



Per Kurier

Vorab per Fax: 030 / 186 15 54 15

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Abteilung II B 4 – Gas; Krisenvorsorge
- [REDACTED] -
11019 Berlin

Düsseldorf

Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte
Steuerberater PartG mbB
Feldmühleplatz 1
40545 Düsseldorf
T +49 211 49 79 0 (Zentrale)

[REDACTED]
www.freshfields.com

Dok. Nr.

Legal-48622351

Unser Zeichen

166751-0001

9. Juli 2021

NICHT VERTRAULICHE FASSUNG

Unterlagen zur Beurteilung der Auswirkungen einer Zertifizierung der Nord Stream 2 AG als unabhängige Transportnetzbetreiberin gem. §§ 4b, 10 ff. EnWG auf die Energieversorgungssicherheit

[REDACTED]
sehr geehrte Damen und Herren,

wir zeigen an, dass uns die Nord Stream 2 AG mit der Vertretung ihrer Interessen beauftragt hat. Wir sind für die Nord Stream 2 AG zustellungsbevollmächtigt. Vollmacht wird anwaltlich versichert.

Namens und im Auftrag der

Nord Stream 2 AG, Baarerstrasse 52, 6300 Zug, Schweiz, vertreten durch Matthias Warnig (Chief Executive Officer), Paul Corcoran (Chief Financial Officer), Dr. Marco Casirati (Chief Project Officer), Reinhard Ontyd (Chief Commercial Officer) und Pavel Persidskii (Chief Technical Officer),

übermitteln wir mit diesem Schreiben Unterlagen zur Beurteilung der Auswirkungen einer Zertifizierung der Nord Stream 2 AG als unabhängige Transportnetzbetreiberin gem. §§ 4a, 4b, 10 ff. EnWG auf die Energieversorgungssicherheit

Der besseren Übersicht halber stellen wir dem Schreiben eine Inhaltsübersicht voran.

Die Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte Steuerberater Partnerschaftsgesellschaft mit beschränkter Berufshaftung (Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte Steuerberater PartG mbB) hat ihren Sitz in Frankfurt am Main und ist im Partnerschaftsregister des Amtsgerichts Frankfurt am Main unter der Registernummer PR 2677 eingetragen. Weitere regulatorische Informationen finden Sie unter www.freshfields.com/support/legalnotice.

Eine Liste aller Gesellschafter der Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte Steuerberater PartG mbB stellen wir auf Nachfrage gern zur Verfügung. Die Bezeichnung „Partner“ umfasst sowohl Gesellschafter der Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte Steuerberater PartG mbB als auch Consultants und Mitarbeiter der Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte Steuerberater PartG mbB, die keine Gesellschafter sind, aber aufgrund vergleichbarer Position und Qualifikation ebenfalls als „Partner“ bezeichnet werden.

A.	Einleitung.....	3
B.	Voraussetzungen für die Feststellungen zur Energieversorgungssicherheit	4
I.	Formelle Voraussetzungen	4
II.	Zertifizierung der Nord Stream 2 AG gefährdet nicht Energieversorgungssicherheit.....	4
1.	Positiver Beitrag der Nord Stream 2 Pipeline zur Versorgungssicherheit	5
a)	Entwicklung des Gasmarkts	6
aa)	Aktuelle und zukünftige Entwicklung der Gasnachfrage in der EU.....	6
bb)	Förderung von Erdgas in der EU.....	8
cc)	Importe von Erdgas über Pipelines.....	9
(1)	Drittstaaten außer Russland	9
(2)	Russland.....	12
dd)	LNG-Importe	14
ee)	Wesentlicher Beitrag zur Deckung des künftigen Gasbedarfs.....	17
b)	Nord Stream 2 Pipeline schafft zusätzliche Importkapazität und stärkt damit die Resilienz des Energieversorgungssystems.....	17
c)	Nord Stream 2 Pipeline begründet eine direkte Transportroute in die EU und nach Deutschland ohne Umwege über Transitländer	20
aa)	Reduzierung technischer Risiken	20
bb)	Reduzierung politischer Risiken.....	20
d)	Nord Stream 2 Pipeline ermöglicht den kürzesten Zugang zu den russischen Gasquellen der Zukunft.....	21
e)	Erheblicher Beitrag zur Versorgungssicherheit steht aufgrund der behördlichen Planungsentscheidungen fest	22
2.	Nord Stream 2 Pipeline führt zu einer kosteneffizienteren Gasversorgung in der EU.....	23
a)	Pipeline-Importe aus Russland haben Kostenvorteile gegenüber LNG-Importen	23
b)	Europäische Gasflussmodellierung bestätigt preismindernden Effekt der Nord Stream 2 Pipeline.....	24



A. Einleitung

- (1) Die Nord Stream 2 AG (im Folgenden auch: *Antragstellerin*) hat bei der Bundesnetzagentur am 9. Januar 2020 einen Antrag gemäß § 28b EnWG auf Freistellung der Nord Stream 2 Pipeline von den in der zitierten Vorschrift genannten regulierungsrechtlichen Vorgaben gestellt. Im Falle einer Erteilung einer entsprechenden Freistellung besteht für die Nord Stream 2 AG kein Erfordernis der Zertifizierung des Netzbetriebes nach §§ 4a ff. EnWG. Die Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 15. Mai 2020 den Antrag auf Freistellung abgelehnt. Hiergegen hat die Nord Stream 2 AG Beschwerde beim OLG Düsseldorf (Az. VI-3 Kart 211/20 [V]) erhoben. Das Beschwerdeverfahren ist derzeit noch anhängig, ein Termin zur Verkündung einer Entscheidung wurde auf den 25. August 2021 bestimmt. Parallel sind unter Beteiligung der Nord Stream 2 AG Rechtsstreitigkeiten vor dem EuGH (Rs. C-348/20 P) und vor einem *ad hoc*-Schiedsgericht in einem ECT-Schiedsverfahren über die Wirksamkeit und Anwendbarkeit der Richtlinie (EU) 2019/692 anhängig, die Grundlage für die Erstreckung der Regulierung auf Teile von Gasverbindungsleitungen aus Drittstaaten ist.
- (2) Die Nord Stream 2 AG möchte während der laufenden Rechtsstreitigkeiten keine unumkehrbaren Maßnahmen struktureller Art durchführen müssen. Andererseits hat die Beschlusskammer 7 angekündigt, ein Zertifizierungsverfahren von Amts wegen einzuleiten, falls die Nord Stream 2 AG selbst keinen Zertifizierungsantrag zum jetzigen Zeitpunkt stellt. Vor diesem Hintergrund folgt die Nord Stream 2 AG der Aufforderung der Bundesnetzagentur und hat am 11. Juni 2021 vorsorglich bei der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Zertifizierung als unabhängige Transportnetzbetreiberin gem. §§ 4b, 10 ff. EnWG eingereicht. Die Nord Stream 2 AG hält uneingeschränkt an ihrer Rechtsposition in den vorgenannten Gerichtsverfahren fest, weshalb nichts in dem Antrag an die Bundesnetzagentur oder in diesem Antrag als eine Aufgabe oder Relativierung der mit den Rechtsmitteln verfolgten Ziele der Nord Stream 2 AG in den jeweiligen Gerichtsverfahren verstanden werden sollte.
- (3) Derzeit werden alle Anteile an der Nord Stream 2 AG von der [REDACTED] gehalten, deren Anteile ihrerseits vollständig im Eigentum der PJSC Gazprom stehen. Die Antragstellerin hat daher bei der Bundesnetzagentur eine Zertifizierung nach §§ 4b, 10 ff. EnWG beantragt. § 4b Abs. 2 S. 2 EnWG sieht vor, dass der Antragsteller mit der Antragstellung bei der Bundesnetzagentur zusätzlich beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die zur Beurteilung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit erforderlichen Unterlagen einzureichen hat. Dem kommt die Nord Stream 2 AG mit dem vorliegenden Schreiben nach. Wegen der Details zur Nord Stream 2 Pipeline verweisen wir auf den Zertifizierungsantrag nach heutigem Stand, den wir als

Anlage AS 1

diesem Schreiben beifügen.



B. Voraussetzungen für die Feststellungen zur Energieversorgungssicherheit

I. Formelle Voraussetzungen

- (4) Die Nord Stream 2 AG hat bei der Bundesnetzagentur für den von ihr auf deutschem Hoheitsgebiet befindlichen Abschnitt der Nord Stream 2 Pipeline die Zertifizierung als unabhängige Transportnetzbetreiberin (*independent transmission system operator, ITO*) auf der Grundlage der §§ 4b, 10 ff. EnWG beantragt. Gem. § 4b Abs. 2 S. 2 EnWG hat der Antragsteller mit dem Antrag auf Zertifizierung bei der Bundesnetzagentur zusätzlich beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die zur Beurteilung der Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit erforderlichen Unterlagen einzureichen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist daher zuständig für die Feststellung, dass die Zertifizierung der Nord Stream 2 AG die Energieversorgungssicherheit der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union nicht gefährdet.

II. Zertifizierung der Nord Stream 2 AG gefährdet nicht Energieversorgungssicherheit

- (5) Die Feststellung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 4b Abs. 2 S. 2 EnWG setzt voraus, dass die Erteilung der Zertifizierung die Sicherheit der Elektrizitäts- oder Gasversorgung der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union nicht gefährdet, § 4b Abs. 2 S. 1 EnWG. Da die Erteilung der Zertifizierung als solche die Energieversorgungssicherheit nicht gefährden kann, kommt es darauf an, ob der Betrieb der Gasfernleitung durch den zertifizierten Gasfernleitungsnetzbetreiber keine Gefahr für die Energieversorgungssicherheit in Deutschland und der EU begründet. Diese Voraussetzung ist erfüllt. Die Nord Stream 2 AG hat bei der Bundesnetzagentur am 9. Januar 2020 einen Antrag gemäß § 28b EnWG auf Freistellung der Nord Stream 2 Pipeline von den in der zitierten Vorschrift genannten regulierungsrechtlichen Vorgaben gestellt. Voraussetzung für eine Freistellung ist, dass objektive Gründe, insbesondere Gründe der Versorgungssicherheit vorliegen und die Freistellung die Versorgungssicherheit in der EU nicht beeinträchtigt. Diese Voraussetzungen sind nach § 28b Abs. 2 S. 2 EnWG durch ein Gutachten von sachkundigen und unabhängigen Sachverständigen nachzuweisen. Zu diesem Zweck hat die Nord Stream 2 die Ökonomen von Frontier Economics (*Frontier*) mit der Erstellung eines entsprechenden Gutachtens beauftragt und dieses Gutachten dem Freistellungsantrag beigelegt. Da das Gutachten die Auswirkungen der Nord Stream 2 Pipeline auf die Energieversorgungssicherheit ausführlich begutachtet, wird es auch zur Grundlage des hiesigen Antrags gemacht und als

Anlage AS 2

beigelegt.

- (6) Frontier ist ein ökonomisches Beratungsunternehmen, das in der Vergangenheit häufig Bundesministerien und Bundesbehörden beraten hat und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie daher bekannt sein dürfte. Frontier berät seit über 20 Jahren

mit einer im Energiemarkt anerkannten besonderen Expertise unter anderem in den Bereichen Gaswirtschaft und Regulierung. Beispielsweise hat Frontier bereits im Zusammenhang mit dem Freistellungsantrag der OPAL nach Art. 36 Gas-Richtlinie bzw. § 28a EnWG ein ökonomisches Gutachten erstellt. An der Sachkunde der ökonomischen Gutachter von Frontier bestehen daher keine Zweifel. Das gleiche gilt für die Unabhängigkeit von Frontier von der Antragstellerin. Von dem hiesigen Untersuchungsauftrag abgesehen unterhält Frontier keine weiteren wirtschaftlichen Beziehungen zur Antragstellerin. Insbesondere wurde Frontier auch in der Vergangenheit nicht für die Antragstellerin tätig. Frontier ist daher persönlich wie wirtschaftlich von der Antragstellerin unabhängig und hat das in Auftrag gegebene ökonomische Gutachten anhand wissenschaftlicher Maßstäbe und volkswirtschaftlicher Expertise erstellt. Sowohl die Fachkunde der Gutachter als auch deren Unabhängigkeit sind daher gewährleistet (s. hierzu auch die Erklärung im Frontier-Gutachten, S. 150).

1. Positiver Beitrag der Nord Stream 2 Pipeline zur Versorgungssicherheit

- (7) Der von der Gasbinnenmarktrichtlinie verwandte Begriff der „Versorgungssicherheit“ ist in der Gasbinnenmarktrichtlinie nicht legaldefiniert. Allerdings ergeben sich aus dem mittlerweile aufgehobenen Art. 5 Gasbinnenmarktrichtlinie Anhaltspunkte, welche Kriterien für die Bestimmung der Versorgungssicherheit relevant sind. Hierzu zählen insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage nach Gas und die erwartete Nachfrageentwicklung. Nach dem Hinweispapier der BNetzA zu § 28b EnWG sind auch die Diversifikation von Bezugsquellen und die Erlangung neuer Transportrouten relevant.¹ Diese Grundsätze gelten in gleicher Weise für die Prüfung des Kriteriums der Versorgungssicherheit nach § 4b Abs. 2 S. 2 EnWG. Hierzu führen wir im Folgenden näher aus.
- (8) Zunächst ist festzustellen, dass die Nord Stream 2 Pipeline eine direkte Verbindung zwischen den Gasfeldern der Jamal-Halbinsel und der EU schafft. Mit einer Kapazität von 26,5 Billionen m³ handelt es sich um eine der weltweit größten Gasreserven. Die Nord Stream 2 ermöglicht es, Gas aus diesen Gasreserven unmittelbar in die EU zu transportieren, ohne dass ein Umweg über Drittstaaten erforderlich ist. Die Nord Stream 2 Pipeline bedeutet dabei nicht nur keine Gefährdung der Versorgungssicherheit in der Bundesrepublik Deutschland und in Europa; sie leistet vielmehr einen positiven Beitrag zum Erhalt derselben. Dies zeigt das Frontier-Gutachten auf, das wir im Folgenden in zentralen Aussagen wiedergeben. Das Frontier-Gutachten wurde Ende 2019 erstellt. Die dort getroffenen Prognosen beruhen auf den damals verfügbaren Daten. Zwischenzeitlich sind nicht zuletzt aufgrund weiterentwickelter energiepolitischer Zielvorstellungen weitere Studien erstellt worden, die insbesondere die Langfristprognosen aufgrund veränderter politischer Klimaziele über das Jahr 2030 hinaus weiter ausfächern. Für den besser zu prognostizierenden Zeitraum bis zum Jahr 2030 ergeben sich jedoch keine wesentlichen Veränderungen zur Einschätzung von Frontier Economics aus dem Jahr 2019.

¹ BNetzA, Hinweispapier zur Antragstellung nach § 28b Abs. 1 EnWG, S. 4.

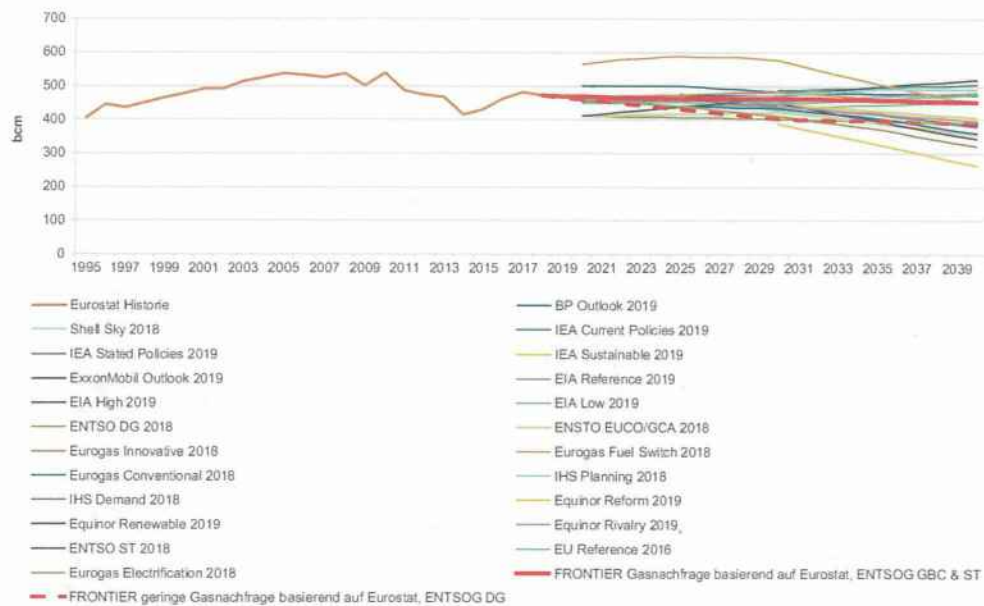


- (9) Eine wesentliche Grundlage der Untersuchung Frontiers bildet der zehnjährige Netzentwicklungsplan 2018 (Ten-Year-Network-Development-Plan – **TYNDP**), der 2018 von ENTSO-G und ENTSO-E das erste Mal gemeinsam entwickelt wurde. Für die übrigen jeweils verwendeten Quellen und Berechnungsmodelle verweisen wir auf das Gutachten. Inzwischen wurde der TYNDP 2020 vorgelegt, der eine langfristig geringere Erdgasnachfrage bei gleichzeitig höherer erneuerbarer Gasproduktion erwartet. An der kurz- und mittelfristigen Prognose von Frontier Economics ändert sich dadurch jedoch nichts Grundlegendes. Da Langfristprognosen stets mit erheblichen Unsicherheiten und einer breiten Streuung verbunden sind, besteht aus Sicht der Antragstellerin kein Aktualisierungsbedarf aufgrund des TYNDP 2020. Sollte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie jedoch eine solche aktualisierte Prognose für erforderlich halten, reicht die Antragstellerin eine solche gern nach.
- a) Entwicklung des Gasmarkts
- (10) Für die Entwicklung des Gasmarkts hat Frontier zunächst die Entwicklung der Nachfrage nach Erdgas in der Europäischen Union (hierzu aa)) betrachtet, außerdem die Entwicklung der Produktion von Erdgas in der EU (hierzu bb)), die Entwicklung der Importe von Erdgas über Pipelines (hierzu cc)) sowie die Entwicklung von LNG-Importen (hierzu dd)). Im Anschluss daran werden die verschiedenen Szenarien erläutert, wie sie sich im Zeitpunkt der Beurteilung durch Frontier Economics dargestellt haben (hierzu ee)).
- aa) Aktuelle und zukünftige Entwicklung der Gasnachfrage in der EU
- (11) Die Nachfrage nach Erdgas in der EU betrug im Jahr 2017 482 Mrd. m³. Der überwiegende Teil wurde für Heizzwecke (Heizung und Warmwasser in Haushalten und Gewerbe sowie in der Industrie für die Erzeugung von Prozesswärme), für die Stromerzeugung und als Rohstoff in der Industrie genutzt.
- (12) Nachdem die Nachfrage nach Erdgas in den Jahren 2010 bis 2014 gesunken war, ist seit 2014 ein Anstieg des Verbrauchs zu verzeichnen, neuerlich im Jahr 2019. Ursächlich ist eine vermehrte Nutzung von Gaskraftwerken für die Stromproduktion aufgrund einer verbesserten (preisbezogenen) Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas und aufgrund politischer Entscheidungen, Kohlekraftwerke sukzessiv abzuschalten.
- (13) Die überwiegende Anzahl der Prognosen geht nach Stand Ende 2019 von einem moderaten Anstieg des Gasverbrauchs bis zum Jahr 2030 aus. Für den Zeitraum von 2030 bis 2050 werden die Unterschiede zwischen den Prognosemodellen naturgemäß größer. Für diesen Zeitraum gehen die meisten Prognosen von einem sinkenden Verbrauch aufgrund von Effizienzgewinnen beim Verbrauch und einer in der Zeit zunehmenden Verlagerung der Stromerzeugung auf Erneuerbare Energiequellen (v.a. Wind und Solar) aus. Auch Anstrengungen, den CO₂-Verbrauch zu verringern, dürften zu einer Verringerung des Gasverbrauchs führen. Dieser erwartete Effekt kann wegen

der jüngst angepassten Klimaschutzziele der EU stärker ausfallen als im Jahr 2019 prognostiziert, steht aber naturgemäß unter dem gleichen Prognosevorbehalt von Langfristvorhersagen. Gleichwohl wird Gas auch im zukünftigen Energiemix eine große Rolle spielen, da seine Nutzung vergleichsweise wenig CO₂ freisetzt und auch aus erneuerbaren Quellen (z.B. Biomethan, Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivate wie synthetisches Methan) gewonnen werden kann.

- (14) Die nachfolgende Übersicht bildet die verschiedenen Prognosen zur Nachfrageentwicklung bei Erdgas in der EU ab. Frontier hat für die Analyse die Nachfrageprognosen verwendet, die auf den von ENTSOG im Rahmen des TYNDP 2018 entwickelten Szenarien beruhen. Wie ausgeführt ändert sich durch die Vorlage des TYNDP 2020 nichts Wesentliches an der Kurz- und Mittelfristprognose bis 2030. Für 2040 ergibt sich eine etwa 10 % geringere Nachfrage als in den beiden Szenarien im Frontier-Gutachten von Ende 2019, was aus Sicht der Antragstellerin wegen der ohnehin bestehenden Unwägbarkeiten bei Langfristprognosen eine nur eingeschränkte Aussagekraft haben dürfte.
- (15) Der Frontier-Analyse aus 2019 liegen dabei zwei der ENTSOG-Szenarien aus dem TYNDP 2018 zugrunde:
- ein Szenario mit stabiler Nachfrage (durchgezogene rote Linie in Abbildung 1), basierend auf den ENTSOG *Gas-before-Coal* und *Sustainable Transition* Szenarien; und
 - ein Szenario mit geringer Nachfrage (gestrichelte rote Linie in Abbildung 1), basierend auf dem ENTSOG *Distributed Generation* Szenario.

Abbildung 1: Szenarien für die Nachfrageentwicklung Erdgas in der EU



Quelle: Frontier Economics (2019) basierend auf den in der Legende genannten Studien.

Hinweis: Die Jahreswerte zwischen den von ENTSOG veröffentlichten Daten für 2025, 2030 und 2040 haben wir linear interpoliert. Zudem liegt das ENTSOG Best-Estimate Szenario für 2020 etwa 10 % unter der in den letzten Jahren (2017, 2018) zu beobachtenden Gasnachfrage. Dies ist nach unserem Verständnis darauf zurückzuführen, dass ENTSOG seine Best-Estimate Schätzung auf historischen Daten bis 2015 basiert und somit das signifikante Wachstum der Gasnachfrage ab 2016 dort nicht reflektiert ist. Daher haben wir eine Anpassung der Jahreswerte für die Jahre 2020-2025 vorgenommen, indem wir die Daten zwischen dem letzten verfügbaren veröffentlichten Jahreswert (Eurostat 2017) und dem nächsten verfügbaren ENTSOG-Wert für 2025 linear interpoliert haben. Berücksichtigt wurden in den Nachfragewerten ebenfalls die Inlandsnachfrage in der Schweiz sowie die Westimporte in die Ukraine, da diese Mengen nur aus dem europäischen Erdgasmarkt geliefert werden können.

- (16) Die Grafik zeigt zudem den historischen Verbrauch von 1995 bis 2018 und die Entwicklung auf Basis verschiedener Prognosen ab dem Jahr 2020 bis zum Jahr 2040.

Anlage AS 2, S. 56.

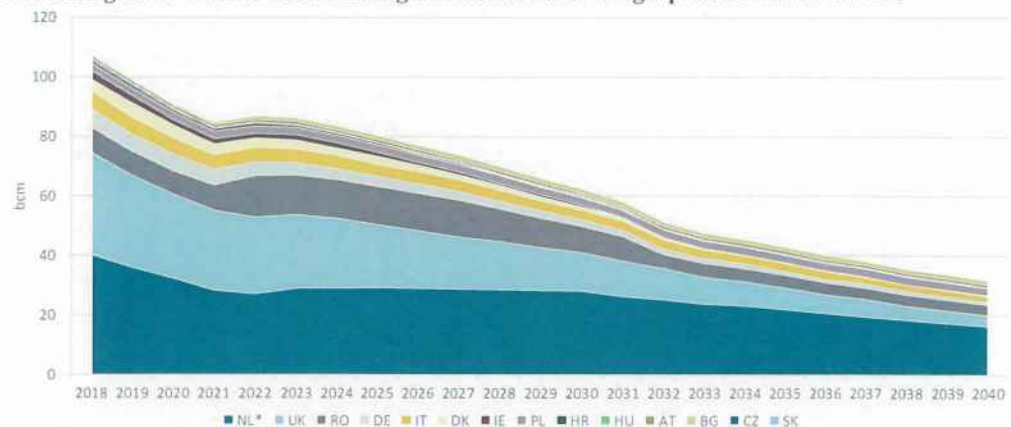
- bb) Förderung von Erdgas in der EU

- (17) Die Förderung von Erdgas in der EU erfolgt vor allem in den Niederlanden und, nunmehr außerhalb der EU, in Großbritannien, die zusammen für ca. zwei Drittel der bisherigen EU-Produktion verantwortlich sind. Die Fördermengen sind seit 2004 deutlich zurückgegangen. Auch der Anteil des in der EU geförderten Gases am Gesamtverbrauch ist von 50 % im Jahr 2010 auf 25 % im Jahr 2018 gefallen. Da die Reserven der beiden Gasförderländer zurückgehen, wird die Gesamtgasproduktion innerhalb der EU zukünftig weiter sinken. Das gilt insbesondere für die Gasförderung im niederländischen Groningen. Während Frontier in ihren Analysen im Jahr 2019 entsprechend der damaligen politischen Beschlüsse einen Phase-Out der Gasförderung in

Groningen bis zum Jahr 2030 angenommen hatte, wird Groningen nunmehr bereits 2022 vollständig geschlossen.

- (18) Die nachfolgende Abbildung zeigt die erwartete Entwicklung der Produktion von Erdgas in der EU auf (noch ohne Berücksichtigung des beschleunigten Groningen-Ausstiegs).

Abbildung 2: Erwartete Entwicklung der heimischen Erdgasproduktion in der EU



Quelle: Frontier Economics basierend auf TYNDP 2018 mit eigenen Anpassungen.

- (19) Zwar wird in Rumänien und Zypern die Fördermenge voraussichtlich erhöht werden, doch beeinflusst dies die Gesamtentwicklung nicht signifikant. Vielmehr wird sich die Reduktion der Fördermengen aufgrund der Entscheidung der niederländischen Regierung, die Produktion aus dem Gasfeld Groningen bereits im Jahr 2022 vollständig einzustellen, negativ auf die Gesamtfördermengen in der EU auswirken.

Anlage AS 2, S. 57.

cc) Importe von Erdgas über Pipelines

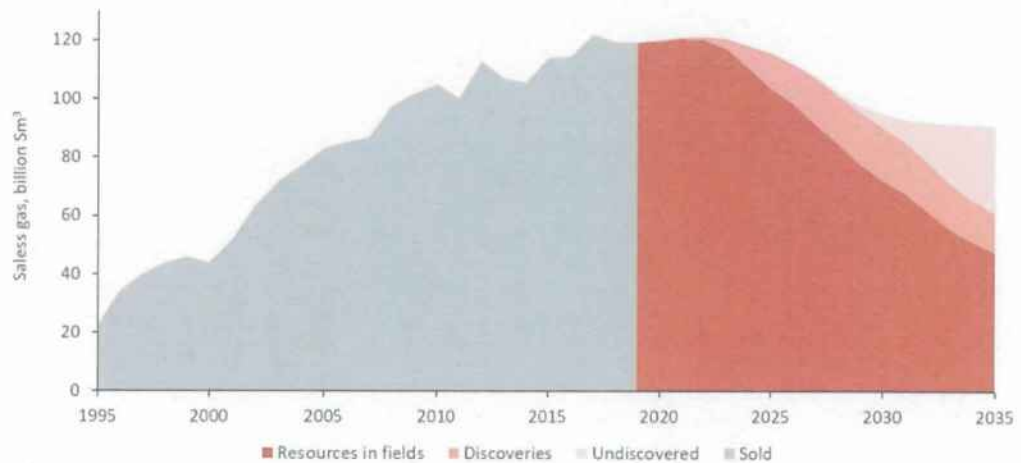
- (20) Erdgas wird derzeit aus verschiedenen Drittstaaten über Pipelines in die EU importiert. Für die Untersuchung wurde zwischen Erdgasimporten per Pipelines aus Drittstaaten ohne Einbezug von Russland und von solchen aus Russland unterschieden.

(1) Drittstaaten außer Russland

- (21) Der zweitgrößte Exporteur von Erdgas per Pipeline – nach Russland – ist Norwegen. Die norwegische Produktion aus bereits erschlossenen Gasfeldern hat allerdings ihren Hochpunkt überschritten. Es ist davon auszugehen, dass die Förderung in den kommenden Jahren reduziert wird.

- (22) Die nachfolgende Abbildung (Stand 2019) zeigt die erwartete Entwicklung der Gasverkäufe aus norwegischen Gasfeldern

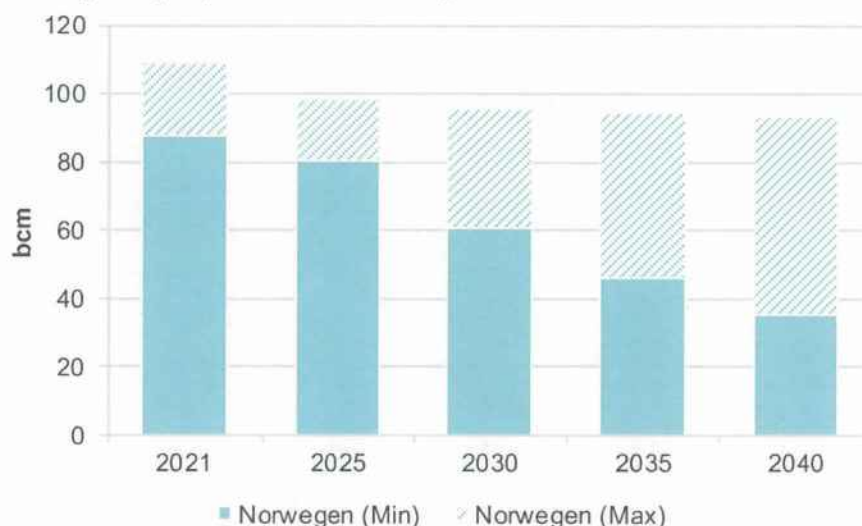
Abbildung 3: Erwartete Entwicklung der Gasverkäufe aus norwegischen Gasfeldern [in Milliarden Standardkubikmetern pro Jahr]



Quelle: Norsk Petroleum (2019), basierend auf The Norwegian Petroleum Directorate.

- (23) Die Erschließung neuer Gasfelder wird die Reduktion nicht ausgleichen können, zumal diese Felder im Norden Norwegens angesiedelt sein werden und derzeit keine Verbindung zum bestehenden Pipeline-System besteht. Es ist nicht absehbar, ob das in diesen Feldern geförderte Erdgas über Pipelines in die EU transportiert wird, oder ob es als LNG per Schiff (auch) an außereuropäische Staaten exportiert wird.
- (24) Der TYNDP 2018 enthält aus diesem Grund auch verschiedene Prognosen für mögliche Gasimporte aus Norwegen, die sich aus nachfolgender Abbildung ergeben.

Abbildung 4: Exportpotenziale aus Norwegen in die EU



Quelle: Frontier Economics basierend auf TYNDP 2018

- (25) Die Versorgung mit Erdgas aus nordafrikanischen Staaten wird zukünftig ebenfalls nicht signifikant ansteigen. Die Exporte aus Libyen, das Land mit den geringsten Erdgasexporten in die EU unter Nutzung von Pipelines, können aufgrund des Bürgerkriegs und der daraus resultierenden politischen und ökonomischen Schwierigkeiten keinen stabilen Beitrag zur Versorgung der EU leisten.
- (26) Algerien hat demgegenüber die zweitgrößten Gasreserven des afrikanischen Kontinents. Die Reserven der Gasfelder gehen allerdings zurück. Da die Erschließung neuer Felder aus bürokratischen, finanziellen und technischen Problemen nur langsam erfolgt und zugleich der nationale Gasverbrauch in Algerien ansteigt, ist es schwierig zu prognostizieren, welche Mengen an Gas für den Export in die EU zur Verfügung stehen.
- (27) Der TYNDP 2018 enthält verschiedene Prognosen für mögliche Gasimporte aus Nordafrika. Im TYNDP 2020 wurden diese Prognosen nach unten korrigiert, insbesondere aufgrund sinkender Produktion und steigender inländischer Nachfrage in Algerien.
- (28) Erdgas könnte zudem über den sog. Südlichen Korridor nach Europa importiert werden.
- (29) Aserbaidschan ist durch die Erschließung weiterer Reserven im Shah Deniz-Gasfeld zu einem Nettoexporteur von Erdgas geworden. Die Gasreserven Aserbaidschans belaufen sich auf ca. 1,1 Billionen m³. Die Fördermengen betragen ca. 18 Mrd. m³ pro Jahr. Die vorhandene Pipeline-Infrastruktur führt aus Aserbaidschan über die Türkei. Die

Trans Anatolien Pipeline und die Trans Adria Pipeline können Gas bis nach Süditalien transportieren. Theoretisch ist es denkbar, dass Gas aus Turkmenistan nach Europa exportiert wird. Turkmenistan exportiert derzeit Gas nach Russland, Indien, Pakistan sowie China. Der Aufbau einer Infrastruktur für den Gasexport nach Europa ist aus ökonomischen, technischen und politischen Gründen allerdings unwahrscheinlich, sodass Gas aus Turkmenistan nicht weiter berücksichtigt wurde.

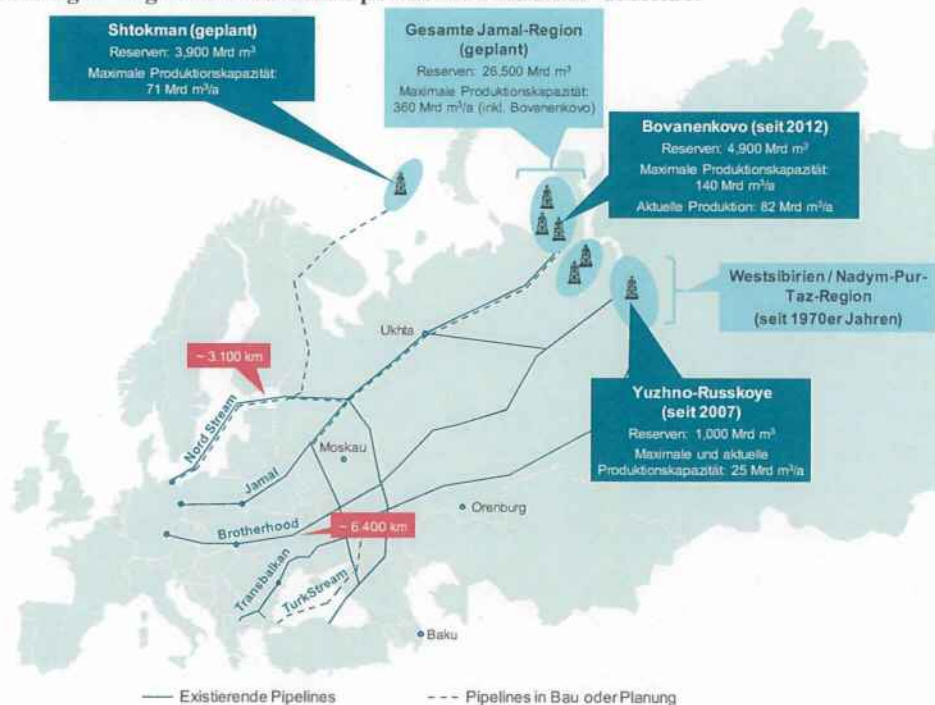
Anlage AS 2, S. 58 ff.

(2) Russland

(30) Russland verfügt über die zweitgrößten Gasreserven der Welt. Es kann angenommen werden, dass zukünftige Steigerungen der russischen Erdgasförderung in den Export fließen werden, da die Inlandsnachfrage (mit ca. 50 % der derzeitigen Produktion) konstant bleibt oder leicht absinken wird. Die nicht im Inland verbrauchten Gasmengen werden hauptsächlich unter der Nutzung von Pipelines nach Europa transportiert.

(31) Nachfolgend werden die wichtigsten Importrouten für Erdgas von Russland in die EU graphisch dargestellt und erläutert.

Abbildung 5: Lage und Produktionspotenziale russischer Gasfelder



Quelle: Frontier Economics (Stand: 2019) basierend auf Gazprom und Nord Stream 2 AG. Die Kilometerangaben beziehen sich dabei im Fall der Nord Stream Route auf die Pipelinelänge von den Förderfeldern auf der Jamal-Insel bis zum Eintrittspunkt in Deutschland in Greifswald (~3.100 km) bzw. im Fall der Brotherhood auf die



Pipelinelänge von den Nadym-Pur-Taz-Feldern bis zum Eintrittspunkt nach Deutschland in Waidhaus (~6.400 km). Der Unterschied bezüglich der Länge der beiden Pipelinerouten wirkt in dieser Art der (2D) Darstellung optisch geringer, da die Krümmung der Erde nicht abgebildet wird. Es wird darauf hingewiesen, dass sich die TurkStream inzwischen in Betrieb befindet.

(32)

Derzeit und unter Einbeziehung der Fertigstellungen von Pipelineprojekten in den nächsten Jahren bestehen vier Hauptrouten für den Transport von Erdgas von Russland nach Europa:

- Die Jamal-Europa Transitroute, welche durch Weißrussland nach Deutschland (deutsch-polnisches Grenzgebiet) führt. Die Pipeline wurde in den späten 1990er Jahren in Betrieb genommen und hat eine Kapazität von 33 Mrd. m³ pro Jahr. Frontier geht davon aus, dass diese Leitung auch in Zukunft mit ihrer vollen Kapazität zur Verfügung stehen wird.
- Die Ukrainische Transitroute (sog. „Zentralkorridor“ oder „Brotherhood-Pipeline“), die die älteste und längste Route ist. Sie führt durch die Ukraine und liefert Gas an insgesamt vier Grenzübergangspunkten zur Slowakei, nach Ungarn, Rumänien und Polen. Die gesamte Kapazität der verschiedenen Pipelines beträgt ca. 150 Mrd. m³ pro Jahr, wobei davon auszugehen ist, dass aufgrund ihres Alters und Zustands nur ein Teil der Kapazität genutzt wird. Am 30. Dezember 2019 haben Gazprom und Naftogaz Vereinbarungen zum zukünftigen Gastransit durch die Ukraine unterzeichnet.² Der Gasfernleitungsnetzbetreiber der Ukraine (GTSOU) transportiert für die Jahre 2021-2024 mindestens 40 bcm/Jahr. Die Verträge sehen außerdem eine Verlängerungsoption von 10 Jahren vor.
- Die Türkische Transitroute besteht aus zwei Leitungssträngen und ging 2020 in Betrieb. Die Gesamtkapazität beider Leitungen beträgt 31,5 Mrd. m³ pro Jahr, wobei die Hälfte zur Deckung der türkischen Nachfrage vorgesehen ist. Die andere Hälfte soll nach Bulgarien, Serbien, Ungarn und andere südosteuropäische Staaten fließen.
- Die Nord Stream Transitroute, die aus der derzeit bestehenden Nord Stream-Pipeline mit zwei Leitungssträngen besteht, die 2011 und 2012 in Betrieb genommen wurden. Sie weisen eine gemeinsame Kapazität von 55 Mrd. m³ pro Jahr auf. Die Nord Stream 2-Pipeline besteht aus zwei Leitungssträngen mit insgesamt gleicher Kapazität. In der vorgelegten Untersuchung wurde die Kapazität von Nord Stream 2 bei dem Vergleich von

² S. Pressemitteilung Gazprom („Package of documents signed for Russian gas transit across Ukraine to continue beyond 2019“), abrufbar über die Gazprom Website und Pressemitteilung Naftogaz („Naftogaz, GTSOU and Gazprom signed a set of agreements to ensure Russian gas transit over the next five years“), abrufbar über die Naftogaz Website.

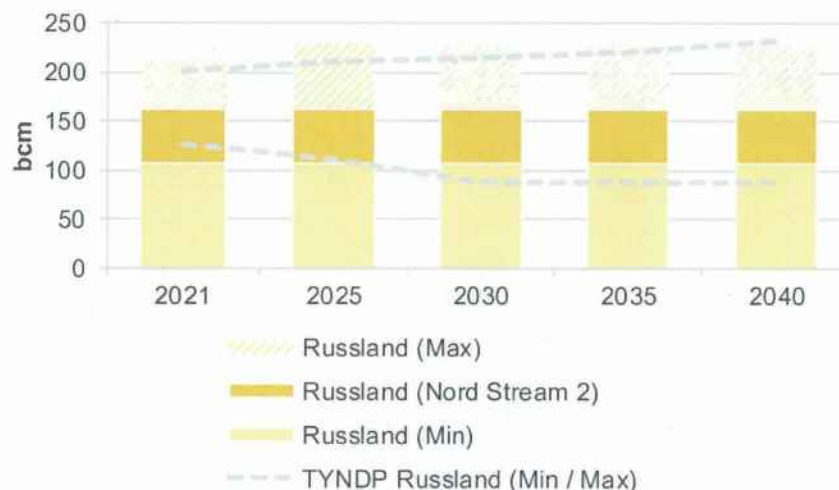
Versorgungspotential und Nachfrage nicht berücksichtigt. So kann analysiert werden, ob bzw. inwiefern die Nachfrage nach Erdgas auch ohne Errichtung dieser Pipeline gedeckt werden kann.

Anlage AS 2, S. 63 ff.

(33)

Berücksichtigt man die Kapazitäten, die auf den jeweiligen Transportrouten zur Verfügung stehen, ergeben sich die in nachfolgender Abbildung dargestellten Exportpotenziale (Stand 2019). Im aktuellen TYNDP 2020 werden die Exportpotenziale in 2040 etwas geringer eingeschätzt (Minimum ca. 60 bcm³, Maximum ca. 210 bcm), am erheblichen Exportpotenzial Russlands ändert dies allerdings nichts.

Abbildung 6: Exportpotenziale von Russland in die EU



Quelle: Frontier Economics basierend auf eigenen Annahmen und TYNDP 2018.

dd) LNG-Importe

(34)

In 2018 wurde LNG⁴ weltweit in einem Umfang von 431 bcm gehandelt:

- Größte Exportländer waren Katar, Australien und Malaysia; die größten Importeure unter anderem Japan, Südkorea und Taiwan.⁵

³ Die Reduktion der Untergrenze der russischen Exportpotenziale ist auf den Rückgang von bestehenden langfristigen Lieferverpflichtungen zurückzuführen.

⁴ Verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) ist auf bis zu minus 161 Grad Celsius heruntergekühltes Erdgas. Durch die Abkühlung, und damit die Versetzung in den flüssigen Aggregatzustand, verliert Erdgas signifikant an Volumen und kann dadurch in großen Mengen per Schiff (sogenannten LNG-Tankern) über längere Distanzen transportiert werden. Der Transport von LNG stellt somit eine Alternative zum Transport von Erdgas über Pipelines dar, der vor allem über lange Distanzen kommerziell attraktiv ist bzw. für bestimmte Handelsströme (beispielsweise die Belieferung von Europa mit Erdgas aus Nordamerika) technisch die einzige Möglichkeit für den Transport von Erdgas darstellt. Importiertes LNG wird im Terminal in der Regel „regasifiziert“ (also wieder in den gasförmigen Aggregatzustand versetzt) und ins Erdgasnetz eingespeist.

⁵ Vgl. BP (2019), S. 39.

- In Europa wurden 2018 ca. 72 bcm Erdgas als LNG importiert, zum Großteil in Spanien, Italien, Großbritannien und Frankreich.⁶

- (35) Der LNG-Markt war in den letzten Jahren durch starkes Wachstum sowohl auf der Abnehmer- als auch der Produzentenseite geprägt. Aufgrund der technischen Vorlaufzeiten zum Bau neuer Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen kommt es zu einem zyklischen Verhalten des LNG-Marktes, der durch Phasen der Knappheit und des Überangebots gekennzeichnet ist. In Phasen der Knappheit setzen die hochpreisigen asiatischen Märkte, die über keine alternative Gasversorgung verfügen, die Grenzpreise für flexible LNG-Lieferungen und es werden über die vertraglich gebundenen Mengen keine oder kaum zusätzliche Lieferungen in die EU getätigt.⁷ In Phasen des Überangebots, das die globalen Preise nach unten drückt, wird der europäische Markt für LNG-Lieferanten attraktiver. Die in den letzten Jahren tendenziell sinkenden Gaspreise haben in Europa zusätzliche Nachfrage insbesondere in der Stromproduktion generiert. Europa ist damit in der Lage, zusätzliche LNG-Volumen, die nicht in den asiatischen Märkten verkauft werden können, zu absorbieren und erfüllt damit eine Funktion als sogenannter „Balancing Markt“ für LNG.⁸
- (36) Frontier erwartet, dass sich dieser zyklische Trend auch in den nächsten Jahren fortsetzen wird. In Asien wird über die klassischen LNG-Abnehmer Südkorea und Japan hinaus weiterhin großes Nachfragewachstum, beispielsweise in China, erwartet. Somit ist davon auszugehen, dass der europäische Markt auch in Zukunft überschüssige globale LNG-Volumen aufnehmen, aber nicht als primärer Zielmarkt für LNG fungieren wird. Diese Annahme ist konsistent mit den Ergebnissen gängiger Studien zum Einfluss des globalen LNG Markts in Europa.⁹
- (37) Europa verfügt über umfassende Regasifizierungskapazitäten, die in 2019 auf 258 bcm/a für 2021 geschätzt wurden und die sich bis zum Jahr 2030 auf 294 bcm/a weiter erhöhen könnten. Das bedeutet, dass – ausreichend Transport- und Speicherkapazitäten vorausgesetzt – bereits 2021 theoretisch 55 % der EU-27-Nachfrage durch LNG-Importe gedeckt werden könnte. Bis 2030 steigt dieser Anteil auf 64 % an.¹⁰
- (38) Diese EU-weit aggregierte Betrachtung berücksichtigt jedoch nicht die Situation in einzelnen Ländern, wo nur geringe oder gar keine Regasifizierungskapazitäten zur Verfügung stehen. Hinzu kommen Beschränkungen bei den regionalen Übertragungskapazitäten, die die Weiterleitung des Gases von den küstennahen Terminals in weiter entfernte

⁶ LNG-Importterminals gibt es neben Frankreich auch z.B. in Belgien, den Niederlanden und Polen. In Deutschland befinden sich aktuell (Stand 2021) zwei LNG Projekte (Brunsbüttel und Stade) in Planung.

⁷ Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass selbst Mengen, die unter Verträgen mit sogenannten Destination Clauses bereits physisch nach Europa geliefert worden waren, aufgrund der preislichen Attraktivität in anderen Weltregionen wieder re-exportiert wurden, vgl. EU Kommission (2018b).

⁸ Vgl. Bennet (2019).

⁹ Siehe ewi (2017a), ewi (2017b), IHS Markit (2018), IEA (2018).

¹⁰ Unter der Annahme einer EU-Nachfrage in Höhe von 472 bcm in 2021, und 464 bcm in 2030 (siehe B.II.1.a)aa).

Verbrauchsregionen beschränken. So kann z.B. an die Terminals auf der iberischen Halbinsel geliefertes LNG aufgrund mangelnder Pipelineverbindungen nicht vollständig in den restlichen europäischen Markt geliefert werden.

- (39) Faktisch waren die LNG-Terminals in den letzten Jahren nur gering ausgelastet.¹¹ Die Auslastung spiegelt das Ergebnis des Marktes wider, in dem Pipeline-Importe und LNG-Importe miteinander konkurrieren.¹² Das bedeutet, dass Abnehmer nur dann zusätzliches Pipeline-Gas beziehen, wenn es günstiger ist als LNG-Gas, und umgekehrt. Ebenso würden LNG-Anbieter bei einem hohen Preis für Pipeline-Importe in der EU größere Mengen an die europäischen LNG-Terminals liefern. LNG hat folglich eine preisdisziplinierende Wirkung für Pipeline-Gasimporte.
- (40) Relevant ist also letztendlich nicht, dass ein Teil des Gasimportbedarfs über LNG gedeckt werden kann, sondern dass LNG eine zusätzliche Importoption darstellt, welche die Preisbildung auf den europäischen Gasmärkten beeinflusst und zu einem Wettbewerb zwischen Pipeline-Importen und LNG-Importen führt.
- (41) ACER hat 2018 festgestellt, dass die Gaspreise in der EU bereits heute die globalen LNG-Preisentwicklungen widerspiegeln:
- “Gas has become a global commodity. Gas prices in the EU are increasingly influenced by global dynamics and are increasingly interdependent with prices of other global energy commodities. In 2018, for example, the EU gas prices sharply increased during most of 2018 linked to high LNG demand in East Asia and rapidly decreased in autumn 2018 and in the first half of 2019 due to lower than expected demand from China.”¹³*
- (42) Vor dem Hintergrund des geplanten weiteren Ausbaus der LNG-Kapazitäten sowie der zunehmenden europäischen und globalen Marktintegration ist zukünftig von einer noch stärkeren Kopplung zwischen Gaspreisen in der EU und Preisen auf dem globalen LNG-Markt auszugehen. Dies führt im Ergebnis insbesondere dazu, dass einzelne Anbieter von Pipeline-gebundenem Gas in Europa nicht in der Lage sind, nachhaltig Preise oberhalb des (globalen) Marktpreisniveaus zu erzielen.
- (43) Die nachfolgende Abbildung (Stand 2019) stellt die Entwicklung der LNG-Importpotenziale in die EU basierend auf dem minimalen und dem maximalen Szenario laut TYNDP 2018 dar, die Frontier für ihre Analyse zu Grunde legt.

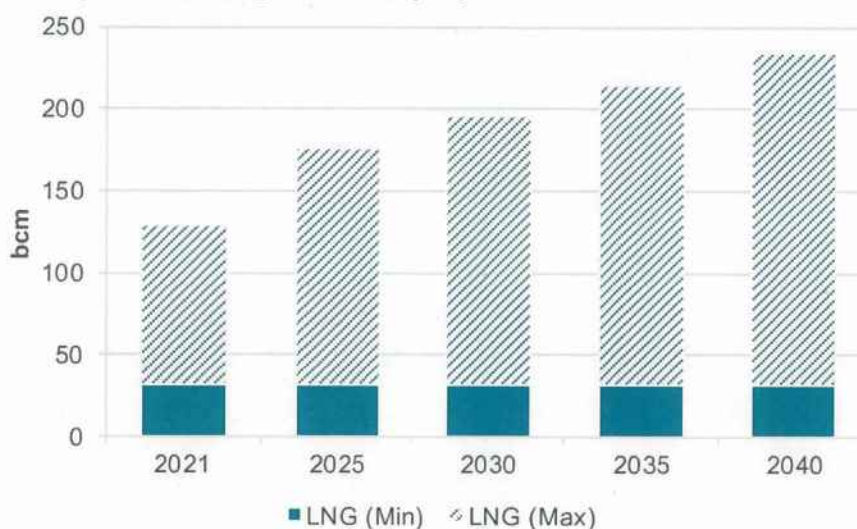
¹¹ CEER (2019) nennt für 2017 einen durchschnittlichen Auslastungswert von 27 % in Europa (siehe S. 11). King & Spalding (2018) nennen für eine Auslastung von 20 % für das Jahr 2016. Im Laufe des Jahres 2017 sei diese auf 25 % angestiegen (siehe S. 3).

¹² Siehe z.B. CEER (2019): „In 2017, Europe represented only 16 % of global LNG imports (29 % in 2010), due to the decrease of the European demand during the economic crisis, to the competition with natural gas arriving through the pipeline and to the increase of Asian demand.“ (S. 6). Zusätzlich kann es noch eine Rolle spielen, dass manche LNG-Terminals eher aus dem Grund gebaut worden sind, das Gasangebot zu diversifizieren, als aus rein ökonomischen Überlegungen (siehe hierzu McKinsey (2018): „This is partly due to some plants being built to diversify supply (e.g., in Lithuania and Poland), rather than on purely commercial grounds“.

¹³ ACER (2019b), S. 5.

Aufgrund der beschriebenen globalen Marktdynamiken geht Frontier davon aus, dass nur ein relativ geringer Teil des LNG-Importpotenzials dem europäischen Markt „sicher“ zur Verfügung steht. Der Großteil des LNG-Lieferpotenzials besteht aus flexiblen Mengen, die in die Nachfrageregion mit dem höchsten erzielbaren Netback-Preis¹⁴ geliefert werden. Der TYNDP 2020 sieht etwas geringere LNG-Importpotenziale vor (maximal ca. 160 bcm im Jahr 2040), was aber vor allem an einer etwas anderen Methodologie liegt.

Abbildung 7: Entwicklung des LNG-Importpotenzials in die EU



Quelle: Frontier Economics basierend auf TYNDP 2018.

Anlage AS 2, S. 72.

ee) Wesentlicher Beitrag zur Deckung des künftigen Gasbedarfs

(44) Die Nord Stream 2 Pipeline leistet einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des künftigen Gasbedarfs in Deutschland und der EU. Führt man die oben angestellten Prognosen zu sicherem Gasangebot und Nachfrage in der EU zusammen, ergibt sich perspektivisch für die nächsten Jahre ein hoher Gasbedarf, zu dessen Deckung die Nord Stream 2 Pipeline einen erheblichen Beitrag leistet.¹⁵

b) Nord Stream 2 Pipeline schafft zusätzliche Importkapazität und stärkt damit die Resilienz des Energieversorgungssystems

(45) Ganz unabhängig von der zukünftigen Bedarfssituation, stärkt die Nord Stream 2 Pipeline die Resilienz des Energieversorgungssystems und trägt damit wesentlich zur Versorgungssicherheit bei.

¹⁴ Unter dem Netback-Preis für LNG versteht man den im jeweiligen Zielmarkt erzielbaren Marktpreis abzüglich der Transportkosten (Pipeline und Schiff) und der Kosten für Verflüssigung und Regasifizierung.

¹⁵ Unter dem sicherem Gasangebot sind neben der erwarteten EU-Eigenproduktion diejenigen Importmengen zu verstehen, die im Rahmen von bestehenden und realistisch erwartbaren langfristigen Verträgen in die EU geliefert werden. Über dieses Angebot hinaus besteht die Möglichkeit eines weiteren Angebots in Form von Pipelineimporten oder LNG-Importen, die jedoch nicht zwingend verlässlich sind.



- (46) Der Betrieb der Nord Stream 2 Pipeline führt zu einer zusätzlichen Importkapazität von rund 55 Milliarden m³ Gas pro Jahr. Damit leistet sie einen erheblichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Spitzenlastzeiten in Deutschland und der EU. Selbst für den hypothetischen Fall, dass die zusätzlichen über die Nord Stream 2 Pipeline importierten Gasmengen nicht erforderlich wären, um den zukünftigen Gasbedarf in der EU zu decken, bietet die Nord Stream 2 Pipeline zusätzliche Versorgungssicherheit, zum Beispiel bei technischen Ausfällen anderer Importfazilitäten. Allein hierdurch trägt die Nord Stream 2 Pipeline positiv zur Versorgungssicherheit in der EU bei. Diese Bewertung entspricht auch der bisherigen Fallpraxis der EU-Kommission, die anerkennt, dass zusätzliche Gasquellen, zusätzliche Transportrouten oder zusätzliche Importkapazitäten die Versorgungssicherheit erhöhen.¹⁶ Hierzu im Einzelnen:
- (47) Die Nord Stream 2 Pipeline wird nach ihrer Inbetriebnahme einen wichtigen Beitrag zur Resilienz der deutschen und europäischen Gasversorgung leisten, indem sie an Tagen hoher Nachfrage einen relevanten zusätzlichen Kapazitätspuffer bereitstellt.
- (48) Das gilt auch unter Berücksichtigung der vorhandenen Speicherkapazitäten. An Tagen sehr hoher Gasnachfrage können Importe und Eigenproduktion die Versorgung selbst bei maximaler Kapazitätsauslastung nicht decken. Einspeisungen aus Speichern stellen an solchen Tagen zwar einen Puffer bereit; deren Ausspeicherkapazität ist jedoch bei geringen Speicherfüllständen stark beschränkt. Geht man von saisonal realistischen Füllständen der Speicher aus, ermöglicht die Nord Stream 2 Pipeline gerade an Tagen mit Spitzennachfrage (im Winter bzw. am Ende des Winters) **eine Erhöhung des in der EU vorhandenen Kapazitätspuffers um 20 bis zu 25 %**. Damit leistet die Pipeline einen zentralen Beitrag zur Belastbarkeit des europäischen Gassystems (s. hierzu Frontier-Gutachten unter 2.1).
- (49) Schematisch lässt sich der positive Beitrag der Nord Stream 2 Pipeline in Zeiten der Spitzennachfrage wie folgt darstellen:
- (50) Abbildung 8 stellt die technischen Kapazitäten nach Kapazitätsart mit und ohne die Nord Stream 2 Pipeline gegenüber. Die rote Linie kennzeichnet die Spitzennachfrage. Es ist realistisch anzunehmen, dass an den kältesten Tagen im Spätwinter nur rund 50 % der Speicherausspeisekapazität zur Verfügung stehen. Das jetzige Gasversorgungssystem kann daher im Spätwinter stark angespannt sein. Der Ausfall von großen Importkapazitäten kann dann zu Herausforderungen für die Deckung des Spitzenbedarfs führen. Wie ausgeführt, beruhen die Annahmen von Frontier auf Prognosen aus dem Jahr 2019. Aktuell wird aufgrund politischer Zielvorgaben langfristig ein höherer Anteil von in der EU produzierten erneuerbaren Gasen erwartet. Auf lange Frist betrachtet (2040) würde dies die Erhöhung des Kapazitätspuffers entsprechend reduzieren. Die Kurz- und Mittelfristprognose bleibt davon aber im Wesentlichen unberührt.

¹⁶ Vgl. Stellungnahme der EU-Kommission zum Antrag auf Ausnahmeregelung für den österreichischen Teil der *Nabucco*-Pipeline, 8. Februar 2008, Ziffer 42; Stellungnahme der EU-Kommission zum Freistellungsantrag für die *Poseidon*-Pipeline, 22. Mai 2007, S. 4; sowie Stellungnahme der EU-Kommission zum Freistellungsantrag für das LNG-Terminal *Grain* (Phase 4), 4. Juni 2013, Ziffer 28f.

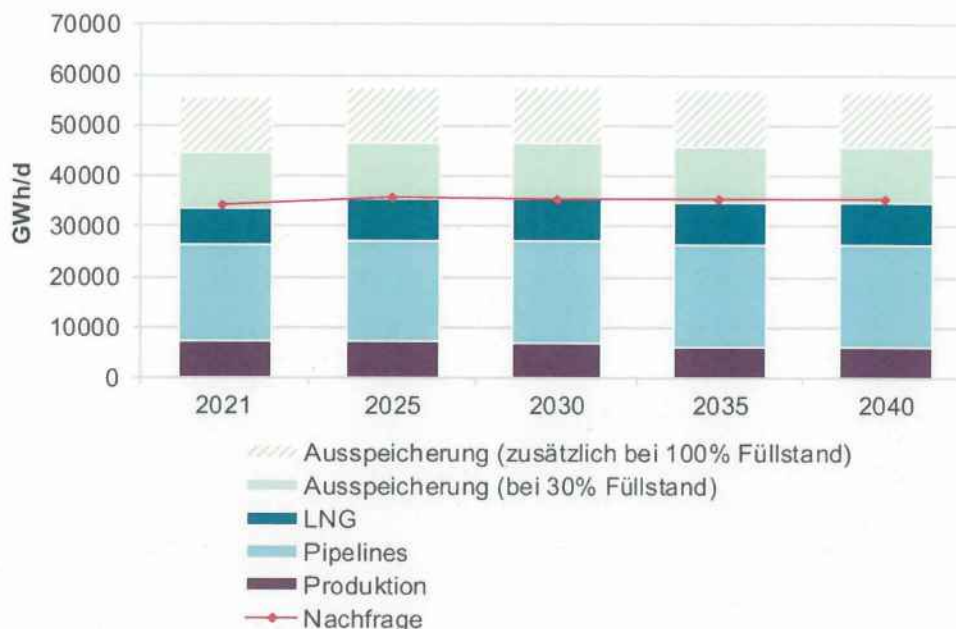
Abbildung 8: Erhöhung des Kapazitätspuffers durch Nord Stream 2 Pipeline (Stand 2019)



(51)

Berücksichtigt man hingegen die Importkapazität der Nord Stream 2 Pipeline, käme es zu keiner vergleichbaren Knappheit an Importkapazität. Vielmehr könnte auch in Zeiten der Spitzennachfrage der Bedarf vollständig gedeckt werden. Dies ergibt sich aus nachfolgender Abbildung 9.

Abbildung 9: Technische Kapazitäten nach Kapazitätsart (inkl. Nord Stream 2) vs. Peaklast in der EU im Zeitraum 2021 bis 2040 (Stand 2019)



Quelle: Frontier-Berechnungen basierend auf ENTSOs TYNDP 2018 und der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus 2018 – NEP Bestätigt).

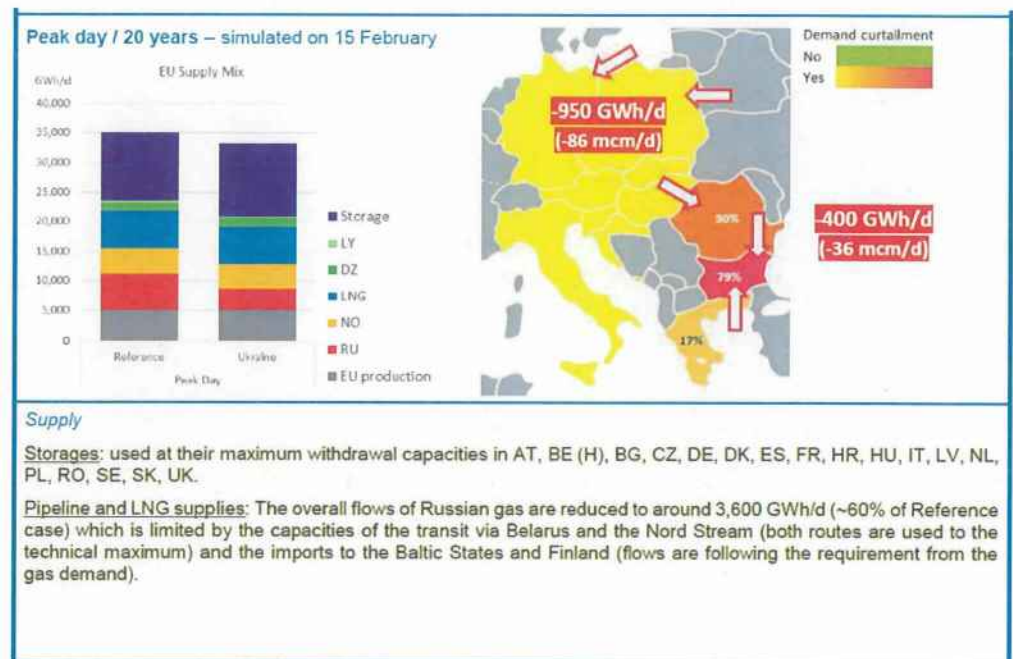


- c) Nord Stream 2 Pipeline begründet eine direkte Transportroute in die EU und nach Deutschland ohne Umwege über Transitländer
- aa) Reduzierung technischer Risiken
- (52) Im Fall einer Transitverbindung sind der Lieferant im Ursprungsland sowie die Verbraucher in der EU darauf angewiesen, dass die Betreiber der Transitspipelines diese Pipelines entsprechend warten und die erforderlichen Investitionen zur Aufrechterhaltung der in der EU gewünschten Versorgungsqualität tätigen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass zumindest ein Teil des ukrainischen Pipelinesystems modernisierungsbedürftig ist.
- bb) Reduzierung politischer Risiken
- (53) Direkte Lieferwege ohne Transitländer eliminieren politische Risiken innerhalb der Gasversorgung der EU-Verbraucher und stärken somit die Versorgungssicherheit der EU. Dies hat auch die Bundesnetzagentur in ihrem Beschluss zur Regulierungsfreistellung der OPAL-Pipeline aus dem Jahr 2009 anerkannt. Die zuständige Beschlusskammer 7 hebt dort hervor, dass die bisherigen Transportrouten für russisches Gas „durch die politisch instabilen Länder Weißrussland und Ukraine führen“.¹⁷ Das berge die augenfällige Gefahr, dass politische Instabilitäten die Sicherheit der Versorgung der Europäischen Union mit russischem Gas beeinträchtigen. Derartige Risiken seien im Fall einer direkten Verbindungspipeline durch die Ostsee deutlich geringer. Auch die EU-Kommission schließt sich in ihrer Stellungnahme zum Beschluss der Bundesnetzagentur der Auffassung an, dass der direkte Transport von Gas ohne Transit durch Drittstaaten die Versorgungssicherheit erhöht.¹⁸
- (54) Die Ökonomen von Frontier belegen in ihrem Gutachten exemplarisch, dass die Nord Stream 2 Pipeline die Resilienz der Gasversorgung für ganz Europa erhöht. Sie belegen dies anhand der Methodik, die der ENTSOG in seinem Bericht zur Versorgungssicherheit 2017 für historisch kalte Winter angewandt hat.
- (55) Für dieses Szenario eines historisch kalten Winters, d.h. des Winters mit der höchsten Gasnachfrage seit 2009/10, hat der ENTSOG die Effekte eines Ausfalls aller Gasimporte über die Ukraine untersucht, s. nachfolgende Abbildung.

Abbildung 10: Ergebnisse des ENTSOG-Szenarios 1 („Ausfall aller Importe über die Ukraine“)

¹⁷ BNetzA, Besch. v. 25.2.2009, Az. BK7-08-010 (OPAL), S. 53.

¹⁸ Vgl. EU-Kommission (2009b), Rn. 26-30.



Quelle: ENTSOG (2017), S. 27.

- (56) In der Simulation des ENTSOG führt der Ausfall des Ukraine-Transits dazu, dass
- Gasflüsse aus Russland um 60 % reduziert werden mussten, im Vergleich zu einem Szenario, in dem die Importe über die Ukraine möglich waren;
 - Teile der Gasnachfrage in Europa nicht befriedigt werden konnten, insbesondere in Zentral- und Osteuropa.
- (57) Bei Berücksichtigung der Gasimporte über die Nord Stream 2 Pipeline wäre es hingegen zu dieser Unterversorgung mit Gas nicht gekommen.
- d) Nord Stream 2 Pipeline ermöglicht den kürzesten Zugang zu den russischen Gasquellen der Zukunft
- (58) Der geographische Schwerpunkt der russischen Erdgasförderung hat sich in den vergangenen Jahrzehnten immer weiter nach Norden verschoben. Diese Verschiebung der Gasförderung nach Norden wird auch in Zukunft anhalten. Die bereits rückläufigen Fördermengen der westsibirischen Supergiganten werden zunächst durch einen Ausbau der Kapazitäten auf der Jamal-Halbinsel aufgefangen.
- (59) Der nördliche Transportkorridor über die Nord Stream 1 und 2 (*Nord Stream System*) ermöglicht einen Abtransport der zunehmend bedeutenden nördlichen russischen Gasvorkommen. Diese verfügen über Reserven in Höhe von insgesamt rund 31.000

bcm, aus denen eine maximale Jahresproduktion von heute bereits 140 bcm¹⁹ und perspektivisch über 450 bcm²⁰ gewonnen werden kann.

(60) Ein Transport dieser Gasmengen in die EU über das Nord Stream System hat dabei folgende volkswirtschaftliche Vorteile:

- Das Nord Stream System ermöglicht überhaupt erst den Abtransport der Produktionsmengen aus den nördlichen Gasfeldern in Russland, da weder der südliche noch der Jamal-Korridor über ausreichend Kapazitäten verfügen, um diese Mengen aufzunehmen. Das zukünftige Exportpotential für russisches Erdgas ist also nicht durch das Produktionspotential, sondern über die zur Verfügung stehende Transportkapazitäten begrenzt.
- Das Nord Stream System ermöglicht den Transport der Produktionsmengen aus den nördlichen Produktionsfeldern über eine wesentlich kürzere Route. Ein alternativer Transport dieser Vorkommen über die Jamal-Pipeline oder sogar die traditionelle südliche Ukraine-Route impliziert, dass die Transportentfernungen bis zu 2.000 km länger wären. Im Falle der Shtokmanovskoye-Lieferungen wäre die Distanz über die südlicheren Korridore sogar noch größer und würde angesichts der Lage des Feldes bzw. der Nord Stream wenig sinnvoll erscheinen.

e) Erheblicher Beitrag zur Versorgungssicherheit steht aufgrund der behördlichen Planungsentscheidungen fest

(61) Schließlich steht aufgrund diverser behördlicher Planungsentscheidungen fest, dass die Nord Stream 2 Pipeline einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet:

(62) Die Errichtung und der Betrieb der Nord Stream 2 Pipeline wurde über den gesamten Pipelineverlauf hinweg von mehreren Planungsbehörden geprüft. Sämtliche Planungsgenehmigungen liegen vor. In Bezug auf Deutschland sind dies namentlich der Planfeststellungsbeschluss des Bergamtes Stralsund gem. § 43 EnWG für das deutsche Küstenmeer und den deutschen Anlandebereich vom 31. Januar 2018, die bergrechtliche Genehmigung des Bergamtes Stralsund gem. § 133 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BBergG für die Errichtung und den Betrieb der Transit-Rohrleitung „Nord Stream2“ Narva-Bucht (RUS) – Lubmin (DEU) im Bereich des deutschen Festlandsockels vom 2. November 2017 und 16. März 2018 sowie die bergrechtliche Genehmigung gem. § 133 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 BBergG des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie für den Bau und Betrieb der Erdgashochdruckleitung „Nord Stream 2“ in der deutschen AWZ vom 27. März 2018.

(63) Im Rahmen des Planfeststellungsbeschlusses des Bergamtes Stralsund gem. § 43 EnWG für das deutsche Küstenmeer und den deutschen Anlandebereich wurde auch die Planrechtfertigung geprüft und bejaht. Ein planfeststellungsbedürftiges

¹⁹ Dies setzt sich zusammen aus der heutigen Förderkapazität von 115 bcm/a des Feldes Bovanenkovskoye, dem bisher einzig erschlossenen Feld auf Jamal, sowie der heutigen Förderkapazität von 25 bcm/a des Feldes Yuzhno-Russkoye am nord-östlichen Rand des Fördergebiets Westsibirien (siehe Exkursbox zu russischen Gasvorkommen).

²⁰ Dies setzt sich zusammen aus der möglichen Erweiterung der Förderkapazität auf 360 bcm auf der Jamal-Halbinsel, der bestehenden Förderkapazität von 25 bcm/a des Feldes Yuzhno-Russkoye am nord-östlichen Rand des Fördergebiets Westsibirien, sowie 71 bcm/a bei voller Erschließung des Gasfeldes Shtokmanovskoye in der Barentsee (siehe Exkursbox zu russischen Gasvorkommen).

Infrastrukturprojekt ist aber nur dann gerechtfertigt, wenn es „vernünftigerweise geboten“ ist. Denn nur ein solches, „vernünftigerweise gebotenes“ Projekt kann die enteignungsrechtliche Vorwirkung eines Planfeststellungsbeschlusses rechtfertigen.²¹ Bestünde bereits kein Bedarf für das Infrastrukturprojekt, dürfte es von vornherein nicht planfestgestellt werden. Ein Bedarf für die Nord Stream 2 Pipeline ist damit bereits behördlich festgestellt. Damit steht zugleich fest, dass die Nord Stream 2 Pipeline positiv zur Versorgungssicherheit beiträgt.

2. Nord Stream 2 Pipeline führt zu einer kosteneffizienteren Gasversorgung in der EU

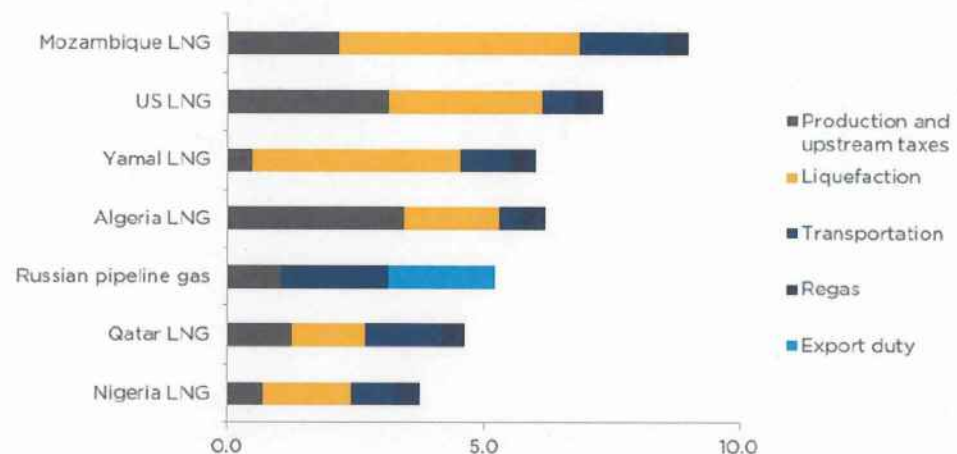
(64) Die Nord Stream 2 Pipeline hat nicht nur positive Auswirkungen auf die Gaspreise in Deutschland, sondern auch auf die Gaspreise in anderen europäischen Mitgliedstaaten. Insgesamt führt die Nord Stream 2 Pipeline daher zu einer kosteneffizienteren Gasversorgung in Deutschland und der EU insgesamt.

a) Pipeline-Importe aus Russland haben Kostenvorteile gegenüber LNG-Importen

(65) Die Produktions- und Transportkosten von russischem Pipeline-Gas liegen deutlich unter den Kosten, die mit einem Import von LNG-Gas verbunden sind. Dies gilt selbst dann, wenn der russische Exportzoll berücksichtigt wird – auch in diesem Fall liegen die Kosten russischen Pipeline-Gases unter denjenigen der meisten LNG-Exporteure. Dies ergibt sich aus nachfolgender Darstellung.

Abbildung 11: Angebotskosten von LNG-Importen (aus unterschiedlichen Ländern) im Vergleich zu den Angebotskosten von Russischem Pipeline-Gas

Figure 16: Estimation of the long-run marginal supply costs to Europe, 2025 (USD/MBtu)



Source: Nexant WGM 2018, Gazprom, Federal Antimonopoly Service

Quelle: Mitrova, T. und Boersma, T. (2018): „The Impact of US LNG on Russian Natural Gas Export Policy“, S. 29.

²¹ S. nur Neumann/Külpmann, in: Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 9. Aufl. 2018, § 74, Rn. 33 ff.



- (66) Für die Preisbildung auf dem LNG-Markt sind jedoch nicht nur die direkten Kosten relevant, sondern insbesondere auch Opportunitätskosten. Da der LNG-Markt ein globaler Markt ist, berücksichtigen LNG-Exporteure auch die Angebots- und Nachfragesituation in anderen Märkten außerhalb Europas. Sofern beispielsweise die asiatische Nachfrage nach LNG hoch ist und im asiatischen Markt höhere Preise als in Europa erzielt werden können, ist der LNG-Verkauf in Europa für die Exporteure mit teilweise hohen Opportunitätskosten des alternativen Verkaufs in Asien verbunden.
- (67) Folglich wirkt eine Erhöhung des Angebots von russischem Pipeline-Gas (durch den Bau der Nord Stream 2 Pipeline) wie eine Verschiebung der LNG-Angebotsfunktion. Insgesamt führen daher Pipeline-Importe aus Russland zu einer Senkung der Gaspreise in Europa.
- b) Europäische Gasflussmodellierung bestätigt preismindernden Effekt der Nord Stream 2 Pipeline
- (68) Der preissenkende Effekt lässt sich anhand einer Gasflussmodellierung näher quantifizieren, die das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (*EWI*) im Auftrag von Frontier durchgeführt hat. Die Ergebnisse der Gasflussmodellierung auf Basis der im Jahr 2019 verfügbaren Daten bestätigt den preismindernden Effekt der Nord Stream 2 Pipeline. Wegen der Details verweisen wir auf die ausführliche Darstellung im Frontier-Gutachten ab S. 77.
- (69) Für weitere Details zum positiven Beitrag der Nord Stream 2 Pipeline auf die Energieversorgungssicherheit in Deutschland und der EU verweisen wir ebenfalls auf das Frontier-Gutachten und bitten um entsprechende Feststellung, dass die Zertifizierung der Nord Stream 2 AG die Sicherheit der Elektrizitäts- und Gasversorgung der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union nicht gefährdet.

Mit freundlichen Grüßen

[Redacted Signature]

(Rechtsanwalt)

[Redacted Signature]

(Rechtsanwalt)