

Diskussionspapier

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



Roland Götz

Europa und das Erdgas des kaspischen Raums

(Vorarbeit zu einem Beitrag in der
Zeitschrift „Osteuropa“, voraussicht-
lich September 2007)

FG 5 2007/13, August 2007

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

Europa und das Erdgas des Kaspischen Raums

Die postsowjetischen Staaten Zentralasiens und des südlichen Kaukasus, die hier wegen ihrer energiewirtschaftlichen Verflechtung als „Kaspischer Raum“ zusammengefasst werden, haben seit dem Ende der Sowjetunion erhebliche Aufmerksamkeit auf sich gezogen, wofür Schlagworte wie „Great Game am Kaspischen Meer“ bezeichnend sind.

Unter „Kaspischer Raum“ werden hier die südkaukasischen und zentralasiatischen GUS-Staaten verstanden, nicht jedoch Russland und der Iran. „Europa“ meint hier die EU sowie Norwegen, die Schweiz, die Balkanländer und die Türkei.

Im Vordergrund der internationalen Aufmerksamkeit standen die Erdölvorkommen dieses Raumes, während sich das Interesse Europas mehr auf die Erdgasvorkommen richtete. Letztere machen rund sechs Prozent der noch verbleibenden Weltvorkommen aus und sind damit nur wenig geringer als die Vorkommen Afrikas, die in hohem Maße der Erdgasversorgung Europas dienen. Vielfach wird daher gefordert, durch politische Unterstützung das Erdgaspotential des Kaspischen Raums für Europa zugänglich zu machen und damit gleichzeitig die betreffenden Länder sowie Europa selbst aus der Dominanz Russlands zu lösen.¹ Auch die im Zusammenhang mit dem Amtsantritt von Außenminister Steinmeier und der deutschen EU-Ratspräsidentschaft proklamierte „Energie-Außenpolitik“ sowie „Zentralasienstrategie“ enthalten als wichtige Bestandteile die angestrebte Sicherung von Energieimporten aus dem Kaspischen Raum. Umgekehrt werden die betreffenden Staaten durch Diversifizierung ihrer Gasexporte in eine bessere Verhandlungsposition gegenüber Russland versetzt und sind daher an einer Belieferung Europas interessiert. Welche Bedeutung der Kaspische Raum für die Erdgasversorgung Europas haben kann, muss vor dem Hintergrund seines Förder- und Exportpotentials einerseits sowie der Transportmöglichkeiten andererseits untersucht werden. Außerdem sind die Gegenstrategien des russischen Gaskonzerns Gazprom zu berücksichtigen. Neben Russland und dem Westen tritt zunehmend China als dritter großer Interessent an den Energieressourcen des Raums auf. Obwohl Chinas Interesse sich mehr auf Erdöl als auf Erdgas richtet, sind die chinesischen Förder- und Pipelineprojekte schon verhältnismäßig weit gediehen.² Dies liegt unter anderem daran, dass die geographischen und politischen Voraussetzungen für den

¹ Eine ausführliche Zusammenfassung der Argumentation bietet Jürgen Wagner, Der russisch-europäische Erdgaskrieg. Nabucco, die Gas-OPEC und die Konturen des Neuen Kalten Kriegs, in: Studien zur Militarisierung Europas, 30/2007, <<http://www.imi-online.de/download/EU-Studien-30-2007.pdf>>.

² China besitzt in der Provinz Xinjiang selbst große, noch ergiebige Erdgasvorkommen, weswegen es auf Erdgasimporte nicht so sehr angewiesen ist wie auf Erdölimporte.

Pipelinebau in Richtung China günstiger sind als für Leitungen in Westrichtung. Auch könnte eine Rolle spielen, dass der Kreml bzw. Gazprom gegen den Export nach China (das als Exportmarkt wegen niedriger Preise weniger attraktiv ist als Europa) wenig einzuwenden haben, während sie das Vordringen von Konkurrenz aus dem Kaspischen Raum auf dem lukrativen europäischen Gasmarkt möglichst verhindern wollen.

Das Exportpotential des Kaspischen Raums

Als Gasexportländer kommen aus dem Kaspischen Raum die zentralasiatischen GUS-Republiken Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan sowie Aserbaidschan in Frage, nicht jedoch die gasarmen Länder Kirgistan, Tadschikistan, Georgien und Armenien. Ausgangspunkt ist deren mittelfristiges Förderpotential, also die nach weitgehender Erschließung der Gasfelder für einige Jahrzehnte zu erwartende, verhältnismäßig stabile jährliche Fördermenge.³ Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan sind noch „junge“ Gasregionen, deren „Erschöpfungsgrad“, d.h. das Verhältnis der kumulierten Förderung zum jeweiligen Gesamtvorkommen, bei 5 Prozent (Kasachstan), 12 Prozent (Aserbaidschan) und 17 Prozent (Turkmenistan) liegt. Die Gasförderung der drei Länder kann daher, vorausgesetzt die erforderlichen Investitionen werden getätigt, noch deutlich gesteigert werden. Usbekistan hat mit einem Erschöpfungsgrad von 35 Prozent dagegen bereits ein Stadium erreicht, in dem die Förderung voraussichtlich kaum mehr ansteigen und in einigen Jahren sinken wird.

Bei Öl- und Gasvorkommen sind „Reserven“ die gegenwärtig technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen. „Ressourcen“ sind entweder zwar nachgewiesen, aber (noch) nicht technisch und wirtschaftlich gewinnbar, oder es sind nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche Vorkommen. Reserven und Ressourcen bilden zusammen das „verbleibende Potential“. Zusammen mit der „kumulierten Förderung“ bildet es das „Gesamtpotential“ (Estimated Ultimate Recovery, EUR). Es gilt also: Gesamtpotential = Kumulierte Förderung + Reserven + Ressourcen. Die Daten beziehen sich auf „konventionelles“ Erdgas (Naturgas und Begleitgas der Erdölförderung), während „unkonventionelle“ Vorkommen (Kohleflözgas, Gashydrate, Aquifergas) hier unberücksichtigt bleiben.

Das mittelfristige Fördervolumen hängt offenbar vom Gesamtpotential der Gasregion ab. Für seine Bestimmung kann auf Beispiele des Förderverlaufs in Ländern zurückgegriffen werden, in denen bereits eine Plateauförderung zu beobachten war. Sie legen nahe, dass die nachhaltig erzielbare

³ Während die Ölförderung einer „Glockenkurve“ folgt, ist bei der Gasförderung nach einem mehrere Jahre währenden Anstieg ein „Förderplateau“ zu erwarten, auf das ein Abfall der Förderung folgt. Die mehr oder weniger konstante Plateauförderung kann für 20-30 Jahre erfolgen.

Höchstförderung bzw. „Plateauförderung“ bei rund 1,3 Prozent des Gesamtpotentials liegt.⁴ Das mittelfristige Exportpotential ergibt sich sodann aus dem mittelfristigen Förderpotential durch Hinzufügung der voraussichtlichen Importe und die Verminderung um den geschätzten Inlandsverbrauch.

Tabelle 1: Die Erdgaspotentiale der kaspischen Gasproduzenten (Mrd. m³)

	Aserbaidschan	Kasachstan	Turkmenistan	Usbekistan	insgesamt
Kumulierte Förderung	426	265	2023	1694	4408
Reserven**	1370	3000	4000	1620	9990
Ressourcen	1900	2500	6000	1500	11900
Verbleibendes Potential	3270	5500	10000	3120	21890
Gesamtpotential	3696	5765	12023	4814	26298
Erschöpfungsgrad* (%)	12	5	17	35	17

* Verhältnis von kumulierter Förderung zu Gesamtpotential. ** Für Turkmenistan mit 4000 statt wie in der Quelle mit 2800 angenommen, um die neu entdeckten Felder Südjolotan und Osman zu berücksichtigen. Quelle: BGR, Reserven, S. 57, [Fn. 10].

Tabelle 2: Gasbilanzen 2006 (Mrd. m³)

	Aserbaidschan	Kasachstan	Turkmenistan	Usbekistan	insgesamt
Förderung	6	26	67	58	157
Import	5	11	0	1	
Verbrauch**	11	22	17	47	97
Export	0	15	50	12	77
Förderkoeffizient* (%)	0,17	0,45	0,56	1,20	0,60

* Verhältnis von Förderung zu Gesamtpotential. ** Als Differenz berechnet. Quelle für Förderung, Importe und Exporte: International Energy Agency, Natural Gas Information 2007, Paris 2007, S. 20 ff.

Tabelle 3: Gasbilanzen 2020 (Mrd. m³)

	Aserbaidschan	Kasachstan	Turkmenistan	Usbekistan	insgesamt
Förderung*	48	75	156	63	342
Import	0	0	0	0	
Verbrauch**	16	33	26	60	135
Export, darunter nach:	32	42	130	3	207
Russland***	0	10	30	3	40
GUS***	5	10	60	0	75
China***	0	20	30	0	50
Türkei/Europa***	25	0	10	0	35

* Geschätzt als Anteil am Gesamtpotential (1,3%). ** Annahme eines Verbrauchsanstiegs um 50% gegenüber 2006, außer für Usbekistan. *** Gerundete Werte, beispielhafte Annahmen.

⁴ Naher dazu Roland Götz, Schätzung des mittelfristigen Produktions- und Exportpotentials von Erdgasregionen, in: Diskussionspapiere der SWP, August 2007, <www.swp-berlin.org>.

Die Potentiale der einzelnen kaspischen Erdgasexporteure

Aserbaidshans

Aserbaidshans Gasförderung war in den neunziger Jahren wegen Erschöpfung der damals bekannten Gasfelder von über 10 Mrd. m³ auf rund 5 Mrd. m³ zurückgegangen. Erst die Produktionsaufnahme des großen, unweit Baku unter dem Kaspischen Meer gelegenen Gasfeldes „Shah Deniz“ verspricht einen erneuten Aufschwung der Gasförderung des Landes.⁵ In der ersten Stufe (voraussichtlich ab 2008) wird eine Förderleistung von 8,5 Mrd. m³ erwartet, die bis 2020 auf 20 Mrd. m³ ansteigen soll.⁶ Ein Teil des Gases wird im Inland verbraucht sowie nach Georgien exportiert werden, ein weiterer Teil ist für den türkischen Inlandsverbrauch reserviert. Der Rest könnte weiter nach Europa geleitet werden. Das auf Aserbaidshans Ölfeldern anfallende Begleitgas (2007: 8 Mrd. m³) wird vor allem für den Inlandsverbrauch benötigt werden. Für die Belieferung des geplanten „südlichen Gaskorridors“ („Nabucco“) dürften erst ab 2015 rund 3 Mrd. m³ zur Verfügung stehen.⁷ Während 2006 Aserbaidshans Fördermenge von 6 Mrd. m³ nicht ausreichte, um den Inlandsbedarf von 11 Mrd. m³ zu decken und daher Gasimporte aus Russland im Umfang von 4,5 Mrd. m³ erforderlich waren, kann mittelfristig eine Fördermenge von knapp 50 Mrd. m³ sowie unter Berücksichtigung des steigenden Inlandsverbrauchs ein Exportvolumen von rund 30 Mrd. m³ erwartet werden. Wenn davon 5 Mrd. m³ an Georgien geliefert werden, verbleiben rund 25 Mrd. m³ für den Export in die Türkei und Europa.

Kasachstan

Kasachstans Erdgasförderung bewegte sich in den neunziger Jahren zwischen 5 und 10 Mrd. m³ und überschritt erst 2005 den Umfang von 20 Mrd. m³. 2006 wurden 26 Mrd. m³ gefördert. Um den Inlandsverbrauch von 22 Mrd. m³ zu decken (darunter 12 Mrd. m³ für Zwecke der Erdölförderung), wurden 2006 11 Mrd. m³ aus Russland und Usbekistan importiert, umgekehrt 15 Mrd. m³ nach Russland und weiter in die Ukraine sowie nach Aserbaidshans exportiert.⁸

⁵ „Shah Deniz“ wird von der norwegischen Statoil verwaltet (Operating company), die im Verlauf von 15 Jahren 2,2 Mrd. US-\$ in das Feld investiert hat.

⁶ Helge Billington (Project Manager von Statoil), Vortrag auf 1st South East Europe Energy Dialogue, Thessaloniki, 28./29. Juni 2007, S. 6, <http://www.energia.gr/synopsis_conclusions.pdf>.

⁷ Vladimir Mišin, Šag k eksportu gaza [Ein Schritt zum Gasexport], in: Nezavisimaja gazeta, 10.07.2007.

⁸ Neft' i gaz Kazachstana 2005 [Erdöl und Erdgas Kasachstans 2005], in: Neftegazovaja vertikal', 30.04.2006.

Das kasachische Erdgas wird vorwiegend im Nordwesten und im Schelf des Kaspischen Meers gefördert, größtenteils als Begleitgas der dort anzutreffenden Erdölförderung. Der Nordosten des Landes sowie die südlichen Bevölkerungszentren müssen dagegen, so lange keine leistungsfähige West-Ost-Gaspipeline existiert, von Russland bzw. Usbekistan versorgt werden. Diese Importe dürften jedoch, wenn die Pipelineinfrastruktur ausgebaut worden ist, zukünftig entbehrlich werden. Da das Land mit Gesamtvorkommen von 5,8 Billionen m³ nach Turkmenistan über die größten Reserven und Ressourcen im Kaspischen Raum verfügt, kann mittelfristig ein Förderpotential von rund 75 Mrd. m³ und unter Berücksichtigung eines voraussichtlich steigenden inländischen Gasverbrauchs ein Exportpotential von rund 40 Mrd. m³ erreicht werden. Bis es dazu kommt, gilt es jedoch noch viele technische Probleme zu lösen. Vor allem das große Öl- und Gasfeld Kashagan, das unter flachem Wasser gelegen ist, was den Einsatz von großen Schiffen erschwert und wo bis zu fünf Monaten im Jahr mit Eis zu rechnen ist, wird nur allmählich die Förderung aufnehmen können. Abnehmer für das kasachische Erdgas wird wie bisher Russlands Gazprom sein (das damit die westlichen GUS-Staaten beliefern möchte), künftig aber auch China.

Turkmenistan

Während Kasachstan das erdölreichste Land Zentralasiens ist, verfügt Turkmenistan über die größten Erdgasvorräte der Kaspischen Region. Freilich besteht über deren genauen Umfang keine Klarheit. Die Aussagen über die turkmenischen Vorkommen sind mit großen Unsicherheiten behaftet, weil sie entweder von offiziellen turkmenischen Stellen stammen, deren Glaubwürdigkeit stark bezweifelt werden muss, oder auf anonymen Quellen beruhen, die nicht nachgeprüft werden können.⁹ Die Resultate einer noch von Präsident Saparmurat Nijasov bei der U.S. Consultingfirma DeGoyler & McNaughton 2005 in Auftrag gegebene Bewertung der Reserven des größten, seit 1982 produzierenden Gasfelds „Dauletabat“ sind von turkmenischer Seite nie bekannt gegeben worden. Nijasov hatte die „Gasreserven“ Turkmenistans 2003 mit 22,5 Billionen m³ angegeben. Dabei konnte es sich jedoch keinesfalls um bekannte und rentabel gewinnbare Vorkommen gehandelt haben, sondern um lediglich vermutete Vorkommen.

Die BGR dagegen schätzt die Reserven Turkmenistans für Ende 2005 auf 2,8 Billionen m³ und die Ressourcen auf 6 Billionen m³, was verbleibenden Vorkommen von 8,8 Billionen m³ entspricht.¹⁰

⁹ Anonyme Quellen benutzt International Crisis Group (ICG): Central Asia's Energy Risks, (Asia Report 133, Mai 2007), S. 13-15, <<http://www.crisisgroup.org/home/index.cfm?id=4866&l=1>>.

¹⁰ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, <http://www.bgr.bund.de/cln_011/nn_322882/DE/Themen/Energie/energie__node.html?__nnn=true>.

In welchem Umfang das 2006 entdeckte große Gasfeldes „Südjolotan“ (Jushnyj Jolotan) sowie das benachbarte, im März 2007 entdeckte Feld „Osman“ zu einer Revision dieser Angaben führen muss, ist noch nicht genau abzusehen. Im Folgenden werden hier, um die Neuentdeckungen zu berücksichtigen, die verbleibenden Vorkommen Turkmenistans mit 10 Billionen m³ angesetzt.

Turkmenistans Gasförderung hatte am Ende der Sowjetunion noch rund 90 Mrd. m³ pro Jahr betragen, war dann in den neunziger Jahren jedoch unter 20 Mrd. m³ gefallen, weil Russlands Gazprom wegen Uneinigkeit über den Gaspreis die Importe und auch die Transitlieferungen in die Ukraine unterbrach. Erst 2001 erreichte Turkmenistans Gasförderung wieder 50 Mrd. m³ und stieg bis 2006 auf 67 Mrd. m³ an.¹¹ Bei einem Inlandsverbrauch von 17 Mrd. m³ konnten 2006 50 Mrd. m³ exportiert werden, wovon 6 Mrd. m³ in den Iran und 44 Mrd. m³ nach Russland gingen, von wo das turkmenische Gas in die Ukraine und nach Belarus weiter geleitet wurde. Turkmenische Offizielle nannten für 2010 ein Förderziel von 120 Mrd. m³, was jedoch angesichts dessen, dass schon 2006 80 Mrd. m³ angepeilt und nicht erreicht worden waren, als unrealistisch gelten muss.¹²

Das mittelfristige jährliche Gasförderpotential des Landes kann auf rund 150 Mrd. m³ geschätzt werden. Für den Export stünden dann unter Berücksichtigung des künftigen Eigenverbrauchs rund 130 Mrd. m³ zur Verfügung. Wenn Turkmenistan seinen langfristigen Liefervertrag mit Russland einhält, der um 2020 Liefermengen von bis zu 90 Mrd. m³ pro Jahr vorsieht, verbleiben rund 40 Mrd. m³ für die geplanten Exporte nach China sowie für ebenfalls beabsichtigte Exporte in den Iran, die Türkei und weiter Richtung Europa. Die genaue Aufteilung der Exportmengen wird davon abhängen, welche Preiskonditionen die betreffenden Abnehmer bieten und welche Transportmöglichkeiten zur Verfügung stehen werden.

Usbekistan

Usbekistans Erdgasförderung war in den neunziger Jahren von zunächst 30 Mrd. m³ auf 50 Mrd. m³ angestiegen. Sie erreichte 2006, wie bereits in den vier voran gegangenen Jahren 58 Mrd. m³. Bei einem hohen Inlandsverbrauch von 47 Mrd. m³ konnten 2006 12 Mrd. m³ exportiert werden, die in die Bevölkerungszentren des südlichen Kasachstans sowie nach Kirgistan, Tadschikistan und Russland gingen. Allerdings wird von Insidern bezweifelt, dass angesichts hoher Verluste bei Förderung

¹¹ Zeitreihen zur Gasförderung der postsowjetischen Staaten, die den nationalen Statistiken entsprechen, finden sich im Abschnitt „World oil and gas production“ des Petroleum Economist. Im BP Statistical Review of World Energy (zuletzt Juni 2007), werden dagegen um rund 5% niedrigere Daten genannt, weil dort eine Umrechnung auf international übliche „Standardkubikmeter“ (gemessen bei 15°C) vorgenommen wird.

¹² International Crisis Group Report, S. 14, [Fn. 9].

und Transport die von der offiziellen Statistik genannten Mengen für den Export zutreffen.¹³ Das mittelfristige Gasproduktionspotential Usbekistans wird wegen des fortgeschrittenen Erschöpfungsgrads der usbekischen Gasfelder voraussichtlich kaum den 2006 erreichten Wert überschreiten und selbst bei wenig steigendem Inlandsbedarfs keine Exporte erlauben.¹⁴

Die Exportmöglichkeiten für Erdgas aus dem Kaspischen Raum

Aus dem Kaspischen Raum kann Erdgas in alle vier Himmelsrichtungen exportiert werden, wobei Russland selbst und über russische Pipelines die westlichen GUS-Staaten (Belarus, Ukraine und Moldova), China, Pakistan und Indien sowie die Türkei und Europa versorgt werden können. Allerdings sind Gaspipelines bisher nur in Richtung Norden und Westen in Betrieb, während Verbindungen nach Osten und Süden noch fehlen.

Richtung Norden (Russland und westliche GUS)

Das nach Russland führende, „Mittelasien-Zentrum“ (engl. Central Asia – Center, CAC) genannte Pipelinesystem beginnt in den südlichen Gasregionen Turkmenistans und Usbekistans. Es teilt sich beim kasachischen Aleksandrov Gaj in einen Richtung Moskau sowie einen Richtung Ukraine führenden Arm, dessen Kapazität seit 2006 erweitert wird.¹⁵ Das Gesamtsystem hatte Ende der achtziger Jahre eine Kapazität von 90 Mrd. m³ besessen, die danach wegen unterlassener Instandhaltung auf 40 Mrd. m³ gesunken war. Nach einer 2007 zwischen Russland sowie Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan getroffenen Vereinbarung soll es repariert und auf 90 Mrd. m³ erweitert werden.¹⁶ Auch die Leitung, die unter Umgehung Usbekistans am Ostufer des Kaspischen Meers über Kasachstan nach Russland führt, wird wieder auf volle Kapazität gebracht. Damit sind die technischen Voraussetzungen gegeben, damit das zwischen Russland und Turkmenistan geschlossene, bis 2028 laufende Gaslieferabkommen („25-Jahres-Vertrag“) erfüllt werden kann, der auf bis zu 90 Mrd. m³ ansteigende Lieferungen vorsieht.

¹³ International Crisis Group Report, S. 16, [Fn. 9].

¹⁴ Usbekistan könnte Erdgas aus Turkmenistan beziehen und in seine Nachbarstaaten weiter leiten.

¹⁵ Der Ausbau des Pipelinesegment Aleksandrov Gaj (Kasachstan) – Novopskov (Ukraine) ist der verbliebene Restposten des zwischen Russland, der Ukraine und Deutschland ausgehandelten „Gastransportkonsortiums“. Da über Novopskov auch das Gas in die „Blue Stream“-Pipeline geleitet wird, könnte auf diesem Wege auch turkmenisches Gas in die Türkei exportiert werden.

¹⁶ Roland Götz, Zentralasiatische Energieexporte. Zwischen russischer Dominanz, Diversifizierungsplänen der EU und neuen Märkten in Asien, in: Russlandanalysen, 137/2007, S. 2-5, <<http://www.russlandanalysen.de/content/media/russlandanalysen137.pdf>>.

Richtung Osten (China)

Bis 2009 soll eine Pipeline, die von Turkmenistan über Usbekistan und Kasachstan nach China führt, gebaut werden. Ihre Kapazität ist auf 30 Mrd. m³ ausgelegt. Eine weitere, aus Westkasachstan kommende Gaspipeline, die entlang der bereits in Bau befindlichen kasachischen Ölpipeline nach China verlaufen könnte, wird ebenfalls erwogen.¹⁷ Weniger Aussichten hat wegen des bergigen Reliefs dagegen ein Routenverlauf von Turkmenistan über Tadschikistan und Kirgistan nach China. In Xinjiang können dann die aus dem Kaspischen Raum kommenden Gaspipelines in die chinesische „West-Ost“-Pipeline einmünden, die außerdem über die „Altaj“-Pipeline aus Westsibirien gespeist werden soll. Ob und wann die China-Exportpläne der kaspischen Staaten und Russlands realisiert werden, wird vom Ausgang der Verhandlungen über den Gaspreis abhängen.¹⁸

Richtung Süden (Pakistan/Indien)

Keine Fortschritte sind bei den gigantischen Pipelineprojekten festzustellen, die Gasexporte Turkmenistans über Afghanistan nach Pakistan und Indien ermöglichen sollen. Die „Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-Indien“-Pipeline (TAPI) war seit den achtziger Jahren in der Planung, kam aber wegen der politischen Lage im Iran und in Afghanistan nicht voran.

Westen (Türkei/Europa)

Seit Ende 1997 führt eine Gaspipeline entlang des Ostufers des Kaspischen Meers vom turkmenischen Korpedshe in das iranische Kord-Kui. Dort mündet sie in das iranische Pipelinennetz ein. Darüber wurden 2006 6 Mrd. m³ Gas in die Türkei exportiert, eine Erhöhung des Gastransits auf 10-15 Mrd. m³ ist vorgesehen.

Aserbaidshans gewinnt durch die 2007 fertig gestellte „South Caucasus Pipeline“ (SCP), die von Baku über Tbilissi nach Erzerum weitgehend entlang der „Baku-Tbilissi-Ceyhan“-Ölpipeline verläuft, erstmals einen Zugang zum türkischen bzw. europäischen Markt.¹⁹ Sie ist zunächst auf 16 Mrd. m³ ausgelegt, könnte jedoch durch Verlegung weiterer Leitungsstränge auf derselben Trasse derart erweitert werden, dass die vom Volumen her möglichen Erdgasexporte des Landes Richtung Westen aufgenommen werden können.

¹⁷ Mehmet Ögütçü, Kazakhstan's Expanding Cross-Border Gas Links. Implications for Europe, Russia, China, and other CIS countries, in: CEPMLP Internet Journal, 2007, <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Vol17/article17_8.php>.

¹⁸ Während der Gaspreis in Europa an den Ölpreis gekoppelt ist und daher dessen Anstieg nachvollzog, versucht China eine Bindung an den niedrigen Kohlepreis durchzusetzen.

¹⁹ Die SCP wird auch als „Baku-Tbilissi-Erzerum-Pipeline“ (BTE) bezeichnet. Siehe näher BP: South Caucasus Pipeline, <<http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=9006670&contentId=7014371>>.

Insbesondere von amerikanischer Seite wird aus geopolitischen Erwägungen vehement der Bau der „Trans Caspian Gas Pipeline“ (TCGP), einer Unterwasserpipeline zwischen der turkmenischen Hafenstadt Turkmenbaschi (vormals Krasnowodsk) und Baku, gefordert. Deren Realisierung scheiterte bisher an der ungelösten Statusfrage des Kaspischen Meers, an von Russland vorgebrachten Umweltbedenken und an ihrer nicht geklärten Rentabilität: Die auf 2,5-5,0 Mrd. US-\$ geschätzten Baukosten der Pipeline können nur amortisiert werden, wenn sie auch vollständig ausgelastet werden kann, woran jedoch Zweifel bestehen.

Wenn das Kaspische Meer als Meer definiert wird, stehen jedem Anrainerstaat, ausgehend von seiner Uferzone, eine 12-Meilen-Zone als territoriales Gebiet sowie ein 200-Meilen-Streifen entlang seiner Küste als „ausschließliche Wirtschaftszone“ zu, wobei im Falle des Kaspischen Meers eine Grenzziehung zwischen den jeweiligen Wirtschaftszonen in der Mitte des Gewässers erforderlich wird. Wenn es dagegen als See (also als Binnengewässer) betrachtet wird, würden seine Bodenschätze von den Anrainerstaaten gemeinsam ausgebeutet werden (Kondominiums-Lösung). Russland und Kasachstan haben sich 1998 für den nördlichen Teil des Kaspischen Meers bereits auf eine Aufteilung geeinigt, Aserbaidschan folgte ihnen 2001. Wegen Differenzen zwischen Aserbaidschan und Turkmenistan über den genauen Verlauf der Abgrenzung ihrer Wirtschaftszonen in einem Gebiet, in dem große Ölfelder gefunden wurden und weil der Iran von vornherein auf der Kondominiums-Lösung beharrte, ist die Statusfrage bis auf weiteres nicht endgültig gelöst. Siehe: Gawdat Bahgat, Prospects for Energy Cooperation in the Caspian Sea, in: Communist and Post-Communist Studies, 2007, S. 157-168, hier S. 161 ff; Barbara Janusz, The Caspian Sea. Legal Status and Regime Problems, in: Chattam House Briefing Papers, August 2005, <<http://www.isn.ethz.ch/pubs/ph/details.cfm?lng=en&id=18937>>.

Der überwiegende Teil des aus dem Kaspischen Raum nach Westen exportierten Erdgases wird voraussichtlich aus Aserbaidschan stammen, während Turkmenistan deutlich weniger liefern wird. Während Turkmenistan für Gasexporte nach Russland und China über eine ausreichende Transportinfrastruktur verfügt bzw. verfügen wird, sind Turkmenistans Exportmöglichkeiten nach Westen vergleichsweise wenig entwickelt. Aserbaidschan dagegen besitzt mit der SCP über eine Exportpipeline, die gemäß Bedarf erweitert werden kann. Gasförderung und Gasexport Aserbaidschans werden in Zukunft vor allem davon bestimmt werden, wie sich der Gasmarkt in der Türkei und in Südeuropa entwickelt und welchen Raum dort die Wettbewerber aus Russland und Afrika einnehmen werden.

Tabelle 4: Vorhandene und geplante Exportpipelines aus dem Kaspischen Raum*

Kurzname	Verlauf	Kapazität (nach Erweite- rung) (Mrd. m ³)	Inbetriebnahme (Erweiterung)
CAC	Turkmenistan - Usbekistan - Kasachstan – Russland – Ukraine/Belarus	45 (90)	1970 (2014)
CAC	Turkmenistan-Kasachstan-Russland	1 (10)	1974 (2010)
	Turkmenistan - Kasachstan - China	30	2009
	Turkmenistan – Iran - Türkei	8	1997/2006
TAPI	Turkmenistan - Afghanistan - Pakistan - In- dien	30	unbestimmt
TCP	Turkmenistan - Kaspisches Meer - Aserbai- dschan	10	unbestimmt
	Kasachstan - China	30	2009
SCP	Aserbaidtschan - Georgien - Türkei	16	2007

* Ohne Pipelines für den russischen Binnenmarkt und für die Versorgung Kirgistans und Tadschikistans.

Gazproms Pipelinepolitik

Für Russlands Gasexporte in Staaten außerhalb der GUS kommen drei bereits existierende bzw. geplante Pipelinesysteme in Frage: Erstens Transitpipelines nach Europa, zweitens Direktpipelines nach Europa sowie drittens Pipelines Richtung Osten. Außerdem entsteht durch den Bau von Anlagen für die Produktion von Flüssiggas (Liquid natural gas, LNG) auf Sachalin, in der Barentssee und an der Ostsee ein viertes Transportsystem mit überwiegender Ausrichtung auf Absatzgebiete außerhalb Europas.

Das älteste und größte, noch aus Sowjetzeiten stammende Gaspipelinesystem verläuft mit seinen Hauptsträngen durch die Ukraine über die Slowakei und Tschechien nach Deutschland. Nebenstränge gehen nach Ungarn sowie über Moldova nach Rumänien und Bulgarien bis in die Türkei. Dazu kommt die 2005 fertig gestellte „Jamal-Europa“-Pipeline durch Belarus und Polen nach Deutschland. Alle diese „Transitpipelines“ verlaufen über die Territorien von GUS-Staaten. Da sie technisch mit den Gasleitungen und Gasspeichern zur Binnenversorgung der Transitstaaten verknüpft sind, wirken sich illegale Entnahmen, die im Zusammenhang mit Streitigkeiten zwischen den Transitstaaten und Gazprom bzw. Russland über den bei der Belieferung dieser Länder anzu-

wendenden Gaspreis erfolgen, auch auf die Transitlieferungen aus.²⁰ Dies ist eines unter mehreren Motiven Gazproms, Alternativen zu den Transitpipelines zu schaffen.

Gasfernleitungen, die die Transitländer umgehen („Direktpipelines“) sind die bereits existierende und noch erweiterungsfähige „Blue Stream“-Pipeline durch das Schwarze Meer in die Türkei sowie die in zwei Ausbaustufen geplante „Nord Stream“-Pipeline durch die Ostsee nach Deutschland und eine nach Finnland führende Gasleitung. Mitte 2007 gab Gazprom überraschend bekannt, dass es zusammen mit der italienischen ENI eine weitere Gaspipeline durch das Schwarze Meer, die „South Stream“, bauen will. Sie soll vom Ausgangspunkt der Blue Stream Pipeline nach Varna (Bulgarien) verlaufen und dann weiter nach Süditalien und/oder Österreich weiter geführt werden. Ihre Kapazität ist mit 30 Mrd. m³ veranschlagt. Erst in einer frühen Planungsphase befinden sich zwei Pipelines nach China. Die eine soll, aus Westsibirien kommend, über den kurzen russisch-chinesischen Grenzabschnitt zwischen Kasachstan und der Mongolei führen („Altai-Pipeline), die andere von Ostsibirien nach China verlaufen.

Gazprom, das sich Mitte 2006 das exklusive Recht auf Gasexporte aus Russland gesetzlich garantieren ließ, zielt auf eine doppelte Diversifizierung seiner Exportwege: Zum einen sollen Alternativen zu den Transportwegen durch die westlichen Transitstaaten geschaffen werden, zum anderen soll eine Alternative zu den Gasexporten nach Europa entstehen, indem der Gasexport nach Osten – ebenfalls auf direktem Weg unter Vermeidung der Mongolei – sowie der LNG-Transport aufgenommen wird.

Wenn Gazprom somit nicht die billigste Erweiterungsmöglichkeit seiner Transportkapazitäten wählt, die in der Modernisierung der bestehenden Pipelines und die Verlegung von zusätzlichen Leitungssträngen auf bereits bestehenden Trassen besteht, liegen dem nicht, wie oft unterstellt wird, politische Motive, sondern unternehmensstrategische Zielsetzungen zugrunde: Die „Ostseepipeline“ bietet eine Alternative zu den Transitpipelines durch die Ukraine und Belarus, die von Gazprom als „unsicher“ angesehen werden. Im Falle der Blue Stream war es darum gegangen, den türkischen Gasmarkt, dessen Nachfragepotential damals erheblich überschätzt worden war, nicht Konkurrenten aus dem Kaspischen Raum (vor allem Turkmenistan) bzw. dem Nahen Osten (Iran) zu überlassen. Gleichzeitig wurde bereits damals die Konzeption einer großen „südlichen“ Gaspipeline vom Iran nach Europa, die heute als „Nabucco“-Projekt diskutiert wird, in Frage gestellt. Überlegungen, die Blue Stream zu erweitern und bis Europa weiter zu führen, also einen zur Nabucco-Pipeline parallelen Leitungsstrang zu verlegen („Blue Stream II“ bzw. „South Stream“), führen diesen strategischen

²⁰ Roland Götz, *Energietransit von Russland durch die Ukraine und Belarus. Ein Risiko für die europäische Energiesicherheit?*, Berlin 2006 [SWP-Studie 38/2006], <www.swp-berlin.org>.

Ansatz fort. Dabei stößt Gazprom bei den großen europäischen Gaskonzernen nicht auf Widerstand, weil diese ihre guten Geschäftsbeziehungen mit Gazprom nicht aufs Spiel setzen wollen.

Diversifizierungswettlauf als Energieaußenpolitik?

Vielfach wird gefordert, den Pipelinebau „nicht den Unternehmen zu überlassen“, sondern auf EU-Ebene politisch zu lenken, indem die EU-Staaten „mit einer Stimme sprechen“ und die Diversifizierung ihrer Gasimporte vorantreiben. Aber wäre das wirklich eine Erfolg versprechende Strategie? Die EU hat weder die formellen Kompetenzen, noch die Finanzmittel, um für Pipelines mehr als Vorstudien zu finanzieren. Faktisch bestimmen weder EU-Kommissionen, noch nationale Regierungen über den Pipelinebau in Europa, sondern die Energiekonzerne verfolgen dabei ihre Geschäftsinteressen, wie das Beispiel der italienischen ENI zeigt.

Davon abgesehen: Ob „Nabucco“ gebaut werden wird oder nicht, wird den Grad der Diversifizierung der europäischen Gasimporte nicht entscheidend verändern, da mit den 30 Mrd. m³ eines „südlichen Transportkorridors“ nur 6-8 Prozent des bis 2020 auf 400-500 Mrd. m³ angestiegenen Importbedarfs Europas abgedeckt werden könnten. Ein anderes Bild ergäbe sich, wenn der Iran umfangreiche Gasexporte nach Europa aufnehmen würde. Dann könnte dieser neben Russland und Afrika zum dritten Hauptversorger Europas aufsteigen. Irans Prioritäten der Gasexportpolitik sind aber bis auf weiteres nicht klar erkennbar. Teheran plant sowohl eine große Pipeline nach Pakistan und Indien, als auch swap-Geschäfte mit Russlands Gazprom und auf diese Weise indirekte Exporte nach Europa wie auch die Belieferung Europas durch die Türkei. Außerdem beabsichtigt der Iran umfangreiche LNG-Lieferungen nach China und Südostasien.

Für Europa werden voraussichtlich Russland und an zweiter Stelle Afrika noch für lange Zeit die Hauptversorger mit Erdgas bleiben. Dennoch sollten alle Chancen genutzt werden, die sich für die Kooperation mit den Staaten des Kaspischen Raums – nicht nur bei Erdgas – eröffnen. Dies wird umso erfolgreicher sein, je weniger der Eindruck eines politisch gesteuerten „Diversifizierungswettlaufs“ mit Russland erweckt wird.