

## Georg Zachmann\* LNG und Nord Stream 2 im Kontext unsicherer Gasimportnachfrage der EU



Georg Zachmann

Die Entwicklung der Importnachfrage nach Erdgas in der EU ist ungewiss. Bei steigender Importnachfrage könnten sowohl Nord Stream 2 als auch verflüssigtes Erdgas (LNG) helfen, die europäische Versorgung sicherzustellen. Bei sinkender Nachfrage besteht jedoch das Risiko, dass Gazprom seine Exportüberkapazitäten strategisch nutzen könnte. Deshalb wäre es im gemeinsamen Interesse der EU, eine Entscheidung über den Bau von Nord Stream 2 zu verschieben, bis mehr Klarheit über die zukünftige Nachfrage der EU nach Erdgas besteht.

### RELEVANT IST DIE EU-EBENE

Für die Bewertung von Nord Stream 2 ist es entscheidend, ob die Analyse für Deutschland allein oder für den gesamten europäischen Gasmarkt durchgeführt wird. Dies zeigt sich beispielsweise bei der Diskussion um die Gasimportabhängigkeit Deutschlands von Russland.

Betrachtet man die Verträge deutscher Versorger mit Gazprom, so importiert Deutschland mehr Gas, als es benötigt, da Gasimporteure wie RWE Gas an Kunden in anderen Ländern, wie bspw. in der Ukraine, weiterverkaufen. Betrachtet man den tatsächlichen physischen Weg der einzelnen Gasmoleküle, so ist die deutsche Abhängigkeit von Russland noch relativ moderat. Gaszuflüsse aus Nord Stream 1 werden nach Österreich und Tschechien weitergeleitet, während Deutschland selbst überproportional viel Gas aus den Niederlanden verbraucht.

Betrachtet man jedoch Deutschland als eine große »Wanne«, in die Erdgas aus eigener Produktion und aus Importen hineinfließt, sich dort vollständig mischt und ununterscheidbar wieder herausfließt, zeigt sich ein anderes Bild: Nach dieser Rechnung bezog Deutschland im Jahr 2017 56% seiner Einfuhren aus Russland, davon flossen 68% durch die Pipeline Nord Stream 1, 30% durch Leitungen in Weißrussland und 2% durch Leitungen in der Ukraine.

Letztere Betrachtungsweise entspricht am ehesten dem Idealbild des gemeinsamen Binnenmarktes – auch wenn die Messung nationaler Importabhängigkeiten hier

\* Dr. Georg Zachmann ist Senior Fellow beim europäischen Thinktank Bruegel, Brüssel. Sein Forschungsschwerpunkt liegt auf der Energie- und Klimapolitik.

insgesamt wenig sinnvoll erscheint. Bei dieser Betrachtungsweise würde sich der Anteil russischer Erdgasimporte im deutschen Marktgebiet, mit dem Bau von Nord Stream 2, auf bis zu 67% erhöhen.

Aufgrund der Gastransportkosten und möglicher Transportengpässe wird Nord Stream 2 unterschiedliche Wirkungen auf die Gaspreise in den einzelnen Mitgliedstaaten haben. So argumentiert das Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), dass Nord Stream 2 zu einer Senkung der Gasimportpreise in Deutschland führen kann, während die Preise in Zentralosteuropa eher steigen werden. Auch das Energiewirtschaftliche Institut (ewi), Köln, prognostiziert heterogene Effekte, die allerdings für alle Importeure positiv sind, da das ewi annimmt, dass Nord Stream 2 zusätzliche russische Exporte ermöglicht.

Aufgrund der engen Verzahnung Deutschlands im europäischen Energiebinnenmarkt ist nur eine europäische Betrachtung der Effekte von Nord Stream 2 sinnvoll.

### IST NORD STREAM 2 ZUR ABDECKUNG MÖGLICHER GASNACHFRAGESPITZEN NOTWENDIG

Ein Hauptargument für Nord Stream 2 ist eine steigende Importnachfrage nach Erdgas in der EU, da die eigene Produktion insbesondere in der Nordsee sehr schnell fällt, während die Erdgasnachfrage in manchen Szenarien nur sehr langsam zurückgeht. Diese Entwicklung ist aber nicht zwingend, sondern eine Folge europäischer Energie- und Klimapolitik. Das Pariser Klimaschutzabkommen sieht vor, dass in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts keine zusätzlichen Treibhausgasemissionen der Atmosphäre mehr zugeführt werden dürfen. Für die EU würde das bedeuten, dass wohl schon vor 2050 die Verbrennung von fossilen Brennstoffen in den Sektoren Transport sowie Wärme- und Stromerzeugung auf ein absolutes Minimum reduziert werden müsste.<sup>1</sup> Daher sind lediglich

<sup>1</sup> Die letzten Anteile des EU-Emissionsbudgets werden voraussichtlich für Industrie und Landwirtschaft gebraucht, da für diese Sektoren höhere Vermeidungskosten angenommen werden. Inwiefern durch negative Emissionen – wie z.B. Carbon Capture and Storage – das Emissionsbudget erhöht werden kann, lässt sich heute nur sehr schwer abschätzen. Aus heutiger Sicht ist es aber eher unwahr-

Tab. 1

#### EU28 Gasimportnachfrageszenarien in Mrd. m<sup>3</sup> (bcm) pro Jahr

	2016	2020	2030	2040	2050
EC Referenzszenario (REF 2016) <sup>a</sup>	299	310	328	377	370
EC Szenario mit 30% Energieeffizienz (EU30) <sup>a</sup>	299	311	309		
EC Szenario mit 33% Energieeffizienz (EU33) <sup>a</sup>	299	308	237		
ENTSO-G Global Climate Action <sup>b</sup>	299	304	305	307	
ENTSO-G Sustainable Transition <sup>b</sup>	299	304	377	399	
BP (2018) [inkl. Norwegen] <sup>c</sup>	272	320	391	415	
Legende:		Maxi- mum			

<sup>a</sup> Szenarien der Europäischen Kommission. <sup>b</sup> Szenarien des European Network of Transmission System Operators for Gas. <sup>c</sup> Inklusive Norwegen ist der Importbedarf kleiner, da Norwegen ein wichtiger Nettoexporteur ist.

Quellen: Europäische Kommission, ENTSO-G und BP.

solche Erdgasnachfrageszenarien, die bis 2050 ein Auslaufen der thermischen Nutzung von Erdgas vorsehen, mit dem Pariser Abkommen vereinbar.

Wir wissen also, dass der momentane Gasimportbedarf gedeckt werden kann und dass die Nachfrage nach Erdgas in 30 Jahren marginal sein sollte. Es bleibt also nur die Frage, ob in diesem Zeitfenster der Gasbedarf (z.B. wegen des Kohleausstiegs) in einigen Jahren die sinkende Eigenproduktion und die vorhandenen Importkapazitäten übersteigt – und wenn ja, wie lange dieser Zustand anhielte und wie viel zusätzlicher Importbedarf dadurch entstünde.

Der europäische Gasimportbedarf im Jahr 2030 ist höchst unsicher. Im Vergleich zum Jahr 2016 kann er, je nach Szenario, um mehr als 60 bcm sinken oder um mehr als 100 bcm steigen. Ein steigender Gasimportbedarf wird wahrscheinlich vor allem über Pipelines aus Russland und über den Import von verflüssigtem Erdgas gedeckt werden können.<sup>2</sup>

Trotz der sehr hohen Gasimporte, wäre es selbst 2017 wahrscheinlich möglich gewesen, weitere 30 bis 50 bcm über die existierenden Leitungen aus Russland zu importieren (Tab. 2). Diese freien Kapazitäten sollten ausreichen, um den zusätzlichen Gasimportbedarf in den von der EU vorgelegten Szenarien bis mindestens 2030 aus Russland in die EU transportieren zu können. Selbst die extremsten Gasimport-szenarien (die mit dem Pariser Klimaschutzabkommen unvereinbare Mengen an Treibhausgasemissionen implizieren) könnten sich mit Hilfe der existierende LNG- und Pipelineimportkapazität bewältigen lassen.<sup>3</sup>

Sicherlich will niemand sehenden Auges das Risiko eingehen, dass der deutsche Erdgasbedarf in einem zukünftigen Jahr nicht gedeckt werden könnte und womöglich sogar Endkonsumenten gezwungen würden, ihre Heizungen zu drosseln. Es kann aber nie ganz ausgeschlossen werden, dass ein unerwartet

scheinlich, dass eine Kombination aus teurem importiertem Erdgas und CO<sub>2</sub>-Abscheidung die günstigste Nutzung für die begrenzten CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten ist.

<sup>2</sup> Alternative Importe über die Türkei und aus Nordafrika scheinen momentan weniger aussichtsreich.

<sup>3</sup> Ein zusätzlicher Importbedarf beläuft sich laut dem BP-Referenzszenario auf: 415 bcm (2040) – 272 bcm (2016) = 143 bcm; die freie Kapazität der Pipelines aus Russland: (2016) 62 bcm + freie Kapazität LNG-Terminals (2016) 91 bcm = 153 bcm.

stark steigender Gasimportbedarf die vorhandenen Pipelineimportkapazitäten doch übersteigt. Innerjährlich können solche Nachfragespitzen mit heimischen Gasspeichern gedeckt werden. Die EU-Gasspeicher können mehr als 20% der Jahresnachfrage speichern, dazu kommen noch fast 7% durch ukrainische Gasspeicher. Der niedrigste Speicherstand der letzten Jahre entsprach immer noch 13% des gesamten Verbrauchs im letzten Quartal 2017. Um länger andauernde Nachfragezuwächse auszugleichen, könnten die vorhandenen LNG-Importkapazitäten dienen. Diese entsprechen ca. 43% des Jahresverbrauchs 2017<sup>4</sup> und wurden in diesem Jahr nur zu 27% genutzt.<sup>5</sup> Damit könnte – wenn die notwendigen innereuropäischen Verbindungen vorhanden sind – also selbst ein Importwachstum von über 30% abgedeckt werden.

Die Frage lautet also hauptsächlich, ob der globale LNG-Markt in der Lage wäre, solche Mengen von bis zu 150 bcm bereitzustellen. Die International Gas Union (IGU) schätzt, dass im Jahr 2017 der globale Markt für kurz- und mittelfristige Verträge etwa 120 bcm betrug (während insgesamt etwa 400 bcm gehandelt wurden). Ob diese kurz- und mittelfristigen Verträge in den kommenden Jahren eher von einer wachsenden Nachfrage nach langfristigen Gaslieferungen in anderen Teilen der Welt verdrängt werden oder die kurzfristig verfügbare Menge durch eine wachsende LNG-Produktion<sup>6</sup> insgesamt zunimmt, lässt sich hier nicht analysieren. Es ist allerdings anzunehmen, dass bei angemessener Zahlungsbereitschaft auch signifikante Mengen für die kurzfristige Überbrückung von Knappheitssituationen nach Europa geholt werden können.

## ANALYSERAHMEN: VERTEILUNG ÖKONOMISCHER RENTEN

Der Gashandel zwischen der EU und Russland kann als strategisches Spiel um die Verteilung einer großen ökonomischen Rente verstanden werden. Unter stark vereinfachenden Annahmen<sup>7</sup>, beträgt die Konsumentenrente mehr als 10 Mrd. Euro und die Produzentenrente mehr als 20 Mrd. Euro pro Jahr. Es geht also darum, nach welchen Kriterien diese vielleicht

Tab. 2

### Ungenutzte EU-Importkapazitäten

Via ...	Maximale Jahreskapazität bcm/Jahr	Tatsächliche Nutzung in bcm			Kalkulierte freie Kapazität 2017
		2015	2016	2017	
Ukraine	121	63	78	86	35
Weißrussland	40	36	38	38	2
Nord Stream	60	36	44	49	11
LNG	136	44	45	51	85

Anmerkung: Die maximale Jahreskapazität wurde aus der Extrapolation der maximalen monatlichen Nutzung seit 2008 abgeleitet.

Quelle: International Energy Agency.

<sup>4</sup> Basierend auf einer Regasifizierungskapazität von 210 bcm laut GIE und einer Gesamtnachfrage von 491 bcm laut Europäischer Kommission.

<sup>5</sup> Vgl. IGU, World Gas LNG Report. 2018, verfügbar unter: <https://www.igu.org/publications-page>.

<sup>6</sup> Die IGU erwartet eine Zunahme der Produktionskapazitäten um 28% von 2017 bis 2023.

<sup>7</sup> Die Grundannahmen sind, dass die russischen Produktionskosten ca. 1 US-Dollar/Mmbtu betragen, sich Russland als Monopolist verhält und in der EU einen Preis von 6,4 US-Dollar/Mmbtu fordert, dann 4,6 Bio. Mmbtu verkauft sowie dass alle anderen Kosten und Effekte vernachlässigbar sind.

30 Mrd. Euro zwischen beiden Parteien aufgeteilt werden.

Die strukturelle Verhandlungsmacht beider Seiten wird von – langfristig politisch beeinflussbaren – Angebots- und Nachfragefaktoren bestimmt. Wenn die EU alternative Gasquellen erschließt oder die Gasnachfrage z.B. durch den Ausbau erneuerbarer Energien reduziert, stärkt sie ihre Verhandlungsmacht. Wenn Russland andere Märkte für sein Gas erschließt, steigt die russische Verhandlungsmacht. Basierend auf der Verhandlungsmacht, werden dann aber nicht direkt Preise zwischen Russland und der EU verhandelt. Vielmehr werden nur regulatorische Rahmenbedingungen für die Preisfindung festgelegt, die die relative Verhandlungsmacht widerspiegeln.

Russland konnte in der Vergangenheit ein Exportmonopol und eine Exportsteuer durchsetzen und straflos Binnenmarktregeln brechen (z.B. durch *destination clauses*). Mit der sinkenden Gasimportnachfrage der EU nach 2008 wuchs die europäische Verhandlungsmacht, und Brüssel konnte neue Binnenmarktregeln durchsetzen sowie ein Wettbewerbsverfahren gegen Gazprom starten, um einen wettbewerblichen Binnenmarkt (mit möglichst gleichen und niedrigen Preisen) zu erreichen. An dem für Gazprom recht glimpflichen Ausgang des Wettbewerbsverfahrens kann man aber ablesen, dass das Pendel im Moment wieder in die andere Richtung schwingt. Dies fällt mit der seit 2015 wieder steigenden Gasimportnachfrage zusammen.

In diesem Analyserahmen wären russische Pipelineprojekte hybride Entitäten, die einerseits die Verhandlungsmacht beider Parteien beeinflussen, deren Wert aber auch von Regulierungen abhängt, die wiederum von der Verhandlungsmacht beider Seiten abhängt. Da große Pipelineprojekte von strategischer Bedeutung für die Rentenverteilung sind, sind sie von regulatorischer Rahmensatzung und politischer Flankierung abhängig.

Die Aussage, dass Nord Stream 2 nicht politisch sei, gilt also selbst dann nicht, wenn man annehmen würde, dass es sich bei Gazprom um ein rein gewinnorientiert agierendes privatwirtschaftliches Unternehmen handeln würde.

## FAZIT

Nord Stream 2 könnte in dem beschriebenen Rentenverteilungs spiel zwei positive Effekte für Russland haben. Einerseits kann sich Russland einen höheren Anteil an der Gesamtrente sichern, indem es die wahrscheinlich vorhandene Monopolrente der Ukraine für den Gastransit schmälert – was die EU indirekt tangiert. Andererseits kann Russland nun selektiv verschiedene Regionen Europas mit Gas zu unterschiedlichen Konditionen beliefern. Dies könnte Russland eine Preisdiskriminierungsstrategie ermöglichen, die die Produzentenrente auf Kosten der Konsumentenrente weiter steigert.

Demgegenüber sind die vorhandenen LNG-Importkapazitäten für die EU ein wichtiges Asset, nicht nur um Nachfragespitzen abzudecken, sondern auch um den Wettbewerbsdruck auf Gazprom aufrechtzuerhalten. Allerdings gilt dies nur, solange diese Kapazitäten flexibel sind. Das heißt, dass langfristige LNG-Importverträge und vollständig genutzte LNG-Terminals kaum einen strategischen Wert haben.

Daher wären zusätzliche Pipelinekapazitäten aus Russland für die EU nur dann von Nutzen, wenn zu erwarten ist, dass eine zusätzliche Gasimportnachfrage nicht durch vorhandene Pipelines, sondern nur durch strukturelle LNG-Importe gedeckt werden könnte. Das ist momentan aber noch nicht abschätzbar.

Es wäre also im Sinne der EU, eine Entscheidung über den Bau von Nord Stream 2 solange aufzuschieben, bis es sich klarer abzeichnet, wie sich der Gasimportbedarf der EU entwickeln wird. Sollte sich eine länger andauernde Importlücke andeuten, die nur durch eine weitestgehende Ausnutzung der LNG-Importkapazitäten für mehrere Jahre zu decken ist, sollte Nord Stream 2 gebaut werden, um hohe LNG-Importkosten zu vermeiden und den Wettbewerbsdruck wiederherzustellen. Sollte die Gasimportnachfrage nicht so stark steigen (bevor sie zur Mitte des Jahrhunderts wieder fällt), könnte aus europäischer Sicht auf Nord Stream 2 und die damit verbundenen Nachteile verzichtet werden.

## LITERATUR

BP (2018), *BP Energy Outlook 2018 edition*, verfügbar unter: [www.bp.com/energyoutlook](http://www.bp.com/energyoutlook)

Energy-Economy-Environment Modelling Laboratory (E3Mlab) und International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) (2016), »Technical report on Member State results of the EU CO policy scenarios«, verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125\\_-\\_technical\\_report\\_on\\_euco\\_scenarios\\_primes\\_corrected.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf)

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) und European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) (2018), *TYNDP 2018 Scenario Report, Main Report*, verfügbar unter: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_2018\\_Final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf)

Hecking, H. und F. Weiser (2017), »Impacts of the Nord Stream 2 on the EU Natural Gas Market«, verfügbar unter: <https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/09/EWI-1163-17-Studie-Impacts-of-Nord-Stream-2-web.compressed.pdf>

International Energy Agency (iea) (2018), *Gas Trade Flows in Europe*, verfügbar unter: <https://www.iea.org/gtf/>

International Gas Union, *2018 World LNG Report*, verfügbar unter: [www.igu.org/sites/default/files/node-document-field\\_file/IGU\\_LNG\\_2018\\_0.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field_file/IGU_LNG_2018_0.pdf)

Kotek, P., A. Selei und B. T. Tóth (2017), »The Impact Of The Construction Of The Nord Stream 2 Gas Pipeline On Gas Prices And Competition«, verfügbar unter: [https://rekk.hu/downloads/academic\\_publications/Nord-Stream2\\_REKK.pdf](https://rekk.hu/downloads/academic_publications/Nord-Stream2_REKK.pdf)