

Westphal, Kirsten

Research Report

Nord Stream 2 - Deutschlands Dilemma

SWP-Aktuell, No. 33/2021

Provided in Cooperation with:

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

Suggested Citation: Westphal, Kirsten (2021) : Nord Stream 2 - Deutschlands Dilemma, SWP-Aktuell, No. 33/2021, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin, <https://doi.org/10.18449/2021A33>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/255786>

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-Aktuell

NR. 33 APRIL 2021

Nord Stream 2 – Deutschlands Dilemma

Kirsten Westphal

Das Projekt Nord Stream 2 stellt die Bundesregierung vor das Dilemma, sich zwischen energie- und außenpolitischen Interessen entscheiden zu müssen. Eine Priorisierung sollte nicht ohne den Blick auf den energiepolitischen Kontext erfolgen. In der Frage der Güterabwägung gibt es keine einfachen und »billigen« Antworten. Das gilt umso mehr, als die Energietransformation in Kooperation die größte Dividende für einen Interessenausgleich zu sein verspricht. Allerdings setzt sie einen Minimalkonsens innerhalb der Europäischen Union (EU), mit den USA, der Ukraine und auch Russland voraus.

Die Nord-Stream-2-Pipeline verläuft in zwei Strängen à 1 230 Kilometer von Russland nach Deutschland durch die Ostsee; Mitte April 2021 fehlen noch knapp 100 Kilometer durch dänische und 30 Kilometer durch deutsche Gewässer. Die US-Sanktionen hatten die Arbeiten im Dezember 2019 für ein Jahr zum Erliegen gebracht. Der Weiterbau, die Versicherung und Zertifizierung der Rohrleitung ist infolge der Sanktionen nun eine russische Angelegenheit. Das Paket aus US-Sanktionen (Countering America's Adversaries Through Sanctions Act, CAATSA; Protecting Europe's Energy Security Act, PEESA; Protecting Europe's Energy Security Clarification Act, PEESCA) hat dazu geführt, dass sich europäische Firmen zurückgezogen haben. Ziel dieser amerikanischen Maßnahmen ist, den Bau der Pipeline zu stoppen. Die Bundesregierung ist gezwungen, sich zu positionieren; die Situation zwischen Washington und Moskau spitzt sich zu. Hoch aufgeladen, droht sie mindestens mit einem Gesichtsverlust zu enden.

Außenpolitische Veränderungen

Nord Stream 2 wurde 2015, ein Jahr nach der Krim-Annexion durch Russland, vom russischen Konzern Gazprom und fünf europäischen Konzernen aus der Taufe gehoben. Die Bundesregierung hat im Umgang mit dem Projekt früh auf bestehendes deutsches Recht und eine ökonomisch-technische Position rekurriert und dementsprechend den Ausbau der Nord Stream als kommerzielles Vorhaben eingeordnet, das den Industriestandort und Gasmarkt in Deutschland stärkt. Sie folgte damit dem Paradigma, Handel und Politik zu trennen und wirtschaftliche Verflechtungen nicht als Problem für die eigene Sicherheit, sondern als Basis für einen Interessenausgleich zu sehen.

Die von Deutschland propagierte »Kompartimentalisierung«, also die Eingrenzung des Themas auf reine Wirtschaftsfragen, haben weder die EU-Kommission noch viele andere EU-Staaten geteilt; sie bewerteten das Thema im Kontext nationaler (Energie-)



Sicherheit und der Schaffung der Energie-Union anders. Diese (geo-)politischen Dimensionen (vgl. SWP-Studie 21/2016) hat die Bundesregierung zu wenig berücksichtigt. Berlin widersetzte sich lange einer Abwanderung der Kompetenzen nach Brüssel und ließ – mit anderen Worten – die Chance verstreichen, das Konfliktthema Nord Stream 2 nach Brüssel zu spielen. Im April 2019 wurden die Vorschriften des EU-Binnenmarktes auf Rohrleitungen übertragen, die aus Drittstaaten in die Union führen. Diese Änderung der Gasrichtlinie bedeutet nun, dass hochpolitische Fragen verwaltungsrechtlich behandelt werden und damit der Politisierung entzogen sind. Es heißt aber auch, politische Handlungsräume werden enger. Deutschland als Anlandestaat obliegt es jetzt in Abstimmung mit der EU, den durch deutsche Hoheitsgewässer verlaufenden Abschnitt der Pipeline zu regulieren. Allerdings ist schnell deutlich geworden, dass die EU-Staaten sich nur über den Textwortlaut der Gasrichtlinie einig sind, nicht jedoch in der Sache.

Seit Beginn des Projektes hat sich in seinem Umfeld viel verändert: Die fünf europäischen Konzerne haben sich auf Druck der polnischen Kartellbehörde aus der Beteiligung zurückgezogen und stattdessen Finanzinvestitionen von jeweils bis zu 950 Millionen Euro zugesagt.

Vor allem aber haben sich die deutsch-russischen Beziehungen spätestens seit dem Fall Nawalny, Russlands Desinformationskampagne gegen Deutschland sowie der Verschärfung der Situation in der Ostukraine verschlechtert. Dieses Röhrengeschäft funktioniert also nicht nur wegen der Rückwirkungen auf die Ukraine nicht mehr als Element der Entspannung, sondern zeigt vielmehr, dass sich Energie- und Außenbeziehungen in ihrer Tendenz zu Kooperation oder Konflikt eher gegenseitig verstärken. Gerade deshalb hofft(e) Berlin, mit dem Projekt die Kosten für eine weitere Verschlechterung der Beziehungen hochzuhalten. In der Tat ist eine weitere Negativspirale in den Energiebeziehungen denkbar, in denen beide Seiten zwar asymmetrisch, aber wechselseitig verwundbar sind. Letztlich ist eben-

falls der Umgang mit Handel zu einer geopolitischen Frage geworden – in einer von strategischer Rivalität und Systemkonkurrenz geprägten Welt, in der Austauschbeziehungen zu einer politischen Währung geworden und Lieferketten einem normativ unterfütterten Mit- und Gegeneinander unterworfen sind.

So ist auch das Verhältnis Berlins zu Washington seit Mitte 2015 nicht unberührt geblieben von Trends und Kurswechseln in den USA (vgl. SWP-Aktuell 1/2019 und SWP-Studie 28/2019): Während Berlin (respektive Brüssel) zur Zeit der Obama-Administration Sanktionen gegen Russland in Abstimmung mit derselben verhängte, wendete sich das Blatt unter der Präsidentschaft Trumps grundlegend. Washington agierte nun unilateral. Teilweise getrieben vom Kongress, aber auch von Präsident Trump selbst, waren Sanktionen gegen Russland Reaktion auf die russische Einmischung bei den Wahlen, Teil der Innenpolitik, Element des Handelskonflikts und des Streits um Verteidigungsausgaben in der Nato mit Berlin, darüber hinaus Ausdruck US-amerikanischer Energieherrschaft. Daraus folgt eine hohe Dynamik und komplexe Motivlage, selbst wenn die Stoßrichtung – den Bau der Nord Stream 2 zu stoppen – klar ist. Deswegen gerät aber auch das eigentliche Ziel von Sanktionen aus dem Fokus, nämlich eine Verhaltensänderung beim Adressaten herbeizuführen. Die Sekundärwirkungen und externalisierten Kosten dieser unilateralen Sanktionen für Deutschland und die EU wurden in Kauf genommen, während die USA selbst weiterhin Erdöl aus Russland importierten, um Venezuela und den Iran sanktionieren zu können.

Nach dem Amtsantritt Joe Bidens am 20. Januar 2021 schien sich kurzzeitig ein Fenster für einen Kompromiss um die Nord Stream 2 zu öffnen, das sich aber unter dem Druck des Kongresses schnell wieder schloss. Außenminister Blinken nannte bei seinem Antrittsbesuch Mitte März in Brüssel das Projekt »eine schlechte Idee« und wider die Interessen der EU, aber auch die Sicherheitsinteressen der USA gerichtet. Der Grundtenor der Biden-Administration ist

kooperativer, gleichzeitig aber normativer angelegt: Es geht ihr um die Wiederherstellung eines guten transatlantischen Verhältnisses und eine gemeinsame Haltung gegenüber autoritären Regimen.

Jenseits der kurzfristigen Wendungen in der US-Politik bleibt der Schulterschluss mit Washington kein Leichtes. Einerseits fallen in der Systemkonkurrenz mit China die Interessen der USA und Europas zusammen, andererseits ist Europa ungleich stärker exponiert, was geökonomische Verwerfungen sowie den Energiehandel angeht. Der Schock der Konfrontation mit Präsident Trump bleibt – ebenso die Erkenntnis, dass die USA ein nach wie vor zutiefst gespaltenes Land sind und ihr Energiereichtum sie energiepolitisch von der EU absetzt.

Deutschland befindet sich in einer schwierigen Zwickmühle: Russland untergräbt die Sicherheitslage in Europa, liefert aber gleichzeitig reibungslos Energie, während die US-Sanktionen die Pipeline zu einer Frage der nationalen Souveränität machen. Die Opposition in der EU gegen die Pipeline verdeckt, dass Washington auch Brüssels mächtiges Instrument der Regulierung unterminiert, sich mithin gleichermaßen für die EU die Frage stellt, inwieweit sie im Energiebereich mit und vis-à-vis den USA strategisch handlungsfähig ist (vgl. SWP-Aktuell 46/2020). 24 EU-Mitgliedstaaten haben dieser Sorge im August 2020 mit einer Demarche an Washington Ausdruck verliehen. Insgesamt haben sich die politischen Positionen seit 2015 verhärtet.

Energiesicherheit

Nord Stream 2 stellt weder eine Gefährdung für die europäische Energiesicherheit dar, noch ist sie für die Gasversorgung unabdingbar. Da das Projekt geopolitisch in den Gesamtkontext eines hybriden Bedrohungsszenarios für Europa und sogar die USA gestellt wird, lohnt eine energiepolitisch breite Einordnung, die erstens einen Blick auf Geographie, Geologie, Infrastrukturkapazitäten und Liefermengen wirft, zweitens auf den Gasverbrauchspfad.

Nüchtern betrachtet verdoppelt die Nord Stream 2 die Transportkapazität durch die Ostsee um 55 auf 110 Milliarden Kubikmeter jährlich. Sie verbindet die neu erschlossenen Vorkommen auf der Jamal-Halbinsel mit den großen Gasmärkten in Europa auf einem circa 1 000 Kilometer kürzeren, moderneren und effizienteren Weg als durch die Ukraine.

Die Gasförderung in Großbritannien, Dänemark, den Niederlanden und Deutschland hat sich zwischen 2009 und 2019 um mehr als die Hälfte auf 76,2 Milliarden Kubikmeter pro Jahr reduziert. Das große niederländische Gasfeld in Groningen wird die Förderung 2022 einstellen. Nordwesteuropa ist mit Großbritannien und mit Deutschland als größtem Abnehmer mit rund 57 Milliarden Kubikmetern wichtigster Absatzmarkt von Gazprom (2019). Die Förderung in der EU ist schneller und in höherem Maße gesunken, als in der Prognosestudie von 2017 angenommen, die die Grundlage für das Planrechtlichungsverfahren der Nord Stream 2 bildete. Die Studie geht nur von einer Verringerung von 41 Milliarden Kubikmetern bis 2025 aus.

Für 2020 rechnete sie mit Importen von insgesamt 376 Milliarden Kubikmeter Gas durch die EU-28, die Schweiz und den Westbezug der Ukraine. In der Realität lagen die Gesamt Nettoimporte mit rund 407 Milliarden Kubikmetern schon 2019 deutlich darüber. Aus Russland wurden entsprechend etwa 170 Milliarden Kubikmeter bezogen.

Auch am russischen Ende der Pipelines spielt Geologie eine Rolle, da die alten Gasfelder der Nadym-Pur-Taz-Region ihren Förderhöhepunkt überschritten haben. Dagegen wächst die Förderung auf der Jamal-Halbinsel. Gazprom muss also die Gasfelder mit Blick auf Exporte und den russischen Verbrauch managen. Die Hauptquellen und -routen für den Export von russischem Erdgas verlagern sich nach Norden bzw. liegen in Ostsibirien, von wo aus durch die »Power of Siberia« jährlich 38 Milliarden Kubikmeter nach China exportiert werden. Nicht umsonst verhandeln Russland und China über die »Power of Siberia 2« mit einer Kapazität von 50 Milliarden Kubikmetern aus Westsibirien.

Dabei ist es natürlich rechnerisch richtig, dass die EU, die Ukraine, der Westbalkan und die Türkei auch über das bestehende Leitungsnetz beliefert werden könnten. Das alte Gasleitungssystem durch die Ukraine hat eine nominale Kapazität von 146 Milliarden Kubikmetern im Jahr, die Jamal-Europa-Pipeline durch Polen und Belarus von 33 Milliarden und Nord Stream 1 von 55 Milliarden Kubikmeter Gas. Hinzu kommen Pipelines in die Türkei: TurkStream mit 31,5 Milliarden, Blue Stream mit 16 Milliarden Kubikmetern jährlich; schließlich eine kleine Pipeline nach Finnland. Auch ohne die zusätzlichen 55 Milliarden Kubikmeter der Nord Stream 2 gibt es keine Leitungseingänge.

Allerdings sind mittlerweile die Anschlussleitungen in Deutschland in Betrieb und der deutsche Gasverbraucher bezahlt dafür. Diese Investitionen sind versunkene Kosten. Zwar ist die Leitungskapazität der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung OPAL seit einem Urteil des Gerichts der EU auf die Hälfte reduziert; jedoch steht die Europäische Gasanbindungsleitung EUGAL seit April 2021 mit einer Kapazität von 55 Milliarden Kubikmetern bereit. Über die anschließende Gazelle-Pipeline können rund 30 Milliarden Kubikmeter über Tschechien nach Waidhaus (Bayern) transportiert werden, den Einspeisepunkt, über den früher ein Großteil des Gases über die Ukraine nach Deutschland gelangte.

Die Erweiterung von Transportkapazitäten durch Nord Stream 2 heißt indes nicht automatisch, dass Gazprom mehr Gas nach Europa verkaufen würde. Entscheidend für die Abnahmemengen sind nämlich bestehende Langzeitverträge mit ihren »take or pay«-Klauseln, also den Mengen, die die Käufer in jedem Fall bezahlen müssen und damit auch abnehmen werden. Darüber hinaus wird nach Preissignalen »nominiert«, das heißt dort bestellt, wo das günstigste Gas zu bekommen ist. Deswegen macht der Anteil von verflüssigtem Erdgas (LNG) an den Gaslieferungen nach Europa circa ein Viertel aus, schwankt aber deutlich. Schätzungen gehen davon aus, dass sich Gazprom bis mindestens 2030 einen beträchtlichen Markt-

anteil in Europa gesichert hat: über Lieferverpflichtungen aus Langzeitverträgen im Umfang von circa 120 Milliarden Kubikmetern jährlich. Diese muss sie aber auch bedienen.

Klimapolitische Erwägungen

Der politische Druck auf die Nord Stream 2 wird noch verstärkt durch die Tatsache, dass sie ein fossiles Infrastrukturprojekt ist. Die Pipeline wird als Wette der beteiligten Energiekonzerne gegen den europäischen Klimaschutz apostrophiert. Denn um 2050 Klimaneutralität zu erreichen, wird der Verbrauch von Erdgas massiv sinken müssen. Allerdings klaffen derzeit auf das Klimaziel bezogene Szenarien und Trendszenarien weit auseinander. So zeigen die oben erwähnten Verbrauchs- bzw. Importdaten ebenso, dass eine Trendumkehr beim Gasverbrauch (noch) nicht geschafft wurde.

Beim fossilen Erdgas tut sich ein Dilemma auf zwischen der Geschwindigkeit der Emissionseinsparungen und der Tiefe der Dekarbonisierung, wenn über die Nutzung von Erdgas als Brücke gestritten wird. Erdgas ersetzt Kohle in der Industrie und bei der Stromerzeugung. Auch weil Deutschland aus dem Atomstrom aussteigt, ist eher damit zu rechnen, dass in der nächsten Dekade der Verbrauch von Erdgas noch zunehmen wird. Damit stellt sich die Frage nach der Versorgungssicherheit im Übergangszeitraum sehr konkret. Es greift zu kurz, wenn in der öffentlichen Debatte in erster Linie *jährliche* Importmengen und mögliche Transportwege betrachtet werden. Der Gasverbrauch wird künftig je nach Jahreszeit massiv schwanken, Tendenz steigend, wobei schon heute der monatliche Gasverbrauch in Deutschland in den Wintermonaten über dem Dreifachen einzelner Sommermonate liegt. Im Winter fallen nämlich Kälteperioden mit sogenannten Dunkelflauten zusammen.

Eine zeitpunktgenaue Betrachtung des Verbrauchs ergibt, dass größere Kapazitäten und mehr Flexibilität in der Infrastruktur notwendig sind. In der Vergangenheit wurde

das durch die Speicher und Gasfelder in der EU gedeckt. Letztere fallen bald weg. Während der Kältewellen der Jahre 2019 und 2021 waren die Pipelines aus Russland voll ausgelastet. Der kalte Februar 2021 hat außerdem gezeigt, dass Flüssigerdgas einer Preislogik folgt, die Europa zum »last resort« von LNG macht. Das heißt nichts anderes, als dass in einer Kälteperiode für LNG wesentlich höhere Preise gezahlt werden müssten, um die benötigten Mengen nach Europa umzulenken: Am 19. Februar lag der LNG-Spotpreis in Ostasien mehr als 80 Prozent über dem Gaspreis in Europa. Gleichzeitig sind die LNG-Exporte aus den USA im Februar um zwei Drittel eingebrochen. Zwar ist LNG vor allem aus den USA, Russland und Katar ein wichtiger Bestandteil des EU-Gasmixes geworden, aber für eine punktgenaue Versorgung spielen die Faktoren Preis und Zeit (bis die Tanker anlanden) eine große Rolle.

Insofern schafft mehr Klimaschutz in der langen Sicht auch mehr Versorgungssicherheit. Aber die Energiewende im Gassektor wird von hohen Unsicherheiten und Volatilitäten geprägt sein, die die Lieferbeziehungen und das Gasnetz großem Stress aussetzen werden.

Nord Stream 2 aus klimapolitischen Gründen zu stoppen, würde an einem sensiblen Punkt in der Gaskette ansetzen. Physisch würde eine Flexibilitätsquelle fehlen, ohne dass sich dies direkt auf Liefermengen auswirkte (siehe oben) und aufseiten der Verbraucher erfolgreich Energie gespart würde. Schwierig ist selbst die von Klimaseite aufgeführte Argumentation, dass der preisdämpfende Effekt verhindert werden soll, den die Pipeline auf den deutschen Gasmarkt haben wird. Wenn sich fossile Energie verteuern soll, gibt es andere Wege, deren Auswirkungen auf Versorgungssicherheit geringer sind.

Wer Erdgas sukzessive teurer machen will, sollte dies nicht über physische Verknappung tun, sondern einen Preis für CO₂- und Methanemissionen durchsetzen. Richtig ist jedenfalls, dass Methanemissionen entlang der ganzen Lieferkette beobachtet werden müssen und nicht nur als ein Argu-

ment für oder wider einen modernen Leitungsstrang durch die Ostsee herangezogen werden dürfen. Der Umgang mit Methanemissionen und die Dekarbonisierung der Gaslieferkette ist eine zentrale internationale Aufgabe.

Integrität der Ukraine

Ende 2019 ist es Russland und der Ukraine gelungen, eine Vereinbarung über den Gastransport durch die Ukraine abzuschließen. Was dazu geführt hat – ob der Druck der US-Sanktionen oder Verhandlungs- und Vermittlungsgeschick –, darüber lässt sich trefflich streiten. In der Sache aber wurde ein Durchbruch erzielt: ein neues Vertragsverhältnis zwischen den beiden Ländern, das mit den EU-Regeln konform geht und bis Ende 2024 eine stabile und verbindliche vertragliche Grundlage schafft. Das garantiert der Ukraine Transiteinnahmen von mindestens 7,2 Milliarden US-Dollar.

Laut dem Vertrag hat Gazprom feste Transportkapazitäten von 65 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2020 gebucht, für die folgenden Jahre 2021 – 2024 jeweils 40 Milliarden. Diese »ship or pay«-Mengen müssen unabhängig von der eigentlichen Dienstleistung bezahlt werden. Der Tarif liegt um einiges höher als auf den Konkurrenzrouten der Jamal – Europa oder der Nord Stream 1, da das Leitungssystem der Ukraine auf höhere Volumina ausgelegt ist. Wenn die Gazprom darüber hinaus Erdgas durch die Ukraine exportieren will, muss sie kurzfristig Kapazität zu noch höheren Preisen dazubuchen.

Das Jahr 2020 hat deutlich gemacht, dass die Ukraine mittlerweile recht gut in den ostmitteleuropäischen Gasmarkt integriert ist. Für den Eigenverbrauch bezieht sie kein Gas mehr direkt aus Russland, sondern über Rückfluss aus der EU. Folgende Integrations-schritte hat die Ukraine in den letzten Jahren durchlaufen: physische Gasimporte aus der Slowakei, Polen und Ungarn zu günstigen Marktpreisen, die an europäische Handelsplätze gekoppelt waren; Umsetzung der EU-Netzkodizes; Nutzung ihrer Gasspeicher

für Osteuropa aufgrund attraktiver kommerzieller Rahmenbedingungen und Erhalt des Gastransports im Wettbewerb mit anderen Routen. All dies zeichnet ihren weiteren Weg vor und macht es ihr erst möglich, teilzuhaben am strategischen Ziel der EU, bis 2050 klimaneutraler Kontinent zu werden.

Wenn jetzt also nach weitergehenden Kompromisslösungen gesucht wird, geht es hauptsächlich um die Frage, wie der Transport von fossilem Erdgas aus Russland über den 31. Dezember 2024 hinaus garantiert werden kann. Allerdings spricht einiges dagegen, den Vertrag nun wieder aufzuschneiden. Überdies ist eine potentielle Verlängerung problematisch, weil die Frage der Gastransporttarife für die nächste Regulierungsperiode 2025–2029 noch nicht geklärt ist. Die Tarife werden wohl erst 2024 von der Nationalen Regulierungsbehörde der Ukraine (NEURC) beschlossen. Schon heute von Gazprom zu erwarten, Kapazitäten zu reservieren, ohne die Tarife zu kennen, ist schwer vorstellbar. Andererseits wäre – wie in einer Studie von IHS Markit vorgeschlagen – durchaus denkbar, aggregierte Jahrestarife festzulegen, die vorab in einen von der EU verwalteten Treuhandfonds einzuzahlen wären. Das brächte für die Ukraine mehr Planungssicherheit, um Kapazitäten stillzulegen oder Leitungsstränge für Wasserstoff umzurüsten. Das alte System hat eine Kapazität von 146 Milliarden Kubikmetern jährlicher Transportmenge, war aber bereits 2019 mit 89,6 Milliarden Kubikmetern nur noch teilweise ausgelastet.

2020 hat Gazprom mit 55,8 Milliarden Kubikmetern weniger Gas durchgeleitet, als an Kapazität gebucht war (65 Milliarden Kubikmeter). ICIS berichtet zudem, dass Gazprom in den ersten vier Monaten 2021 nur wenig mehr als die täglichen 109,6 Millionen Kubikmeter gebucht hat. Aus drei Gründen wird der Transitbedarf durch die Ukraine kaum mehr steigen: Erstens hat Russland die TurkStream, die im europäischen Teil der Türkei endet, mit 15,74 Milliarden Kubikmeter Kapazität fertiggestellt. Seit Januar 2021 können darüber mindestens 6 Milliarden Kubikmeter jährlich durch Bulgarien, Griechenland, Nordmazedonien

und ab Oktober nach Serbien geliefert werden. Außerdem können die Mengen, die Gazprom 2020 noch über die Ukraine nach Rumänien und Ungarn lieferte, nun aus der TurkStream über die Trans-Balkan bereitgestellt werden. Zweitens nahm die Trans Adriatic Pipeline (TAP) im Dezember 2020 ihre Lieferungen von aserbaidschanischem Gas durch Griechenland und Albanien nach Italien auf. Sie wird später auch ein Drittel des bulgarischen Gasbedarfs decken, wenn der Interkonnektor Griechenland – Bulgarien betriebsbereit ist. Drittens kommen die LNG-Terminals im griechischen Revithoussa, im kroatischen Krk und ab 2022 im griechischen Alexandroupolis sowie ähnliche Anlagen in der Türkei hinzu.

Damit haben sich die Gasflüsse in Südosteuropa verändert und diversifiziert. Der Bedarf, Gas für Südosteuropa durch die Ukraine zu transportieren, ist somit begrenzt. All das zusammengenommen bedeutet, dass sich Gazprom an den bestehenden Langfristverträgen orientieren wird, um die Region über die TurkStream und teilweise die Ukraine zu beliefern. Daraus folgt, dass ukrainische Transportkapazität frei wird, um vor allem die Slowakei und den Rückfluss zu bedienen. Nach 2024 wird also – selbst wenn die Nord Stream 2 nicht in Betrieb geht – wenig zusätzlicher Buchungsbedarf über die 40 Milliarden Kubikmeter jährlich hinaus bestehen, und für den Fall, dass sie in Betrieb geht, werden vermutlich nicht mehr als 10–15 Milliarden Kubikmeter pro Jahr bis 2030 benötigt werden.

Perspektiven für Osteuropa

Die Ukraine ist für die Gesamtkonfiguration der Gasversorgung der Region von Bedeutung. Wegen der Annexion der Krim durch Russland und dessen Unterstützung des bewaffneten Separatismus in der Ostukraine hat sie 2015 den direkten Bezug von russischem Gas eingestellt. Stattdessen hat sie begonnen, ihren Bedarf an Gasimporten durch physische Importe aus Mitteleuropa zu decken, in erster Linie aus der Slowakei, aber auch aus Ungarn und Polen. Wie oben

beschrieben, ist die Ukraine Teil des ost-mitteuropäischen Gasmarktes, der bereits weitgehend in den EU-Binnenmarkt integriert ist.

Politische Gedankenspiele um die Gasregion zwischen Ostsee, Adria und Schwarzem Meer sollten die Erfolge der EU-Gaspolitik nicht außen vor lassen: Der Bau der Interkonnektoren, die Anwendung der EU-Regulierung und zuletzt die Umsetzung des Kartellverfahrens gegen Gazprom haben den Märkten mehr Wettbewerb und mehr Preiskonvergenz mit den Gashubs im Westen gebracht. Die marktbeherrschende Stellung von Gazprom ist gebrochen.

Es ist nicht nur die Nord Stream 2, sondern ebenso die (energie-)politischen Reaktionen darauf, die eine gewisse Spaltung des Gasmarktes zementieren. Die ost- und mitteleuropäischen Länder verfolgen in der Drei-Meere-Initiative nicht nur einen Kurs der Nord-Süd-Vernetzung untereinander, sondern auch primär der Integration in den internationalen Gasmarkt, um die Abhängigkeiten von der russischen Gazprom zu reduzieren (vgl. SWP-Aktuell 16/2021). Wenn gleich die Integration für die Energie-souveränität dieser Länder ein wichtiger Schritt ist, muss man gleichermaßen die Kohäsion des EU-Gasmarktes im Auge behalten. Dabei ist auch zu beobachten, ob und wie sich ab 1. Oktober 2021 die Gasflüsse mit dem neugegründeten einheitlichen deutschen Marktgebiet (Trading Hub Europe, THE) und seinen neuen Tarifen verändern werden.

Der polnische Gasmarkt ist weitgehend durch Handelsbarrieren vom nordwesteuropäischen Markt abgeschottet – eine Folge polnischer Energiepolitik, die unter anderem auf die physische Substitution russischer Gasmengen bis 2022 und die Etablierung eines Nord-Süd-Korridors für nichtrussisches Gas setzt. Eigentlich wäre es sinnvoll, die nicht weit voneinander entfernt liegenden Einspeisepunkte von russischem und norwegischem Pipelinegas sowie LNG in Deutschland und Polen zu verbinden.

Polens Gaskonsumenten zahlen für diese Abschottung einen höheren Gaspreis, der

politisch als Beitrag zu echter Diversifizierung verkauft wird. Die Infrastruktur wurde mit EU-Mitteln finanziert. An dieser Stelle schließt sich ein Kreis mit Blick auf die schwierige Balance von Klimapolitik und Versorgungssicherheit: Russland hat eine starke Stellung auf dem EU-Markt. Gleichzeitig ist dieser flexibel genug, dass er Optionen hat, kurz- und mittelfristig einen (teilweisen) Ausfall russischer Mengen zu ersetzen. Wenn aber die Energiewende nicht viel schneller und in ganz Europa gelingt, wächst die Abhängigkeit von russischem Gas eher noch – was zu mehr Diversifizierung und LNG-Infrastrukturausbau führen könnte.

Künftig wird der europäische Bedarf überwiegend durch Pipelinegas aus Russland und durch LNG hauptsächlich aus den USA, aus Russland (der Firmen Novatek und Gazprom) und aus Katar gedeckt werden müssen, da die heimische, die algerische und auch die norwegische Förderung sinken bzw. abflachen. Einzig das LNG-Angebot aus Katar wird sich nach 2025 auf dem Weltmarkt signifikant erhöhen, von 110 auf 152 Milliarden Kubikmeter pro Jahr.

Das unterscheidet die EU von den USA: Erstere hat ein vitales Interesse an der Kohäsion des Gasmarktes und nicht an einem »Cordon sanitaire«. Vor allem aber ist (und bleibt) Russland nicht nur Nachbar, sondern ebenfalls großer Energie- und Rohstofflieferant, auf den vermutlich auch eine Energietransformation, sicher aber eine Politik für ein klimaneutrales Europa setzen muss. Nullsummenspiele im Gasbereich enden unweigerlich in einer Sackgasse, denn Europas Energieversorgung setzt einen Modus vivendi mit Moskau voraus. Die EU hat es in der Vergangenheit gut verstanden, über ihre Regulierung Gazproms Marktmacht einzudämmen und zu brechen. Das eröffnet verschiedene Möglichkeiten für die Gasversorgung und die Energiewende: Es ließe sich zum Beispiel verhandeln über Gaslieferungen aus Zentralasien durch die Ukraine ebenso wie über ein »Gas Release«, also die Auktionierung russischer Gasmengen etwa über die elektronische Handelsplattform der Gazprom.

Inwieweit diese Optionen erhalten bleiben, falls die Nord Stream 2 aus außen- und geopolitischen Überlegungen gestoppt wird, ist schwer einzuschätzen. Die Verlagerung auf die Geopolitik würde Marktmechanismen in jedem Fall schwächen und diesen Weg (erst einmal) verschließen.

Handlungsoptionen

Im energiepolitischen Kontext ergeben sich für Deutschland aus der jetzigen Situation zwei Handlungsoptionen: (1) sich an den US-Sanktionen gegen Russland zu beteiligen, um den Bau der Nord Stream 2 zu stoppen; (2) das Projekt aktiv zu flankieren und einen Kompromiss zu suchen. Passiv abzuwarten ist keine politische Option, da allein der Druck seitens der USA eine Positionierung erzwingt.

(1) Den Bau zu stoppen hat sich schon für die USA nicht als einfach erwiesen, da viele Tätigkeiten nun von russischen Unternehmen ausgeführt werden. Gemeinsame EU- und US-Sanktionen mit dem Ziel, den Fortgang der Verlegearbeiten zu verhindern, könnten angesichts des Fortgangs der Bauarbeiten auch vor Ort in eine konfrontative Situation münden. Überdies würden Sanktionen einen Konsens in der EU voraussetzen sowie eine klare Begründung, warum sie verhängt werden. Sanktionen sind indes an Bedingungen für eine Verhaltensänderung geknüpft, die erfüllbar sein muss, sonst werden sie zum Selbstzweck. Ferner stehen die Sorge vor Schadensersatzforderungen und das Diskriminierungsverbot eines Projektes im Raum. Auch wenn Gegner die Situation um die Nord Stream 2 zu einem Wettlauf und Endspiel stilisieren, wäre ein solcher Schritt zwar ein Paukenschlag, aber doch eher ein Aufschlag für eine nächste Runde (der Eskalation) ohne erkennbare Vorteile. Wem nutzt eine Ruine in der Ostsee? Wirkungsvoller wären zwischen der EU und den USA im Gleichschritt vereinbarte Sanktionen gegenüber russischen Öllieferungen. Hier ist der Kreml verwundbarer,

gleichzeitig wären die Kosten zwischen der EU und den USA weniger ungleich verteilt.

(2) Für die Suche nach einem Kompromiss liegen die Bausteine auf der Hand: Integration der Ukraine in den EU-Energie-Binnenmarkt, und zwar nicht nur über die bereits laufende Synchronisierung des Stromnetzes, sondern auch über die Verlängerung des Gastransportes bzw. über dessen Dekarbonisierung. Die Ukraine kann eine Schlüsselrolle bei »sauberen Gasen« spielen und von ihrer geographischen Lage profitieren: Das Land hat das Potential, um grünen Wasserstoff herzustellen, aber auch, um aus (russischem) Erdgas blauen Wasserstoff (für Europa) zu erzeugen und das dabei abgeschiedene CO₂ zu speichern.

Insgesamt ist die Region zwischen Ostsee, Adria und Schwarzem Meer für die Erzeugung von grünen Gasen und Wasserstoff prädestiniert. Deutschland könnte sich dafür weiterhin und verstärkt in der Drei-Meere-Initiative engagieren.

Eine der zentralen Ideen aus Washington aber – der Notbremsen- und Snapback-Mechanismus – ist aus zwei Gründen schwer zu realisieren: Erstens gibt es momentan keine regulatorische Handhabe, ihn umzusetzen. Zweitens käme das »Quidproquo« der EU diese nicht nur buchstäblich teuer zu stehen, sondern ginge auch – je nach Dauer – mit massiven Einschränkungen ihrer Versorgungssicherheit einher.

Außerdem wird es nach der Fertigstellung der Pipeline noch einen regulatorischen und zeitlichen Spielraum geben, der für politische Verhandlungen genutzt werden sollte. Auf dem Weg bis zur Inbetriebnahme einer oder beider Stränge gibt es noch Haltepunkte: die Abnahme der Rohrleitungen und die Umsetzung des Dritten Binnenmarktpaketes. Die Gazprom und der Kreml werden offenlegen müssen, nach welchen Regeln sie spielen möchten. Zu welchem Zeitpunkt welche Mengen wessen Erdgases dann wirklich durch die Rohrleitungen fließen und wer sie betreibt, hängt auch davon ab, was der gefundene Kompromiss beinhaltet.

Dr. Kirsten Westphal ist Wissenschaftlerin in der Forschungsgruppe Globale Fragen.

© Stiftung Wissenschaft und Politik, 2021

Alle Rechte vorbehalten

Das Aktuell gibt die Auffassung der Autorin wieder.

In der Online-Version dieser Publikation sind Verweise auf SWP-Schriften und wichtige Quellen anklickbar.

SWP-Aktuelle werden intern einem Begutachtungsverfahren, einem Faktencheck und einem Lektorat unterzogen. Weitere Informationen zur Qualitätssicherung der SWP finden Sie auf der SWP-Website unter <https://www.swp-berlin.org/tueber-uns/qualitaetssicherung/>

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 (Print) 1611-6364
ISSN (Online) 2747-5018
doi: 10.18449/2021A33v02
Zweite, am 21.4.2021 korrigierte Version. Die erste Version mit der doi 10.18449/2021A33 ist nicht mehr verfügbar.

SWP-Aktuell 33
April 2021