

Außenpolitische Strategien
müssen zu
energiewirtschaftlichen
Realitäten passen

Europas Erdgasversorgung

Wolfgang Saam

Die Sicherheit europäischer Erdgasimporte wird häufig geopolitisch diskutiert, besonders seit der Gaskrise zwischen Russland und der Ukraine. Zwar hängen Europas Erdgasimporte in der Tat von der Verlässlichkeit Russlands als Energielieferant ab sowie von alternativen Importkorridoren und der Errichtung neuer Pipelines. Doch eine enge Fokussierung auf geopolitische Szenarien und staatliche Machtpolitik verstellt den Blick auf die ökonomischen Faktoren, die Europas Erdgasversorgung wesentlich bestimmen: Entscheidungskalküle von Energiekonzernen oder die Gesetzmäßigkeiten einzelner Energiemärkte. Die Frage, welche außenpolitischen Strategien einen tatsächlichen Mehrwert für Europas Erdgasversorgung bringen, erfordert zudem einen genaueren Blick auf die formellen und informellen Institutionen der internationalen Energiebeziehungen.

Drei Entwicklungen markieren im Wesentlichen das Terrain, in dem sich politische Strategien für Europas Energieversorgungssicherheit bei Erdgas bewegen können:

Erstens werden die Staaten der Europäischen Union immer weniger eigenes Erdgas fördern. Im Jahr 2007 konnte die EU noch 39 Prozent (etwa 198 Milliarden Kubikmeter) ihres Erdgasbedarfs aus eigenen Quellen decken; zusammen mit den norwegischen Importmengen machte das 56 Prozent des Gesamtbedarfs aus (siehe Eurogas: *Annual Report 2007/2008*, Brüssel 2008). Im Jahr 2020 wird die Eigenförderung der Europäischen Union

hingegen nur noch ein Drittel ihres Gesamtverbrauchs decken können, und für 2030 rechnet man mit einem weiteren Rückgang der Eigenförderung auf ein Viertel des Bedarfs (94 Milliarden Kubikmeter). Dies ist vor allem durch die rückläufige Produktion der beiden Hauptförderländer der EU bedingt: In Großbritannien sinkt die Förderung bis 2020 um mindestens fünfzig Prozent, in den Niederlanden um voraussichtlich zwanzig Prozent. Anders als in den 1970er-Jahren ist keine „neue Nordsee“ zur Schließung dieser Lücke in Sicht.

Zweitens ist es schwieriger vorherzusagen, wie die langfristige Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Europa verlaufen wird, da hier vor allem der Einfluss europäischer und nationaler Klimapolitik eine noch weitgehend unbekannt große Größe darstellt. Wie viel Erdgas Europa tatsächlich verbrauchen wird, hängt nicht nur vom Strommix seiner Staaten ab, sondern auch davon, in welchem Umfang Effizienzmaßnahmen greifen und wiesich der Gaspreis im Vergleich zu Konkurrenzprodukten entwickeln wird. Dennoch ist sicher: Für 2030 ist wegen des verstärkten Erdgaseinsatzes zur Stromproduktion mit einem moderat steigenden Erdgasverbrauch von derzeit 505 Milliarden Kubikmetern auf etwa 600 Milliarden Kubikmeter zu rechnen (European Commission: *European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2007*, Luxembourg 2008).

Drittens wird der Importbedarf der Europäischen Union in jedem Fall steigen, unter den gegebenen Umständen

liegt allein der zusätzliche Importbedarf bei mindestens 150 Milliarden Kubikmetern. Während die EU-Staaten im Jahr 2007 61 Prozent ihres Bruttoinlandsverbrauchs an Erdgas aus Drittstaaten importierten (circa 300 Milliarden Kubikmeter), ist für 2030 mit einem Importbedarf von etwa 500 Milliarden Kubikmetern zu rechnen, was einer Importquote von 84 Prozent entspricht (ebenda).

Was sind die wirtschaftlichen und politischen Konsequenzen dieser Entwicklung? Unstrittig ist, dass die Hebel sowohl auf der Nachfrageseite (Effizienzsteigerung) als auch auf der Angebotsseite (Biogaseinspeisung) angesetzt werden müssen. Zusätzliche Erdgasmengen müssen nach Europa gebracht werden, um den zukünftigen Bedarf zu decken. Global gesehen, stehen dazu auf absehbare Zeit ausreichende Erdgasmengen zur Verfügung. Während die kumulierten konventionellen Ölreserven bis 2030 um 22 Prozent abnehmen sollen, wird im selben Zeitraum mit einem Anstieg der weltweiten Gasreserven von neun Prozent gerechnet. Auch der Reservenwiedergewinnungsfaktor ist bei Erdgas besser als bei Erdöl. Die internationalen Ölmultis um Shell und BP konnten 2006 trotz starker Abschottungstendenzen in vielen Förderländern 118 Prozent ihrer durch Produktion aufgezehrten Erdgasreserven mittels Neuentdeckungen ersetzen. Die dringenden wirtschaftlichen Herausforderungen liegen momentan darin, die drohende Investitionslücke in der Exploration und Entwicklung von Gasreserven (*Upstream-Bereich*) zu schließen sowie die Transportinfrastruktur auszubauen. Einzelne Pipelineprojekte gegeneinander auszuspielen ist deshalb nicht sinnvoll – auch vor dem Hintergrund des mittelfristigen Ziels eines europäischen Energie-Binnenmarktes.

Für Europa kommt es vielmehr darauf an zu prüfen, ob Alternativen zu bestehenden Markt- und Importstrukturen

existieren, welche langfristig die Versorgungssicherheit erhöhen können. Wirtschaftlich betrifft dies Flüssiggas als Alternative zur in Kontinentaleuropa dominierenden Pipelineversorgung, die an die Ölpreisentwicklung gebunden ist. Im politischen Bereich müssen die Europäer ihr Verhältnis zu den erstarkten Gasproduzenten definieren und die heutige institutionelle Ausgestaltung der internationalen Gasbeziehungen einem kritischen Blick unterziehen.

Optionen einer veränderten Erdgasversorgung?

Die Erdgasversorgung in Kontinentaleuropa ist durch zwei strukturelle Faktoren geprägt: Der leitungsgebundene Erdgastransfer durch Pipelines macht den Großteil der EU-Importmengen aus (circa 87 Prozent), und diese Erdgasmengen sind wegen der langen Vertragslaufzeiten und der immensen Investitionssummen in der Regel an die Entwicklung des Ölpreises gebunden. Wegen seiner Unabhängigkeit gegenüber Transitkonflikten bietet sich Flüssiggas (*Liquefied Natural Gas: LNG*) als Alternative zum pipelinegebundenen Erdgastransport an, kann aber nicht ausschließlich als Flexibilisierungsprogramm europäischer Erdgasverbraucher gesehen werden. LNG dient schließlich ebenso Energieproduzenten als Instrument zur Diversifizierung und ist zudem im Normalfall teurer als Pipelinegas. Russlands Gazprom hat zum Beispiel starkes Interesse am Einstieg in das lukrative Flüssiggasgeschäft asiatischer Märkte, deren Gaseinkäufer für LNG höhere Preise zahlen als ihre europäischen Konkurrenten. Der LNG-Anteil an der weltweiten Gasnachfrage wird von derzeit sieben Prozent (191 Milliarden Kubikmeter) auf 14 bis 16 Prozent ansteigen. Dieser Trend wird auch in Europa wirksam, wo LNG heute schon 13 Prozent der Importe ausmacht und sein Anteil bis 2020 auf 18 Prozent ansteigen

wird. Viele europäische Gasunternehmen setzen auf LNG in ihrem Importportfolio als flexible Ergänzung, um Erdgas aus Regionen mit wachsenden Gasmärkten beziehen zu können.

Trotz dieses Trends wird LNG aber nicht in allen Staaten Europas gleichermaßen stark zum Einsatz kommen. Großbritannien ist als größter Gaskonsument der EU wegen seiner dramatisch rückläufigen Erdgasförderung auf LNG-Importe in großem Umfang angewiesen und baut seine Regasifizierungskapazitäten entsprechend forciert aus. In ähnlicher Situation befindet sich Spanien: Ein LNG-Ausbau bietet sich nicht nur wegen der günstigen geografischen Voraussetzungen an, sondern liegt auch im kommerziellen Interesse spanischer Gasunternehmen wie Repsol, um ihre einseitige Importabhängigkeit gegenüber der algerischen Sonatrach zu lösen. Die Situation für Deutschland ist hingegen anders, weil der Erdgasbezug aus sechs Ländern über Pipelines hinreichend diversifiziert und zudem preiswerter als LNG ist. Der Bau eines LNG-Anlandeterminals sollte deshalb keine Frage des nationalen „Muss“, sondern der kommerziellen Tragfähigkeit sein, zumal deutsche Gasimporteure anteilige LNG-Kapazitäten an ausländischen Anlandestationen wie dem Gate-Terminal in Rotterdam erwerben können. Letzten Endes bemisst sich die kommerzielle Tragfähigkeit von LNG-Regasifizierungsanlagen daran, ob Investoren im sogenannten „Open-Season-Verfahren“ ihre tatsächliche Investitionsbereitschaft nachweisen, indem sie langfristige Kapazitäten buchen.

Ölpreisbindung als Sicherung vor Preiswillkür

Spätestens seit die Ölpreise astronomische Höhen nahe der 150-Dollar-Marke pro Barrel erreicht hatten und Spekulationseffekte des Sporthandels die Gaspreise zu belasten drohten, bezogen sich Alterna-

tivvorschläge zur derzeitigen Gasmarktstruktur auch auf die in Kontinentaleuropa übliche Bindung der Gaspreise an die Ölpreisentwicklung. Angesichts der Tatsache, dass wenige große Gasproduzenten den europäischen Markt dominieren, ist die Ölpreisbindung jedoch in Europas eigenem Interesse, denn nur sie garantiert europäischen Gaseinkäufern in den Vertragsverhandlungen mit Produzenten ein gewisses Maß an Berechenbarkeit der Preise. Ein vollständig „freier“ Gaspreis existiert ohnehin nicht, da Gaspreise wegen der hohen Investitionskosten immer an die Preisentwicklung von Konkurrenzprodukten (Kohle oder Gaspreisindizes) gebunden sind. Im europäischen Markt unterliegen etwa drei Viertel der Gaslieferungen der Ölpreisbindung, bei 10 Prozent folgen die Gaspreise einem Gasindex, und bei 15 Prozent orientieren sie sich an einem anderen Energieträger. Selbst wenn Gaspreise vertraglich nicht an den Ölpreis gekoppelt sind wie etwa im britischen Markt, kann ihr Verlauf faktisch dennoch von dessen Entwicklung beeinflusst werden.

Notfallmechanismen im Krisenfall

Noch vor der jüngsten Gaskrise hatte die Europäische Kommission im Zuge der Überarbeitung ihrer Richtlinie zur Gasversorgungssicherheit den Handlungsfokus auf interne Maßnahmen gerichtet, die im konkreten Krisenfall ein effektives Krisenmanagement ermöglichen. Anschaulich hat die jüngste Krise gezeigt, dass die Energieversorgungssicherheit bei Erdgas nicht allein von großen Importkorridoren abhängt, sondern auch von einer eng vermaschten Pipelinestruktur im Hinterland, deren freie Förderkapazitäten die flexible Umlenkung von Gasmengen ermöglichen. Der Ausbau kritischer Transportinfrastruktur – wie etwa die Verbindung nationaler Ferngasleitungsnetze – muss in allen europäischen Staaten forciert und in den öst-

lichen Mitgliedstaaten der Union dadurch ergänzt werden, dass Lieferverträge mit neuen Lieferanten abgeschlossen werden, wie es die Tschechische Republik in den 1990er-Jahren getan hat.

Europa sollte seine Anstrengungen bei der Notfallvorsorge jedoch an die individuellen Voraussetzungen seiner Mitgliedstaaten anpassen. Das Verhältnis zwischen kommerziellen und strategischen Speichern sollte die Unterschiede zwischen europäischen Staaten bei Importabhängigkeit, Bezugsquellen und der Verbrauchsstruktur berücksichtigen. Der Ausbau von Gasspeichern ist sicherlich sinnvoll, kann aber aufgrund geologischer Faktoren nicht in allen europäischen Staaten gleichermaßen erfolgen, weshalb flexible grenzüberschreitende Lösungen gefragt sind. Weitere Maßnahmen zur Sicherung europäischer Krisenvorsorge sind zeitweilig aufhebbare Lieferverträge mit Industriekunden und die Bevorratung mit Alternativbrennstoffen in der Stromproduktion.

Für eine langfristige Versorgungssicherheit sollte man zudem zwei Ziele im Blick haben: *Erstens* braucht Europa starke und international aufgestellte Gasunternehmen, denn nur diese werden von den Erdgasproduzenten außerhalb der OECD als attraktive Geschäftspartner wahrgenommen. *Zweitens* gilt es, die Verbindung zwischen Europas Gasmärkten zu verbessern und ihre Liquidität zu stärken, um die Abwicklung transeuropäischer Gastransporte zu fördern.

Neuer Dialogpartner?

Das wachsende Kooperationsinteresse der erdgasfördernden Staaten im Rahmen des *Gas Exporting Countries Forum* (GECF) hat Ängste vor einer „Gas-OPEC“ geschürt. Die im GECF vertretenen 14 Staaten verfügen über 72 Prozent der weltweiten Gasreserven und 42 Prozent der täglich produzierten Erdgasmengen, während von den großen westlichen Gas-

produzenten nur Norwegen Wachstumspotenzial hat, die USA ihr hohes Produktionsniveau bestenfalls halten können und Kanada sowie Großbritannien als Gasproduzenten an Bedeutung verlieren werden. Wie im Ölgeschäft geht dies einher mit dem relativen Bedeutungsverlust westlicher Energiekonzerne gegenüber den nationalen Fördergesellschaften aus dem Nahen Osten, Venezuela und Afrika, die noch über große Mengen nicht entwickelter Reserven verfügen. Eine kartellartig agierende „Gas-OPEC“ ist trotzdem nicht zu erwarten, da die überwiegend regionale Struktur der Gasmärkte die Möglichkeit eines Gaskartells strukturell begrenzt.

Anstatt ein AngstszENARIO gegenüber einer vermeintlichen „Gas-OPEC“ aufzubauen, könnte die EU die Chance wahrnehmen, die institutionelle Verfestigung des GECF zu nutzen und in einen stetigen Dialog einzutreten, wie er mit der OPEC seit 2005 besteht. Mit dem GECF als Dialogpartner auf der Anbieterseite könnte ein Prozess begonnen werden, der gegenseitiges Vertrauen in eine verlässliche Marktentwicklung fördert. Sinnvoll wäre eine solche Entwicklung auch deshalb, weil eine „globale Energieordnungs politik“ (so Josef Braml in *Internationale Politik*, Januar 2009) der internationalen Gasbeziehungen bisher nicht zu erkennen ist. Neben einem Dialog zwischen allen Konsumenten und Produzenten sollte der unzureichenden Gasmarkttransparenz durch die Gründung eines unabhängigen Gremiums begegnet werden, analog zur Joint Oil Data Initiative des International Energy Forum. Folgerichtig wäre dann, dass es auch eine Institution der Gaskonsumenten als klaren Ansprechpartner auf der Nachfrageseite gibt. Dies ist unter dem Dach der Internationalen Energieagentur (IEA) zwar denkbar, setzt aber die Entwicklung eines markanteren „Gasprofils“ der Pariser Organisation voraus. Während die Ölinteressen

in der IEA eigenständig in der Oil Industry and Markets Division (OIMD) gegliedert sind, finden sich die Gasinteressen im Sammelbereich Energy Diversification Division (EDD) wieder. Erst seit 2006 publiziert die IEA ihren *Gas Market Review*. Hier liegt ein weiterer Punkt der oftmals angemahnten IEA-Reformagenda.

Offenlegung von Reserven

Weiteren Reformbedarf gibt es im Bereich der informellen Regeln, die im Erdgas- und Erdölgeschäft vorherrschen. Hier verhindert insbesondere die Uneinheitlichkeit des derzeitigen Klassifikations- und Offenlegungssystems der Erdölbeziehungsweise Erdgasreserven eine wirksame Markttransparenz, die für die Politik genauso wichtig ist wie für Finanzinvestoren und deren Investitionsentscheidungen im kostspieligen Bereich der Exploration und Entwicklung neuer Erdgasfelder. Die derzeitige Situation ist durch ein System unvollständiger, konkurrierender und nur ungenügend überwachter Standards gekennzeichnet. Russische Gasunternehmen verwenden neben den unter westlichen Energiekonzernen üblichen Standards auch die für ihre Reserverausweisung günstigere ABC1-Klassifikation. Hingegen müssen sich Ölfirmen mit US-Börsennotierung dem strengeren System der dortigen Finanzmarktaufsicht Securities and Exchange Commission (SEC) unterwerfen. Die Reserveklassifikation nach SEC-Standards weist aber fundamentale Mängel auf, die eine Vergleichbarkeit unmöglich machen und selbst *oil majors* wie ExxonMobil dazu bringen, ihre Öl- und Gasreserven parallel zum SEC-Standard auch nach eigenen Standards auszuweisen. Insbesondere für die in Zukunft wichtigeren nicht konventionellen Öl- und Gasreserven gibt es bisher keine einheitlichen und verbindlichen Regeln. Durch die dominante Stellung der US-Aktienmärkte hat das Modell der SEC trotz seiner Mängel die

Entwicklung eines einheitlichen Systems für Klassifikations- und Offenlegungsstandards von Erdöl- und Erdgasreserven verhindert. Weil eine evolutorische Regeletablierung hier nicht zu erwarten ist, sollten sich europäische Politiker dafür einsetzen, einen globalen Standard zur Klassifikation von Energiereserven zu etablieren. Die Markttransparenz könnte so verbessert werden, sofern die Standards durch Regulierungsbehörden effektiv durchgesetzt und in multilaterale Rahmenwerke wie das United Nations Framework Classification for Petroleum (UNFCP) eingebettet werden. Nicht zuletzt liegt solch ein Prozess auch im langfristigen Interesse der von Investitionsmitteln abhängigen Förderländer.

Zusammenfassend lässt sich festhalten: Die transnationalen Energiebeziehungen müssen auf eine kooperative und multilaterale Basis gestellt werden. Eine tragfähige Energieaußenpolitik überzeugt dann, wenn sie mehr zu bieten hat als ein Entweder-Oder zwischen Angebotsausweitung und verändertem Nachfrageverhalten. Beide Strategien sind wichtige Hebel, für Erdgas schon deshalb, weil es als emissionsarmer Energieträger unter dem derzeitigen Emissionshandelsregime in Europa verstärkt zum Einsatz kommen wird. Sollten auf internationaler Ebene Abkommen für mehr Investitionssicherheit neben den OECD-Staaten (in der Regel Netto-Energiekonsumenten) auch Schwellenländer und Energieexporteure umfassen, kann diejenige Rechtssicherheit entstehen, von der die Energiewirtschaft mit ihren langen Planungshorizonten und großen Investitionssummen abhängt. Die dafür nötige Annäherung zwischen Energiekonsumenten und -produzenten kann zwar durch multilaterale Politik angestoßen werden, ihre Umsetzung liegt aber primär in der Hand wirtschaftlicher Akteure.

Der Beitrag gibt ausschließlich die Meinung des Autors wieder.