

## Nord Stream 2 im Kontext der EU-Binnenmarktregeln

Autorin: Kirsten Westphal<sup>1</sup>

Stand: Juli 2017

### Inhaltsübersicht :

#### A. Einleitung

#### B. Rechtliche Rahmenbedingungen im EU-Binnenmarkt

##### I. Drittes Energiebinnenmarktpaket

##### II. Zugang für Dritte zu den Netzen

#### C. Nord Stream 2 – rechtliche Ansätze und strittige Fragen

##### I. Realisierungspfad für Nord Stream 1 und 2

##### II. Rechtlicher Interpretationsspielraum für Offshore-Pipelines

###### 1. Problem der vorgelagerten Rohrleitungen

###### 2. Widerstände gegen Nord Stream 2

###### 3. Anhaltende Rechtsdiskussionen in der EU

#### D. EU-Regulierung und Gazprom-Engagement im EU-Gasmarkt

##### I. Diversifizierung der Energieimporte und die „Gazprom-Klausel“

##### II. Konfliktfälle South Stream und OPAL

###### 1. South Stream

###### 2. OPAL

#### E. Die Anschlussleitungen der Nord Stream 2

##### I. Varianten der Weiterleitung

##### II. Weiterleitung über EUGAL und NEL

##### III. Marktabfrage und Netzkodex

#### F. Schlussbemerkung

---

Zitierweise: Westphal K., Nord Stream 2 im Kontext der EU-Binnenmarktregeln, O/L-2-2017, [http://www.ostinstitut.de/documents/Westphal\\_\\_Nord\\_Stream\\_2\\_und\\_die\\_Regulierung\\_im\\_EU\\_Binnenmarkt\\_\\_OL\\_2\\_2017.pdf](http://www.ostinstitut.de/documents/Westphal__Nord_Stream_2_und_die_Regulierung_im_EU_Binnenmarkt__OL_2_2017.pdf).

<sup>1</sup> Dr. Kirsten Westphal, Stiftung Wissenschaft und Politik. Dieser Beitrag beruht in großen Auszügen auf: Kai-Olaf Lang und Kirsten Westphal, Nord Stream 2, Versuch einer Politischen und Wirtschaftlichen Einordnung, SWP Studie 2016/ S21, Dezember 2016. Er wurde aktualisiert und überarbeitet.

## A. Einleitung

In der Europäischen Union stieß das Nord-Stream-2-Projekt früh auf politischen Widerstand und auf eine schwierige regulatorische Gemengelage. Das Pipeline-Projekt durch die Ostsee läuft nämlich den politischen Zielen Brüssels und vieler Mitgliedstaaten zuwider, deren erklärtes Ziel es ist, die Erdgasbezüge zu diversifizieren und die Importabhängigkeit von Russland zu reduzieren (vor allem dort, wo sie zu Vulnerabilität führt). Dieses langfristige Interesse war auch bestimmend bei der Konzipierung der Energieunion. Die folgenden Ausführungen widmen sich den rechtlichen Rahmenbedingungen. Denn die Binnenmarktregulierung hat sich bisher als wirksamstes Instrument für Brüssel erwiesen, um seine energiepolitischen Ziele zu verfolgen.<sup>2</sup> Deswegen hat die Kommission auch eine Prüfung der rechtlichen Rahmenbedingungen vorgenommen.

## B. Rechtliche Rahmenbedingungen im EU-Binnenmarkt

Um die rechtlich-regulatorischen Diskussionen zu verstehen, muss man sich vergegenwärtigen, dass die Kompetenz in der Energiepolitik zwischen der Union und den Mitgliedstaaten geteilt ist.<sup>3</sup> Zwar haben Letztere nationale Souveränität über ihren Energiemix. Die Union aber erlässt im Gesetzgebungsverfahren Normen, die das Funktionieren des Energiemarkts und die Energieversorgungssicherheit gewährleisten sollen (Art. 194 TFEU).

### I. Drittes Energiebinnenmarktpaket

Was die Nutzung und den Betrieb von Gaspipelines betrifft, sind die »Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen« (715/2009/EG) und die »Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt« (2009/73/EG) von besonderer Bedeutung. Beide Rechtsakte sind Teil des Dritten Energiebinnenmarktpakets. Nach Richtlinie 2009/73/EG müssen Fernleitungsnetze aus vertikal-integrierten Gasunternehmen herausgelöst, also von Produktion, Import und Vertrieb getrennt werden (Art. 15). Die Entflechtungsvorgaben umzusetzen und die Zertifizierung des unabhängigen Betreibers der Pipelines vorzunehmen, obliegt den Mitgliedstaaten bzw. der jeweiligen nationalen Regulierungsbehörde.<sup>4</sup> Bei der Zertifizierung des Pipeline-Betreibers kann die Kommission nur eine unverbindliche Stellungnahme abgeben.

### II. Zugang für Dritte zu den Netzen

Der Zugang für Dritte (Art. 13) zu den Pipelines wird über die sogenannten Netzcodes geregelt: Sie enthalten Bestimmungen über die Vergabe von Transportkapazitäten, die Modalitäten des

---

<sup>2</sup> Andreas Goldthau/Nick Sitter, »Soft Power with a Hard Edge: EU Policy Tools and Energy Security«, in: *Review of International Political Economy*, 22 (2015) 5, S. 941–965; Kirsten Westphal, »Gazprom und die EU-Regeln des Binnenmarktes – auch eine politische Frage«, in: *Russland-Analysen*, (20.11.2015) 305, S. 2–5.

<sup>3</sup> Siehe dazu auch Deutscher Bundestag, Unterabteilung Europa, Fachbereich Europa, *Ausarbeitung: Nord Stream 2 – Vorgaben des europäischen Energierechts, März 2016 (PE 6-3000-27/16)*.

<sup>4</sup> Ebd., S. 7.

grenzüberschreitenden Betriebs und den Umgang mit Engpässen in den Netzen und legen Tarife fest. Die Netzcodes werden von der Vereinigung Europäischer Gasnetzbetreiber (ENTSOG) auf Basis der Rahmenleitlinien der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) erarbeitet, von der Kommission gebilligt und von den nationalen Regulierungsbehörden umgesetzt. Für Transportkapazitäten, die in schon bestehenden Langfristverträgen fixiert sind, wurden lange Übergangsfristen geschaffen und der Netzcode für Kapazitätsallokation, der am 1.11.2015 in Kraft trat, erlaubt die Buchung von großen Kapazitäten bis auf 15 Jahre hinaus. Die EU ist hier Erdgasexporteuren wie Gazprom entgegengekommen. Außerdem ließ die Kommission Ausnahmeregelungen für große Infrastrukturprojekte (Verbindungsleitungen, LNG-Terminals, Speicher) zu, zu denen Dritte in Sonderfällen keinen Zugang erhalten müssen. Solche Ausnahmen können zwar von der nationalen Regierungsbehörde gewährt werden, wenn dadurch Versorgungssicherheit und Wettbewerb gestärkt werden; sie müssen allerdings von der Kommission bestätigt werden. Diese Binnenmarktregelungen definieren also die jeweiligen Handlungsräume von Union und Mitgliedstaat.

## C. Nord Stream 2 – rechtliche Ansätze und strittige Fragen

All diese unter Ziffer B. genannten Zusammenhänge spielen eine wichtige Rolle für die Frage, wie schnell und unter welchen rechtlich-regulatorischen Prämissen Nord Stream 2 realisiert werden könnte.

### I. Realisierungspfad für Nord Stream 1 und 2

Das Nord-Stream-2-Konsortium setzt auf den gleichen Realisierungspfad, wie beim Bau der Nord Stream 1.<sup>5</sup> Indes haben sich seit der Planungsphase der Nord Stream 1 die politischen Rahmenbedingungen in der EU verändert. Der Bau der Ostseeleitung wurde 2005 besiegelt und 2010 begonnen. 2011 und 2012 wurden die beiden Stränge in Betrieb genommen.<sup>6</sup> Für Nord Stream 1 wurde kein Intergouvernementales Abkommen (IGA) zwischen Deutschland und Russland geschlossen.<sup>7</sup> Im September 2005 unterzeichneten der damalige Bundeskanzler Gerhard Schröder

<sup>5</sup> Karel Beckman, »Can Nord Stream 2 Be Stopped?«, *Energy Post (online)*, 14.4.2016, <[www.energypost.eu/can-nord-stream-2-stopped/](http://www.energypost.eu/can-nord-stream-2-stopped/)> (Zugriff am 8.9.2016).

<sup>6</sup> Eine sehr ausführliche Darstellung des Prozesses findet sich hier: *Nord Stream, Sichere Energie für Europa, Das Nord Stream-Pipelineprojekt 2005–2012*, Zug, Juli 2013, <[www.nord-stream.com/media/documents/pdf/de/2014/04/sichere-energie-fur-europa-komplette-fassung\\_245\\_20140417.pdf](http://www.nord-stream.com/media/documents/pdf/de/2014/04/sichere-energie-fur-europa-komplette-fassung_245_20140417.pdf)> (Zugriff am 8.9.2016).

<sup>7</sup> Üblicherweise regeln IGAs wichtige Fragen für Offshore-Pipelines zwischen dem Exportland und dem Anlandestaat. In solchen Abkommen sind in der Regel Fragen des Umweltschutzes, der Aufsichtszuständigkeit und der Haftpflicht im Versicherungsfall geklärt. Sie legen darüber hinaus zum Beispiel fest, wann von einem Ereignis höherer Gewalt auszugehen ist oder welche Grundsätze der Transparenz zu beachten sind, wenn eine technische Wartung ansteht, siehe Philipp Offenberg, *The European Neighbourhood and the EU's Security of Supply with Natural Gas*, Berlin: Jacques Delors Institut, 15.1.2016 (Policy Paper 156), S. 17.

und der russische Präsident Wladimir Putin lediglich eine Absichtserklärung. Es gibt auch kein entsprechendes Abkommen zwischen der EU und Russland, obwohl das Projekt ursprünglich eine gesamteuropäische Dimension haben sollte und als Teil des Transeuropäischen Netzes (TEN) geplant war. Seinerzeit sollte das große Shtokman-Feld ans europäische Netz angebunden werden.

Der Planungs- und Bauprozess für Nord Stream 2 hat bereits begonnen. Im Zuge dessen müssen die notwendigen Genehmigungsverfahren und Umweltprüfungen im Rahmen nationaler Gesetzgebung, EU Recht und internationaler Konventionen durchlaufen werden.<sup>8</sup> Der Planungs- und Bauprozess wird unter Berücksichtigung der Vorgaben des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen (UNCLOS) und der Espoo-Konvention durchgeführt, die im Rahmen der UN Kommission für Wirtschaftliche Zusammenarbeit in Europa (UNECE) verabschiedet wurde. Das Seerechtsübereinkommen der VN verbrieft das Recht, Unterwasserpipelines zu legen, verlangt aber die Zustimmung derjenigen Staaten, durch deren Küstenwasser und/oder Exklusive Wirtschaftszonen die Pipeline verläuft. Der Verlauf der Nord Stream 2 ist bisher durch die Zonen von Russland, Finnland, Schweden, Dänemark und Deutschland geplant, sie kreuzt auch durch die Küstenwasser von Bornholm und natürlich Deutschland.

Die Espoo-Konvention hat zum Ziel grenzüberschreitende Umwelteinflüsse zu verringern. Damit müssen der Informationsaustausch und die Kooperation auch mit Nachbaranrainern wie Estland, Lettland, Litauen und Polen erfolgen. Obwohl Russland die Espoo-Konvention nicht ratifiziert hat, plant die Nord Stream 2 AG, deren alleiniger Anteilseigner die russische Gazprom ist, die Vorgaben wie im Fall der Nord Stream 1 erfüllen. In Deutschland als dem Anlandestaat müssen das Bergamt in Stralsund sowie das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die Anträge prüfen. Da der Prozess der Antragstellung, Antragsprüfung und Zurückweisung/ Genehmigung einem vorgegebenen Verfahren folgt und die Nord Stream 1 das Genehmigungsverfahren in allen Anrainern bereits durchlaufen hat, bedürfte es wohl stichhaltiger rechtlicher Begründung für eine Zurückweisung des Projektes.

Auch deswegen haben Gegner des Projektes das Dritten Energiepaket auf seine Anwendbarkeit für Nord Stream 2 geprüft.<sup>9</sup>

## II. Rechtlicher Interpretationsspielraum für Offshore-Pipelines

Für Offshore-Pipelines, die durch exklusive Wirtschaftszonen und Küstenmeere von EU-Mitgliedstaaten verlaufen, aber außerhalb der EU beginnen<sup>10</sup>, können unterschiedliche juristische

---

<[www.delorsinstitut.de/2015/wp-content/uploads/2016/01/20160115\\_EUNeighbourhoodAndGas-Offenberg-JDIB-Jan161.pdf](http://www.delorsinstitut.de/2015/wp-content/uploads/2016/01/20160115_EUNeighbourhoodAndGas-Offenberg-JDIB-Jan161.pdf)> (Zugriff am 1.2.2016).

<sup>8</sup> Siehe dazu ausführlich: Nord Stream 2, National Permitting Processes, March 2017, <https://www.nord-stream2.com/de/pdf/document/49/>.

<sup>9</sup> Siehe: Alan Riley, Nord Stream 2: A Legal and Policy Analysis, CEPS Special Report No. 151/ November 2016.

Interpretationsansätze bestehen. Zugespitzt geht es um die Frage, ob sich das rechtliche Setting der Leitungen durch die Ostsee an EU-Regeln oder an internationalem Recht orientieren oder ob ein internationales Abkommen geschlossen werden sollte. Außerdem wurde und wird seit der Ankündigung des Projekts, zwei neue Ostseerohrleitungen für den Gastransport zu bauen, in der EU die Frage kontrovers diskutiert, ob eine Offshore-Pipeline, die durch das Küstenmeer (und die exklusive Wirtschaftszone) eines oder mehrerer Mitgliedstaaten verläuft, der Regulierung durch das Dritte Binnenmarktpaket unterliegt. Dann müssten die darin enthaltenen Bestimmungen umgesetzt werden und die Entflechtungsvorgabe für Fernleitungsnetzbetreiber gelten. Sollte EU-Recht auch offshore oder für den kurzen Abschnitt an Land Anwendung finden (was technisch schwer umsetzbar ist),<sup>11</sup> wäre für die Anwendung der entsprechenden EU-Regelungen entscheidend, wie die Pipeline kategorisiert würde.

## 1. Problem der vorgelagerten Rohrleitungen

Nach deutschem Rechtsverständnis sind es die nationalen Regulierungsbehörden, durch deren Gewässer die Pipeline verläuft, die die notwendigen Prüfungen vornehmen und das Projekt genehmigen müssten. Denn nach Artikel 34 der Richtlinie 2009/73/EG sind *vorgelagerte Rohrleitungen* von der Anwendung des Binnenmarktpakets ausgenommen und unterliegen der Regulierung des Anlandestaats.

Vorgelagerte Rohrleitungen (»upstream pipelines«) sind Teil der Gasgewinnung, denn sie verbringen das Gas zu anderen Anlagen (Aufbereitung oder Terminal). Sie enden dort, wo das vermarktungsfähige Erdgas in das Fernleitungsnetz eingespeist wird. Die Kategorisierung der Nord Stream 2 als Interkonnektor bzw. grenzüberschreitende Verbindungsleitung, die eine Grenze zwischen zwei EU-Mitgliedstaaten (im Sinne des EU-Rechts) quert, scheidet dagegen nach dem Wortlaut der Verordnung für die Nord Stream 2 aus. In Bezug auf eine Fernleitung für den Transport von Erdgas zwischen zwei Märkten, die unterschiedlicher Regulierung unterliegen, gibt es im EU-Recht keine Vorgaben.

Auf der Basis dieser Rechtsauslegung hat Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel bei seinem Besuch in Moskau im Oktober 2015 erklärt, dass Deutschland sich darum bemühe, die Regulierung im Kompetenzbereich seiner Behörden zu behalten.<sup>12</sup> Viele Beobachter haben dieses Statement als Absage an die Energieunion missverstanden.

---

<sup>10</sup> Siehe ausführlich Kim Talus, "Application of EU Energy and Certain National Laws of Baltic Sea Countries to the Nord Stream 2 Pipeline Project", *Journal of World Energy Law and Business* 10, no. 1 (2017): 30–42.

<sup>11</sup> Dann müsste theoretisch unter Wasser an einem bestimmten Punkt (des Küstenmeeres, der exklusiven Wirtschaftszone oder in Russland) ein Zugang für Dritte offeriert werden.

<sup>12</sup> »Sostojalas vstrecha Vladimira Putina c vize-kanzlerom, ministrom ekonomiki i energetiki Federativnoij Respubliki Germanija Sirgmarom Gabrielem« [Treffen zwischen Wladimir Putin und Vizekanzler und Minister

## 2. Widerstände gegen Nord Stream 2

Nach der Ankündigung des Projekts im Jahr 2015 wurde in der EU kontrovers über Rechtsauslegungen diskutiert, denn die Widerstände gegen das Bauvorhaben sind nicht nur bei manchen Mitgliedstaaten, sondern auch innerhalb der Kommission und des Parlaments groß.<sup>13</sup> Daher wurde nach regulatorischen Hebeln gesucht, um das Projekt zu verhindern.

## 3. Anhaltende Rechtsdiskussionen in der EU

Die rechtlichen Rahmenbedingungen bereits existierender Pipelines als Modell heranzuziehen, ist schwierig.<sup>14</sup> Da das Projekt in einem hochsensibilisierten Umfeld realisiert wird, zeichnet sich nun ab, dass seine Gegner alle Hebel und darunter auch EU-Vorschriften als Instrument nutzen werden, um den Bau zu erschweren und zu verzögern. Schweden und Dänemark haben Ende Januar 2017 die Kommission in einem Schreiben um Klärung des rechtlichen Sachverhalts, aber auch um eine Einordnung des Projektes im Rahmen der Energie Union der EU gebeten. In einem darauffolgenden Schriftwechsel zwischen dem Generaldirektor für Energie der EU Kommission, Dominique Ristori, und dem Präsidenten der Bundesnetzagentur (BNetzA), Jochen Homann, vom Februar bzw. März 2017 wird von deutscher Seite die Nord Stream 2 aus wirtschaftlich-technischer Sicht als Offshore-Infrastruktur klassifiziert.<sup>15</sup> Damit hält die nationale Regulierungsbehörde wie die Bundesregierung an ihrer rechtlichen Auffassung fest, dass die Nord Stream 2 nicht unter das dritte Energiebinnenmarktpaket fällt und mithin Entflechtungsvorgaben entfallen.

Eigentlich wäre es dringend erforderlich, früh Rechtsklarheit zu schaffen. Die Diskussionen und Rechtsstreitigkeiten in der EU halten aber vor allem aus politischen Gründen an. Das hat mittlerweile fast Tradition mit Blick auf den großen Gaslieferanten aus dem Osten. Das heißt im Ergebnis, dass es für die geplanten Nord-Stream-2-Leitungen durch die Ostsee kein von allen Seiten anerkanntes Regulierungsregime gibt.

---

für Wirtschaft und Energie der Bundesrepublik Deutschland, Sigmar Gabriel], 28.10.2015, <[www.kremlin.ru/events/president/news/50582](http://www.kremlin.ru/events/president/news/50582)> (Zugriff am 29.10.2015).

<sup>13</sup> Deutscher Bundestag, Unterabteilung Europa, Fachbereich Europa, *Ausarbeitung: Nord Stream 2 – Vorgaben des europäischen Energierechts, März 2016 (PE 6-3000-27/16)*, S. 6.

<sup>14</sup> Die vier Pipelines, die von Nordafrika nach Spanien und Frankreich führen, sind weder entflochten noch halten sie Dritten den Zugang offen. Die Pipelines können als Upstream-Pipelines (oder als vorgelagerte Rohrleitungen), als Produzenten-Pipelines, gesehen werden, da sie Gasfelder an das europäische Netz anbinden. Dagegen unterliegen die Pipelines aus Norwegen der Binnenmarktregulierung, da das Land Mitglied des Europäischen Wirtschaftsraums ist (siehe dazu: Banet, *Access to Upstream Infrastructures* (wie Fn. 19)).

<sup>15</sup> Der Autorin liegt der Brief vor.

## **D. EU-Regulierung und Gazprom-Engagement im EU-Gasmarkt**

### **I. Diversifizierung der Energieimporte und die „Gazprom-Klausel“**

Dem Paradigma, einen funktionierenden, wettbewerbsorientierten Binnenmarkt zu schaffen, hat die EU unter dem Eindruck der sich verschlechternden Beziehungen zu Russland spätestens ab 2009 das politisch motivierte Ziel an die Seite gestellt, die Energieimportbezüge geographisch zu diversifizieren. Anders als Norwegen und Algerien, deren Exportpipelines zumeist direkt an ihrem Hauptabsatzmarkt anlanden, musste sich das Unternehmen Gazprom nach der Auflösung der Sowjetunion und des Comecon auf den Transit durch mehrere Länder stützen, um seinen Verpflichtungen zum Beispiel gegenüber seinen deutschen Vertragspartnern zu erfüllen. Parallel zur Osterweiterung der EU änderte sich Mitte der 2000er Jahre die politische Wahrnehmung der Lieferbeziehungen mit Russland. Die neuen Mitgliedsländer der Union brachten ihre Erfahrungen und ihre Prägungen aus ihrem früheren Abhängigkeitsverhältnis zu Moskau in die Gemeinschaft ein. Außerdem rückten die Gastransitkrisen 2006 und 2009 die Abhängigkeit von russischem Erdgas auf dem erweiterten EU-Gasmarkt in den allgemeinen Fokus. So wurde die Diskussion über die konkrete Ausgestaltung des Dritten Binnenmarktpakets und die Umsetzung der Entflechtung (»unbundling«) stark vom Vorgehen Gazproms beeinflusst. Mit Blick auf den russischen Monopolisten wollte die EU-Kommission den Erwerb von Transportinfrastruktur nur Unternehmen aus solchen Drittstaaten erlauben, die das gleiche Recht reziprok gewährten. Diese sogenannte »Gazprom-Klausel« ließ sich aber nicht durchsetzen. Eingang in das Gesetzespaket fand allerdings die Bestimmung, dass Investitionen aus Drittstaaten nun von den betreffenden nationalen Kartellbehörden geprüft und von der Kommission bestätigt werden müssen.

### **II. Konfliktfälle South Stream und OPAL**

Wie erwähnt haben sich die Gashandelsbeziehungen zwischen der EU und Russland nach dem Bau der Nord Stream 1 und den Liefer- und Transitstörungen in der Ukraine nachhaltig verschlechtert. Die Konflikte zwischen Russland und der EU haben sich vor allem an zwei Pipelines entzündet: an der South Stream und OPAL, der Anbindungsleitung an die Nord Stream 1 (siehe das folgende Kapitel zu den Anschlussleitungen).

#### **1. South-Stream**

Die South Stream Pipeline war das Projekt eines von Gazprom geführten Konsortiums, an dem die BASF Wintershall, die italienische Eni und die französische EDF beteiligt waren. Die Leitung sollte mit einer Kapazität von 63 Milliarden Kubikmetern durch das Schwarze Meer nach Bulgarien und dann bis Österreich bzw. Italien führen, teilweise also offshore, teilweise onshore verlaufen. Ein erstes Abkommen dazu wurde im Februar 2009 geschlossen. Im August desselben Jahres trat das Dritte Energiebinnenmarktpaket in Kraft. Die Auswirkungen auf das South-Stream-Projekt waren weitreichend. Da die Gazprom für die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) keine auflagenfreie Ausnahmegenehmigung bekommen hatte und sie deswegen deren Kapazität bis Oktober 2016 nur

zur Hälfte nutzen durfte, sah sie für die Onshore-Sektion der South Stream von einem Antrag auf eine Ausnahmegenehmigung ab. Stattdessen schloss Russland für diese Multi-Länder-Pipeline mit den EU-Mitgliedstaaten Regierungsabkommen (IGAs). Moskau stützte seine Argumentation auf folgende Position: Es sah internationale Verträge als über dem Dritten Binnenmarktpaket stehend an. Zugleich legte es im April 2014 Beschwerde bei der Welthandelsorganisation (WTO) ein.<sup>16</sup>

Die EU-Kommission dagegen sah in den IGAs einen Bruch mit den Bestimmungen des Dritten Binnenmarktpakets und forderte von den betroffenen Mitgliedstaaten, diese Regierungsabkommen zu kündigen oder neu zu verhandeln, andernfalls drohe ein Verfahren wegen Verstoßes. Tatsächlich eröffnete die Kommission denn auch zwei Verfahren gegen Bulgarien, unter anderem wegen Verstoßes gegen das Dritte Binnenmarktpaket. Bulgarien stellte dann den Bau der Pipeline im August 2014 ein.

Im Ergebnis wurden die Hürden für die Realisierung der South Stream Pipeline von Brüssel immer höher gesteckt. Die Ausdehnung der Regeln des Dritten Energiebinnenmarktpakets auf die South Stream ist nicht unstrittig, da die dazugehörigen Richtlinien und Verordnungen eigentlich keine klaren Regeln (z.B. für die Vergabe von Kapazitäten) für im Bau befindliche und neue Infrastrukturen enthalten.

In Bezug auf die South Stream hat die EU-Kommission im Geiste ihres Binnenmarktpakets argumentiert, sich dabei aber nicht auf solidem rechtlichem Boden befunden. Dass das Projekt in Brüssel ohnehin auf wenig Gegenliebe stieß, weil es mit dem von der EU-Kommission präferierten »Südlichen Korridor« konkurrierte, liegt auf der Hand. Unter dem Eindruck der Krimkrise wurden dann aber alle Hebel in Bewegung gesetzt, um das Projekt aus politischen Gründen zu stoppen.

## 2. OPAL

Die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) wurde einzig für den Abtransport der Gasmengen aus der Nord Stream 1 gebaut. Deswegen hat das Konsortium früh eine Ausnahmegenehmigung zur alleinigen Nutzung der Pipeline beantragt. Zwar ist die Bereitstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs für Dritte eine Vorgabe des Dritten Binnenmarktpakets, aber es gab und gibt in Greifswald außer Gazprom (bisher) keinen weiteren Anbieter von Erdgas.

Eine von der Bundesnetzagentur (BNetzA) gewährte Ausnahmegenehmigung von 2009 lehnte die EU Kommission im gleichen Jahr mit dem Argument ab, dass damit zwar die Gasversorgungssicherheit, nicht aber der Wettbewerb verbessert würde.<sup>17</sup> Die Kommission regte in ihrem Schriftsatz an, ein sogenanntes Gas Release Programm durchzuführen, bei dem Gazprom drei Milliarden Kubikmeter

---

<sup>16</sup> World Trade Organization (WTO), Dispute Settlement, Dispute DS476: European Union and Its Member States – Certain Measures Relating to the Energy Sector. Request for Consultation by the Russian Federation, 8.5.2015, <<http://bit.ly/2fgfYqd>> (Zugriff am 2.12.2016).

<sup>17</sup> Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Betreff: Ausnahmegenehmigung der Bundesnetzagentur für die OPAL-Gas-leitung gemäß Art. 22 der Richtlinie 2003/55, K(2009) 4694, 12.6.2009, S. 9.



Erdgas in Greifswald in einer Auktion hätte anbieten können.<sup>18</sup> Damals war das russische Unternehmen dazu nicht bereit. Am 31.10.2013 schlossen dann die Gazprom, die OPAL Gastransport und die Bundesnetzagentur einen Vergleichsvertrag.<sup>19</sup> Dieser Kompromiss hätte es der Gazprom erlaubt, bis zu 100 Prozent der Transportkapazitäten zu nutzen. 50 Prozent wären fest zugewiesen, die anderen 50 Prozent hätte der russische Konzern in Auktionen ersteigern können. Die Zustimmung zu dieser Lösung, die die Beteiligten im Beisein der Kommission erzielten, wurde in Brüssel aber nicht wie erwartet im März 2014 erteilt, sondern immer wieder verschoben. Offenkundig spielte hier der Konflikt in und um die Ukraine eine Rolle. Im Dezember 2014 zog sich dann die Gazprom selbst von dem Vergleich kurzzeitig zurück. Deswegen konnten jahrelang nur 18 Milliarden Kubikmeter per annum über die OPAL weitergeleitet werden.

Mitte Mai 2016 einigte sich die BNetzA mit Gazprom und OPAL Gastransport auf einen neuen Vergleich, der im Wesentlichen auf dem bereits ausgehandelten Agreement beruht. Danach lag das Notifizierungsverfahren wieder bei der EU-Kommission. Brüssel stimmte dem Kompromiss letztlich mit strengeren Auflagen am 28.10.2016 zu: 50 % der Kapazität bleiben von der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung weiterhin komplett ausgenommen. Bis zu 20 % der Kapazität am Exit-Point Brandov müssen mit kurzfristiger Laufzeit am virtuellen Handelspunkt des deutschen Marktgebiets Gaspool angeboten werden. Hier kann Gazprom zum Basispreis mitbieten. Zudem muss sich der Netzbetreiber OPAL als unabhängiger Netzbetreiber zertifizieren lassen. Nun kann Gazprom die OPAL zu mindestens 80 % auslasten, was 28,8 Milliarden Kubikmetern jährlich entspricht<sup>20</sup>. Bekommt sie den Zuschlag zum Basispreis kann sie (kurzfristig) die 36 Milliarden Kubikmeter per annum voll nutzen. Diese Ausnahmeregelung soll bis 2033 gelten, danach greift die EU Regulierung in vollem Umfang. Allerdings hat die polnische Regierung und die polnische Gasgesellschaft PGNiG am 4.12.2016 dagegen Einspruch beim Gerichtshof der EU und eine Aussetzung der Auktionen am Oberlandesgericht Düsseldorf Ende Dezember 2016 erwirkt. Am 21.7.2017 hat das Gericht der EU die Anträge auf Aussetzung der Versteigerung von Transportkapazitäten zurückgewiesen, da ein schwerer und nicht wiedergutzumachender Schaden mit Blick auf polnische Versorgungssicherheit und den Wettbewerb bis zur Entscheidung nicht festgestellt werden konnte.<sup>21</sup> Eine endgültige

---

<sup>18</sup> Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Betreff: Ausnahmegenehmigung der Bundesnetzagentur für die OPAL-Gas-leitung gemäß Art. 22 der Richtlinie 2003/55, K(2009) 4694, 12.6.2009, S. 22.

<sup>19</sup> »OPAL Gastransport muss geplante Jahresauktion verschieben. Beteiligungsverfahren der EU-Kommission noch nicht abgeschlossen«, Kassel, 28.2.2014, OPAL Gastransport (online), <[www.opalgastransport.de/fileadmin/user\\_upload/140224\\_OPAL\\_Mitteilung.pdf](http://www.opalgastransport.de/fileadmin/user_upload/140224_OPAL_Mitteilung.pdf)> (Zugriff am 8.9.2016).

<sup>20</sup> Bundesnetzagentur, "Antrag auf Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a EnWG: Hier: Information Vergleichsvertrag „OPAL“". [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2008/2008\\_0001bis0999/2008\\_001bis099/BK7-08-009\\_BKV/Veroeffentlichung\\_Aktuelles.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2008/2008_0001bis0999/2008_001bis099/BK7-08-009_BKV/Veroeffentlichung_Aktuelles.html) (accessed 22 February 2017).

<sup>21</sup> Gericht der Europäischen Union, Pressemitteilung Nr. 83/17, Luxemburg 21.Juli 2017.

Entscheidung des Gerichts der EU über die Rechtmäßigkeit des Vergleichsvertrags steht allerdings noch aus.

## **E. Die Anschlussleitungen der Nord Stream 2**

Die Nord Stream 2 ist ohne die Lösung der Frage, wie (und wohin) das russische Gas weitertransportiert werden soll, kein vollständiges Projekt. Für die vorgesehenen zusätzlichen 55 Milliarden Kubikmeter Gas, die ab 2019 jährlich in Greifswald anlanden sollen, fehlt es an Weiterleitungskapazitäten.

### **I. Varianten der Weiterleitung**

Für die Onshore-Sektion in Deutschland sind folgende Varianten denkbar und zu prüfen:

- a) die volle Auslastung der Kapazität der OPAL,
- b) der (Aus)Bau einer Rohrleitung im regulierten Prozess der Netzplanung und
- c) der Bau neuer Kapazitäten im Rahmen des Netzcodes Kapazität-Management.

Im Frühsommer 2017 stellte sich die Situation wie folgt dar: Das Nord-Stream-1-System verfügt über zwei Offshore-Pipelines und zwei Anschlussleitungen in Deutschland. Nord Stream 1 hat eine technische Kapazität von 55 Milliarden Kubikmetern jährlich. Sie war bisher aber nur zu 38 Milliarden Kubikmetern auslastbar. Davon wurden 20 Milliarden Kubikmeter über die Nordeuropäische Gasleitung (NEL) nach Westen verbracht, der Rest über die OPAL nach Süden geleitet.

### **II. Weiterleitung über EUGAL und NEL**

Die Nordeuropäische Gasleitung (NEL) ist von der EU-Kommission nicht als Interkonnektor klassifiziert worden und unterliegt damit der vollen Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Für den Transport von zusätzlichen Mengen aus der Nord Stream 2 müsste diese Pipeline ausgebaut werden. Konsequenterweise haben bei der Netzentwicklungsplanung 2016/2017 viele »Stakeholder«, also Gashändler, Gasexporteure und Gasimporteure, entsprechende Eingaben gemacht. Die Erweiterung der Nord Stream 2 ist im deutschen Netzentwicklungsplan 2016 in einer Variante Q2 modelliert und unterliegt damit der Regulierung durch die BNetzA. Für jeden Pipeline-Bau sind außerdem ein Raumordnungs- und ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen.

Die deutschen Netzbetreiber gehen im „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028“ von 2017 insgesamt von zusätzlichen Mengen von 55 Milliarden Kubikmetern (Nord Stream 1 und 2) aus.<sup>22</sup> Generell werden Entgelte für einen Ausbau jeweils auf die künftigen Nutzer der Pipeline oder des Gesamtnetzes des Betreibers umgelegt. Im Netzentwicklungsplan von 2016 wurden die Zusatzkosten für den regulierten Ausbau des deutschen Netzes mit 500 Millionen Euro veranschlagt. Neben dem Ausbau der NEL ist nun wird eine komplett neue Anschlussleitung nach

---

<sup>22</sup> . <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2018/nep-2018.html>.

Tschechien geplant, die den Namen Europäische Gas-Anschlussleitung (EUGAL) bekommen hat und weitgehend parallel zur OPAL verlaufen soll.

### III. Marktabfrage und Netzkodex

Erdgas, das über Nord Stream 2 anlandet, soll Richtung Baumgarten (Österreich) über bzw. nach Tschechien und nach Polen transportiert werden. Zu diesem Schluss sind die Netzbetreiber Gascade, Gasunie und Ontras nach einer europaweiten Marktabfrage gekommen, mit der der Bedarf an neuen Transportkapazitäten für Erdgas an den Grenzen des norddeutschen Marktgebiets GASPOOL ermittelt werden sollte.

Dieses Verfahren der »Marktabfrage« und die Planungsschritte für die EUGAL sind in mehrerer Hinsicht interessant. Ziel der Marktanalyse war es, den künftigen Bedarf für neue marktraumüberschreitende Transportkapazitäten so früh und so realistisch wie möglich einschätzen zu können, um die Gasfernleitungsinfrastruktur entsprechend auszubauen. Dass sich an der unverbindlichen Marktabfrage acht Marktteilnehmer (und damit mehr als die damaligen sechs Konsortialmitglieder der Nord Stream 2) beteiligt haben, bezeugt das große Interesse, das am Gasbezug und der Erweiterung der grenzüberschreitenden Transportverbindungen besteht.

Und noch ein anderer Aspekt ist im Hinblick auf die gewählte Methode der Marktbefragung bemerkenswert: Die Netzbetreiber bauten mit ihrer Versteigerung auf einen Mechanismus, der vergleichbar mit den Auktionen im Netzkodex zur Kapazitätsallokation ist. Ein Kodex zur Vergabe neuer und zusätzlicher Kapazitäten hatte im Rahmen des Netzkodex zur Kapazitätsallokation (NC CAM) für South Stream noch gefehlt (siehe zu South Stream, oben unter D.II.1.). Mit Gascade hat die EUGAL einen bereits zertifizierten Betreiber. Die Transportkapazitäten werden auf der Plattform PRISMA versteigert werden.<sup>23</sup> Damit werden die Anschlusspipelines für Nord Stream 2 komplett im Rahmen des Dritten Energiebinnenmarktpaketes geplant, erweitert und gebaut.

### F. Schlussbemerkung: Eine politische Entscheidung

Oben ist dargestellt worden, wie stark sich die rechtlichen Rahmenbedingungen in der Europäischen Union verändert haben unter der Vorgabe, einen funktionierenden und integrierten Erdgasbinnenmarkt zu schaffen, aber diese auch mit Blick auf den Lieferanten Russland nachgebessert wurden.

Aus (geo-)politischen Gründen hat die EU-Kommission nicht nur OPAL und South Stream einer harten Prüfung unterzogen, sondern prüft nun auch die Möglichkeit, ein politisches Mandat der Mitgliedstaaten zu bekommen, um ein Pipeline-Regime für Nord Stream 2 mit Russland

---

<sup>23</sup> Andreas Goldthau, *Assessing Nord Stream 2: Regulation, Geopolitics and Energy Security in the EU, Central Eastern Europe and the UK*, Strategy Paper 10 (London: European Centre for Energy and Resource Security [EUCERS], 2016), 26.

auszuhandeln.<sup>24</sup> Die EU Kommission möchte nach eigenem Bekunden die Rechtslücke überbrücken und die Pipeline nach EU-Prinzipien reguliert wissen.

Der Vorstoß der EU-Kommission zeigt zum einen, dass sich das Dritte Energiebinnenmarktpaket nicht auf die Nord Stream 2 anwenden lässt. Zum anderen ist er Ausdruck der Sorge, dass Russland seinen Marktanteil in der EU und in Deutschland, dem größten Gasmarkt in der EU und strategischem Umschlagplatz zwischen Ost und West, Nord und Süd, weiter ausbauen könnte. Vor allem aber ist das Ansinnen politisch motiviert. Im Hinblick auf das Neutralitätsgebot, das die EU-Kommission im Zuge von Regulierungsmaßnahmen beachten muss, und auf das Gebot der Transparenz und Berechenbarkeit rechtlicher Rahmenbedingungen wäre es problematisch gewesen, sich weiter auf die Anwendung des Dritten Energiebinnenmarktpaketes zu berufen. Mit der Funktion der Kommission als Hüterin der Verträge wäre das kaum vereinbar. Zudem würde es einem Paradigmenwechsel gleichkommen und den Prinzipien des Wettbewerbs und des Marktes zuwiderlaufen. An diesem Punkt spielt es nämlich eine Rolle, dass keine öffentlichen Gelder zur Realisierung der Offshore-Pipeline benötigt werden. Politisch baut die Kommission nun auf die Energie Union mit ihrer ersten Säule von Versorgungssicherheit in Solidarität und Vertrauen. Der Ball ist mithin im Feld der Mitgliedsstaaten, die entscheiden müssen, ob sie die Kommission mit einem Verhandlungsmandat betrauen möchten. Das wäre ein Präzedenzfall und würde die Rollenverteilung zwischen Kommission, Mitgliedsstaaten und Unternehmen verschieben. Eine schwierige Güterabwägung für alle Mitgliedsstaaten, die aber auch den Stellenwert europäischen Zusammenhalts in schwierigen Zeiten<sup>25</sup> im Blick haben sollte.

---

<sup>24</sup> Am 9. Juni 2017 hat die Kommission den Mitgliedsstaaten empfohlen, im EU Rat ein solches Mandat zu beschließen. Das Schreiben liegt der Autorin vor.

<sup>25</sup> Die im Juli vom US-Kongress beschlossenen Sanktionen gegen Russland, die in Sektion 232 auf Pipeline-Projekte gerichtet sind, haben weitreichende extraterritoriale Effekte, die ein konzertiertes Vorgehen der EU erfordern. Sie haben weitreichende Auswirkungen auf die EU-Energie-Außenbeziehungen, die aber nicht Gegenstand dieses Beitrages sein können.

©Ostinstitut Wismar, 2017  
Alle Rechte vorbehalten  
Der Beitrag gibt die Auffassung des Autors wieder

Redaktion:

Prof. Dr. Otto Luchterhandt,  
Dimitri Olejnik,  
Dr. Hans-Joachim Schramm  
Prof. Dr. Andreas Steininger

Ostinstitut Wismar  
Philipp-Müller-Straße 14  
23966 Wismar  
Tel +49 3841 753 75 17  
Fax +49 3841 753 71 31  
office@ostinstitut.de  
www.ostinstitut.de

ISSN: 2366-2751