
Friedbert Pflüger

Europas Erdgassektor und das Streben nach Energiesicherheit – Geopolitik, aktuelle Entwicklungen und Auswirkungen auf die breitere Sicherheitsdebatte

Einleitung

Als die britische Royal Navy Anfang des 20. Jahrhunderts anfang, ihre Flotte von Kohle auf Öl umzustellen, um sich einen strategischen Vorteil gegenüber Deutschland zu verschaffen, wandte die parlamentarische Opposition ein, dies würde zu einer Abhängigkeit Großbritanniens von ausländischen Exporteuren führen. Doch Winston Churchill, damals Marineminister, antwortete: »Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone.« (Die Sicherheit der Versorgung mit Öl liegt in der Vielfalt und nur in der Vielfalt.) Seine Antwort war die Geburtsstunde der Energiesicherheit, so wie wir den Begriff heute verstehen. Mit seiner Betonung der Vielfalt hatte er außerdem die wichtigste Antwort auf die Sicherheitsherausforderung, nämlich die Diversifizierung der Versorgung, benannt.

Seitdem besteht das Hauptanliegen der politischen Entscheidungsträger darin, eine zu starke Abhängigkeit von einem einzigen oder wenigen Exporteuren durch eine Diversifizierung des Lieferantenstamms zu verhindern. Zwar bereitet die Sicherheit der Ölversorgung heute aufgrund der Vielzahl der Produzenten und der Globalisierung des Ölmarkts weniger Sorgen, aber Europa ist dennoch mit erheblichen Gefahren für seine Energiesicherheit, insbesondere im Bereich Erdgas, konfrontiert. Die Hauptsorgen haben mit der bedeutenden Rolle Russlands als Gaslieferant und der Abhängigkeit großer Teile Europas von russischen Einfuhren zu tun. Rund 27 Prozent der Erdgasimporte der EU der 28 stammen derzeit aus Russland (Daten von 2016). Zudem beziehen die meisten ost- und mitteleuropäischen Länder ihr Gas mehrheitlich aus Russland, und die baltischen Staaten sowie Finnland sind de facto zu 100 Prozent von Russland abhängig.

Gestiegene geopolitische Risiken haben, insbesondere infolge der russisch-ukrainischen Gaskrisen von 2006 und 2009 sowie in jüngerer Zeit der Krim-Annexion und des andauernden Ukraine Konflikts, in ganz Europa die Bedenken verstärkt. Diese Entwicklungen haben dazu geführt, dass die europäische Politik

ihre Bemühungen bei der Suche nach möglichen Alternativen intensiviert hat, um die Abhängigkeit von russischen Gasexporten zu verringern und mögliche gravierende Auswirkungen im Falle von Versorgungsunterbrechungen abfangen zu können.

Aussichten für eine europäische Diversifizierung

Angesichts abnehmender Reserven im Inland und einer unsicheren künftigen Entwicklung des eigenen Schiefergas-Sektors hat die EU die Notwendigkeit einer Diversifizierungsstrategie als Gegenentwurf zu einer wachsenden Abhängigkeit von russischen Lieferungen erkannt. Um die strategische Lage Europas besser zu verstehen, muss man sich die möglichen alternativen Lieferanten näher anschauen und ihre Zukunftsaussichten sowie die geopolitischen Risiken kritisch bewerten.

Zu den wichtigsten Diversifizierungsmöglichkeiten zählen US-Schiefergas in Form von Flüssigerdgaslieferungen sowie Exporte durch eine Reihe von Lieferanten im Nahen Osten, im Mittelmeerraum und in der Kaspischen Region als Flüssigerdgas oder Pipelinegas über den »Südlichen Gaskorridor«. Die meisten dieser Möglichkeiten sind jedoch erst mittel- bis langfristig umsetzbar. Zudem sind zahlreiche Alternativen auch selbst mit erheblichen geopolitischen Risiken verbunden. Und schließlich hängen mögliche Versorgungslösungen von ihrer langfristigen Wirtschaftlichkeit ab.

US-Schiefergas

Derzeit sind die Vereinigten Staaten von allen möglichen alternativen Lieferanten eindeutiger Spitzenkandidat. Seit 2006 haben sich durch die Schiefergas-Exploration die nachgewiesenen Erdölreserven der USA um 2,5 Billionen Kubikmeter (tcm) – mehr als die gesamten nachgewiesenen Reserven Norwegens – auf derzeit 8,5 tcm erhöht. 2009 haben die USA auch Russland als weltweit führenden Erdölproduzenten überholt.

Infolgedessen haben US-Unternehmen begonnen, beim Energieministerium Genehmigungen zum Export von Schiefergas in Form von Flüssigerdgas zu beantragen. Bis jetzt wurden 14 Flüssigerdgas-Exportvorhaben in Länder ohne Freihandelsabkommen genehmigt, und rund 40 weitere Projekte werden derzeit geprüft. Somit werden die USA wohl in naher Zukunft zu einem wichtigen Exporteur von Erdgas. Die 14 genehmigten Terminals verfügen über eine Kapazität von 144 Milliarden Kubikmeter (bcm) pro Jahr. Dies entspricht mehr als

der gesamten jährlichen Exportmenge von Katar, dem derzeit weltweit führenden Exporteur von Flüssigerdgas.

Es ist jedoch keineswegs sicher, dass letztendlich große Mengen US-Flüssigerdgas nach Europa gelangen werden. Zwar haben die höheren Gaspreise im Ausland Exportanreize geschaffen, aber die Flüssigerdgas-Projekte stoßen im eigenen Land auf Widerstand. Beispielsweise hat der US-amerikanische Petrochemiesektor, angeführt von Dow Chemical, eine Kampagne gegen Gasexporte gestartet, wobei angeführt wird, die USA sollten sich stattdessen auf den Erhalt eines Wettbewerbsvorteils im Industriesektor konzentrieren. Und zahlreiche konservative Gruppen, einschließlich der Tea Party, sind grundsätzlich gegen Energieexporte aller Art, da sie diese als mit dem Ziel der Energieunabhängigkeit unvereinbar ansehen.

Zudem gehen mit den derzeit gesunkenen weltweiten Ölpreisniveaus auch niedrigere an den Ölpreis gekoppelte Gaspreise einher, was die Wirtschaftlichkeit der Flüssigerdgas-Exporte gefährdet. Selbst wenn die globalen Ölpreise wieder anziehen, werden die US-Exporte in erster Linie dorthin gehen, wo die größten Gewinnspannen sind. Asien macht immer noch 75 Prozent des weltweiten Flüssigerdgas-Markts aus, und zahlreiche Experten gehen davon aus, dass die Preise dort, vor allem aufgrund fehlender tragfähiger Alternativen, letztendlich wieder ansteigen werden.

Nichtsdestotrotz sind die Vereinigten Staaten kurz- und mittelfristig der wahrscheinlichste Kandidat für eine alternative Versorgung. Insbesondere das Rekord-Handelsdefizit der USA sowie die im Vergleich zu den »Henry Hub«-Preisen höheren europäischen Preisniveaus setzen Anreize für eine Steigerung der Exporte des Landes. Zudem besteht die Möglichkeit, dass die Europäer bereit sind, höhere Preise, oder sogenannte Sicherheitszuschläge, zu zahlen, um ihre Versorgung zu diversifizieren und die Energiesicherheit zu erhöhen. Dies ist jedoch aufgrund der fehlenden Bereitschaft der europäischen Öffentlichkeit, den Verbrauch fossiler Brennstoffe zu subventionieren, ziemlich unwahrscheinlich.

Wie dem auch sei, die ersten Flüssigerdgas-Exporte könnten bereits 2016 starten, wobei die meisten Projekte zwischen 2017 und 2019 anlaufen sollen. Und schließlich könnten die europäischen Importeure, selbst wenn der Großteil der US-amerikanischen Flüssigerdgas-Exporte nicht nach Europa geht, dennoch von den durch einen stärkeren Wettbewerb bedingten mittelbaren Auswirkungen auf die Gasmärkte profitieren und ihre Verhandlungsposition gegenüber ihren derzeitigen Lieferanten stärken.

Aserbaidshans und der Südliche Gaskorridor

Es ist davon auszugehen, dass Aserbaidshans mit nachgewiesenen Reserven von etwa 0,9–2,55 tcm mittelfristig ein wichtiger Gaslieferant für die Türkei und die EU wird. Die wichtigsten Entwicklungsmaßnahmen des Landes konzentrieren sich auf das Gasfeld Schah Denis II im südlichen Kaspischen Meer. Die Genehmigung der Trans-Adria-Pipeline (TAP) durch das Schah Denis Konsortium im Juni 2013 war ein Durchbruch auf dem Weg zur Umsetzung des Südlichen Gaskorridors, der die Beförderung kaspischer Gaslieferungen und möglicher zusätzlicher Lieferungen aus dem Nahen Osten über die Türkei nach Europa ermöglicht.

Die Anfangskapazität der TAP von 10 bcm Gas pro Jahr soll den europäischen Märkten ab 2019 zur Verfügung stehen. Durch eine spätere Erweiterung könnte die Menge verdoppelt werden. Auch wenn die TAP einen Beitrag zur Diversifizierung der Versorgung der EU leistet, so ist sie jedoch kein Allheilmittel, da ihre Anfangskapazität weniger als 5 Prozent des jährlichen Gasbedarfs Europas entspricht.

Östliches Mittelmeer

Die Entdeckung umfangreicher Gasvorkommen im östlichen Mittelmeer hat die Möglichkeit eröffnet, dass die Region ein weiterer alternativer Gaslieferant für die europäischen Verbraucher wird. Erste Schätzungen der Offshore-Reserven vor der Küste Israels und Zyperns liegen bei um die 1,1 tcm. Aufgrund der geopolitischen Lage – insbesondere der Spannungen zwischen der Türkei, Zypern und Israel – gestaltet sich die Förderung jedoch schwierig.

Ein mögliches Exportszenario ist der Bau einer Pipeline vom israelischen Leviathan-Feld über Zypern bis in die Türkei. Dieses Vorhaben würde nicht nur den Belangen der vom Gas abgeschnittenen Türkei entgegenkommen, sondern könnte auch zur Diversifizierung der europäischen Versorgung beitragen, da ein Teil der Ressourcen in die TAP eingespeist werden könnte. Der israelische Energieminister Silvan Shalom stellte eine alternative Lösung vor. Sie umfasst den Bau einer wesentlich längeren East-Med-Gaspipeline, die auch die Gasfelder von Israel und Zypern miteinander verbinden, aber dann nach Griechenland führen würde.

Bei der Erschließung des Potenzials des östlichen Mittelmeerraums als bedeutender Lieferant für Europa gilt es in jedem Fall erhebliche geopolitische Hindernisse zu überwinden. Zudem wären Investitionen von mehreren Milliarden Euro erforderlich. Selbst wenn es gelingt, diese Herausforderungen zu

bewältigen, stünden größere Gaslieferungen für Europa erst mittel- bis langfristig zur Verfügung.

Autonome Region Kurdistan

Die Autonome Region Kurdistan verfügt über große Erdgasreserven, die auf 2,8 bis 5,7 tcm geschätzt werden. Selbst die konservativsten Schätzungen würden ausreichen, um den gesamten Bedarf Europas für mehr als fünf Jahre zu decken. So steht der Nordirak im Begriff, mittel- bis langfristig ein wichtiger Akteur im Erdgassektor zu werden.

Die wahrscheinlichste Exportmöglichkeit wäre die Beförderung über eine Pipeline in die Türkei, von wo ein Teil der Lieferungen über die TAP auf die europäischen Märkte gelangen würde. Die kurdische Regionalregierung (KRG) betont fortwährend, ihr Hauptfokus liege aufgrund der Nähe und der strategischen Lage auf Pipelinegas-Exporten in die Türkei.

Energielieferungen aus der Autonomen Region Kurdistan an die Nachbarmärkte stehen jedoch einige gravierende Herausforderungen im Wege. Ankaras Eskalation des Konflikts mit der PKK hat in Verbindung mit der sich verschlechternden Sicherheitslage in der gesamten Region angefangen, die strategische Beziehung der KRG mit der Türkei zu belasten. Zudem bleibt Erbils Verhältnis zur Zentralregierung in Bagdad, auch aufgrund von Differenzen bezüglich der Nutzung der Energieressourcen des Landes, schwierig. Trotz der tiefgreifenden wirtschaftlichen Entwicklung der Autonomen Region Kurdistan ist der Irak als Ganzes weiterhin ein schwacher Staat, und der Vormarsch der Truppen des Islamischen Staates in kurdische Gebiete im Sommer 2014 konnte nur mit US-Luftangriffen verhindert werden. Solange die Sicherheitslage ungewiss bleibt, stellt die großangelegte Entwicklung der Erdgasressourcen der Autonomen Region Kurdistan eine gewaltige Herausforderung dar.

Iran

Mit, nach Angaben von BP, geschätzten 33,6 tcm Erdgas liegt der Iran noch vor Russland und verfügt über die weltweit größten Reserven. Somit hat der Iran das Potenzial, ein bedeutender Akteur des weltweiten Gassektors zu werden. Sein angespanntes Verhältnis zur internationalen Gemeinschaft in Zusammenhang mit seinem Atomprogramm und die straffen Sanktionen der westlichen Nationen haben jedoch bislang die Entfaltung des Potenzials des Landes und seine Entwicklung hin zu einem großen Gasexporteur verhindert.

Hinzu kommt, dass der Iran unter einer veralteten Infrastruktur und er-

heblicher Ineffizienz leidet. Trotz seiner riesigen Reserven ist das Land de facto Nettoimporteur von Erdgas, da es weiterhin jedes Jahr rund 11 bcm abfackelt. Dies entspricht beinahe dem gesamten Jahresoutput von Aserbaidschan. Zudem ist der Landesverbrauch der weltweit drittgrößte, was zum großen Teil auf umfangreiche staatliche Subventionen zurückzuführen ist.

Das iranische Potenzial war bisher nicht erschließbar, doch ein kürzlicher Durchbruch bei den Verhandlungen zwischen den P5+1 und dem Iran lässt auf einen grundlegenden Wandel dieser Situation hoffen, sofern der Iran seine Zusicherungen einhält und die Sanktionen ab Dezember 2015 schrittweise aufgehoben werden.

Der iranische Energiesektor benötigt dringend Investitionen. Bisher wurden die Geschäftsbedingungen für ausländische Unternehmen als relativ unattraktiv eingeschätzt. Doch der Iran hat angekündigt, bei einer anstehenden Konferenz in 2016 eine neue Art von Verträgen – die sogenannten Iranian Petroleum Contracts (IPC) – vorzustellen. Diese Veränderungen sollten helfen, die Anreize für dringend benötigte Investitionen in die iranische Energieinfrastruktur zu schaffen. Die möglichen Renditen sind, nicht zuletzt aufgrund der erheblichen Reserven des Landes, enorm. Zudem haben iranische Projekte eine sehr hohe Erfolgsquote von geschätzt 79 Prozent, der ein globaler Durchschnitt von rund 30 bis 35 Prozent gegenübersteht. Folglich haben potenzielle Investoren bereits damit begonnen, neue Chancen auszukundschaften.

Die wahrscheinlichste Exportmöglichkeit für den Iran wäre der Flüssigerdgasexport auf globale Märkte, einschließlich Europa. So würde der Iran dem bei großen Lieferanten vorherrschenden allgemeinen Trend folgen, im Bestreben einer Diversifizierung der Nachfrage den Schwerpunkt auf Flüssigerdgas-Entwicklung zu setzen, während Importeure eine Erweiterung ihres Lieferantensamms anstreben. Mit seinen großen Reserven wäre der Iran in der Lage, den Wettbewerb auf den Weltmärkten stark zu beeinflussen. Allein die restlichen South-Pars-Phasen würden ausreichen, um seine jährliche Produktionskapazität um 160 bcm zu steigern. Sofern sich die politische Lage weiter verbessert, hat der Iran das Potenzial zu einer weltweiten Energiemacht zu werden. Jedoch sind auch bei einer anhaltenden Verbesserung des politischen Klimas riesige Investitionen und viele Jahre erforderlich, ehe sein Potenzial verwirklicht werden kann. Daher kann der Iran allenfalls langfristig eine Versorgungsalternative für Europa darstellen.

Australien

Australien ist bereits der drittgrößte Exporteur von Flüssigerdgas, und mit Reserven von über 3,7 tcm und geschätzten 318 bcm, die bis 2018 in Produktion

gehen, wird seine Bedeutung unweigerlich steigen. Im vergangenen Jahrzehnt hat der australische Gassektor Investitionen von über 200 Milliarden USD verzeichnet. Zu den jüngsten Entwicklungsprojekten gehört das weltweit erste Flüssigerdgas aus Methan in Kohleflözen.

Jedoch steht das Land, während es sich anschickt, Katar als weltweit führendem Exporteur von Flüssigerdgas den Rang abzulaufen, vor einer Reihe schwerwiegender Herausforderungen. Ein verschärfter Wettbewerb, insbesondere aufgrund der Entwicklung von US-Schiefergas, und relativ niedrige an den Ölpreis gekoppelte Gaspreise werden es den eher kostspieligeren Flüssigerdgas-Unternehmungen des Landes wohl schwer machen, wettbewerbsfähig zu bleiben. Somit ist unklar, ob es Australien gelingen wird, genügend Kapital zur Durchführung seiner ehrgeizigen Projekte anzuwerben. Zudem hat eine Reihe von australischen Flüssigerdgas-Entwicklungen »Kostenexplosionen« verzeichnet. Australische Projekte kosten schätzungsweise 20 bis 30 Prozent mehr als vergleichbare Projekte in Nordamerika oder Ostafrika, weshalb die Kostenkontrolle eine noch größere Herausforderung darstellt.

Somit ist es unwahrscheinlich, dass Australien kurzfristig eine gangbare Alternative für Europa wird. Selbst mit einer verbesserten Kostenkontrolle und bei einer Erholung des globalen Ölpreises kann es gut sein, dass die Hauptmärkte für australisches Flüssigerdgas in Asien liegen. Jedoch könnte eine Steigerung der Gaslieferungen nach Asien zu einer Verlagerung der Beschaffung führen, wodurch Europa andere Angebote zur Verfügung stünden. Außerdem würde ein stärkerer Wettbewerb für einen Abwärtsdruck auf die asiatischen Preise sorgen, was dazu beitragen würde, den europäischen Markt für globale Lieferanten attraktiver zu machen.

Wie geht es weiter?

Die Aussicht auf zusätzliche Gaslieferanten und einen stärkeren Wettbewerb auf den weltweiten Gasmärkten stellt eine positive Entwicklung für Europa und andere gasverbrauchende Regionen dar. Es ist jedoch auch offensichtlich, dass – vielleicht mit Ausnahme des amerikanischen Flüssigerdgases – die meisten Alternativen zu russischen Gaslieferungen nicht kurzfristig verfügbar werden und alle hier erörterten Möglichkeiten verschiedenen Einschränkungen und Herausforderungen unterliegen. Zudem sind zahlreiche künftige Exportoptionen selbst mit erheblichen geopolitischen Risiken verbunden. Selbst wenn diese Hindernisse letztendlich überwunden werden können, müssen die wirtschaftlichen Bedingungen tragfähig sein, damit Europa echte Alternativen zu russischem Gas zur Verfügung stehen, was keineswegs sicher ist.

In der absehbaren Zukunft muss sich Europa dann zur Deckung eines er-

heblichen Anteils seines Energiebedarfs auf Russland verlassen. Zwar ist es im Interesse Europas, weiterhin Diversifizierungsmöglichkeiten zu sondieren, aber es muss auch zusätzlich eine Strategie der fortgesetzten Zusammenarbeit auf Basis einer wechselseitigen Abhängigkeit verfolgen. Die Energiezusammenarbeit zwischen Europa und Russland besteht in der Tat schon seit über 50 Jahren und hat einige der schlimmsten Phasen des Kalten Krieges überstanden. Das deutsch-sowjetische Röhren-Erdgas-Geschäft aus dem Jahr 1970 basierte auf beiderseitigen Interessen, und die darauffolgende Entspannungsphase half dabei, den Weg für die Wiedervereinigung Deutschlands und das Ende der Teilung Europas zu ebnen.

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass Energiesicherheit aus Sicht der Exportländer Nachfragesicherheit bedeutet. Somit ist Russland ebenso von einem zuverlässigen Kundenstamm abhängig. Trotz Moskaus Bemühungen um eine Diversifizierung seiner Exportziele entfallen weiterhin 70 Prozent seiner Gasexporte auf Europa. Darüber hinaus ließ die kürzliche Abschwächung der chinesischen Wirtschaft Zweifel aufkommen, ob die von Moskau und Peking 2014 vereinbarten Projekte tatsächlich verwirklicht werden.

In der Zwischenzeit wird die europäisch-russische Energiezusammenarbeit trotz aktueller politischer Differenzen fortgesetzt. Beispielsweise entschied Gazprom, den 3. und 4. Strang der Nord Stream Pipeline in Zusammenarbeit mit Shell, E.ON und OMV auszubauen. Außerdem wurde im zweiten Quartal 2015 ein Anstieg der russischen Gaslieferungen an Deutschland um fast 50 Prozent, der größte Anstieg seit 2010, verzeichnet. Der Aufstieg unabhängiger Energieunternehmen in Russland, wie Novatek, liefert weitere Argumente für die Fortsetzung der Zusammenarbeit und stellt auch eine positive Entwicklung für beide Regionen dar, da er den Wettbewerb belebt und so die Effizienz verbessert und Europas Versorgungsmöglichkeiten erweitert.

Zusammengefasst ist Interdependenz als ergänzende Strategie zu den fortgesetzten Diversifizierungsbemühungen sowohl bewährt als auch eine fundamentale Wirklichkeit. Dies hat erhebliche Auswirkungen, die weit über den Bereich Energie an sich hinausgehen, da es die Notwendigkeit eines pragmatischen außenpolitischen Ansatzes gestützt auf fortgesetzten Dialog und die Verfolgung gemeinsamer Interessen unterstreicht. Die friedliche Koexistenz und die Aufrechterhaltung von Formen der Zusammenarbeit, die beiden Seiten zum Vorteil gereichen, dürfen durch berechtigte Unstimmigkeiten nicht in Gefahr geraten.

Beim Thema Energie wird dieser Ansatz den Sicherheitsanforderungen beider Seiten gerecht, denn Russland ist ebenso von zuverlässigen Partnern abhängig. Darüber hinaus erfordert die kontinuierliche Interdependenz regelmäßige Interaktionen, was positive Nebenwirkungen in anderen Bereichen hervorrufen kann. Die Nutzung der Chancen einer Interdependenz hat wesentlich

bessere Aussichten, einen Beitrag zu einer letztendlichen Annäherung zu leisten, als eine Strategie der Konfrontation und Isolation. Damit dies machbar ist, müssen Europa und Russland einen neuen Modus Vivendi finden.

