

Kramer, Heinz

Research Report

Die Türkei als Energiedrehscheibe: Wunschtraum und Wirklichkeit

SWP-Studie, No. S 9/2010

Provided in Cooperation with:

Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), German Institute for International and Security Affairs, Berlin

Suggested Citation: Kramer, Heinz (2010) : Die Türkei als Energiedrehscheibe: Wunschtraum und Wirklichkeit, SWP-Studie, No. S 9/2010, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/252737>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

SWP-Studie

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit

Heinz Kramer

Die Türkei als Energiedrehscheibe

Wunschtraum und Wirklichkeit

S 9
April 2010
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.

Die Studie gibt ausschließ-
lich die persönliche Auf-
fassung des Autors wieder

© Stiftung Wissenschaft und
Politik, 2010

SWP

Stiftung Wissenschaft und
Politik
Deutsches Institut für
Internationale Politik und
Sicherheit

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

ISSN 1611-6372

Inhalt

5	Problemstellung und Ergebnisse
7	Worum geht es?
10	Die Rohstoffpotentiale
14	Die nationale Energielage
17	Die Politik der multiplen Optionen: Chancen und Risiken
17	Die kaspische Option
18	<i>Baku-Tbilisi-Ceyhan-Ölpipeline (BTC)</i>
19	<i>Südkaukasus-Gaspipeline (SCP)</i>
20	<i>Nabucco: ein komplexes Puzzle</i>
25	Die nah-/mittelöstliche Option
25	<i>Irakisches Öl für Ceyhan</i>
26	<i>Nah-/mittelöstliches Gas für die Energiedrehscheibe?</i>
30	Die russische Option
30	<i>Russisches Öl nach Ceyhan?</i>
31	<i>Russisches Gas und/statt Nabucco?</i>
33	Schlussfolgerungen
35	Abkürzungen

*Dr. Heinz Kramer war bis zum 31. März 2010
wissenschaftlicher Mitarbeiter der Forschungsgruppe
EU-Außenbeziehungen*

Die Türkei als Energiedrehscheibe Wunschtraum und Wirklichkeit

Am 13. Juli 2009 unterzeichneten die Regierungschefs der Transitländer Österreich, Ungarn, Rumänien, Bulgarien und Türkei in Ankara das Regierungsabkommen über den Bau der Nabucco-Erdgasleitung. Sie soll ab 2014/15 Erdgas aus dem Kaspischen Becken via Türkei nach Europa bringen. Drei Wochen später setzten Ministerpräsident Erdoğan und der russische Premier Putin bei dessen Türkeibesuch ihre Unterschrift unter zwei energiepolitische Vereinbarungen. So besiegelte man die russische Belieferung der geplanten Transanatolien-Ölpipeline (TAP), mit der kaspisches Erdöl vom türkischen Schwarzmeerhafen Samsun zum türkischen Erdölhafen Ceyhan am Mittelmeer transportiert werden soll. Des Weiteren darf nun die türkische exklusive Wirtschaftszone im Schwarzen Meer genutzt werden, um den Verlauf einer Erdgasleitung von Russland nach Bulgarien zu erkunden, durch die russisches und/oder kaspisches Erdgas nach Süd- und Mitteleuropa geliefert werden soll (South-Stream-Pipeline). Mit diesen Maßnahmen kam die türkische Regierung weitere kleine Schritte in ihrem seit Mitte der 1990er Jahre laufenden Bemühen voran, das Land als wichtigen Akteur in der europäischen Energiepolitik zu etablieren. Die Türkei soll zur Energiedrehscheibe, zumindest aber zum zentralen Energiekorridor zwischen Europa und der kaspischen Region sowie dem Nahen/Mittleren Osten entwickelt werden.

Die International Energy Agency (IEA) prognostiziert für die EU in den kommenden zwei Jahrzehnten einen steigenden Importbedarf an Öl und Gas. Dafür muss die Transport- und Versorgungsinfrastruktur der Mitgliedstaaten in diesen Sektoren erweitert werden. In der Gasversorgung spielt der sogenannte südliche Korridor eine prominente Rolle: Leitungen aus dem kaspischen Raum und dem Nahen/Mittleren Osten sollen über die Türkei geführt werden, um das russische Territorium zu umgehen. In diesem Punkt treffen sich türkische politische Ambitionen und europäische Energiepolitik. Deshalb ist es für die energiepolitische Diskussion in der EU und damit auch in Deutschland wichtig, ob eine Energiedrehscheibe Türkei Wunschtraum bleibt oder ob, wie weit und unter welchen Bedingungen sie Wirklichkeit werden kann.

Die Analyse der energiewirtschaftlichen und geopolitischen Faktenlage hat Folgendes ergeben:

- ▶ Seit die Baku-Tbilisi-Ceyhan-Erdölpipeline (BTC) und die Südkaukasus-Pipeline (SCP) für Erdgas aus Aserbaidschan in Betrieb sind, stockt das türkische Vorhaben, zur regionalen Energiedrehscheibe zu werden.
- ▶ Theoretisch ist es möglich, die Türkei zur Energiedrehscheibe zu entwickeln und damit einen südlichen Korridor für die europäische Gasversorgung zu schaffen. Was die Größenordnungen und den benötigten Zeitraum betrifft, hängt dies jedoch von zahlreichen wirtschaftlichen und politischen Faktoren ab, die größtenteils noch sehr im Fluss sind.
- ▶ Das Thema ist hochgradig politisiert. Um die Energievorräte der kaspischen Staaten Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan wird ein »kalter Gaskrieg« geführt. Dabei versucht Russland, sein noch aus der Sowjetzeit stammendes Transportmonopol zu bewahren und so seinen politischen Einfluss in der Region zu stärken. Der Westen dagegen, allen voran die USA, arbeitet darauf hin, kaspisches Gas und Öl auf den Markt gelangen zu lassen, ohne russisches (und iranisches) Territorium nutzen zu müssen.
- ▶ In diesem Kontext spielt die Türkei wegen ihrer geographischen Lage eine zentrale Rolle. Lachender Dritter in diesem »kalten Gaskrieg« könnte China sein, das sich ebenfalls, aber deutlich diskreter als die alten Weltmächte um die Vorräte der kaspischen Staaten bemüht.
- ▶ Alternative Bezugsquellen zum kaspischen Gas, insbesondere Iran und Irak, sind mit mindestens genauso großen politischen Unsicherheiten behaftet, die sich kurzfristig nicht beseitigen lassen. Diese Quellen können für den nationalen türkischen Gasbedarf aber leichter genutzt werden, weil die benötigten Mengen deutlich unter den Dimensionen liegen, die für die Drehscheibe im Rahmen des südlichen Korridors diskutiert werden. Doch gerade die mögliche Öffnung der großen mittelöstlichen Gasvorkommen für den europäischen Markt macht den südlichen Korridor strategisch wichtig. Wenn die nah-/mittelöstlichen Gasquellen eingebunden werden sollen, müssen in den Lieferländern und der Türkei in jedem Fall neue Pipelines gebaut werden. Es ist zweifelhaft, ob diese sich allein aus den jeweiligen nationalen Mitteln finanzieren lassen.
- ▶ Wegen der erheblichen Unsicherheiten versuchen sämtliche Akteure – Abnehmer, Lieferanten und die Türkei –, sich verschiedene Optionen offen zu halten. Damit bewirken sie, dass die Unsicherheit andauert: Abnehmer wollen sich nicht festlegen, deshalb agieren Finanziere zurückhaltend und infolgedessen scheuen auch potentielle Lieferanten vor bindenden Entscheidungen zurück. So wartet jeder Akteur auf den anderen, und solange keiner sich unwiderruflich festlegt, geht nichts wirklich voran. Zudem äußert sich die Türkei unklar und zum Teil widersprüchlich: Sie verfolgt in ihrer Drehscheibenpolitik gleichzeitig die kaspische, die nah-/mittelöstliche und die russische Option.
- ▶ Daher ist immer noch ungewiss, ob und wann das Kernstück der Drehscheiben-Vision, die Nabucco-Erdgasleitung, aus dem Planungsstadium in die Realisierungsphase eintreten wird. Mit dem Regierungsabkommen vom Juli 2009 und dessen Ratifizierung durch die Parlamente der Vertragsländer sind die wesentlichen rechtlichen Voraussetzungen geschaffen. Dennoch fehlt es immer noch an verbindlichen Zusagen für die Finanzierung sowie an Abnahme- und Lieferverträgen. Infolge der Weltwirtschaftskrise lässt sich immer schwerer vorausagen, wie sich der europäische Energieverbrauch und damit der Importbedarf an Erdgas entwickeln werden. Dies erschwert die Kalkulation aller Beteiligten. Die Türkei selbst kann nur wenig dazu beitragen, diese Unsicherheiten aufzulösen.
- ▶ So ist der Interkonnektor Türkei-Griechenland (ITG) mit einer Kapazität von 3,5 Mrd. m³ jährlich bis jetzt die einzige in Betrieb befindliche Verbindung, über die Gas aus Aserbaidschan durch die Türkei in ein EU-Land geleitet wird. Das rechtfertigt kaum die Bezeichnung Gaskorridor oder Drehscheibe.
- ▶ Wenn die EU und ihre Mitgliedstaaten den südlichen Gaskorridor in die Tat umsetzen wollen, werden sie klare energiepolitische und finanzielle Signale aussenden müssen, um ihr politisch-strategisches Engagement gegenüber den möglichen Lieferländern, den energiewirtschaftlichen Akteuren und den Finanzieren zu untermauern. Vor allem müssen sie den Eindruck politischer Uneinigkeit über das Projekt ausräumen, damit die potentiellen Partner auf der Lieferseite wissen, woran sie sind. Nabucco und South Stream schließen einander aus. Daher wird Nabucco so lange in der Schwebe bleiben, bis seine Betreiber verbindlich erklären, dass sie die russische Alternative nicht nutzen werden.

Worum geht es?

»Ein wesentlicher Aspekt der türkischen Energiepolitik ist es, zur Energiedrehscheibe zu werden, über die Öl- und Gasressourcen aus der kaspischen Region, Russland und dem Mittleren Osten auf die europäischen Märkte gebracht werden.«¹ Diese Zielvorstellung türkischer Energie(außen)politik deckt sich mit den Interessen der EU. Diese will nämlich die Gasversorgung einzelner Mitgliedstaaten in Zentral- und Osteuropa, die bisher von Russland als einzigem Lieferland abhängig sind, stärker diversifizieren und deshalb einen »südlichen Gaskorridor für die Versorgung mit Erdgas aus Quellen im kaspischen Raum und im Nahen Osten« schaffen. Dies sei »eine der höchsten Prioritäten der EU auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit«.² Insoweit bewegt sich die Politik Ankaras in einem realitätsbezogenen geopolitischen und wirtschaftlichen Rahmen. Dennoch ist zu fragen, wie realistisch die türkischen Ziele sind, wenn man das Gesamtbild der für ihre Verwirklichung entscheidenden Faktoren betrachtet.

Die Türkei verfügt lediglich über unbedeutende fossile Energievorkommen. Sie kann nur dann erfolgreich als Energiedrehscheibe fungieren, wenn es ihr gelingt, Öl oder Gas aus benachbarten Regionen über das türkische Territorium auf die Abnehmermärkte zu leiten, vor allem in Europa. Deshalb wird in dieser Studie beschrieben, welche Vorkommen in welchen Ländern dazu dienen könnten und welche Transportwege und -mittel es gibt. Ferner wird untersucht, mit welchen Konkurrenten sich die Türkei auseinandersetzen muss und wie sich ihre angestrebte Rolle im internationalen Energiegeschäft auf ihre eigenen ener-

giewirtschaftlichen und -politischen Erfordernisse auswirkt.

Im Mittelpunkt dieser Studie steht also die Türkei und ihre Energie(außen)politik, nicht die europäische Energiesicherheitspolitik. Allerdings sind beide Themenkomplexe miteinander verwoben. Das gilt besonders für den Aspekt der EU als zentralem Abnehmermarkt für Erdgas, das über die Drehscheibe Türkei geleitet wird. Dieser Markt ist wegen der Weltwirtschaftskrise 2008/09 in Bewegung geraten, da die Energienachfrage in allen EU-Ländern deutlich zurückgegangen ist und der langsame Erholungsprozess vermuten lässt, dass der Verbrauch weiter niedrig bleiben wird.³ Dadurch dürften auch die langfristigen Prognosen für den Energiebedarf nach unten korrigiert werden. Trotz dieser Entwicklung sind die EU-Kommission und andere maßgebliche energiepolitische Akteure nach wie vor der Auffassung, dass die EU-Länder mit einem langfristig wachsenden Importbedarf für Energierohstoffe rechnen müssen.

Deshalb wird der südliche Korridor weiterhin als politisch notwendig angesehen. Solange diese Einschätzung bestehen bleibt, wird die türkische Drehscheibenpolitik nicht grundsätzlich in Frage gestellt. Allenfalls die Dimensionen dieser Drehscheibe können stärker in die Diskussion geraten, wenn sich die Situation bei den Abnehmern ändert. Darauf wird im Kontext der weiter unten erörterten Varianten eingegangen. Zumindest auf der Abnehmerseite existiert ein energiepolitisch relativ stabiler Referenzrahmen für die türkische Politik. Das gilt allerdings kaum oder gar nicht für die Lieferantenseite. Dieser Aspekt wird daher besonders unter die Lupe genommen, wenn analysiert wird, wie realistisch die Drehscheibenpolitik der Türkei ist.

Die Analyse erfolgt vor dem Hintergrund der regionalen türkischen Außenpolitik und der geopolitischen Interessenlage anderer Akteure wie der EU, der USA, Russlands oder regionaler Energielieferanten. Energieversorgung hängt längst nicht mehr vorwiegend von wirtschaftlichen Gesichtspunkten ab, sondern ist gleichermaßen Gegenstand politisch-strategischer

1 Pınar İpek, »The Aftermath of Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline: Challenges Ahead for Turkey«, in: *Perceptions*, 11 (Frühjahr 2006) 1, S. 1–17 (1) [Übersetzungen aus dem Englischen vom Autor, sofern nichts anderes angezeigt]. Überblick bei Republic of Turkey, Ministry of Foreign Affairs, *Turkey's Energy Strategy*, Ankara, Januar 2009, <[www.mfa.gov.tr/data/DISPOLITIKA/EnerjiPolitikasi/Turkey's%20Energy%20Strategy%20\(Ocak%202009\).pdf](http://www.mfa.gov.tr/data/DISPOLITIKA/EnerjiPolitikasi/Turkey's%20Energy%20Strategy%20(Ocak%202009).pdf)> (Zugriff: 11.2.2010).

2 Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Zweite Überprüfung der Energiestrategie, EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität*, Brüssel, 13.11.2008, KOM (2008) 781 endgültig, S. 4f (Zitate S. 5).

3 Vgl. Derek Brower, »A New Reality for the EU Gas Market«, in: *Petroleum Economist*, 77 (Januar 2010) 1, S. 12f.

Erwägungen.⁴ Zum einen muss der Anteil alternativer Energieträger im Energiemix deutlich erhöht werden, weil fossile Brennstoffe zur Neige gehen und die Emissionen das Weltklima schädigen. Zum anderen drängen neue Verbraucher mit einem riesigen und schnell wachsenden Energiebedarf auf den Markt: die sogenannten Schwellenländer vor allem in Asien und Lateinamerika. Beides führt auf Seiten der Energiekonsumenten zu einer grundlegenden Neuformierung, die tiefe Spuren in den weltweiten Wettbewerbsverhältnissen und internationalen politischen Macht-konstellationen hinterlässt.⁵

Weiterhin sind Energiefragen in der kaspischen Region gerade angesichts der türkischen Ambitionen hochgradig politisiert. Hier wie in Zentralasien wurde nach dem Ende des globalen Ost-West-Systems der Kalte Krieg mit anderen Mitteln fortgesetzt: Russlands Bestreben, alte Einflussphären und -kanäle zu bewahren, kollidiert mit US-amerikanischen und europäischen Interessen, auch diese Region für westliche Einflüsse zu öffnen und zu einem Teil der westlich dominierten »freien Welt« zu machen.⁶

Anders als zu Zeiten des klassischen Kalten Krieges hat heute die militärisch geprägte Einflusspolitik weitgehend ausgedient. Stattdessen wollen die Akteure nun eher die Dominanz über die Nutzung der kaspischen Energieressourcen gewinnen, vor allem mit Hilfe von Lieferverträgen und Transportinfrastrukturen für Öl und Gas. Das Schlagwort vom »neuen Great Game« macht die Runde. Energiepolitik mit Blick auf die kaspische Region ist zu einem Musterbeispiel für die Politisierung oder »securitization« ökonomischer Fragen geworden. Diese (geo-)politischen Zusammenhänge wirken sich erheblich auf die türkische Drehscheibenpolitik aus.⁷

4 Vgl. Gareth M. Winrow, *Problems and Prospects for the »Fourth Corridor«: The Positions and Role of Turkey in Gas Transit to Europe*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, Juni 2009 (Natural Gas Programme, Working Paper NG 30), S. 4–9, <www.oxfordenergy.org/pdfs/NG30.pdf> (Zugriff: 18.2.2010).

5 Vgl. International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2009, Fact Sheet: Why Is Our Current Energy Pathway Unsustainable?*, <http://www.iea.org/weo/docs/weo2009/fact_sheets_WEO_2009.pdf> (Zugriff: 17.3.2010).

6 Vgl. Michael T. Klare, »Geopolitics Reborn: The Global Struggle over Oil and Gas Pipelines«, in: *Current History*, 103 (Dezember 2004) 677, S. 428–433; speziell für die russischen Interessen siehe Susan Stewart, *Russische Außenpolitik im post-sowjetischen Raum. Das Baltikum, die westliche GUS und der Südkaukasus im Vergleich*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2010 (SWP-Studie 5/2010), S. 25–31.

7 Vgl. zum Beispiel Jeffrey Mankoff, *Eurasian Energy Security*, New York: Council on Foreign Relations, Februar 2009

In der politischen und wissenschaftlichen Debatte herrscht eine gewisse Begriffsverwirrung. Häufig wird nicht zwischen Energiedrehscheibe (*energy hub*) und Energiekorridor (*energy corridor* oder *transit corridor*) unterschieden. *Energiedrehscheibe* bedeutet, dass ein Land Energierohstoffe an seinen Grenzen einkauft und an andere Abnehmer wieder verkauft, wobei es die Verkaufskonditionen (theoretisch) unabhängig von Lieferanten oder Abnehmern selbst festlegt. Daneben kann Energiedrehscheibe heißen, dass zusätzlich eine größere Infrastruktur für die Produktion petrochemischer (Vor-)Produkte zu Exportzwecken aufgebaut wird. Dieses Ziel will die Türkei erreichen.

Energiekorridor dagegen meint, dass ein Land im Wesentlichen Transitleistungen für Energierohstoffe erbringt. Lieferkonditionen und Abnahmeregelungen entziehen sich größtenteils seinem Einfluss. Das Land stellt sein Territorium zur Verfügung, verlegt Transitleitungen und sorgt für Leitungsinfrastruktur. Dafür erhält es eine Gebühr, deren Höhe es zwar maßgeblich mitbestimmen kann, die aber deutlich unter den erzielbaren Preisen für den Rohstoff selbst liegt. Ein Transitland ist einerseits in ein komplexes Beziehungsgeflecht mit Liefer- und Abnehmerstaaten eingebunden. Andererseits kann es »am Öl- oder Gashahn drehen« und damit versuchen, seine Position gegenüber anderen Akteuren zu verbessern.⁸

In der Realität des internationalen Energiegeschäfts lässt sich diese Unterscheidung allerdings kaum aufrechterhalten. Will ein Land als Energiedrehscheibe fungieren, stellt sich die Frage, wer mit welchen Mitteln die Infrastruktur bereitstellen soll, sofern sie wie im Fall der Türkei nicht vorhanden ist. Der dafür erforderliche Kapitaleinsatz übersteigt die Möglichkeiten türkischer Akteure und macht die Kooperation mit internationalen Energie- und Finanzakteuren not-

(Council Special Report Nr. 43), <www.cfr.org/publication/18418/eurasian_energy_security.html?breadcrumb=publication%2Fpublication_list%3Fgroupby%3D3%26type%3Dspecial_report%26filter%3D2009> (Zugriff: 15.2.2010); Bas R. Percival, *The Risk of Energy Securitization on the Eurasian Continent*, Den Haag: Clingendael International Energy Programme, Juli 2008 (Briefing Paper Nr. 12), <www.clingendael.nl/publications/2008/20080700_ciep_briefing_paper_percival.pdf> (Zugriff: 18.2.2010); Ali Tekin/Iva Walterova, »Turkey's Geopolitical Role: The Energy Angle«, in: *Middle East Policy*, 14 (Frühjahr 2007) 1, S. 84–94.

8 Vgl. generell zum Problem der Transitländer im Energiegeschäft Paul Stevens, *Transit Troubles. Pipelines as a Source of Conflict*, London: Chatham House, 2009, <www.chathamhouse.org.uk/files/13571_r0309_pipelines.pdf> (Zugriff: 11.2.2010).

wendig. Je stärker diese jedoch am *upstream*- und/oder *downstream*-Geschäft der betreffenden Energiequelle beteiligt sind, desto mehr schwindet der türkische Handlungsspielraum.

Dies ist zum Beispiel bei der Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline (BTC) der Fall, die im Ölsektor eine der wesentlichen Grundlagen für die angestrebte türkische Rolle bildet.⁹ Das Öl kommt aus einem aserbaidschanischen Feld, das von einem internationalen Konsortium ausgebeutet wird. Dessen Hauptteilhaber betreiben die BTC selbst und sind zum Teil auch auf der Abnehmerseite tätig, wie etwa der britische Konzern BP. Ähnlich ist die Situation bei den gegenwärtig diskutierten internationalen Gasleitungen. Die Türkei hat also zwar eine reelle Chance, sich in Verhandlungen mit allen Beteiligten einen möglichst großen Vorteil zu verschaffen. Dieser wird aber notwendig kleiner sein, als wenn Ankara in allen Fragen autonom entscheiden könnte.

Angesichts dessen ist es in der Tat zweitrangig, ob von der Türkei als Energiedrehscheibe oder Energiekorridor gesprochen wird, wenn damit mehr als eine nicht realisierbare politische Wunschvorstellung der türkischen Regierung verbunden werden soll. Der Transport kaspischer oder mittelöstlicher Energierohstoffe über die Türkei wird zwar ohne deren Mit-sprache nicht möglich sein, aber nicht von ihr allein abhängen.

⁹ Ferner gilt es zu beachten, dass die Preisbildung im Ölsektor weitgehend unabhängig auf einem internationalen Markt erfolgt. Dabei spielen Produktionskosten, Lieferpreise und -konditionen für Rohöl nur eine begrenzte Rolle. Drehscheibe könnte die Türkei in diesem Sektor nur dann werden, wenn ihr Ölhafen Ceyhan am Mittelmeer eine mit den internationalen Spotmärkten vergleichbare Bedeutung erlangte. Angesichts der relativ geringen Mengen, die über Ceyhan auf den Markt gelangen, ist dies jedoch nicht so schnell zu erwarten.

Die Rohstoffpotentiale

Allen politischen Faktoren heutiger Energie(sicherheits)politik zum Trotz bilden die Rohstoffvorkommen, Transportwege und internationalen Wettbewerbsverhältnisse immer noch die wichtigsten Voraussetzungen für jegliche nationale oder internationale Energiepolitik. Das gilt auch für den türkischen Wunsch, wegen des Mangels an eigenen Energierohstoffen Energiedrehscheibe zu werden.

Die Türkei liegt zwischen zwei der größten Weltvorkommen an fossiler Energie: dem Öl und Gas der Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres¹⁰ (ohne Russland) und den Vorkommen im Nahen und Mittleren Osten. In diesen Regionen wurden 2008 gut ein Drittel des Erdöls und knapp ein Fünftel des Erdgases weltweit gefördert. Hier ruhten im selben Jahr nahezu zwei Drittel sämtlicher nachgewiesenen Ölreserven und fast die Hälfte der entsprechenden Erdgasreserven (siehe Tabelle 1).¹¹

Allerdings wird aus den Daten auch ersichtlich, dass zwischen beiden Räumen ein erheblicher Unterschied besteht, der für die türkischen Ziele nicht unwichtig ist: Produktion und Reserven im Mittleren Osten übersteigen jene im Kaspischen Becken um ein Vielfaches. Hinzu kommt, dass die Energielieferanten des Mittleren Ostens die internationalen Absatzmärkte deutlich besser erreichen können als jene des kaspischen Raumes. Überwiegend besitzen sie direkten Zugang zu internationalen Wasserstraßen und nutzen ihn für den Absatz der Ölproduktion, aber auch des

¹⁰ In dieser Studie werden darunter vor allem Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan erfasst. Auch das benachbarte Usbekistan, das energiebezogen zur kaspischen Region gerechnet wird, verfügt über Energievorkommen, doch dienen diese vorwiegend dem Eigenbedarf oder werden in den asiatischen Raum (China) exportiert, soweit sie nicht nach Russland gehen. Iran und seine Vorkommen werden in energiepolitischen Analysen und ihnen zugrunde liegenden Daten zumeist dem Mittleren Osten zugerechnet, obwohl der Iran auch Anrainer des Kaspischen Meeres ist.

¹¹ Die für die kaspischen Staaten verfügbaren globalen Daten über Produktion oder Reserven schließen im Fall Kasachstans und Turkmenistans immer auch Vorkommen in jenen Landesteilen ein, die nicht unmittelbar am Kaspischen Meer liegen. Gleichwohl ist es sinnvoll, diese Vorkommen in der Studie zu berücksichtigen, weil auch sie über das Kaspische Becken auf den Markt gebracht werden können.

erzeugten Erdgases als Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG). Der Transit über die Türkei ist also eher nebensächlich. Eine Ausnahme bilden die Energievorkommen im Nordirak, deren umfassende Ausbeutung aber durch politische Konflikte behindert wird.

Die Erzeuger in der kaspischen Region sind Binnenländer und müssen ihre Produkte in der Regel durch Transitländer zu den internationalen Absatzmärkten schaffen. Das geschieht weitgehend über eine aus der Sowjetzeit stammende Leitungsinfrastruktur, die größtenteils durch russisches Territorium verläuft. Nur aufgrund dieser Charakteristik hat die Türkei überhaupt eine Chance, sich ins Spiel zu bringen. Wenn die kaspischen Staaten sich in ihrer Energieaußenpolitik vom Einfluss Russlands und seiner quasi-staatlichen Energiekonzerne lösen wollen, können sie Transportrouten durch den Kaukasus und die Türkei für den Zugang zum Mittelmeer und zur EU nutzen, falls es keinen Weg durch den Iran gibt.

Damit ist die Verwirklichung der türkischen Ziele stark an das Energiepotential des Kaspischen Beckens gebunden, also den weitaus kleineren Teil der regionalen Energierohstoffe. Entsprechend begrenzt wird selbst im günstigsten Fall die internationale Bedeutung einer Energiedrehscheibe Türkei sein. Das heißt aber nicht, dass eine solche Rolle prinzipiell wirtschaftlich und politisch zu vernachlässigen wäre. Dies gilt insbesondere für Erdgas.

Die wichtigsten Ölvorkommen im Kaspischen Becken liegen in Kasachstan und Aserbaidschan, während die größten Gasvorkommen in Turkmenistan vermutet werden. Doch auch Aserbaidschan und Kasachstan besitzen beachtliche Erdgasvorräte, vor allem in ihren Küstenzonen im und am Kaspischen Meer (siehe Tabelle 2).¹²

Ähnlich ist die Situation im Ölsektor. Im Kaspischen Becken spielen aber nur Aserbaidschan und

¹² Die in Tabelle 2 angegebenen Reserven sind nachgewiesen und auch förderbar. Alle Länder verfügen darüber hinaus über größere Mengen vermuteter oder (noch) nicht förderbarer Vorkommen; vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), *Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit*, Hannover, Tabellen, S. 46ff (Tabelle A 4-2: Gesamtpotenzial (EUR) konventionelles Erdgas Ende 2007).

Tabelle 1**Anteil bestimmter Regionen an Erdöl- und Erdgasproduktion bzw. -reserven weltweit 2008 (in %)**

Region	Öl		Gas	
	Produktion	Reserven	Produktion	Reserven
Mittel-/Nahost	31,9	59,9	12,4	41,0
Kaspisches Becken	3,3	3,8	5,6	6,8
Nordamerika	15,8	5,6	26,7	10,9
Süd-/Mittelamerika	8,5	9,8	5,2	4,0
Europa	5,3	1,1	9,8	3,7
Russland	12,4	6,3	19,6	23,4
Afrika	12,4	10,0	7,8	7,9
Asien/Pazifik	9,7	3,3	13,4	8,3

Quelle: zusammengestellt nach British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy*, London, Juni 2009, S. 6, 8, 22, 24.**Tabelle 2****Erdgasproduktion, -reserven und -export der Erzeuger im Kaspischen Becken 2008 (in Mrd. m³)**

	Aserbaidshon	Kasachstan	Turkmenistan
Produktion	14,7	30,2	66,1
Reserven	1200	1820	7940
Export*	1,7	2,3	54,3

* Zahlen von 2007.

Quelle: BP, *Statistical Review of World Energy* [wie Tab. 1], S. 22, 24; International Energy Agency (IEA), *Perspectives on Caspian Oil and Gas Development*, Paris, Dezember 2008 (Working Paper Series), S. 10, <www.iea.org/papers/2008/caspian_perspectives.pdf> (Zugriff: 10.2.2010).**Tabelle 3****Erdölproduktion, -reserven und -export der Erzeuger im Kaspischen Becken 2008 (in Mio. t)**

	Aserbaidshon	Kasachstan	Turkmenistan
Produktion	41,7	67,5	9,8
Reserven	1330	4780	245
Export*	36,4	59,7	5,8

* Zahlen von 2007.

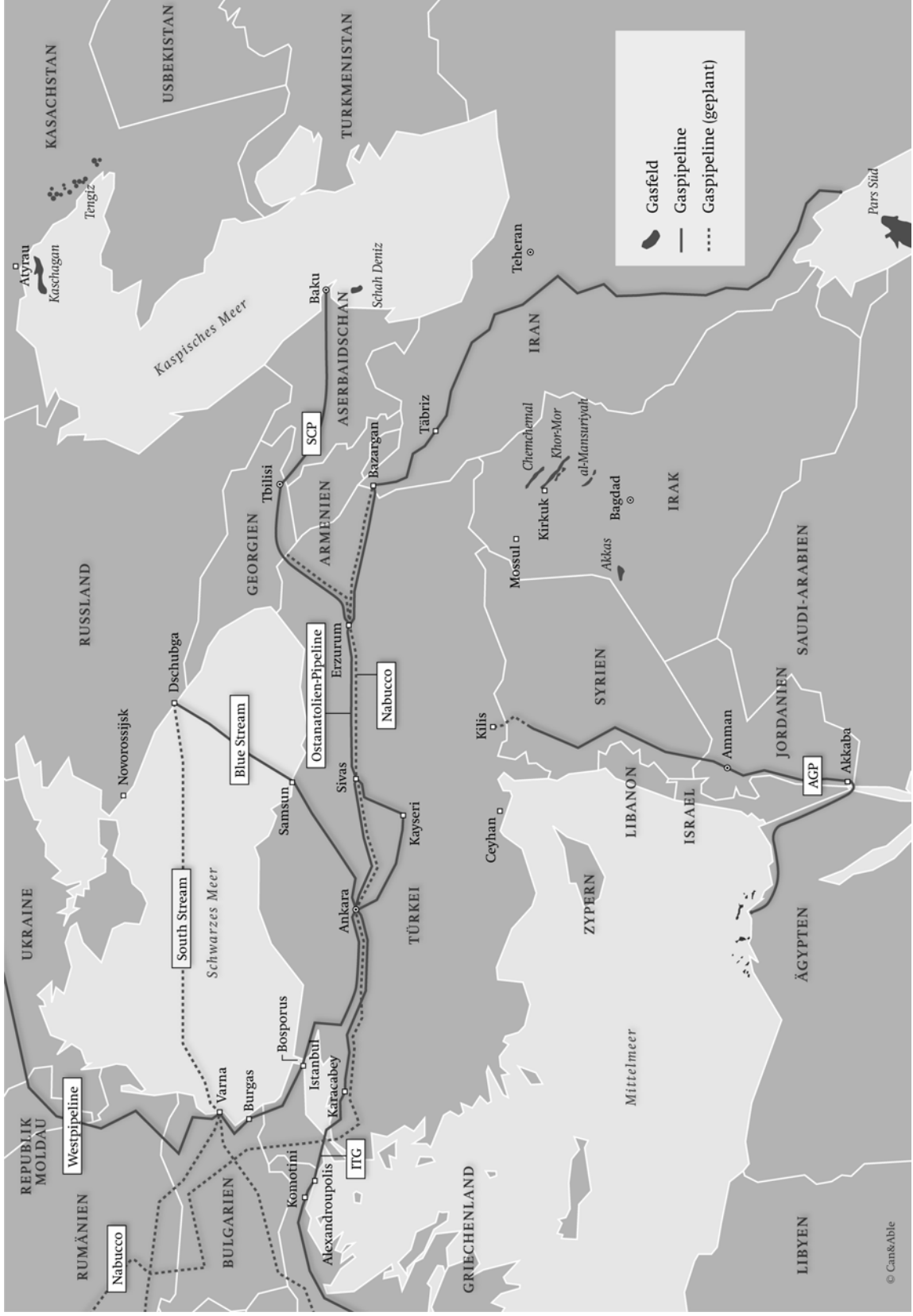
Quelle: wie Tab. 2.

Kasachstan eine größere Rolle. Ihre nachgewiesenen förderfähigen Reserven reihten sie Ende 2007 in die Gruppe der 20 Länder mit den höchsten bekannten Vorräten ein. Die gesicherten und vermuteten Ölvorkommen in Turkmenistan und Usbekistan hingegen fallen nicht ins Gewicht.¹³

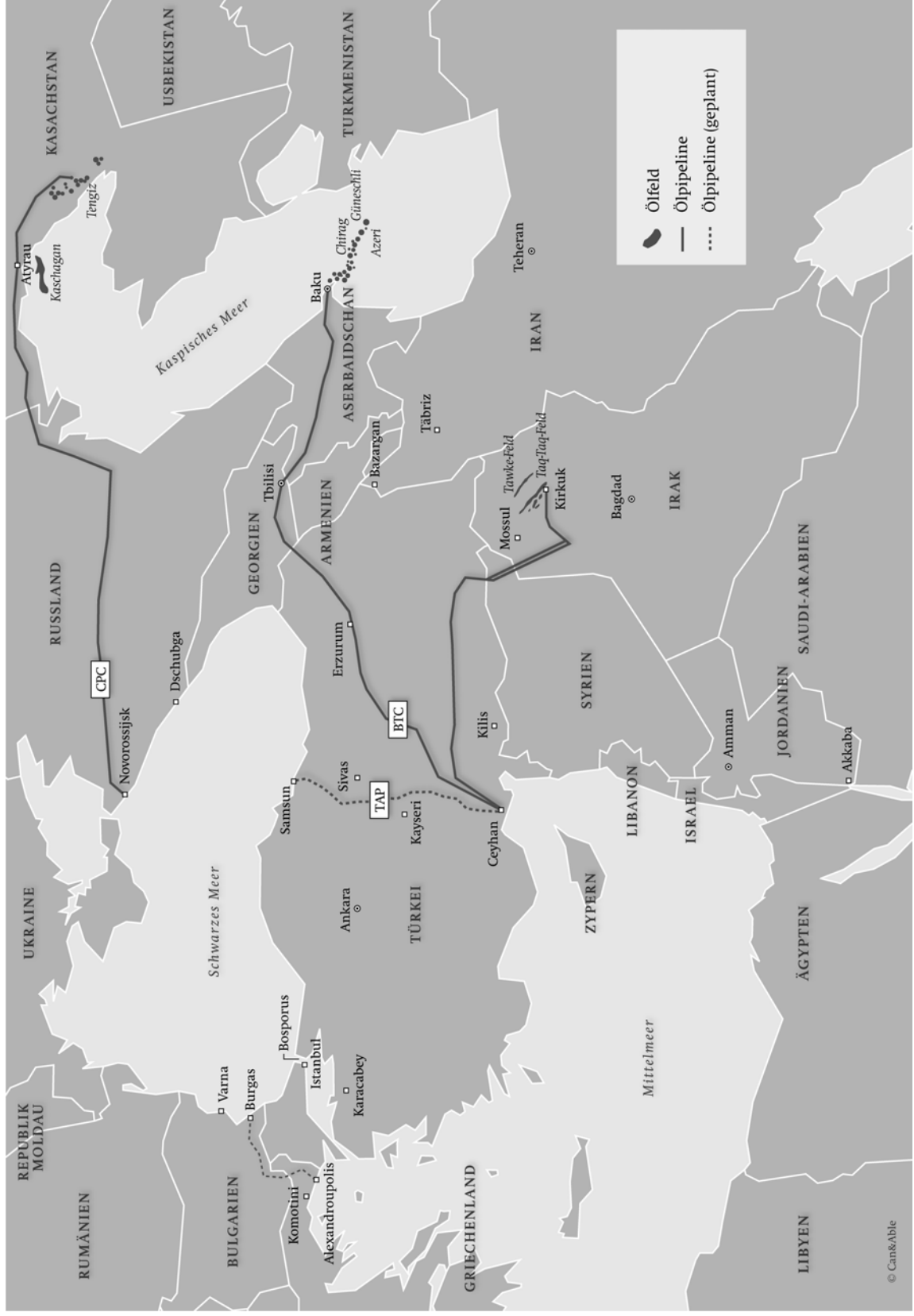
¹³ Vgl. ebd., S. 5, 15 (Tabelle A 3-2: Gesamtpotenzial [EUR] konventionelles Erdöl Ende 2007, und Tabelle A 3-6: Reserven konventionelles Erdöl 2007: Die wichtigsten Länder [Top 20]);

Mert Bilgin, »New Prospects in the Political Economy of Inner-Caspian Hydrocarbons and Western Energy Corridor through Turkey«, in: *Energy Policy*, 35 (2007) 12, S. 6383-6394 (6386f).

Karte 1
Für die Energiedrehscheibe relevante Gaspipelines



Karte 2
Für die Energiedrehscheibe relevante Ölpipelines



Die nationale Energielage¹⁴

Die energiepolitische Diskussion in der türkischen Öffentlichkeit leidet an geopolitischer Schlagseite. Alle Projekte mit ausländischer Beteiligung im Öl-, Gas- und Nuklearsektor werden primär unter dem Gesichtspunkt erörtert, welche Konsequenzen sie für außenpolitische Interessen der Türkei haben könnten und was daraus für deren regionalen Politik- und Machtstatus folgt. Dabei gerät meist eine viel wichtigere Frage in den Hintergrund: In welchem Umfang und unter welchen Voraussetzungen sind die Projekte geeignet, die türkische Energieversorgung längerfristig zu gewährleisten, und zwar zu akzeptablen Kosten und unter klimaverträglichen Bedingungen? Die im Grundstoffbereich hoch defizitäre energiewirtschaftliche Lage der Türkei wird sich auf absehbare Zeit nämlich nicht ändern.

Der türkische Energiebedarf wurde im Jahr 2008 in etwa zu je einem Drittel durch Öl, Erdgas und Kohle gedeckt, Wasserkraft hatte einen Anteil von knapp 7%. Nur Kohle und Wasserkraft stammten weitgehend aus nationaler Erzeugung,¹⁵ der Import von Erdgas und Öl ist also für die türkische Entwicklung lebensnotwendig. Die Elektrizitätserzeugung wird zu fast 50% durch Erdgas gewährleistet und soll nach vorsichtigen Schätzungen bis 2020 um etwa 6% jährlich wachsen.¹⁶ Rund 60% der Gasimporte kommen vom russischen Unternehmen Gazprom. Die Türkei ist nach Deutschland dessen zweitgrößter Abnehmer, doch liegt der türkische Abhängigkeitsgrad deutlich höher als der deutsche. Langfristige Versorgungssicherheit und

Diversifizierung der Bezugsquellen sind deshalb die wesentlichen Imperative nationaler türkischer Energiepolitik.

So wird angestrebt, mittelfristig den Prozentsatz heimischer Ressourcen an der Elektrizitätserzeugung zu steigern. Bis zum hundertjährigen Jubiläum der Republik Türkei 2023 soll der Erdgasanteil auf 30% reduziert werden, der Anteil erneuerbarer (nationaler) Energiequellen wie Wasserkraft, Wind, Sonnen- und geothermische Energie dagegen auf 30% steigen. Daneben sollen in begrenztem Umfang Kernkraft sowie eigene und Importkohle eingesetzt werden.¹⁷ Noch gibt die staatliche Energiepolitik allerdings keine eindeutigen preis- und marktpolitischen Signale für diesen Wandel. Fossile Energierohstoffe haben weiterhin nahezu uneingeschränkt Vorrang.

Doch selbst wenn der türkische Energiemix erfolgreich umstrukturiert werden sollte, wird der Importbedarf für Erdgas und Erdöl steigen. Die staatliche Pipeline-Gesellschaft BOTAŞ schätzt die Gesamtnachfrage für 2020 auf rund 66,6 Mrd. m³ Erdgas. Davon sind 41,8 Mrd. m³ durch Importvereinbarungen gesichert (siehe Tabelle 4). Diese Schätzungen werden zwar von den Folgen der Weltwirtschaftskrise beeinträchtigt, die auch in der Türkei die Energienachfrage reduzierte. Vermutlich wird das Land aber bald zu den früheren Verbrauchsmustern zurückkehren. Demographische Entwicklung und wirtschaftliche Perspektiven deuten darauf hin, dass die Energienachfrage sowohl bei den privaten Haushalten als auch im industriellen Sektor steigt.¹⁸

Das Interesse an alternativen Energieformen nimmt zwar zu, doch Schritte in diese Richtung werden nur zögerlich getan. Es fehlt an einer strategischen Ausrichtung für diesen Sektor und an finanziellen

¹⁴ Ein umfassender Überblick über die türkische Energielage findet sich in Germany Trade and Invest, *Energiewirtschaft Türkei 2009*, 18.3.2010, <<http://www.gtai.de/ext/Export-Einzelsicht/DE/Content/SharedDocs/Links-Einzeldokumente-Datenbanken/fachdokument,templateId=renderPrint/MKT201003178013.pdf>> (Zugriff: 14.4.2010).

¹⁵ Alle Zahlen aus British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy*, London, Juni 2009, S. 12, 27, 34, 35, 38. Zum Vergleich: Deutschland verbrauchte 2008 118,3 Mio. t Erdöl, 82 Mrd. m³ Erdgas, 80,9 Mio. t Kohle (in Öläquivalent), 33,7 Mio. t Öläquivalent an Kernenergie und 4,4 Mio. t Öläquivalent an Energie aus Wasserkraft.

¹⁶ Vgl. Republic of Turkey, Ministry of Energy and Natural Resources, *Energy – Electric*, <www.enerji.gov.tr/index.php?dil=en&sf=webpages&b=elektrik_EN&bn=219&hn=&nm=40717&id=40732> (Zugriff: 5.2.2010).

¹⁷ Vgl. Republic of Turkey, Higher Board of Planning, *Electricity Energy Market and Supply Security. Strategy Paper*, Ankara, 18.9.2009, <www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar_EN/Arz_Guvenligi_Strateji_Belgesi_EN.pdf> (Zugriff: 5.2.2010).

¹⁸ Die BOTAŞ-Prognosen sehen sich der Kritik ausgesetzt, die Türkei habe schon früher den nationalen Gasbedarf überschätzt. Vgl. für Einzelheiten Winrow, *Problems* [wie Fn. 4], S. 13–18.

Tabelle 4
Abkommen über Erdgasbezüge

Abkommen	Vereinbarte Maximalmenge pro Jahr (in Mrd. m ³)	Datum des Vertragsschlusses	Dauer (in Jahren)	Status
Russische Föderation (West-Leitung)	6	14.2.1986	25	operativ
Algerien (LNG)	4	14.4.1988	20	operativ
Nigeria (LNG)	1,2	9.11.1995	22	operativ
Iran	10	8.8.1996	25	operativ
Russische Föderation (Schwarzmeer)	16	15.12.1997	25	operativ
Russische Föderation (West-Leitung)	8	18.2.1998	23	operativ
Turkmenistan	16	21.5.1999	30	–
Aserbaidshan	6,6	12.3.2001	15	operativ

Quelle: BOTAŞ, Natural Gas, <www.botas.gov.tr/index.asp> (Zugriff: 19.2.2010).

Anreizen, um größere Investitionen anzustoßen.¹⁹ Es fehlt auch eine zielgerichtete Politik, um die Energieeffizienz zu steigern, insbesondere durch die Modernisierung des türkischen Leitungsnetzes.

Hier erhofft sich die Regierung Erfolge von einer konsequenten Privatisierung lokaler und regionaler Gas- und Stromversorgungsnetze, die seit einigen Jahren läuft. Immer mehr internationale, nicht zuletzt europäische Energieunternehmen sind daran beteiligt. Trotz all dieser an EU-Regelungen angelehnten Ansätze einer stärker diversifizierten Energiepolitik bleibt die Dominanz der Staatsfirma BOTAŞ ungeboren. Das heißt, dass die Türkei sich auch fortan vorrangig auf fossile Energieträger stützen wird und wachsende Importmengen sichern muss.²⁰

Dagegen behauptet Mehmet Uysal, Generaldirektor der staatlichen Ölgesellschaft TPAO, vor der türkischen Küste im Schwarzen Meer lägen laut seismischen Studien so viele Öl- und Erdgasreserven, dass die Türkei ab 2023 zum Selbstversorger werden könne. Diese müssen aber noch durch Bohrungen nachgewiesen werden. Explorationsvereinbarungen hat die TPAO mit dem amerikanischen Exxon-Konzern und der brasilianischen staatlichen Ölfirma Petrobras geschlos-

sen, die jedoch bisher nicht fündig geworden sind. Selbst wenn das in den nächsten Jahren der Fall sein sollte, könnte die Öl- und/oder Gaserzeugung sicher nicht vor Ende des Jahrzehnts aufgenommen werden.²¹

Ein anderer nationaler Faktor, der die türkische Energie(außen)politik beeinflusst, ist der Wunsch, den Öltankerverkehr durch den Bosphorus deutlich zu reduzieren. Über diese Wasserstraße wird bis jetzt alles Öl transportiert, das im russischen Ölhafen Novorossijsk und anderen Schwarzmeerhäfen verladen wird, knapp 4% des täglichen Ölverbrauchs weltweit. Der für Großschiffe äußerst schwer zu navigierende Bosphorus ist überlastet und dürfte mit weiter steigender Ölproduktion im Kaspischen Becken an seine Kapazitätsgrenzen stoßen.²² Zudem besteht ständig das Risiko einer Umweltkatastrophe inmitten der Millionenmetropole Istanbul, sollte einmal ein Tanker verunglücken. Die Türkei hat deshalb seit Mitte der 1990er Jahre die Sicherheitsregularien für die Durchfahrt von Großtankern verschärft. An beiden Enden der Wasserstraße entstehen deshalb Wartezeiten, so dass sich die Transporte der Ölkonzerne erheblich verteuern.²³

¹⁹ Vgl. Roberta Davenport, »Turkish Energy Sector Chasing Windmills and Profits«, *Today's Zaman*, 12.10.2008, <www.todayszaman.com/tz-web/news-155661-turkish-energy-sector-chasing-windmills-and-profits.html> (Zugriff: 8.2.2010).

²⁰ Vgl. dazu ausführlich F. Yeşim Akcollu, *Major Challenges to the Liberalization of the Turkish Natural Gas Market*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, November 2006 (Natural Gas Programme, Working Paper NG 16), <www.oxfordenergy.org/pdfs/NG16.pdf> (Zugriff: 22.2.2010).

²¹ Vgl. »State Firm Sets High Targets in Production«, *Hürriyet Daily News*, 20.5.2009; Saban Kardas, »Turkey and Brazil to Explore Oil in the Black Sea«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (26.5.2009) 100, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35037&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1> (Zugriff: 5.2.2010).

²² Vgl. Republic of Turkey, Ministry of Foreign Affairs, *Turkey's Energy Strategy* [wie Fn. 1], S. 2.

²³ Vgl. »Passage Restrictions«, *Bosphorus Strait News for Mariners*, <www.bosphorusstrait.com/the-bosphorus-strait/passage-

Hinzu kommt, dass die Türkei die Bosphorus-Wasserstraße kaum politisch oder wirtschaftlich für die Drehscheibenpolitik instrumentalisieren kann. Zwar wird türkisches nationales Territorium für den Transport genutzt, doch ist die Passage für die internationale Schifffahrt frei, d.h. die Türkei darf weder besondere Gebühren erheben noch sonstige größere Einschränkungen verfügen.²⁴

restrictions/> (Zugriff: 21.1.2010).

²⁴ Vgl. Republic of Turkey, Ministry of Foreign Affairs, *The Turkish Straits*, <www.mfa.gov.tr/the-turkish-straits.en.mfa> (Zugriff: 25.8.2009). Der Verkehr in den türkischen Meerengen ist seit 1936 in der Konvention von Montreux geregelt. Sie postuliert eine weitgehende Passagefreiheit für Handelsschiffe, die auch – seinerzeit überhaupt noch nicht vorstellbare – Supertanker von 250 000 BRT und mehr einschließt. Vgl. für den Text »Die Konvention über das Meerengenstatut von Montreux«, in: *Europa Archiv*, (1947) 2, S. 981–985; eine umfassende völkerrechtliche Interpretation liefert Stefan Birkner, *Die Durchfahrtsrechte von Handels- und Kriegsschiffen durch die türkischen Meerengen*, Berlin 2002 (Schriften zum Völkerrecht 146).

Die Politik der multiplen Optionen: Chancen und Risiken

Angesichts der skizzierten Rohstofflage und nationalen energiepolitischen Situation verfolgt die Türkei einen multidimensionalen Ansatz in ihrer Politik, Energiedrehscheibe zu werden. Im Zuge der von Außenminister Davutoğlu verfolgten »Null Konflikte mit Nachbarn«-Außenpolitik hält sie sich alle Optionen für mögliche Energietransporte über ihr Territorium offen. Das bedeutet,

- ▶ die Bezugsquellen im kaspischen Becken zu sichern und auszubauen,
- ▶ neue Quellen in der nah-/mittelöstlichen Nachbarschaft zu erschließen und
- ▶ die energiepolitischen und -wirtschaftlichen Beziehungen zu ihrem Hauptlieferanten Russland zu pflegen.²⁵

Erschwert wird diese Politik dadurch, dass die Türkei bei sämtlichen Projekten nur einer von mehreren Spielern ist und häufig genug nicht der entscheidende. Denn bei allen Optionen muss Ankara nicht nur wirtschaftliche und energiepolitische, sondern auch globale und regionale geostrategische Faktoren berücksichtigen: Auf globaler Ebene handelt es sich um die Beziehungen zu den USA und deren strategische Interessen in der kaspischen Region und im Nahen/Mittleren Osten. In regionaler Hinsicht muss die Türkei Russlands Position und Interessen in der kaspischen Region im Zusammenhang mit Interessen und Konflikten der Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres in ihre Überlegungen einbeziehen. Hintergrund ist das russische Bestreben, das in der Sowjetzeit etablierte Monopol bei der Verwertung fossiler Energieressourcen der Region zu bewahren. Weiterhin muss Ankara die regionalen Interessen des Iran ebenso im Auge behalten wie die konfliktreiche Dynamik im Irak angesichts der amerikanischen Abzugspläne. Wenn es um Erdgas geht, kommen auch noch die Beziehungen zur EU im Kontext des türkischen Beitrittswunsches ins Spiel, weil die EU-Staaten den einzig relevanten

Absatzmarkt für Gas bilden, das aus der kaspischen oder der nah-/mittelöstlichen Region über die Türkei geleitet würde.

Betrachtet man die politischen, wirtschaftlichen und ressourcenökonomischen Details genauer, die mit den jeweiligen Optionen verbunden sind, wird klar, dass die verschiedenen Möglichkeiten miteinander konkurrieren. Die Wahrscheinlichkeit, sämtliche Optionen kurzfristig und gleichzeitig zu verwirklichen, ist äußerst gering. Ankara wird sich über kurz oder lang entscheiden müssen, mit welchen Projekten begonnen werden soll, auch auf die Gefahr hin, andere damit weit in die Zukunft zu schieben oder ganz aufzugeben. Das sieht Außenminister Davutoğlu allerdings anders. Er erklärte, ein wesentliches Element der türkischen Außenpolitik während der letzten Jahre bestehe gerade darin, nicht alles immer als Alternative zu etwas anderem zu sehen.²⁶

Die kaspische Option

Die kaspische Option bildete den Ausgangspunkt für das türkische Streben, regionale Energiedrehscheibe zu werden. In der kaspischen Region trafen sich Anfang der 1990er Jahre die Interessen mehrerer Akteure: Die USA wollten Zentralasien dem russischen Einflussbereich entziehen, die Türkei wollte ihre geopolitische Bedeutung im Ringen um die neue Ordnung in Eurasien nach dem Ende des Kalten Krieges unter Beweis stellen und die neuen Turkrepubliken wollten sich von der russischen Vorherrschaft emanzipieren. Diese Interessenkongruenz nahm Gestalt an, als die kaspischen Anrainer erste Schritte unternahmen, ihr Öl und Gas anders als über Russland auf den Weltmarkt zu bringen. Aserbaidschan und Kasachstan ermunterten westliche Energiekonzerne, sich an der Ausbeutung der Vorräte zu beteiligen. Die Türkei hoffte, von ihrer ethnischen Verwandtschaft zu den Turkvölkern politisch und wirtschaftlich profitieren zu können.²⁷

²⁵ Vgl. Gülnur Aybet, »Turkey's Energy Politics: Neither East Nor West«, in: *Private View*, (Winter 2009) 14, S. 30–35, <www.tusiad.org.tr/FileArchive/PV14.pdf> (Zugriff: 10.2.2010); »Davutoğlu: Turkey a Crossroads of Global Energy Transportation«, *Today's Zaman*, 10.8.2009, <www.todayszaman.com/tz-web/news-183531-davutoglu-turkey-a-crossroads-of-global-energy-transportation.html> (Zugriff: 4.2.2010).

²⁶ »Davutoğlu: Turkey a Crossroads of Global Energy Transportation« [wie Fn. 25].

²⁷ Vgl. Friedemann Müller, *Machtpolitik am Kaspischen Meer*,

So entstand der Plan, einen »westlichen Energiekorridor«²⁸ zu schaffen, der den über Russland verlaufenden »nördlichen Korridor« obsolet machen würde. Auch die EU begrüßte das Vorhaben, weil sie ihre Energiebezüge diversifizieren wollte. Heute ist dieser Korridor mit der BTC und der SCP (siehe unten) ansatzweise verwirklicht. Seine volle Dimension würde er jedoch erst erreichen, wenn die seit einigen Jahren in Planung befindliche Gaspipeline Nabucco von der Türkei nach Österreich gebaut würde und darüber hinaus Gas aus Turkmenistan sowie Öl und Gas aus Kasachstan über die Türkei nach Europa gebracht werden könnten.²⁹

Baku-Tbilisi-Ceyhan-Ölpipeline (BTC)

Den Anfang machte die Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline, deren Bau 1994 vereinbart wurde.³⁰ Mit ihr wird Erdöl vom aserbaidchanischen Öl- und Gasterminal Sangachal bei Baku über Tbilisi nach Ceyhan geliefert, dem in der Bucht von Iskenderun gelegenen türkischen Tiefwasserhafen. Die Pipeline ist seit 2006 in Betrieb und bringt das im Azeri-Chirag-Güneschli-Feld vor der aserbaidchanischen Küste geförderte Öl auf den Weltmarkt. Das Reservoir zählt zu den zehn größten Ölfeldern weltweit. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt seine Reserven auf 5,4 Mrd. Barrel, die Produzenten beziffern sie sogar auf 9 Mrd. Barrel.³¹ Das Feld wird von der Azerbaijan Internatio-

nal Operating Company (AIOC) unter der operativen Führung von BP erschlossen und ausgebeutet, die einen Anteil von 34,14% hält.³² Die 1770 Kilometer lange BTC-Pipeline wird ebenfalls unter BP-Führung betrieben und verfügt über eine maximale Kapazität von 1 Mio. bbl/d (barrels per day). Über sie können also etwa 50 Mio. t Erdöl jährlich nach Ceyhan transportiert werden.³³ Dieser Hafen ist selbst für die größten Tanker uneingeschränkt zugänglich. Aus wirtschaftlichen Gründen gibt es zunehmend Bestrebungen, in Ceyhan auch Raffinerien zu bauen, die das Öl verarbeiten, und die teureren Veredelungsprodukte zu exportieren.

Obwohl daran gedacht war, auch kasachisches Öl zu transportieren, gelangt bis heute hauptsächlich aserbaidchanisches Öl durch die BTC auf den Weltmarkt. Öl aus dem Tengiz-Ölfeld, das am und im kasachischen Küstenschelf liegt, wird mit wenigen Ausnahmen über die Pipeline des Caspian Pipeline Consortium (CPC) durch den Nordkaukasus zum russischen Schwarzmeerhafen Novorossijsk geleitet.

Türkische Hoffnungen richten sich vor allem auf das Öl aus dem kasachischen Kaschagan-Feld, dessen förderbare Vorkommen auf 7 bis 9 Mrd. Barrel geschätzt werden. Das Feld soll bei Erreichen der Produktionsspitze zu Ende des Jahrzehnts mehr als 1 Mio. bbl/d produzieren.³⁴ Allerdings hat das Betreiberkonsortium unter Führung von Agip, einer Tochter des italienischen Energiekonzerns Eni, gravierende technische Probleme zu bewältigen. Sie hängen mit der Lage des Feldes im relativ niedrigen Schelf des nordöstlichen Kaspischen Meeres und der chemischen Beschaffenheit des Öls zusammen. Aus diesen Gründen stiegen die Kosten beträchtlich und der Produktionsbeginn musste wiederholt verschoben werden.³⁵

Ebenhausen, März 1999 (SWP-AZ 3098); Körber-Stiftung (Hg.), *Energie und Geostrategie im kaspischen Raum – Akteure, Interessen, Konfliktpotentiale*, Hamburg 1998 (Bergedorfer Gesprächskreis, Protokoll Nr. 113).

28 Aus kaspischer Sicht gewählte Bezeichnung für den von der EU heute so genannten südlichen Korridor.

29 Vgl. für die Anfänge der Diskussion über die postsowjetische Erschließung der kaspischen Energievorräte Geoffrey Kemp/Robert E. Harkavy, *Strategic Geography and the Changing Middle East*, Washington, D.C., 1997, S. 131–153.

30 Vgl. Temel İskit, »Turkey: A New Actor in the Field of Energy Politics«, in: *Perceptions*, 1 (März–Mai 1996) 1, S. 58–82; Bülent Aras/George K. Foster, *Turkey and the Azerbaijani Oil Controversies: Looking for a Light at the End of the Pipeline*, Athen: Research Institute for European and American Studies (RIEAS), Januar 1998 (Research Paper Nr. 43), <<http://meria.idc.ac.il/books/azerbaijan.htm>> (Zugriff: 12.2.2010);

S. Frederick Starr/Svante E. Cornell (Hg.), *The Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline: Oil Window to the West*, Washington, D.C./Uppsala: Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2005, <www.silkroadstudies.org/new/inside/publications/BTC.pdf> (Zugriff: 8.12.2009).

31 International Energy Agency (IEA), *Perspectives on Caspian*

Oil and Gas Development, Paris: Dezember 2008, S. 8 (Working Paper Series), <www.iea.org/papers/2008/caspian_perspectives.pdf>; BP, *BP Azerbaijan 3Q 2009 Business Update*, 19.11.2009, <www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=9029616&contentId=7058028> (Zugriff: 3.2.2010).

32 Andere im Konsortium vertretene Firmen sind Aserbaidchans staatliche Ölgesellschaft SOCAR (10%), Chevron (10,3%), ExxonMobil (8%), Inpex (10%), Statoil (8,56%), TPAO (6,75%), Devon Energy (5,63%), Itochu (3,92%) und Hess (2,72%); vgl. BP, *BP Azerbaijan* [wie Fn. 31].

33 Dem Betreiberkonsortium gehören neben BP (30,1%) noch an: SOCAR (25%), Chevron Texaco (8,9%), Statoil (8,7%), TPAO (6,5%), Eni/Agip (5,0%), Total (5%), Itochu (3,4%), Inpex (2,5%), Conoco Phillips (2,5%), Hess (2,4%); vgl. BP, *BP Azerbaijan* [wie Fn. 31].

34 Vgl. IEA, *World Energy Outlook 2008*, Paris 2009, S. 271.

35 Vgl. Energy Information Administration (EIA), *Kazakhstan*, Washington, D.C., Februar 2008 (Country Analysis Briefs),

Ungewiss ist zudem, ob eine geeignete Transportinfrastruktur für die Einspeisung in die BTC geschaffen werden kann. Insbesondere die Querung des Kaspischen Meeres ist schwierig und kostspielig, zumal die Anrainer sich über die Aufteilung der Hoheitsgewässer nicht einig sind. Russland und Iran sind daher gegen eine Pipeline durch das Meer von Kasachstan nach Aserbaidschan. Eine Tankerverbindung wiederum erforderte hohe Investitionen in die Transportinfrastruktur, Verladungseinrichtungen auf beiden Seiten des Meeres eingeschlossen.³⁶

Seit Oktober 2008 werden allerdings geringe Mengen Rohöl aus dem Tengiz-Feld über Tanker in die BTC eingespeist. Diese Methode ist also praktikabel und kann auch im Interesse der internationalen Ölgesellschaften liegen. Die beteiligten Firmen prüfen, ob sie diese Investitionen tätigen oder lieber in den Ausbau der bestehenden CPC-Pipeline nach Novorossijsk investieren wollen.³⁷

Südkaukasus-Gaspipeline (SCP)

Seit Juli 2007 ist die Südkaukasus-Pipeline (SCP) von Sangachal zur türkischen Grenze in Betrieb. Sie verläuft parallel zur BTC, ist 692 Kilometer lang und transportiert Gas aus dem aserbaidischen Offshore-Feld Schah Deniz in die Türkei. Das Gasfeld wurde in den 1990er Jahren südöstlich von Baku vor der Küste entdeckt und steht im Mittelpunkt von Aserbaidschans Gasproduktion. Es wird von einem internationalen Konsortium ausgebeutet, an dem BP als operativer Betreiber und die staatliche norwegi-

sche Gesellschaft Statoil als kommerzieller Verantwortlicher mit jeweils 25,5% beteiligt sind.³⁸ Die nutzbaren Gasreserven des Feldes werden auf 1,2 Bio. m³ geschätzt. Sie sollen in zwei Phasen erschlossen werden. In der ersten Phase (Schah Deniz 1) werden rund 9 Mrd. m³ Erdgas jährlich produziert. Davon gehen rund 8 Mrd. m³ über die SCP in die Türkei.³⁹

Die Türkei bezog bis Juli 2008 Gaslieferungen zu 120 US-Dollar je 1000 m³, was deutlich unter dem europäischen Marktpreis lag. Deshalb verlangten das Konsortium und der aserbaidische Staat, die Preisregeln zu revidieren. Nach langen Verhandlungen mit Ankara scheint Anfang Februar 2010 eine Lösung gefunden worden zu sein, nach der die Türkei künftig 300 US-Dollar zahlen wird. Unklar ist, ob damit auch ein Präzedenzfall geschaffen wurde, mit dem sich die aserbaidisch-türkische Uneinigkeit über die Preisgestaltung bei Nabucco beseitigen ließe.⁴⁰

Weiterhin sollen während der Vollförderung von Schah Deniz 1 3,5 Mrd. m³ pro Jahr über die seit 2007 aktive Gaspipeline Interkonnektor Türkei-Griechenland (ITG) nach Griechenland gehen. Noch ist das transportierte Volumen mit 750 Mio. m³ jährlich deutlich geringer. Eine Erweiterung des Netzes nach Italien ist durch den Interkonnektor Griechenland-Italien (IGI) vorgesehen. Dieser wird von einem Konsortium aus der Betreibergesellschaft des griechischen Gasleitungssystems (DESFA) und der italienischen Edison SpA geplant und soll 2012 fertig sein. Dann sollen insgesamt 11 Mrd. m³ Erdgas jährlich, davon 8 Mrd. m³ für Italien, von der Türkei aus über das ITGI-Netz (Interkonnektor Türkei-Griechenland-

S. 3f. <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Kazakhstan/pdf.pdf> (Zugriff: 10.2.2010); Guy Chazan, »In Caspian, Big Oil Fights Ice, Fumes, Kazakhs«, *Dow Jones Newswires*, 28.8.2007, <www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=49533> (Zugriff: 6.7.2009); Phaedra Friend, »Kashagan Production Still Scheduled for 2012«, in: *Rigzone*, 10.3.2009, <www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=73819> (Zugriff: 6.7.2009).

³⁶ Vgl. Farid Guliyev/Nozima Akhrarkhodjaeva, *Transportation of Kazakhstani Oil via the Caspian Sea (TKOC): Arrangements, Actors and Interests*, Bremen 2008 (RussCasp Working Paper), S. 9–19, <http://www.fni.no/russcasp/Kazakh_Azeri_%20oil_transport_RussCasp_Working_Paper.pdf> (Zugriff: 15.2.2010).

³⁷ Vgl. Eni, *Main Projects: Kashagan*, <www.eni.com/en_IT/innovation-technology/eni-projects/kashagan/kashagan-project.shtml> (Zugriff: 17.2.2010); »Preliminary Agreement on Kazakhstan Caspian Transportation System to Be Signed Late January«, *Silk Road Intelligencer*, 8.1.2009, <<http://silkroadintelligencer.com/2009/01/08/ preliminary-agreement-on-kazakhstan-caspian-transportation-system-to-be-signed-late-january/>> (Zugriff: 17.2.2010).

³⁸ Die anderen Teilhaber sind SOCAR, die National Iranian Oil Company, Total aus Frankreich und das italienisch-russische Joint Venture LukAgip (Lukoil und Eni) mit jeweils 10% sowie die staatliche türkische Ölgesellschaft TPAO mit 9%; vgl. BP, *BP Azerbaijan* [wie Fn. 31].

³⁹ Die Angaben über Aserbaidschans Erdgasquellen und -produktion wurden im Wesentlichen entnommen aus EIA, *Azerbaijan*, Washington, D.C., Oktober 2009 (Country Analysis Briefs), <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Azerbaijan/pdf.pdf> (Zugriff: 22.2.2010), und IEA, *Perspectives* [wie Fn. 31], S. 6–13.

⁴⁰ Vgl. Winrow, *Problems* [wie Fn. 4], S. 21–23; Mahir Zeynalov, »Turkey to Pay 150 Percent More, \$300 for Azerbaijani Natural Gas«, *Today's Zaman*, 8.2.2010, <www.todayszaman.com/tz-web/news-200923-turkey-to-pay-150-percent-more-300-for-azer-bajjani-natural-gas.html> (Zugriff: 8.2.2010); Saban Kardas, »Delays in Turkish-Azeri Gas Deal Raises Uncertainty over Nabucco«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 7 (26.2.2010) 39, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=36098&tx_ttnews%5BbackPid%5D=484&no_cache=1> (Zugriff: 27.2.2010).

Italien) nach Südeuropa fließen.⁴¹ Ob dieses Gas ausschließlich über die SCP aus dem kaspischen Raum kommen wird, ist noch nicht geklärt und hängt nicht zuletzt davon ab, ob sich die aserbaidchanische Förderung durch einen Ausbau des Schah-Deniz-Feldes steigern lässt. Verträge über Gaslieferungen gibt es jedenfalls noch nicht.

In der zweiten Erschließungsphase des Feldes soll die Produktion auf etwa 20 Mrd. m³ jährlich verdoppelt werden. Mit dem Gas aus Schah Deniz 2 soll der europäische Markt über die geplante Nabucco-Pipeline versorgt werden. Auch die russische Gazprom und der Iran sind an diesem Gas interessiert. Solange aber keine langfristigen Abnahmeverträge geschlossen sind, werden keine endgültigen Investitionsentscheidungen fallen, wird also auch die Produktion nicht beginnen können.⁴²

Weitere Gasvorkommen unbekannter Größenordnung liegen in der Tiefe unter dem großen Azeri-Chirag-Güneschli-Ölfeld, dessen Öl über die Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline abtransportiert wird. Um diese Vorkommen auszubeuten, müssen Regierung und internationales Betreiberkonsortium ein neues Abkommen schließen, da die Vereinbarung über die Ölförderung Aktivitäten in dieser Tiefe nicht erlaubt.⁴³ Verhandlungen finden noch nicht statt, da das Konsortium sich zunächst auf die Ölförderung und deren Vermarktung konzentriert.

Nabucco: ein komplexes Puzzle

Nabucco ist das politische Kernstück für Ankaras angestrebte Rolle als Energiedrehscheibe im Gas-

sektor. Gleichzeitig bildet es die zentrale Ader des südlichen Gaskorridors, den die EU schaffen will, um die europäische Energieversorgung zu sichern. Brüssels und Ankaras grundsätzliche Interessen stimmen also überein, was die Nabucco-Pipeline betrifft. Das schließt jedoch Meinungsverschiedenheiten über Detailfragen nicht aus.

Die Grundlagen

In Planung ist eine rund 3300 Kilometer lange Pipeline, davon etwa 2000 Kilometer in der Türkei. Kaspisches Erdgas soll von der türkisch-georgischen Grenze, Erdgas aus dem Nahen/Mittleren Osten von der türkisch-iranischen und/oder der türkisch-irakischen Grenze über die Türkei, Bulgarien, Rumänien und Ungarn nach Baumgarten in Niederösterreich gelangen, wo sich der »Central European Gas Hub« des österreichischen Energieunternehmens OMV befindet.⁴⁴ Von dort soll ein großer Teil des anvisierten Maximalvolumens von 31 Mrd. m³ pro Jahr weiter nach Mittel- und Westeuropa geleitet werden. Die Gesamtkosten des Projekts werden auf rund 8 Mrd. Euro geschätzt.⁴⁵ Geplant und umgesetzt wird das Projekt unter Federführung der OMV von einer Firmengruppe aus den Transitländern,⁴⁶ deren Mitglieder jeweils einen Anteil von 16,67% an der Nabucco Gas Pipeline International GmbH halten. Diese ist die Dachgesellschaft für das Projekt.

Die Pipeline soll ab 2011 gebaut werden und zunächst bei Ankara in das türkische Erdgasnetz münden. Erste Gaslieferungen von 8 Mrd. m³ pro Jahr könnten deshalb schon ab 2014 erfolgen. Danach soll der endgültige Anschluss zu den Grenzübergängen nach Georgien und Iran (oder Irak) fertiggestellt und die Transportkapazität schrittweise auf die geplante Maximalgröße erweitert werden. Neuerdings ist auch davon die Rede, die ganze Pipeline »in einem Rutsch« zu bauen. Ist der Bau vollendet, könnten über Nabucco rund 5% des für das Jahr 2030 geschätzten Erdgasimportbedarfs der EU gedeckt werden. Mit der EU wurde vereinbart, dass die Hälfte des transportier-

⁴¹ Vgl. Umberto Quadrino, *The ITGI Project: Gas Corridor through Turkey, Greece and Italy*; <www.edison.it/edison/export/sites/default/shared/download/presentation26july2007ENG.pdf> (Zugriff: 12.1.2010); »Turkish-Greek Pipeline Now Complete«, *Alexander's Gas & Oil Connections – News & Trends: Europe*, 6.9.2007, <www.gasandoil.com/goc/news/nte73925.htm> (Zugriff: 12.1.2010).

⁴² Vgl. Michael Denison, *The EU and Central Asia: Commercialising the Energy Relationship*, Brüssel, Juli 2009 (EUCAM Working Paper Nr. 2), S. 6f, <www.eucentralasia.eu/fileadmin/user_upload/PDF/Working_Papers/WP2_e-EN.pdf> (Zugriff: 18.8.2009); Vladimir Socor, »Shah Deniz Phase Two Postponement Officially Confirmed«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (2009) 84, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34935&tx_ttnews%5BbackPid%5D=407&no_cache=1> (Zugriff: 29.6.2009).

⁴³ Vgl. John Roberts, *The Role of Azerbaijan in European Gas Supply and the Greek Interest*, Athen: International Centre for Black Sea Studies (ICBSS), Mai 2009 (Policy Brief Nr. 15), S. 2.

⁴⁴ In Baumgarten endet bereits eine wichtige Erdgasleitung, die europäische Abnehmer über die Ukraine und die Slowakei mit russischem Erdgas versorgt.

⁴⁵ Vgl. zum Folgenden Nabucco Gas Pipeline International GmbH, *Nabucco Gas Pipeline Project*, <www.nabucco-pipeline.com> (Zugriff: 21.1.2010).

⁴⁶ Dazu gehören BOTAS, die staatliche bulgarische Energieholding BEH EAD, die ungarische Energiegruppe MOL und die staatliche rumänische Erdgastransportfirma Transgaz sowie die deutsche RWE,

ten Gases von den Konsortialfirmen gekauft werden kann. Die andere Hälfte steht allen Gashandelsunternehmen zum Einkauf zu Verfügung.

Am 13. Juli 2009 schlossen die fünf beteiligten Länder in Ankara ein Regierungsabkommen, das zügig von ihren Parlamenten ratifiziert wurde. Damit kam die Verwirklichung des Plans einen großen, wenn auch noch nicht den entscheidenden Schritt voran. Immerhin wurde dadurch ein einheitlicher Rechtsrahmen geschaffen, losgelöst von den sonst für den Erdgassektor geltenden nationalen Bestimmungen der Vertragsstaaten. Er eröffnet Betreibern, Lieferanten und Abnehmern für 50 Jahre eine verbindliche Perspektive.⁴⁷

Allerdings fehlt es sowohl an Interessenten wie an Verträgen für Lieferung und Abnahme des Gases. Unklar ist auch, wie das Projekt finanziert werden soll. Weder internationale Finanzorganisationen wie die Europäische Investitionsbank (EIB), die Europäische Entwicklungsbank (EBRD) oder die Weltbank noch private Finanzinstitute haben sich verbindlich engagiert, wenngleich EIB und EBRD bereit zu sein scheinen, etwa ein Drittel des benötigten Kapitals relativ günstig zur Verfügung zu stellen.⁴⁸

Die wesentlichen Voraussetzungen für die Verwirklichung des Projekts sind also noch nicht gegeben. Bestätigt wurde dies, als Nabucco International im November 2009 bekanntgab, man werde die Investitionsentscheidung von Frühjahr auf Ende 2010 verschieben.⁴⁹ Neben diesen wirtschaftlichen Unsicherheiten beeinträchtigen aber auch politische Probleme immer wieder einen raschen Fortschritt.

⁴⁷ Vgl. Europa – Press Releases RAPID, *President Barroso and Commissioner Piebalgs Welcome the Signature of the Nabucco Intergovernmental Agreement*, IP/09/1114, Brüssel, 10.7.2009, <<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/1114&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>> (Zugriff: 21.1.2010); Saban Kardas, »Nabucco Intergovernmental Agreement Signed in Ankara«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (14.7.2009) 134, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35262&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1> (Zugriff: 21.1.2010); Nabucco International, Press Release, »Inter-Governmental Agreement (IGA) Guarantees Stable Legal Framework for Gas Transit«, Ankara, 13.7.2009, <www.nabucco-pipeline.com/cms/upload/press_release/PressreleaseIGAeng.pdf> (Zugriff: 21.2.2010).

⁴⁸ Vgl. »EIB finanziert bis zu 25% der Nabucco-Pipeline«, *Reuters*, 9.9.2009.

⁴⁹ Vgl. Vladimir Socor, »Nabucco Investment Decision Postponed«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (13.11.2009) 210, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35732&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1> (Zugriff: 22.1.2010).

Politische Hindernisse

Alle Beziehungen zwischen Ankara und Baku sind vom Konflikt um Nagorno-Karabach und der türkischen Haltung dazu überlagert. Die Bemühungen der Türkei, ihr Verhältnis zu Armenien zu normalisieren, lässt die aserbaidische Seite stark daran zweifeln, dass sie weiter auf uneingeschränkte Unterstützung durch den »türkischen Vetter« bauen kann. Ausdruck dieses tiefen Misstrauens war Bakus Junktim zwischen armenischen Zugeständnissen im Karabachkonflikt und der türkisch-armenischen Annäherung, das von der türkischen Opposition unterstützt wurde. Die Regierung Erdoğan akzeptierte es de facto aus innenpolitischen Erwägungen und energiepolitischer Rücksichtnahme.⁵⁰

Die Spannungen bleiben nicht ohne Folgen auf die Energiebeziehungen, obwohl beide Staaten aufeinander angewiesen sind, wenn sie ihre Ziele erreichen wollen: hier Energiedrehscheibe, dort Überwindung der Abhängigkeit von Russland. Außerdem haben sie mit BTC und SCP schon beachtliche Kooperationen aufgebaut. Die ostentative Abwesenheit des aserbaidischen Staatschefs bei der Unterzeichnung des Regierungsabkommens im Juli 2009 ist nur ein Beispiel von vielen dafür, wie stark das Gasprojekt mit den politischen Beziehungen verzahnt ist.

Wenig hilfreich sind zudem wiederholte türkische Versuche, das Nabucco-Projekt mit der EU-Kandidatur zu verknüpfen.⁵¹ So deutete Ministerpräsident Erdoğan im Januar 2009 bei einem Brüssel-Besuch an, Ankara könne seine Unterstützung für Nabucco davon abhängig machen, dass die EU ihren Widerstand gegen die Eröffnung des Energiekapitels in den Beitrittsverhandlungen aufgibt. Dabei scheint er übersehen zu haben, dass nur Europa das Gas über eine Energiedrehscheibe Türkei abnehmen könnte. Einen anderen Markt gibt es nicht.⁵² Beide Seiten

⁵⁰ Vgl. Abdullah Bozkurt, »Doubts Arise over Nabucco Pipeline in Turkish Parliament«, *Today's Zaman*, 17.12.2009, <www.todayszaman.com/tz-web/news-195789-doubts-arise-over-nabucco-pipeline-in-turkish-parliament.html> (Zugriff: 22.1.2010); Amanda Paul, »Breaking the Turkey-Armenia Stalemate«, *Today's Zaman*, 10.2.2010, <www.todayszaman.com/tz-web/columnists-201106-breaking-the-turkey-armenia-stalemate.html> (Zugriff: 10.2.2010).

⁵¹ Vgl. Winrow, *Problems* [wie Fn. 4], S. 7–9; H. Akin Ünver, »Can Nabucco Improve Turkey's EU Membership Chances?«, in: *Private View*, (Winter 2009) 14, S. 44–51, <www.tusiad.org/FileArchive/PV14.pdf> (Zugriff: 8.2.2010).

⁵² Vgl. Ingrid Melander, »Turkey Will Review Nabucco if EU Talks Blocked«, *Reuters*, 19.1.2009; Gunnar Köhne, »Beitritt für Transit. Türkei verknüpft Bau der Nabucco-Pipeline mit dem

haben also ihre Möglichkeiten, das Projekt politisch zu instrumentalisieren. Mit unrealistischen Drohkulissen würde sich Ankara jedoch ins eigene Fleisch schneiden, denn die EU-Seite könnte argwöhnen, die Türkei wolle ihre Transitrolle grundsätzlich politisieren. Damit erübrigte sich für viele EU-Regierungen aber ihre politische Hauptmotivation, das Nabucco-Projekt zu verfolgen, nämlich Russlands Politisierung der Energiebeziehungen zu überwinden.

Moskau beäugt das Nabucco-Projekt mit Missfallen und versucht Zweifel an seiner Durchführbarkeit zu säen.⁵³ Daneben entfaltet es mannigfache Aktivitäten, um seine Dominanz auf dem europäischen und zentralasiatischen Gasmarkt zu bewahren oder gar auszubauen. Zum Beispiel versucht Russland über »sein« Unternehmen Gazprom, die Versorgung der Nabucco-Pipeline mit Gas zu behindern. So hat der russische Gasriese im Juni 2009 eine (unverbindliche) Verabredung mit Aserbaidschan getroffen, langfristig 13 Mrd. m³ Gas jährlich aus Schah Deniz 2 zu »europäischen Preisen« abzunehmen.⁵⁴

Damit wäre die Versorgung von Nabucco aus diesem Feld gefährdet, sollen doch die für die Anfangsphase der Pipeline vorgesehenen 8 Mrd. m³ pro Jahr eigentlich von dort kommen. Doch neben diversen Absichtserklärungen gibt es erst eine einzige Vereinbarung Bakus mit Gazprom, nämlich vom 14. Oktober 2009 über die Lieferung von 500 Mio. m³ pro Jahr. Wegen ihrer geringen Dimension ist sie nicht von der Gasförderung in Schah Deniz 2 abhängig. Immerhin enthält der Vertrag die Möglichkeit, das Liefervolumen später zu erweitern. Die Lieferungen sollen über die bestehende, aber noch zu modernisierende Pipeline durch den Nordkaukasus erfolgen.⁵⁵

EU-Beitritt«, *Deutschlandfunk*, 22.1.2009, <www.dradio.de/dlfsendungen/europaheute/907959/> (Zugriff: 27.1.2010).

⁵³ Vgl. Tatjana Mitrova, »Nabucco Conference in Georgia: Politics Trumps Economic Reason«, in: *Hürriyet Daily News*, 17.1.2010, <www.hurriyetaidailynews.com/n.php?n=nabucco-conference-in-georgia-politics-trumps-economic-reason-2010-01-17> (Zugriff: 2.2.2010).

⁵⁴ Vgl. Roman Kupchinsky, »Azerbaijan and Russia Ink Tentative Gas Agreement«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (1.4.2009) 62, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34782&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1> (Zugriff: 3.2.2010); Vladimir Socor, »Azerbaijan-Russia Gas Agreement: Implications for Nabucco Project«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (15.10.2009) 189, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35615&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1> (Zugriff: 3.2.2010).

⁵⁵ Vgl. Vladimir Socor, »Turkey: a Bridge or Bottleneck for Caspian Gas to Europe?«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (21.10.2009) 193, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_

Trotz dissonanter politischer Begleitmusik und russischer Störmanöver zeigt sich die Türkei in den Verhandlungen über die wirtschaftlichen Aspekte von Nabucco recht eigensinnig. So streitet sie sich seit längerem mit der EU und Aserbaidschan darüber, ob sie für das Nabucco-Gas einen festen, niedrigen Bezugspreis für eine bestimmte Menge – die Rede ist von 15% – vereinbaren kann, verbunden mit dem Recht der eigenständigen Weiterveräußerung, oder ob es nur um eine Transitvereinbarung gehen soll, wie es die Regierung in Baku wünscht.⁵⁶ Zwar schlug sich die türkische Vorstellung nicht im Regierungsabkommen vom Juli 2009 nieder, doch kann sie in den ausstehenden Liefervereinbarungen durchaus wieder ins Spiel gebracht werden. Der starke türkische Wunsch, Energiedrehscheibe und nicht bloß Transitland zu werden, erweist sich in diesem Fall als Bremsen für das Nabucco-Projekt.⁵⁷

Alternative kaspische Gaslieferanten: Kasachstan

Will Ankara sichergehen, dass Nabucco das in der Anfangsphase benötigte Gas erhält und darüber hinaus Gas für die weiteren Ausbaustufen vorhanden ist, sollte es seine wirtschaftlichen und politischen Meinungsverschiedenheiten mit Baku möglichst rasch beenden. Dies erscheint vor allem deshalb geboten, weil andere kaspische Gaslieferanten wenn überhaupt allenfalls für die zweite Phase von Nabucco zur Verfügung stehen würden. Gaslieferungen aus Kasachstan und Turkmenistan stehen zahlreiche Hindernisse entgegen, deren Überwindung noch nicht abzusehen ist.

Kasachstan besitzt mit Tengiz, Karachaganak und Kaschagan drei strategische Öl- und Gasfelder, in denen das Erdgas aufgrund der geologischen Gegebenheiten immer nur zusammen mit Erdöl gefördert werden kann (assoziiertes Gas). Zur weiteren Verarbeitung und zum Transport per Pipeline muss es vom Öl getrennt werden. Da diese Gasvorkommen ziemlich weit von den eher in Südkasachstan gelegenen nationalen Verbraucherzentren entfernt liegen, wird ein Großteil des Gases direkt in die Ölfelder zurückgepumpt, um dort den Druck zu erhöhen und damit die Ölausbeute zu steigern. Daher wurden im Jahr 2007

[ttnews%5Btt_news%5D=35628&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35628&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1)> (Zugriff: 4.2.2010).

⁵⁶ Vgl. Winrow, *Problems* [wie Fn. 4], S. 18–21 Barçın Yinanç, »Nabucco Crisis Pits Turkey against the EU and Azerbaijan«, in: *Turkish Daily News*, 14.3.2008, <www.hurriyetaidailynews.com/h.php?news=nabucco-crisis-pits-turkey-against-the-eu-and-azerbaijan-2008-03-14> (Zugriff: 22.1.2010).

⁵⁷ Vgl. hierzu Socor, »Turkey« [wie Fn. 55].

nach Angaben des Energieministeriums trotz eines Vorkommens von 29,6 Mrd. m³ nur 13,4 Mrd. m³ handelbares Erdgas erzeugt.

Mit der anlaufenden Erschließung des Kaschagan-Ölfeldes und den dort ebenfalls vorhandenen Gasvorräten könnte die Menge handelbaren Gases im kommenden Jahrzehnt auf über 30 Mrd. m³ jährlich steigen und die Exportmenge erheblich vergrößern. Insgesamt werden die Gasreserven in den drei Feldern auf 1,8 bis 2,1 Bio. m³ geschätzt.⁵⁸

Wegen seiner Eigenschaft als assoziiertes Gas und seinem hohen Gehalt an Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff ist die Produktion kasachischen Erdgases aus diesen Feldern mit einigen technischen Problemen verbunden. Deshalb lässt sich nur schwer schätzen, wie viel Gas schließlich in den Handel kommen wird. Unbestritten ist aber, dass Kasachstan zu einem wichtigen Gasexporteur avancieren wird: Für 2015 wird ein Exportvolumen von mindestens 20 Mrd. m³ jährlich angenommen.⁵⁹

Kasachstan ist gegenüber Russland und China bereits einige Exportverpflichtungen eingegangen, welche die freie Verfügbarkeit über das zusätzlich geförderte Gas deutlich einschränken: Produktionszuwächse im Karachaganak-Feld zum Beispiel sollen in den nächsten 15 Jahren vollständig ins benachbarte russische Gazprom-Gasverarbeitungszentrum in Orenburg geliefert werden, das bereits große Teile dieses Vorkommens bezieht.⁶⁰ Außerdem wird Kasachstan ab 2011 etwa 10 Mrd. m³ Erdgas jährlich in die Zentralasien-Pipeline nach China einspeisen, die im Dezember 2009 in Betrieb ging. Hinzu kommt, dass der Eigenverbrauch umso mehr steigen kann, je mehr Gas zur kasachischen Energieerzeugung eingesetzt wird.

Genauso unklar wie die Mengen für den Export Richtung Westen ist die Frage der Transportinfrastruktur. Bisher laufen Gasexporte über das ehemals sowjetische Leitungsnetz nach Russland, wo Gazprom sie zum Teil dafür nutzt, seine Lieferverpflichtungen nach Europa zu erfüllen. Eine direkte Anbindung über

die SCP an Nabucco scheitert bislang daran, dass die Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres sich über die Aufteilung der Hoheitsgewässer streiten und Russland jeglichen Versuch zum Bau einer transkaspischen Pipeline verhindert.

Alternative kaspische Gaslieferanten: Turkmenistan

Ähnlich schwierig ist die Nutzung der riesigen turkmenischen Erdgasvorräte für das Nabucco-Projekt. Sie sind die größten in der Region vermuteten Vorkommen, aber auch die am wenigsten erschlossenen. Erst nach dem Tod des Alleinherrschers Saparmurat Nijasow im Dezember 2006 begann unter dem Nachfolger Gurbanguli Berdimuhamedow eine allmähliche Öffnung des Landes, die auch internationalen Energieunternehmen den Zugang ermöglichte. Daten über Gasvorkommen sind also mit Vorsicht zu genießen. Erste Prüfungen durch die international renommierte britische Prüffirma Gaffney, Cline & Associates aus dem Jahr 2008, deren Ergebnisse inzwischen jedoch angezweifelt wurden, lassen vermuten, dass das Land mit bisher nachgewiesenen 7,9 Bio. m³ beträchtliche Vorkommen besitzt, die seinen heimischen Bedarf weit übersteigen. Das deutet auf ein hohes Exportpotential hin: Schätzungen gehen von jährlich 50 bis 80 Mrd. m³ ab Mitte des Jahrzehnts aus.⁶¹

Die 2006 zwischen Turkmenistan und China vereinbarte zentralasiatische Leitung wurde im Dezember 2009 in Betrieb genommen. Über sie werden die Chinesen in der Endausbauphase 30 Jahre lang 30 Mrd. m³ Gas jährlich aus dem ostturkmenischen Gasfeld Bagtyarlik an der usbekischen Grenze beziehen.⁶² Damit ist eine wichtige Präzedenz für die Diversifizierung turkmenischer Gaslieferungen nach China geschaffen, das sich auch bei der Erschließung des im

⁵⁸ Vgl. für Einzelheiten Shamil Midkhatovich Yenikeeff, *Kazakhstan's Gas: Export Markets and Export Routes*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, November 2008 (Natural Gas Programme, Working Paper NG 25), S. 22–33, <www.oxfordenergy.org/pdfs/NG25.pdf> (Zugriff: 22.2.2010); EIA, *Kazakhstan* [wie Fn. 35].

⁵⁹ Vgl. Yenikeeff, *Kazakhstan's Gas* [wie Fn. 58], S. 51; IEA, *Perspectives* [wie Fn. 31], S. 12.

⁶⁰ Vgl. BG Group, *Kazakhstan*, <www.bg-group.com/OurBusiness/WhereWeOperate/Pages/Kazakhstan.aspx> (Zugriff: 20.8.2009).

⁶¹ Vgl. BP, *Statistical Review* [wie Fn. 15], S. 22; Guy Chazan, »Turkmenistan Gas Field is One of the World's Largest«, in: *The Wall Street Journal*, 16.10.2008, <<http://online.wsj.com/article/SB122409510811337137.html#printMode>> (Zugriff: 30.6.2009); Regis Gente, »Turkmenistan: Ashgabat Energy-Reserve Controversy Continues to Flare«, *Eurasia Insight*, 21.10.2009, <www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav102109a.shtml> (Zugriff: 16.2.2010).

⁶² Vgl. für den Text der Vereinbarung *Turkmenistan.ru*, 5.4.2006, <www.turkmenistan.ru/?page_id=5&lang_id=en&em_id=7969&type=event&sort=date_desc> (Zugriff: 1.7.2009); siehe auch Vladimir Socor, »Three Central Asian Countries Inaugurate Gas Export Pipeline to China«, *Eurasia Daily Monitor*, 6 (15.12.2009) 230, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35838&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1> (Zugriff: 9.2.2010).

Südosten Turkmenistans gelegenen riesigen Süd-Yolotan-Osman-Feldes finanziell stark engagiert hat.⁶³

Im Januar 2010 wurden die Gaslieferungen nach Russland über das ehemals sowjetische zentrale Pipelinesystem wieder aufgenommen, die seit Anfang 2009 wegen Unstimmigkeiten über Preise und Liefermengen unterbrochen waren. Gazprom wird nach diesem Kontrakt jährlich 30 Mrd. m³ Erdgas zu »europäischen Preisen« aus Turkmenistan erhalten, deutlich weniger als ursprünglich vereinbart. Dieses Gas soll wie bisher dem russischen Unternehmen helfen, seinen langfristigen Lieferverpflichtungen gegenüber europäischen Abnehmern nachzukommen, da seine eigene Produktion wegen steigender nationaler Nachfrage und unterlassener Investitionen bald stagnieren wird.⁶⁴ Mit diesen neuen Vereinbarungen sind große Teile des aktuellen turkmenischen Inlandgases auf Dauer vergeben. Daher ist offen, ob, ab wann und wie viel turkmenisches Gas überhaupt für Nabucco bereitstehen wird.

Auch in der turkmenischen Zone des Kaspischen Meeres werden nach staatlichen Angaben von 2005 ausgiebige Erdöl- und Erdgasreserven vermutet. Insbesondere diese Vorkommen sind für den Export Richtung Westen oder Süden (Iran) vorgesehen. Für ihre Prospektion und Erschließung in 32 Blöcken wurden zahlreiche Lizenzen an ausländische Energiekonzerne vergeben, darunter auch an die deutsche RWE.⁶⁵

Das Transportproblem stellt sich für diese potentiellen Vorräte genauso wie für das kasachische Gas. Der günstigste Weg wäre eine Unterwasser Verbindung zwischen nahe beieinander liegenden turkmenischen und aserbaidischen Offshore-Vorkommen. Dem steht aber nicht nur die ungeklärte Rechtslage der Hoheitsgewässer im Kaspischen Meer im Wege, sondern

⁶³ Vgl. zur Rolle Chinas im eurasischen Gasgeschäft Martha Brill Olcott, *Central Asia's Oil and Gas Reserves: To Whom Do They Matter?*, Eurasian Emerging Markets Forum, Thun, 23.-25.1.2010 (Background Paper), S. 7-9, <http://www.emergingmarketsforum.org/papers/pdf/2010_EMF_Eurasia_Olcott_Oil_and_Gas_Reserves.pdf> (Zugriff: 3.3.2010).

⁶⁴ Vgl. Tomasz Sikorski, »Implications of Opening of New Pipelines in Central Asia«, Warschau: The Polish Institute of International Affairs (PISM), 14.1.2010 (PISM Bulletin Nr. 5) <www.pism.pl/bulletin/a81-2010.pdf> (Zugriff: 22.2.2010).

⁶⁵ Vgl. Odek Odekov, »Turkmenistan's Mineral Wealth«, in: *Oil of Russia*, (2007) 4, <www.oilru.com/or/33/635/> (Zugriff: 30.6.2009); Akhmetjan Nuriev, »Riches of »Blue Fuel« Reserves, *Turkmenistan.ru*, 12.10.2006, <www.turkmenistan.ru/?page_id=5&lang_id=en&elem_id=8715&type=event&sort=date_desc> (Zugriff: 1.7.2009).

auch ein damit verbundener turkmenisch-aserbaidisch-aserbaidischer Streit über die Abgrenzung der jeweiligen Offshore-Gasfelder.⁶⁶

Weg von kaspischen Lieferanten?

Theoretisch kann turkmenisches Gas auch über Land via Iran in die Türkei geleitet werden. Dafür wären aber nicht nur neue Transportinfrastrukturen nötig. Vor allem müssten die internationalen Spannungen mit dem Iran bereinigt werden. Sollte dies gelingen, wäre es sogar denkbar, kasachisches Gas aus der kaspischen Region (Kaschagan) auf dem Landweg durch die Türkei in Richtung Europa zu transportieren. Vorher müsste aber noch eine Verbindung mit Turkmenistan und Iran gebaut werden.

Weil der Transport kaspischen Erdgases über Nabucco nach Europa höchst unsicher ist, wurde schon frühzeitig erwogen, die Gasversorgung von Nabucco aus anderen Quellen zu sichern oder zu ergänzen. Die Türkei setzte sich energisch für diese Option ein. Hier kommen der Mittlere Osten und dessen Gasproduzenten Irak, Iran, Ägypten und Katar ins Spiel. Alle sind potentielle Lieferländer, zu denen die Türkei ihre Beziehungen deutlich ausgebaut hat. Selbst Russland wird aus türkischer Sicht als Gaslieferant nicht völlig ausgeschlossen.⁶⁷

Damit ist das politische Umfeld für Nabucco und dessen Erfolg wesentlich komplexer als für das »Vorläuferprojekt« BTC. Für Ankara kommt es nicht nur darauf an, Aserbaidisch (und potentielle andere kaspische Gaslieferanten) politisch und energiewirtschaftlich bei der Stange zu halten und sich die Unterstützung der US-Regierung und der EU zu sichern. Ebenso wichtig ist die türkische Politik in der nah-/mittelöstlichen Region, vor allem mit Blick auf die mittelfristige Entwicklung im Irak, aber auch gegenüber anderen potentiellen arabischen Gaslieferanten. Nicht zuletzt dürfen die Beziehungen zu Iran und Russland im Kontext der türkischen Energieaußenpolitik nicht aus den Augen verloren werden.

Anders als in der Anfangsphase von BTC Mitte der 1990er Jahre, als Ankara noch sehr klar am Westen orientiert war, ist die türkische Außenpolitik mit

⁶⁶ Vgl. Shahin Abbasov, »Azerbaijan: No Jitters over Turkmenistan's Caspian Sea Threat«, *Eurasia Insight*, 29.7.2009, <www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav072909.shtml> (Zugriff: 16.2.2010).

⁶⁷ Vgl. »Ankara Courts EU over Nabucco Gas Supplies«, *EurActiv*, 6.10.2009, <www.euractiv.com/en/energy/ankara-courts-eu-nabucco-gas-supplies/article-186094> (Zugriff: 27.1.2010).

ihrem neuen multidimensionalen Ansatz der »strategischen Tiefe« heute eher in der Lage, dem aktuellen regionalen energiepolitischen Szenario gerecht zu werden. Außenminister Davutoğlu Politik der »null Konflikte mit Nachbarn« ist nicht nur Ausdruck »neo-osmanischer« ideologischer Reflexe oder übertriebenen außenpolitischen Selbstbewusstseins, wie ihm zahlreiche Kritiker vorwerfen, sondern auch wohlüberlegte Interessenpolitik – zumindest im Feld der Energieaußenpolitik. Will die Türkei Energiedrehscheibe werden, dürfen die Beziehungen zu den potentiellen Gaslieferanten in der Nachbarschaft nicht mit zu vielen Streitigkeiten belastet sein.⁶⁸

Die nah-/mittelöstliche Option

Als sich die alte geopolitische Ordnung im Nahen und Mittleren Osten infolge des amerikanischen Krieges gegen Saddam Husseins Regime aufgelöst hatte, entstanden neue Überlegungen, wie die Öl- und Gasvorräte der Region genutzt werden könnten. Schließlich gibt es bereits rudimentäre Versorgungswege in die Türkei, über deren Ausbau trefflich spekuliert werden kann.

Seit die AKP-Regierung eine neue Außenpolitik betreibt, haben Ankaras Beziehungen zur arabischen Nachbarwelt an Qualität gewonnen. Auf diese Weise konnten nah-/mittelöstliche politische Vorbehalte gegen eine Intensivierung der Energiebeziehungen mit der Türkei abgebaut werden. Ähnlich positiv wirkt sich das Bestreben der türkischen Regierung aus, das Verhältnis zur irakischen Zentralregierung und zur Regierung der Autonomen Kurdischen Region im Nordirak zu verbessern. Ankaras Bekenntnis zur territorialen Integrität des Irak ist hierbei ebenso wichtig wie die Bemühungen, die nationale türkische und die regionale Kurdenproblematik zu entspannen.⁶⁹

⁶⁸ Vgl. zur »neuen« türkischen Außenpolitik Heinz Kramer, *Die neue Außenpolitik-Konzeption der Türkei*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2010 (SWP-Aktuell 25/2010); Nora Fisher Onar, *Neo Ottomanism, Historical Legacies and Turkish Foreign Policy*, Istanbul, Oktober 2009, (edam Discussion Paper Series Nr. 3/2009), <http://www.edam.org.tr/images/PDF/yayinlar/makaleler/discussion%20paper%20series_fisher.pdf> (Zugriff: 25.1.2010); Özdem Sanberk, *Transformation of Turkish Foreign Policy*, Istanbul 2010 (BILGESAM Report Nr. 21), <www.bilgesam.org/en/images/stories/documents/trforeignpolicy.pdf> (Zugriff: 25.1.2010).

⁶⁹ Vgl. William Hale, »Turkey and the Middle East in the »New Era«, in: *Insight Turkey*, 11 (Juli–September 2009) 3, S. 143–159; İbrahim Kaln, »Debating Turkey in the Middle

Irakisches Öl für Ceyhan

Ceyhan ist nicht nur Endpunkt der BTC-Pipeline, sondern auch der türkische Exporthafen für Öl aus dem Nordirak. Seit Ende der 1970er Jahre endet hier eine Zwillingspipeline aus der Region von Kirkuk und Mosul. Insgesamt können damit 400 000 bbl/d, das sind etwa 19,9 Mio. t Rohöl jährlich, transportiert werden. Wegen der politischen Turbulenzen im Irak und des türkischen Krieges gegen die PKK in den südöstlichen Landesprovinzen war die Leitung seit Beginn der 1990er Jahre immer wieder unterbrochen. Sie wird erst seit Anfang 2009 wieder regelmäßig betrieben, allerdings noch nicht in Vollast, weil die nach wie vor höchst labile politische Lage die Ölförderung im nordirakischen Kurdengebiet beeinträchtigt.

Im Gegensatz zum Iran spielt irakisches Öl für die türkische internationale Energiepolitik eine wichtige Rolle. Der Irak verfügt mit 115 Mrd. Barrel über die drittgrößten Ölreserven der Welt und produzierte 2008 etwa 2,4 Mio. bbl/d. Damit lag das Land weltweit an 13. Stelle. Der größte Teil der Vorräte ist wie auch die Erdgasvorkommen noch nicht erschlossen. Für türkische Interessen sind die im nordirakischen Kurdengebiet gelegenen rund 20% der bekannten irakischen Ölreserven am wichtigsten, weil bereits eine Pipeline dorthin existiert. Allein die Felder in der Region um Kirkuk enthalten 17 Mrd. Barrel Erdöl.⁷⁰

Wie jedoch die Energievorräte genutzt und die Erlöse daraus verteilt werden sollen, ist zwischen den politischen Gruppierungen des Irak umstritten. Deshalb fehlt immer noch ein nationales Energiegesetz, über das im Bagdader Parlament lange ergebnislos diskutiert wurde und das nach den Wahlen vom März 2010 nun vom neuen Parlament verabschiedet werden muss. Das kann wegen der äußerst schwierigen Regierungsbildung noch längere Zeit dauern.

Trotz der ungeklärten Gesetzeslage erteilte die kurdische Regionalregierung im Nordirak internationalen Energiefirmen immer wieder Explorations- und Produktionslizenzen. Rund 30 Unternehmen sind im Nordirak aktiv.⁷¹ Anfang 2009 gab die Zentralregie-

East: The Dawn of a New Geo-Political Imagination«, in: *Insight Turkey*, 11 (Januar–März 2009) 1, S. 83–96; Mohammed Noureddine, »Arab-Turkish Cooperation in the New Era«, in: *Insight Turkey*, 11 (Januar–März 2009) 1, S. 43–51.

⁷⁰ Vgl. EIA, *Iraq*, Washington, D.C., Juni 2009 (Country Analysis Briefs), S. 1–3, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iraq/pdf.pdf> (Zugriff: 22.2.2010); BP, *Statistical Review* [wie Fn. 15], S. 6, 8.

⁷¹ Vgl. Andrzej Rybak, »Wildes Kurdistan«, in: *Financial Times Deutschland*, 13.7.2009, S. 23.

zung ihre Zustimmung, dass ab Juni 2009 aus dem Tawke-Feld 60 000 bbl/d in die Türkei transportiert werden dürfen. Das Feld liegt im Ölgebiet von Kirkuk und wird von der norwegischen DNO-ASA mit Beteiligung der türkischen Genel Enerji betrieben. Ab Frühjahr 2010 sollen weitere 40 000 bbl/d hinzukommen, die aus dem in der Nähe gelegenen Taq-Taq-Feld stammen. Dieses wird von Genel Enerji zusammen mit der kanadischen Addax Petroleum entwickelt und ausgebeutet.

Nach Angaben der Regionalregierung kann die Förderung aus diesen beiden und anderen Ölfeldern im Raum Kirkuk in kurzer Zeit auf etwa 250 000 bbl/d erweitert werden und mittelfristig 1 Mio. bbl/d erreichen.⁷² Dann wäre die Kapazität der Pipeline nach Ceyhan erschöpft. Solange aber die politische Zukunft der zwischen den Kurden und anderen Gruppen umstrittenen Region Kirkuk nicht geklärt ist, werden sich die dortigen Energierohstoffe weder rasch noch kontinuierlich erschließen lassen. Aus diesem Grund bleibt das über die BTC kommende Öl zunächst wichtiger für die Entwicklung von Ceyhan als das irakische Öl.

Nah-/mittelöstliches Gas für die Energiedrehscheibe?

Das aserbaidjanische Gas aus Schah Deniz 2 wird kaum ausreichen, um die Nabucco-Pipeline mit voller Kapazität zu betreiben, und kasachische oder turkmenische Gasquellen werden nicht oder zu spät zur Verfügung stehen. Deshalb wird nach weiteren Versorgungsmöglichkeiten für die Leitung gesucht. Dabei zieht die Türkei verstärkt nah-/mittelöstliche Gasproduzenten in Betracht. Aus türkischer Sicht könnten sie zudem dazu beitragen, der Vision einer Energiedrehscheibe im Gassektor neben Nabucco weitere Elemente hinzuzufügen und andere Quellen als die russischen oder kaspischen zu erschließen, um die steigende türkische Gasnachfrage zu befriedigen.

⁷² Vgl. Saban Kardas, »The Kurdistan Regional Government Launches Oil Exports through Turkey«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (2.6.2009) 105, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35072&tx_ttnews%5BbackPid%5D=407&no_cache=1> (Zugriff: 2.6.2009); DNO International ASA, »June & Second Quarter 2009 Production Report«, <www.dno.no/Press-Media/Press-Releases/3273/DNO-International-ASA-June-second-quarter-2009-Production-Report/> (Zugriff: 24.8.2009); Genel Enerji, Operations, Upstream, Northern Iraq, »Taq Taq«, <www.genel-enerji.com/default_en.asp> (Zugriff: 24.8.2009).

Irakisches Gas

Die türkischen Pläne, für die Rolle als Energiedrehscheibe Gas aus der nahöstlichen Nachbarschaft zu nutzen, wären erheblich aussichtsreicher, wenn es gelänge, auch irakisches Gas in größerem Umfang in die Türkei zu leiten.⁷³ Dafür wäre vor allem das im Nordwesten nahe der syrischen Grenze gelegene Akkas-Feld geeignet, das geschätzte 60 Mrd. m³ Gas enthält. Das Feld könnte über eine Pipeline mit dem syrischen Netz oder mit der aus Ägypten kommenden Arabischen Gaspipeline (AGP) verbunden werden. Akkas-Gas könnte an die Stelle ebenfalls erwogener ägyptischer Lieferungen (siehe unten) treten oder diese ergänzen. Dafür müsste sich das syrisch-irakische Verhältnis, an dem auch die türkische Regierung intensiv arbeitet, ebenso verbessern wie die energie-wirtschaftliche und energiepolitische Lage im Irak.

So scheiterte Ende Juni 2009 ein Versuch, in einer internationalen Auktion Erschließungs- und Nutzungsrechte für das Akkas-Feld und das etwa 100 Kilometer nordöstlich von Bagdad gelegene al-Mansuriyah-Feld mit rund 90 Mrd. m³ Reserven zu vergeben. Dies lag vor allem an Meinungsverschiedenheiten zwischen der Bagdader Zentralregierung und den regionalen Verwaltungen darüber, wie das geförderte Gas lokal, national oder international verwendet werden sollte. Außerdem hatte das Energieministerium unrealistische Vorstellungen über die Preise, welche die internationalen Energiefirmen hätten zahlen sollen. Das von der italienischen Edison geführte Konsortium für das Akkas-Feld, an dem die türkische Ölgesellschaft TPAO beteiligt ist, gab aus diesen Gründen kein Gebot ab.⁷⁴ Edison will mit dem Gas die ITGI-Pipeline von Griechenland nach Italien versorgen.

Die irakische Wirtschaft ist für die Revitalisierung ihres Energiesektors noch längere Zeit auf internationale Unterstützung und Beteiligungen angewiesen. Deshalb bleibt die Ausbeutung der nutzbaren Gasreserven des Irak, die auf rund 3,2 Bio. m³ geschätzt werden, für Energiefirmen grundsätzlich interes-

⁷³ Ein Überblick über die Lage im irakischen Erdgassektor findet sich in »Optimising Iraq's Undeveloped Gas Fields«, *Oil Review Middle East*, <<http://www.oilreviewmiddleeast.com/gas/optimising-iraq-s-undeveloped-gas-fields/>> (Zugriff: 7.3.2010).

⁷⁴ Vgl. Mohammed Abbas/Fadhel al-Badrani, »Iraq Provinces Angle for Role in Energy Deals«, *Reuters*, 22.7.2009, <www.reuters.com/article/rbssIndustryMaterialsUtilitiesNews/idUSLM65692820090722> (Zugriff: 19.8.2009); TPAO, »TPAO participated in the Iraq's First Petroleum Licensing Round within 3 Consortia«, <www.tpao.gov.tr/v1.4/index.php?lng=en> (Zugriff: 21.8.2009).

sant.⁷⁵ So hat die österreichische OMV Lizenzen für zwei Blöcke in den östlich von Kirkuk gelegenen »kurdischen« Gasfeldern Chemchemal und Khor-Mor erworben und mit der Erschließung begonnen. Die Firma spricht von »beträchtlichen Gasvorräten«, die mittelfristig neben der Versorgung örtlicher Kraftwerke wohl auch nach Europa exportiert werden sollen, vor allem über Nabucco. Angaben über mögliche Größenordnungen werden jedoch (noch) nicht gemacht, auch wenn in Presseberichten von rund 30 Mrd. m³ Gasproduktion jährlich die Rede ist, die Hälfte davon für den Export. Damit könnte die Hälfte des Gases bereitgestellt werden, das für Nabucco in der Endphase benötigt wird.⁷⁶

Der Transport in die Türkei könnte nach dem Vorbild der SCP über eine Gaspipeline erfolgen, die parallel zur bestehenden Ölleitung Kirkuk-Ceyhan gelegt würde. Auf diese Weise könnten sowohl »kurdisches« Gas als auch Gas aus dem Akkas-Feld via Syrien oder direkt über die Türkei nach Europa gelangen. Als das Nabucco-Regierungsabkommen in Ankara unterzeichnet wurde, erklärte der irakische Ministerpräsident al-Maliki denn auch, der Irak sei bereit und in der Lage, mindestens die Hälfte des benötigten Gases bereitzustellen. Dies ist zwar nicht völlig aus der Luft gegriffen, aber aus den erwähnten Gründen weitgehend Zukunftsmusik.

Iranisches Gas

Noch unausgegrenzter sind die Pläne, auch Gas aus dem Iran für den Transport nach Europa über die Türkei zu gewinnen. Der Iran verfügt über nutzbare Gasreserven von 27,8 Bio. m³ und liegt damit weltweit hinter Russland an zweiter Stelle. Allerdings ging noch 2008 die gesamte iranische Förderung von 116,3 Mrd. m³ in den hoch subventionierten nationalen Verbrauch, der im kommenden Jahrzehnt um 7% jährlich wachsen wird.⁷⁷

⁷⁵ Vgl. BGR, *Energierohstoffe 2009* [wie Fn. 12], S. 46, 56; sowie EIA, *Iraq* [wie Fn. 70], S. 6.

⁷⁶ Vgl. OMV, Geschäftsfelder, OMV Exploration & Production, Worldwide Activities, »Region Kurdistan im Irak«, <www.omv.com> (Zugriff: 24.8.2009); Andreas Schnauder/Verena Diethelm, »OMV sichert sich Gas im Nordirak«, in: *Der Standard*, 17.5.2009, <<http://derstandard.at/1242316037943/Beteiligung-an-Pearl-Petroleum-OMV-sichert-sich-Gas-im-Nordirak>> (Zugriff: 27.1.2010).

⁷⁷ Vgl. BP, *Statistical Review* [wie Fn. 15], S. 24, 27; EIA, *Iran*, Washington, D.C., Januar 2010 (Country Analysis Briefs), S. 7–10, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iran/pdf.pdf> (Zugriff: 22.2.2010); BGR, *Energierohstoffe 2009* [wie Fn. 12], S. 46, 56.

Trotz der enormen Reserven bleibt also das Exportpotential relativ begrenzt, weil der raschen Erschließung und Ausbeutung finanzielle und technische Grenzen gesetzt sind, die der Iran kaum ohne internationale Unternehmenskooperationen überwinden kann. Behindert werden diese jedoch noch immer von einem ausgeprägten iranischen »Energienationalismus« und der strikten amerikanischen Embargopolitik, die es westlichen Energiekonzernen schwer macht, im großen Stil im Iran zu investieren.

Aktuell kann die Türkei 10 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr aus dem Iran beziehen. Diese Regelung ist in einem Vertrag festgehalten, der 1996 gegen amerikanischen Widerstand für 23 Jahre geschlossen wurde. Das Gas wird über eine Leitung von Täbriz im Nordiran nach Bazargan an die türkische Grenze geliefert und dort in die Ostanatolien-Pipeline eingespeist. Die Kapazitätsgrenze wurde jedoch nie erreicht. Immer wieder stritten die Vertragspartner über Preise und Lieferbedingungen, so dass die iranischen Lieferungen zeitweilig unterbrochen waren. Dennoch ist der Iran nach Russland zweitgrößter Gaslieferant der Türkei.⁷⁸

Die Türkei möchte ihre Gasbezüge aus dem Iran erweitern und diese möglicherweise dazu nutzen, Nabucco zu versorgen. Daher formulierten Ankara und Teheran in einem Memorandum of Understanding im November 2008 die Absicht, eine neue Pipeline vom größten iranischen Gasvorkommen, dem Pars-Süd-Feld, nach Bazargan zu bauen. Über die Kapazität dieser sogenannten Persian Pipeline existieren unterschiedliche Angaben. Das Projekt liegt allerdings ebenso auf Eis wie die Erschließung von Teilen des Feldes Pars Süd durch die türkische TPAO, aus denen das Gas für die Türkei zum größten Teil kommen soll.⁷⁹

Die vom Iran eingeräumten Mitentscheidungsmöglichkeiten bei Preisgestaltung und sonstigen Lieferbedingungen hält die Türkei für ungenügend. Wie schon früher scheint die türkisch-iranische Energiekooperation beiden Seiten vor allem als Element symbolischer Politik im komplexen regionalen Gasspiel

⁷⁸ Vgl. für Einzelheiten der türkisch-iranischen Gasbeziehungen Elin Kinnander, *The Turkish-Iranian Gas Relationship: Politically Successful, Commercially Problematic*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, Januar 2010 (Natural Gas Programme, Working Paper NG 38), <www.oxfordenergy.org/pdfs/NG38.pdf> (Zugriff: 18.2.2010).

⁷⁹ Das Pars-Süd-Feld ist der iranische Teil eines riesigen Erdgasfeldes, das zwischen Iran und Katar im Persischen Golf liegt und dessen katarischer Teil »Nördliches Feld« heißt.

zu dienen, deren Umsetzung jedoch von harten ökonomischen Interessen immer wieder behindert wird.⁸⁰

Ferner hat im März 2008 das Schweizer Energieunternehmen EGL mit der staatlichen iranischen Gasexportgesellschaft einen 25 Jahre laufenden Liefervertrag über 5,5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr geschlossen. Damit soll die Transadriatische Gasleitung (TAP) befüllt werden, die von EGL zusammen mit der norwegischen Statoil geplant wird und ein Konkurrenzprojekt zur gleichfalls in Planung befindlichen ITGI-Pipeline ist. Der Weg an die Adria würde in jedem Fall über die Türkei laufen und auch den Bau einer neuen inneriranischen Verbindung nach Bazargan voraussetzen. Seit Sommer 2009 aber stocken die Gespräche zwischen der EGL und der türkischen Regierung über den Gastransport durch die Türkei, der primär über das vorhandene türkische Leitungsnetz, einschließlich ITG, abgewickelt werden soll.⁸¹

Iranisches Gas könnte also auf verschiedene Weise (TAP, ITGI, Nabucco) zur Realisierung der Energiedrehscheibe beitragen, sofern es Ankara und Teheran gelingt, die Frage der zwischen beiden Ländern neu zu errichtenden Pipelineverbindung zu regeln. Wenn tatsächlich alle diskutierten oder geplanten Lieferungen verwirklicht würden, wäre wohl auch der weitere Ausbau des innertürkischen Leitungsnetzes neben Nabucco nicht zu vermeiden.

Außerdem spielen die türkisch-iranischen Gasbeziehungen in Plänen eine Rolle, turkmenisches Gas über die Türkei nach Europa zu leiten. Derartige Hoffnungen äußerte der türkische Energieminister am 6. Januar 2010 bei der Eröffnungszeremonie der neuen turkmenisch-iranischen Pipeline zwischen Dauletabad und Khangiran. Über diese Leitung wird der Iran künftig bis zu 12 Mrd. m³ Gas jährlich aus dem großen südostturkmenischen Dauletabad-Gasfeld erhalten, mit dessen Reserven bislang vor allem Russland versorgt wurde.⁸² Ob aber neben der Sicherung der nationalen türkischen Versorgung auch Perspektiven für die Drehscheibe entstehen, ist angesichts der anvisierten Transportmengen fraglich.

Zusätzliche größere turkmenische Lieferungen für die Türkei oder gar Nabucco erforderten auch zusätz-

liche Pipelines, zumindest eine Vergrößerung der Kapazität des nordiranischen und des türkischen Leitungsnetzes. Weder auf iranischer noch auf türkischer Seite aber hat sich diesbezüglich Entscheidendes getan.⁸³ Zudem hat die turkmenische Führung außer unverbindlichen mündlichen Äußerungen keinerlei Bereitschaft erkennen lassen, Gas für die Energiedrehscheibe zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus hält Aschgabat westliche Energieunternehmen konsequent von der Erschließung und Ausbeutung der im Landesinnern gelegenen Gasfelder fern.⁸⁴

Nicht zuletzt sind die amerikanischen Widerstände gegen eine größere iranische Rolle bei der Gasversorgung Europas zu berücksichtigen. Aus diesen Gründen ist eine Verwirklichung der skizzierten Pläne eher unwahrscheinlich. Doch dürfte turkmenisches Gas via Iran, das ausschließlich für die nationale Energieversorgung der Türkei zur Verfügung stünde, für Ankara nicht attraktiv sein. Hierfür könnte auch Gas aus iranischen Quellen dienen, für dessen Verwendung das MoU von 2008 immerhin erste Türen geöffnet hat. Außerdem ist schwer vorstellbar, dass Teheran eine Funktion als Transitstaat für turkmenisches Gas akzeptieren würde, die zu Lasten eigener Lieferungen an die Türkei ginge.

Ägyptisches Erdgas und Gas aus Katar

Die Türkei versuchte im Jahr 2009 verstärkt, ihre Beziehungen zu den arabischen Staaten des Maschrek⁸⁵ und der arabischen Halbinsel zu intensivieren. Damit will sie die Voraussetzungen für eine engere wirtschaftliche Kooperation schaffen. Kann Ankara diese Politik verstetigen, dürfte sich dies günstig auf die Gasimportpläne auswirken, was aller Voraussicht nach der Deckung des heimischen Bedarfs zugute käme. Ob und wie weit davon auch die Planungen der Energiedrehscheibe im Gassektor profitieren, hängt nicht zuletzt davon ab, dass europäische Abnehmer für Nabucco längerfristige Lieferverträge mit den Lieferanten und Transitstaaten im Maschrek schließen.

Über die 1200 Kilometer lange Arabsche Gaspipeline (AGP) sollen einmal 10,3 Mrd. m³ Erdgas jährlich aus Ägypten nach Jordanien und Syrien gebracht

⁸⁰ Vgl. Kinnander, *The Turkish-Iranian* [wie Fn. 78], S. 11–24.

⁸¹ Vgl. EGL, *Geschäftsbericht 2008/2009*, Laufenburg 2010, S. 6, 10, <[www.egl.ch/int/ch/de/about/Publications/finanzpublikationen.html](http://www EGL.ch/int/ch/de/about/Publications/finanzpublikationen.html)> (Zugriff: 28.1.2010).

⁸² Vgl. Bruce Pannier, »Turkmen Gas Exports to Iran a Boon for Both Countries«, *Radio Free Europe/Radio Liberty*, 5.1.2010, <www.rferl.org/articleprintview/1921933.html> (Zugriff: 12.2.2010).

⁸³ Vgl. Vladimir Socor, »Iran and Turkmenistan Inaugurate Gas Pipeline«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 7 (7.1.2010) 4, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35892&tx_ttnews%5BbackPid%5D=407&no_cache=1> (Zugriff: 12.2.2010).

⁸⁴ Vgl. auch Brill Olcott, *Central Asia's Oil* [wie Fn. 63], S. 9f.

⁸⁵ Zum Maschrek zählen Ägypten und alle Staaten der arabischen Halbinsel nördlich von Saudi-Arabien.

werden. Die Türkei, die EU und die Maschrek-Staaten Ägypten, Jordanien, Libanon und Syrien vereinbarten im Mai 2008, diese Pipeline bis 2011 mit dem türkischen Leitungsnetz zu verbinden.⁸⁶ Damit könnte auch ägyptisches Gas in einer Größenordnung von 2 bis 4 Mrd. m³ pro Jahr für Nabucco zur Verfügung stehen. Ägypten hat geschätzte Reserven von etwa 2 Bio. m³ Erdgas.⁸⁷

Allerdings fließen mit knapp 1 Mrd. m³ jährlich nur geringe Mengen durch die AGP nach Syrien, die überdies sämtlich benötigt werden, um den aus der nationalen Gasproduktion nicht zu deckenden syrischen Bedarf zu befriedigen. Da die nationalen Energiepolitiken Ägyptens, Jordaniens und Syriens immer mehr auf Erdgas setzen, ist offen, ob, wann und in welchem Umfang tatsächlich ägyptisches Gas für Nabucco geliefert wird.⁸⁸

Anlässlich eines Staatsbesuchs in der Türkei Mitte August 2009 erklärte der Emir von Katar, Scheich Hamad bin Khalifa al-Thani, dass bilaterale Experten-Gruppen eingesetzt werden sollen, um den Bau einer Gaspipeline von Katar in die Türkei sowie weitere gemeinsame Projekte im Energiesektor wie LNG-Lieferungen zu prüfen. Katar verfügt mit 25,5 Bio. m³ über nur geringfügig kleinere Reserven als der Iran.

Entweder müsste die Pipeline durch Saudi-Arabien und Jordanien verlaufen und dort an die AGP angeschlossen werden oder sie könnte über Saudi-Arabien, Kuwait und Irak mit dem türkischen Netz verbunden werden, wenn eine türkisch-irakische Leitung zustande käme. Für einen umfangreicheren LNG-Bezug müssten die türkischen Annahmekapazitäten deutlich erweitert werden. Dazu könnte ein LNG-Terminal in Ceyhan gebaut werden. Es ist wenig wahrscheinlich, dass sich solche Pläne rasch in die Tat umsetzen lassen. Wenn doch, könnten sie die türkische Erdgasversorgung mittel- bis längerfristig deutlich verbessern. Bisher war die Türkei jedoch nicht im Blickfeld katarischer

Exportüberlegungen, die sich vor allem auf LNG-Exporte in den asiatischen Raum richten.⁸⁹

Kaspisches Becken und/oder Naher Osten?

Sollte Nabucco tatsächlich wie vorgesehen 2014/15 Gas aus dem kaspischen Raum nach Europa transportieren, würde sich die Attraktivität der nahöstlichen Gasmagistrale mit ihrem ägyptischen und/oder irakischen Zweig für die Türkei ebenso spürbar reduzieren wie jene der politisch prekären iranischen und der noch ungewisseren katarischen Option. Alle blieben aber für die spätere Ausbaustufe des Projekts oder alternative südeuropäische Gasprojekte (ITGI, TAP) interessant, da nicht damit zu rechnen ist, dass das für alle Projekte benötigte Gesamtvolumen an Erdgas aus dem kaspischen Becken kommen kann. Schon die 31 Mrd. m³ für den Nabucco-Vollbetrieb können nicht allein aus dem aserbaidzhanischen Projekt Schah Deniz 2 geliefert werden.

Diese mittelfristigen Überlegungen kranken jedoch samt und sonders an erheblichen Unsicherheiten. Außerdem ist die Türkei nicht in der Lage, das Dilemma des Nabucco-Projekts zu lösen: Potentielle Lieferanten wünschen sich verbindliche Finanzierungsabkommen für die Pipeline, bevor sie sich zu langfristigen Lieferverträgen durchringen. Potentielle Finanziers dagegen machen ihr Engagement davon abhängig, dass die Pipeline wirtschaftlich erfolgreich ist. Aus ihrer Sicht müssen also zuerst bindende langfristige Gaslieferverträge existieren, die ausreichende Mengen und akzeptable Preise garantieren. Deshalb kann Ankara nur darauf warten, ob und wie die Beteiligten diesen Knoten durchschlagen, nämlich Nachfrage- und Lieferländer, Lieferfirmen sowie internationale Finanzorganisationen und Finanzakteure. Ob die Pipeline tatsächlich gebaut wird, entscheiden nicht die politischen, sondern die privatwirtschaftlichen Akteure – und für diese kommt es einzig darauf an, dass sich ihre Investitionen rentieren.

In diesem Zusammenhang müssen Überlegungen berücksichtigt werden, nach denen das Projekt Nabucco wirtschaftlich und energiepolitisch zunehmend fragwürdiger wird, zumal die Verbrauchsprognosen für die EU angesichts der Weltwirtschaftskrise

⁸⁶ Joint Press Statement on Enhancing Energy Cooperation between the EU, Turkey, the Mashreq Countries and Iraq, Brüssel, 5.5.2008, <www.eamgcc.org/index.php?p=186&id=566> (Zugriff: 26.1.2010).

⁸⁷ BGR, *Energierohstoffe 2009* [wie Fn. 12], S. 45. Einen Überblick über die nationale Energiesituation von Ägypten und Syrien liefert auch die EIA, *Egypt*, Washington, D.C., August 2008 (Country Analysis Briefs), <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Egypt/pdf.pdf> (Zugriff: 26.1.2010); dies., *Syria*, Washington, D.C., Juni 2009 (Country Analysis Briefs), <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Syria/pdf.pdf> (Zugriff: 26.1.2010).

⁸⁸ Vgl. Paul Cochrane, »Euro-Arab Gas Pipeline«, *Back in Beirut* (Blog), 4.8.2009, <<http://backinbeirut.blogspot.com/2009/08/euro-arab-gas-pipeline.html>> (Zugriff: 26.1.2010).

⁸⁹ Vgl. EIA, *Qatar*, Washington, D.C., Dezember 2009 (Country Analysis Briefs), <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Qatar/pdf.pdf> (Zugriff: 26.1.2010); »Qatar Eager about Building Gas Pipeline to Turkey«, *Today's Zaman*, 19.8.2009, <www.todayszaman.com/tz-web/news-184415-qatar-eager-about-building-gas-pipeline-to-turkey.html> (Zugriff: 20.9.2009).

zu revidieren sind. Mittlerweile bieten sich gleichwertige oder bessere Alternativen, die Nabucco weniger dringlich erscheinen lassen. Dazu zählen die Optimierung des EU-Energiebinnenmarktes sowie der wachsende Markt für LNG, der langfristige Lieferverträge mit festen Preisen unwirtschaftlich werden lässt. »Unkonventionelles« Gas lässt sich besser erschließen und gigantische Solarstromprojekte wie Desertec sollen große Mengen Strom für Europa ohne CO₂-Ausstoß produzieren. Damit wird die zentrale Bedeutung der Nabucco-Pipeline für das Zustandekommen der Energiedrehscheibe Türkei nicht in Frage gestellt. Wohl aber wird deren baldige Verwirklichung immer weniger wahrscheinlich, wenn nicht bis Ende 2010 unumkehrbare Entscheidungen erfolgen.⁹⁰

Die russische Option

Die Türkei will unter anderem deshalb regionale Energiedrehscheibe werden, weil sie ihre starke Abhängigkeit von Russland in der Energieversorgung verringern möchte. Die Suche nach Transportwegen, die Russland umgehen, spielt eine wesentliche Rolle. In den letzten zwei Jahren hat aber offenbar ein Umdenken eingesetzt. Ankara scheint in seiner energieaußenpolitischen Strategie die russische Option ernsthafter in Erwägung zu ziehen. Bei einem Besuch des russischen Ministerpräsidenten Putin im August 2009 wurden in der türkischen Hauptstadt eine Reihe von Vereinbarungen getroffen, die Russlands Bedeutung für die türkische Energiepolitik und -versorgung eher vergrößern könnten.⁹¹

Russisches Öl nach Ceyhan?

Die russische Regierung zeigte sich interessiert, in das Projekt einer 550 Kilometer langen Ölpipeline vom Schwarzen Meer nach Ceyhan einzusteigen, mit der

die Türkei den Transportweg durch die Meerengen umgehen will. An der Verwirklichung dieser Transanatolien-Pipeline (TAP)⁹² wird seit 2005 gearbeitet. Sie soll von einem Gemeinschaftsunternehmen der italienischen Eni und der türkischen Çalık Enerji gebaut und betrieben werden. Noch läuft die Planungsphase. Die Leitung ist auf eine anfängliche Kapazität von 1 Mio. bbl/d (rund 50 Mio. t jährlich) ausgerichtet, die auf 1,5 Mio. bbl/d ausgebaut werden kann. Sie würde von Ünye, einer Schwarzmeerstadt östlich von Samsun, ziemlich direkt in südlicher Richtung verlaufen, in der Nähe der mittelanatolischen Stadt Kayseri auf die BTC-Route treffen und dieser bis Ceyhan folgen. Die Kosten des Gesamtprojekts, einschließlich der neuen Verladeanlagen und Lagertanks in Samsun und Ceyhan, werden auf 2 Mrd. US-Dollar geschätzt.⁹³

Mit dem Bau der TAP könnte die Türkei dreierlei erreichen: Erstens könnte eine weitere Belastung der Meerengen verhindert werden, zweitens könnte Samsun als Ausgangspunkt von Erdgas- und Ölpipelines zu einem »Energiehafen« am Schwarzen Meer entwickelt werden und drittens würde Ceyhan als zentraler Ölterminal am Mittelmeer gestärkt, weil sich die angelieferte Ölmenge verdoppeln würde. Für Russland ist die TAP interessant, weil die Verschiffung des Öls über Novorossijsk die Möglichkeit eröffnet, nicht-russische kaspische Transportrouten für kasachisches Öl zu verhindern.

Während seines Ankara-Besuchs erklärte Ministerpräsident Putin, Russland sei bereit, das Öl für die Pipeline zu liefern. Ein formelles Regierungsabkommen zwischen Italien, der Türkei und Russland vom 19. Oktober 2009 untermauerte diese Absicht. Gleichzeitig wurde ein Memorandum of Understanding über eine Beteiligung der russischen Energiefirmen Transneft und Rosneft an dem Konsortium unterzeichnet. Dies wurde bei einem Besuch von Ministerpräsident Erdoğan in Moskau im Januar 2010 bekräftigt. Die Pipeline soll 2012 in Betrieb gehen.⁹⁴

⁹⁰ Vgl. Oliver Geden, *Effektive Gaskrisenvorsorge in Europa*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, August 2009 (SWP-Aktuell 50/2009); Isabelle Werenfels/Kirsten Westphal, *Solarstrom aus Nordafrika. Rahmenbedingungen und Perspektiven*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2010 (SWP-Studie 3/2010); Derek Brower, »Europe Awaits a Shale-gas Revolution«, in: *Petroleum Economist*, 76 (Dezember 2009) 12, S. 14f.
⁹¹ Vgl. »Turkey Courts Russia on Energy after Nabucco Deal«, *Today's Zaman*, 7.8.2009, <www.todayzaman.com/tz-web/news-183263-turkey-courts-russia-on-energy-after-nabucco-deal.html> (Zugriff: 12.2.2010).

⁹² Die transanatolische Ölpipeline TAP ist nicht zu verwechseln mit der transadriatischen Gaspipeline TAP. Beide werden in der internationalen Diskussion mit demselben Akronym belegt.

⁹³ Vgl. für einen Überblick die von den Betreibern erstellte Präsentation auf der Website der IEA, »Trans Anatolian Pipeline Project«, Oktober 2006, <www.iea.org/work/2006/energy_security/Cavanna.pdf> (Zugriff: 12.2.2010).

⁹⁴ Vgl. »Russia to Supply Oil to Samsun-Ceyhan Pipeline«, *Reuters*, 19.10.2009, <<http://uk.reuters.com/article/idUKLJ7124020091019?sp=true>> (Zugriff: 11.12.2009); Richard Weitz, »Turkey and Russia Deepen Energy Partnership«, in: *Turkey Analyst*, 3 (18.1.2010) 1, <www.silkroadstudies.org/new/inside/>

Das Öl soll dem Vernehmen nach sowohl aus russischen Quellen als auch einer gesteigerten Förderung im kasachischen Tengiz-Feld kommen, an dessen Erschließung die italienische Eni beteiligt ist. Wie beim Öl aus dem Kaschagan-Feld aber fehlt noch eine Entscheidung der beteiligten internationalen Ölgesellschaften und der Regierungen der kaspischen Staaten über die Transportwege für die künftig erwartete Ölproduktion. Außerdem dürfte es ohne Kapazitätserweiterung der CPC-Pipeline nach Novorossijsk kaum möglich sein, größere Mengen kaspischen Öls durch die TAP zu leiten. Ferner wird auch über andere Routen zur Umgehung des Bosphorus nachgedacht.

Lange favorisierte Russland die Umgehung über die Burgas-Alexandroupolis-Pipeline. Mit ihr sollen maximal 50 Mio. t Öl pro Jahr von Novorossijsk mit Tankern zum bulgarischen Hafen Burgas und von dort durch die Pipeline zum griechischen Ägäishafen Alexandroupolis transportiert werden. Das Vorhaben wird von einem russisch-bulgarisch-griechischen Joint Venture betrieben, der Trans-Balkan Oil Pipeline Company. Nach dem bulgarischen Regierungswechsel von 2009 jedoch stößt die Verwirklichung des Projekts wegen der Kursänderung in der bulgarischen Russlandpolitik auf politische Schwierigkeiten. Dies mag dazu beigetragen haben, dass Russland nun stärker die TAP als Lösung in Betracht zieht.⁹⁵

Doch auch das TAP-Projekt steht auf wackligen Beinen. Die endgültigen Verträge über die Beteiligung russischer Firmen am Konsortium stehen ebenso aus wie verbindliche Zusagen von Öllieferungen und der notwendige Ausbau der CPC-Pipeline. Bevor nicht die ersten Rohre verlegt und die Arbeiten an den Verladeeinrichtungen in Ünye und Novorossijsk begonnen werden, kann die TAP immer noch scheitern. Die Türkei könnte dies sogar hinnehmen, wenn sichergestellt wäre, dass das kasachische Öl aus der Produktionssteigerung von Tengiz und der Produktion von Kaschagan über die BTC transportiert wird. Die Verwirklichung von Burgas-Alexandroupolis dagegen wäre weniger

willkommen, selbst wenn dadurch die Meerengen entlastet würden, denn sie würde einen empfindlichen Rückschlag für das strategische Ziel der Energiedrehscheibe bedeuten. Solange die geopolitische Sichtweise in der türkischen Energiedebatte dominiert, stoßen »vernünftige« Alternativen zur Route via Istanbul in der türkischen Politik auf wenig Begeisterung, wenn sie nicht die Türkei einschließen.

Russisches Gas und/statt Nabucco?

Der Gazprom-Konzern spielt für die Türkei vor allem als Lieferant eine wichtige Rolle. Das Land kann etwa 14 Mrd. m³ Erdgas im Jahr über eine »westliche« Pipeline beziehen, die im russischen Kursk von der großen europäischen Ost-West-Pipeline abzweigt und das Gas durch die Ukraine, die Republik Moldau, Rumänien und Bulgarien in die Nähe von Istanbul leitet, wo es in das türkische Netz eingespeist wird. Ein Teilkontrakt über jährlich 6 Mrd. m³ aus dem Jahr 1986 endet 2011 (siehe Tabelle 4). Über seine Verlängerung besteht grundsätzliches Einverständnis, die Einzelheiten des neuen Vertrags werden seit Frühjahr 2009 verhandelt. Zur Debatte stehen sowohl die »take or pay«-Klausel des bisherigen Vertrags als auch die Erlaubnis für die Türkei, bezogenes Gas weiterzuverkaufen. Erstere verpflichtet die Türkei, eine feste Liefermenge zu bezahlen, unabhängig davon, ob das Gas benötigt wird. Dies führte in der jüngsten Rezession zu einem Importüberschuss.⁹⁶ Die zweite Klausel würde Gazproms Einfluss auf die Endverwendung des gelieferten Gases und den dafür erzielten Preis einschränken, was die russische Firma in der Regel zu vermeiden sucht.

Auf der Grundlage eines bis 2022 laufenden Vertrags können weitere 16 Mrd. m³ jährlich über eine Zwillingspipeline durch das Schwarze Meer (Blue-Stream-Pipeline) direkt aus Russland geliefert werden und erreichen über den türkischen Schwarzmeerhafen Samsun dann bei Ankara das nationale türkische Netz.⁹⁷ Mit Hilfe der verschiedenen Bezugswege und

turkey/2010/100118B.html> (Zugriff: 12.2.2010).

⁹⁵ Vgl. Vladimir Socor, »Bulgarian Government Suspends Energy Negotiations with Russia Pending Review«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (6.8.2009) 151, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35381&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1> (Zugriff: 15.2.2010); ders., »Russian Gas and Oil Projects on Hold in Bulgaria«, in: *Eurasia Daily Monitor*, 6 (14.12.2009) 229, <www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35836&tx_ttnews%5BbackPid%5D=456&no_cache=1> (Zugriff: 15.2.2010); Website des Konsortiums der Trans-Balkan Pipeline, <<http://tbpipeline.com>> (Zugriff: 7.1.2010).

⁹⁶ Vgl. Ali Aslan Kiliç, »Take or Pay« Natural Gas Import Conditions Putting Turkey in a Bind«, *Today's Zaman*, 10.2.2010, <www.todayszaman.com/tz-web/news-201141-take-or-pay-natural-gas-import-conditions-putting-turkey-in-a-bind.html> (Zugriff: 10.2.2010).

⁹⁷ Vgl. BOTAŞ, *Natural Gas Sale and Purchase Agreements*, <www.botas.gov.tr/index.asp> (Zugriff: 16.2.2010). Die Zahlen beziehen sich auf die maximal mögliche vereinbarte Liefermenge. Die tatsächlich gelieferte Menge schwankt im Rhythmus des realen türkischen Gasverbrauchs und ging während

kurzfristig verstärkten Lieferungen aus dem Iran überstand die Türkei relativ unbeschadet die Unterbrechung der »westlichen« Pipeline während des russisch-ukrainischen Lieferkonfliktes im Januar 2009.⁹⁸

In türkischen Regierungskreisen sind immer wieder Spekulationen darüber zu hören, Blue Stream auszubauen und so die russischen Versorgungswege in das Nabucco-Projekt einzubinden. Hintergrund ist das türkische Bestreben, sich nicht oder nicht zu früh zu einer Entscheidung drängen zu lassen: zwischen einer »europäischen« Orientierung, die Russland auszuklamern versucht, und einer »russischen« Orientierung, die Russlands starke Stellung im europäischen Energiemarkt bewahren oder ausbauen will. Weil Ankara stark von russischen Energielieferungen abhängig ist, versucht es, beide Orientierungen so lange wie möglich im Spiel zu halten.⁹⁹

Weiterhin will Ankara latente türkisch-russische Rivalitäten in den kaukasischen Konfliktregionen (Nagorno-Karabach, Armenien, Georgien) dämpfen, um seine deutlich verbesserten Beziehungen zu Moskau nicht zu trüben. Auch Russland kommt immer mehr zu der Erkenntnis, dass es die Türkei bei seinen regionalpolitischen Ambitionen ernster als früher nehmen muss. Aus diesen Gründen kam es in den letzten Jahren zu einer deutlichen Entspannung und Annäherung zwischen Ankara und Moskau.¹⁰⁰

Im Energiesektor zeigte sich der veränderte Charakter der Beziehungen anlässlich des Putin-Besuchs im August 2009: Russland engagierte sich für die TAP und die Türkei signalisierte Bereitschaft, Gazprom seismische und andere Untersuchungen in der türkischen

der jüngsten Wirtschaftskrise deutlich zurück.

98 Vgl. »Russian Gas to Turkey from West Pipeline Cut, Says Minister«, *Today's Zaman*, 7.1.2009, <www.todayszaman.com/tz-web/news-163417-russian-gas-to-turkey-from-west-pipeline-cut-says-minister.html> (Zugriff: 15.2.2010).

99 Vgl. Mehmet Ögütçü/Danila Bochkarev, »Turkey and Russia: Stronger Partners in Regional Energy Security, Business«, *Today's Zaman*, 7.9.2009, <www.todayszaman.com/tz-web/news-186336-turkey-and-russia-stronger-partners-in-regional-energy-security-business-1-by-mehmet-ogutcu-danila-bochkarev.html> (Zugriff: 12.2.2010); Aybet, »Turkey's Energy Politics« [wie Fn. 25], S. 34f.

100 Vgl. Bülent Aras, *Turkey and the Russian Federation: An Emerging Multidimensional Partnership*, Ankara: Siyaset, Ekonomi ve Toplum Araştırmaları Vakfı (SETA; Foundation for Political, Economic and Social Research), August 2009 (SETA Policy Brief Nr. 35), <www.setav.org/document/Turkey%20and%20the%20Russian%20Federation%20an%20Emerging%20Multi%20Dimensional%20Partnership.pdf> (Zugriff: 12.2.2010); Maria Beat, »Turkey and Russia Meet in the Caucasus«, in: *Turkish Policy Quarterly*, 8 (Herbst 2009) 3, S. 97–108.

exklusiven Wirtschaftszone im Schwarzen Meer zu gestatten. Damit soll eine alternative Linienführung für das russische South-Stream-Gaspipelineprojekt durch das Schwarze Meer erkundet werden, die ukrainische Hoheitsgewässer oder deren exklusive Wirtschaftszone umgeht. South Stream ist auf 63 Mrd. m³ pro Jahr in der Endphase ausgelegt. Gazprom möchte mit dieser Pipeline Erdgas aus Russland durch das Schwarze Meer nach Bulgarien transportieren und von dort weiterleiten: zum einen über Serbien und Ungarn nach Österreich (Nordwest-Abzweig), zum anderen über Griechenland, Albanien und die Adria nach Italien (Südwest-Abzweig).¹⁰¹

Nach den wiederholten Preisstreitigkeiten mit Kiew will die russische Regierung für dieses zentrale Projekt der russisch-europäischen Gasbeziehungen möglichst störungsfreie Transitrouten. Außer der Möglichkeit, Russland eine »Gegenleistung« für seinen Einstieg bei der TAP anzubieten, eröffnet sich für Ankara damit auch die Chance, im Falle eines Scheiterns von Nabucco dennoch eine wesentliche Rolle für die europäische Gasversorgung zu spielen und so am Konzept der Drehscheibe und deren erhofften strategischen Vorteilen festzuhalten. Die AKP-Regierung wird deshalb auch nicht müde zu betonen, Nabucco und South Stream seien durchaus miteinander vereinbar. Diese Ansicht stößt allerdings auf einige Skepsis.¹⁰²

So wird bezweifelt, dass South Stream in der angekündigten Dimension überhaupt zu verwirklichen ist, zumal Gazprom bisher keine Gasbezugsquellen genannt hat und sein eigenes Fördervolumen in den kommenden Jahren eher stagnieren oder sogar zurückgehen wird.¹⁰³ Manche halten es deshalb eher für ein nicht ernst gemeintes politisches Projekt, mit dem Nabucco verhindert werden soll. Beide Pipelines sind eindeutig alternative und keinesfalls komplementäre Vorhaben, denn sie zielen auf dieselben Märkte. Daher ist es Wunschdenken zu erwarten, dass internationale Finanzinstitute 30 bis 35 Mrd. Euro für beide Projekte bereitstellen werden, erst recht wenn es keine verlässlichen Angebotsgarantien (an Gas) und Abnahmeverpflichtungen der Nachfrageländer gibt.¹⁰⁴

101 Vgl. Weitz, »Turkey and Russia« [wie Fn. 94].

102 Vgl. Necdet Pamir, »Which One Would You Like to Listen To? Verdi's »Nabucco« or Paul Simon's »Bridge over Troubled Waters [sic!]«, in: *Private View*, (Winter 2009) 14, S. 36–43, <www.tusiad.org/FileArchive/PV14.pdf> (Zugriff: 12.2.2010).

103 Vgl. Roland Götz, *Prognosen der Gasförderung sowie des Gasexportpotentials Russlands*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2007 (Diskussionspapier, FG 5, 6/2007).

104 Vgl. Pamir, »Which One« [wie Fn. 102], S. 41.

Schlussfolgerungen

Die Skizze der rohstoffbezogenen, transportinfrastrukturellen und politischen Rahmenbedingungen für eine türkische Energiedrehscheibenpolitik erlaubt einige vorsichtige Schlussfolgerungen über deren Erfolgchancen.

Sicher ist, dass es in unmittelbarer Nähe der Türkei genügend Erdöl und Erdgas gibt, um eine solche Politik mit Aussicht auf Erfolg zu betreiben. Weit weniger gewiss ist dagegen, ob diese Ressourcen für die türkischen Zwecke überhaupt verfügbar sind. Auf der Abnehmerseite in Europa gibt es zumindest längerfristig entsprechende Interessenten, vor allem für Gas. Diese möchten jedoch eher über einen türkischen Energiekorridor als über eine echte Drehscheibe beliefert werden. Sie wollen der Türkei also nur ungerne einräumen, autonom über die Liefer- und Bezugsbedingungen kaspischen und/oder mittelöstlichen Gases zu entscheiden. Erschwerend wirkt die erhebliche Komplexität und Diversifizierung auf Seiten der potentiellen Lieferländer.

So ist festzuhalten, dass die Ölvorkommen im Nahen und Mittleren Osten, mit einer gewissen Ausnahme beim nordirakischen Erdöl, den Weltmarkt erreichen können, ohne dafür türkisches Territorium nutzen zu müssen. Aus dieser Region kommen also nur die Gasvorkommen für das Konzept der Energiedrehscheibe in Frage. Doch auch sie benötigen häufig keine Pipelines, weil der Marktzugang über Flüssiggasexporte (LNG) relativ leicht möglich ist. Das gilt besonders für die größten dortigen Gasvorkommen: das iranische Feld Pars Süd und das mit ihm geologisch zusammenhängende katarische Nord-Feld im Offshore-Bereich zwischen beiden Staaten.

Europäische Verbraucherländer, das Hauptziel der Drehscheibenpolitik, sind für den Zugang zu diesen Quellen also nicht zwingend auf den Pipelinetransport durch die Türkei angewiesen, wenn sie für ausreichende LNG-Aufnahmekapazitäten sorgen. In Europa bestehen durchaus Pläne für deren Aufbau,¹⁰⁵ wobei Kosten- und Preisstrukturen zwischen dem LNG-Bezug und dem Leitungsbezug abgewogen werden

müssen. Hierauf hat die Türkei jedoch nur wenig Einfluss.¹⁰⁶

Hinzu kommt, dass die Türkei selbst zwar Gas aus dem Iran beziehen könnte, der Transit nach Europa jedoch von politischen Erwägungen behindert wird. Je stärker der internationale Widerstand gegen das iranische Atomprogramm ist und je mehr der Iran politisch isoliert wird, desto geringer dürfte die Neigung europäischer Energiekonzerne und internationaler Finanzinstitute sein, sich auf Dauer im Iran zu engagieren. Iranisches Gas für Nabucco, TAP oder ITGI dürfte daher in absehbarer Zeit nicht zugänglich sein.

Mit ähnlichen Problemen sind Gasbezüge aus dem Irak verbunden. Für die Realisierung des Drehscheibenkonzeptes käme vor allem Gas aus dem Nordirak in Frage. Erschließung und Ausbeutung der Felder in der Kurdenregion aber sind schwierig, weil die kurdische Autonomiebehörde in Erbil und die Zentralregierung in Bagdad sich nicht darüber einigen können, wer das Recht zur Lizenzvergabe besitzt und wie die Einnahmen verteilt werden sollen. Wenn die US-Truppen aus dem Irak abgezogen sind, dürfte die Unsicherheit im Lande zunehmen. Sie wird das Investitionsklima stark beeinträchtigen und die rasche und kontinuierliche Ausbeutung auch der anderen nordirakischen Öl- und Gasvorkommen auf Jahre hinaus erschweren. Gefährdet wäre insbesondere der Bau einer Gaspipeline zwischen dem Irak und der Türkei, sei es entlang der Ölleitung nach Ceyhan oder sei es durch Syrien.

So bleibt für die türkischen Ambitionen vor allem der Rückgriff auf die Öl- und Gasvorkommen im Kaspischen Becken. Noch aber fehlt die Infrastruktur, um Vorkommen aus Kasachstan (Öl und Gas) und Turkmenistan (Gas) in die Türkei zu transportieren. Wegen des russischen und iranischen Widerstands ist nicht zu erwarten, dass bald eine transkaspische Pipeline mit Verbindungen zu den kasachischen und turkmenischen Gasfeldern gebaut wird, zumal beide

¹⁰⁵ Vgl. Derek Brower, »A New Reality for the EU Gas Market«, in: *Petroleum Economist*, 77 (Januar 2010) 1, S. 12f.

¹⁰⁶ Jonathan Stern, *The New Security Environment for European Gas: Worsening Geopolitics and Increasing Global Competition for LNG*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, Oktober 2006 (Natural Gas Programme, Working Paper NG 15), S. 20–27, <www.oxfordenergy.org/pdfs/NG15.pdf> (Zugriff: 22.2.2010).

Produzentenländer andere Möglichkeiten der Gasvermarktung besitzen und zum Teil schon nutzen. Insbesondere China dürfte als auch finanziell potentes Abnehmerland mit seiner pragmatischen Versorgungspolitik hier eine immer wichtigere Rolle spielen.¹⁰⁷ Auf jeden Fall wollen beide Länder nach wie vor ihre Abhängigkeit vom Absatzmarkt Russland reduzieren. Wenn das Transportproblem mittelfristig gelöst werden kann, dürften sie deshalb durchaus daran interessiert sein, eine potentielle europäische Nachfrage via Türkei zu befriedigen.

Aserbaidschan bildet wegen der bereits vorhandenen Transportinfrastruktur die Hauptquelle für Rohstoffe, die eine Energiedrehscheibe Türkei benötigt. Freilich müssen dort weitere Öl- und Gasvorkommen erschlossen werden, was in den nächsten Jahren geschehen dürfte. Dennoch können daraus nicht alle in Planung befindlichen Gasprojekte – Nabucco, ITGI, TAP – bedient werden. Zudem will die Türkei auch noch ihren eigenen Gasbedarf im Zuge der Drehscheibenentwicklung befriedigen. Sie möchte 15% des Gases, das aus dem aserbaidschanischen Schah-Deniz-Feld über Nabucco nach Europa strömen soll, zu Vorzugskonditionen selbst nutzen. Nicht nur damit hemmt sie die Verwirklichung des Projekts, sondern auch mit dem Versuch, ihre Beziehungen zum Nachbarn Armenien zu normalisieren. Damit stößt Ankara in Baku auf heftige Ablehnung. Dort fühlt man sich im Streit um Nagorno-Karabach vom »türkischen Vetter« im Stich gelassen und verspürt daher wenig Neigung, diesem in puncto Gaslieferungen entgegenzukommen. Die aserbaidschanische Haltung dürfte sich erst dann ändern, wenn mit europäischen Abnehmern feste Lieferverträge zu »europäischen Preisen« vereinbart werden können.

Die Europäer wiederum zögern offenbar, weil die Versorgungsfrage langfristig nicht gesichert erscheint. Aserbaidschan wird allein nicht in der Lage sein, selbst die nur für Nabucco in der Endphase benötigte Gasmenge bereitzustellen, und die Verfügbarkeit anderer Quellen ist ungewiss. Außerdem entstünde wegen der stagnierenden Nachfrage ein Überangebot an Erdgas in Europa, wenn alle in Planung befindlichen Pipelineprojekte verwirklicht würden. Weiterhin ist die Türkei nicht auf die Realisierung aller Projekte angewiesen, um ihren wohl bald wieder wachsenden Gasbedarf zu befriedigen. Auch langfristig gesehen

¹⁰⁷ Vgl. Antje Nötzold, »China als Herausforderung für die europäische Energieversorgungssicherheit«, in: *KAS-Auslandsinformationen*, 26 (2010) 3, S. 59–75.

wären sämtliche Projekte des südlichen Energiekorridors nur dann vonnöten, wenn die klimabezogene EU-Energiepolitik der 20-20-20-Formel scheitern würde.¹⁰⁸ Diese starke Konkurrenz erhöht die Unsicherheit aller Akteure darüber, ob ihre Projekte sich überhaupt lohnen würden.

Genährt wird die Unsicherheit auch von der türkischen Politik. Ankaras Bestreben, sich möglichst lange alle Optionen – Kaspisches Becken, Nah-/Mittelost und Russland – offenzuhalten, trägt nicht dazu bei, auf Liefer- und Abnehmerseite Vertrauen und Erwartungssicherheit zu fördern. Eine Energiedrehscheibe Türkei und damit ein südlicher Korridor für die europäische Gasversorgung ist also technisch machbar, hängt aber von zahlreichen divergierenden wirtschaftlichen und politischen Faktoren ab, die zudem größtenteils noch sehr im Fluss sind.

Wegen ihres absehbar steigenden Importbedarfs sollte die Türkei deshalb darauf achten, die Sicherstellung ihrer nationalen Energieversorgung nicht ausschließlich an die Verwirklichung der Drehscheibenvision zu binden. Wenn sie tatsächlich ihre Abhängigkeit von russischen Energiebezügen verringern will, sollte sie Nabucco und der Sicherung weiterer kaspischer Energiebezüge bereitwillig den Weg ebnen.

Alternativ könnte die Entwicklung einer Transportinfrastruktur vorangetrieben werden, die auf die verschiedenen nah-/mittelöstlichen Gasquellen ausgerichtet ist, auch wenn damit politische Probleme und Hemmnisse einhergehen. Insbesondere Iran und Irak bieten sich hier an. Sollte sich aber der Nuklearstreit verschärfen und damit der Graben zwischen den USA und ihren europäischen Verbündeten einerseits und dem Iran andererseits vertiefen, könnte Ankara in eine prekäre außenpolitische Lage geraten: Es hätte zu entscheiden, ob ihm »neue Außenpolitik« und energiepolitische Interessen wichtiger sind als die Fortdauer der festen Einbindung in die westliche Allianz.

Unter dem Gesichtspunkt einer möglichst sicheren eigenen Versorgung könnte die russische Option die vorteilhaftesten Voraussetzungen bieten. Ostkaspisches Öl und Gas wären relativ leicht und günstig in die Türkei zu transportieren, wenn die CPC und eine in ihrer Durchleitungsdimension reduzierte South-Stream-Pipeline ausgebaut würden, wobei Letztere durch die türkische exklusive Wirtschaftszone im

¹⁰⁸ Mit dieser Formel bezeichnet die EU ihre energiepolitische Zielsetzung, bis zum Jahr 2020 ihren CO₂-Ausstoß und ihren Energieverbrauch um 20% zu reduzieren und in der Energieerzeugung 20% erneuerbare Energieträger einzusetzen.

Schwarzen Meer verlief. Zusätzliche Energie aus Aserbaidschan könnte über die bestehenden Leitungen geliefert werden. Dabei könnte Ankara sogar seine Drehscheibenpolitik weiterbetreiben, sehen doch die russischen Pläne durchaus die Anbindung an europäische Netze vor. Diese könnte auch für europäische Abnehmer interessant werden, sollte eine türkische Entscheidung für die russische Option alternative Transportwege unrentabel werden lassen. Der politische Preis für eine solche Entscheidung bestünde wohl in einer deutlichen Eintrübung des Verhältnisses zu den USA. Nachteile für die Beziehungen zur EU dagegen wären leichter zu verkraften, denn diese wären in jedem Fall neu zu ordnen, da der türkische EU-Beitritt vermutlich nicht stattfinden wird.¹⁰⁹

Wenn die EU und ihre Mitgliedstaaten den südlichen Korridor tatsächlich verwirklichen wollen, werden sie nicht umhin kommen, ihr politisch-strategisches Engagement mit finanziellen und energiepolitischen Maßnahmen zu untermauern, und zwar sowohl gegenüber möglichen Lieferländern als auch den beteiligten Akteuren aus Energie- und Finanzwirtschaft. Vor allem müssen sie den Eindruck latenter politischer Uneinigkeit über das Projekt ausräumen, damit die potentiellen Partner auf der Lieferseite eindeutige Signale erhalten. Das ginge kaum ohne eine weitere Harmonisierung der jeweiligen nationalen Energiepolitiken, wofür es allerdings wenig Anzeichen gibt. Umgekehrt müssen auch die energiewirtschaftlichen Akteure Farbe bekennen und aufkommenden Argwohn zerstreuen, sie verfolgten mit Blick auf den südlichen Korridor alternative Optionen. Nabucco und South Stream schließen einander aus. Daher wird Nabucco so lange in der Schwebe bleiben, bis seine Betreiber unmissverständlich erklären, dass sie die russische Alternative verwerfen.

Abkürzungen

AGP	Arabische Gaspipeline
AIOC	Azerbaijan International Operating Company
AKP	Adalet ve Kalkınma Partisi (Gerechtigkeits- und Entwicklungspartei; Türkei)
bb/d	barrels per day
BEH EAD	Bulgarski Energien Holding EAD (Bulgarian Energy Holding)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (staatliche türkische Pipelinegesellschaft)
BP	British Petroleum
BTC	Baku-Tbilisi-Ceyhan (Ölpipeline)
CPC	Caspian Pipeline Consortium
DESEFA	Diacheiristes Ethnikou Systematos Physikou Aeriou (Betreibergesellschaft des griechischen Gasleitungssystems)
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EIA	Energy Information Administration (Washington, D.C.)
EIB	Europäische Investitionsbank
Eni	Ente Nazionale Idrocarburi (italienischer Erdöl- und Energiekonzern)
EU	Europäische Union
IEA	International Energy Agency
IGI	geplanter Interkonnektor Griechenland-Italien
ITG	Interkonnektor Türkei-Griechenland
ITGI	Interkonnektor Türkei-Griechenland-Italien (IGI plus ITG)
KAS	Konrad-Adenauer-Stiftung
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
MOL	Magyar Olaj- és Gázipari Részvénytársaság (ungarischer Mineralölkonzern)
PKK	Partiya Karkerên Kurdistan (Arbeiterpartei Kurdistans)
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitäts Aktiengesellschaft
SCP	South Caspian Pipeline (Gaspipeline)
TAP	Trans Adriatic Pipeline (geplante Gaspipeline über Albanien nach Italien)
TAP	Trans Anatolian Pipeline (geplante Ölpipeline von Samsun nach Ceyhan)
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (staatliche türkische Ölgesellschaft)

¹⁰⁹ Vgl. Heinz Kramer, *Turkey's Accession Process to the EU. The Agenda behind the Agenda*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Oktober 2009 (SWP Comments 25/2009).

Literaturhinweise

Uwe Halbach

Ungelöste Regionalkonflikte im Südkaukasus

SWP-Studie 8/2010, März 2010

Susan Stewart

Russische Außenpolitik im postsowjetischen Raum

SWP-Studie 5/2010, März 2010

Isabelle Werenfels/Kirsten Westphal

Solarstrom aus Nordafrika

SWP-Studie 3/2010, Februar 2010

Heinz Kramer

Die neue Außenpolitik-Konzeption der Türkei

SWP-Aktuell 25/2010, März 2010

Oliver Geden

Effektive Gaskrisenvorsorge in Europa

SWP-Aktuell 50/2009, August 2009