frontier economics

in Zusammenarbeit mit ewi

AUSWIRKUNGEN VON INFRASTRUKTUR-INVESTITIONEN WIE DER NORD STREAM 2 PIPELINE AUF DEN EUROPÄISCHEN GASMARKT

Kurzbericht im Auftrag der Nord Stream 2 AG

April 2020

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Zusammenfassung 1

1 Einleitung 4

2 Positive Auswirkungen von Infrastrukturinvestitionen auf die Versorgungssicherheit im europäischen Gasmarkt 5
- 2.1 Die Versorgungssicherheit mit Gas hat eine große wirtschaftliche und gesellschaftliche Bedeutung für Deutschland und die EU 5
- 2.2 Die Versorgungssicherheit hängt entscheidend und zunehmend von Importen ab 6
- 2.3 Damit ist eine zuverlässige Importinfrastruktur eine zwingende Voraussetzung für einen hohen Grad an Versorgungssicherheit 8
- 2.4 Zusätzliche Infrastrukturinvestitionen erhöhen die Versorgungssicherheit 9
- 2.5 Der Beitrag von neuen Infrastrukturen lässt sich über in der Politik akzeptierte Indikatoren von Versorgungssicherheit objektiv messen 12

3 Positive Auswirkungen von Infrastrukturinvestitionen auf Wettbewerb und Preisgünstigkeit der Versorgung im europäischen Gasmarkt 15
- 3.1 Wettbewerb hat eine wichtige wirtschafts- und energiepolitische Funktion 15
- 3.2 Inwiefern dem Wettbewerb durch eine Regulierung von Importinfrastruktur in die EU gedient wird, ist fraglich 16
- 3.3 Neue Infrastrukturen steigern die Angebotskapazität und führen tendenziell zu einer Intensivierung des Wettbewerbs 17
- 3.4 Neue Infrastrukturen verbessern den Wettbewerb zusätzlich, wenn sie neuen Akteuren den Zugang zum Markt verschaffen 17
- 3.5 Negative Auswirkungen von Infrastrukturinvestitionen auf Versorgungssicherheit oder Wettbewerb in der EU nur in hypothetischen Szenarien 18

4 Analyse der Auswirkungen auf den europäischen Gasmarkt am Beispiel von Nord Stream 2 20
- 4.1 Beschreibung der Nord Stream 2 Pipeline 20
- 4.2 Nord Stream 2 trägt zur Versorgungssicherheit im europäischen Gasmarkt bei 21
- 4.3 Nord Stream 2 senkt tendenziell Kosten und Preise im europäischen Gasmarkt 29
- 4.4 Nord Stream 2 wird nicht zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbs in europäischen Staaten führen 34
- 4.5 Fazit: Die positiven Effekte der Nord Stream 2 Pipeline auf Versorgungssicherheit und Wettbewerb wirken länderübergreifend 41

Literatur 42

ANNEX A Methodik und zentrale Annahmen für die Versorgungssicherheitsanalyse 47

ANNEX B Hintergründe zum Beitrag der Nord Stream 2 Pipeline zum Klimaschutz 50

ANNEX C Methodik der EWI-Gastransport-Modellierung 55

ANNEX D Details zur gestiegenen Markt- und Preisintegration in Zentral- und Osteuropa 59

ZUSAMMENFASSUNG

Infrastrukturinvestitionen im Energiesektor wirken sich prinzipiell positiv auf die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb in der Energiewirtschaft aus. Dennoch werden in der öffentlichen Debatte mitunter Argumente vorgetragen, die das Gegenteil behaupten. Zum Teil werden diese Argumente nicht substantiiert; wo versucht wird, sie zu substantiieren, sollten die der Argumentation zugrunde liegenden Analysen kritisch geprüft werden.

Vor diesem Hintergrund wurde Frontier Economics von der Nord Stream 2 AG beauftragt, diese Debatte zu beleuchten und eine Einschätzung zur Vorteilhaftigkeit von Infrastrukturinvestitionen für Versorgungssicherheit und Wettbewerb im Allgemeinen und hinsichtlich des Nord Stream 2 Projektes im Speziellen abzugeben. Zudem hat das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) mit Hilfe des europäischen Gasinfrastrukturmodells TIGER die Effekte der Nord Stream 2 auf die Gaspreise in Europa simuliert.

Infrastrukturinvestitionen wirken sich grundsätzlich positiv auf die Versorgungssicherheit aus

Infrastrukturinvestitionen im Energiesektor leisten einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit:

- **Infrastrukturinvestitionen erhöhen die Kapazität der Infrastruktur und verbessern dadurch die Resilienz des Versorgungssystems** – dadurch werden zusätzliche Kapazitäten (auf bestehenden oder neuen Routen) und ggf. auch zusätzliche Transportoptionen geschaffen (z.B. in Form neuer Routen oder neuer Technologien). Dadurch wird das Energiesystem weniger anfällig für negative Auswirkungen des Ausfalls einzelner Infrastrukturkomponenten. Infrastruktur, über die eine neue Transportroute erschlossen wird, macht das System zudem weniger anfällig für Versorgungsstörungen auf einzelnen Routen.
- **Infrastrukturinvestitionen schaffen die Möglichkeit zusätzliche Energiemengen zu transportieren** – Infrastrukturinvestitionen erhöhen nicht nur die Versorgungssicherheit für bisher schon gelieferte Energievolumina; sie schaffen auch die Möglichkeit, zusätzliche Energiemengen zu transportieren. Dies hilft z.B. im Fall eines Anstiegs des Bedarfs nach einem Energieträger (z.B. Möglichkeit mehr Gas für den Einsatz in Kraftwerken zu transportieren in einem Szenario mit Kohleausstieg in der Stromerzeugung). Es hilft auch, den Transport von Energie flexibler zu gestalten. So können z.B. in Wintermonaten mit hohem Wärmebedarf zusätzliche Mengen in der Winterspitze transportiert werden.

Infrastrukturinvestitionen wirken sich auch positiv auf den Wettbewerb aus

Infrastrukturinvestitionen wirken sich auch positiv auf den Wettbewerb aus:

- **Durch Infrastrukturinvestitionen steigt tendenziell der Überhang der Angebotskapazität über die Nachfrage**. Dies führt tendenziell zu einer

Intensivierung des Wettbewerbs, und zwar selbst dann, wenn mittels der Infrastrukturinvestitionen gar keine neuen Wettbewerber in den Markt kämen.

- Der Wettbewerb intensiviert sich zusätzlich, wenn eine Infrastrukturinvestition die Möglichkeit schafft oder verbessert, **neuen Akteuren** einen Marktzuggang zu verschaffen.

Negative Auswirkungen von Infrastrukturinvestitionen auf Versorgungssicherheit oder Wettbewerb sind nur in Ausnahmefällen zu erwarten

Wie kann es dann zu einer Argumentation kommen, dass bestimmte Infrastrukturinvestition vermeintlich der Versorgungssicherheit und dem Wettbewerb schaden? Entsprechende Argumente beziehen sich auf hypothetische Szenarien. Es ist wichtig, kritisch zu hinterfragen, inwieweit derart spezielle Situationen in der Praxis tatsächlich vorkommen.

Diese Sonderargumente basieren auf einer vermeintlichen „Abschreckungswirkung“ durch die diskutierte Infrastrukturinvestition(Verdrängungswettbewerb“). Eine neue Infrastruktur könnte die Versorgungssicherheit oder den Wettbewerb in einzelnen Regionen schwächen, wenn durch die neue Infrastruktur die Nutzung einer anderen bereits bestehenden oder ggf. noch zu errichtenden alternativen Infrastruktur weniger attraktiv wird, und diese in der Folge vorzeitig stillgelegt bzw. gar nicht erst errichtet wird.

Derartiger Verdrängungswettbewerb kommt allerdings nur in hypothetischen Szenarien zum Tragen. In der energiewirtschaftlichen Praxis sind derartige Beeinträchtigungen von Versorgungssicherheit oder Wettbewerb durch neue Gasinfrastruktur äußerst unwahrscheinlich (so auch im Fall der Nord Stream 2 Pipeline, siehe unten).

Die Nord Stream 2 Pipeline hat einen positiven Effekt auf Versorgungssicherheit und Wettbewerb

Die zuvor genannten Vorteile von Infrastrukturinvestitionen auf Versorgungssicherheit und Wettbewerb sind auch durch eine Inbetriebnahme der Nord Stream 2 Pipeline zu erwarten. Unsere Analysen zeigen, dass Nord Stream 2

- **die Belastbarkeit des europäischen Gassystems erhöht** und einen relevanten zusätzlichen Kapazitätspuffer bereit stellt, um die europäische Gasnachfrage in Spitzenzeiten zu decken; und
- den Import von zusätzlichen russischen Gasmengen ermöglicht, die benötigt werden, um den **zukünftig steigenden Importbedarf in Europa kostengünstig zu decken**.

Gelegentlich wird dieser positive Effekt in Zweifel gezogen. Zum Beispiel wird z.T. argumentiert, dass russisches Gas in Folge der Inbetriebnahme der Nord Stream 2 über eine vermeintliche Umwegroute nach Europa gelange, was die Gasversorgung in einzelnen EU-Ländern erschwere oder verteure.

Diese Argumente halten einer eingehenden und kritischen Betrachtung nicht Stand:

- Der Transport von russischem Gas aus den aktuell und künftig genutzten Gasfeldern nach West-Europa erfolgt auf der kürzesten Route über die Pipelines Nord Stream und Nord Stream 2. Diese Routen bieten den kostengünstigsten und auch umweltschonendsten Transport von russischem Erdgas nach Europa.
- Markt- und Preissimulationen zeigen, dass die **Nutzung der Nord Stream Routen die Kosten und damit auch Preise der Gasversorgung in Europa senkt**. Dies gilt nicht nur bei einer Betrachtung des Durchschnitts in Europa, sondern aufgrund der in den letzten Jahren erheblich gestiegenen Marktintegration innerhalb Europas auch für jeden EU-Mitgliedsstaat einzeln betrachtet. Der zugrundliegende Effekt für den sinkenden Preis liegt darin, dass ohne die Verfügbarkeit der Nord Stream 2 Pipeline ein größerer Anteil des europäischen Gasbedarfs über die vergleichsweise längere und teurere ukrainische Transitroute sowie durch teureres LNG abgedeckt werden muss. Insbesondere zeigt diese Analyse, dass langfristig nicht nur die Nord Stream 2, sondern auch die ukrainische Transitroute benötigt werden, um Europa möglichst kosteneffektiv mit Gas zu versorgen. Es kommt also nicht zu einer Verdrängung alternativer Transitpipelines, welche die Versorgungssicherheit in der EU beeinträchtigen könnte.

Potentielle Argumente gegen Nord Stream 2 erscheinen somit wenig stichhaltig: So könnte argumentiert werden, dass durch Nord Stream 2 Flüssiggas (LNG) aus dem europäischen Markt verdrängt wird. Dies wäre allerdings weder schädlich für die Versorgungssicherheit noch für den Wettbewerb. Flüssiggas stellt eine sehr flexible Importmöglichkeit dar. Der (vermeintliche) kurzfristige Ersatz von Flüssiggas durch Gas über die Nord Stream-Route verhindert nicht, dass Flüssiggas weiterhin ein Konkurrent und eine Angebotsoption bleibt. Sobald Versorgungslücken auftreten oder eine Anhebung der Gaspreise droht, könnte weiteres Flüssiggas flexibel nach Europa importiert werden.

Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass Nord Stream 2 einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Energie in Europa leistet und dem Wettbewerb nicht schadet, sondern der europäischen Wirtschaft und Gesellschaft durch geringere Versorgungskosten nutzt.

1 EINLEITUNG

Infrastrukturinvestitionen im Energiesektor wirken sich prinzipiell positiv auf die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb in der Energiewirtschaft aus. Dennoch werden in der öffentlichen Debatte mitunter Argumente vorgetragen, die das Gegenteil behaupten. Zum Teil werden diese Argumente nicht substantiiert; wo versucht wird, sie zu substantiieren, sollten die dem zugrunde liegenden Analysen kritisch geprüft werden.

Vor diesem Hintergrund wurde Frontier Economics von der Nord Stream 2 AG beauftragt, diese Debatte zu beleuchten und eine Einschätzung zur Vorteilhaftigkeit von Infrastrukturinvestitionen für Versorgungssicherheit und Wettbewerb im Allgemeinen und hinsichtlich des Nord Stream 2 Projektes im Speziellen abzugeben.

Dieser Bericht ist wie folgt aufgebaut:

- In den Kapiteln 2 und 3 erläutern wir die positiven Effekte von Infrastrukturinvestitionen zunächst allgemein und anhand von einfachen Beispielen und Indikatoren. Dabei gehen wir darauf ein, in welchen (speziellen) Fällen Infrastrukturinvestitionen negative Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Wettbewerb haben könnten.
- In Kapitel 4 diskutieren wir diese Effekte konkret für den Fall der Nord Stream 2 Pipeline.[1] Die Nord Stream 2 Pipeline ist eine 1.230 Kilometer lange Transportverbindung von Russland durch die Ostsee nach Deutschland, die größtenteils bereits verlegt ist, und zeitnah in Betrieb genommen werden soll.

[1] Dieses Kapitel basiert auf einem ausführlichen ökonomischen Gutachten zu den Auswirkungen der Nord Stream 2 Pipeline auf den europäischen Gasmarkt, das Frontier Economics in Zusammenarbeit mit dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) im Rahmen des Antrags der Nord Stream 2 AG auf Freistellung von der Energieregulierung der Europäischen Union (EU) gemäß der Richtlinie 2019/692 erstellt hat.

2 POSITIVE AUSWIRKUNGEN VON INFRASTRUKTURINVESTITIONEN AUF DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT IM EUROPÄISCHEN GASMARKT

Sowohl Deutschland als auch die EU als Ganzes sind auf den Import von Energieträgern angewiesen, um ihren Energieverbrauch zu decken. Insgesamt wird heute in der EU mehr als die Hälfte des europäischen Energiebedarfs durch Einfuhren gespeist. Während sich die Importabhängigkeiten (gemessen als Anteil der Nettoeinfuhren am Bruttoinlandsverbrauch und Bunkerbeständen) von Rohöl in den letzten 10 Jahren stabil zwischen 80%-90% und von Steinkohle zwischen 40%-50% bewegt haben, ist die Importabhängigkeit von Erdgas aufgrund der zunehmenden Ausschöpfung und höherer Förderkosten heimischer Reserven im gleichen Zeitraum deutlich gestiegen (von 60% in 2007 auf 75% in 2017), und wird auch zukünftig weiter zunehmen.[2]

Daher kommt einer ausreichenden, technisch zuverlässigen und diversifizierten Erdgasinfrastruktur eine entscheidende Rolle zur Deckung des europäischen Bedarfs an Erdgas heute und zukünftig zu.

2.1 Die Versorgungssicherheit mit Gas hat eine große wirtschaftliche und gesellschaftliche Bedeutung für Deutschland und die EU

Gas und insbesondere Erdgas decken derzeit rund 25% des Primärenergiebedarfs Deutschlands[3] und der EU[4] ab. Eine sichere Energieversorgung ist damit nicht ohne eine sichere Versorgung mit Gas denkbar. Dabei ist Gas nicht leicht durch andere Energieträger substituierbar und hat damit eine herausragende Stellung in wichtigen Anwendungsbereichen:

- **Wärmemarkt** – Gas ist die wichtigste Primärenergiequelle für die Beheizung von Gebäuden. Rund die Hälfte aller Wohnungen in Deutschland werden direkt mit Gas beheizt. Auch hinter Heizungen auf Basis von Fernwärme (ca. 14% aller Heizungen) kann mittelbar wieder Gas als Primärenergieträger stehen.[5]
- **Industrie** – Rund 35% des Endenergieverbrauchs in der deutschen Industrie werden durch Gas als Primärquelle gedeckt.[6] Gas ist entsprechend ein zentraler Rohstoff für den Industriestandort Deutschland (und analog Europa).
- **Stromerzeugung** – Gas ist ein wichtiger Energieträger in der Stromerzeugung. Stromerzeugung aus Gas bietet eine flexible Form der Bereitstellung von Strom, die insbesondere in der Lage ist, kurzfristig auf die Verfügbarkeit intermittierender erneuerbarer Stromerzeugung zu reagieren und so die

2 Eurostat (2019).
3 AG Energiebilanzen (2020), S. 4.
4 European Environment Agency (2020), S. 9.
5 AG Energiebilanzen (2020), S. 13.
6 BMWi (2019), S. 30.

zuverlässige Versorgung mit Strom zu sichern. Zahlreiche Kraftwerke, die von der deutschen Bundesnetzagentur aufgrund ihrer neuralgischen Ansiedlung im Stromnetz als systemrelevant eingestuft werden, sind mit Gas befeuert. Gaskraftwerke gelten als systemrelevant *„soweit eine Einschränkung der Gasversorgung dieser Kraftwerke mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde.*“ (§ 13f EnWG).

Die Bedeutung von Gas schlägt sich entsprechend auch in gesetzlichen Vorgaben nieder, die der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (mit Gas) dienen:

- **Auf EU-Ebene** – Hier greift die Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung [SoS-VO].[7] Sie verpflichtet EU-Mitgliedstaaten unter anderem zu einer Risikoanalyse sowie darauf aufbauend zur Erstellung und Veröffentlichung nationaler Präventions- und Notfallpläne. So ist die deutsche Bunderegierung auch verpflichtet, regelmäßig über den Stand der Versorgungssicherheit zu berichten.
- **Auf der Ebene der Mitgliedstaaten, z.B. in Deutschland** – Diverse Regelungen des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) befassen sich mit der Versorgungssicherheit (von Gas). § 53a EnWG stellt die von den Gasversorgungsunternehmen direkt belieferten Haushaltskunden und Fernwärmeanlagen – soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern – als besonders schützenswert heraus. Für diese Kunden gelten besondere Versorgungsstandards.

2.2 Die Versorgungssicherheit hängt entscheidend und zunehmend von Importen ab

Deutschland ist in besonderem Maße abhängig von Gasimporten

Bei der Gasversorgung ist Deutschland von Importen abhängig: über 95% des in Deutschland verbrauchten Gases und ca. 75% des in der EU verbrauchten Gases wird importiert.[8,9]

Dabei ist zu bedenken, dass Deutschland auf die gleichen Ursprungsländer des Gases zurückgreift, wie andere – insbesondere benachbarte – EU-Mitgliedstaaten. Die Sicherung der Gasversorgungssicherheit auf der Importstufe ist daher keine rein nationale, sondern eine europäische Herausforderung, wie auch das BMWi in seinem Versorgungssicherheitsbericht klarstellt:

> *„Die Gasversorgungssicherheit in Deutschland kann nicht isoliert national betrachtet werden, da die Märkte stark miteinander verknüpft sind. Insbesondere die Beantwortung der Frage, ob von den Gasversorgungsunternehmen hinreichend Vorsorgemaßnahmen zur Vermeidung von Versorgungsstörungen getroffen wurden, erfordert eine Betrachtung nationaler und internationaler Zusammenhänge. In*

[7] EU Parlament (2017).

[8] AG Energiebilanzen (2020), S. 18.

[9] Eurostat (2019): Statistics explained, Energy production and imports.

> *die Betrachtung ist dabei nicht nur die zur Deckung der Nachfrage notwendige Verfügbarkeit ausreichender Erdgasmengen einzubeziehen, sondern auch die Entwicklung der technischen Transportinfrastruktur." (BMWi (2019), S.5)*
> *BMWi (2019): Versorgungssicherheit bei Erdgas, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG, Februar 2019*

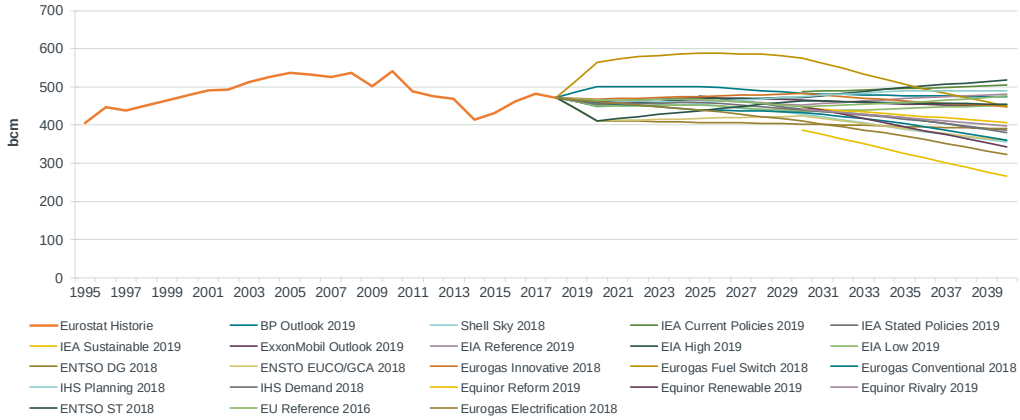
Auch europaweit besteht Abhängigkeit von Gasimporten

Es ist aus europäischer Perspektive davon auszugehen, dass die Nachfrage nach Gasimporten zukünftig steigen wird:

- **Mittelfristig stabile Gasnachfrage**: Nach einer Phase des Rückgangs hat die Erdgasnachfrage in Europa in den letzten Jahren deutlich zugenommen (Abbildung 1). Dies war vor allem getrieben durch den vermehrten Einsatz von Gaskraftwerken in der Stromproduktion aufgrund einer verbesserten preislichen Wettbewerbsfähigkeit sowie politischen Entscheidungen zur Reduktion der Kohleverstromung in vielen EU-Mitgliedstaaten.

  Mit Blick auf die zukünftige Entwicklung der Gasnachfrage deutet die Mehrzahl der in Abbildung 1 dargestellten aktuellen Prognosen darauf hin, dass sich dieser Trend zunächst fortsetzt und die Gasnachfrage bis zum Jahr 2030 konstant bleibt oder moderat steigt. Zwischen 2030 und 2050 gehen die meisten Prognosen von einer fallenden Nachfrage aus, getrieben durch Effizienzsteigerungen bei Verbrauchern und die Bestrebungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems.
- **Heimische Erdgasproduktion sinkt**: Die Eigenproduktion der EU ist seit 2004 stark rückläufig. Während im Jahr 2010 noch knapp 50 % des europäischen Gasverbrauchs durch heimische Produktion abgedeckt werden konnten, waren es im Jahr 2018 nur noch 25 %. Die Produktion von Erdgas in der EU wird in den nächsten Jahrzehnten weiter zurückgehen (Abbildung 2). Dies wird vor allem durch den kurzfristigen Ausstieg der Produktion im größten Gasfeld der EU im niederländischen Groningen sowie durch den konstanten Rückgang der Reserven in Deutschland und im Vereinigten Königreich getrieben, der auch durch die vereinzelte Zunahme der Förderung in anderen Ländern, z.B. Rumänien oder Zypern, nicht annähernd ausgeglichen werden kann.
- **Produktion oder Import dekarbonisierter Gase**: Zukünftig werden kohlenstoffarme Gase – Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff – eine wachsende Rolle im Energiesystem spielen müssen, um die klimapolitischen Zielsetzungen bis 2050 zu erreichen. Die heimische Produktion kohlenstoffarmer Gase kann einen (vermutlich geringfügigen) Teil der fallenden heimischen Erdgasproduktion ersetzen. Langfristig wird Europa aber auch in diesem Bereich auf Importe angewiesen sein. Analog kann der Import von Erdgas verbunden mit einer Abscheidung und Speicherung oder Nutzung des Kohlenstoffdioxids (Carbon Capture and Storage or Use, CCSU) in Europa oder der Import kohlenstoffarmer Gase langfristig eine Alternative zum Import von konventionellem Erdgas darstellen, wobei sich die dafür notwendigen Umwandlungstechnologien und Wertschöpfungsketten noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden.

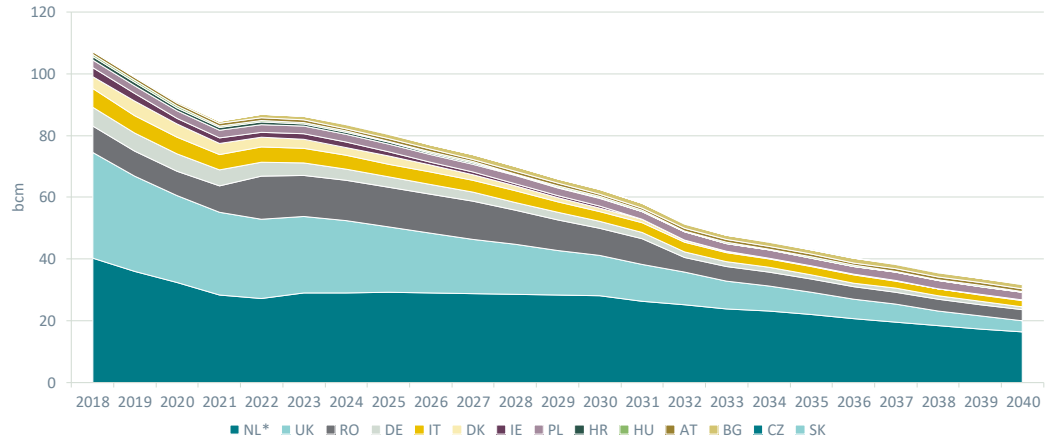
Abbildung 1 Szenarien für die Nachfrageentwicklung Erdgas in der EU



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

Hinweis: Die Jahreswerte zwischen dem in den jeweiligen Studien veröffentlichten ersten Prognosejahr und dem letzten verfügbaren historischen Datum von Eurostat haben wir linear interpoliert. Zudem haben wir die Jahreswerte zwischen den von ENTSOG veröffentlichten Daten für 2025, 2030 und 2040 linear interpoliert. Berücksichtigt wurden in den ENTSOG-Nachfragewerten ebenfalls die Inlandsnachfrage in der Schweiz sowie die Westimporte in die Ukraine, da diese Mengen nur aus dem europäischen Erdgasmarkt geliefert werden können.

Abbildung 2 Erwartete Entwicklung der heimischen Erdgasproduktion in der EU



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

Auf Basis der beschriebenen Trends ist zusammenfassend davon auszugehen, dass der zukünftige Erdgasimportbedarf bis weit in die 2030er Jahre hinein weiter steigen wird.

2.3 Damit ist eine zuverlässige Importinfrastruktur eine zwingende Voraussetzung für einen hohen Grad an Versorgungssicherheit

Die deutsche Bunderegierung hat eine Reihe von Sicherungsmaßnahmen zur Stützung der deutschen Gasversorgungsunternehmen definiert:[10]

[10] BMWi (2019a), S.5, BMWi (2019b), S. 11.

- Diversifikation der Bezugsquellen;
- Diversifikation der Transportwege/Importinfrastruktur;
- Inlandsförderung;
- stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge; sowie
- eine hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive Untertagespeicher.

Für die Versorgungsicherheit im Gasmarkt spielen daher zwei Aspekte eine zentrale Rolle:

1. Die Gasnetze müssen in der Lage sein, ihre Transportaufgaben zu erfüllen.
2. Es müssen ausreichende Erzeugungs- bzw. Importkapazitäten (sowie Speichermöglichkeiten) vorhanden sein, um den prognostizierten Erdgasverbrauch zu decken.

Von einem hohen Grad an Versorgungssicherheit kann dementsprechend ausgegangen werden, wenn ein Land oder eine Region über ein diversifiziertes und verlässliches Lieferportfolio und liquide Handelsmärkte verfügt und zudem eine robuste Infrastruktur mit entsprechenden Redundanzen aufweist. Ist dies erfüllt, so ist das Risiko des Auftretens von Engpässen in der Gasversorgung als gering einzuschätzen.

Neue Infrastrukturen, die zusätzliche Kapazitäten für den Gasimport bereitstellen, leisten insofern also einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit.

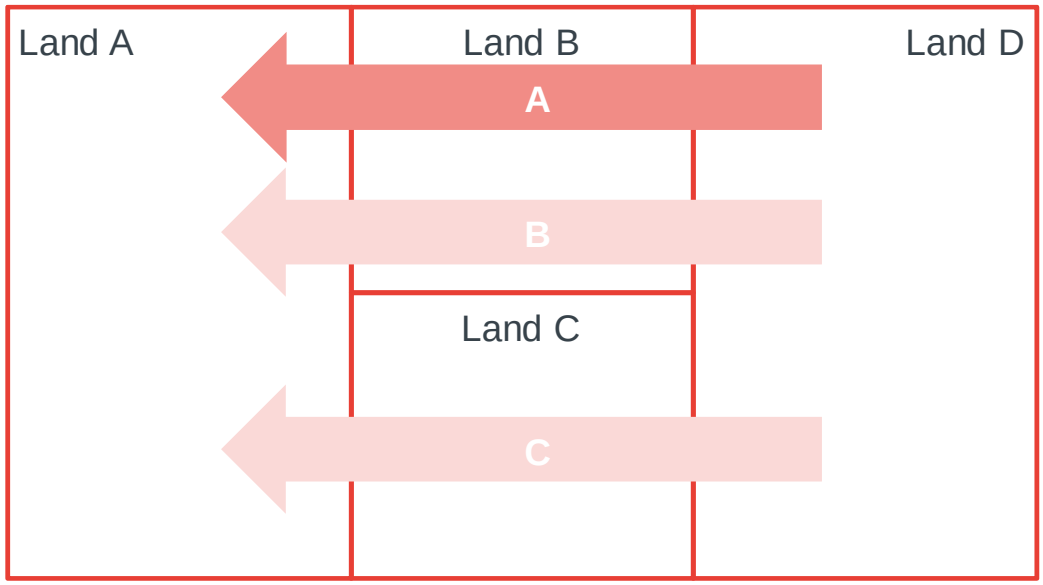
2.4 Zusätzliche Infrastrukturinvestitionen erhöhen die Versorgungssicherheit

Erhöhung der Resilienz im Gassystem

Infrastrukturinvestitionen sind auf verschiedene Art und Weise hilfreich für die Versorgungssicherheit, insbesondere durch

- **zusätzliche Kapazitäten auf bestehenden Transportrouten** – So wäre z.B. auch die Verlegung einer zweiten, Leitung (Pipeline B in Abbildung 3) parallel zu einer bestehenden Transportroute (Pipeline A in Abbildung 3) vorteilhaft für die Versorgungssicherheit. Sie (B) erhöht die Kapazität der Infrastruktur und verbessert dadurch die Belastbarkeit des Systems. Durch die erhöhte Redundanz wird das Energiesystem weniger anfällig für negative Auswirkungen des Ausfalls einzelner Infrastrukturkomponenten (Pipeline B steht zur Verfügung, falls Pipeline A ausfällt); und/oder
- **zusätzliche Transportoptionen, z.B. in Form neuer Routen oder neuer Technologien** (Pipeline C in Abbildung 3), geschaffen. Zusätzlich macht die Infrastruktur, über die eine neue Transportroute erschlossen wird, das System weniger anfällig für Versorgungsengpässe aufgrund von Störungen auf einzelnen Routen (z.B. in Land B).

Abbildung 3 Zusätzliche Pipelinekapazität (schematisch)



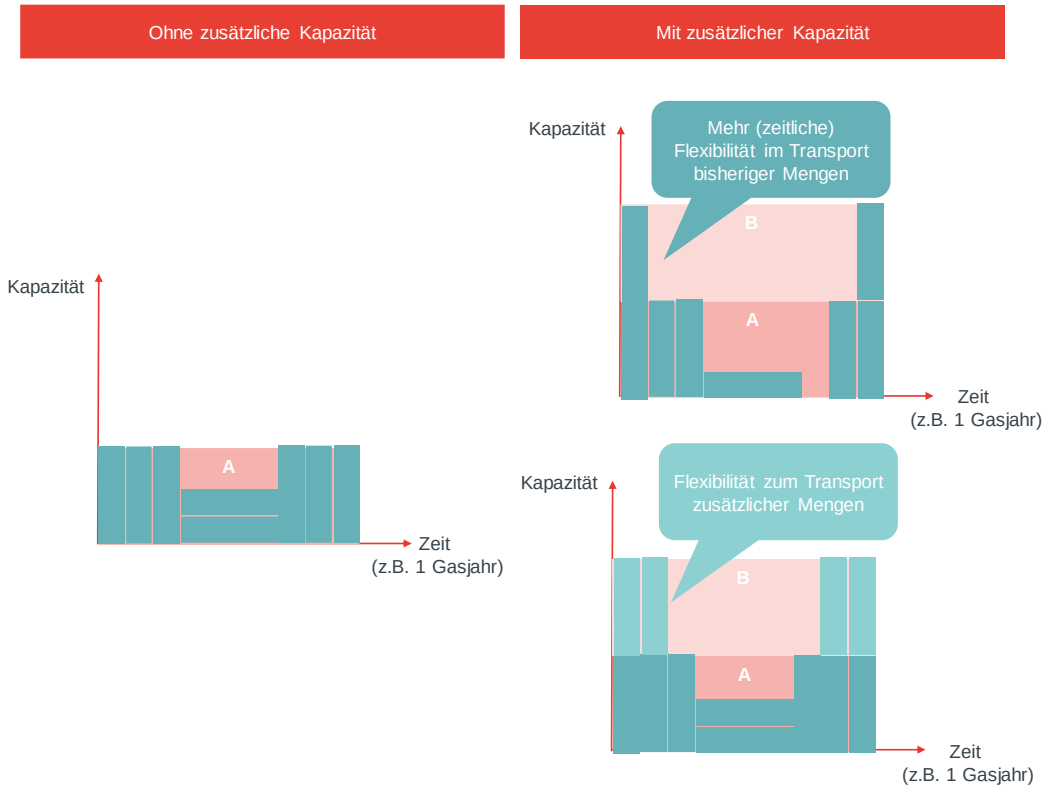
Quelle: Frontier Economics

Die Versorgungssicherheit wird gestärkt, wenn die neue Infrastruktur die Bereitstellung von zusätzlichem Gasangebot ermöglicht

Die zusätzliche Kapazität erlaubt es (Abbildung 4),

- selbst bei gleichen transportierten Mengen wie zuvor (linkes Diagramm in der Abbildung), diese Mengen nun zeitlich variabler zu transportieren (Diagramm oben rechts); oder
- zusätzlich zu den bisher schon transportierten Mengen zusätzliche Mengen zu transportieren (Diagramm unten rechts).

Abbildung 4 Alternative Nutzungsmöglichkeit zusätzlicher Kapazität



Quelle: Frontier Economics

Infrastrukturinvestitionen erhöhen also nicht nur die Versorgungssicherheit für bisher schon gelieferte Energievolumina, sie schaffen auch die Möglichkeit zusätzliche Energiemengen zu transportieren. Daher trägt eine neue Infrastruktur auch zur Versorgungssicherheit bei, wenn sie es ermöglicht, den in den nächsten Jahren steigenden Gasimportbedarf in Folge einer sinkenden europäischen Erdgaserzeugung oder in einem Szenario mit Kohleausstieg in der Stromerzeugung zu decken. Neue Infrastrukturen können auch dazu beitragen, den Transport von Energie flexibler zu gestalten. So können z.B. in Wintermonaten mit hohem Wärmebedarf zusätzliche Mengen in der Winterspitze transportiert werden.

In der langen Frist werden die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern stark reduziert werden müssen, um die Klimaziele in der EU und in Deutschland zu erreichen. Die Nutzung von Wasserstoff auf Basis von Erdgas kann hierzu einen Beitrag leisten:

- die Herstellung von so genanntem „blauem Wasserstoff“ z.B. über Dampfreformierung und der anschließenden Verwendung und/oder Speicherung des überschüssigen CO_2; oder
- die Herstellung von so genanntem „türkisem Wassersstoff“ über Verfahren wie Pyrolyse.

Hierbei gäbe es grundsätzlich zwei Optionen:

- Zum einen könnte die Umwandlung inklusive CO_2-Abscheidung und Speicherung oder Nutzung (CCSU) in Europa stattfinden, so dass weiterhin Erdgas importiert werden müsste.
- Alternativ könnte Erdgas im Herkunftsland umgewandelt werden (inklusive CCSU), so dass Europa direkt den Wasserstoff importieren würde.

In jedem Fall lässt sich sagen, dass die Gasinfrastruktur auch in einem zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem eine wichtige Rolle spielen wird.

2.5 Der Beitrag von neuen Infrastrukturen lässt sich über in der Politik akzeptierte Indikatoren von Versorgungssicherheit objektiv messen

Verschiedene Indikatoren messen die Fähigkeit des Energiesystems, die Gasnachfrage zu decken

Die Robustheit des Energiesystems gegenüber Ausfällen, z.B. der größten Gasinfrastruktur oder des größten Gaslieferanten, kann anhand verschiedener Indikatoren gemessen werden. Diese Indikatoren setzen die bestehenden Einspeisekapazitäten für Gas – also die Summe der Einspeisekapazitäten aus heimischer Produktion, Speicheranlagen, Pipeline-Importen und LNG-Regasifizierungsanlagen – in Relation zur Gasnachfrage an Tagen mit außergewöhnlich hoher Nachfrage. Um die Auswirkungen einer neuen Infrastruktur auf die Versorgungssicherheit zu quantifizieren, wird der Indikator einmal mit der neuen Infrastruktur und einmal ohne die neue Infrastruktur verglichen. Dies sei anhand eines einfachen Beispiels erläutert:

Nehmen wir an, die Gasnachfrage in einem geographisch definierten Gebiet betrüge 100 und die Summe aller technischen Einspeisekapazitäten in diesem Gebiet wäre 150. Dann könnte mit den vorhandenen Kapazitäten das 1,5-fache der Nachfrage gedeckt werden, mit anderen Worten, das System verfügt über einen Kapazitätspuffer von 50%. Kommt nun eine neue Infrastruktur mit einer Kapazität von, sagen wir, 20 hinzu, steigt der der Kapazitätspuffer zur Deckung der Nachfrage um 20%, also von 50% auf 70%.

Ein zentraler Indikator für Versorgungssicherheit ist die Robustheit des Energiesystems gegenüber Ausfällen großer Infrastrukturen

In einer Weiterentwicklung dieses einfachen Kriteriums kann die Belastbarkeit des Systems im Fall von Ausfällen einzelner Infrastrukturen oder Lieferanten gemessen werden. So untersucht beispielsweise das häufig verwendete, von den ENTSOs[11] entwickelte **N-1 Kriterium**, welchen Effekt der Ausfall der größten Infrastruktur, die Gas in das System einspeist, auf die Fähigkeit des Systems zur Deckung der Spitzennachfrage hat (siehe Textbox). Die Verbesserung des N-1 Kriteriums durch eine neue Infrastruktur kann wie oben dargestellt durch die Differenz des Indikators mit bzw. ohne die neue Infrastruktur gemessen werden.

[11] Die ENTSOs (European Network of Transmission System Operators) sind ein Zusammenschluss der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) und Gas (ENTSO-G).

Nehmen wir wie in unserem obigen Beispiel an, die Gasnachfrage betrüge 100, die technischen Einspeisekapazitäten betrügen 150, die neue Infrastruktur habe eine Kapazität von 20 und die größte Infrastruktur habe eine Kapazität von 30. Im Ausgangszustand (ohne neue Infrastruktur) kann bei einem Ausfall der größten Infrastruktur noch das 1,2-fache der Nachfrage gedeckt werden. Dieser Wert verbessert sich durch die neue Infrastruktur dann auf das 1,4-fache der Nachfrage.

In der Praxis variieren die N-1-Werte der einzelnen europäischen Länder stark. In einer Veröffentlichung des britischen Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) basierend auf Angebots- und Nachfragedaten aus dem Jahr 2016 wurde u.a. für Deutschland, Belgien, Österreich, Tschechien, Slowakei und Spanien eine relativ hohe Resilienz des Gassystems festgestellt.[12] Diese Länder verfügen über im Vergleich zu ihrer inländischen Nachfrage in Summe sehr hohe Importkapazitäten über Pipeline oder LNG und/oder Gasspeicherkapazitäten und konnten ihre Spitzennachfrage in 2016 um mindestens das Zweifache decken. Dagegen ist die Gasinfrastruktur in Ländern wie Finnland, Schweden, Griechenland, Irland und Bulgarien weniger ausgebaut und diversifiziert und damit anfälliger für Ausfälle. Diese Länder hätten in 2016 ihre Spitzennachfrage im Fall eines Ausfalls der größten Infrastruktur nicht decken können. Diese Betrachtung bezieht sich freilich auf 2016. In Abschnitt 4 betrachten wir auch aktuelle und zukünftige Daten, die zeigen, dass es in Anbetracht einer zunehmenden Importabhängigkeit in Deutschland weiterer Infrastruktur bedarf, um ein hohes Maß an Resilienz zu gewährleisten.

Bei der Verwendung dieser Indikatoren ist es wichtig anzumerken, dass diese auf theoretischen Kapazitäten und nicht auf tatsächlichen Gasflüssen basieren. Dieser Unterschied ist insbesondere im Hinblick auf LNG wichtig: Den signifikanten Kapazitäten an Regasifizierungsterminals steht dort eine zeitweise sehr geringe Auslastung gegenüber – die sich je nach der globalen Marktlage selbst in Phasen mit Spitzennachfrage in Europa kaum erhöht, wie etwa im Winter 2017/18 zu beobachten. Ein ähnliches Argument lässt sich auch für die Ausspeisekapazitäten von Gasspeichern anführen, deren Ausspeisekapazitäten gegen Ende des Winters bei geringen Speicherfüllständen stark beschränkt sein können.

Die Kapazitätspuffer, die sich aus der Gegenüberstellung von technischen Kapazitäten und tatsächlicher Nachfrage ergeben, sind also hypothetische Größen. Sie zeigen an, welche Puffer bestünden, wenn die vorhandenen Kapazitäten voll ausgenutzt werden könnten. Der Puffer von realistisch verfügbaren Gasmengen im Vergleich zur zu deckenden Nachfrage ist hingegen deutlich knapper. Diesen Aspekt greifen wir in Abschnitt 4 im Kontext realer Daten wieder auf.

[12] BEIS (2017), S. 85.

N-1 KRITERIUM

Das von den ENTSOs entwickelte **N-1-Kriterium** ist ein zentraler **Indikator zur Messung der Belastbarkeit des Systems** im Hinblick auf dessen „Widerstandsfähigkeit“ gegenüber Ausfällen und dessen Eignung mit Spitzenlasten umzugehen.[13] Der Indikator gibt an, ob das Gasnetz weiterhin die erwartete Tageshöchstlast decken kann, wenn die größte Gasinfrastruktur, die Gas in das System einspeist, ausfällt. Die EU Regulierung verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Gewährleistung eines Infrastrukturstandards, der mithilfe des N-1 Kriteriums bestimmt wird.[14] Je höher der Indikator, desto höher die Versorgungssicherheit. Wenn er genau 100 beträgt, reicht das Gas ohne die größte Gasinfrastruktur gerade aus, um den (täglichen) Spitzenbedarf zu decken. Die folgende (vereinfachte) Formel operationalisiert dies:

$$N - 1 = \frac{EK - I_m}{D_{max}} * 100$$

EK = Summer aller technischen Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten, aus Produktionsanlagen, Speichern und LNG-Anlagen in GWh/d

I_m = Technische Kapazität der größten Gasinfrastruktur (GWh/d)

D_{max} = Tages-Spitzenlast, d.h. gesamte Nachfrage an einem Tag mit außergewöhnlich hoher Gasnachfrage (GWh/d)

Berücksichtigt werden die Entry-Kapazitäten an Grenzübergangspunkten, Einspeisekapazitäten aus nationaler Produktion sowie Einspeisekapazitäten aus LNG-Terminals und aus Speichern. Da der N-1-Indikator die Summe aller Kapazitäten nach Abzug der Kapazität der größten Gasinfrastruktur durch die tägliche Spitzenlast teilt, gibt er praktisch an, welcher Teil der Spitzenlast nach Wegfall der größten Infrastruktur noch gedeckt werden könnte (multipliziert mit Faktor 100). Ein Wert von 200 bedeutet also, dass das System die Spitzenlast selbst ohne die größte Importinfrastruktur zweimal decken könnte.

[13] ENTSOG TYNDP 2017, Annex F: Methodology.

[14] Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, 25.10.2017.

3 POSITIVE AUSWIRKUNGEN VON INFRASTRUKTURINVESTITIONEN AUF WETTBEWERB UND PREISGÜNSTIGKEIT DER VERSORGUNG IM EUROPÄISCHEN GASMARKT

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Rolle von Wettbewerb (Abschnitt 3.1) und Regulierung (Abschnitt 3.2) für die Erreichung der energiepolitischen Ziele. Danach gehen wir auf die positiven Wettbewerbswirkungen neuer Infrastrukturen ein, wenn diese die Kapazität im Energiesystem erhöhen (Abschnitt 3.3) und ggf. auch neuen Anbietern Marktzutritt verschaffen (Abschnitt 3.4). Letztlich setzen wir uns mit dem (theoretischen) Argument von Verdrängungswettbewerb mittels Infrastruktur auseinander (Abschnitt 3.5).

3.1 Wettbewerb hat eine wichtige wirtschafts- und energiepolitische Funktion

Wettbewerb ist das zentrale Organisationsprinzip für die europäische Wirtschaft insgesamt, sowie für die Energie- und Gaswirtschaft im speziellen.[15] Wettbewerb fördert Innovation, Wachstum und Beschäftigung. In der Energiewirtschaft ist die Funktion des Wettbewerbs die Gewährleistung einer möglichst kosteneffizienten Bereitstellung von Energie und das Aussenden geeigneter Preissignale, z.B. zur Lenkung von Investitionen in die richtigen Anwendungen und Technologien. Damit trägt Wettbewerb auch zur Erfüllung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks bei:

- Preisgünstige
- Sichere[16] und
- Nachhaltige/möglichst umweltverträgliche[17]

Versorgung mit Energie.

Wettbewerb hat letztlich eine dienende Funktion, insbesondere für Verbraucher, die im Zentrum der europäischen Wettbewerbspolitik stehen.

[15] Dies hat die Europäische Kommission nicht zuletzt mit der Veröffentlichung der sogenannten Lissabon Agenda klargestellt (Europäische Kommission (2005)).

[16] So heißt es in der Abschlusserklärung der EU-Kommission zur Sektoruntersuchung im Jahr 2007: „*Wettbewerbsoffene Märkte geben die notwendigen Investitionssignale, so dass Versorgungssicherheit auf kosteneffizienteste Weise erreicht wird.*“ (Europäische Kommission (2007), S. 4).

[17] So heißt es in der Abschlusserklärung der EU-Kommission zur Sektoruntersuchung im Jahr 2007: „*Gleichzeitig zwingen die Marktkräfte die europäischen Unternehmen, die kosteneffizientesten Produktionsmethoden zu verwenden, was unter einem geeigneten Regulierungsrahmen der Nachhaltigkeit zu Gute kommen kann.*“ (Europäische Kommission (2007) S. 4).

3.2 Inwiefern dem Wettbewerb durch eine Regulierung von Importinfrastruktur in die EU gedient wird, ist fraglich

Allerdings lassen sich nicht alle technischen Funktionen in der Energie- und Gaswirtschaft wettbewerblich organisieren. Die Produktion, sowie der Handel und Vertrieb von Energie und Gas ist regelmäßig einer wettbewerblichen Organisation zugängig. Netze und Leitungen haben hingegen häufig die Charakteristik von natürlichen Monopolen: es wäre oft nicht kosteneffizient, parallele konkurrierende Transportleitungen zu errichten. Innergemeinschaftliche Transportleitungen sind daher einer behördlichen Regulierung hinsichtlich der Entgeltbedingungen und sonstigen Zugangsregeln ausgesetzt. Hierdurch soll verhindert werden, dass innergemeinschaftliche, marktbeherrschende Transportunternehmen[18]

- überhöhte Entgelte für die Infrastrukturnutzung erheben oder
- potentielle Nutzer der Infrastruktur ungleich behandeln.

Hinsichtlich von Importpipelines hat sich eine Diskussion entwickelt, inwiefern sie pro-wettbewerblich oder zumindest nicht wettbewerbsschädlich wirken, selbst wenn sie ggf. keiner entsprechenden expliziten Regulierung unterliegen. Eine Regulierung entsprechender Leitungen wurde erst relativ kurzfristig (mit der Richtlinie (EU) 2019/692 vom 17. April 2019) eingeführt,[19] wobei allerdings unter bestimmten Voraussetzungen[20] die Möglichkeit zur Freistellung von der Regulierung (nach § 28b EnWG bzw. Art. 49a der Richtlinie 2009/73/EG) besteht.[21]

Die ökonomische Sinnhaftigkeit einer solchen Regulierung ist aber fraglich, denn:

- Jede zusätzliche Import-Pipeline erhöht das potenzielle Angebot in der EU, und somit den potenziellen Wettbewerb, bereits ohne Regulierung dieser Import-Pipeline (siehe auch Kapitel 3.3). [22]
- Ohne Regulierung sind die Preis- und Kostenrisiken von den Investoren der Infrastruktur zu tragen, nicht von „gefangenen“ Kunden. Im Fall einer Regulierung der Importinfrastruktur besteht die Gefahr, dass Kosten der Infrastruktur auf „gefangene“ Kunden überwälzt werden, und zwar auch

[18] So heißt es in der 3. Gasrichtlinie der EU (*Dabei sollten die nationalen Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die Tarife für die Fernleitung und Verteilung nichtdiskriminierend und kostenorientiert sind*“ (Richtlinie 2009/73/EG, Rz. (32)).

[19] EU Parlament (2019).

[20] Zu den Voraussetzungen zählt, dass die Amortisierung der getätigten Investitionen oder die Versorgungssicherheit im Fall einer Regulierung gefährdet wären und dass durch die Regulierungsfreistellung weder Wettbewerb noch Versorgungssicherheit beeinträchtigt werden.

[21] EU Parlament (2009).

[22] Siehe z.B. „Es ist jedoch aus ökonomischer Sicht nicht ersichtlich, warum diese Gasbinnenmarkt-Vorgaben auch auf Gasfernleitungen anzuwenden sind, mit denen Gas aus Drittstaaten importiert wird („Lex Nord Stream 2“). Denn diese unterscheiden sich in einem ganz wesentlichen Punkten von Verbindungsleitungen innerhalb der EU: Importleitungen dienen nicht dazu, Gas innerhalb des Binnenmarkts zu transportieren, sondern dazu, Gas überhaupt erst in diesen zu importieren. Auf welchem Weg Gas aus Drittstaaten in den Binnenmarkt gelangt, ist für dessen Funktionalität und die Versorgungssicherheit in der EU aber grundsätzlich unerheblich. Vielmehr sind ein ausreichend umfassendes Gasfernleitungsnetz innerhalb der EU sowie die strikte Anwendung der Gasbinnenmarkt-Vorgaben Voraussetzung dafür, dass Gas innerhalb der EU frei fließen und zu einheitlichen Preisen gehandelt werden kann.“, Bonn und Voßwinkel (2019).

dann, wenn sich erweisen sollte, dass die Infrastruktur nicht im ursprünglich erwarteten Maß genutzt wird.[23]

Insofern bietet die Möglichkeit zur Freistellung von der Regulierung ein sinnvolles Korrektiv für die zitierten Regulierungsrisiken für Verbraucher.

Im Folgenden diskutieren wir, inwiefern von einer Importinfrastruktur (ohnehin, d.h. auch ohne Regulierung) eine positive Wettbewerbswirkung ausgeht.

3.3 Neue Infrastrukturen steigern die Angebotskapazität und führen tendenziell zu einer Intensivierung des Wettbewerbs

In Kapitel 2.4 haben wir erläutert, dass durch neue Infrastrukturen der Überhang der Angebotskapazität über die Nachfrage steigt. Solange eine Investition in physische Infrastruktur den Zugang zu zusätzlichen Quellen oder Mengen ermöglicht, ist sie per se wettbewerbsfördernd, denn zusätzliche Mengen erhöhen (bei konstanter Nachfrage) immer den Wettbewerb um die vorhandene Nachfrage. Selbst wenn über neue Transportkapazitäten keine zusätzlichen Mengen importiert würden, erhöht sich der Wettbewerb allein durch das Potential zusätzlicher Importe. Bestehende Lieferanten werden allein durch die Möglichkeit, dass weitere Mengen importiert werden könnten, in ihrem Preissetzungsspielraum weiter beschränkt. Dies gilt auch dann, wenn mittels der neuen Infrastruktur gar keine neuen Wettbewerber in den Markt kommen.

3.4 Neue Infrastrukturen verbessern den Wettbewerb zusätzlich, wenn sie neuen Akteuren den Zugang zum Markt verschaffen

Die Belebung des Wettbewerbs gilt in besonderem Maße, wenn die neue Infrastruktur neuen Playern den Marktzutritt auf den relevanten Markt ermöglicht oder diesen verbessert. In diesem Fall erhöht sich die Anzahl der Angebotsquellen für Erdgas in einer Region. Zusätzliche Anbieter auf einem bestehenden Markt steigern wiederum den Wettbewerb auf dem Markt. Wie stark der Wettbewerbseffekt einer zusätzlichen Angebotsquelle auf einem Markt ist, hängt auch davon ab, welche Mengen der neue Anbieter in den Markt liefern kann.

Indikatoren, die die Wettbewerbsintensität auf dem Gasmarkt messen, sind z.B. der *„Supply Source Access“* Indikator (SSA), der die Anzahl der Lieferquellen misst, zu der eine bestimmte Region Zugang hat. Darüber hinaus misst der „*Supply Source Diversification*“ Indikator (SSDi),[24] wie stark die Kosten der Gasversorgung

[23] Ähnlich z.B. auch Auer (2019): „Nord Stream II gefährdet mitnichten die Bezahlbarkeit von Energie in Deutschland und Europa. Es handelt sich um eine zusätzliche technische Lieferalternative, sorgt also für eine Angebotsverbesserung. Allerdings birgt auch dieses Projekt Risiken: Die Marktrisiken tragen zunächst die Investoren, die deshalb ein Interesse an einer reichlichen Nutzung haben sollten. Die Kunden/Verbraucher tragen dank verfügbarer Gasalternativen ein kleineres Risiko als die Investoren. Eine Herausforderung stellt Nord Stream II freilich auch für das/die geplanten LNG-Terminal/s in Deutschland dar, sind beide Technologien doch für den Gasimport gedacht. Überangebote sind je nach Marktlage möglich, die zu (zu) geringer Kapazitätsauslastung führen können.“

[24] ENTSOG, Ten Year Network Development Plan 2018, Annex D – Methodology, S. 20.

in einer bestimmten Region auf eine Preisreduktion einer bestimmten Angebotsquelle reagieren. Je höher der Indikator, desto besser ist der Zugang zu dieser Angebotsquelle aus einer Preisperspektive.

3.5 Negative Auswirkungen von Infrastrukturinvestitionen auf Versorgungssicherheit oder Wettbewerb in der EU nur in hypothetischen Szenarien

In den beiden vorherigen Abschnitten haben wir erläutert, dass neue Infrastrukturen die Versorgungssicherheit erhöhen und wettbewerbsfördernd sind, weil sie den Zugang zu zusätzlichen Quellen oder Mengen ermöglichen. Wie kann es dann zu einer Argumentation kommen, dass bestimmte Infrastrukturinvestitionen vermeintlich der Versorgungssicherheit und dem Wettbewerb schaden?

Entsprechende Argumente beziehen sich auf sehr spezielle Einzelfallkonstellationen, und basieren auf einer vermeintlichen „Abschreckungswirkung“ durch die diskutierte Infrastrukturinvestition(„Verdrängungswettbewerb“). Eine neue Infrastruktur könnte, so diese Argumentation, die Versorgungssicherheit oder den Wettbewerb in einzelnen Regionen schwächen, wenn durch die neue Infrastruktur die Nutzung einer anderen bereits bestehenden, oder ggf. noch zu errichtenden alternativen Infrastruktur weniger attraktiv wird, und diese in der Folge vorzeitig stillgelegt bzw. gar nicht erst errichtet wird.

Grundsätzlich kommen derartige Beeinträchtigungen nur in hypothetischen Szenarien zum Tragen:

- Eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit wäre nur dann zu erwarten, wenn es tatsächlich zu einer Verdrängung alternativer Infrastruktur käme und die neue Infrastruktur weniger zuverlässig wäre als die hierdurch verdrängte alternative Infrastruktur.
- Eine nachhaltige Beeinträchtigung des Wettbewerbs und der Endkundenpreise läge nur in dem hypothetischen Szenario vor, in welchem es in Folge einer neue Infrastruktur durch eine initialen Phase geringer Preise zu einer Verdrängung alternativer Infrastruktur bzw. Anbieter käme, UND nachfolgend die Preise nachhaltig erhöht werden könnten, ohne dass es zu einem Markt(wieder-)eintritt durch alternative Anbieter bzw. Infrastruktur käme, welche die Preise wieder auf bzw. unter das vorherige Preisniveau drücken würden.

Derartige Verdrängungsstrategien durch temporäres Preisdumping gelten in der Ökonomik generell als exotisch und wenig wahrscheinlich.[25] Im Fall von neuer

[25] Siehe z.B. DiLorenzo (1992), The myth of predatory pricing, Cato Institute Policy Analysis No. 169: “*The theory of predatory pricing has always seemed to have a grain of truth to it – at least to non-economists – but research over the past 35 years has shown that predatory pricing as a strategy for monopolizing an industry is irrational, that there has never been a single clear-cut example of a monopoly created by so-called predatory pricing, and that claims of predatory pricing are typically made by competitors who are*

Gasinfrastruktur in Europa sind solche unerwünschten Effekte besonders unwahrscheinlich, da es selbst im Fall einer temporären Verdrängung jederzeit zu einem Marktwiedereinstieg schon bereits auf Basis der erheblichen LNG-Importkapazitäten kommen kann.

Insgesamt lässt sich also feststellen, dass neue Infrastrukturen in aller Regel den Wettbewerb im Gasmarkt beflügeln sowie die Versorgungssicherheit stärken und somit zu zwei zentralen energiepolitischen Zielen – einer preisgünstigen und sicheren Energieversorgung – beitragen.

Im nächsten Kapitel zeigen wir, dass dies analog im Fall der Nord Stream 2 Pipeline gilt, und dass zuvor erwähnte potenzielle negative Effekte auf die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb weder in Europa als Ganzes noch in einzelnen europäischen Ländern zu erwarten sind (siehe hierzu insb. Kapitel 4.4).

either unwilling or unable to cut their own prices". Siehe zu einer ökonomischen Einschätzung von Verdrägungswettbewerb auch Motta (2004), S. 26 und Tirole (1988), S. 372.

4 ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN AUF DEN EUROPÄISCHEN GASMARKT AM BEISPIEL VON NORD STREAM 2

In diesem Abschnitt analysieren wir, inwiefern die zuvor entwickelten, allgemeinen Argumente zu positiven Wirkungen auf die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb von großen gaswirtschaftlichen Infrastrukturprojekten auch auf den konkreten Fall der Nord Stream 2 Pipeline zutreffen.

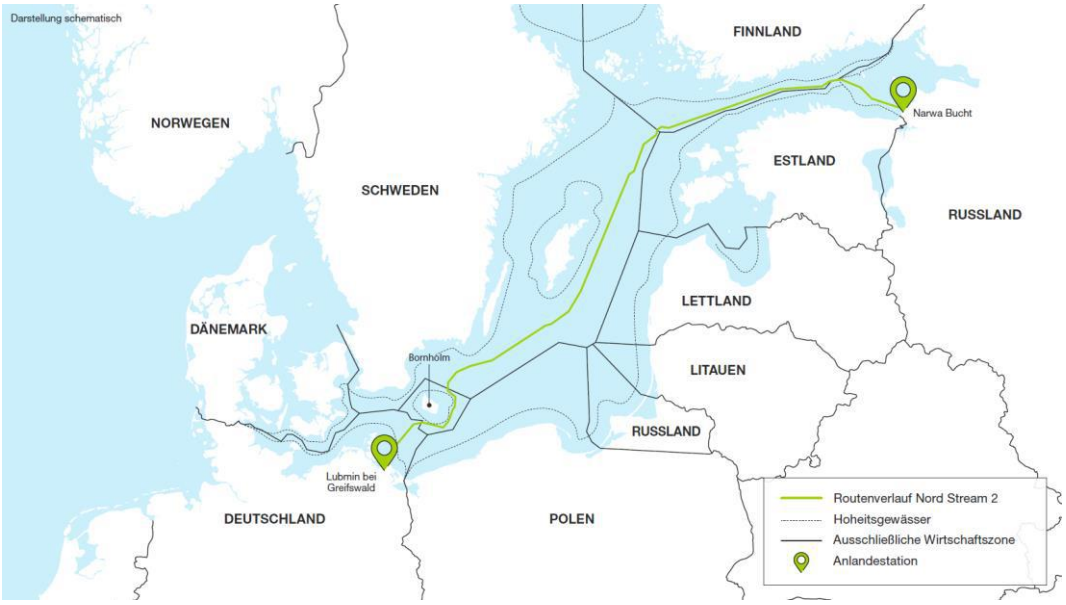
Dazu beschreiben wir kurz das Investitionsprojekt (Abschnitt 4.1) und diskutieren dann die Effekte der Versorgungssicherheit (Abschnitt 4.2) sowie des Wettbewerbs und der Preise im Gasmarkt (Abschnitt 4.3). Abschließend erläutern wir, warum Nord Stream 2 keine Gefahr für Versorgungssicherheit und Wettbewerb in Zentral- und Osteuropa darstellt (Abschnitt 4.4).

4.1 Beschreibung der Nord Stream 2 Pipeline

Nord Stream 2 Pipeline verbindet Russland und Deutschland durch die Ostsee

Die Nord Stream 2 AG mit Sitz in Zug, Schweiz, ist ein internationales Konsortium, das 2015 gegründet wurde, um zwei 1.230 Kilometer lange Erdgasleitungen von Ust-Luga, Russland, durch die Ostsee nach Lubmin bei Greifswald, Deutschland, zu planen, zu bauen und anschließend zu betreiben. In Lubmin wird das Erdgas in das europäische Gasnetz weitergeleitet. Abbildung 5 zeigt den Verlauf der Nord Stream 2 Pipeline. Der Pipelineverlauf ist parallel zur bestehenden Pipeline Nord Stream.

Abbildung 5 Verlauf der Nord Stream 2 Pipeline



Quelle: Nord Stream 2 AG

In Lubmin wird das Erdgas erstmals in das deutsche Marktgebiet und den europäischen Gasmarkt gespeist

Die beiden Pipelinestränge der Nord Stream 2 werden die Kapazität haben, insgesamt rund 55 Mrd. m3 (billion cubic meters, bcm) Erdgas pro Jahr zu transportieren (27,5 Mrd. Kubikmeter pro Pipelinestrang). In Lubmin wird das über die Nord Stream 2 transportierte Erdgas dann in das deutsche Marktgebiet einspeist und erreicht dort auch erstmalig den europäischen Gasbinnenmarkt. Zur physischen Weiterleitung auf dem deutschen Festland steht die Nordeuropäische-Erdgasleitung (NEL) zur Verfügung, zusätzlich wird derzeit die Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) gebaut. Diese verläuft parallel zur bestehenden OPAL Pipeline und besteht aus zwei Strängen mit einer Gesamtkapazität von ebenfalls 55 bcm pro Jahr. Der erste Strang der EUGAL ist seit Anfang Januar 2020 transportbereit, die Pipeline soll im Laufe des Jahres 2020 vollständig in Betrieb genommen werden.

4.2 Nord Stream 2 trägt zur Versorgungssicherheit im europäischen Gasmarkt bei

Nord Stream 2 stellt ein zusätzliches Transportinfrastrukturelement zur Verfügung, wodurch die Belastbarkeit des Energiesystems erhöht wird

Nord Stream 2 trägt zur Diversifikation von Transportrouten in die EU bei

Nord Stream 2 wird einen Beitrag zur Gasversorgungssicherheit in Deutschland und der EU allein dadurch leisten, dass sie ein **zusätzliches Transportinfrastrukturelement von etwa 55 bcm/a Gas** zur Verfügung stellt. Dadurch erhöht sich die **Diversifikation der Transportrouten** und die Zuverlässigkeit des europäischen Erdgassystems im Fall von z.B. technisch-bedingten **Ausfällen einzelner Infrastrukturen**.

Die EU-Kommission hat bereits in früheren Entscheidungen über die Gewährung von Ausnahmen von der Regulierung klargestellt, dass eine zusätzliche Quelle oder ein zusätzlicher Transportweg oder zusätzliche Importkapazitäten die Versorgungssicherheit erhöhen.[26]

Der positive Beitrag der Nord Stream 2 Pipeline zur Resilienz des europäischen Gassystems kann durch eine Analyse der bestehenden Einspeisekapazitäten in Relation zur Gasnachfrage an Tagen mit außergewöhnlich hoher Nachfrage illustriert werden. Dadurch lässt sich zeigen, dass die Nord Stream 2 an Tagen hoher Nachfrage einen relevanten zusätzlichen Kapazitätspuffer bereitstellt.

Das gilt insbesondere, wenn typische Speicherstände im Gassystem miteinbezogen werden: An Tagen sehr hoher Gasnachfrage können Importe und Eigenproduktion der EU die Versorgung selbst bei maximaler

[26] 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. und Stellungnahme der EU-Kommission zum Freistellungsantrag für das LNG-Terminal Grain (Phase 4), 4. Juni 2013, Ziffer 28f.

Kapazitätsauslastung nicht decken. Einspeisungen aus Speichern stellen an solchen Tagen zwar einen Puffer bereit; deren Ausspeicherkapazität ist jedoch bei dann typischerweise geringen Speicherfüllständen stark beschränkt.

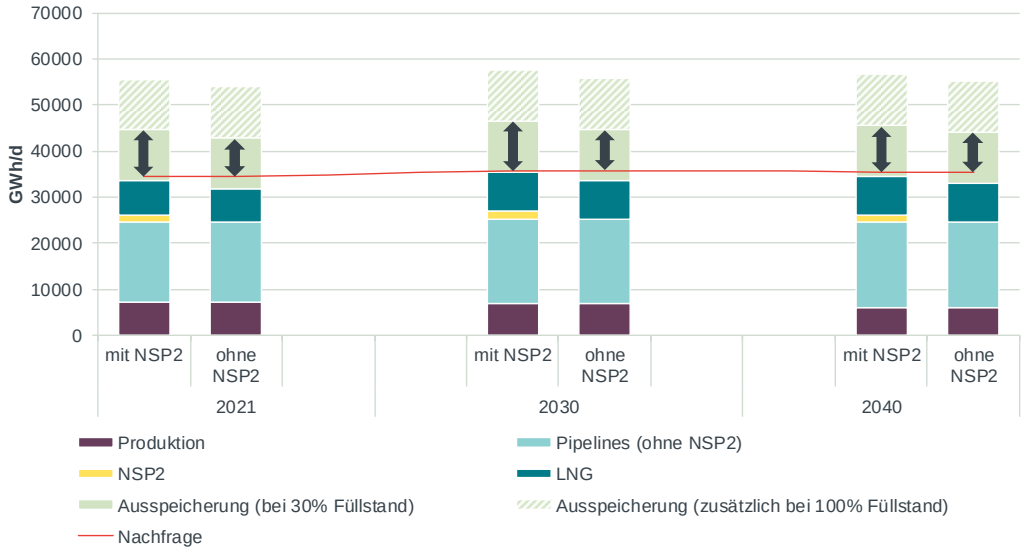
Nord Stream 2 Pipeline erhöht den Gas-Kapazitätspuffer in der EU an Spitzentagen um fast 25 %

Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 6 illustriert:

- Die Abbildung stellt die vorhandenen Einspeisekapazitäten aus der Produktion, dem Pipeline- und LNG-Import, und den Gasspeichern (dargestellt als gestapelte Balken) zur Deckung der Spitzennachfrage (dargestellt als rote Linie) für die Jahre 2021, 2030 und 2040 dar, einmal mit und einmal ohne die Nord Stream 2 Pipeline:
  - Wenn die volle technische Verfügbarkeit aller Ausspeicherkapazitäten angenommen wird, verfügt die EU ohne die Nord Stream 2 damit über einen zusätzlichen Kapazitätspuffer von etwa 55% der Nachfrage (gesamter rechter Balken). Mit **Nord Stream 2 erhöht sich dieser zur Verfügung stehende Kapazitätspuffer um rund 5-10%-Punkte** (gesamter linker Balken).
  - Die Ausspeicherkapazität der Gasspeicher sinkt jedoch im Verlauf des Winters mit der Reduktion der Speicherfüllstände.[27] Gleichzeitig tritt die höchste Nachfrage nach Gas allerdings in der Regel gegen Ende des Winters auf, wenn aufgrund der geringeren Füllstände ein Teil der Ausspeicherkapazität (siehe gestrichelte Balken in der Abbildung) nicht mehr zur Verfügung steht. Daraus ergibt sich eine nochmals größere Bedeutung der Nord Stream 2 Pipeline: **Bei einer typischen Ausspeicherkapazität im Moment der Spitzennachfrage steigert die Nord Stream 2 Pipeline den Kapazitätspuffer an Spitzentagen um fast 25%-Punkte**. Damit leistet die Pipeline einen zentralen Beitrag zur Belastbarkeit des europäischen Gassystems.

[27] Bei sinkendem Speicherfüllstand sinkt der Druck innerhalb des Gasspeichers tendenziell ab und es kann bei gegebener maximaler Kompressorleistung am Speicher nur ein geringeres Gasvolumen pro Stunde oder Tag ausgespeichert werden.

Abbildung 6 Erhöhung des Kapazitätspuffers in der EU 28 durch die Nord Stream 2 Pipeline



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

Nord Stream 2 erweitert eine direkte Route nach Deutschland und in die EU ohne Transit

Der Beitrag durch Nord Stream 2 Pipeline zur Gasversorgungssicherheit wird dadurch verstärkt, dass sie eine Offshore-Pipeline ist, welche ohne Verdichterstationen auskommt und Russland direkt mit Deutschland und somit der EU verbindet, und entsprechend **nicht auf Transite durch Dritt-Staaten angewiesen** ist.

Nord Stream 2 ohne technische Risiken von Transitverbindungen

Mit einem Transit sind naturgemäß verschiedene Unsicherheiten für die Gaskunden in der Zielregion wie auch die Produzenten verbunden, welche im Fall einer direkten Offshore-Route wie die der Nord Stream 2 nicht in gleichem Maße anfallen: Im Fall einer Transitverbindung sind der Lieferant im Ursprungsland sowie die Verbraucher in der EU darauf angewiesen, dass die Betreiber der Transitpipelines diese Pipelines entsprechend warten und die erforderlichen Investitionen zur Aufrechterhaltung der in der EU gewünschten Versorgungsqualität tätigen.

Beispielsweise ist das Pipelinesystem im Fall der Transitroute durch die Ukraine alt, in schlechtem Zustand und erfordert dringend eine Modernisierung:

- Knapp zwei Drittel aller ukrainischen Pipelines sind älter als 32 Jahre, das Durchschnittsalter der zentralen Transitpipelines beträgt über 35 Jahre.[28]

[28] Vgl. KPMG (2017), S. 28.

- In der Tat lassen sich ein Großteil der seit 2013 in der Ukraine festgestellten Gasnetzausfälle in erster Linie auf technische Fehler wie Druckabfall, Gaslecks und Schäden an Pipelines zurückführen (Stand 2017).[29]
- Solange wichtige Transitrouten nicht modernisiert werden, ist der Transit durch die Ukraine daher mit einem technischen Risiko für die Versorgungssicherheit Europas verbunden.[30]

Nord Stream 2 ohne politische Risiken von Transitverbindungen

Im Fall einer Transitverbindung besteht zudem das Risiko, dass sich politische Konflikte zwischen dem Transitland und dem Herkunftsland des Lieferanten oder auch zwischen dem Transitland und dem Zielland negativ auf die Versorgung der Gasverbraucher in der EU auswirken. So hat in der Vergangenheit die schwierige Beziehung zwischen Russland und Ukraine in Fragen des Gastransits wiederholt ein Risiko für die Gasversorgung einiger europäischer Länder dargestellt, die abhängig von Gaslieferungen aus Russland durch die Ukraine waren.[31]

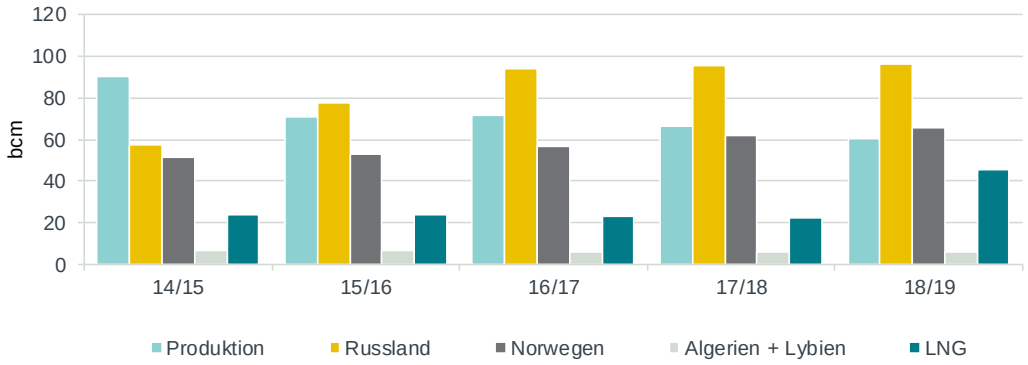
Ohne eine Bewertung der Verantwortlichkeiten für die genannten Gaskrisen vornehmen zu wollen, lässt sich objektiv feststellen, dass Verbindungsleitungen durch Drittländer die politischen Risiken des Gastransits erhöhen. Dieses Risiko sieht auch die Beschlusskammer der BNetzA in ihrem Beschluss zur Regulierungsfreistellung der OPAL-Pipeline aus dem Jahr 2009.[32] Auch die EU-Kommission schließt sich in ihrer Stellungnahme zum Beschluss der BNetzA der Auffassung an, dass der direkte Transport von Gas ohne Transit durch Drittstaaten die Versorgungssicherheit erhöht.[33]

Russische Gasexporte tragen bereits heute zur Versorgungssicherheit in Deutschland und der EU bei

Gasexporte aus Russland tragen seit Jahrzehnten zur sicheren Gasversorgung in Deutschland und der EU bei. Dies zeigt sich insbesondere in den Wintermonaten mit typischerweise hoher Gasnachfrage, in denen die russischen Gasexporte in den letzten Jahren einen durchgehend hohen Beitrag zur Sicherstellung der Versorgung geleistet haben und insbesondere die kontinuierlich sinkende einheimische Gasproduktion durch höhere Lieferungen kompensieren konnten (Abbildung 7).

29 Vgl. KPMG (2017), S. 38.
30 Vgl. SWP (2019), S. 13.
31 Vgl. OIES (2009), S. 19-25.
32 Vgl. BNetzA (2009), S. 54.
33 Vgl. EU-Kommission (2009b), Randnr. 26-30.

Abbildung 7 Entwicklung des EU Gasangebots in den Wintermonaten seit 2014



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat.
Hinweis: Die Werte für die jeweiligen Jahre umfassen jeweils die Monate Oktober bis März.

Ein Beispiel für den Beitrag der Flexibilität russischer Gasexporte ist die im Februar und März 2018 aufgetretene und in den englischen Medien als „Beast from the East" bezeichnete mehrwöchige Kältewelle, die zu einer signifikanten Steigerung der Gasnachfrage für die Wärmeerzeugung und Stromproduktion in weiten Teilen Nordwesteuropas führte.[34] In dieser Periode erzielten die russischen Gasexporte in die EU für 10 Tage infolge Rekordwerte von bis zu 713.4 mmcm/d.[35] Demgegenüber konnten Gasspeicher und LNG-Importe in diesem Zeitraum keinen signifikanten Beitrag zur Deckung der zusätzlichen Nachfrage liefern.[36]

Nord Stream 2 wird den kürzesten Zugang zu den russischen Gasquellen der Zukunft ermöglichen

Zudem ermöglicht die Nord Stream 2 eine **Anbindung Deutschlands und der EU an die russischen Gasfelder der Zukunft**, die zunehmend im Norden Russlands liegen, und deren Produktionskapazität die bisherige Transportkapazität in die EU bei Weitem übersteigt (Abbildung 8). Bereits heute ist absehbar, dass die bestehenden Transportkapazitäten geringer sind als die erwartete Produktion auf Jamal sowie in der Barentssee. Die Nord Stream (1) Pipeline befindet sich bereits durch das Feld Yuzhno-Russkoye sowie die erste Ausbaustufe des Feldes Bovanenkovskoye an der **Transportkapazitätsgrenze**. Alle weiteren Ausbaustufen auf Jamal sowie später in der Barentssee erfordern entsprechend neue Transportkapazitäten. Diese werden durch die Nord Stream 2 sowie die vorgelagerten Pipelineausbauten in Russland (bspw. Bovanenkovo-Uhkta 2) realisiert. Zudem ermöglicht das Nord Stream System (bestehend aus Nord Stream 1 und 2) den Transport der Produktionsmengen aus den nördlichen Produktionsfeldern in die EU über eine wesentlich kürzere Route. Ein alternativer Transport dieser Vorkommen über die Jamal-Pipeline oder sogar die traditionelle südliche Route (via Ukraine) impliziert, dass die Transportentfernungen bis zu 2.000 km länger wären. Im Falle der Shtokmanovskoye-Lieferungen wäre die

[34] Vgl. EU Kommission (2018b).
[35] Vgl. OIES (2018a).
[36] Vgl. EU Kommission (2018b).

Distanz über die südlicheren Korridore sogar noch größer und würde angesichts der Lage des Feldes bzw. der Nord Stream wenig sinnvoll erscheinen.

Der positive Beitrag der Nord Stream 2 zur Versorgungssicherheit durch die Erschließung neuer Versorgungsquellen wurde bereits im Planfeststellungsbeschluss für die Nord Stream 2 vom Bergamt Stralsund festgehalten:

> *„Durch das Vorhaben Nord Stream 2 werden sowohl die Transportrouten in die EU als auch die verfügbaren Erdgasfelder zur Versorgung der EU weiter diversifiziert.“*[37]

Abbildung 8 Lage und Produktionspotenziale russischer Gasfelder

Quelle: Frontier Economics 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.

Nord Stream 2 wird den Import zusätzlicher Gasmengen ermöglichen und die sichere Versorgung der EU mit Erdgas erhöhen

Des Weiteren wird die Nord Stream 2 einen Beitrag zur Gasversorgungssicherheit in Deutschland und der EU leisten, indem sie die **Möglichkeit für zusätzliche Gasimportvolumen** schafft, um die rückläufige heimische Erdgasproduktion in der EU zu kompensieren.

[37] Bergamt Stralsund (2018), S. 101.

Die EU verfügt insgesamt über gut diversifizierte Gasbezugsquellen und hat Zugang zu Pipelineimporten aus Norwegen, Russland, Algerien, Libyen, Aserbaidschan und zum globalen LNG-Markt. Bei einer Analyse der länderspezifischen Produktions- und Exportpotenziale nach Europa zeigt sich jedoch, dass die zusätzlichen Lieferpotenziale aus Norwegen, Nordafrika und dem kaspischen Raum begrenzt sind. Die Gasimporte aus Norwegen gehen aufgrund der rückläufigen Produktionsmengen künftig zurück. Die zukünftigen Pipelineimporte aus Nordafrika und dem kaspischen Raum sind mit hohen politischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten behaftet. Selbst unter positiven Annahmen können diese Regionen die rückläufigen Produktionstrends in der EU und in Norwegen nur unmaßgeblich kompensieren.

LNG bietet aufgrund der umfangreichen Regasifizierungskapazitäten und der weltweit steigenden Verflüssigungskapazitäten zwar große mengenseitige Potenziale. Gleichzeitig ist die zukünftige Entwicklung der LNG-Importe in die EU mit großen Unsicherheiten behaftet, da der überwiegende Teil der globalen Produktionsmengen nicht vertraglich gebunden ist und daher flexibel an den Ort mit dem höchsten Verkaufspreis, oder genauer Netback-Wert[38] geliefert werden kann.

Russland kann - wie weiter oben erläutert wurde - seine Gasproduktion und Exporte zukünftig weiter steigern und verfügt, u.a. durch Nord Stream 2, auch über zusätzliche Transportkapazitäten nach Europa. Wie wir in Abschnitt 4.3 näher ausführen, ist russisches Pipelinegas zudem kostengünstiger als LNG. Auch die Tatsache, dass LNG-Importe nach Europa im Wettbewerb mit anderen großen globalen LNG-Importeuren stehen und somit nicht zwingend verlässlich sind spricht dafür, dass Russland in Zukunft einen beachtlichen Teil des zusätzlichen Importbedarfes unter Kostengesichtspunkten abdecken sollte und wird.

Abbildung 9 illustriert die Potentiale der verschiedenen zur Verfügung stehenden Gasangebote (aus heimischer Produktion und Importen) im Vergleich zur Gasnachfrage heute und in der Zukunft, einmal mit und ohne Nord Stream 2:

- Die Nord Stream 2 Pipeline erhöht das gesicherte Gasangebot in der EU (einfarbige Balken in der Abbildung) [39] und leistet somit einen wichtigen Beitrag zur Deckung des zukünftigen Importbedarfs von Erdgas in der EU – auch in einem Szenario mit sinkender Nachfrage.
- Darüber hinaus werden zusätzliche Gasmengen benötigt, um den zukünftigen Gasbedarf zu decken – dafür stehen verschiedene Importoptionen zur Verfügung (schraffierte Balken in der Abbildung)[40] – da die zusätzlichen Lieferpotenziale aus Norwegen, Nordafrika und dem kaspischen Raum begrenzt sind, werden zur Deckung des verbleibenden Importbedarfs in jedem Fall zusätzliche russische Pipelinelieferungen und/oder zusätzliche LNG-Lieferungen erforderlich sein.

[38] Unter dem Netback Wert für LNG versteht man den im jeweiligen Zielmarkt erzielbaren Marktpreis abzüglich der Transportkosten (Pipeline und Schiff) und der Kosten für Verflüssigung und Regasifizierung.

[39] Das gesicherte Angebot umfasst die aus heutiger Sicht mindestens oder sicher für den Export in die EU zur Verfügung stehenden Gasmengen basierend auf dem Minimum Szenario des TYNDP 2018.

[40] Das potenzielle zusätzliche Angebot umfasst die maximale Menge an Gas, die unter optimistischen Annahmen für den Export in die EU zur Verfügung steht basierend auf dem Maximum Szenario des TYNDP 2018.

Abbildung 9 Nord Stream 2 leistet einen wichtigen Beitrag zur sicheren Deckung des zukünftigen Gasbedarfs in der EU

Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat und TYNDP 2018.

Hinweis: Zum methodischen Vorgehen und zentralen Annahmen der Abbildung siehe ANNEX A.

Somit ist auch ersichtlich, dass über Nord Stream 2 ein Teil der heute noch nicht gesicherten zukünftigen Gasbeschaffung für die EU sicher gedeckt werden kann. Daneben werden Importe aus anderen Quellen und auf anderen Routen erforderlich sein.

Beitrag der Nord Stream 2 Pipeline zum Klimaschutz

Zudem lässt sich zeigen, dass die Nord Stream 2 einen in mehrfacher Hinsicht positiven Beitrag zum Klimaschutz leistet (für weitere Details siehe ANNEX B):

- Sie ermöglicht einen vermehrten **Umstieg von CO_2-intensiven Brennstoffen wie Öl und Kohle**, welche in der EU immer noch etwa 50 % des Primärenergieverbrauchs bedienen, auf den weniger CO_2-intensiven Brennstoff Erdgas ermöglicht (***Fuel Switch***).
- Der Transport über Nord Stream 2 erlaubt **geringere Treibhausgasemissionen** im Vergleich zum Transport auf alternativen Pipelinerouten. Dieser Klimavorteil basiert u.a. auf der vergleichsweise **geringeren Transportdistanz** von den Gasfeldern in Russland über Nord Stream 2 nach Europa.
- Nord Stream 2 wird **geringere Treibhausgasemissionen** aufweisen **als alternativer Import per LNG**. Dies liegt daran, dass der Transport und auch die Verflüssigung von LNG mit einem vergleichsweise höheren Energieaufwand verbunden ist, als der Pipelinetransport aus Russland (speziell, wenn er über Nord Stream 2 erfolgt).

4.3 Nord Stream 2 senkt tendenziell Kosten und Preise im europäischen Gasmarkt

Beitrag der Nord Stream 2 Pipeline zu einer kosteneffektiven Gasversorgung in der EU

Die Nord Stream 2 Pipeline trägt dazu bei, Verbraucher in der EU kosteneffektiv mit Gas zu versorgen, da sie im Wettbewerb mit alternativen Gasangebotsquellen steht und diesen verstärkt.[41] Eine im Folgenden dargestellte **Analyse des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI)** zeigt zudem, dass die Nord Stream 2 Pipeline einen preismindernden Effekt im europäischen Gasmarkt hat, da sie sowohl gegenüber Gasimporten via LNG als auch gegenüber anderen russischen Importrouten einen Kostenvorteil aufweist.

Zunächst hat der Import von russischem Gas über Pipelines einen Kostenvorteil gegenüber dem alternativen Import von Gas via LNG:

- Die **Produktions- und Transportkosten von russischem Pipeline-Gas liegen deutlich unter den Kosten, die mit einem Import von LNG verbunden sind**. Selbst wenn man den russischen Exportzoll in Höhe von etwa 30% des Verkaufspreises berücksichtigt,[42] liegen die Gesamtkosten von russischen Pipeline-Importen unterhalb denjenigen von vielen LNG-Exportländern. Ohne Berücksichtigung des Exportzolls liegen die Gesamtkosten von russischem Pipeline-Gas auch deutlich unter den vergleichsweise günstigen LNG-Importkosten von Qatar und Nigeria.
- Zudem **stehen die LNG-Anbieter im globalen Wettbewerb** und daher sind für die Preisbildung nicht nur die direkten Kosten von LNG relevant, sondern auch die Angebots- und Nachfragesituation in anderen Ländern außerhalb Europas. Bei einer hohen Nachfrage und entsprechend hohen Preisen in Märkten außerhalb der EU (insbesondere in Asien), ist der LNG-Export in die EU mit ggf. hohen Opportunitätskosten verbunden.

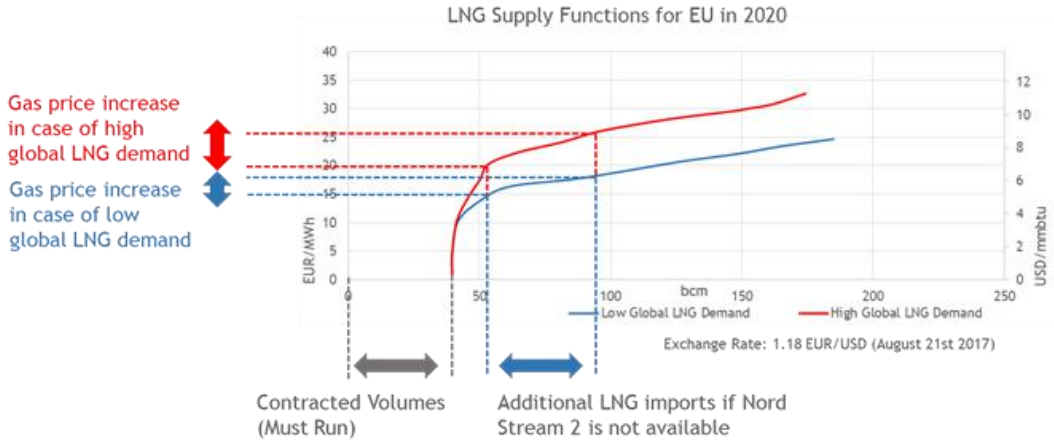
Eine Erhöhung der Transportkapazitäten von Russland in die EU durch die Nord Stream 2 Pipeline trägt folglich dazu bei, das Angebot an kostengünstigem Gas in der EU zu erhöhen. Somit werden weniger LNG-Importe benötigt. Da die LNG-Angebotskurve (mit steigender Importmenge) ansteigend ist, wird der Marktpreis von einem LNG-Anbieter mit geringeren Kosten gesetzt als in dem Fall mit geringeren Pipeline-Importen aus Russland. Wie groß der Marktpreis-Effekt ist, hängt zudem von der globalen LNG-Nachfrage und den entsprechenden Opportunitätskosten der LNG-Vermarktung in anderen Welt-Regionen ab. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 10 dargestellt, einmal für eine Situation mit geringer globaler Nachfrage nach LNG (blaue Kurve) und einmal für eine hohe

[41] Im Planfeststellungsbeschluss der Nord Stream 2 heißt es beispielsweise: „*Das Vorhaben Nord Stream 2 dient auch dem Ziel der preisgünstigen Energieversorgung gemäß § 1 Abs. 1 Alt. 2 EnWG. […] Die durch die Nord Stream 2 geschaffene, zusätzliche Importkapazität steht im deutschen und europäischen Gasmarkt im Wettbewerb mit sämtlichen Angeboten anderer Erdgaslieferanten, verstärkt den Wettbewerb unter diesen und ist nach Überzeugung der Planfeststellungsbehörde geeignet, ein niedrigeres Preisniveau auf dem EU-Gasmarkt zu bewirken.*“ (Vgl. Bergamt Stralsund (2018), S. 99.)

[42] Der Exportzoll ist zwar ein Kostenbestandteil von russischen Pipeline-Importen, jedoch wäre es anders als bei den Produktions-, Transport-, Verflüssigungs- und Regasifizierungskosten denkbar, dass dieser angepasst wird, sollte russisches Erdgas andernfalls nicht vermarktbar sein.

Nachfrage (gelbe Kurve). Nord Stream 2 trägt im Fall einer hohen globalen LNG-Nachfrage zu einem besonders hohen Preisvorteil für Europa bei. Aber selbst bei geringer globaler LNG Nachfrage hilft Nord Stream 2, das Gaspreisniveau in der EU zu senken.

Abbildung 10 Marktpreiseffekt einer Steigerung des Angebots von russischem Pipeline-Gas



Quelle: EWI (2017): „Impacts of Nord Stream 2 on the EU Natural Gas Market", S. 10.

Europäische Gastransportmodellierung bestätigt preismindernden Effekt der Nord Stream 2 Pipeline

Eine Analyse des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) auf Basis des europäischen Gastransportmodells TIGER bestätigt, dass **die Nord Stream 2 Pipeline einen preismindernden Effekt in der EU haben wird.**[43]

Mithilfe des TIGER-Modells wurden mehrere Szenarien berechnet und miteinander verglichen, um den Einfluss der Nord Stream 2 Pipeline auf den europäischen Gasmarkt zu untersuchen. In jedem Szenario werden dazu die Gasflüsse und -preise in Europa **mit und ohne die Nord Stream 2-Pipeline** modelliert. Die wichtigsten Szenarien und Ergebnisse stellen wir im Folgenden kurz vor.

Im Referenzszenario mit Nord Stream 2 wird die volle Kapazität der Nord Stream 2 Pipeline genutzt, um Europa kosteneffizient mit Gas zu versorgen

Die Referenz-Szenarien stellen den Hauptvergleich dar und analysieren den Effekt von Nord Stream 2 auf den Gasmarkt der EU. Im Referenzfall wird die europäische Gasversorgung zunächst für den Fall optimiert, dass die Nord Stream 2 Pipeline zur Verfügung steht und einmal für den kontrafaktischen Fall, dass die Nord Stream 2 Pipeline nicht zur Verfügung steht. Aus dem Vergleich der beiden Referenz-Szenarien kann der Effekt der Nord Stream 2 auf den Gasmarkt der EU

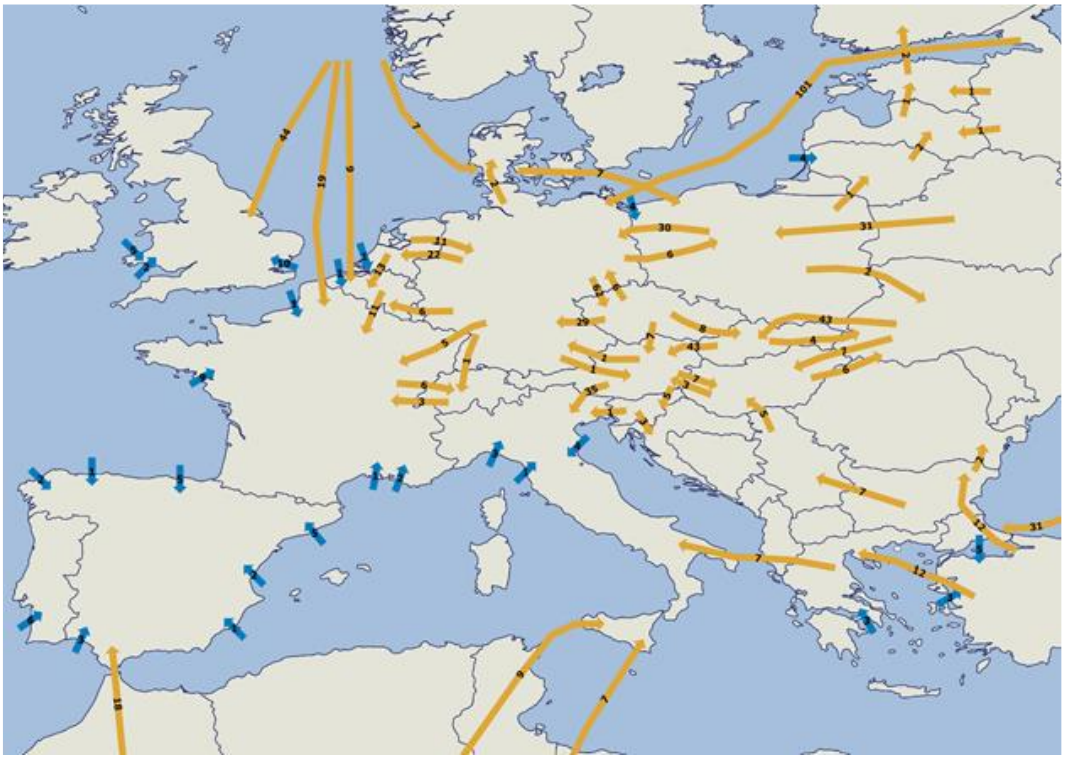
[43] Details zur Methodik und Annahmen erläutern wir in ANNEX C.

im Hinblick auf Gasflüsse, Pipeline- und LNG-Importe sowie Preise in den Mitgliedstaaten gezeigt werden.

In beiden Referenz-Szenarien (mit und ohne Nord Stream 2) wird die Annahme getroffen, dass Transitkapazitäten durch die Ukraine mit bis zu 120 bcm/a vollständig zur Verfügung stehen. Dem momentanen Zustand des ukrainischen Transitsystems nach zu urteilen, kann man in der Realität jedoch nicht unbedingt davon ausgehen, dass die gesamte Kapazität tatsächlich abrufbar ist. Aus diesem Grund wird in einer weiteren Sensitivität die Ukraine-Kapazität variiert, um sowohl den Einfluss der Nord Stream 2-Pipeline auf die Transite, als auch die Auswirkungen einer Transitbeschränkung durch die Ukraine zu untersuchen (siehe später).

Im Ergebnis zeigt sich, dass zukünftig fast die vollständige Kapazität der Nord Stream 2 (und der Nord Stream 1) genutzt wird, um Europa kosteneffizient mit Gas zu versorgen (Abbildung 11).

Abbildung 11 Gasflüsse 2030 mit Nord Stream 2 Pipeline (Referenzfall)



Quelle: EWI

Hinweis: Die gelben Pfeile stellen Pipeline-Transport dar, die blauen Pfeile LNG-Importe. Alle Zahlen in bcm/a.

Im Referenzszenario ohne Nord Stream 2 müssen alternative Importrouten und LNG genutzt werden, was zu steigenden Kosten der europäischen Gasversorgung führt

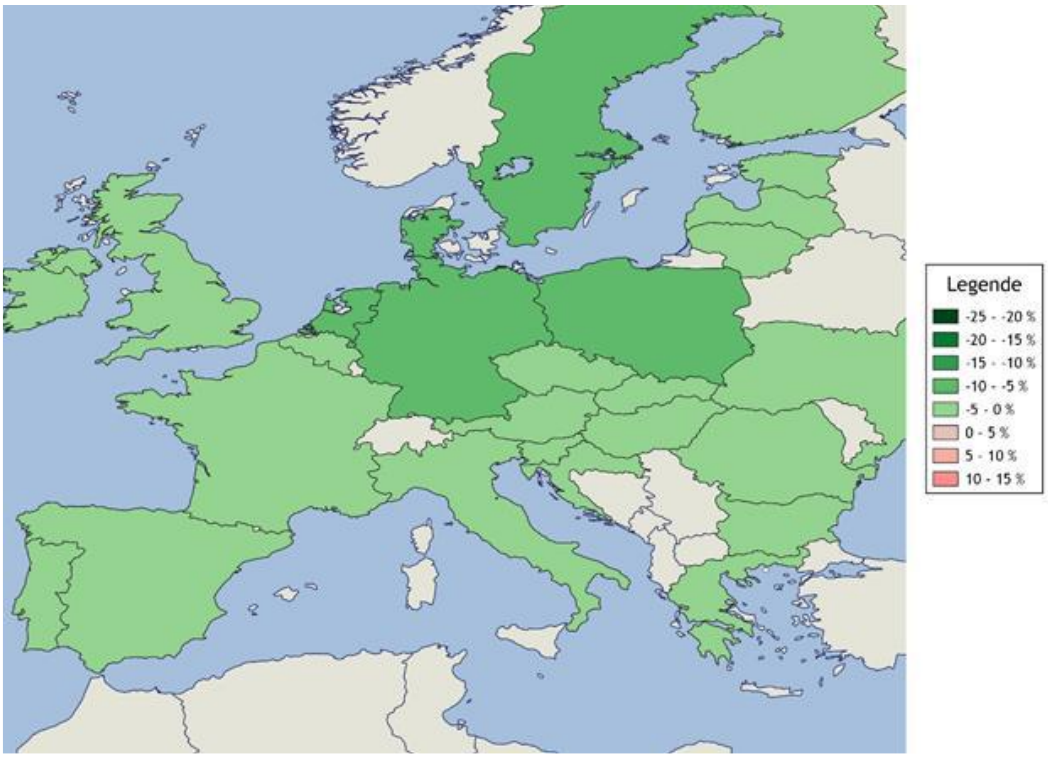
In dem Vergleichsfall, in dem die Nord Stream 2 Pipeline nicht zur Verfügung steht, sinkt die Gesamtmenge an russischen Pipeline-Importen insgesamt nur leicht (um 10 bcm). Dieser Rückgang wird durch einen Anstieg an LNG-Importen aufgefangen. Insgesamt ist es jedoch kostengünstiger, alternative Pipeline-Routen

von Russland nach Europa zu nutzen, beispielsweise über die Ukraine, als den Import von LNG signifikant auszuweiten.

Obwohl die fehlenden Nord Stream 2-Importe zum großen Teil durch russische Importe über alternative Routen ausgeglichen werden können, führen bereits die moderat angestiegenen LNG-Mengen sowie die geänderten Transportrouten des russischen Gases zu einem Preisanstieg in allen betrachteten Ländern. Der durchschnittliche mengengewichtete Preis in der EU ist im Fall mit Nord Stream 2 um 0,77 EUR/MWh geringer als im Fall ohne Nord Stream 2.[44] Die prozentualen Preisreduktionen je EU-Land sind in Abbildung 12 dargestellt.

Ähnliche Mengen- und Preiseffekte lassen sich beobachten, wenn man den Berechnungen eine niedrigere europäische Gasnachfrage zugrunde legt. Der positive Effekt der Nord Stream 2 auf den europäischen Gasmarkt bleibt also auch beim Eintreten einer niedrigeren Nachfrage bestehen.

Abbildung 12 Preisdifferenzen im Referenzfall in 2030 (Szenario ohne Nord Stream 2 minus Szenario mit Nord Stream 2)



Quelle: EWI

Langfrist-Analyse zeigt Nutzung von sowohl Nord Stream 2 Pipeline als auch der ukrainischen Transitroute

Ein weiterer Vergleich verdeutlicht die Mengen- und Preiseffekte der Limitierung von Ukraine-Transitkapazitäten, sowohl bei Vorhandensein der Nord Stream 2-Pipeline, als auch ohne die Pipeline. Dafür wird eine Sensitivität auf die Ukraine-Transitkapazität berechnet, wobei im unlimitierten Fall bis zu 120 bcm/a Kapazität zur Verfügung stehen, gegenüber 30 bcm/a im limitierten Fall. Beide Fälle werden

[44] Im Jahr 2021 liegt die durchschnittliche mengengewichtete Preisreduktion in der EU durch die Verfügbarkeit der Nord Stream 2 bei 0,96 EUR/MWh und im Jahr 2040 bei 0,58 EUR/MWh.

jeweils mit und ohne Nord Stream 2-Pipeline berechnet und miteinander verglichen.

Zunächst wird deutlich, dass bei Limitierung der Ukraine-Transite auf 30 bcm/a die Nord Stream 2 Pipeline weiterhin einen preismindernden Effekt auf die Erdgaspreise in Europa hat (im Vergleich zum unlimitierten Fall), der sogar noch stärker ausfällt, als im Vergleich der Referenzszenarien. Zu begründen ist dies darin, dass im Fall ohne Nord Stream 2 die fehlenden Importmengen nicht mehr durch alternative Transitrouten für russisches Gas ausgeglichen werden können. Dies wird durch eine Erhöhung der teureren LNG-Importe kompensiert, was wiederum einen steigernden Effekt auf die Gaspreise in Europa hat.

Der Vergleich der Sensitivität limitierter gegenüber unlimitierter Ukraine-Transitkapazitäten (bei Vorhandensein von Nord Stream 2 in beiden Fällen) zeigt, dass sowohl die Importroute über die Nord Stream 2, als auch diejenige über die Ukraine von großer Bedeutung sind, um die EU langfristig kostengünstig mit Gas zu versorgen.

Wird angenommen, neben der Nord Stream 2 Pipeline stünde auch die volle Ukraine-Transitkapazität zur Verfügung, sind insgesamt mehr Importe aus Russland möglich als bei begrenzter ukrainischer Transitkapazität. Dies wird umso wichtiger in der langen Frist, in der die sinkende heimische EU-Produktion und sinkende Importmengen aus Norwegen anderenfalls durch deutlich höhere und teurere LNG-Importe kompensiert werden müssten. Auch wenn Nord Stream 2 verfügbar ist, würde eine Einschränkung der Ukraine-Route auf 30 bcm/Jahr in der langen Frist zu deutlich geringeren Importmöglichkeiten für russisches Gas und damit zu höheren Preisen in der EU führen. Die Ende vergangenen Jahres getroffenen Vereinbarungen zwischen Russland und Ukraine über die zukünftigen Gastransite durch die Ukraine deuten darauf hin, dass die ukrainische Transitroute auch zukünftig eine wichtige Rolle für den russischen Gastransport spielen wird.[45]

[45] Die Mindestmenge soll 2020 bei 65 Mrd. Kubikmeter Erdgas liegen. In den Jahren 2021 bis 2024 soll sie auf jährlich 40 Mrd. Kubikmeter sinken. Höhere Liefermengen seien nach Absprache möglich. (Vgl. https://www.energate-messenger.de/news/199248/russland-und-die-ukraine-einigen-sich-auf-details, Zugriff am 01.04.2020).

4.4 Nord Stream 2 wird nicht zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbs in europäischen Staaten führen

In den vorangehenden Abschnitten haben wir erläutert, dass die Nord Stream 2 Pipeline die Gasversorgung in Deutschland und der EU sicherer, umweltfreundlicher und kostengünstiger gestalten wird. Dennoch wird gelegentlich die These aufgestellt, dass die Nord Stream 2 Pipeline die Versorgungssicherheit in einzelnen Ländern beeinträchtigen könnte und dass die Pipeline im Widerspruch mit dem Konzept der „Energiesolidarität“[46] steht.

Für die EU-Mitgliedstaaten in Nord-, West- und Südeuropa ist ein positiver oder allenfalls neutraler Effekt der Nord Stream 2 Pipeline offensichtlich, da die Pipeline wie bereits erläutert zusätzliche Transportkapazität sowie die Möglichkeit zusätzlicher Importmengen bereitstellt.

Für die EU-Länder in Zentral- und Osteuropa (Central and Eastern Europe – CEE) ist der Effekt gesondert zu prüfen. Hintergrund hierfür ist, dass Nord Stream 2 in zweiter Stufe potenziell Auswirkungen insbesondere auf Transitländer zwischen Russland und Nordwesteuropa – insbesondere Polen, Tschechien, Slowakei und Ungarn – haben könnte:

- Zum einen fließen über Nord Stream 2 zunächst nach Deutschland importierte Gasmengen auch weiter in die CEE-Region – nicht zuletzt über die EUGAL-Pipeline, die große Mengen Gas direkt von der Nord Stream 2 nach Tschechien transportieren kann.
- Zum anderen wurden in der Vergangenheit Befürchtungen geäußert, dass sich ein zunehmender Transport von russischem Gas durch die Ostsee nachteilig auf die Energieversorgung in den traditionellen Transitländern von russischem Gas in die EU auswirken könnte.

Beispielsweise wurden Befürchtungen geäußert, dass die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 Pipeline dazu führen könnte, dass eine direkte Belieferung der westeuropäischen Märkte zu einer „Verstopfung“ der innereuropäischen West-Ost-Kapazitäten führen könnte, was die Integration der ost- und westeuropäischen Märkte vermindern könnte.[47, 48]

[46] Das Konzept der Solidarität im Energiesektor ist in Art. 194 Abs. 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) hinterlegt. In einer Entscheidung vom 10. September 2019 hat das Gericht der Europäischen Union einen Beschluss der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2016 zu den modifizierten Nutzungsbedingungen der Gasleitung OPAL mit Verweis auf mangelnde Berücksichtigung der Auswirkungen auf weitere betroffene Ländern in Osteuropa unter dem Stichwort „**Energiesolidariät**“ für nichtig erklärt hat, siehe Gericht der Europäischen Union (2019). In der Urteilsbegründung hebt das Gericht hervor, dass die Anwendung des Grundsatzes der Solidarität im Energiesektor nicht bedeute, dass die Energiepolitik der Union keinesfalls negative Auswirkungen auf die besonderen Interessen eines Mitgliedstaats im Energiebereich haben dürfe. Die Unionsorgane und die Mitgliedstaaten seien jedoch verpflichtet, im Rahmen der Umsetzung dieser Politik den Interessen sowohl der Union als auch der verschiedenen Mitgliedstaaten Rechnung zu tragen und sie im Konfliktfall gegeneinander abzuwägen. Nach unserem Verständnis wird das Urteil des Gerichts der Europäischen Union gerichtlich angefochten.

[47] Vgl. Bruegel (2017).

[48] Vgl. REKK (2017).

Jedoch sind diese **Befürchtungen unbegründet**.[49] Aus mehreren Gründen ist nicht von einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit in zentral- und osteuropäischen Ländern durch Nord Stream 2 auszugehen:

- Keine Beeinträchtigung von Wettbewerb und Preisen:
  - Die **zunehmende Marktintegration** sowohl innerhalb der CEE-Märkte, als auch zwischen den CEE-Märkten und Nordwesteuropa, führt für die CEE-Länder unabhängig von Gastransport über Nord Stream 2 zu zunehmend diversifizierten Importoptionen (vgl. auch ANNEX D).
  - Selbst falls dieser potenzielle Wettbewerb nicht ausreichend disziplinierend wirken sollte, koppeln zusätzlich die Regelungen der **kartellrechtlichen Vereinbarung** zwischen der EU-Kommission und Gazprom die CEE-Märkte stärker an NWE.[50]
  - Die Gasinfrastruktur-Simulation des EWI in Kapitel 4.3 offenbart, dass es durch Inbetriebnahme der Nord Stream 2 Pipeline zu **niedrigeren Gaspreisen auch in CEE-Ländern** kommt.
- Keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit:
  - Die Gasinfrastruktur-Simulation des EWI in Kapitel 4.3 zeigt zudem, dass auch bei Inbetriebnahme der Nord Stream 2 Pipeline **weiterhin mit einer Nutzung der russischen Transitrouten durch Weißrussland bzw. die Ukraine** zu rechnen ist. Entsprechend ist davon auszugehen, dass diese Transitrouten weiterhin zur Versorgung von CEE-Ländern zur Verfügung stehen.[51]
  - Selbst im hypothetischen Fall, in welcher es zur Verdrängung der bisherigen russischen Transitpipelines käme, verfügen die **einzelnen potenziell betroffenen Länder** in CEE über diversifizierte Importoptionen aus Pipelines und LNG verfügen. In allen Ländern wird zudem durch neue Infrastrukturprojekte der Anteil der aus Russland kommenden Pipelines an den Gesamtkapazitäten in den kommenden Jahren deutlich abnehmen.

Die Importsituation der wesentlichen Transitländer russischen Gases beleuchten wir nachfolgend genauer.

Polen verfügt bereits heute über ausreichend Importkapazität, um den Gasbedarf ohne russische Importe zu decken, zudem ist weiterer substanzieller Infrastruktur-Ausbau geplant

Polen hat derzeit einen Gasbedarf von unter 20 bcm/a, mit leicht steigender Tendenz. Polen hat im Jahr 2018 Erdgas im Umfang von 5,6 bcm/a produziert und

[49] Zu diesem Schluss kommen auch verschiedene Analysen des EWI, die die Annahmen und Ergebnisse von Bruegel (2017) und REKK (2017), u.a. mithilfe des Gastransportmodells TIGER untersucht haben. Vgl. ewi (2017b) und ewi (2018).

[50] Vgl. EU Kommission (2018a).

[51] Im Fall des Ukraine-Transits ist dies durch die Ende 2019 getroffenen Vereinbarungen zwischen Russland und der Ukraine über die zukünftigen Gastransite durch die Ukraine sogar vertraglich zugesichert, siehe Fußnote 45.

die polnische Regierung beabsichtigt die Produktion bis 2030 in etwa auf gleichem Niveau zu halten.[52] Hieraus ergibt sich ein Importbedarf von derzeit etwa 14 bcm/a.

Dem stehen heute bzw. perspektivisch umfassende Importmöglichkeiten gegenüber (Abbildung 13):

- Bereits heute kann Polen **9 bcm/a aus Deutschland**[53, 54] sowie 5 bcm/a über LNG importieren.
- Der Kapazitäten des bestehenden **LNG-Terminals in Swinoujscie** befindet sich derzeit im Ausbau. Ab 2022 wird das Terminal **7,5 bcm/a** importieren können.[55] Zudem ist ab 2023 die Inbetriebnahme eines neuen LNG-Terminals in der Bucht von Danzig geplant, das die LNG-Kapazitäten um 8 bcm/a auf bis zu 15,5 bcm/a erhöht (welches aufgrund des weniger fortgeschrittenen Projektfortschritts in Abbildung 13 im Sinne einer konservativen Betrachtung nicht enthalten ist).[56]
- Voraussichtlich Ende 2022 erfolgt zudem die Inbetriebnahme der **Baltic Pipe**, die den Import von **bis zu 10 bcm/a** aus Dänemark (bzw. indirekt Norwegen) erlaubt.[57]
- Darüber hinaus besteht seit 2011 eine bidirektionale Pipeline im Süden mit der **Tschechischen Republik** mit einer Kapazität von 1 bcm/a.[58]

  Allerdings sind diese nur der erste Teil eines möglichen osteuropäischen Nord-Süd-Korridors, der Polen perspektivisch stärker mit den südlichen Nachbarn Tschechien, Slowakei und Ukraine (und diese wiederum mit deren südlichen Nachbarn) verbinden soll.[59] Da die meisten Pipelines noch in sehr frühen Planungsstadien sind, sind sie in der zusammenfassenden Abbildung 13 im Sinne einer konservativen Betrachtung nicht berücksichtigt.

---

52 Siehe Ausführungen im Nationalen Energie- und Klimaplan, Ministertwo Energii (2019), S. 30f, wobei sich die Absicht dort auf das Produktionsniveau der Jahre 2016 und 2017 von etwa 4 bcm/a bezieht.

53 Hier sind nur physisch vorhandene Kapazitäten an den Grenzpunkten Mallnow und Lasow erfasst, welche auf den 2014 in Mallnow installierten Kompressoren basieren, welche die Jamal-Pipeline auch entgegen der eigentlichen Hauptflussrichtung, also von Deutschland nach Polen, befüllen können („physical reverse flow"). Diese Kapazitäten sind ermöglichen es, Polen physisch aus Deutschland auch in dem Fall zu beliefern, wenn russische Lieferungen nach Deutschland über die Jamal Pipeline phasenweise oder vollständig ausbleiben.

Solange entsprechende Liefermengen in Ost-West-Richtung über die Jamal Pipeline fließen, können in Mallnow sogenannte „virtual reverse flow" Kapazitäten gebucht werden, bei denen die Buchungen in West-Ost-Lieferungen virtuell verrechnet werden. Vgl. https://www.gascade.de/nc/en/press/press-releases/press-release/news/reverse-flow-towards-poland-starts-in-april/ sowie speziell zur Funktionsweise von physischen und virtuellen reverse flow in Mallnow, Peters (2018), S. 16ff.

54 Zudem zeichnet sich am Übergabepunkt in Mallnow eine weiterer Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität von Deutschland nach Polen ab, sodass ab 2021 von einer Übertragungskazaptität von knapp 13 bcm/a auszugehen ist, siehe https://www.nep-gas-datenbank.de:8080/app/#!/kapazitaeten (NEP-Zyklus: 2020 – SR Konsultation). Da es hierzu unseres Wissens noch keine finalen Beschlüsse gibt, ist diese zusätzliche Kapazität in Abbildung 13 im Sinne einer konservativen Betrachtung noch nicht berücksichtigt.

55 Vgl Polskie LNG (2019).

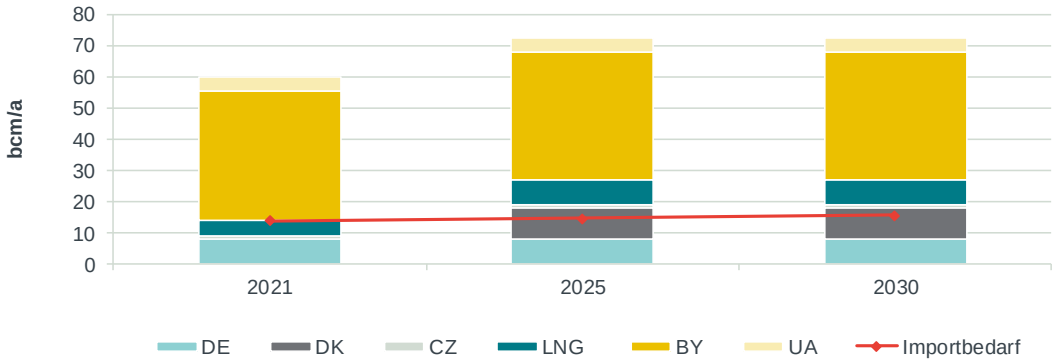
56 Vgl. LNG World News (2019).

57 Vgl. https://www.baltic-pipe.eu/de/.

58 Mit weiterem Ausbaupotenzial auf 2,5 bcm/a, welche in Abbildung 13 im Sinne einer konservativen Betrachtung nicht enthalten sind.

59 Vgl. Gaz System (2019a).

Abbildung 13: Nachfrage und Importkapazitäten in Polen (bcm/a)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Entsog TYNDP 2018 und eigenen Infrastrukturannahmen. Die Gasnachfrage basiert auf den ENTSOG Best Estimate (Gas-before-Coal) und Sustainable Transition Szenarien.

Hinweis: Basierend auf einem angenommenen Energiegehalt von 10.6917 TWh/BCM (Eurostat).

Im Vergleich mit den Transportkapazitäten zeigt sich, dass Polen rechnerisch bereits heute unter Berücksichtigung der einheimischen Förderung auf keine physischen Gasimporte aus Russland (hier konkret vor allem die Jamal-Europa-Pipeline) angewiesen ist. Der gesamte Bedarf könnte alternativ gedeckt werden.

Durch die substanziellen zu erwartenden weiteren Infrastrukturausbauten nimmt die Bedeutung von alternativen Importmöglichkeiten Polens bis 2030 zudem deutlich zu.

Es ist daher nicht erkenntlich, dass die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Polen hat:

- Ein Blick auf die vergangenen Jahre zeigt, dass die Transit-Route durch Polen trotz der Inbetriebnahme und Vollauslastung der Nord Stream Pipeline selbst vollständig genutzt wurde. Eine Substitution des Transits von russischem Gas durch Polen hat also nicht stattgefunden, und ist auch zukünftig nicht zu erwarten (siehe Ergebnisse der Gasinfrastruktursimulation in Kapitel 4.3).
- Die Analyse der vorhandenen und erwartbaren Produktions- und Importkapazitäten Polens offenbart zudem, dass Polen selbst im Fall einer solchen Substitution weiterhin über ausreichend Möglichkeiten der Gasbeschaffung von nicht-russischen Quellen verfügt.

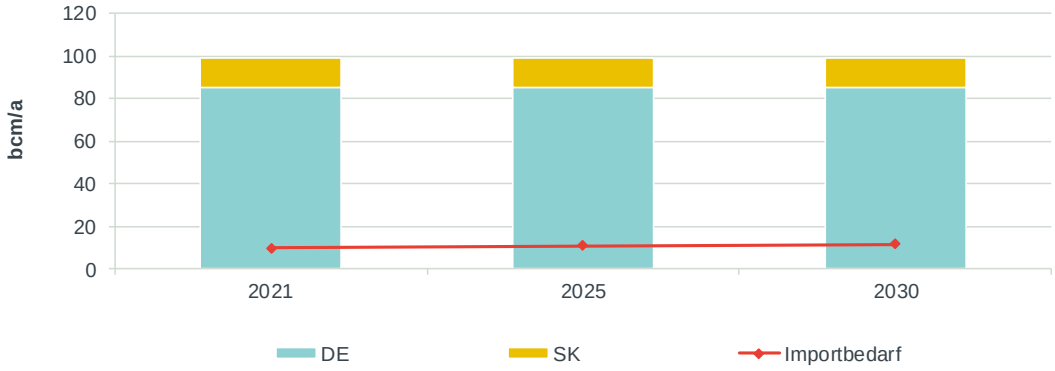
Auch andere historische Transitländer für russisches Gas verfügen über (zunehmende) alternative Importoptionen um ihren Gasbedarf weitgehend unabhängig von direkten russischen Importen zu decken

Ein ähnliches Bild ergibt sich für die anderen historischen Transitländer für Gaslieferungen aus Russland wie Tschechien, Slowakei und Ungarn. In allen drei Ländern übersteigen daher die Importkapazitäten systematisch die heimische Nachfrage.

In **Tschechien** erfolgten die Importe historisch über die Slowakei. heute wird der Großteil des tschechischen Gases dagegen in West-Ost-Richtung über Deutschland geliefert, nicht zuletzt durch die OPAL-Pipeline als Verbindungspunkt mit Nord Stream. Seit 2011 besteht zudem die zuvor angesprochene Anbindung

an Polen (0,5 bcm/a). Durch die Inbetriebnahme der EUGAL-Pipeline – die Anbindung Tschechiens an Nord Stream 2 – erhöht sich die Transportkapazität aus Deutschland. Zudem soll 2022 ein geplanter Interkonnektor zum österreichischen Gasnetz am Grenzübergangspunkt Postorna / Reintal in Betrieb genommen werden.

Abbildung 14 Nachfrage und Importkapazitäten in Tschechien (bcm/a)



Quelle: *Frontier Economics auf Basis von Entsog TYNDP 2018 und eigenen Infrastrukturannahmen. Die Gasnachfrage basiert auf den ENTSOG Best Estimate (Gas-before-Coal) und Sustainable Transition Szenarien.*

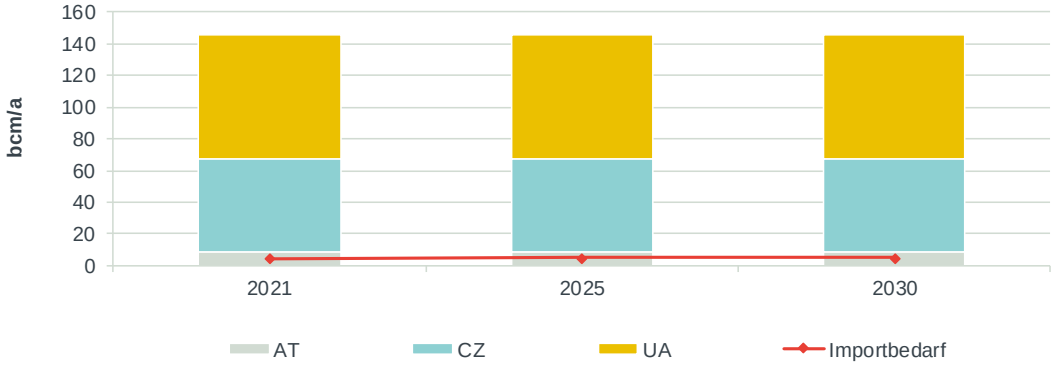
Hinweis: *Basierend auf einem angenommenen Energiegehalt von 10.6917 TWh/BCM (Eurostat).*

Insgesamt zeigt der Vergleich zwischen der Nachfrage und den Importkapazitäten, dass die heute bereits starke Anbindung Tschechiens an den deutschen Markt zukünftig noch verstärkt wird. Zudem ist der tschechische Großhandelsmarkt in den NWE-Markt eingebunden und die Endkunden genießen einen nahezu westeuropäischen Standard an Wettbewerb. **Anders als in Polen liegt der Anteil der russischen Importe in Tschechien bei nahezu 100%, ohne dass sich dies negativ auf den Gasmarkt ausgewirkt hat.**[60]

Die **Slowakei** ist physisch stark mit Tschechien integriert (und hat über Tschechien wiederum Zugang zum Markgebiet Nordwesteuropas). Bis 2022 steigt die Importkapazität aus Tschechien aufgrund des Kapazitätsausbaus am Grenzübergangspunkt Lanzhot um 13 bcm/a an. Zusätzlich ist die Slowakei mit dem österreichischen Gasmarkt physisch verbunden.

[60] Vgl. IEA (2019), S. III.42.

Abbildung 15 Nachfrage und Importkapazitäten in der Slowakei (bcm/a)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Entsog TYNDP 2018 und eigenen Infrastrukturannahmen. Die Gasnachfrage basiert auf den ENTSOG Best Estimate (Gas-before-Coal) und Sustainable Transition Szenarien.

Hinweis: Basierend auf einem angenommenen Energiegehalt von 10.6917 TWh/BCM (Eurostat).

Insgesamt könnte die vergleichsweise geringe Nachfrage der Slowakei (ca. 5,4 bcm/a) vollständig über Importe aus Tschechien (34 bcm/a in 2020 bzw. 47 bcm/a in 2030) und/oder aus Österreich (9 bcm/a) gedeckt werden. Wie bereits oben ausgeführt, bestehen aktuell Planungen, die osteuropäischen Länder mit einer neuen Nord-Süd-Route zu verbinden. Dadurch könnte die Slowakei Teil eines bidirektionalen Korridors werden, der von Polen bis auf den westlichen Balkan verlaufen könnte. Perspektivisch soll dieses von der EU gefördertes Projekt die LNG-Terminals in Polen (Swinoujscie) und Kroatien (Krk) als Start- bzw. Ende-Punkte haben.[61]

Darüber hinaus ist die Slowakei an der geplanten Eastring-Pipeline beteiligt (die in der Abbildung im Sinne einer konservativen Betrachtung nicht enthalten ist). Die Eastring-Pipeline soll die Slowakei mit den Gasmärkten Ungarns, Rumäniens und Bulgarien verbinden und der Slowakei hierüber Gasimporte aus der Balkan-Region bzw. der Türkei ermöglichen. Bis 2025 soll die Eastring-Pipeline mit einer Kapazität von 20 bcm/a in Betrieb gehen, bis 2030 soll die Kapazität auf 40 bcm/a ansteigen.[62]

Auch in **Ungarn** zeigt sich der Status als historisches Transitland am Vergleich zwischen Nachfrage (ca. 10 bcm/a) und Importkapazitäten (37 bcm/a in 2020, siehe Abbildung 16). Ungarn besitzt über klassische Ost-West-Kanäle eine Importkapazität von 29 bcm/a (23 bcm/a aus der Ukraine, 2 bcm/a aus Rumänien und 5 bcm/a aus der Slowakei). Darüber hinaus kann Ungarn aus Kroatien und Österreich Gas importieren.

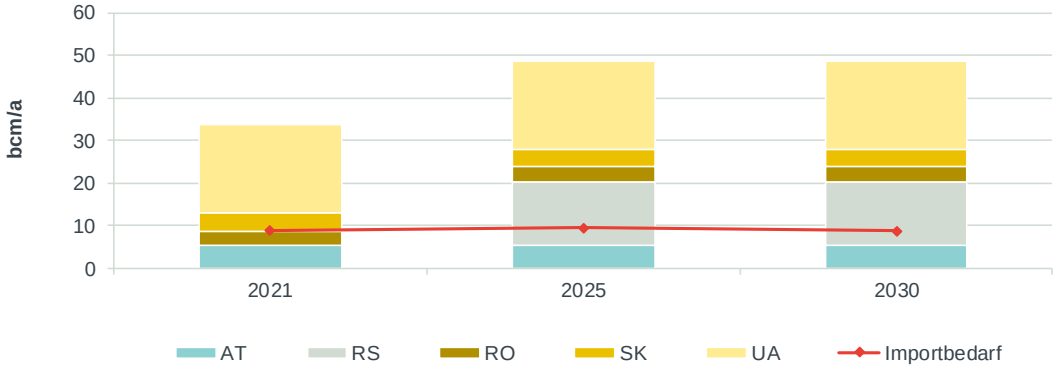
Im fortgeschrittenen Planungsstadium ist zudem die Anbindung Ungarns an die Onshore-Verlängerung der TurkStream-Pipeline. Diese wird voraussichtlich ab Oktober 2021 eine Kapazität von 15 bcm/a aus Serbien bereitstellen und Ungarn

[61] Vgl Gaz System (2019b).

[62] Vgl. Eastring (2018).

damit mit dem Gastransitsystem verbinden, das russisches Gas über die Türkei nach Bulgarien und Serbien transportiert.[63]

Abbildung 16 Nachfrage und Importkapazitäten in Ungarn (bcm/a)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Entsog TYNDP 2018 und eigenen Infrastrukturannahmen. Die Gasnachfrage basiert auf den ENTSOG Best Estimate (Gas-before-Coal) und Sustainable Transition Szenarien.

Hinweis: Basierend auf einem angenommenen Energiegehalt von 10.6917 TWh/BCM (Eurostat).

Über diese als gesichert geltenden Entwicklungen hinaus existieren weitere geplante Infrastrukturprojekte. Im Sinne einer konservativen Betrachtung sind diese nicht in Abbildung 16 eingeflossen; sie zeigen jedoch, dass das Potenzial für weitere West-Ost- oder Nord-Süd-Kapazitäten besteht:

- Eine Verbindung des ungarischen mit dem slowenischen Gasnetz (mit 2 bcm/a Importkapazität) ist zum Jahr 2024 hin geplant. Da Slowenien wiederum mit dem italienischen Markt verbunden ist, bekäme Ungarn damit auch indirekt Zugang zum italienischen Markt, in dem eine hohe LNG-Kapazität installiert ist (22 bcm/a im Jahr 2020).
- Zudem wäre auch Ungarn an der geplanten Eastring-Pipeline beteiligt, der Verbindung zwischen den Gasmärkten Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Slowakei. Im Einzelnen stiege durch die Eastring-Pipeline die Importkapazität Ungarns aus Rumänien auf 47 bcm/a im Jahr 2030 und diejenige aus der Slowakei auf 48 bcm/a (2030) an.

Ungarn kann zur Deckung seines Gasbedarfs also neben Importen von russischem Gas entlang der Transitroute über die Ukraine auch auf Importe aus Österreich und Kroatien sowie ab 2025 über Serbien und die Türkei zurückgreifen. Die Inbetriebnahme der Eastring-Pipeline würde Ungarn darüber hinaus noch stärker an die Gasquellen der Schwarzmeerregion und der Türkei bzw. den südlichen Transitkorridor für russisches Gas anbinden.

[63] Die finale Investitionsentscheidung (FID) über den letzten Abschnitt der Onshore-Fortsetzung der TurkStream Pipeline von Serbien nach Ungarn ist noch nicht gefallen. Das Projekt befindet sich allerdings im fortgeschrittenen Planungsstadium: Die ungarische Regulierungsbehörde hat das Projekt bereits genehmigt, die zuständigen FNB haben im Oktober 2019 ein Open Season Verfahren eröffnet, vgl. FGSZ (2019). Alle vorgelagerten Abschnitte dieser Verbindungsleitung der TurkStream (also von der Türkei nach Bulgarien und nach Serbien) haben zudem bereits FID-Status, weswegen wir die zukünftige Verfügbarkeit der Pipeline von Serbien nach Ungarn hier selbst unter konservativer Betrachtung annehmen.

4.5 Fazit: Die positiven Effekte der Nord Stream 2 Pipeline auf Versorgungssicherheit und Wettbewerb wirken länderübergreifend

Ungeachtet der bestehenden politischen Diskussionen im Zusammenhang mit der Nord Stream 2 Pipeline lässt sich anhand von etablierten ökonomischen und energiepolitischen Kriterien messen, welche Effekte die Nord Stream 2 Pipeline auf die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb im europäischen Gasmarkt insgesamt und in einzelnen, potenziell besonders betroffenen Märkten im speziellen, hat.

Unsere Analyse zeigt, dass die positiven Effekte der Nord Stream 2 Pipeline auf die Versorgungssicherheit (u.a. Stärkung der Resilienz des Gassystems, Diversifizierung der Transportrouten, Vermeidung von Transitrisiken, Anbindung an neue Gasfelder, Schaffung neuer Importpotenziale) und auf den Wettbewerb (u.a. durch die Erhöhung des Angebots an kostengünstigem Gas) länderübergreifend zutreffen. Dies ist insbesondere der bereits weit fortgeschrittenen Marktintegration in Europa zu verdanken.

Aus diesem Grund erweisen sich zuweilen im Zusammenhang der Nord Stream 2 Pipeline geäußerte Befürchtungen, dass die Pipeline die Sicherheit der Gasversorgung und die Marktpreisbildung in anderen Ländern, insbesondere in den traditionellen Transitländern von russischem Gas in Zentral- und Osteuropa beinträchtigen könnte, als unbegründet.

Denn auch in den osteuropäischen Länder hat die Marktintegration (sowohl innerhalb Zentral- und Osteuropas als auch mit Westeuropa) in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Zudem wurden und werden die physischen Importkapazitäten in Zentral- und Osteuropa erheblich ausgebaut, durch welche auch den traditionellen Transitländern für russisches Gas (Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn) diversifizierte Importoptionen zur Verfügung stehen, unabhängig davon wieviel Gas über die traditionellen Transitrouten fließt. Eine Gefährdung der „Energiesolidarität“ durch die Nord Stream 2 Pipeline ist somit nicht zu befürchten.

LITERATUR

ACER (2019a), Congestion Report 6th ed_27052019_FINAL, Mai 2019, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Congestion%20Report%206th%20ed_27052019_FINAL.pdf

ACER (2019b), ACER Market Monitoring Report 2018 – Gas Wholesale Market Volume, Oktober 2019, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Gas%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf.

AG Energiebilanzen (2020), Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1.-4. Quartal 2019.

Auer (2019), Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung, Deutsche Bank Research, https://www.deutsche-bank.de/dam/deutschebank/de/shared/pdf/uebergangsenergie-erdgas.PDF.

BEIS (2017), Physical gas flows across Europe and diversity of gas supply in 2016, 21. Dezember 2017, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/669709/Physical_gas_flows_across_Europe_and_diversity_of_gas_supply.pdf

Bergamt Stralsund (2009), Planfeststellungsbeschluss, Energierechtliches Planfeststellungsverfahren für den Bau und Betrieb der Gasversorgungsleitung Nord Stream (Ostsee-Pipeline) im Abschnitt der deutschen 12 sm-Zone, http://portalgis.gdansk.rdos.gov.pl/nordstream2-decyzja/Nord%20Stream%202%20-%20decyzja%20w%20j.niem.pdf.

BMWi (2019a), Energieeffizienz in Zahlen 2019 - Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019.

BMWi (2019b), Versorgungssicherheit bei Erdgas, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG, Februar 2019.

BNetzA (2009), Beschluss BK7-08-009 zum Antrag auf Freistellung von der Regulierung der OPAL-Gasleitung, Februar 2009, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2008/2008_0001bis0999/2008_001bis099/BK7-08-009/BK7-08-009_Beschluss_vom_25022009_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Bonn und Voßwinkel (2019), Die Gasversorgung in der EU: Stand und Perspektiven, cepInput 06/2019, https://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/cep.eu/Studien/cepInput_Die_Gasversorgung_in_der_EU/cepInput_Die_Gasversorgung_in_der_EU.pdf.

Bruegel (2017), Nord Stream 2 means gains for Germany but pain for Europe, Juni 2017, https://bruegel.org/2017/06/nord-stream-2-means-gains-for-germany-but-pain-for-europe/.

DBI Gas- und Umwelttechnik (2016a), Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain, Studie im Auftrag der Zukunft Erdgas, https://www.dbi-gut.de/emissions.html?file=files/HIPS_net/Emissionen/Finale%20Dokumente/Report_english.pdf.

DBI Gas- und Umwelttechnik (2016b), Carbon Footprint of Natural Gas - Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain, https://www.dbi-gut.de/emissions.html?file=files/HIPS_net/Emissionen/Finale%20Dokumente/Presentation_english.pdf.

DiLorenzo (1992), The myth of predatory pricing, Cato Institute Policy Analysis No. 169.

Eastring (2018), Eastring Pipeline – Connecting Markets, Booklet, https://www.eastring.eu/downloads/eastring_booklet_2018_new.pdf

EIA (2019), September 2019 Monthly Energy Review, September 2019, https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/mer.pdf.

ENTSOG (2017b), TYNDP 2017, Annex F, Methodology, https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2017/entsog_tyndp_2017_Annex_F_methodology.pdf.

ENTSOG (2017c), TYNDP 2018, Scenario Report, Annex I, Country Level Results, https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_Annex_I.pdf.

ENTSOG (2018), Ten Year Network Development Plan 2018, Annex D – Methodology, https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-02/ENTSOG_TYNDP2018_Annex_D_Methodology.pdf

EU Parlament (2017), Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX%3A32017R1938.

EU Parlament (2009), Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, August 2009, https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:de:PDF.

EU Parlament (2019), Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, Mai 2019, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0692&from=EN.

Europäische Kommission (2005), Zusammenarbeit für Wachstum und Arbeitsplätze - Ein Neubeginn für die Strategie von Lissabon, Brüssel, den 2.2.2005, KOM(2005) 24 endgültig.

Europäische Kommission (2007), Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 (Abschlußbericht), Brüssel, den 10.1.2007, KOM(2006) 851 endgültig.

Europäische Kommission (2018a), Antitrust: Commission imposes binding obligations on Gazprom to enable free flow of gas at competitive prices in Central and Eastern European gas markets, Pressemitteilung, Mai 2018, https://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-3921_en.htm.

Europäische Kommission (2018b), Quarterly Report on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 11 (issue 1, first quarter of 2018), https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q1_2018.pdf.

Europäische Kommission (2018c), A Clean Planet for all - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy Brussels, 28 November 2018, COM(2018) 773, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf

European Environment Agency (2020), Primary energy consumption by fuel in Europe.

Eurostat (2019), Energieerzeugung und Energieeinfuhren, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports/de#Die_EU_und_ihre_Mitgliedstaaten_sind_alle_Nettoeinf.C3.BChrer_von_Energie.

Eurostat (2019), Statistics explained, Energy production and imports.

ewi (2017a), Impact of Nord Stream 2 on the EU Natural Gas Market, Studie im Auftrag der Nord Stream 2 AG, September 2017, https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/09/EWI-1163-17-Studie-Impacts-of-Nord-Stream-2-web.compressed.pdf.

ewi (2017b), Identifying Key Assumptions for Evaluating Nord Stream 2's Impact on the European Natural Gas Market, Studie im Auftrag der Nord Stream 2 AG, Endbericht, November 2017, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/Comparison_ewi_REKK.pdf.

ewi (2018), Central European gas market congestion analysis, Studie im Auftrag der Nord Stream 2 AG, Endbericht, März 2018, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2018/03/ewi_ERS_Gas_Market_Congestion_Analysis.pdf

Gaz System (2019a), Poland – Czech Republic Gas Pipeline, https://en.gaz-system.pl/our-investments/investments-completed/poland-czech-republic/.

Gaz System (2019b), North-South Gas Corridor, https://en.gaz-system.pl/our-investments/integration-with-european-gas-tramsmission-system/north-south-gas-corridor/.

IEA (2019), Global Gas Security Review 2019, September 2019, https://webstore.iea.org/global-gas-security-review-2019.

IPCC (2014), Climate Change 2013 - The Physical Science Basis https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf

KPMG (2017), Situation of the Ukrainian natural gas market and transit system, Studie im Auftrag der Nord Stream 2 AG, 10. April 2017, https://www.nord-stream2.com/media/documents/pdf/en/2017/04/kpmg-situation-of-the-ukrainian-natural-gas-market-and-transit-system-2017-04-10.pdf.

Ministertwo Energii (2019), National Energy and Climate Plan for Poland for the years 2021-2030 – Objectives and targets, and policies and measures, 4. Januar 2019, Courtesy Translation provided by the European Commission, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ec_courtesy_translation_pl_necp_part_1.pdf.

LNG World News (2019), Poland eyes second LNG import terminal, Mai 2019, https://www.lngworldnews.com/poland-eyes-second-lng-import-terminal/

Motta (2004), Competition policy: theory and practice, Cambridge University Press.

Norsk Petroleum (2019), Exports of Oil and Gas, Juni 2019, https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/.

OIES (2009), The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment, Februar 2009, https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG27-TheRussoUkrainianGasDisputeofJanuary2009AComprehensiveAssessment-JonathanSternSimonPiraniKatjaYafimava-2009.pdf.

OIES (2015), The political and commercial dynamics of Russia's gas export strategy, September 2015, https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/09/NG-102.pdf.

OIES (2018a), Ukrainian Gas Transit: Still Vital for Russian Gas Supplies to Europe as Other Routes Reach Full Capacity, Mai 2018, https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/05/Ukrainian-gas-transit-Still-vital-for-Russian-gas-supplies-to-Europe-as-other-routes-reach-full-capacity-Comment.pdf.

Polskie LNG (2019), Contract for the purchase of key equipment for the expansion program of the LNG terminal in Świnoujscie signed, October 2019, https://en.polskielng.pl/press-office/news/news/artykul/201633/.

REKK (2017), The Impact Of The Construction Of The Nord Stream 2 Gas Pipeline On Gas Prices And Competition, Paper of the Regional Center for Energy Policy Research (REKK), Februar 2017, https://rekk.hu/downloads/academic_publications/NordStream2_REKK.pdf.

SWP (2009), Russian Gas, Ukrainian Pipelines, and European Supply Security – Lessons of the 2009 Controversies, Sepetember 2009, https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/research_papers/2009_RP11_wep_ks.pdf.

Taglia & Rossi (2009), European Gas Imports: GHG Emissions from the Supply Chain, https://aaee.at/2009-IAEE/uploads/fullpaper_iaee09/P_238_Taglia_Antonio_31-Aug-2009,%2017:24.pdf.

Thinkstep (2017), GHG Intensity of Natural Gas Transport – Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives, Studie im Auftrag der Nord Stream 2 AG, https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/attach_795.pdf.

UBA – Umweltbundesamt (2016), CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, September 2016, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf.

Tirole (1988), The theory of industrial organisation, The MIT Press.

UBA – Umweltbundesamt (2018), Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades[1] fossiler Kraftwerke, Dezember 2018, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/6_abb_entwicklung-brennstoffausnutzungsgrad_2019-03-15.pdf.

ANNEX A METHODIK UND ZENTRALE ANNAHMEN FÜR DIE VERSORGUNGS-SICHERHEITSANALYSE

Nachfolgend erläutern wir das methodische Vorgehen und einige zentrale Annahmen zur Herleitung der Abbildung 9. Hierzu stellen wir die zu erwartende Gasnachfrage in der EU dem in der EU zu erwartenden verfügbaren Gasangebot gegenüber:[64]

- Wir stellen auf **jährliche Gasmengen (in bcm/a)** und die **Gasnachfrage in einem Normaljahr** ab, um den Bedarf für eine zusätzliche Pipeline in typischen Situationen (und nicht etwas in außergewöhnlich kalten Wintern) zu analysieren.[65]
- **EU-Gasnachfrage**: Für die Gasnachfrage in der EU gehen wir von einer mittelfristig relativ konstanten sowie langfristig leicht rückläufigen Entwicklung aus (rote Linie in der Abbildung), basierend auf den ENTSOG *Gas-before-Coal* und *Sustainable Transition* Szenarien. Darüber hinaus betrachten wir ein Szenario mit einer geringeren Gasnachfrage (gestrichelte rote Linie in der Abbildung), basierend auf den ENTSOG *Gas-before-Coal* und *Sustainable Transition* Szenarien.
- **EU-Eigenproduktion**: Für die europäische Eigenproduktion gehen wir im Einklang mit zahlreichen Drittstudien von einer stark rückläufigen Produktionsentwicklung aus, die auch nicht durch eine in Zukunft realistischerweise zu erwartende Produktion erneuerbarer Gase kompensiert werden kann. Dieser Trend wird durch die aktuellsten Entschlüsse der niederländischen Regierung zur weiteren Beschränkung der Produktionskapazität im Groningen-Feld verstärkt.
- **Differenzierung bezüglich Gasimporten in die EU**: Wir betrachten für alle potenziellen Gasimportquellen das gesicherte und potenzielle zusätzliche Angebot:
  - Das **gesicherte Angebot umfasst** die aus heutiger Sicht mindestens oder sicher für den Export in die EU zur Verfügung stehenden Gasmengen basierend auf länderspezifischen Analysen unter Berücksichtigung von

[64] Unsere Annahmen basieren auf einer umfangreichen Analyse von Drittstudien, soweit möglich auf Basis von europäischen und im Einzelfall auch nationalen Institutionen. Eine zentrale Quelle ist dabei der Netzentwicklungsplan („Ten-Year-Network-Development-Plan, TYNDP) 2018 des Verbandes Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG), sowie der dem TYNDP 2018 zu Grunde liegende Szenariorahmen, der in 2018 erstmals gemeinsam von ENTSOG sowie dem Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) entwickelt wurde, und unter anderem Prognosen zu Nachfrage, Produktion und Angebotsszenarien in der EU enthält, ENTSOE und ENTSOG (2018). Der TYNDP bzw. dessen Szenariorahmen hat – neben der öffentlichen Verfügbarkeit (inklusive aller verwendeten Daten) – den großen Vorteil, dass er mit wesentlichen Entscheidungsträgern in der EU, inklusiver der für die Planung der Gasinfrastruktur zuständigen Fernleitungsnetzbetreiber, abgestimmt ist, und entsprechend eine robuste Erwartung der zukünftigen Entwicklungen im europäischen Gasmarkt enthält.

[65] Dies wird beispielsweise im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichts des Verbandes der Europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) vorgenommen.

  - Mindestproduktionserwartungen;
  - Mindestexportmengen in der jüngeren Vergangenheit; sowie den
  - bestehenden und realistisch zu erwartenden langfristigen Lieferverträgen.
- Das **potenzielle zusätzliche Angebot** umfasst die maximale Menge an Gas, die unter optimistischen Annahmen für den Export in die EU zur Verfügung steht, basierend auf länderspezifischen Analysen unter Berücksichtigung von
  - maximalen zukünftigen Produktionserwartungen, basierend auf existierenden, noch zu erschließenden und noch aufzufindenden Quellen, sowie
  - maximaler Ausnutzung der verfügbaren und geplanten Transportkapazitäten.[66]

  Aus der Beschreibung wird bereits deutlich, dass das potenzielle zusätzliche Angebot mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Insgesamt stellen das gesicherte und potenziell zusätzliche Angebot die mögliche Bandbreite zukünftiger Gasimporte dar und treffen keine Aussage darüber, mit welcher Wahrscheinlichkeit bestimmte Mengen realisiert werden.[67]

- **Länderspezifische Gasimportpotenziale**
  - **Nicht-russische Pipeline-Importe**: Die Gasimporte aus Norwegen gehen aufgrund der dort rückläufigen Produktionsmengen künftig zurück. Auch die norwegische Regierung geht von einer rückläufigen Erdgasproduktion in norwegischen Feldern bis 2030 aus.[68] Die zukünftigen Pipelineimporte aus Nordafrika (Algerien, Libyen) und dem kaspischen Raum (Aserbaidschan, potenziell Turkmenistan) sind mit hohen politischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten behaftet. Zusammen genommen können selbst unter positiven Annahmen diese Regionen die rückläufigen Produktionstrends in der EU und in Norwegen nicht kompensieren.
  - **Russische Pipeline-Importe**: Die zukünftige Entwicklung der Pipelineimporte aus Russland erfolgt durch die vier Haupttransitrouten: Jamal-Europe, Ukraine („zentraler Korridor“), Nord Stream (1 und 2) und TurkStream. Für unsere Analyse zählen wir die Nutzung der bestehenden Routen Jamal-Europe, Nord Stream 1 und Teile der ukrainischen Route, aber nicht die volle derzeitige Kapazität, zur gesicherten Versorgung. Über TurkStream lieferbare Mengen sowie zusätzliche Mengen über die ukrainische Route zählen wir zu dem potenziellen zusätzlichen Angebot. Wir betrachten zudem jeweils die Situation mit und ohne Nord Stream 2, um die Auswirkung der Pipeline zu analysieren.

[66] Der TYNDP berücksichtigt dabei unter anderem auch Import-Pipelineprojekte, die noch über keine finale Investitionsentscheidung (FID) verfügen, die zum Beispiel den Import von turkmenischem Gas in die EU ermöglichen würden. Wir halten die Realisierbarkeit dieser Projekte derzeit jedoch für spekulativ und berücksichtigen diese potenziellen Mengen daher nicht in unserer Analyse.

[67] Vgl. ENTSOG (2017c).

[68] Vgl. Norsk Petroleum (2019).

- **LNG-Importe**: Die zukünftige Entwicklung der LNG-Importe in die EU sind der größte Unsicherheitsfaktor für die Analyse. Einerseits bestehen bei LNG große mengenseitige Potenziale, da die EU über umfangreiche Regasifizierungskapazitäten zum Import verfügt und die weltweiten Verflüssigungskapazitäten ebenfalls steigen. Andererseits charakterisieren sich die LNG-Importpotenziale für die EU durch ein großes Element der Unsicherheit, da der überwiegende Teil der globalen Produktionsmengen nicht vertraglich gebunden und daher flexibel an den Ort mit dem höchsten Verkaufspreis geliefert werden können. Daher gehen wir (im Einklang mit ENTSOG im Rahmend es TYNDP) davon aus, dass nur ein kleiner Teil der LNG-Importpotenziale in die EU als sicher betrachtet werden kann.

ANNEX B HINTERGRÜNDE ZUM BEITRAG DER NORD STREAM 2 PIPELINE ZUM KLIMASCHUTZ

Reduktion von Treibhausgasemissionen durch Umstieg auf weniger CO_2-intensiven Brennstoff Erdgas (*fuel switch*)

Ein zentraler Vorteil des Einsatzes von Erdgas gegenüber anderen fossilen Energieträgern ist die vergleichsweise niedrige CO_2-Intensität. So enthält 1 kWh Erdgas nur rund 200 g CO_2, was deutlich unter den Werten zum Beispiel für Stein- (340g CO_2/kWh) und Braunkohle (400 g CO_2/KWh) liegt.[69]

Bisher ist der Primärenergieverbrauch in der EU noch von den CO2-intensiveren Brennstoffen Öl und Kohle geprägt. Folglich kann ein Wechsel von Öl bzw. Kohle zu Erdgas in vielen Fällen ein effektives und relativ schnell umsetzbares Instrument zur Emissionsminderung sein. Dieser so genannte *Fuel Switch* kann somit ein kosteneffizienter Einstieg in die langfristige Transformation zur CO_2-freien Energieversorgung darstellen. Dass dies nicht nur theoretisch möglich ist, zeigt der starke Rückgang der CO_2-Emissionen im US-amerikanischen Kraftwerkssektor im Zuge der sogenannten „Schiefergas-Revolution“. Dort konnten durch einen weitreichenden Fuel Switch von Kohle- zu Erdgaskraftwerken, zwischen 2007 und 2018 die Emissionen im Stromsektor um fast 30% reduziert werden.[70]

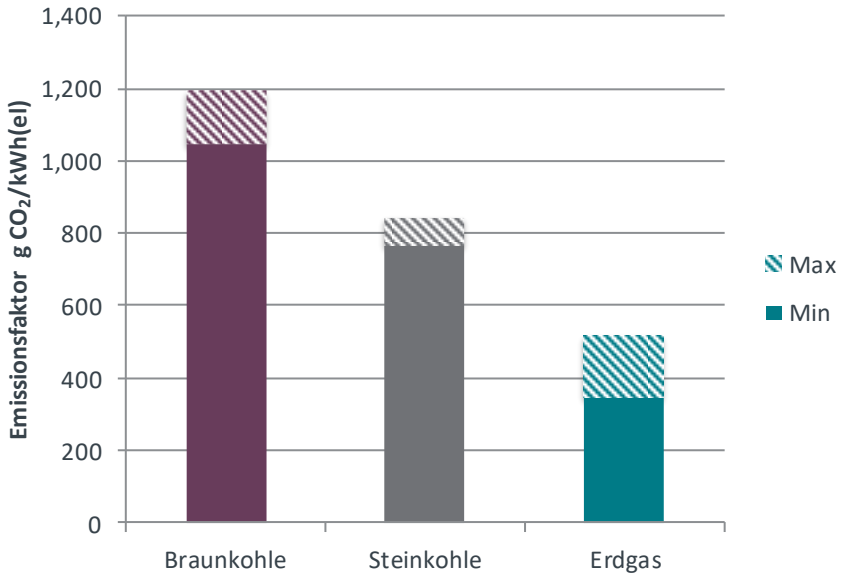
Neben den energieträgerbedingt niedrigeren Emissionen weisen Gaskraftwerke zudem in aller Regel deutlich höhere Wirkungsgrade auf, so dass pro erzeugter kWh Strom entsprechend weniger kWh Primärenergieträger eingesetzt werden müssen.[71] Abbildung 17 verdeutlicht die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung in Abhängigkeit von Energieträger und Wirkungsgrad. Abbildung 18 zeigt eine vergleichbare Gegenüberstellung für die Wärmeerzeugung.

[69] Vgl. UBA (2018). Die genannten Werte beziehen sich jeweils auf die CO_2-Intensität des jeweiligen Primärenergieträgers.

[70] Vgl. EIA (2019), S. 201.

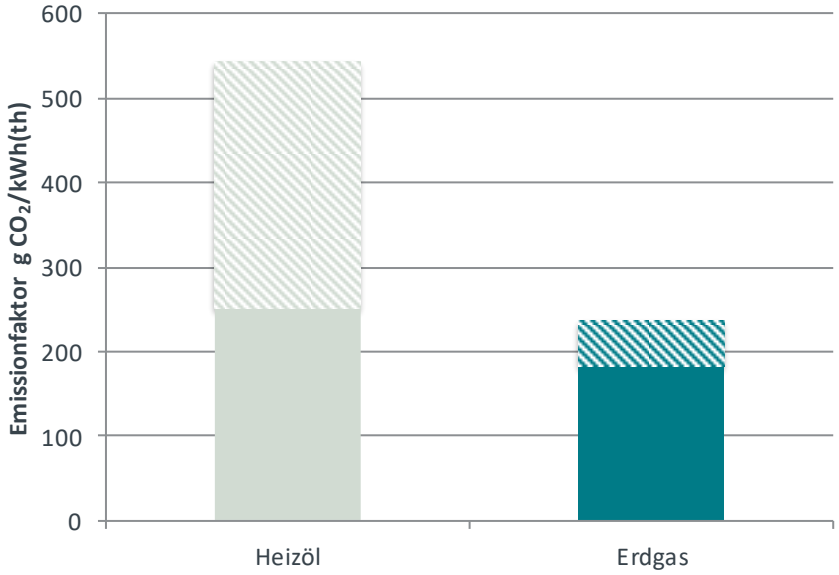
[71] Nach UBA (2018) liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad von Gaskraftwerken um ca. 10 Prozentpunkte über dem von Braunkohlekraftwerken. Bei einem Vergleich eines neugebauten Gaskraftwerks mit einem Bestandskraftwerk mit Braunkohlebefeuerung liegt die Differenz sogar bei 24 Prozentpunkten.

Abbildung 17: Emissionsfaktoren [g CO_2 / kWh(el)] in der Stromerzeugung



Quelle: Frontier Economics nach UBA (2018); Intervall (min vs. max) reflektiert typische Wirkungsgrade der eingesetzten Stromerzeugungstechnologien.

Abbildung 18 Emissionsfaktoren [g CO_2 / kWh(th)] in der Wärmeerzeugung



Quelle: Frontier Economics nach UBA (2016) ; Intervall (min vs. max) reflektiert typische Wirkungsgrade der eingesetzten Heizungstechnologien.

Treibhausgasemissionen der Nord Stream 2 Pipeline geringer als die alternativer Pipelinerouten

Die Treibhausgasemissionen des Erdgastransports über Pipelines sind im Wesentlichen von drei Parametern abhängig, und zwar:[72]

- der Länge der Pipelinetransportstrecke;
- der Anzahl und dem Energieverbrauch der Kompressorstationen; sowie
- dem baulichen Zustand der Transportinfrastruktur (Pipelines und Kompressoren).

Die einzelnen Parameter beeinflussen sich zum Teil auch gegenseitig. So erfordert eine längere Strecke eine höhere Zahl an Kompressoren, während der Zustand der Pipelines und Kompressoren das ungeplante Entweichen von Methan (Methanschlupf) bedingt. Letzteres ist aufgrund der höheren Treibhauswirksamkeit von Methan im Vergleich zu CO_2 (Faktor 34)[73] von besonderer Bedeutung.

Bei einem Vergleich der Nord Stream Route mit den traditionellen Exportrouten von russischem Gas wird deutlich, dass die spezifischen Emissionen im Fall eines Transportes über die Nord Stream (1 oder 2) deutlich geringer ausfallen. Zum einen fallen die Transportdistanzen auf der Nord Stream Route kürzer aus als auf den traditionellen Exportrouten.

Neben der generell kürzeren Strecke wirken zwei weitere Merkmale der Nord Stream Route reduzierend auf die Treibhausgasemissionen:

- Wie bei Offshore-Pipelines üblich, sind keine Kompressoren entlang dieser Strecke notwendig (wegen des generell höheren Umgebungsdrucks offshore). Dadurch entfällt über weite Strecken sowohl der Verbrauch an Antriebsgas als auch der Methanschlupf, da dieser größtenteils an den Kompressorstationen anfällt.[74]
- Zusätzlich zu den ohnehin schon günstigeren technischen und geografischen Rahmenbedingungen muss bei einem Vergleich zwischen Nord Stream Korridor und dem zentralen Korridor durch die Ukraine auch noch der bauliche Zustand der Anlagen berücksichtigt werden. Während die Nord Stream 2 Pipeline ein Neubau nach aktuellem Stand der Technik ist, sind die Pipelines des zentralen Korridors teilweise über 50 Jahre alt und in technisch bedenklichem Zustand.[75] Dies führt neben einem erhöhten Ausfallsrisiko auch zu deutlich gestiegenen Methanschlupf und einem ineffizient hohen Verbrauch der überalterten Kompressoren. Modellrechnungen zufolge sind die spezifischen Treibhausgasemissionen („carbon footprint“, ausgedrückt in g CO_2-Äquivalent je transportierter Energieeinheit) des Transports auf dem zentralen Korridor um über 60% höher als auf der Nord Stream-Route.[76]

[72] Vgl. DBI GUT (2016a), S. 14.
[73] Vgl. IPCC (2014), S. 714.
[74] Vgl. DBI GUT (2016a), S. 14 und Taglia & Rossi (2009), S. 6.
[75] Vgl. ausführlich KPMG (2017), Kapitel 3.
[76] Vgl. DBI GUT (2016b), S. 18.

Treibhausgasemissionen der Nord Stream 2 Pipeline geringer als über LNG-Import

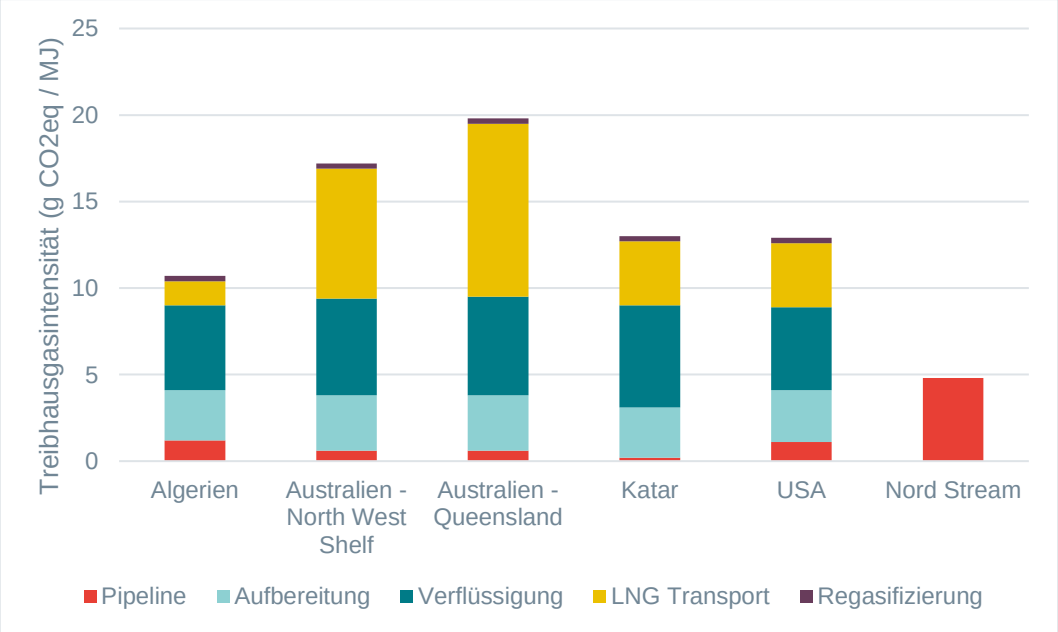
Auch gegenüber einem Import von Erdgas via LNG-Tanker weist die Nord Stream Route deutlich geringere Treibhausgasemissionen auf.

Beim LNG-Transport wird das Gas nach der Förderung per Pipeline zu einem Verflüssigungsterminal an der Küste transportiert. Diese Entfernungen in den LNG-Herkunftsländern sind durchweg geringer als die Transportdistanz von Russland nach Europa. Entsprechend geringer fallen somit die Treibhausgasemissionen aus dem reinen Pipelinetransport bis zum Terminal gegenüber russischen Erdgasmengen aus.

Dieser Vorteil wird jedoch deutlich überkompensiert durch den relativ hohen Energieverbrauch der Verflüssigung, dem Aufbereiten des Erdgases sowie dem unvermeidlichen Methanschlupf in solchen Anlagen. Eine weitere Quelle für Treibhausgasemissionen sind die Tanker-Transporte, wobei die die die streckenspezifischen Emissionen stark von der Transportentfernung abhängen.[77] Bei der abschließenden Regasifizierung fallen hingegen nur noch geringe Emissionen an.

Abbildung 19 verdeutlicht dies durch die Ergebnisse beispielhafter Modellrechnungen für verschiedene LNG-Routen sowie für die Lieferungen über den Nord Stream-Korridor. [78]

Abbildung 19: Spezifische Treibhausgasemissionen verschiedener Transportwege im Vergleich



Quelle: Frontier Economics nach Thinkstep (2017), S. 77

[77] Lieferungen von Algerien nach Europa weisen demnach vergleichsweise geringe Emissionen auf, während solche aus weiter entfernt liegenden Herkunftsländern wie Australien mit entsprechend höheren Umweltbelastungen verbunden sind.

[78] Vgl. ausführlich Thinkstep (2017), Kapitel 5. Dort erfolgt auch eine Diskussion und Einordnung zu anderen Literaturquellen. Die hier beispielhaft ausgewiesenen Modellrechnungen liegen in der Regel im mittleren Bereich der in der Literatur diskutierten Werte.

ANNEX C METHODIK DER EWI-GASTRANSPORT-MODELLIERUNG

Die Gastransportmodellierung wurde mit dem Modell „Transport Infrastructure for Gas with Enhanced Resolution“ (TIGER) durchgeführt. TIGER ist ein europäisches Infrastruktur- und Dispatch-Modell, das unter gegebener Infrastruktur und Nachfrage die europäische Gasbereitstellung optimiert (d.h. die Gesamtkosten der Gasbereitstellung minimiert).

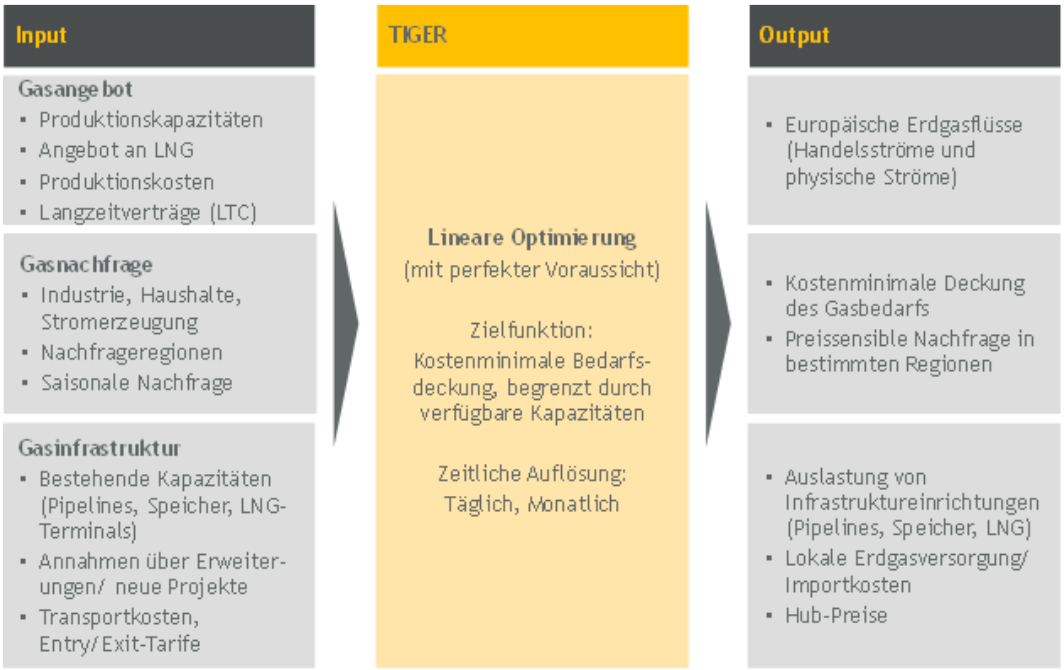
Die Infrastruktur ist in TIGER mit hohem Detailgrad abgebildet (über 200 Speicher(-projekte), über 1200 Pipelines, alle LNG Import Terminals). Infrastrukturerweiterungen werden im Modell ebenfalls abgebildet und gehen als exogene Inputs in das Modell ein. Marktgebiete werden berücksichtigt und Tarife für den Entry und Exit in ein bestimmtes Marktgebiet sind ein Modell-Input. Die Gasnachfrage ist in 58 europäischen Regionen, differenziert nach dem Bedarf von Haushalten, Industrie und Stromsektor, im Modell hinterlegt.[79]

Die wichtigen Erdgasproduzenten werden im Modell berücksichtigt. Exporteure, die den Produzenten Russland, Norwegen, Libyen, Algerien und Aserbaidschan zugeordnet sind, versorgen die Entry-Punkte von Ländern/ Marktgebieten entweder durch langfristige Lieferverträge („long-term contract“, LTC) oder durch Spothandel. LTCs sind durch Mindestabnahmemengen („take-or-pay“, TOP), die jährlichen Vertragsmengen („annual contracted quantity“, ACQ) und einen täglichen Flexibilitätsfaktor charakterisiert.

Abbildung 20 gibt einen Überblick über das TIGER-Gastransportmodell. In der linken Spalte sind die „Inputs“ in Bezug auf Gasangebot, Gasnachfrage und Gasinfrastruktur dargestellt, mit Hilfe dessen das europäische Gassystem in hohem Detailgrad abgebildet wird. In der rechten Spalte sind die „Outputs“ des Modells aufgelistet, also die zentralen Ergebnisse der Modellierung.

[79] Das Modell erfasst alle EU-Länder mit der Ausnahme von Malta und Zypern, sowie vereinfacht die Ukraine. Bei der Nachfrage wird zusätzlich die Nachfrage der Schweiz sowie die West-Importe der Ukraine berücksichtigt, welche ebenfalls aus der für die EU verfügbaren Produktion gedeckt werden müssen.

Abbildung 20 Das TIGER-Gastransportoptimierungsmodell



Quelle: EWI.

Abbildung des europäischen Gassystems im TIGER-Modell (wesentliche Inputs)

Um das europäische Gassystem im TIGER-Modell abzubilden, wurde auf folgende Daten zurückgegriffen:

- **Zeithorizont** – Die Berechnungen wurden für folgende drei Stichjahre vorgenommen:
  - 2021
  - 2030
  - 2040
- **Gasnachfrage** – Die im Modell abgebildete Gasnachfrage entspricht der Erdgasnachfrage (d.h. Gasnachfrage abzüglich der Biomethan-Einspeisung). Die Daten für das Jahr 2021 basieren auf den historischen Werten von Eurostat (2019) für das 2017, die auf die Vorschau des TYNDP 2025 (Gas-before-Coal-Szenario) interpoliert wurden. Die Annahmen für 2030 und 2040 entsprechen der Sustainable Transition Szenario Vorschau des TYNDP 2018.[80]

  Zusätzlich wird für die Nachfrage eine Sensitivität berechnet, in der anstelle der Gas-before-Coal- bzw. Sustainable Transition Szenarien des TYNDP das Szenario Distributed Generation zugrunde gelegt wird. Dieses Szenario ist durch eine geringere Gesamtnachfrage in der EU charakterisiert.

  Die beiden Nachfrageszenarien entsprechen damit denjenigen, die unserer Analyse in Abschnitt 4.2 zugrunde liegen (siehe auch ANNEX A)

[80] Als Umrechnungsfaktor von Energie- in Volumeneinheiten wurde der Wert 11 kWh/m³ verwendet.

- **Gasproduktion (innerhalb der EU)** – Die Annahmen zur Gasproduktion für 2021 (ohne Biomethan) basieren auf den historischen Werten von Eurostat (2019) für das Jahr 2017, die auf die Vorschau des TYNDP 2025 (Gas-before-Coal-Szenario) interpoliert wurden. Die Annahmen für 2030 und 2040 entsprechen der Sustainable Transition Szenario Vorschau des TYNDP 2018.[81]
- **Gasinfrastruktur** – Die bestehende Gasinfrastruktur ist in hohem Detailgrad abgebildet und wird in einer europaweitern, geokodierten Datenbank des EWI laufend aktualisiert. Zukünftige Infrastrukturentwicklungen (Pipelines und LNG) basieren im Wesentlichen auf dem ENTSOG TYNDP 2018.[82]
- **Tarife** – Die Entry-/Exit-Tarife basieren auf Angaben des ACER Market Monitoring Reports 2018.[83] Sie wurden für 2021, 2030 und 2040 als konstant angenommen. Eigene Berechnungen des EWI bzw. weitere Quellen waren für die Pipelines Turk Stream, Ukraine Transit, TAP und Baltic Pipe erforderlich.

Abbildung des LNG-Angebots für den EU-Markt im TIGER-Modell

Das LNG-Angebot für den EU-Markt wird im TIGER-Modell über stichjahres-spezifische LNG-Angebotsfunktionen abgebildet. Eine LNG-Angebotsfunktion gibt an, welche LNG-Menge zu welchem Preis verfügbar ist. Der LNG-Import in die EU ist je nach LNG-Exportland mit unterschiedlich hohen Kosten verbunden. Zur Deckung der LNG-Nachfrage in der EU wird also zunächst auf Export-Länder mit vergleichsweise günstigen Kosten zurückgegriffen. Bei einer höheren LNG-Nachfrage, wird diese auch aus Ländern mit höheren Kosten bedient. Hieraus resultiert die Steigung der LNG-Angebotsfunktion.

Zudem ist das LNG-Angebot für den europäischen Markt abhängig von der globalen Angebots- und Nachfragesituation für LNG. Die jahresspezifischen LNG-Angebotskurven spiegeln die (erwartete) Entwicklung auf dem globalen LNG-Markt für das jeweilige Jahr wider.

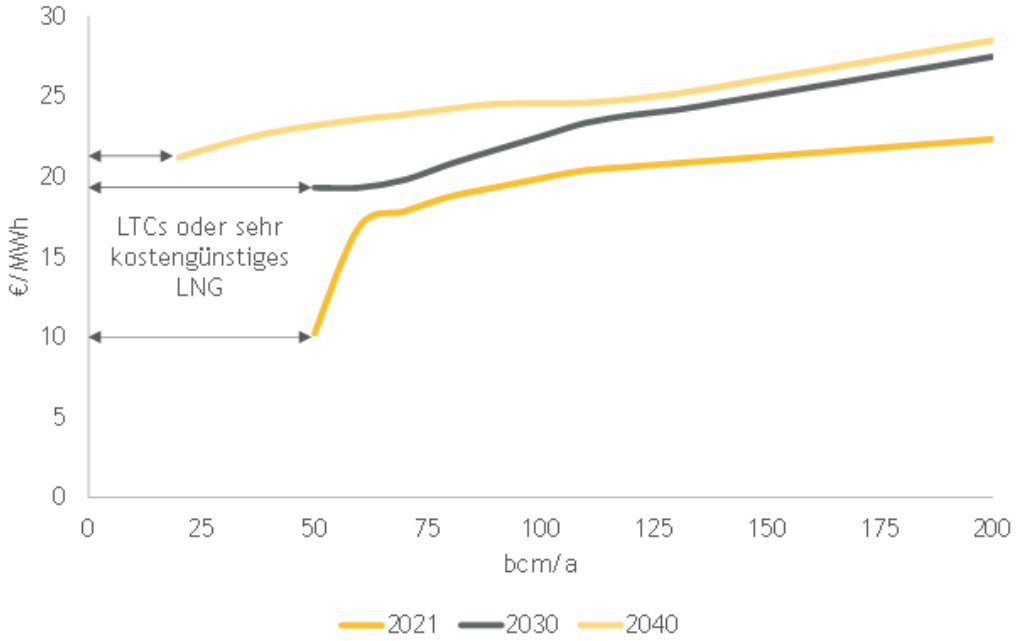
Die Bestimmung der im TIGER-Modell verwendeten LNG-Angebotskurven wurden durch Kopplung des TIGER-Modells mit dem globalen Gasmarktmodell COLUMBUS des EWI bestimmt. Durch diese Modellkopplung von COLUMBUS und TIGER kann der Einfluss des globalen Gasmarktes auf den innereuropäischen Markt untersucht werden, ohne dass Einschränkungen in der Auflösung des europäischen Marktes erforderlich sind. Die aus der Modell-Kopplung resultierenden LNG-Angebotsfunktionen für die Jahre 2021, 2030 und 2040 sind in Abbildung 21 dargestellt. Take-or-Pay Mengen in LTCs werden als must-run Flüsse behandelt, das heißt, die Flüsse treten unabhängig vom Preis auf. Wiederausfuhren von LNG werden nicht betrachtet.

81 Als Umrechnungsfaktor von Energie- in Volumeneinheiten wurde der Wert 11 kWh/m³ verwendet.

82 Bezüglich der OPAL wird angenommen, dass diese ab 2021 mit voller Kapazität genutzt werden kann.

83 Siehe ACER (2019b).

Abbildung 21 LNG-Angebotsfunktionen für den europäischen Markt in den betrachteten Stichjahren



Quelle: EWI.

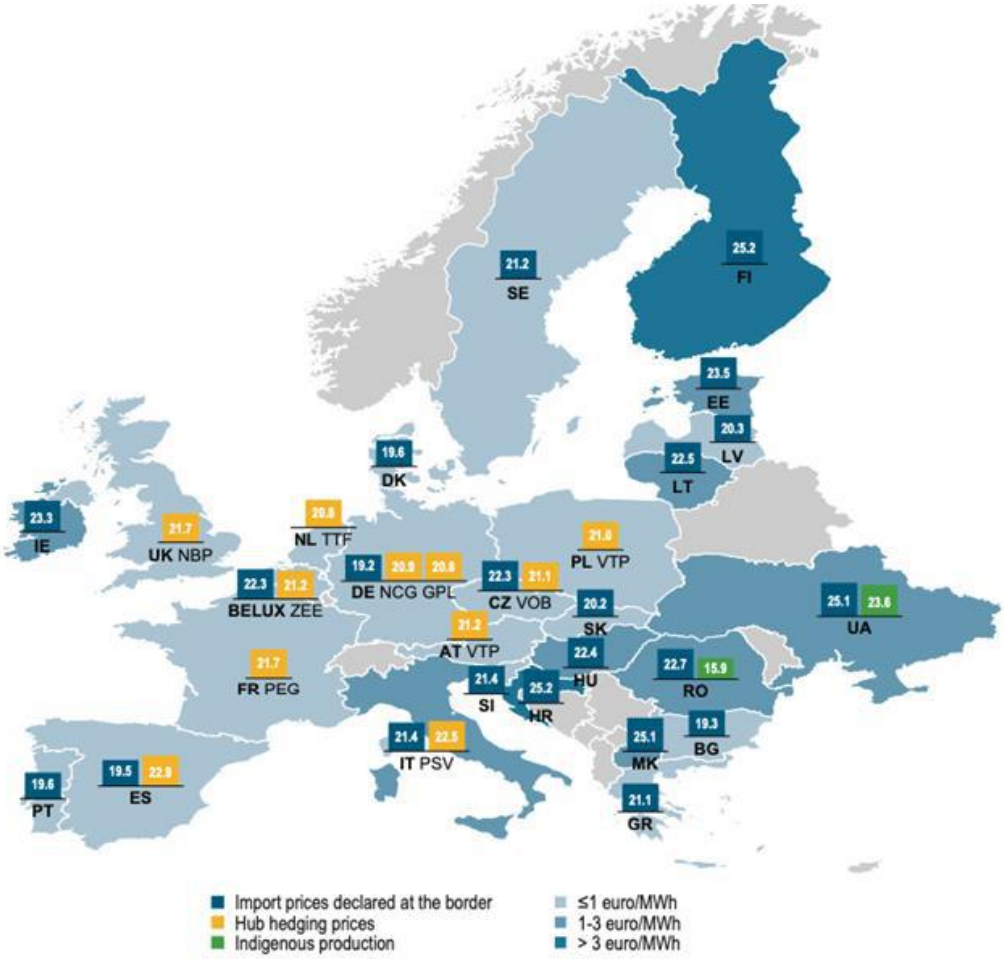
Es wird angenommen, dass LNG-Importe als marginales Angebot in allen europäischen Ländern preissetzend wirken. Die Kosten von marginalen Gaslieferungen aus Russland werden als niedriger als die Kosten von marginalen LNG-Importen angenommen.[84] Daher wird der Preis für russisches Gas an einem beliebigen Punkt durch den Preis von LNG-Gas plus die Transportkosten vom nächsten LNG-Importterminal bis zu diesem Punkt bestimmt. Dieser Ansatz impliziert, dass russisches Gas auf Grundlage alternativer Versorgungsmöglichkeiten bepreist wird.

[84] Vgl. OIES (2015).

ANNEX D DETAILS ZUR GESTIEGENEN MARKT- UND PREISINTEGRATION IN ZENTRAL- UND OSTEUROPA

In den letzten Jahren bzw. bereits Jahrzehnten hat in Europa – angestoßen durch die intensiven Bemühungen der EU, weiterer europäischer Institutionen sowie der nationalen Regulierungsbehörden wie der BNetzA – eine zunehmende Integration der Gasmärkte stattgefunden. Dies zeigt sich in einer weitgehenden Angleichung des Großhandelspreisniveaus in den einzelnen europäischen Staaten: Laut ACER, der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden in der EU, weichen die meisten Import- und Hubpreise in Europa nur noch geringfügig von denen des liquidesten Handelsplatzes in Europa, dem niederländischen TTF, ab. Wie aus Abbildung 22 ersichtlich wird, beliefen sich die Abweichungen in nahezu allen westeuropäischen und vielen zentral- und osteuropäischen Ländern im Jahresdurchschnitt für 2018 auf weniger als 1 €/MWh. So entsprachen bspw. die Hubpreise in Polen, Tschechien oder der Slowakei fast vollständig denen in den Niederlanden, Belgien oder Deutschland. Größere Preisdifferenzen zum TTF ließen sich nur noch in eher isolierten und Randmärkten mit schlechter Infrastrukturanbindung wie Finnland, Kroatien oder Irland sowie Staaten außerhalb der EU (wie der Ukraine oder Nordmazedonien) beobachten.

Abbildung 22 Durchschnittliche Großhandelspreise in Europa und Abweichungen zum Hub-Preis am niederländischen TTF (2018)



Quelle: ACER (2019a), S. 19

Die hohe Konvergenz der west- und osteuropäischen Handelsplätze wird in Abbildung 23 verdeutlicht. Sowohl die Korrelationen zwischen den osteuropäischen Handelsplätzen untereinander als auch zu denen Westeuropas sind durchweg hoch und liegen nur noch geringfügig unter den Spitzenwerten des Kontinents. So sind die hochliquiden Handelsplätze in Nordwest-Europa (v.a. TTF, NBP, GPL, NCG und ZEE) zu fast 100% korreliert. Aber auch die Korrelationen der polnischen (PL-VTP), tschechischen (CZ-VOB) und slowakischen (SK-VTP) Preise untereinander sowie mit den westeuropäischen Preisen bewegen sich in ähnlich hohen Korrelationsgraden (zumeist im Bereich 95 bis 97,5%). Damit erreichen sie ähnliche oder sogar höhere Werte als „klassische“ Vergleichskorrelationen wie NBP/TTF oder ZEE/NCG.

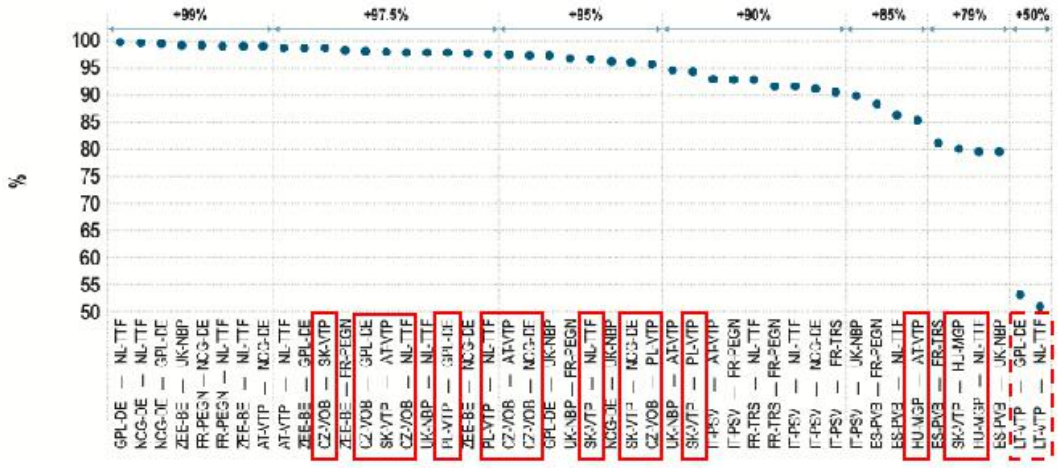
Die Integration des ungarischen Hubs liegt merklich unter diesen Werten. Mit 79 bis 85% Korrelation zu anderen ost- und westeuropäischen Hubs ist das Niveau aber noch hinreichend hoch, um von einer weitreichenden Preisintegration zu sprechen. Dies gilt für den lettischen Hub nur noch sehr begrenzt. Auch wenn das durchschnittliche Preisniveau nur ungefähr 1 bis 1,5 €/MWh über den

Vergleichsmärkten liegt, sind die Korrelationskoeffizienten mit lediglich rund 50% eher gering ausgeprägt.

Die hohen Korrelationen implizieren, dass sich die Ausschläge bei den absoluten Preisspreads im Laufe eines Handelsjahres in engen Grenzen halten. Für Tschechien, Polen, Ungarn und die Slowakei konnten in 2018 nur noch in Einzelfällen Ausreißer von mehr als 3 €/MWh Aufschlag gegenüber dem TTF beobachtet werden. Der Anteil von Handelstagen mit solch hohen Abweichungen belief sich in allen vier Ländern auf unter 5% der Handelstage. Damit schnitten die osteuropäischen Hubs deutlich besser ab als Hubs in Spanien, Frankreich und Italien, bei denen Preisaufschläge über 3 €/MWh an bis zu fast 20% der Handelstage auftraten. Ähnlich hoch lagen die Abweichungen gegenüber dem TTF in Litauen (rund 15%), wobei sich hier gegenüber 2017 (fast 40%) eine deutliche Verbesserung eingestellt hat.[85]

Auch beim Vergleich Polen, Tschechien, Slowakei und Ungarn untereinander sind hohe Preisabweichungen in der Zwischenzeit kaum noch zu beobachten.[86]

Abbildung 23 Korrelationen zwischen europäischen Hubpreisen (2018)



Quelle: ACER (2019a), S. 41 (eigene Hervorhebungen)

[85] Vgl. ACER (2019b), S. 42.

[86] Vgl. ACER (2019b), S. 43.

frontier economics

www.frontier-economics.com