marktes mit Erdgas aus? Während Rußlands gesamter Gasexport zwischen 2000 und 2020 um 87 Mrd. m³ oder 45% zunehmen soll, soll jener in die erweiterte EU nur um 31 Mrd. m³ bzw. um 23% ansteigen. Dagegen soll sich der Gasexport nach China und in die USA von Null auf um die 100 Mrd. m³ erhöhen.⁵² Wenn es nach der russischen Energiestrategie geht, wird somit der angestrebte Zuwachs russischen Erdgases überwiegend in außereuropäische Regionen exportiert. Dies korrespondiert mit der Tatsache, daß der Produktionszuwachs bei Erdgas nicht im Westen Rußlands, sondern in Ostsibirien und im Fernen Osten erwartet wird, von wo Erdgas entweder auf dem Landweg nach China oder als Flüssiggas per

beachteten Interview (Vedomosti, 12.1.2004) einen niedrigen Erdgaspreis mit der »rationalen Naturnutzung«, da dann die Investitionsmittel für die bei mäßigem Produktionsanstieg überflüssige Erschließung neuer Erdgasfelder nicht vorhanden seien. Er verkennt dabei, daß gerade der niedrige Erdgaspreis eine hohe Nachfrage hervorruft und damit Anreize zur Ausweitung der Förderung gibt.

52 In die GUS sollen 2020 etwa 10 Mrd. m³ weniger geliefert werden als 2000. Derartige Plan- bzw. Prognosezahlen der Energiestrategie dürfen allerdings nicht allzu genau genommen werden, denn schließlich soll die Energiestrategie nur Orientierungen geben.

Schiff nach Südostasien und in die USA transportiert werden kann. Eine entsprechende Ostverlagerung des Zuwachses ist auch bei der Erdölförderung zu erwarten (siehe oben, S. 11f).

Tabelle 2
Rußlands Erdgas auf dem europäischen Absatzmarkt

	2000	2020	Zunahme 2000–2020
Nettoimport der EU-30 insgesamt (Mrd. m ³)	200	500	rund 300
davon Import aus Rußland (Mrd. m ³)	134	165	rund 30
Rußlands Anteil (%)	67	33	10

Quellen für die Ausgangsdaten: *EIA*, International Energy Outlook 2003, Mai 2003; *European Commission, Directorate-General for Energy and Transport*, European Energy and Transport Trends to 2030, Paris 2003.

Während 2000 rund 70% der Gasimporte der EU-30-Staaten aus Rußland stammten, wird dieser Anteil 2010 nur noch 50% und 2020 nur noch rund 30% betragen. Der dann verbleibende Fehlanteil von 70% wird durch eine Vielzahl von Lieferländern abgedeckt werden müssen, wobei für die Zeit nach 2010 keine genauen Prognosen möglich sind. Europa scheint notgedrungen Erdgas in steigendem Maße, zum Teil in Form von Flüssiggas, aus Ländern wie Algerien, Libyen, Ägypten, Nigeria, dem Iran, Irak, Katar sowie aus Zentralasien beziehen zu müssen.

Diese Notwendigkeit der Neuerschließung europäischer Bezugsquellen für Erdgas scheint in Europa noch wenig Aufmerksamkeit gefunden zu haben. Während das nur geringe Absinken des Importanteils russischen Erdöls kein Anlaß zur Beunruhigung sein muß, kann die absehbare deutliche Abnahme des russischen Importanteils bei Erdgas durchaus Fragen aufwerfen. Woher soll der Mehrbedarf Europas an Erdgas künftig gedeckt werden? Abgesehen von Flüssiggas-Lieferungen kommen aus geographischen Gründen (Gaspipelines sind nur bis 4000–5000 km Länge wirtschaftlich) Nordafrika, der Nahe Osten sowie der kaspische Raum in Betracht.⁵³ Algerien,

⁵³ Andreas *Seeliger*, Angebotsoptionen für den Europäischen Erdgasmarkt. Ausgewählte Ergebnisse des Modells EUGAS bis 2025, Köln 2003 (EWI-Workingpaper 1/2003), <<http://www.uni-koeln.de/wiso-fak/energie/Veroeffentlichungen/pdf/Ewiwp031.pdf>>; Jens *Perner*, Die langfristige Erdgasversorgung Europas. Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS, München 2002 (Schriften des Ener-

gewirtschaftlichen Instituts, Bd. 60); *ders.*, Die langfristige Erdgasversorgung Europas: Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, (2002) 2, S. 87–103. Siehe auch die Karten in: Manfred *Hafner*, Future Natural Gas Supply Options and Supply Costs for Europe, and the Role of the Mediterranean in Supply and Transit, 2002, <<http://spider.iea.org/nmc1/seegas/nmchaf.pdf>>; Manfred *Hafner*, Future Natural Gas Supply Options and Supply Costs for Europe, <http://europa.eu.int/comm/energy/gas/workshop_2002/doc/external_commission/10.pdf>.

⁵⁴ Die von den Angaben bei *Seeliger* und *Hafner* leicht abweichenden Daten stammen aus dem vom *Robert Schuman Centre*, dem *Observatoire Méditerranéen de l'Énergie* (OME) und *Sonatrach* gemeinsam verfaßten Bericht »Medsupply. Developments of Energy Supplies to Europe from the Southern and Eastern Mediterranean Countries«, Juni 2003, <<http://serveur.ome.org/ftpmedsup/>>.

neben Rußland Hauptversorger Europas, wird seine Lieferungen bis 2020 voraussichtlich von rund 60 auf 120 Mrd. m³ aufstocken können, vorausgesetzt, daß neue Felder wie die Salah-Region in der Sahara erschlossen und weitere Exportpipelines nach Europa gebaut werden. Algerien könnte dann einen doppelt so hohen Zuwachs seiner Gaslieferungen nach Europa verzeichnen, wie ihn Rußland in seiner Energiestrategie vorsieht. Libyen kann seine bisher geringen Exporte von einer Mrd. m³ über die neue Green-Stream-Pipeline ebenfalls erhöhen, möglicherweise bis zu einem Volumen von 30 bis 40 Mrd. m³. Ägyptens zukünftige Gasexporte nach Europa werden den Weg über die Jordanien-Pipeline in die Türkei sowie über Flüssiggas(LNG)-Projekte nehmen und könnten 2020 ebenfalls rund 30 Mrd. m³ erreichen.⁵⁴ Da der Export von Gas durch Algerien für Nigeria zu teuer ist, kommen von dort LNG-Lieferungen nach Europa in Frage. Derzeit noch geringe, aber in Zukunft ebenfalls wachsende Exportmengen werden Europa aus Trinidad und Venezuela sowie aus dem Mittleren Osten (ohne Iran) erreichen. Der Iran wird voraussichtlich neben Algerien zum Haupterdgaslieferanten aufsteigen, nachdem sein »Supergigantefeld« South Pars an die europäische Gasinfrastruktur angeschlossen wurde. Dies wird vermutlich erst ab 2015 der Fall sein. Von 2020 an können rund 60–100 Mrd. m³ und ab 2025 rund 150 Mrd. m³ Erdgas vom Iran nach Europa geliefert werden. Die Gasbezüge Europas aus den genannten Regionen werden sich 2020 gegenüber 2000 nach diesen Annahmen um insgesamt rund 250 Mrd. m³ erhöhen. Nordafrika, der Nahe Osten und der kaspische Raum werden dann zusammen mehr Erdgas nach Europa liefern als Rußland.

gewirtschaftlichen Instituts, Bd. 60); *ders.*, Die langfristige Erdgasversorgung Europas: Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, (2002) 2, S. 87–103. Siehe auch die Karten in: Manfred *Hafner*, Future Natural Gas Supply Options and Supply Costs for Europe, and the Role of the Mediterranean in Supply and Transit, 2002, <<http://spider.iea.org/nmc1/seegas/nmchaf.pdf>>; Manfred *Hafner*, Future Natural Gas Supply Options and Supply Costs for Europe, <http://europa.eu.int/comm/energy/gas/workshop_2002/doc/external_commission/10.pdf>.

⁵⁴ Die von den Angaben bei *Seeliger* und *Hafner* leicht abweichenden Daten stammen aus dem vom *Robert Schuman Centre*, dem *Observatoire Méditerranéen de l'Énergie* (OME) und *Sonatrach* gemeinsam verfaßten Bericht »Medsupply. Developments of Energy Supplies to Europe from the Southern and Eastern Mediterranean Countries«, Juni 2003, <<http://serveur.ome.org/ftpmedsup/>>.

Erdgas aus dem kaspischen Raum wird nach den mit Rußland abgeschlossenen Verträgen fast ausschließlich über das Gasprom-Leitungsnetz nach Europa strömen. Eine andere Variante wäre die Anbindung dieser Region an Pipelines, die vom Iran nach Europa führen.

Tabelle 3
Erdgasexporte in die EU-30 aus Nordafrika, dem Nahen Osten und dem kaspischen Raum 2000–2020 (Mrd. m³)

	2000	2010	2020	Differenz 2000–2020
Ägypten		26	31	31
Algerien	60	85	120	60
Aserbaidschan		15	30	30
Irak		10	20	20
Iran		10	30	30
Katar/VAE/Jemen	2	9	16	14
Libyen	1	11	27	26
Nigeria	1	15	20	19
Trinidad	1	5	10	9
Turkmenistan			10	10
Zusammen	65	186	314	249

Quellen: Andreas *Seeliger*, Angebotsoptionen für den Europäischen Erdgasmarkt. Ausgewählte Ergebnisse des Modells EUGAS bis 2025, Köln 2003 (EWI-Workingpaper 1/2003), <<http://www.uni-koeln.de/wiso-fak/energie/Veroeffentlichungen/pdf/Ewiwp031.pdf>>; Jens *Perner*, Die langfristige Erdgasversorgung Europas. Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS, München 2002 (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Bd. 60); Manfred *Hafner*, Future Natural Gas Supply Options and Supply Costs for Europe, and the Role of the Mediterranean in Supply and Transit, 2002, <<http://spider.iea.org/nmc1/seegas/nmchaf.pdf>>; *Robert Schuman Centre/Observatoire Méditerranéen de l'Énergie/Sonatrach*, Medsupply. Developments of Energy Supplies to Europe from the Southern and Eastern Mediterranean Countries, Juni 2003, <<http://serveur.ome.org/ftpmedsup/>>.

Die Türkei wird voraussichtlich zu einem wichtigen Transitland für Erdgas aus dem Nahen Osten, aus dem Iran sowie aus dem kaspischen Raum werden.⁵⁵ Neben Pipelines, die zu einem Netzwerk verdichtet werden müssen, werden Speichereinrichtungen sowie Gasverflüssigungsanlagen an verschiedenen Stellen des

zukünftigen außereuropäischen Gasverbundnetzes notwendig sein.

Wenn die Lieferungen aus Nordafrika, dem Nahen Osten einschließlich Irans wie dargestellt zunehmen, wird es in Europa voraussichtlich nicht zu einer Gasknappheit kommen. Dafür ist aber politische Stabilität in den genannten Regionen Voraussetzung. Günstig wäre es, wenn die außereuropäischen Lieferanten, ebenso wie Rußland, in den europäischen Energie-dialog eingebunden werden könnten.

⁵⁵ Siehe Conference on Natural Gas Transit and Storage in Southeast Europe – An Opportunity to Diversify European Gas Supply?, Istanbul, 31.5. bis 1.6.2002, <<http://www.iea.org/about/gas.htm>>.

Die Kohlewirtschaft

Organisation, Eigentumsverhältnisse, staatliche Lenkung

Die russische Kohlewirtschaft mußte sich in den neunziger Jahren einem schmerzhaften Anpassungsprozeß unterziehen: 163 Schächte und 7 Tagebaugruben wurden stillgelegt, 183 000 Menschen verloren ihren Arbeitsplatz. Im Verlauf des Umstrukturierungsprozesses wurden einerseits unrentable und gefährliche Zechen stillgelegt, andererseits Gruben und Tagebaue neu eingerichtet. Nach einer weitgehenden Privatisierung sind Ende 2003 noch 241 Kohlezechen in Betrieb, 128 unter Tage und 113 über Tage, daneben bestehen 40 Aufbereitungsbetriebe.⁵⁶

1992 waren die Betriebe des Ministeriums für Kohleindustrie in die staatliche Aktiengesellschaft Rosugol (Russische Kohle) überführt worden.⁵⁷ Rosugol wurde mit der Reorganisation und Privatisierung des Kohlesektors beauftragt, an der sich auch die Weltbank mit einem Darlehen von 800 Mio. US-Dollar sowie die heimische Stahlindustrie und die Elektrizitätswirtschaft beteiligten. Rosugol wurde 1997 aufgelöst, nicht zuletzt wegen Korruptionsvorwürfen. Anschließend wurden die Betriebe der Kohlewirtschaft schrittweise privatisiert.

Ressourcen, Produktion, Investitionen

Rußland besitzt rund 37% der weltweiten Hartkohlereserven und steht damit an erster Stelle vor den USA, China und Australien. Bei Weichbraunkohle belegt Rußland mit einem Anteil von 6% den fünften Platz hinter den USA, Australien, Deutschland und China.⁵⁸ Die größten Kohlereviere sind das Kuznetzer Becken in Südsibirien (Gebiet Kemerowo), das Südjakutische Becken, das Petschora-Becken (Workuta) sowie das Ost-Donezker Becken bei Rostow am Don.

⁵⁶ Hans *Gruß*, Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohleweltmarkt 2002, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, (2003) 1, S. 3–27 (14).

⁵⁷ Zur organisatorischen Entwicklung der Kohleindustrie siehe *Pleines*, Wirtschaftseliten und Politik im Russland der Jelzin-Ära [wie Fn. 6], S. 287ff.

⁵⁸ *BGR*, Reserven [wie Fn. 17], S. 200, 213, 380ff.

Die Kohlefördermenge konnte in den achtziger Jahren mit Mühe bei knapp 400 Mio. t pro Jahr stabilisiert werden, wobei die veralteten Gruben nur mit Hilfe von hohen staatlichen Subventionen ihre Produktionskosten decken konnten. Hinzu kam, daß Kohle zunehmend durch das leichter transportable Erdöl und Erdgas substituiert wurde. Nach der Aufhebung der planwirtschaftlichen Zuteilung und in Verbindung mit dem allgemeinen Produktionsrückgang fiel die Produktion bis 1998 auf 233 Mio. t ab. Als Auswirkung gelungener Modernisierung und Kostensenkung konnten der Kohleabsatz und die Produktion seit 1999 auf über 250 Mio. t gesteigert werden. Die langfristige Planung sieht für die Kohleförderung im Zeitraum 2000–2020 eine durchschnittliche jährliche Zuwachsrate von 2,6% vor. Damit würde sie in Rußland 2020 ihren in den achtziger Jahren erzielten Höchststand übertreffen (siehe Schaubild 3, S. 33). Der geplante Produktionsanstieg, der durch Investitionen in die Modernisierung und Erweiterung von Schächten, Aufbereitungs- und Transportanlagen ermöglicht werden soll, ist Ausdruck des Bemühens, vor allem in der Stromerzeugung Erdgas durch Kohle zu ersetzen.

Ab 2011 sollen in der bis dahin fast gänzlich privatisierten russischen Kohleindustrie mit staatlicher Unterstützung neue Verfahren der Kohlereinigung und -veredelung sowie der Kohleverflüssigung eingeführt werden. Diese Verfahren dürften dann auch die ökologischen Belastungen reduzieren, die mit der Förderung, Verarbeitung und dem Transport der russischen Kohle verbunden sind. Nähere Angaben dazu macht die russische Energiestrategie allerdings nicht. Den Investitionsbedarf im Kohlesektor schätzt die russische Energiestrategie für den Zeitraum 2000–2020 auf 20 Mrd. US-Dollar, also auf rund 1 Mrd. US-Dollar pro Jahr. Dies würde eine Verdoppelung gegenüber dem durchschnittlichen Investitionsvolumen 1998–2001 bedeuten. Es ist allerdings nicht abzusehen, wie die Finanzierung der für die Kapazitätsausweitung und für zahlreiche technologische Neuerungen erforderlichen Investitionen bewerkstelligt werden kann.

Binnenverbrauch und Außenhandel

Der Binnenverbrauch an Kohle, der knapp 90% des Aufkommens beträgt, soll sich zwischen 2000 und 2020 um 2,5% pro Jahr erhöhen, praktisch im gleichen Ausmaß wie die Förderung. Der Zuwachs des russischen Kohleverbrauchs steht in deutlichem Kontrast zur Abnahme der Verwendung von Kohle in der erweiterten EU, die auch mit dem Übergang zur weniger umweltschädlichen Verbrennung von Erdgas zusammenhängt. Damit jedoch nicht nur eine räumliche Verlagerung der Emissionsquellen stattfindet, müsste die Technologie der Kohleverbrennung in Rußland effizienter und sauberer werden. Die EU hilft Rußland im Rahmen ihres CARNOT-Programms bei seinen entsprechenden Bemühungen.⁵⁹ 2001 und 2002 wurden in diesem Rahmen drei Maßnahmen genehmigt, die den Kohleeinsatz in russischen Kraftwerken betreffen.⁶⁰ Ungeachtet dessen könnte der stark ansteigende Kohleeinsatz in Rußland zum Problem für die Einhaltung der Kyoto-Verpflichtungen werden (siehe unten, S. 27ff).

Rund 45 Mio. t Kohle werden jährlich exportiert, davon 6 Mio. t in die GUS-Staaten, der überwiegende Teil jedoch per Schiff auf den Weltmarkt. Rußland gehört damit trotz seiner großen Reserven nicht zu den bedeutenden Kohleexporteuren der Welt. Das hängt mit der großen Entfernung der kostengünstigen Tagebaubetriebe von den Küsten zusammen. Auch das Volumen des Kohleimports ist mit rund 20 Mio. t verhältnismäßig gering.

⁵⁹ Zum CARNOT-Programm siehe <http://europa.eu.int/comm/energy/en/pfs_carnot_en.html>.

⁶⁰ Siehe das Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen »Energiedialog mit Rußland: Stand der Fortschritte seit dem Gipfel EU-Rußland im November 2002«, <http://europa.eu.int/comm/energy_transport/russia/sec_2003_0473_de.pdf>, S. 9/10.

Elektrizitätserzeugung und Kernenergiewirtschaft

Gemäß Energiestrategie soll bei der Elektrizitätserzeugung der Anteil der fossilen Brennstoffe (Kohle, Erdöl und Erdgas) von 66% (2000) auf 62% (2020) sinken. Der Anteil der Wasserkraft soll von 19% auf 16% zurückgefahren werden, derjenige der Kernkraft dagegen von 15% auf 22% ansteigen. Da die gesamte Stromerzeugung zwischen 2000 und 2020 um 56% zunehmen soll, bedeutet dies allerdings, daß der Einsatz aller Energieträger ausgeweitet werden muß. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft soll bis 2020 um 29% ansteigen, die aus fossilen Brennstoffen um 47%, die aus Kernbrennstoffen sogar um 130%.

Tabelle 4
Anteile an der Elektrizitätserzeugung
2000 und 2020 (%)

	2000	2020
Kernkraft	15	22
Wärmeleistungswerke, davon:	66	62
Gas	42	34
Schweröl	15	3
Kohle	17	26
Große Wasserkraftwerke	19	16

Quellen: Energiestrategie, Schaubild 13; Boris *Saneev u.a.*, *Outlooks for Russia's Power Industry Development in the 21st Century and Greenhouse Gas Emissions*, September 2002, <http://www.sei.irk.ru/publ/lab61_1_eng.pdf>.

Im Zuge der Ausweitung der Stromerzeugung aus Kohle und Erdöl wird die CO₂-Emission erhöht, was die Energiestrategie zur Kenntnis nimmt. Eine Erhöhung des ökologisch unbedenklicheren Einsatzes von Erdgas zur Stromerzeugung wird an die Grenzen der unter Berücksichtigung der Exportpläne verfügbaren Mengen stoßen.

Gegen eine Erhöhung der Stromerzeugung mittels Kernkraft scheint es aus russischer Sicht indes keine ins Gewicht fallenden Bedenken zu geben. Von den zehn Kernkraftwerksanlagen werden neun von Rosenergoatom verwaltet, die Anlage Leningrad ist dem Atomministerium (Minatom) unterstellt. Die Kernkraftwerke sollen auch in Zukunft in staatlichem Besitz bleiben. In Rußland sind 2003 für die zivile

Nutzung 30 Kernreaktoren mit einer Gesamtkapazität von 22,2 Gwe in Betrieb (siehe die Karte im Anhang, S. 31). Darunter befinden sich 14 große wassermoderierte Druckwasserreaktoren,⁶¹ 11 große graphitmoderierte Leichtwasserreaktoren,⁶² 4 weitere kleine graphitmoderierte Leichtwasserreaktoren sowie ein kleiner Schneller Brüter.⁶³ Bis 2020 sollen einerseits 5,8 Gwe Kapazität der »ersten Generation«⁶⁴ stillgelegt werden, andererseits sollen knapp 17 Gwe Kapazität neu hinzukommen, wofür Kosten von 25 bis 35 Mrd. US-Dollar veranschlagt sind.⁶⁵

61 Der Reaktortyp VVER (Voda-vodjanoj energetičeskij reaktor, Wasser-Wasserenergetischer Reaktor) entspricht in seiner Bauart den westlichen Druckwasserreaktoren der sechziger Jahre (VVER-440) bzw. der siebziger Jahre (VVER-1000). Da er im Notfall nicht ausreichend gekühlt werden kann, läßt er sich nicht oder nur schwer (VVER-1000) auf westliches Sicherheitsniveau bringen.

62 Der Reaktortyp RBMK (Reaktor bolšoj moščnosti kipjaščij, Siedewasserreaktor großer Leistung) ist ein graphitmoderierter Siedewasser-Druckröhrenreaktor, bei dem die plutoniumhaltigen Brennstäbe ohne Herunterfahren des Reaktors ausgetauscht werden können, was ihn für militärische Nutzung geeignet macht. Der Reaktortyp ist so ausgelegt, daß bei Kühlwasserverlust die Kettenreaktion beschleunigt wird. Er gilt wegen verschiedener Sicherheitsmängel als nicht auf westliches Sicherheitsniveau nachrüstbar; vgl. *Greenpeace*, *Russisches Atom-Roulette in Osteuropa*, 2002, <http://www.greenpeace.org/multimedia/download/1/38893/0/russisch_roulette.pdf>.

63 Beim Reaktor BN (Reaktor na bystrych neutronach, schneller Neutronenreaktor) vom Typ Schneller Brüter kann die im Reaktorkern entstehende Wärme nicht mit Wasser, sondern nur mit Flüssigmetall (Natrium) gekühlt werden. Bei einem Leck besteht Explosionsgefahr. Der Schnelle Brüter eröffnet die Möglichkeit, einen geschlossenen Brennstoffkreislauf einzurichten. Er wird von russischen Wissenschaftlern daher als die Reaktorlinie der Zukunft propagiert. Von diesem Typ steht neben dem Reaktor Bjelelojarsk auf dem Gebiet der ehemaligen UdSSR nur noch der Reaktor Aktau (früher Ševčenko) in Kasachstan am kaspischen Meer.

64 Die »erste Generation« umfaßt alle Reaktoren vom Typ RBMK, vier ältere Reaktoren vom Typ VVER-440 sowie die vier Reaktoren am Standort Bilibino.

65 Zahlenangaben nach Energiestrategie 2003 [wie Fn. 1], S. 95ff; Bulat *Nigmatulin/V. Ratchkov*, *Strategy of Nuclear Power Development in Russia*, <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/18th_congress/dsessions/ds11/ds11_5.asp>; *Rosenergoatom*, <<http://www.rosatom.ru/stations/index.html>>; *Nuclear Threat Initiative (NTI)*,

Die russische Kernkraftwirtschaft stand in den neunziger Jahren aufgrund von Finanzknappheit und den psychologischen Nachwirkungen der Tschernobyl-Katastrophe unter Druck. Man hatte erkannt, daß die erste Reaktorgeneration inakzeptable Sicherheitsmängel aufwies. Im Zuge der Erhöhung des Anteils der Kernkraft an der Elektrizitätserzeugung ist beabsichtigt, die großen graphitmoderierten Leichtwasser- sowie die älteren Druckwasserreaktoren stillzulegen und durch neue Anlagen zu ersetzen. Die Laufzeit der neueren Reaktoren soll über das projektierte Datum hinaus verlängert werden. Nach und nach will man vermehrt Schnelle Brüter zum Einsatz bringen. Sie sollen nach den Planungen der Wissenschaftler etwa um die Jahrhundertmitte zum Hauptreakortyp der russischen Kernkraftwirtschaft werden. Damit will man langfristig der absehbaren weltweiten Knappheit von Natururan begegnen. In offiziellen Darstellungen wird kein Zweifel daran gelassen, daß man diese Technologie bis dahin beherrscht.⁶⁶

Rußland versorgte sich bis 1990 mit Uran überwiegend aus Lagerstätten in Kasachstan und Usbekistan, da in Rußland selbst verhältnismäßig wenig Uran gefördert wurde.⁶⁷ Nach 1990 wurden die russischen Kernkraftwerke aus den großen Lagerbeständen an Natururan sowie aufgearbeiteten Brennstäben versorgt. Das in Rußland im Revier Strelzowskoe (bei Krasnokamensk im Gebiet Tschita) geförderte Uran wird dagegen exportiert.⁶⁸ Wenn der Ausbau der Kernenergie in Rußland so verläuft, wie er geplant ist, wird Rußland jedoch verstärkt auf Uranimporte aus Kasachstan, Usbekistan und Kirgistan zurückgreifen müssen.

Rußland könnte, wenn der Ausbau der Kernenergiewirtschaft wie in der Energiestrategie vorgesehen vorschreitet, für die EU zu einem bedeutenden Stromlieferanten werden.

<<http://www.nti.org/db/nisprofs/russia/reactor/power/gendevs.htm>>.

⁶⁶ Zu einer kritischen Würdigung der Fusionstechnologie siehe: Armin *Grunwald u.a.*, Kernfusion. Sachstandsbericht, Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2002 (Arbeitsbericht Nr. 75), <<http://www.tab.fzk.de/de/projekt/zusammenfassung/ab75.pdf>>.

⁶⁷ Rußland stand im Zeitraum 1995–2001 bei der Uranförderung hinter Kanada, Australien und Niger an vierter Stelle der weltweit führenden Förderstaaten; siehe *BGR*, Reserven [wie Fn. 17], S. 242. Bei den bergmännischen Reserven (bis 40 US-Dollar/kg gewinnbar) liegt es mit 3% an achter Stelle der Weltrangliste, hinter Australien (40%), Kanada (17%), Kasachstan (15%), Südafrika (8%), Usbekistan (4%), Namibia (4%) und den USA (4%); siehe *BGR*, Reserven [wie Fn. 17], S. 234.

⁶⁸ *BGR*, Russische Föderation [wie Fn. 17], S. 53–58.

Erneuerbare Energien

Unter erneuerbaren (regenerativen) Ressourcen versteht die russische Energiestrategie Sonnen- und Windenergie, von kleinen Wasserkraftwerken erzeugte Energie, geothermische Energie, Biomasse sowie andere Heizquellen mit niedrigem Potential. Große Wasserkraftwerke werden in Rußland dagegen zum Sektor Industrie gezählt und als solche getrennt von den erneuerbaren Energien betrachtet.⁶⁹ Erneuerbare Ressourcen trugen in Rußland im Jahr 2000 mit rund 1% zur Primärenergiegewinnung bei.

In der Energiestrategie wird festgestellt, daß das wirtschaftlich nutzbare Potential an erneuerbaren Energien in Rußland 270 Mio. Steinkohleeinheiten (SKE) beträgt; das sind 30% des Binnenverbrauchs an Energieträgern im Jahr 2000 bzw. 21% des prognostizierten Binnenverbrauchs 2020.⁷⁰ Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen soll etwa im Umfang der Zunahme der Energiegewinnung aus fossilen Energieträgern steigen, der sich in der gemäßigten bzw. optimistischen Variante zwischen 28% und 43% belaufen soll. Das bedeutet, daß der Anteil der erneuerbaren Ressourcen an der gesamten Energiegewinnung konstant bleibt. Im Unterschied zu Westeuropa wird in Rußland auf offizieller Ebene bislang nicht an eine »Energiewende« gedacht, die erneuerbare Ressourcen als ernsthafte Alternative zu den bisher dominierenden Energieträgern ins Spiel bringen würde.

Nähere Ausführungen zum Potential an erneuerbaren Ressourcen in Rußland finden sich in einer Studie der Internationalen Energieagentur (IEA).⁷¹

⁶⁹ Der Anteil der großen Wasserkraftwerke an der Elektrizitätserzeugung betrug 2000 15%. Zur fragwürdigen Geschichte der großen Wasserkraftwerke als »Großbaustellen des Kommunismus« siehe Klaus *Gestwa*, Energie, in: Stefan *Plaggenborg* (Hg.), Handbuch der Geschichte Russlands, Bd. 5, Stuttgart 2003, S. 1091–1116 (1091–1099).

⁷⁰ Energiestrategie 2003 [wie Fn. 1], S. 104. Dort ist von einem Anteil der erneuerbaren Energien am Binnenverbrauch von »etwas mehr als 25%« die Rede, wobei kein Bezugsjahr genannt ist.

⁷¹ Elena *Douraeva*, Renewables in Russia. From Opportunity to Reality, Paris 2003. Siehe auch die Vorstudie der Verfasserin: Opportunities for Renewable Energy in Russia, 2002, <<http://www.iea.org/techno/renew/re-nmc.pdf>>.

Dort werden pro Jahr folgende wirtschaftlich nutzbare Potentiale erneuerbarer Energien in Rußland genannt:

Geothermische Energie	115 Mio. t SKE,
Kleine Wasserkraftwerke	65 Mio. t SKE,
Niedrigpotential-Heizung	36 Mio. t SKE,
Biomasse	35 Mio. t SKE,
Solarenergie	12,5 Mio. t SKE,
Windenergie	10 Mio. t SKE.

Die Nutzung der erneuerbaren Energien ist nicht zuletzt durch deren geographische Verteilung beschränkt. Das Hauptpotential der geothermischen Energie befindet sich im äußersten Osten Rußlands auf Kamtschatka und den Kurileninseln, auf Sachalin sowie im Nordkaukasus, also nicht in der Nähe der Bevölkerungszentren. Die Hydroressourcen sind überwiegend im dünn besiedelten Sibirien konzentriert. Die wirtschaftlich nutzbare Biomasse fällt vor allem in der Forst- und Landwirtschaft an, die ebenfalls mehr oder weniger weit entfernt von den Bevölkerungs- und Wirtschaftsballungszonen angesiedelt ist. Für die Nutzung der Solarenergie eignet sich im Süden Rußlands eine Zone, die sich vom Schwarzen Meer bis in den Fernen Osten erstreckt und in Sibirien mit dem besiedelten Raum weitgehend zusammenfällt. Windenergie läßt sich an vielen Orten nutzen, darunter auch in Gegenden, in denen andere Energiequellen nicht zur Verfügung stehen. Insgesamt hat der Einsatz der verschiedenen erneuerbaren Energien vor allem in dünn besiedelten Gebieten Vorteile, in denen große konventionelle Kraftwerke und weite Übertragungswege nur mit hohen Kosten zu betreiben sind. In weiten Teilen Rußlands wäre daher, so die Autorin der genannten IEA-Publikation, eine Abkehr von der bestehenden zentralisierten Elektrizitäts- und Wärmeversorgung und der Übergang zu einem dezentralen System zu erwägen.

Einer stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien stehen in Rußland jedoch mehrere Faktoren entgegen:

- ▶ Erneuerbare Energie gilt als teuer, ihre Technologien sind noch wenig bekannt;
- ▶ es herrscht die Meinung vor, überreich mit fossilen Ressourcen ausgestattet zu sein; daß sie begrenzt sind, dringt nur allmählich ins Bewußtsein;

- ▶ erneuerbare Ressourcen gelten als Spielzeug reicher Länder, die sich deren Subventionierung leisten können;
- ▶ die vergleichsweise niedrigen Binnenpreise für konventionelle Brennstoffe behindern die wirtschaftliche Entwicklung erneuerbarer Ressourcen.

Das Potential der erneuerbaren Energien ließe sich nur dann intensiver nutzen, wenn ein Bewußtseinswandel einsetzt. Er könnte sich erheblich schneller vollziehen, wenn die Illusion reichlich und noch lange verfügbaren billigen Erdgases und Erdöls nicht länger bestünde. Umgekehrt muß erkannt werden, daß in Rußland erhebliche unausgeschöpfte Möglichkeiten der Nutzung erneuerbarer Energien bestehen.⁷² Ihre Förderung könnte der langfristig vielleicht wichtigste Beitrag der westeuropäischen Länder in den Energiebeziehungen mit Rußland sein: Der russische Maschinenbau könnte aus einer Zusammenarbeit auf den Gebieten jener modernen Technologien, wie sie etwa bei Windkraft- oder Solaranlagen zum Einsatz kommen, hohen Nutzen ziehen. Darüber hinaus würde ein Gegengewicht zu der problematischen Abhängigkeit der russischen Wirtschaft von fossilen Energien geschaffen. Schließlich kann, neben erheblichen Anstrengungen zur Energieeinsparung, nur eine Hinwendung zu erneuerbaren Energien verhindern, daß Rußland in einigen Jahrzehnten ebenso wie Westeuropa und die USA in extrem steigendem Maße auf Importe von Erdöl und Erdgas aus dem Nahen Osten und anderen Regionen angewiesen sein wird.

⁷² *Douraeva*, Opportunities for Renewable Energy in Russia [wie Fn. 71].

Übergreifende Themen

Energiebilanz und Energiesparen

Nach einer Feststellung der Energiestrategie ist die Energieintensität (das Verhältnis von Energieaufwand zum Bruttoinlandsprodukt) in Rußland zweimal so hoch wie im Weltdurchschnitt und dreimal so hoch wie in der EU.⁷³ An gleicher Stelle wird zugegeben, daß dies durch den »russischen Winter« und die Größe des Landes allein nicht erklärt und gerechtfertigt werden könne. Verantwortlich dafür waren im wesentlichen die energieintensive Produktionsstruktur sowie die technologische Rückständigkeit in Industrie und Kommunalwirtschaft, beides Nebenwirkungen des Einflusses der staatlich fixierten niedrigen Energiepreise. In den neunziger Jahren ist die Energieintensität in Rußland weiter angestiegen, da die amtlich registrierte Produktion schneller zurückging als der Energieeinsatz. Seit 1999 ist im Zusammenhang mit dem schnellen Wirtschaftswachstum ein umgekehrter Trend zu verzeichnen. Grundsätzlich hat sich aber am Niveau der Energieintensität und am Ausmaß der Energieverschwendung in Rußland seit dem Ende der Sowjetunion nichts geändert.

Nach Schätzung der Energiestrategie ließen sich 39–47% der verbrauchten Energie einsparen, wobei jeweils rund ein Drittel der Einsparungen in der Energiewirtschaft selbst, in der Industrie sowie in der Kommunal- und Wohnungswirtschaft erbracht werden müßten. Hätten entsprechende Maßnahmen Erfolg, sank die Energieintensität bis 2010 um 26 bis 27% und bis 2020 um 45 bis 50% gegenüber dem Wert im Jahr 2000 – so die Energiestrategie. Wie aber soll dieses Ziel erreicht werden, wenn die Energieverschwendung durch niedrige Preise vor allem für Erdgas und Kohle begünstigt wird?

In der Energiestrategie wird eingeräumt, daß der Binnenpreis für Erdgas zu niedrig ist. Es wird aber auch ausgeführt, daß neben der Preispolitik weitere Maßnahmen erforderlich seien, um Energiesparen anzuregen. Dazu gehöre die Reform der Wohnungs- und Kommunalwirtschaft sowie eine Neufassung der vielfältigen Normen und Vorschriften, die in Rußland

den Energieeinsatz regeln.⁷⁴ Die Energiestrategie sieht vor, daß im Zeitraum 2000–2020 der Anteil des Erdgases am Binnenverbrauch von Energieträgern von 50% auf 46% gesenkt wird, während die Anteile der anderen Energieträger entsprechend ansteigen sollen.⁷⁵ Diese Änderung der Verbrauchsstruktur geht zwar in die richtige Richtung, sie bedeutet aber von ihrem Ausmaß her keinen Durchbruch zu einer verbesserten Energieverwendung. Die Bevorzugung von Erdgas als Brennstoff bei der Elektrizitätserzeugung war Anfang der achtziger Jahren in der Sowjetunion unter dem Namen »Gaspause« oder »Gasbrücke« propagiert worden. Man wollte Erdgas vorübergehend stärker nutzen, um sich Erleichterung bei der angespannten Situation der Erdölversorgung zu verschaffen. Geplant war, in dieser »Pause« die Kernkraft ebenso wie die Technologie der Kohleverwendung so weit zu entwickeln, daß man auf den Einsatz sowohl von Erdöl als auch von Erdgas als Brennstoff weitgehend verzichten und diese beiden hochwertigen Energieressourcen anspruchsvolleren Verwendungen und dem Export zuführen konnte.⁷⁶

Der Anteil des Erdgases am Energieträgereinsatz stieg seither stetig an, ohne daß ein technisch-ökonomischer Durchbruch in Richtung Atomenergie und Kohle erzielt worden wäre. Statt dessen kam es zu einem technologischen Rückschritt in der Erdgasverwendung: Kohlekessel wurden zur Verbrennung von Erdgas umgerüstet, wobei nur ein Wirkungsgrad von 25 bis 30% erzielt wurde – mit modernen Gas-Dampfturbinenkraftwerken wären Wirkungsgrade von 60 bis 70% möglich.⁷⁷ Wenn nun im Zeitraum bis 2020 eine sparsamere Verwendung von Erdgas in der Stromerzeugung sowie höhere Verwendungsanteile von Kernkraft und Kohle anvisiert werden, läßt sich

⁷⁴ Roland *Götz*, Die Reform der öffentlichen Wirtschaft in Rußland. Auswirkungen auf Wirtschaftswachstum und Außenhandel, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2003 (S 31/03).

⁷⁵ Energiestrategie 2003 [wie Fn. 1], S. 35f.

⁷⁶ Thane *Gustafson*, Crisis amid Plenty. The Politics of Soviet Energy under Brezhnev and Gorbachev, Princeton 1989, S. 137ff.

⁷⁷ Interview mit Oleg *Favorskij*, Naši rezervy ogromny [Unsere Reserven sind riesig], in: *Ekonomičeskie strategii*, 1.12.2003.

⁷³ Energiestrategie 2003 [wie Fn. 1], S. 47.

beides nur mit einer entsprechenden staatlichen Investitions- und Preispolitik realisieren. Angesichts begrenzter finanzieller Mittel des russischen Staates verspricht eher die Politik einer schnellen Anhebung bzw. der baldigen Liberalisierung des Erdgasmarktes Erfolg.

Auch die EU besteht auf einer schnelleren Anhebung der russischen Binnenpreise für Erdgas, als sie die russische Energiestrategie vorsieht. Außerdem verlangt die EU die Senkung des Exportzolls auf Gas (ab 1. Januar 2004 soll er 30% betragen), den freien Transit von Öl und Gas durch die russischen Pipelines, die Erlaubnis zum Bau privater Öl- und Gaspipelines sowie eine Auflösung des Gasmonopolisten Gasprom.⁷⁸ Das liefe auf eine radikale Reform nicht nur des Gassektors, sondern auch der gesamten Energiepolitik Rußlands hinaus. Die Forderungen der EU stoßen denn auch auf erbitterten Widerstand der etablierten, halbstaatlichen Instanzen des bestehenden Systems, vor allem auf den von Gasprom und den der Ölpipelinegesellschaft Transneft. Bislang hat sich Präsident Putin die Argumente von Gasprom und Transneft zu eigen gemacht, kommen sie doch seinen Vorstellungen von einem staatlich gelenkten Bereich innerhalb des Energiesektors entgegen, der die Gaswirtschaft sowie die Pipelines umfaßt.

Der Energiedialog EU–Rußland

Der Energiedialog zwischen der EU und Rußland war auf deren Gipfel im Oktober 2000 in Paris beschlossen worden.⁷⁹ Er zielt auf eine »Energiepartnerschaft« und fügt sich in das bestehende Partnerschafts- und Kooperationsabkommen ein. Über den Dialog wird in Fortschrittsberichten informiert.⁸⁰ Im März 2001 waren vier Themengruppen benannt worden, die von Experten beider Seiten auf mehreren Treffen bearbeitet wurden: 1. Energiestrategien und Energiebilanzen, 2. Technologietransfer und Energieinfrastruktur, 3. Investitionen und 4. Energieeffizienz und Umwelt. Auf den EU–Rußland-Gipfeltreffen im Oktober 2001 und im Mai 2002 wurden die Ergebnisse dieser Expertentreffen vorgestellt. Seit 2003 ist der Energiedialog

⁷⁸ Konstantin *Smirnov*, *Evrosojuz potreboval razdela Gazproma* [Die EU verlangte die Aufteilung von Gasprom], in: *Kommersant*, 9.10.2003.

⁷⁹ <<http://www.europarl.eu.int/meetdocs/delegations/russ/20030707%20-%20Moscou/10.pdf>>.

⁸⁰ Siehe <http://europa.eu.int/comm/energy_transport/russia/sec_2003_0473_de.pdf>.

nach Ansicht der beiden Seiten in die Implementierungsphase eingetreten.

Eine Reihe der im Dialog behandelten Themen werden besonders hervorgehoben:

- ▶ Erstens: Die Errichtung einer neuen Energieinfrastruktur von »gegenseitigem strategischem Interesse«. Dazu zählen die Erdgasprojekte »Entwicklung des Shtokman-Gasfelds«, »Ostseepipeline« und »Erweiterung der Jamal–Europa-Pipeline«. Für die Erdölversorgung Europas wird die Verbindung der Druschba-Pipeline mit dem Adria-Pipeline-Netzwerk als vordringlich angesehen. Die EU sieht ihren Beitrag in der Erleichterung der Realisierung dieser Projekte, die Verantwortung soll jedoch bei den beteiligten Firmen verbleiben.
- ▶ Zweitens soll ein internationaler Energiefonds eingerichtet werden, der die nichtkommerziellen Risiken abdecken soll, die Ausländer von Investitionen in den russischen Energiesektor abschrecken.
- ▶ Drittens möchte die EU die Reform des russischen Energiesektors unterstützen, darunter insbesondere die Reform der Elektrizitätswirtschaft und des Gasbereichs. Die EU ist an einer investorenfreundlichen Ausgestaltung der Production-Sharing-Regeln interessiert sowie an einer baldigen Einigung über das Transitprotokoll zum Energiecharta-vertrag.
- ▶ Viertens geht es um die rechtliche Sicherheit der Versorgung der EU mit Erdgas. Die EU legt Wert darauf, daß die langfristigen Verträge im Erdgasbereich mit dem EU-Wettbewerbsrecht kompatibel sind, und ist daran interessiert, daß die territorialen Beschränkungsklauseln (d.h. das Verbot der Weiterverkaufs von Erdgas an Dritte) entfallen.
- ▶ Fünftens sollen die Pilotprojekte auf dem Gebiet des Energiesparens und der Energieeffizienz – in Astrachan, Archangelsk und Kaliningrad – unter Beachtung gemeinsamer Regeln durchgeführt werden.
- ▶ Sechstens sind vor einer Vernetzung der Elektrizitätsnetze der EU und Rußlands Fragen der Reziprozität des Marktzugangs, des Umweltschutzes sowie der nuklearen Sicherheit zu klären.
Als Beispiele für konkrete Projekte, die innerhalb des Energiedialogs geplant und bereits ausgeführt wurden, gelten
 - ▶ die Einrichtung eines Energietechnologiezentrums in Moskau,
 - ▶ eine Studie über die Machbarkeit einer Nordeuropäischen Gaspipeline (Ostseepipeline).

Die EU möchte die privaten Unternehmen unterstützen, die im Energiebereich tätig sind, ohne sie aus ihrer kommerziellen Verantwortung zu entlassen. Indem sie bestimmte Vorhaben als im »strategischen Interesse« Europas bezeichnet, befürwortet sie diese. Es ist allerdings zu fragen, wie weit die Kompetenzen der EU-Einrichtungen auf diesem Gebiet reichen.

Der Energiechartavertrag

Die Energiecharta war 1990 von der niederländischen Regierung vorgeschlagen worden, um den wirtschaftlichen Wiederaufbau in Osteuropa und der früheren Sowjetunion zu unterstützen.⁸¹ Der auf ihr aufbauende Energiechartavertrag sowie die dazugehörigen Transitprotokolle bilden eine rechtliche Basis für Investitionen in die Energiewirtschaft, den Handel sowie den Transport von Energieträgern. Ausländische Investoren sollen, so das Prinzip, rechtlich mit inländischen Produzenten gleichgestellt werden. Am bedeutsamsten ist die Vereinbarung rechtlicher Verfahren bei Auseinandersetzungen über den Transit von Energieträgern durch dritte Länder. Und hier kommen die Bedenken Rußlands zum Tragen, das bislang weder den Energiechartavertrag noch die Transitprotokolle ratifiziert hat.

Vor allem Gasprom befürchtet, das entsprechende Transitprotokoll würde es Ländern wie Turkmenistan und Kasachstan erleichtern, Gas durch Rußland hindurch nach Europa zu liefern und damit das Transportmonopol Gasproms zu brechen. Außerdem, argumentiert Gasprom, würden dann die langfristigen Verträge in Gefahr geraten, in deren Rahmen bislang der Gasexport nach Europa abgewickelt wird. Weiter befürchtet man, daß durch verstärkten Gastransit der Preis für Erdgas drastisch fiele, was Gasprom Verluste in Höhe von bis zu einem Drittel seiner

⁸¹ Die »Europäische Energiecharta« wurde als politisches Dokument am 17.12.1991 unterzeichnet. Aus ihr entstand – unter Weglassung des Wortes »Europäisch« – der Energiechartavertrag, der am 17.12.1994 von EU-Staaten, osteuropäischen Staaten, den GUS-Staaten, Australien und Japan unterzeichnet wurde. Nachdem der Energiechartavertrag von 30 Staaten ratifiziert worden war, trat er am 16.4.1998 in Kraft. Die Nichtratifizierer sind neben Rußland Belarus, Island, Australien und Norwegen. Die USA waren bereits 1994 von der Unterzeichnung des Energiechartavertrags zurückgetreten, da er sich nicht mit der Anwendung des »Jackson-Vanik-Zusatzes« vereinbaren ließ, der den Handel mit Rußland einschränkt.

Exportereinnahmen eintragen würde.⁸² Die gegen den Energiechartavertrag und das Transitprotokoll vorgebrachten Argumente überzeugen jedoch nicht. So fordert der Vertrag keineswegs, daß die Vertragsstaaten ihre Pipelines zwingend Dritten zugänglich machen müssen. Auch verwehrt der Vertrag nicht den Abschluß langfristiger Verträge über Energielieferungen.⁸³ Ungeachtet dessen mußten die mit Rußland geführten Verhandlungen über das Transitprotokoll im Dezember 2003 bis auf weiteres ausgesetzt werden.

Der Energiechartavertrag umfaßt Regelungen, die einen offenen, transparenten und nicht-diskriminierenden Energiemarkt begünstigen. Wenn Rußland ihm beiträte, würde die Reform seines Energiesektors, insbesondere des Gassektors, ein wesentliches Stück vorankommen.⁸⁴ In gewisser Weise überträgt der Energiechartavertrag die WTO-Regeln auf den Energiehandel, seine Ratifizierung würde insofern Rußlands WTO-Beitritt erleichtern. Die Aussichten für eine Ratifizierung des Energiechartavertrags durch das russische Parlament sind allerdings schlecht, solange die Verhandlungen von russischer Seite nur hinhaltend geführt werden.

Rußlands Energiewirtschaft und Kyoto

Nachdem die USA im März 2001 die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls verweigerten, hängt es nun von Rußland ab, ob das Abkommen über die Verminderung des Ausstoßes von Treibhausgasen (vor allem CO₂) überhaupt in Kraft treten kann.⁸⁵ Denn mit Rußland

⁸² Andrei *Konoplyanik*, Energy Charter: Counter-Acting through Inaction, in: Oil, Gas & Energy Law Intelligence, (2003) 2, <http://www.gasandoil.com/ogel/samples/freearicles/article_34.htm>; Friedemann *Müller*, Kyoto-Protokoll vor dem Aus?, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 1993 (SWP-Aktuell 40/1993).

⁸³ Auf der Konferenz zum Energiechartavertrag im Dezember 2002 wurde festgestellt, daß noch drei miteinander verbundene, das Transitprotokoll betreffende Fragen offen sind: 1. die Bildung der Transittarife, 2. das von Rußland ins Spiel gebrachte Recht der »ersten Verweigerung« bei der Inanspruchnahme von Transitwegen (d.h. die Fortsetzung von Anschlußverträgen) sowie 3. die »Integrationsklausel«, welche die EU zu einem einheitlichen Territorium erklärt, auf das Transitregelungen nicht anzuwenden sind. Siehe dazu die Ausführungen von A. *Konoplyanik*, in: Neftegazovaja vertikal', 9.6.2003.

⁸⁴ *Konoplyanik*, Energy Charter [wie Fn. 82].

⁸⁵ Zum Thema Klimaproblematik und Rußland siehe umfassend Friedemann *Müller*, Klimapolitik und Energie-

steigt der Anteil jener Beitrittsstaaten, die signifikant zum weltweiten Ausstoß von Treibhausgasen beitragen, auf das notwendige Quorum an, das für die Gültigkeit der Vereinbarung erreicht werden muß.⁸⁶ Moskau hatte seit 1997, als in Kyoto das Protokoll zur Klimarahmenkonvention der UNO (Rio-Konvention, 1992) vereinbart worden war, zwar immer wieder seine Bereitschaft zur Ratifizierung anklingen lassen, sich aber stets weitere Zeit zur Prüfung ausbedungen. Außerdem stifteten widersprüchliche Äußerungen russischer Repräsentanten nicht nur einmal Verwirrung. Während sich etwa der ehemalige Ministerpräsident Kasjanow für die Ratifizierung aussprach, lehnte sie der Präsidentenberater Illarionow ab.

Man betont in der russischen Diskussion regelmäßig, daß das Kyoto-Protokoll eher politische als ökologische Bedeutung habe, da Hauptverursacher von Treibhausgasemissionen wie die USA, China und Indien nicht mit von der Partie sind. Darüber hinaus wird unterstellt, daß die Kyoto-Vereinbarungen den Zweck hätten, Rußlands Verbrauch an Energieträgern einzuschränken und dadurch höhere Erdöl- und Erdgasexporte nach Europa zu ermöglichen.⁸⁷ Überhaupt stellt man die Relevanz der Kyoto-Vereinbarungen durch Hinweise auf ihre geringen praktischen Auswirkungen in Frage und übersieht dabei, daß es mit Kyoto um eine grundsätzliche Entscheidung für eine aktive Klimapolitik geht.

Bei einem angenommenen Wirtschaftswachstum von 4,5% pro Jahr wird der Ausstoß von CO₂ in Rußland 2012 um 11% niedriger sein als 1990. Rußland wird damit seine Kyoto-Verpflichtung (keine Erhöhung des CO₂-Ausstoßes gegenüber 1990) erfüllen können. Bei einem Wirtschaftswachstum von 7%, das von Putin gefordert wird, würde allerdings bereits 2010 die Rußland auferlegte Grenze durchbrochen, 2020 würde der CO₂-Ausstoß den Wert von 1990 bereits um 14% überschreiten.⁸⁸ Zwar ist die Annahme eines derart hohen, lange anhaltenden Wirtschafts-

wachstums ziemlich unrealistisch, doch findet die Qualifizierung der Kyoto-Vereinbarung als Wachstumsbremse für Rußland in der Umgebung des russischen Präsidenten große Aufmerksamkeit.

Zu einer Drosselung des Wirtschaftswachstums in Rußland als Folge einer Begrenzung der Emission von Treibhausgasen wird es nur kommen, wenn die Bemühungen um Einsparung von Energie unzureichend bleiben. Dies muß aber keineswegs der Fall sein. Für den Elektrizitätsbereich hat eine Untersuchung ergeben, daß eine Ersetzung bestehender Wärmekraftwerke durch moderne Anlagen eine Erhöhung des Wirkungsgrades von jetzt 23–30% auf 40% ermöglichen könnte.⁸⁹ Die Umstellung von Kohle- auf Gaskraftwerke würde eine weitere Reduzierung der Emissionen bewirken, allerdings die von der Energiestrategie vorgesehene Verminderung des Gasanteils am Primärenergiemix konterkarieren.

Bei entsprechender Energieeinsparung könnte Rußland von einem Inkrafttreten der Kyoto-Vereinbarungen durch den Verkauf von Quoten sogar profitieren: Das wäre allerdings nur dann der Fall, wenn einerseits in Rußland die Energieeinsparung Fortschritte macht und andererseits genügend Nachfrage nach Klimaquoten besteht. Da die USA als größter potentieller Nachfrager ausfällt, ist dem Emissionshandel jedoch eine wichtige Stütze entzogen. Erst wenn die russische Regierung sich zu einer klaren Meinung durchgerungen haben wird, kann sich zeigen, ob 2004 mit einem Beitritt Rußlands gerechnet werden kann oder ob neue Verzögerungen zu erwarten sind.

versorgungssicherheit, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik (in Vorbereitung).

86 Für das Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls ist erforderlich, daß die beitretenden Staaten 1990 mindestens 55% der weltweiten Treibhausgase emittiert haben. Ohne Rußland liegt deren Anteil 2003 bei nur 44%, mit ihm steigt er um 17,4% auf über 60%.

87 Nikolaj *Silaev*, *Vozdušnaja trevoga* [Luftalarm], in: *Profil*, 6.10.2003.

88 *United Nations*, Framework Convention on Climate Change, Compilation and Synthesis Report on Third National Communications, Bonn, 29.5.2003, <<http://unfccc.int/resource/docs/2003/sbj/07a03.pdf>>, hier Tab. 4, S. 11.

89 Henry *Lee u.a.*, *Entering Russia's Power Sector. Challenges in Creating a Credible Carbon Trading System*, Cambridge, MA 2001 (Discussion Paper 2001-10), S. 16ff, <http://bcisia.ksg.harvard.edu/bcsia_content/documents/RUElectric8_13.pdf>.

Rußland und die europäische Energieversorgung

Rußland will gemäß Energiestrategie bis 2020 seine Exporte von Energieträgern nach Europa weiter erhöhen. Dieses Ziel kann jedoch nur erreicht werden, wenn erheblich in die Energiewirtschaft investiert wird. Nicht nur müssen neue Förderregionen erschlossen werden, auch in bestehende Fördergebiete müssen Investitionen fließen. Darüber hinaus muß das gesamte Transportsystem zum großen Teil erneuert und ausgebaut werden.

Damit in- und ausländisches Investitionskapital in der erforderlichen Höhe mobilisiert werden kann, müssen günstige Investitionsbedingungen bestehen. Vor allem muß Vertrauen in die Stabilität der Eigentumsrechte vorhanden sein. Investoren müssen erkennen können, daß der Staat zwar an den Gewinnen der Energieunternehmen teilhaben, aber nicht selbst zum Haupteigentümer werden und vorhandenes Privateigentum konfiszieren will.

Die in der Energiestrategie prognostizierte Erhöhung und regionale Ausrichtung der Energieexporte setzt außerdem eine entsprechende Geschäftspolitik der großen Erdöl- und Erdgasfördergesellschaften voraus. Während der Staat durch sein Eigentum an Gazprom die Geschäftspolitik im Gasbereich stark beeinflussen kann, hat er im Erdölsektor, wo nur Rosneft noch in Staatsbesitz ist, weniger Möglichkeiten. Doch stehen ihm auch dort mit der Verfügung über die Förderlizenzen sowie der Kontrolle der Ölpipelines durch Transneft Mechanismen zur Verfügung, mit denen er seine Interessen zur Geltung bringen kann.⁹⁰ Welches aber sind hier die staatlichen Interessen?

Deutliches Interesse signalisiert die Energiestrategie an der Lenkung der Exportzuwächse bei Erdöl und Erdgas von West nach Ost bzw. auf den Weltmarkt außerhalb Europas. Abgesehen davon, daß damit die zukünftigen Wachstumsmärkte für Energieträger angepeilt werden, können so die angestrebten »strate-

gischen Partnerschaften« mit China/Japan bzw. den USA gefördert werden.

Aber auch die vergleichsweise bescheidene Erhöhung der Energieexporte nach Westen (Europa) verlangt strategische Entscheidungen. Die Transportinfrastruktur muß ausgebaut werden. Im Gasbereich stehen dafür mehrere Möglichkeiten zur Verfügung: Die durch Polen führende Jamal-Europa-Pipeline kann erweitert und/oder die Ostseepipeline von Rußland nach Deutschland/Großbritannien gebaut werden. Außerhalb des Horizonts der russischen Planungen liegt noch die Option einer Südroute vom Iran über die Türkei nach Europa. Vor allem muß geklärt werden, ob die Projekte der Erweiterung der Jamal-Europa-Gaspipeline oder der Ostsee-Gaspipeline gleichrangig verfolgt oder zeitlich gestaffelt und in welcher Reihenfolge vorangetrieben werden sollen.

Da Rußland den prognostizierten Bedarf Europas an der Einfuhr von Erdöl und Erdgas nur unterproportional decken kann, müssen die Bezüge aus anderen Ländern überproportional ansteigen. Dies hat im Erdölbereich nur geringe Auswirkungen, wegen des Weltmarktcharakters der Erdölversorgung wird überdies keine deutliche regionale Schwerpunktsetzung zu beobachten sein. Da im Erdgasbereich der Rückgang des russischen Anteils verhältnismäßig deutlich ausfällt und (solange LNG keine dominierende Stellung erhält) durch die Bindung an Pipelines der Bezugsmarkt auf europänahe Regionen beschränkt ist, wird es hier zu einer Umorientierung der Bezugszuwächse Gesamteuropas auf den Süden kommen, das heißt auf die Räume Nordafrika, Naher Osten und kaspischer Raum. Dann wird auch die angesprochene Südtrasse Iran-Europa in den Energiedialog zwischen der EU und Rußland einbezogen werden müssen.

⁹⁰ Die Kernenergiewirtschaft befindet sich unter vollständiger Kontrolle des russischen Staates. Dagegen ist die Kohlewirtschaft fast vollständig privatisiert. Die staatliche Politik in diesen beiden Bereichen wird, da sie für die Energieversorgung Europas auf absehbare Zeit von keiner großen Bedeutung ist, hier nicht weiter erörtert.

Anhang

Dokumente im Internet

Russische Energiestrategie

Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda [Energiestrategie Rußlands bis 2020], gebilligt von der russischen Regierung am 28.8.2003, <<http://www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>>

Energiedaten der EIA

Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook, Mai 2003, <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>>

Energy Information Administration (EIA), Russia Energy Survey 2002, Paris 2002, <<http://library.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/nppdf/stud/02/russia2002.pdf>>

Von der EU publizierte Energiedaten und Analysen

European Commission, Directorate-General Energy and Transport, European Energy and Transport – Trends to 2030, <http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm>

Schuman Centre/Observatoire Méditerranéen del l'Energie/Sonatrach, Medsupply. Developments of Energy Supplies to Europe from the Southern and Eastern Mediterranean Countries, Juni 2003, <<http://serveur.ome.org/ftpmesup/>>

Die EU zu den Beziehungen EU–Rußland

Allgemein

<http://europa.eu.int/comm/external_relations/russia/intro/index.htm>

Energiedialog EU–Rußland

<<http://www.europarl.eu.int/meetdocs/delegations/russ/20030707%20-%20Moscou/10.pdf>>

Zur Kernenergie in Rußland

Minatom, Strategy of Nuclear Power Development in Russia in the First Half of the 21st Century, <<http://www.minatom.ru/english/presscenter/document/news/strat.pdf>>

Ratchkov, V. I., Strategy of Nuclear Power Development in Russia, <http://www.ilc-online.org/download/en/ratchkov_en.pdf>

Zur Kernfusionsreakorteknik

Armin **Grunwald u.a.**, Kernfusion. Sachstandsbericht, Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2002 (Arbeitsbericht Nr. 75), <<http://www.tab.fzk.de/de/projekt/zusammenfassung/ab75.pdf>>

Abkürzungen

BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hannover)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BP	British Petrol
EIA	Energy Information Administration
EU-30	Europäische Union mit rund 30 Mitgliedsländern
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
Gwe	Gigawatt elektrische Energie
IEA	International Energy Agency
LNG	Liquified natural gas (Flüssiggas)
OME	Observatoire Méditerranéen del l'Energie
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
PSA	Production sharing agreement
RBMK	Reaktor bolšoj moščnosti kipjaščij (Siedewasserreaktor großer Leistung)
SKE	Steinkohleeinheiten
TĖK	Toplivno-energetičeskij kompleks (Brennstoff- und Energiekomplex)
TNK	Tjumenskaja Neftjanaja Kompanija (Tjumener Erdölgesellschaft)
VVER	Voda-vodjanoj energetičeskij reaktor (Wassermoderierter Druckwasserreaktor)
WTO	World Trade Organisation

Karte und Schaubilder

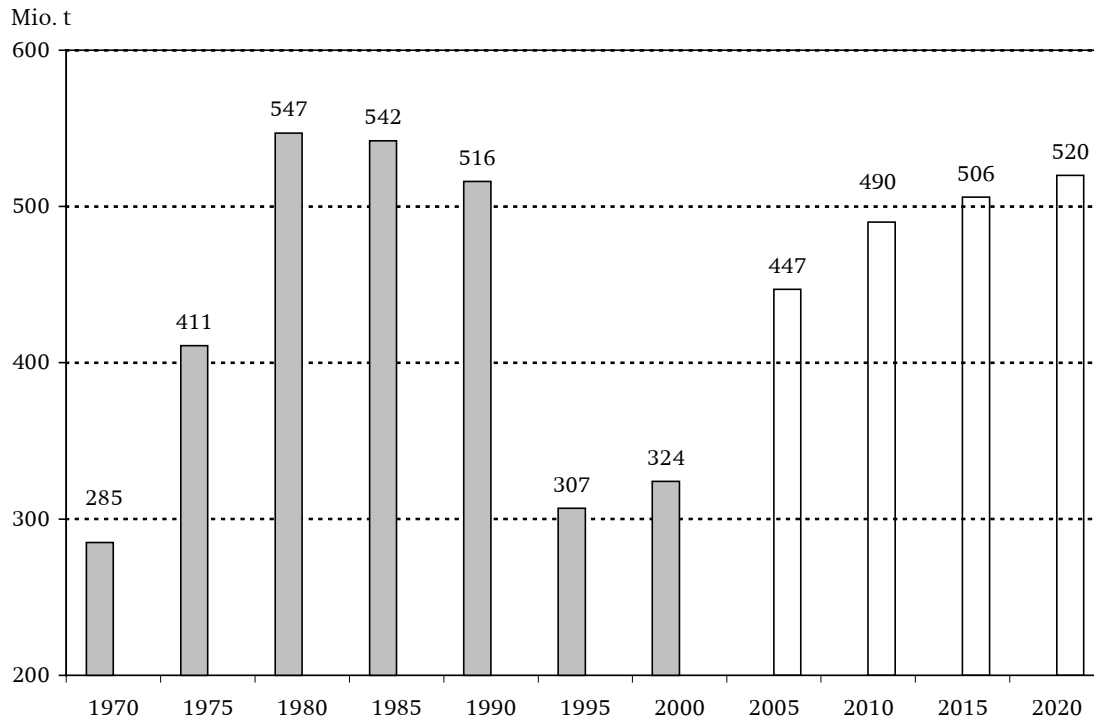
Karte

Kernkraftwerke in Rußland, 1999



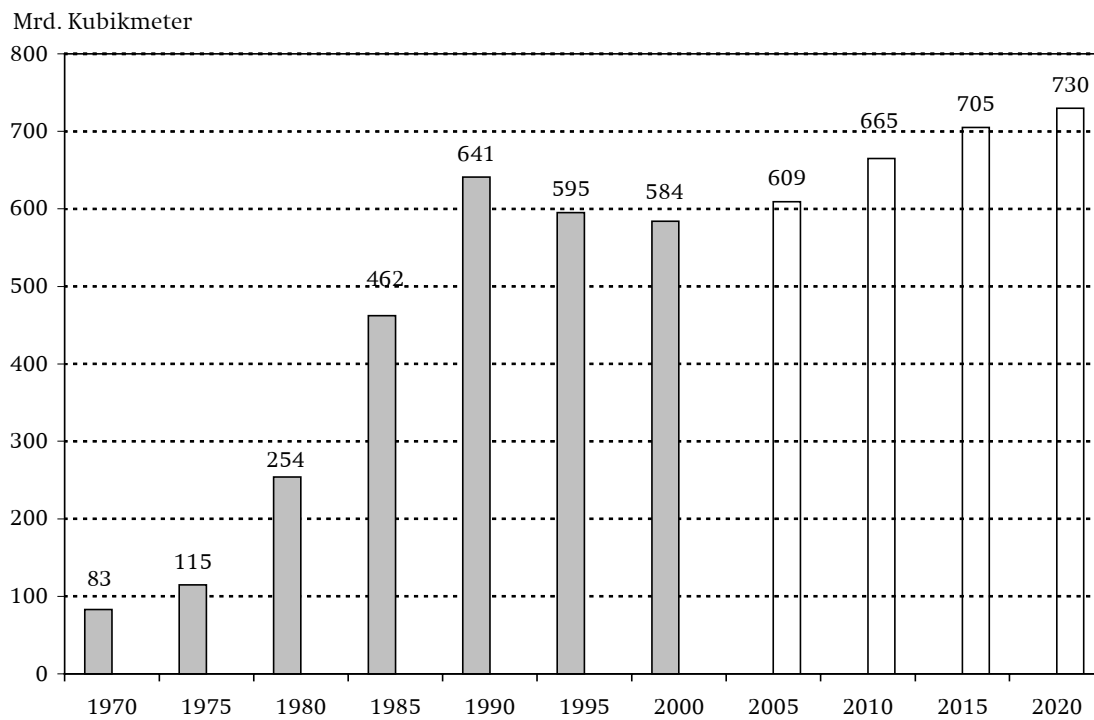
Quelle: *U.S. Department of Energy*, International Nuclear Safety Center, <<http://www.insc.ru/main/Db/dbdistr.html>>.

Schaubild 1
Russische Erdölförderung 1970–2000 und Prognose der Energiestrategie 2005–2020



Datenquellen: Russisches Statistisches Jahrbuch; Russische Energiestrategie bis 2020.

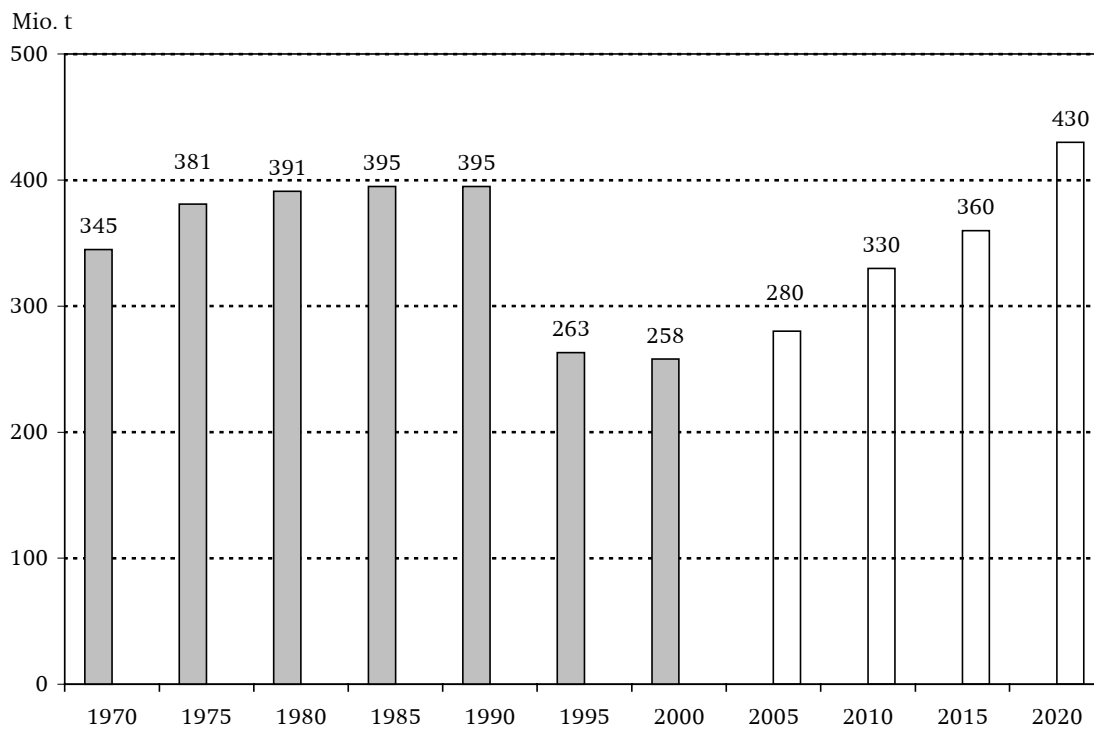
Schaubild 2
Russische Erdgasförderung 1970–2000 und Prognose der Energiestrategie 2005–2020



Datenquellen: Russisches Statistisches Jahrbuch; Russische Energiestrategie bis 2020.

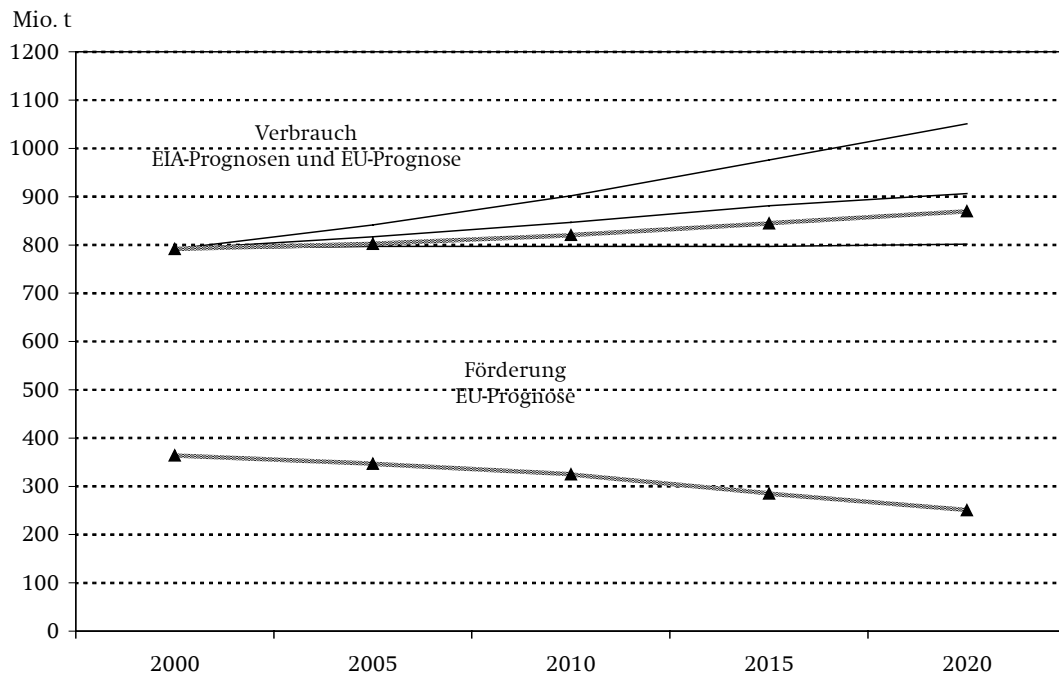
Schaubild 3

Russische Kohleförderung 1970–2000 und Prognose der Energiestrategie 2005–2020



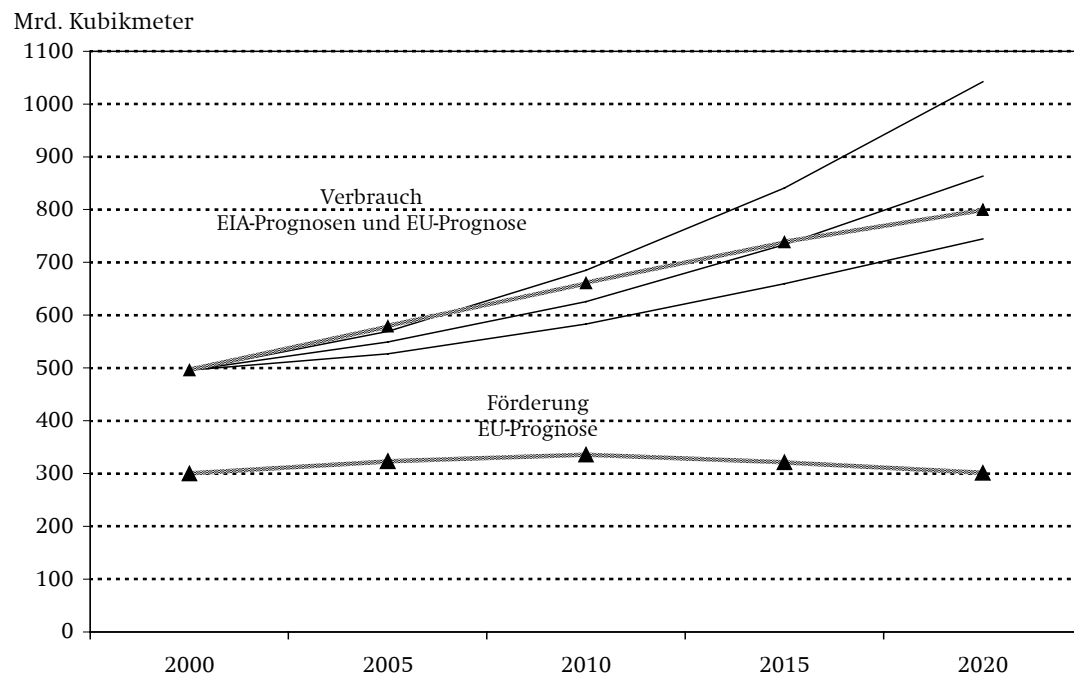
Datenquellen: Russisches Statistisches Jahrbuch; Russische Energiestrategie bis 2020.

Schaubild 4
Erdölverbrauch und Erdölförderung Europas 2000–2020



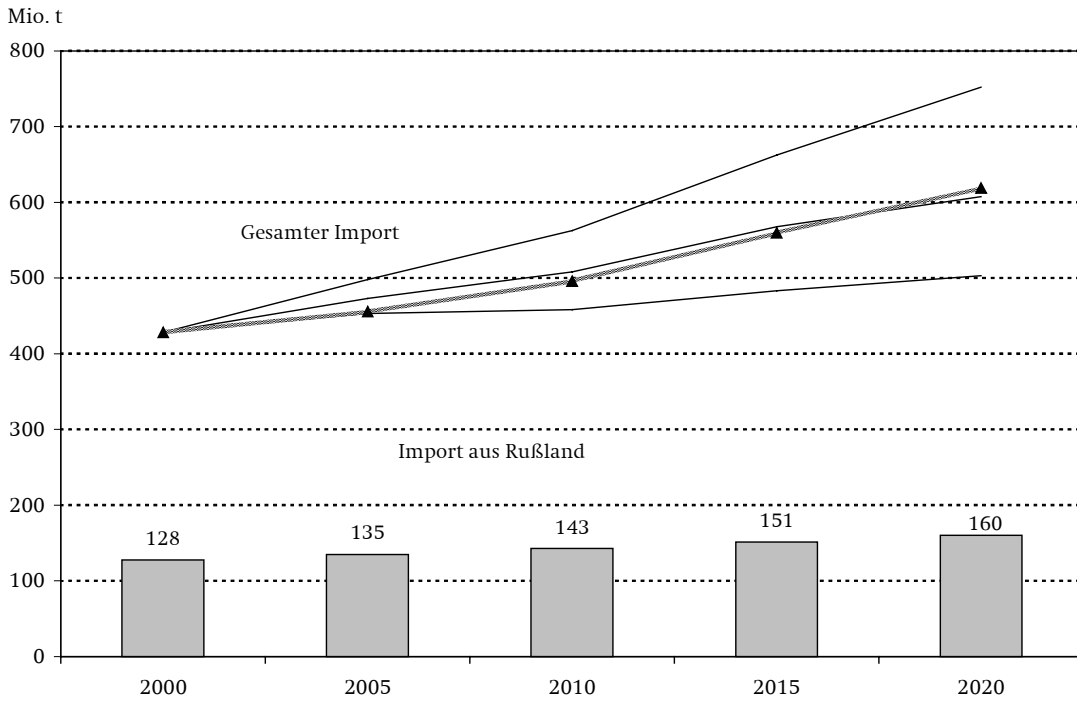
Datenquellen: Russische Energiestrategie bis 2020; *Energy Information Administration (EIA)*, International Energy Outlook, Mai 2003; *European Commission, Directorate-General Energy and Transport*, European Energy and Transport – Trends to 2030, Paris 2003.

Schaubild 5
Erdgasverbrauch und Erdgasförderung Europas 2000–2020



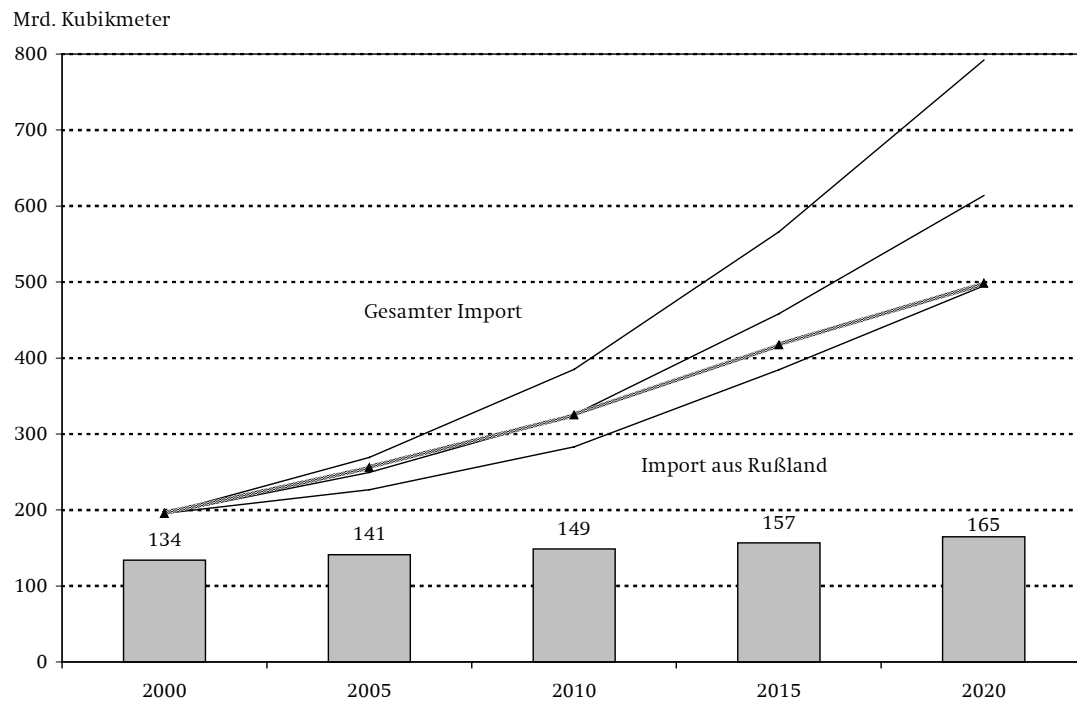
Datenquellen: Russische Energiestrategie bis 2020; *Energy Information Administration (EIA)*, International Energy Outlook, Mai 2003; *European Commission, Directorate-General Energy and Transport*, European Energy and Transport – Trends to 2030, Paris 2003.

Schaubild 6
Erdölimport Europas 2000–2020



Datenquellen: Russische Energiestrategie bis 2020; *Energy Information Administration (EIA)*, International Energy Outlook, Mai 2003; *European Commission, Directorate-General Energy and Transport*, European Energy and Transport – Trends to 2030, Paris 2003.

Schaubild 7
Erdgasimport Europas 2000–2020



Datenquellen: Russische Energiestrategie bis 2020; *Energy Information Administration (EIA)*, International Energy Outlook, Mai 2003; *European Commission, Directorate-General Energy and Transport*, European Energy and Transport – Trends to 2030, Paris 2003.