

EU-Russland-Gasbeziehungen

Über die Bewältigung von neuen Unsicherheiten und Ungleichgewichten

Ralf Dickel / Kirsten Westphal

Die Gasbeziehungen zwischen der Europäischen Union (EU) und Russland befinden sich in einer kritischen Phase. Ein hohes Maß an Unsicherheit bringt die Balance zwischen Versorgungs- und Nachfragesicherheit ins Wanken. Langfristige Geschäftsbeziehungen stehen im Zuge neuer Marktentwicklungen und wegen des Dritten Binnenmarktpakets Energie unter Druck. In einer sich wandelnden, von zunehmendem Wettbewerb geprägten Welt müssen beide Seiten neue Mechanismen und Instrumente entwickeln, um die traditionellen Langfristverträge zu ergänzen und für einen fairen Ausgleich zwischen Nachfrage und Angebot zu sorgen. Ein guter Ansatz wäre, wenn die EU-Netzbetreiber für Gaslieferanten wie Russland die Aufgabe übernähmen, den Zugang zu allen Abnehmern in der EU zu koordinieren und sicherzustellen, und dies entsprechend den jeweils geltenden Lieferverträgen. Dann hätten die Abnehmer in der EU auch die Möglichkeit, unter mehreren Lieferanten außerhalb oder innerhalb der Union wählen.

Bei Gasfragen haben in den letzten Jahren Spannungen und Ungewissheiten im Verhältnis zwischen der EU und Russland zugenommen. In einer Hochphase ihrer Energiebeziehungen richteten beide Seiten im Jahr 2000 einen Energiedialog ein. Kurz zuvor hatte Romano Prodi, der damalige Präsident der EU-Kommission, angekündigt, das Volumen des von der EU importierten russischen Gases zu verdoppeln. Ziel des bilateralen Energiedialogs war ein noch stärker verdichteter gemeinsamer Energie-raum. Die Annäherung erwies sich jedoch als eher schwierig. Der russisch-ukrainische Gasstreit von 2006 veränderte Russlands Beziehungen zur EU ganz erheblich. Dass sich aus russischer Sicht mit der Auflösung

der Sowjetunion simple Transportangelegenheiten in Transitfragen wandelten, war den westeuropäischen Abnehmern lange Zeit ebenso wenig bewusst wie die Problematik, die damit einherging. Russland ist in diesen Fragen aber hoch sensibilisiert. In den Energiedebatten der EU wurde die Versorgungssicherheit zum vorherrschenden, dabei nahezu ausschließlich mit Erdgaslieferungen aus Russland assoziierten Thema. Gleichzeitig veränderte die EU 1998 mit der ersten Gasrichtlinie und 2003 mit der zweiten Richtlinie die europäischen Gasmärkte nachhaltig.

Das Jahr 2009 erwies sich als Wendepunkt. Die EU-27 zog Lehren aus der neuerlichen russisch-ukrainischen Gaskrise

von Anfang des Jahres und rückte nun die »Interkonnektivität« des europäischen Marktes in den Mittelpunkt. Ein funktionierender und integrierter Binnenmarkt wurde allgemein als Garant für eine höhere Versorgungssicherheit angesehen. Das Prinzip der Solidarität in Energiefragen wurde in Artikel 194 des 2009 in Kraft getretenen Vertrags von Lissabon aufgenommen und ist seither im EU-Primärrecht verankert.

Die Entwicklung integrierter, offener und auf Wettbewerb basierender Märkte – wie im Dritten Binnenmarktpaket Energie von Juni 2009 vorgesehen – wurde durch die fundamentalen Veränderungen auf den globalen Gasmärkten begünstigt. In den USA kam es zu einer regelrechten Revolution bei der Förderung von Schiefergas (Shale Gas): Wurden im Jahr 2000 noch weniger als 10 Milliarden Kubikmeter gefördert, waren es im Jahr 2009 bereits 88 Milliarden Kubikmeter. Ursprünglich für die Vereinigten Staaten vorgesehenes verflüssigtes Erdgas (LNG) wurde in die EU umgelenkt. Gleichzeitig sank der Bedarf im Zuge der Wirtschaftskrise. Auf den EU-Märkten kam es infolgedessen zu einer »Gas-Schwemme«. Der Anteil der LNG-Importe stieg auf fast ein Viertel aller EU-Erdgasimporte an; 2010 wurden 22 Prozent des gesamten Nettoverbrauchs mit Erdgas aus Russland gedeckt, 35 Prozent aus der Produktion der EU-Länder.

Mit dem Zufluss großer Mengen an LNG Mitte 2009 brachen die Preise für Erdgas auf den sich entwickelnden nordwesteuropäischen Spotmärkten ein. Sie lagen damit auf einmal deutlich unter dem Preisniveau der an den Ölpreis gekoppelten Gaspreise der Langfristverträge: Am britischen Handelsplatz National Balancing Point erreichten die Gaspreise im August 2009 mit 8 Euro pro Megawattstunde (MWh) ihren tiefsten Stand, während sich die Preise bei den Import-Langfristverträgen auf etwa 16 Euro/MWh bezifferten. Danach stiegen die Preise auf den Spotmärkten allerdings meist steiler an als die der langfristigen Verträge; der Abstand von mehreren Euro pro MWh blieb aber bestehen. Rück-

blickend war das Jahr 2009 auch insofern ein Wendepunkt, als viele enge Geschäftspartner über die Ölpreisbindung ihrer Langfristverträge neu verhandelten. Unterdessen machte der Energiedialog zwischen EU und Russland kaum Fortschritte, und auch die Verhandlungen über ein neues Partnerschafts- und Kooperationsabkommen kamen nur schleppend voran. Eine neue Initiative unter der Schirmherrschaft des Energiedialogs, die sich mit Entwicklungstendenzen und den Lang- und Kurzfristimplikationen der Infrastruktur befasst, ist der EU-Russland-Gasbeirat (EU Russia Gas Advisory Council, GAC).

Von stabilen Verhältnissen zu künftig erforderlicher Flexibilität

Die Gasbeziehungen zwischen der EU und Russland sind deswegen besonders eng, weil die Sowjetunion/Russland über große Gasvorkommen verfügt und die EU stark importabhängig ist. Aus westeuropäischer Perspektive hat sich der auf Langfristverträgen auf Importebene beruhende Gashandel mehr als vier Jahrzehnte lang positiv entwickelt und die bilateralen Beziehungen stabilisiert. In dieser Zeit wurde eine komplexe Gasinfrastruktur errichtet, die Russland mit den großen westeuropäischen Ländern verbindet. Russland erfüllte seine vertraglichen Lieferpflichten und die Partner in der EU kamen ihren Zahlungs- und vereinbarten Mindestabnahmeverpflichtungen nach (in der Regel etwa 80 Prozent der Pflichtliefermenge). Russland (wie auch Norwegen und Algerien) investierte in die Gasproduktion und die Infrastruktur, um seine Vertragsverpflichtungen erfüllen zu können. Auf EU-Seite beruhte die »Zahlungsgarantie« der importierenden Unternehmen (die gegenwärtigen Vertragspartner von Gazprom) darauf, dass sie die jeweils vereinbarten Abnahmemengen und Preise an ihre Abnehmer in den nachgelagerten Marktstufen weitergeben konnten.

So erwies es sich als tiefer Einschnitt, dass diese Weitergabe nach den Markt-reformen der EU und den grundsätzlichen

Veränderungen auf dem Gasmarkt für einige importierende Unternehmen nicht mehr so einfach möglich war. In Ländern wie Frankreich oder Belgien jedoch, deren Märkte – bis hin zu den einzelnen Haushalten und Geschäftskunden – ursprünglich von einem staatlichen Monopolanbieter bedient wurden, konnten die Preise und Mindestabnahmebedingungen direkt weitergereicht werden. Auch jetzt nach der Marktöffnung und dem Wettbewerb durch neu auf den Markt kommende Unternehmen können die etablierten Unternehmen sicherstellen, dass sie ihre Verpflichtungen einhalten, indem sie sie an ihren großen Kundenstamm weitergeben.

Dagegen ist der deutsche Gasmarkt durch eine dreigliedrige Struktur geprägt: importierende Unternehmen, Stadtwerke/regionale Gasversorger und schließlich der Endverbraucher. Die Stadtwerke und regionalen Versorgungsunternehmen fungieren als Instanz, die den Bedarf der Endverbraucher aggregiert. Sie kaufen (bzw. kauften) ihr Gas von den importierenden Unternehmen, die die Nachfrage von Stadtwerken und regionalen Unternehmen bündelten und als Geschäftspartner der Gazprom agierten. Die in deutschen Gasimportverträgen festgelegten Mindest-Zahlungsgarantien waren lange Zeit über exklusive Konzessionen und Demarkationen abgesichert. Diese Absicherungen wurden im April 1998 abgeschafft, ihre Funktion übernahmen nachgelagerte Langfristverträge, in denen sich wiederum die Bedingungen der langfristigen Importverträge widerspiegelten. Im Jahr 2006 beschloss das Bundeskartellamt eine Einschränkung für nachgelagerte Langfristverträge, die bis zum 30. September 2010 angewandt werden kann: Für Mengen bis zu 50 Prozent konnten Verträge ohne zeitliche Beschränkung abgeschlossen werden, für Mengen zwischen 50 und 80 Prozent bis zu vier Jahre und für Mengen über 80 Prozent bis zu zwei Jahre laufende Verträge. Aber auch mit dieser Einschränkung konnten die Bedingungen der langfristigen Importverträge »downstream« weitergegeben werden, da es keine Über-

kapazität für die Versorgung im deutschen Markt gab. Diese Situation änderte sich schlagartig mit dem Auftreten der Gasschwemme. Nun stand auch den deutschen Abnehmern auf der zweiten Stufe ein Überangebot an Gas zur Verfügung. In der Konsequenz wird sowohl in Deutschland als auch in anderen Ländern die Möglichkeit, Mindestabnahmemengen unter Importverträgen zu garantieren, immer weiter ausgehöhlt, und dies stört die Balance zwischen Versorgungs- und Nachfragesicherheit.

Die Gasbeziehungen der neuen EU-Mitgliedsländer mit Russland sind jedoch ganz anders verlaufen: Während Gaslieferverträge mit dem Westen frei ausgehandelte Vereinbarungen zwischen Unternehmen waren, die ein Gleichgewicht zwischen Liefer- und Zahlungsverpflichtungen vereinbart hatten, wurden die Gaslieferungen in den ehemaligen RWG-Staaten auf staatlicher Ebene ausgehandelt. In der Regel haben Ministerien oder staatliche Unternehmen die Gasgeschäfte abgewickelt, die häufig auf Bartergeschäften beruhten. So wurde beispielsweise Gas im Tausch gegen die Beteiligung am Bau von großen Pipelines und/oder als Kompensation für Transitgenehmigungen geliefert. Historisch, aber auch geographisch bedingt sind viele der neuen EU-Mitglieder in ihrer Gasversorgung fast zu 100 Prozent von Russland abhängig. Während Nordwesteuropa über Pipelines mit Russland, den Niederlanden und Norwegen sowie mit dem britischen Markt und verschiedenen LNG-Terminals verbunden ist, hängen die neuen EU-Mitgliedstaaten physisch von den Gaspipelines aus Russland ab. Seit 2009 wurden allerdings die Möglichkeiten ausgebaut, die Gasflussrichtung umzukehren (was die Tschechische Republik und Ungarn bereits konnten). Dennoch sind Diversifizierungsmöglichkeiten eher beschränkt: auf den Ausbau heimischer Produktion (mit großen Hoffnungen auf Shale Gas), Gasimporte aus dem Kaspischen Raum sowie den Bau von LNG-Terminals. Das Dritte Binnenmarktpaket Energie erlaubt zudem virtuellen

Handel (Swapgeschäfte), was aber an der gegenwärtigen physischen Gasinfrastruktur der EU nichts ändert. Über die Europäische Energiegemeinschaft, deren Mitglieder sich zur Umsetzung der einschlägigen EU-Regeln verpflichtet haben, wird der Geltungsbereich der Energie-Binnenmarktpakete auch auf die Ukraine, Moldawien und die Staaten des Balkan ausgeweitet.

Das Dritte Binnenmarktpaket Energie: Was ist im Interesse Russlands ... und der EU?

Zunächst ist der Ansatz der EU, einen offenen und auf Wettbewerb ausgerichteten Erdgasbinnenmarkt zu schaffen, eine rein EU-interne Angelegenheit. Russland, das am meisten Gas in die EU exportiert, sieht davon gleichwohl seine Interessen, seine Marktposition und seine Investitionen negativ berührt, auch und gerade mit Blick auf die Planbarkeit und die Abwicklung seiner zukünftigen Gaslieferungen an die EU. Nicht zuletzt aufgrund seiner Vorliebe für die traditionelle vertragliche Organisation des Gasmarktes äußert Russland daher auch erhebliche Vorbehalte gegen einen auf Wettbewerb und freiem Handel beruhenden Gasmarkt. Einige von Russland kritisierte Aspekte weisen indes auf Hürden hin, die der von der EU angestrebten Gasmarktentwicklung, aber auch den Interessen beider Seiten entgegenstehen. Die EU sollte daher für die russischen Bedenken ein offenes Ohr haben, denn wenn in Bezug auf die Nachfragesicherheit zu große Ungewissheit besteht, wird Russland kaum im nötigen Ausmaß in Produktion und Infrastruktur investieren.

Für die russische Gazprom stellt sich außerdem die Frage, wie der komplexe und weite Gastransport durch die EU zu den Abnehmern organisiert wird, wenn erst einmal die alte Struktur der langfristigen Verträge auf der Importebene verschwunden ist – und/oder vor allem die mit ihnen einhergehenden langfristigen Transportverträge. Dabei steht auch das Vorhaben der EU, einen auf einem »Entry-Exit«-System

basierenden Erdgasbinnenmarkt zu schaffen, immer noch vor großen Problemen. Derzeit existieren mehr als 20 virtuelle Marktgebiete in der EU, die im Wesentlichen den Territorien jener EU-Mitgliedstaaten entsprechen, die über einen Gasmarkt verfügen. In Deutschland haben die Übertragungsnetzbetreiber zwischen 2006 und 2011 eine radikale Marktumorganisation vollzogen und die Zahl der Marktgebiete von 19 auf 2 reduziert.

Wie die Regulierungen, Netzwerkcodes, Steuern usw. zwischen den verschiedenen EU-Ländern harmonisiert werden können, wird im Hinblick auf das Zielmodell für die europäischen Gasmärkte (Gas Target Model) diskutiert. Nach dem aktuellen Entwurf des Zielmodells würden die Exporteure für jedes Marktgebiet, durch das ihr Gas transportiert wird, an den jeweiligen Einspeise- und Ausspeisepunkten Transportkapazitäten ersteigern. Dabei sind die Marktgebiete in den jeweiligen EU-Ländern noch unabhängig voneinander und die Verfahren zur Ersteigerung von Transportkapazitäten unterschiedlich organisiert. Als Folge entsteht bei Lieferanten (und Abnehmern) Unsicherheit darüber, ob die zur Erfüllung eines Liefervertrags benötigten »Entry«- und »Exit«-Kapazitäten gleichzeitig in den jeweiligen Transportnetzen der Mitgliedstaaten organisiert werden können. Vor allem ist noch die Frage offen, wie mit vorübergehenden oder langfristigen Engpässen umgegangen werden soll. Angesichts der Lebensdauer der vorgelagerten Infrastruktur und der hohen Investitionen auf der Upstreamseite (aber auch einiger hoher Investitionen in nachgelagerte Strukturen, z. B. neue Kraftwerke) besteht ein Interesse, dass langfristige Kapazitätsbuchungen zugelassen werden. Im Entwurf des Zielmodells ist die Möglichkeit vorgesehen, Kapazitäten auf einer Jahr-für-Jahr-Basis für bis zu 15 Jahre zu buchen. Russland wie auch andere Gasexporteure sind daran interessiert, ihr Gas in der gegenwärtigen Größenordnung zu vermarkten. Sie wollen nicht durch fehlende Transport-/Transitkapazitäten daran gehindert werden, Gas

an ihre Kunden zu liefern. Eine Lösung dieser Probleme ist auch notwendig, um den Abnehmern in der EU eine Wahl zwischen Lieferanten außerhalb der EU zu ermöglichen. Auch die EU stünde vor einem Problem, wenn große Mengen russischen oder anderen Erdgases aus Gründen vom europäischen Markt ferngehalten würde, die nicht wettbewerbsbedingt sind.

Dekarbonisierung und ein nicht gekanntes Maß an Unsicherheit

Die Bedeutung von Gas in der EU wird sich in den nächsten Jahrzehnten verändern. In Bezug auf eine integrierte Energie- und Klimapolitik bleibt abzuwarten, wie viele Mitgliedstaaten einen Dekarbonisierungskurs einschlagen und sich auf verbindliche Ziele über das Jahr 2020 hinaus verpflichten werden.

Das für 2050 anvisierte Ziel, den Ausstoß von Treibhausgasen in Industrieländern um mindestens 80 Prozent (gegenüber 1990) zu reduzieren, gestattet die Nutzung von Gas nur als Übergangslösung und/oder für die Energiegewinnung mittels Kohlendioxid-Abscheidung und -Lagerung (CCS). Gas hat einen niedrigeren Kohlenstoffgehalt, einen höheren Wirkungsgrad und lässt sich besser für die Kraft-Wärme-Kopplung nutzen als andere fossile Energieträger. Dank dieser Vorzüge könnte es in einer Übergangsperiode eine führende Rolle als Energieträger spielen. Das Ziel, den CO₂-Ausstoß bis 2050 auf nahezu null zu reduzieren, impliziert allerdings, dass Gas wie alle fossilen Brennstoffe nur noch in einigen Nischenbereichen eingesetzt werden kann. Die Zukunft der Erdgasnutzung ist mit großen Unsicherheiten behaftet, was auch auf unklare Signale für den Preis von Kohlendioxid-Emissionen zurückzuführen ist. Der EU-Energiefahrplan 2050 ist in dieser Hinsicht sehr aufschlussreich: Selbst im Jahrzehnt bis 2020 weichen die Szenarien für den Verbrauch von Gas deutlich voneinander ab: Von einem Rückgang um 5,6 Prozent reichen sie bis zu einem Anstieg um 20,7 Pro-

zent. Die von der Bundesnetzagentur für Deutschland bestätigten Szenarien im Jahr 2022 schwanken ebenfalls: Der Rückgang des Gasbedarfs wird auf zwischen 3 bis 19 Prozent geschätzt, die Entwicklung der Importe auf zwischen plus 6 und minus 14 Prozent gegenüber 2009.

Die Frage ist, wie schnell und wie wirkungsvoll die Pläne für ein kohlenstoffarmes Energiesystem verwirklicht werden können. Die konkretesten nationalen Pläne zur Reduzierung der Treibhausgase finden sich im britischen Klimaschutzgesetz (Climate Change Act) von 2009, in Deutschlands Energiekonzept von 2010 (mit Änderungen von 2011) und im dänischen Energieabkommen von 2012. Der Konsens über eine integrierte EU-Klima- und -Energiepolitik ist mit Fragezeichen versehen, die künftige Nutzung der Atomenergie in der EU nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima im März 2011 offen. Die in der EU betriebenen Atomkraftwerke altern; zurzeit sind nur wenige neue Anlagen über die Planungs- und Genehmigungsphase hinaus oder befinden sich im Bau. Selbst wenn der politische Wille vorhanden wäre, den Anteil der Atomenergie im Energiemix zu steigern, bliebe die Frage, ob entsprechende Projekte wirtschaftlich und finanziell zu realisieren sind und ob sie öffentliche Akzeptanz finden. Allerdings wird die deutsche Energiewende auf andere (EU-) Länder ausstrahlen, indem sie (i) demonstriert, dass Dekarbonisierung bei gleichzeitigem Atomausstieg machbar ist, und (ii) technologische Entwicklungen und Kostensenkungen fördert und dazu beiträgt, dass neue, kommerziell zu nutzende erneuerbare Energien erschlossen werden.

Bis jetzt spielt aus Gas erzeugter Strom in Deutschland noch keine große Rolle als Ersatz für atomar erzeugten Strom: Die meiste Zeit ist die Differenz zwischen dem Preis für Erdgas und dem Preis für den aus ihm gewonnenen Strom (spark spread) negativ. Folglich lässt sich Gas für die Stromerzeugung nicht rentabel nutzen. Der Preis für Kohlendioxid (Emissionsrechte) liegt bei unter 10 Euro pro Tonne –

und ist damit zu niedrig, um wesentliche Veränderungen im Sektor herbeizuführen.

Der EU stehen schwierige Diskussionen über zukünftige Präferenzen beim Energiemix, über die Gestaltung des Energiemarktes und über den Emissionshandel bevor. Je nach eingeschlagenem Pfad kann es im Wärmesektor zu einem erheblichen Einbruch der Nachfrage nach Gas kommen; genauso gut könnte aber auch die Nachfrage nach Gas für die Stromerzeugung rasch ansteigen, sodass mehr Gas importiert werden müsste. Unsicherheiten, die über normale Konjunkturschwankungen hinausgehen, wirken aufgrund der Langfristigkeit und Gebundenheit der Investitionen in Gasinfrastruktur investitions-hemmend. Die bestehende Situation einer beispiellosen, teilweise politisch bedingten und induzierten Unsicherheit verlangt nach einem politischen Dialog zwischen Abnehmer- und Lieferantenländern.

Russland auf Basis komplementärer Interessen einbeziehen

Die an Bodenschätzen arme, aber technologisch weit entwickelte EU wird eine Strategie verfolgen, die sie unabhängiger von Ressourcenimporten machen und ihr die Chance bieten wird, zum Vorreiter bei den neuen Technologien zu werden. Dem an Bodenschätzen reichen Russland sollte bewusst sein, dass dies im ureigenen Interesse der EU und ihrer Mitgliedstaaten liegt. Auch wenn das internationale Recht die Souveränität über Bodenschätze postuliert, hängt der für die Bodenschätze erzielbare Ertrag von Angebot und Nachfrage auf globaler Ebene ab, die zudem stark von technologischen Entwicklungen beeinflusst werden. Russland muss zur Kenntnis nehmen, dass der Wert seiner Gasvorkommen in der neuen Marktsituation sehr wahrscheinlich sinken wird. Es ist noch unklar, ob der Verlust traditioneller Marktsegmente im Wärmebereich durch den Zugewinn kompensiert wird, der sich aus der Nutzung von Gas zur Stromerzeugung ergeben könnte. Das stellt nicht nur ein Problem für

Russlands Strategie der Ressourcennutzung dar, sondern mehr noch für seine Politik der Wohlstandserzeugung. Eine Einsicht in diese Zusammenhänge könnte aber auch als Anreiz wirken, sich verstärkt um Modernisierung zu bemühen. Zumindest formal hatte Russland unter der Präsidentschaft von Dmitrij Medwedew einige Schritte vorwärts gemacht: mit dem Präsidentenerlass von 2008 zur Energieeffizienz, der Klimadoktrin und der Energiestrategie für den Zeitraum bis 2030 (beide von 2009). Darüber hinaus hat Russland sich einer Reihe von internationalen Erklärungen angeschlossen, die auf eine Begrenzung der globalen Erwärmung auf zwei Grad über dem vorindustriellen Niveau abzielen. Sehr konkret war man beim G8-Gipfel 2009, wo beschlossen wurde, die Emissionen bis 2050 um 80 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Bis jetzt lassen aber konkrete Schritte zur Verwirklichung dieses Vorhabens auf sich warten.

Gleichzeitig sollte die EU nicht die Augen vor den Herausforderungen verschließen, die im Gassektor bestehen. Es spricht einiges dafür, dass Gas in der EU noch jahrzehntelang eine bedeutende Rolle als sauberer Brennstoff spielen wird. Auf dem Weg zu einer Dekarbonisierung ist Gas in der Übergangszeit jener fossile Brennstoff, mit dem sich der CO₂-Ausstoß am besten reduzieren lässt. Zudem ist gewiss: Die Erdgasproduktion in der EU wird zurückgehen. Es bestehen Aussichten auf die Gewinnung von Shale Gas, aber der US-Boom ist kaum replizierbar. So wurden die Schätzungen über den Umfang der polnischen Vorkommen im März 2012 erheblich nach unten korrigiert (von etwa 5 auf 1,9 Billionen Kubikmeter). So ist die EU weiterhin auf verlässliche Gaslieferungen angewiesen und Russland bleibt der erste und natürliche Partner, der einen beträchtlichen Teil des Bedarfs der EU zu decken vermag. Neben Exportalternativen, die Russland sondiert, entwickelt sich auch der russische Gas- und Strommarkt weiter. In der Konsequenz könnte sich die starke Ausrichtung der Gazprom auf die EU eben-

so verändern wie die in die EU exportierten Mengen. Der russische Gasmarkt entspricht in seiner Größe etwa dem der EU. Die russischen Gaspreise sollen auf ein Niveau von Netback-Preisen angehoben werden, das den Absatz von Gas auf dem russischen Markt für Gazprom genauso lukrativ macht wie den Export in die EU. Mit einer stärker marktorientierten Preisgestaltung auf den Gasmärkten der EU und Russlands könnten sich beide Märkte eher wie kommunizierende Röhren entwickeln, die durch Preisunterschiede beeinflusst werden. So jedenfalls verhält es sich auch mit den Gasbeziehungen zwischen den USA und Kanada. Ohne die stabilisierenden Elemente von Langfristverträgen drohen der EU Versorgungsengpässe, beispielsweise bei Kälteeinbrüchen. Ohne eine entsprechende Verpflichtung auf eine gesicherte Nachfrage kann die EU von Russland auch nicht verlangen, dass es sich zu gesicherten Lieferungen verpflichtet.

Neue Mechanismen und Instrumente für dynamische Stabilität

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass zwischen Russlands großen Erdgasvorkommen und dem Importbedarf Westeuropas in den letzten vierzig Jahren ein Verhältnis fruchtbarer Komplementarität bestand. Die Gasbeziehungen wurden durch langfristige Verträge auf Importebene organisiert, mit denen ein fairer Ausgleich zwischen Versorgungs- und Nachfragesicherheit hergestellt wurde. Mittlerweile haben sich die Zeiten aber geändert.

Russland sollte die EU-Politik, die auf die Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes abzielt, ebenso ernst nehmen wie ihre Klimapolitik, auch wenn das bedeutet, neuen Unsicherheiten gegenüberzustehen und sich von dem vertrauten Instrument der Langfristverträge zu verabschieden. Die Verwertung der russischen Gasreserven in Form von Exporten in EU-Länder wird nicht mehr so reibungslos vonstattengehen wie in der Vergangenheit. Gefordert ist ein flexiblerer Vermarktungs-

ansatz. Sich nicht an die neuen Marktstrukturen in der EU anzupassen – und sich darüber hinaus auch den neuen Realitäten des Gasmarkts zu verschließen – hieße, wirtschaftliches Scheitern und unnötige Konfrontation zu riskieren.

Die Diversifizierung der Gasanbieter ist von größtem Interesse für die EU. Allerdings ist sie noch auf eine Handvoll gas-exportierender Länder angewiesen – von denen nur zwei den EU-Regeln unterliegen (die Niederlande und Norwegen), bei drei weiteren (Russland, Algerien, Katar) ist das nicht der Fall, ebenso wenig bei Aserbaidschan als zukünftigem Lieferanten. Die EU sollte sich davor hüten, Hürden aufzubauen, die die Gaslieferung aus diesen Ländern behindern. Das Bemühen um größere Flexibilität geht auf politische Entscheidungen zurück, aber auch auf Entwicklungen in der Technologie und auf den Märkten. In dieser grundlegend neuen Situation müssen beide Seiten nach passenden Instrumenten suchen, um Angebot und Nachfrage auf eine für beide Seiten zufriedenstellende Weise zu regeln und auszugleichen. Das ebnet den Weg für einen reibungslosen Übergang in eine neue Phase der Handelsbeziehungen und trägt dazu bei, sich gegen Volatilitäten abzusichern, die für beide Seiten gleichermaßen kostspielig sind.

Im EU-Russland-Gasbeirat wurde ein Ansatz entwickelt, wie sich Russlands Interesse an Nachfragesicherheit mit größerer Flexibilität und Wettbewerbsfähigkeit – wie sie im Dritten Binnenmarktpaket Energie vorgesehen sind – in Einklang bringen lässt: Die Fernleitungsnetzbetreiber der EU sollten untereinander sicherstellen, dass der Gastransfer im Einklang mit dem »Entry-Exit«-System von jedem Einspeisepunkt in die EU zu jedem Abnehmer oder Marktplatz innerhalb der EU möglich ist. Wie jeder andere Produzent, der Gas in die EU exportiert, könnte auch Russland sein Gas an jeden interessierten Abnehmer in der EU unter den mit dem Abnehmer vereinbarten Bedingungen verkaufen. Um die sich daraus ergebenden Lieferverpflichtun-

gen einzuhalten, könnten die Exporteure das Gas an Einspeisepunkte in der EU liefern; an den entsprechenden Ausspeisepunkten würde das Gas dann innerhalb der EU-Gasmärkte zur Verfügung stehen. Der Transport des Gases zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten müsste EU-intern koordiniert werden (zwischen den verschiedenen Netzbetreibern). Dabei wären diverse Aufgaben zu bewältigen: die Bereitstellung möglicher Routen, die Abwicklung der unterschiedlichen Besteuerung zwischen Einspeise- und Ausspeisepunkt, die Festsetzung eines integrierten Tarifs, die Aufteilung der Einnahmen zwischen den beteiligten Netzbetreibern usw. Das wäre kein leichtes, aber doch zu meisterndes Unterfangen, wie das deutsche Beispiel der Zusammenlegung von Marktgebieten gezeigt hat. Ein Zeitrahmen von zwei bis drei Jahren für die Implementierung erscheint zwar ambitioniert, aber nicht unrealistisch.

Ein solcher Ansatz bietet den großen Abnehmern auf den EU-Gasmärkten mehr Auswahl, da sie direkt mit den interessierten Exporteuren verhandeln und dabei die Importebene umgehen könnten. Denn die Abwicklung des Gastransports vom Einspeisepunkt in der EU durch die entsprechenden Marktgebiete zu den Abnehmern würde von den koordinierten Netzbetreibern geregelt. Russland müsste ebenso wenig wie andere Exporteure (die dies allerdings nie so explizit thematisiert haben) in den nachgelagerten Transport investieren. Stattdessen würde es die verbindliche Zusage der EU-Netzbetreiber erhalten, dass sie den Gastransfer zu den Abnehmern organisieren und die Infrastruktur gegebenenfalls um neue Kapazitäten erweitern. In Übereinstimmung mit dem aktuellen Entwurf des Zielmodells wäre eine Kapazitätsbuchung auf einer täglichen, monatlichen, vierteljährlichen und jährlichen Basis für einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren möglich. Engpässe im Netzsystem müssten durch gemeinsam ergriffene Maßnahmen der Netzbetreiber beseitigt werden, wenn nötig auch mit »Open-Season«-Verfahren für den Ausbau der Kapazitäten entlang jener

Routen, die die Netzbetreiber für die geeignetsten halten. Natürlich würde jeder Exporteur den Nachweis verlangen, dass sein Anliegen, Gas an seinen Kunden zu liefern, auch erfüllt werden kann.

Dieser Ansatz bietet Russland, wie allen anderen Gaserzeugern, ein maßgeschneidertes Instrument für die Vermarktung seines Gases. Dabei lässt er weiterhin zu, dass durch Langfristverträge das Gleichgewicht zwischen Versorgungs- und Nachfragesicherheit gewahrt bleibt, wenn auch auf einer differenzierteren, dem Importpunkt nachgelagerten Basis. Importe unter klassischen Langfristverträgen mit Lieferung auf der Grenze können immer noch eine Rolle spielen und werden von Direktlieferungen an die Endverbraucher ergänzt. Das würde mehr Flexibilität bieten und die Optimierung der Infrastruktur auf beiden Seiten ermöglichen. Wenn der russische Gasmarkt darauf zusteuert, mehr wettbewerbsorientierte Elemente aufzunehmen, könnte er sich mit den Abnehmermärkten zu einem gemeinsamen Raum der Gasversorgung entwickeln.

Ein wichtiger Schritt in Richtung eines gemeinsamen Energieraums wird sich aus Gaspreiserhöhungen in Russland auf das Netback-Niveau der Exportpreise ergeben. Denn damit würde auch die Notwendigkeit offenkundig, die Effizienz im russischen Energiesektor zu steigern. Dies würde auch den Weg zu einer echten Kooperation bei der Modernisierung und Dekarbonisierung der Energiesektoren ebnen, bei der Deutschland eine Vorreiterrolle hätte. Eine solche Kooperation sollte dem gemeinsamen Ziel verpflichtet sein, dem Klimawandel durch Technologie-Kooperation und Know-How-Austausch entgegenzuwirken. Darüber hinaus würde sie auch auf dem Austausch von Erfahrungen beruhen und Investitionen erfordern. Über die Zusammenarbeit bei der Gasversorgung hinaus, an der in der Vergangenheit eine eher kleine Zahl an Personen beteiligt war, bietet dieser Ansatz die Möglichkeit eines viel breiter angelegten Engagements.

© Stiftung Wissenschaft und Politik, 2012
Alle Rechte vorbehalten

Das Aktuell gibt ausschließlich die persönliche Auffassung der Autoren wieder

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 1611-6364