

[REDACTED]

Von: [REDACTED] M
Gesendet: Mittwoch, 5. Januar 2022 10:49
An: Brantner, Franziska, Dr., PSt B; Graichen, Patrick, Dr., St Gr; Giegold, Sven, St Gie; Kabel, Nicola, LB; [REDACTED] Heinrich, Robert, LA; Schreiber, Yvonne, [REDACTED]
Betreff: [REDACTED] - Versorgungssicherheitsprüfung NS2
Anlagen: 211026_Prüfung Versorgungssicherheit Nord Stream 2_BMWi.pdf; FragenBerichtNS2.docx; Versorgungssicherheitsprüfung NS2.docx

Liebe Kolleginnen und Kollegen,

morgen um 12:00 Uhr soll die Rücksprache (zunächst innerhalb der Leitung) zum beigefügten Bericht stattfinden. Anbei sende ich ebenfalls die bereits auf BM- und St-Ebene gesammelten Fragen zu dem Bericht zur Kenntnis.

Das Vorzimmer des Ministers wird heute noch zu der Rücksprache einladen.

Viele Grüße
[REDACTED] M

Tel: [REDACTED]



**Versorgungssicherheitsprüfung
gem. § 4b Abs. 2 und Abs. 3 EnWG**

**im Rahmen des Zertifizierungsverfahrens
der Nord Stream 2 AG (Antragstellerin)
als Transportnetzbetreiberin
nach §§ 4a, 4b, 10 ff. EnWG**

Inhalt

	Zusammenfassung	4
1	Verfahren und Gegenstand der Prüfung	5
1.1	Prüfungsumfang	5
1.2	Definition Versorgungssicherheit	6
1.3	Definition der Gefährdung	7
1.4	Berücksichtigung der Energiesolidarität bei der Bewertung der Versorgungssicherheit	7
2	Gefährdung der Versorgungssicherheit durch die Zertifizierung der Antragstellerin	8
2.1	Person der Antragstellerin/Drittstaatskontrolle	8
2.2	Zertifizierung der Antragstellerin und hieraus resultierende Gefährdung der Versorgungssicherheit.....	8
2.3	Bedeutung von Zertifizierungen von Unabhängigen Transportnetzbetreibern.....	8
2.4	Bedeutung der Rolle des Transportnetzbetreiber im Verhältnis zum Lieferanten.....	9
3	Beitrag der Nord Stream 2-Pipeline zur Versorgungssicherheit	10
3.1	Rolle des europäischen Gasmarktes	10
3.2	Nachfrageszenarien	11
3.3	Erschließung zusätzlicher Quellen für die EU-Versorgung durch die Nord Stream 2-Pipeline.....	13
3.4	Zusätzlicher Kapazitätspuffer durch Nord Stream 2.....	15
3.5	Zwischenfazit	16
4	Maßnahmen der EU zur Stärkung der Resilienz des Gasbinnenmarktes	17
4.1	Resilienz durch Ausbau der Infrastruktur und Diversifizierung	17
4.2	Resilienz durch bidirektionale Verbindungen (Reverse Flows)	18
4.3	Resilienz durch wettbewerbliche Umgestaltungen.....	18
4.4	Resilienz durch Ausweitung des Binnenmarktrechts	18
4.5	Resilienz belegt durch EU-Stresstests in Extremsituationen.....	19
4.6	Resilienz durch Notfallvorkehrungen	19
4.6.1	Risikobewertungen sowie Präventions- und Notfallpläne	20
4.6.2	Solidaritätsmechanismen für extreme Gasmangellagen.....	20
4.6.3	Meldung von grenzüberschreitenden Gaslieferverträgen	20
4.6.4	Risikogruppen entlang der Gas-Transitkorridore	21
4.6.5	Nationale Stresstests und Krisenübungen.....	21
4.7	Resilienz durch LNG-Importoptionen.....	21
4.8	Zwischenfazit	22

5	Berücksichtigung der besonderen Umstände des Einzelfalls und des betreffenden Drittstaats	24
5.1	Bedeutung der Kontrolle der Antragstellerin durch die PJSC Gazprom	25
5.2	Auswirkungen der Zertifizierung der Nord Stream 2 auf die Abhängigkeit bestimmter EU-Mitgliedstaaten.....	27
5.2.1	Bedeutung der Gasimportkapazitäten für die Versorgungssicherheit in den EU- Mitgliedsstaaten	27
5.2.2	Bedeutung der Veränderung der Gasflüsse für die Versorgungssicherheit in den EU-Mitgliedsstaaten	28
5.2.3	Prüfung der Abhängigkeit bestimmter Abnehmerländer durch die Versorgung von russischem Erdgas	28
5.2.3.1	Estland	29
5.2.3.2	Italien	29
5.2.3.3	Lettland	30
5.2.3.4	Litauen	31
5.2.3.5	Österreich	32
5.2.3.6	Polen.....	32
5.2.3.7	Slowakei.....	33
5.2.3.8	Tschechien.....	34
5.2.3.9	Ungarn	35
5.3	Bedeutung der Inbetriebnahme der Nord Stream 2 für den Gastransit durch die Ukraine	35
5.4	Bedeutung der Kontrolle Russlands über die PJSC Gazprom auf den Betrieb der Nord Stream 2.....	39
6	Konsultation mit EU-Mitgliedstaaten	40
6.1	Ergebnisse der Konsultationen.....	40
6.1.1	Beiladung der PGNiG und der PST	40
6.1.2	Italien	43
6.1.3	Litauen	43
6.1.4	Polen.....	44
6.1.5	Slowakei.....	46
6.1.6	Tschechien.....	46
6.2	Gesamtbewertung.....	47
7	Berücksichtigung internationaler Verträge.....	48
8	Gesamtbewertung	49
9	Tabellenverzeichnis	52
10	Abkürzungsverzeichnis	53

Zusammenfassung

Durch die Erteilung der von der Antragstellerin mit Schreiben vom 11. Juni 2021 bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) beantragten Zertifizierung gemäß §§ 4a, 10 ff. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als Transportnetzbetreiberin wird die Sicherheit der Gas- und Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland (Deutschland) und der Europäischen Union (die EU) im Sinne von § 4b Abs. 2 Satz 1 EnWG nicht gefährdet.

Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus Rechten und Pflichten der EU oder Deutschlands gegenüber dem Drittstaat, der die Antragstellerin kontrolliert, sowie aus anderen besonderen Umständen des Einzelfalls und des betreffenden Drittstaats im Sinne von § 4b Abs. 3 Satz 2 EnWG.

Der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen seiner Bewertung zu beachtende Grundsatz der Energiesolidarität nach Art. 194 Abs. 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) führt zu keiner abweichenden Beurteilung.

Im Rahmen der Prüfung durch das BMWi wurden die folgenden Aspekte bewertet bzw. berücksichtigt:

- inwiefern sich gerade aus der Zertifizierung der Antragstellerin als Transportnetzbetreiberin eine Gefährdung für die Versorgungssicherheit gem. § 4b Abs. 2 Satz 1 EnWG ergibt,
- inwiefern die Pipeline (Nord Stream 2), für deren Betrieb die Antragstellerin die Zulassung beantragt hat, als Transportroute für zusätzliche Gasmengen nach Europa einen Beitrag für die deutsche und europäische Versorgungssicherheit leisten oder sie ggf. gefährden kann (§ 4b Abs. 3 Satz 1 EnWG),
- die bestehenden generellen Vorkehrungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im EU-Gasbinnenmarkt (Resilienz),
- die besonderen Umstände des Einzelfalls und des betroffenen Drittstaats (§ 4b Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EnWG),
- die konkreten Auswirkungen der Zertifizierung auf hiervon betroffene EU-Mitgliedstaaten nach dem Grundsatz der Energiesolidarität (Art. 194 Abs. 1 AEUV) sowie
- evtl. Rechte und Pflichten, die sich aus internationalen Verträgen ergeben (§ 4b Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 EnWG).

1 Verfahren und Gegenstand der Prüfung

Die Antragstellerin beantragt die Zertifizierung als Unabhängige Transportnetzbetreiberin gem. §§ 4a, b in Verbindung mit 10 ff. EnWG für den im deutschen Hoheitsgebiet einschließlich des deutschen Küstenmeers (12 Seemeilenzone) befindlichen Abschnitt der zwischen Ust-Luga (Russische Föderation, hier: Russland) und Lubmin (Deutschland) verlaufenden Nord Stream 2.

Für dieses Zertifizierungsverfahren ist die BNetzA zuständig. Die Antragstellerin hat diesbezüglich mit Schreiben vom 11. Juni 2021 einen Antrag bei der BNetzA gestellt.

Eine Zertifizierung nach §§ 4 a, b EnWG ist grundsätzlich erforderlich für den Betrieb des Transportnetzes. Davon zu unterscheiden sind die Erzeugung und der Verkauf von Erdgas. Beantragt ein Transportnetzbetreiber oder -eigentümer, der von einer oder mehreren Personen aus einem Staat kontrolliert wird, der nicht der EU oder dem Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) angehört (Drittstaat), die Zertifizierung als Betreiber eines Transportnetzes nach § 4a EnWG, darf gemäß § 4b Abs. 2 EnWG die Erteilung der Zertifizierung die Sicherheit der Gasversorgung Deutschlands und der EU nicht gefährden. Dies wird gem. § 4b Abs. 2 EnWG vom BMWi geprüft und ist für die BNetzA insoweit bindend (BT-Drucks. 17/6072, S. 53). Mit Schreiben vom 9. Juli 2021, 3. September 2021 und 5. Oktober 2021 hat die Antragstellerin diesbezügliche Unterlagen zur Prüfung beim BMWi eingereicht.

1.1 Prüfungsumfang

Die vom BMWi im Rahmen der Prüfung nach § 4b Abs. 2 und Abs. 3 EnWG abzugebende Bewertung hat die Prüfung einer möglichen Gefährdung der Gasversorgungssicherheit Deutschlands und der EU durch die Zertifizierung der Nord Stream 2-Pipeline zum Gegenstand.

Die Richtlinie 2009/73/EG (GasRL), auf der § 4b Abs. 2 und Abs. 3 EnWG beruht, führt in Erwägungsgrund 22 in diesem Zusammenhang folgendes aus:

„...Die Energieversorgungssicherheit in der Gemeinschaft erfordert insbesondere eine Bewertung der Unabhängigkeit des Netzbetriebs, des Grads der Abhängigkeit der Gemeinschaft und einzelner Mitgliedstaaten von Energielieferungen aus Drittländern. Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie inländischer und ausländischer Energiehandel sowie inländische und ausländische Energieinvestitionen in einem bestimmten Drittland behandelt werden. Die Versorgungssicherheit sollte daher unter Berücksichtigung der besonderen Umstände jedes Einzelfalls sowie der aus dem Völkerrecht - insbesondere aus den internationalen Abkommen zwischen der Gemeinschaft und dem betreffenden Drittland - erwachsenden Rechte und Pflichten bewertet werden...“

Die Unabhängigkeit des Netzbetriebs hingegen wird gemäß §§ 4a, 10 ff. EnWG durch die BNetzA geprüft und ist nicht Gegenstand dieser Bewertung.

Im Rahmen der nachstehenden Bewertung wird daher geprüft:

- ob und inwieweit durch die Zertifizierung eines aus einem Drittstaat kontrollierten Unternehmens im konkreten Fall eine Gefährdung der Versorgungssicherheit in Deutschland oder der EU entstehen kann; ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Bedeutung der Zertifizierung und der Rolle des zu zertifizierenden Transportnetzbetreibers, insbesondere in seinem Verhältnis zum Lieferanten (Abschnitt 2);
- welchen Beitrag die Nord Stream 2 als Transportroute für mögliche zusätzliche Gasmengen und damit zur Versorgungssicherheit Deutschlands und der EU konkret leisten kann. Hierbei werden insbesondere der aktuelle Gasmarkt, die zu erwartende Entwicklung der Gasnachfrage sowie die Bedeutung von möglichen Kapazitätspuffern berücksichtigt (Abschnitt 3);
- die Gefährdung der Gasversorgungssicherheit der Mitgliedstaaten generell vor dem Hintergrund der bestehenden Vorkehrungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im europäischen Erdgasbinnenmarkt (sog. Resilienzmechanismen) (Abschnitt 4).
- die besonderen Umstände des Einzelfalls und des Einflusses des betreffenden Drittstaats durch Prüfung und Prognoseabschätzung der konkreten und absehbaren Auswirkungen der Zertifizierung der Antragstellerin auf importierende EU-Mitgliedstaaten. Fokussiert wird auf bestehende und zukünftige Gasimportabhängigkeiten sowie Folgen für die europäische Versorgungssicherheit, die sich aus den Rückwirkungen auf den Ukrainetransit ergeben (Abschnitt 5);
- die eingegangenen Stellungnahmen der konsultierten Mitgliedstaaten sowie der Beigeladenen (Abschnitt 6);
- inwiefern sich Rechte und Pflichten für die EU oder Deutschland aus internationalen Verträgen gegenüber dem Drittstaat ergeben können (Abschnitt 7).

1.2 Definition Versorgungssicherheit

Bislang hat sich weder auf nationaler noch auf europäischer Ebene eine einheitliche Definition des Begriffs der Versorgungssicherheit durchgesetzt (Theobald/Kühling, 109. EL Januar 2021, EnWG § 1 Rn. 17). Nach der vorhandenen Kommentarliteratur bedeutet Versorgungssicherheit eine mengenmäßig ausreichende, nachhaltige und zuverlässige Versorgung der Energieabnehmer, deren Nachfrage nach Energie allgemein, über die Breite der verwandten Energiearten und kontinuierlich befriedigt wird (u. a. Theobald/Kühling, 109. EL Januar 2021, EnWG § 1 Rn. 17; Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, 72. EL Februar 2021, AEUV Art. 194 Rn. 16; BerlKommEnR/Säcker, 4. Aufl. 2019, EnWG § 1 Rn. 5). Konkret werden für die nachfolgende Prüfung die erwartete Angebots- und Nachfrageentwicklung auf dem relevanten Gasmarkt und die zu erwartenden Auswirkungen auf das Gasversorgungssystem berücksichtigt.

1.3 Definition der Gefährdung

Der Begriff „Gefährdung“ der Versorgungssicherheit wird im Rahmen dieser Untersuchung in Ermangelung einer bestehenden, in Rechtsprechung oder Lehre anerkannter Begriffsdefinition, wie folgt definiert: Eine Gefährdung der Versorgungssicherheit durch die Zertifizierung als Transportnetzbetreiberin liegt vor, wenn durch die Zertifizierung eine erhebliche und nicht nur kurzzeitige Unterbrechung des gesamten oder eines maßgeblichen Teils des Gasversorgungssystems oder der Versorgung bestimmter Verbrauchergruppen oder -regionen mit Erdgas konkret zu befürchten ist.

1.4 Berücksichtigung der Energiesolidarität bei der Bewertung der Versorgungssicherheit

Der Grundsatz der Energiesolidarität nach Artikel 194 Abs. 1 AEUV verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Solidarität untereinander und gegenüber dem gemeinsamen Interesse der EU und ihren Politiken. Vor diesem Hintergrund hat das BMWi im Rahmen der Ausübung seiner jeweiligen Befugnisse die Interessen der anderen Mitgliedstaaten zu berücksichtigen.

Konkret muss daher auch geprüft werden, ob aus der Zertifizierung der Antragstellerin als Unabhängiger Transportnetzbetreiber eine Gefährdung der Versorgungssicherheit auf den Märkten anderer Mitgliedstaaten folgt. Für diesen Fall sind Interessen aller betroffenen Mitgliedstaaten sowie die Interessen der EU im Licht der Energiesolidarität gegeneinander abzuwägen und möglichst in Ausgleich zu bringen.

2 Gefährdung der Versorgungssicherheit durch die Zertifizierung der Antragstellerin

2.1 Person der Antragstellerin/Drittstaatskontrolle

Die Antragstellerin wird von der PJSC Gazprom mit Sitz in Russland, d. h. einem Drittstaat, kontrolliert. Der Begriff der Kontrolle entspricht dem der europäischen Fusionskontrolle (Art. 3 Abs. 2 VO (EG) Nr. 139/2004, s. Theobald/Kühling, EnWG, § 4b Rn 4). Er knüpft an die Möglichkeit an, bestimmenden Einfluss auf die Tätigkeit eines Unternehmens auszuüben.

Die Antragstellerin wird zu 100 % von der Gazprom international projects LLC gehalten, die wiederum zu 100 % zur PJSC Gazprom gehört. Die PJSC Gazprom befindet sich zu mehr als 50 % im Besitz des russischen Staates.

2.2 Zertifizierung der Antragstellerin und hieraus resultierende Gefährdung der Versorgungssicherheit

Die Zertifizierung in Bezug auf die Versorgungssicherheit ist nach § 4b Abs. 2 Satz 1 EnWG zu erteilen, wenn sie die Sicherheit der Gasversorgung in der EU und Deutschland nicht gefährdet. Im Folgenden wird bewertet, ob sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit gerade aus der Person der Antragstellerin oder des sie kontrollierenden Drittstaats ergeben kann.

Dabei wird zunächst kurz dargestellt, welche Bedeutung die Zertifizierung (Abschnitt 2.2) und die Rolle des Netzbetriebs (Abschnitt 2.3) im EU-Gasbinnenmarkt für die Versorgungssicherheit haben. Sodann wird beschrieben, welche konkreten Risiken sich durch die Zertifizierung der Antragstellerin als Unabhängiger Transportnetzbetreiber mit Blick auf die Drittstaatskontrolle ergeben (Abschnitt 2.4).

2.3 Bedeutung von Zertifizierungen von Unabhängigen Transportnetzbetreibern

Dem EU-Erdgasbinnenmarkt liegt der Gedanke der wirksamen Trennung des Netzbetriebs von der Erdgasgewinnung und -versorgung zugrunde. Kerngedanke ist, dass nicht dieselben juristischen Personen Erzeugungs- bzw. Gewinnungs- oder Versorgungsaktivitäten kontrollieren. Gleichzeitig sollen sie Wettbewerber nicht über einen Fernleitungsnetzbetreiber ausschließen können.

Neben dem Modell der eigentumsrechtlichen Entflechtung stehen als weitere Optionen grundsätzlich noch die Zertifizierung als

- Unabhängiger Systembetreiber (Independent System Operator, ISO, § 9 EnWG) oder
- Unabhängiger Transportnetzbetreiber (Independent Transmission Operator, ITO, §§ 10ff EnWG) zur Verfügung, wie vorliegend beantragt.

Für den ITO-Fall wird in §§ 10a-10d EnWG umfassend geregelt, wie die Trennung der Geschäftsfelder zu erfolgen hat, um die vorgenannten Ziele auch in einem vertikal integrierten Unternehmen zu gewährleisten. Die Prüfung und Überwachung der Einhaltung dieser Vorschriften obliegt der BNetzA.

Kommt die BNetzA zu dem Ergebnis, dass die Voraussetzungen der Zertifizierung gem. §§ 10 ff. EnWG von der Antragstellerin erfüllt werden, ist daher von der Unabhängigkeit der Transportnetzbetreiberin auszugehen - insoweit gilt für den Fall einer von einem Drittstaat kontrollierten Antragstellerin nichts anderes als bei inländischen oder von einem EU-Staat kontrollierten Transportnetzbetreibern.

2.4 Bedeutung der Rolle des Transportnetzbetreiber im Verhältnis zum Lieferanten

Im entflochtenen Unternehmen hat der Transportnetzbetreiber grundsätzlich keinen Einfluss auf die durchgeleitete Liefermenge und die Lieferwege, da er nur die Transportinfrastruktur für Lieferanten und Kunden bereitstellt, Kapazitätsbuchungen entgegennimmt und für den physischen Transport bis zum Übergabe- oder Ausspeisungspunkt verantwortlich ist. Dies gilt unabhängig davon, ob der Transportnetzbetreiber von einem Drittstaat kontrolliert wird oder nicht. Der Fall der Nord Stream 2-Pipeline unterscheidet sich insofern nicht von anderen vergleichbaren Importpipelines, da es vorliegend allein um die Zertifizierung einer Antragstellerin geht, die ausschließlich den Netzbetrieb übernimmt.

Anders als bisherige, bestehende Importpipelines wird Nord Stream 2 auf dem im EU-Gebiet/-Küstenmeer verlaufenden Teil nach Binnenmarktrecht/EnWG reguliert. Gasverbindungsleitungen aus Drittstaaten im Sinne des Artikels 49a der Richtlinie 2009/73/EG, die vor dem 23. Mai 2019 fertiggestellt wurden, sind von der Regulierung freigestellt, § 28b EnWG. Für Nord Stream 2 gilt dies nicht. Diese ist unter dem europäischen Regulierungsrecht strengeren Regelungen unterworfen als die bereits fertiggestellten Importpipelines, für die auf Grund der in § 28b Abs. 1 EnWG enthaltenen Übergangsbestimmung u. a. das Entflechtungsrecht nicht gilt.

Die Entflechtungsregeln der §§ 10 bis 10e EnWG dienen der Sicherstellung der Unabhängigkeit des Netzbetriebs. Sie wirken so einem kollusiven Verhalten von Lieferanten und Netzbetreiber entgegen. Für die Einhaltung von Lieferverpflichtungen bleibt nach den rechtlichen Regelungen allein der Lieferant verantwortlich.

3 Beitrag der Nord Stream 2-Pipeline zur Versorgungssicherheit

Die Nord Stream 2-Pipeline stellt eine zusätzliche Leitungskapazität für Erdgas in Höhe von 55 Mrd. m³/Jahr aus Russland in die EU bereit. Sie ergänzt damit eine bestehende umfangreiche Exportinfrastruktur und kann somit einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Nord Stream 2 soll nach Angaben der Antragstellerin gezielt den mittelfristig noch wachsenden Erdgasimportbedarf in Europa aus neuen Quellen decken: Dafür hat PJSC Gazprom über innerrussische Transportleitungen von Bovanenkovskoye nach Ust-Luga jene neuen Gasfelder auf der Jamal-Halbinsel für den europäischen Markt erschlossen, wie u. a. Bovanenkovskoye mit einer geplanten Kapazität von 115 Mrd. m³/Jahr (2020: 99 Mrd. m³/Jahr). Bisher können davon nur maximal 55 Mrd. m³/Jahr über die Nord Stream 1-Pipeline sowie geringe, nicht genau bekannte Mengen über die Jamal-Pipeline und die Ukraine abtransportiert werden (s. Erläuterungen in Abschnitt 3.3).

3.1 Rolle des europäischen Gasmarktes

Dem EU-Gasmarkt liegt eine Regulierung zugrunde, die freien Marktzugang für alle Akteure garantiert. Damit schafft sie einen fairen wettbewerblichen Rahmen für Angebot und Nachfrage, um Konsumenten ausreichend mit Gas zu versorgen. Der Gasmarkt sendet die nötigen Investitionssignale für neue Gasinfrastruktur wie Auswertungen des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas ENTSO-G in ihrem Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP 2020) zeigen. Allein der TYNDP 2020 weist 142 Gasinfrastrukturprojekte aus. Dies spiegelt auch der in den letzten Jahren recht konstante Erdgasverbrauch der EU 27 wieder. Er betrug im Jahr 2019, vor Beginn der Coronapandemie, 412 Mrd. m³ und 402 Mrd. m³ im Jahr 2020. Davon wurden im Jahr 2019 innerhalb der EU 27 70 Mrd. m³ und 51 Mrd. m³ im Jahr 2020 gefördert. Die restliche Menge wurde importiert. Der Gasverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2019 bei 96 Mrd. m³ und 92 Mrd. m³ im Jahr 2020, der deutsche Importbedarf betrug jeweils nahezu 100 % (alle Angaben aus Eurostat, Jahr 2020, vorläufige Werte).

Haupttransitrouten für die Erdgasimporte nach Europa sind Pipelines aus Norwegen, Nordafrika (Algerien, Libyen), über den Südlichen Korridor (Aserbaidschan, Türkei) und aus Russland sowie eine umfangreiche Flüssigerdgas-Infrastruktur (Liquefied Natural Gas oder LNG).

Im Jahr 2020 wurden von den EU-Mitgliedstaaten (ohne Großbritannien) nach Angaben der BP Statistical Review per Pipeline 145 Mrd. m³ Erdgas aus Russland, 83 Mrd. m³ aus Norwegen, 27 Mrd. m³ aus den Niederlanden, 21 Mrd. m³ aus Algerien und 84 Mrd. m³ aus anderen Ländern (inkl. EU-Ländern) bezogen. Diese Angaben enthalten Re-Exporte, z. B. in die Ukraine, sowie die innereuropäische Förderung aus den Niederlanden. Werden aus den Angaben Handelsbewegungen innerhalb der EU herausgerechnet, ergibt sich ein Anteil von 57 % russischen Gases an den Pipeline-Importen in die EU-Mitgliedstaaten (EU 27).

Zusätzlich haben die Mitgliedstaaten der EU (ohne Großbritannien) im Jahr 2020 LNG aus den USA und Katar i. H. v. jeweils 18 Mrd. m³, aus Russland 14 Mrd. m³,

aus Afrika (hauptsächlich Algerien und Nigeria) 23 Mrd. m³ und aus anderen Ländern (hauptsächlich Norwegen sowie Trinidad und Tobago) 8 Mrd. m³, importiert.

Die Gesamtimporte der EU 27 lagen damit in Summe bei 335 Mrd. m³, der rechnerische Anteil der russischen Gasimporte betrug 47 %, die Gesamtimportquote der EU 27 lag bei 87 %. Die Importabhängigkeit der EU ist seit dem Jahr 2000 und besonders in den letzten Jahren deutlich auf fast 90 % gestiegen (s. auch Tabelle 1, nach Angaben der BP Statistical Review). Durch die abnehmende Eigenproduktion, besonders den schnelleren Rückgang der Förderung in den Niederlanden, wird sie noch weiter steigen. Bereits im Bau befindliche sowie eine Reihe geplanter Pipeline- und LNG-Terminal-Projekte (z. B. Deutschland, Griechenland und Zypern) zusammen mit Leitungs- und Interkonnektorprojekten (z. B. Estland-Finnland, Polen-Litauen) im Binnenmarkt können zusätzlich zur Liquidität der Handelsplätze, zur Diversifizierung in einigen EU-Märkten und zur Preisangleichung beitragen. Damit kann, wie bereits in der Vergangenheit, die wachsende Importabhängigkeit der EU aufgefangen werden.

Tabelle 1: Importabhängigkeit der EU, bis ins Jahr 2019 mit Großbritannien

2000	2005	2010	2015	2019	2020
63,8 %	69,1 %	70,3 %	75,7 %	84,4 %	87,4 %

3.2 Nachfrageszenarien

Die zukünftige Höhe des Importbedarfs an Erdgas wird maßgeblich durch die Entwicklung der Erdgasnachfrage bestimmt. Aufgrund des Gasbinnenmarktes ist die europäische Situation entscheidend für die Beurteilung des Importbedarfs und der Versorgungssicherheit Deutschlands sowie der betroffenen Mitgliedsstaaten. Zur Einschätzung des zukünftigen Erdgasverbrauchs werden aktuelle Energieszenarien der EU-Kommission, der Internationalen Energieagentur (IEA) und der europäischen Gas- und Stromnetzbetreiber verwendet.

Tabelle 2: Zukünftige Erdgas- bzw. Methannachfrage in Mrd. m³ für die EU 27

Autor	Szenario	2020	2025	2030	Δ2030/ 2020
EU-Kommission 2020	Referenz 2020	366	373	336	-8 %
	Stated Policies	401		392	-2 %
IEA, World Energy Outlook 2021	Sustainable Development	401		314	-22 %
	National Trends	399	360	360	-10 %
ENTSO-G, ENTSO- E, TYNDP Draft Scenario Report 2022	Global Ambition	399		370	-7 %
	Distributed Energy	399		338	-15 %

In Tabelle 2 wird die Erdgasnachfrage in den betrachteten Szenarien dargestellt. Für das Jahr 2020 ergeben sich unterschiedliche Werte, da diese nicht die Ist-Werte widerspiegeln, sondern teilweise Ergebnisse der Modellierungen. Bei den Szenarien des TYNDP von ENTSO-G enthalten die Zahlen den gesamten Methanbedarf inkl. Biomethan und synthetischem Methan. Bis ins Jahr 2030 ergibt sich in allen Szenarien ein leichter Rückgang der Erdgasnachfrage im Vergleich zu heute, wobei die Nachfrage kurzfristig bis ins Jahr 2025 steigen könnte (EU KOM Ref.). Der sich damit in den Szenarien ergebende Erdgas-Importbedarf ist in Tabelle 3 dargestellt. In den meisten betrachteten Szenarien bleibt der Importbedarf bis zum Jahr 2030 auf nahezu dem heutigen Niveau, in den drei Zielszenarien ergibt sich durch

gestiegene erneuerbare Gaserzeugung (Biomethan) und sinkende Gasnachfrage ein etwas deutlicherer Rückgang. Der Vergleich mit Szenariowerten aus dem Jahr 2015, als Nord Stream 2-Pipeline in der Planung war, zeigt, dass in diesen älteren Szenarien der Importbedarf der EU für das Jahr 2020 zumeist unterschätzt wurde: Der Importbedarf der EU 28 lag im Jahr 2019 nach Zahlen von Eurostat bei 383 Mrd. m³. Bis auf das Szenario ENTSG-NEP 2015 Sz. A-Vision 3 unterschätzen alle älteren Szenarien den Gasimportbedarf im Jahr 2020 deutlich. Dies zeigt die Unsicherheiten bei Szenariobetrachtungen.

Tabelle 3: Importbedarf Erdgas in Mrd. m³

Autor	Szenario	2015	2020	2025	2030	Δ2030/ 2020
Szenarien für EU 27						
EU KOM 2020	Referenz 2020		300	318	284	-5 %
EU KOM 2020	Stated Policies		346		351	+1 %
IEA, WEO 2021	Sustainable Development		346		282	-18 %
	National Trends		348		348	0 %
ENTSO-G, ENTSO- E, TYNDP Draft Scenario Report 2022	Global Ambition		348		313	-10 %
Szenarien für EU 28 (zur Zeit der Planung von Nord Stream 2)						
EU KOM 2013	Referenz	307	286	305	311	+9 %
EU KOM 2015	Referenz	277	280	303	307	+10 %
IEA, WEO 2015	New Policies Scenario		318	361	370	+16 %
Nord Stream 2-Konsortium			319	362	390	+22 %
ENTSO-G-NEP2015	Sz. A-Vision 3	362	386	426	481	+24 %
ENTSO-G-NEP2015	Sz. B-Vision 1	275	296	338	394	+33 %

Aus Sicht der Versorgungssicherheit sollte sich die Bewertung von Infrastruktur daher an eher höheren als zu niedrigen Nachfragewerten orientieren. Zum Beispiel könnte ein deutlich schnellerer Ersatz von Kohle- durch Gaskraftwerke oder ein schneller Ersatz von Hochöfen zur Stahlerzeugung durch Direktreduktionsanlagen, die vor der Umstellung auf Wasserstoff mit Erdgas betrieben werden, den europäischen Gas- und damit auch Importbedarf weiter erhöhen. Insgesamt bleibt der Importbedarf der EU in den 2020er- und den 2030er-Jahren hoch.

Langfristig ist, abhängig vom Erreichen der Klimaziele, ein deutlicher Rückgang des Importbedarfs für Erdgas zu erwarten. Der Importbedarf für „CO₂-freie“ und „CO₂-neutrale“ Gase wie z. B. Wasserstoff, kann dadurch deutlich steigen. Neue Gasleitungen wie die Nord Stream 2, die bereits „H₂-ready“ sind oder einfach nachgerüstet werden können, werden dafür weiterhin gebraucht.

3.3 Erschließung zusätzlicher Quellen für die EU-Versorgung durch die Nord Stream 2-Pipeline

Bei der Diversifizierung von Bezugsquellen für Erdgas kommt es nicht nur auf die Pipelineanbindung an das Herkunftsland an, sondern bei regional stark verteilten Gaslagerstätten im Herkunftsland auch auf die Infrastruktur, mit der diese Lagerstätten im Herkunftsland angebunden sind.

Die Nord Stream 2-Pipeline schafft eine zusätzliche Importkapazität von 55 Mrd. m³/Jahr. Sie verbindet den europäischen Gasmarkt mit neuen russischen Gasfeldern auf der Jamal-Halbinsel mit bisher erkundeten Vorräten in Höhe von 4.900 Mrd. m³ Gas. Die geschätzten Gesamtvorräte betragen rund 20.400 Mrd. m³. Im Jahr 2012 wurde mit einer Förderung von 4,9 Mrd. m³/Jahr das Feld Bovanenkovskoye aufgeschlossen. Bis zum Jahr 2020 wurde die Förderung aus diesem Feld auf 99,25 Mrd. m³/Jahr erweitert. Ziel ist eine Förderung von 115 Mrd. m³/Jahr, die nach dem Vortrag der Antragstellerin vorrangig für den europäischen Binnenmarkt vorgesehen ist. Bisher wird Erdgas der Jamal-Halbinsel nur über die Nord Stream 1 (Feld Bovanenkovskoye) oder aus dem Feld South-Tambeyskoye über das LNG-Terminal (14 Mrd. m³ im Jahr 2020) des Unternehmens Novatek exportiert. Für den Weitertransport des Erdgases innerhalb Russland und bis zur Grenze nach Vyborg (Nord Stream 1) und Ust-Luga (Nord Stream 2) stehen zwei Pipelines mit einer Gesamtkapazität von rund 115 Mrd. m³ zur Verfügung, diese ergänzen die bereits vorhandene Infrastruktur zur Nadym-Pur-Taz-Region (s. Abbildung 1). Die bestehende Nord Stream 1-Pipeline ist über diese Infrastruktur bereits an das Feld Bovanenkovskoye und das Gasfeldes Yuzhno-Russkoye (Kapazität 25 Mrd. m³) der Nadym-Pur-Taz-Region angebunden. Mit den Gasmengen aus diesen beiden Feldern ist die Nord Stream 1-Pipeline voll ausgelastet. Daneben bestehen Pipelineverbindungen aus Russland zur lokalen Versorgung von Litauen, Lettland, Estland und Finnland, die ebenfalls über diese Leitungen versorgt werden.

Abbildung 1: Schematische Darstellung Erdgasquellen und Fernleitungsnetze von Russland in die EU



Um die neu geförderten Gasmengen aus dem Feld Bovanenkovskoye in den EU-Binnenmarkt zu exportieren, ist nach Angaben der Antragstellerin die Nord Stream 2-Pipeline notwendig. Da die bestehende alternative Leitungskapazität (Jamal-Pipeline) durch Erdgasmengen aus der Nadym-Pur-Taz-Region laut Antragstellerin bereits ausgelastet und das Ukraine Gastransitsystem mit nur sehr begrenzten Kapazitäten (genaue Kapazität nicht bekannt, begrenzt vom innerrussischen Versorgungsnetz) angeschlossen ist, steht eine andere Importroute als die Nord Stream 2 für den Abtransport der neuen Erdgasmengen von der Jamal-Halbinsel nicht zur Verfügung.

Eine hohe Relevanz für den EU-Gasbinnenmarkt haben die bestehenden Leitungskapazitäten zwischen Russland und Europa, die Nord Stream 1 (55 Mrd. m³), die Jamal-Pipeline (32 Mrd. m³), das ukrainische Gastransitsystem (125 Mrd. m³) und die TurkStream (15,5 Mrd. m³). Alle vier Routen sind derzeit u. a. an die Erdgasfelder der Nadym-Pur-Taz-Region angeschlossen. Die Jamal-Pipeline wird, nach derzeitigem Kenntnisstand des BMWi, bereits mengen- und kapazitätsmäßig durch Gas aus der Region Nadym-Pur-Taz ausgelastet. Das ukrainische Gastransitsystem kann für den Transport aus dem Feld Bovanenkovskoye wegen infrastruktureller innerrussischer Engpässe nicht im erforderlichen Umfang genutzt werden. Damit können die zusätzlichen Kapazitäten des Feldes Bovanenkovskoye nicht über diese Routen nach Europa transportiert werden. Dies zeigt auch eine Betrachtung der Kapazitäten. Die Nord Stream 1- und die Jamal-Pipeline könnten zusammen maximal 87 Mrd. m³ aus dem Feld Bovanenkovskoye abtransportieren. Dies aber unter der Annahme, dass die Jamal-Pipeline kein Gas aus der Nadym-Pur-Taz-Region transportiert, wozu sie bislang hauptsächlich genutzt wird. Nicht mehr abtransportiert werden könnten Erdgasmengen i. H. v. 28 Mrd. m³ aus dem Feld Bovanenkovskoye plus 25 Mrd. m³ aus dem Feld Yuzhno-Russkoye sowie weitere für den Export aus

Russland genutzte Mengen der Nadym-Pur-Taz-Region, die über Pipelineverbindungen von Novy Urengoy nach Torzhok transportiert werden. Eine direkte Pipelineverbindung zwischen dem Feld Bovanenkovskoye und der Nadym-Pur-Taz-Region besteht nicht, damit kann dieses Gas nicht über den bestehenden Transportweg aus der Nadym-Pur-Taz-Region in das Gastransitsystem der Ukraine eingespeist werden, sondern nur in begrenzten Mengen über den Umweg der Verdichterstation Torzhok und des innerrussischen Gasnetzes. Der Gastransit nach Europa über die Ukraine wird wesentlich durch direkte Leitungsanbindungen zu den seit Mitte der 1970-Jahre bestehenden Lagerstätten der Nadym-Pur-Taz-Region gespeist (u. a. Urengoy seit dem Jahr 1978). Gegenwärtig werden hier zwar auch neue Projekte erschlossen, sie gleichen den Rückgang der Förderung auf den bestehenden älteren Feldern und den anhaltenden Rückgang auf den ältesten russischen Gasfeldern in der Wolga-Ural Region aus und sollen verstärkt die innerrussische Nachfrage decken. Deshalb hat sich die russische Erdgasförderung in den vergangenen Jahrzehnten immer weiter in die im Norden bekannten Erdgaslagerstätten verschoben. Dieser Trend wird sich weiter fortsetzen.

Mit der Nord Stream 2-Pipeline wird somit – nach der Nord Stream 1 – eine zweite Verbindung zwischen den Gasfeldern der Jamal-Halbinsel und dem Anlandepunkt Lubmin in Deutschland geschlossen. Von hier aus kann das Gas in Richtung der Europäischen Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) transportiert werden. Der Weitertransport über die EUGAL ermöglicht die Versorgung Süddeutschlands, aber auch die Versorgung der Gasverbraucher in Tschechien, Österreich, Slowakei bis nach Italien und Südosteuropa. Das Angebot einer Abzweigung der EUGAL zur Versorgung Polens ist von Polen nicht angenommen worden.

Die Nord Stream 2-Pipeline bindet die neuen Felder über eine um 2.100 km kürzere Route an den deutschen Erdgasmarkt an. Der Transportweg aus den Feldern der Nadym-Pur-Taz-Region über die Ukraine beträgt rund 6.400 km und das innerrussische Gasnetz kann aus Kapazitätsgründen nur begrenzt für den Abtransport der Produktion aus Bovanenkovskoye in Richtung Ukraine genutzt werden. Der Weg aus Bovanenkovskoye über die Nord Stream 2-Pipeline beträgt nur 4.300 km. Sie ist damit effizienter und verursacht geringere Methanemissionen. Bezogen auf den gesamten Weg von der Lagerstätte bis zur Anbindung an den EU-Gasmarkt ist die Pipeline durch den Einsatz moderner Verdichtertechnik und größerer Röhren auch energieeffizienter als die bestehenden historischen Transitrouten. Sie verbindet damit Versorgungssicherheit mit dem Nachhaltigkeitsaspekt eines modernen Transportweges.

3.4 Zusätzlicher Kapazitätspuffer durch Nord Stream 2

Die Antragstellerin trägt vor, durch Nord Stream 2 einen zusätzlichen Kapazitätspuffer für den deutschen und europäischen Gasmarkt bereitzustellen. Sie führt dabei aus, dass für die Widerstandsfähigkeit eines Gassystems die Frage der maximalen technischen Einspeisekapazität in die EU (Importpipelines und Gasspeicherinfrastruktur) zur Deckung des Gasbedarf an einem Tag mit Spitzennachfrage ein wesentliches Kriterium ist. Ausweislich des von der Antragstellerin vorgelegten Gutachtens (Frontier, Ergänzung vom 3. September 2021) steigt die jeweilige Reverse Flow- oder Pufferkapazität, ceteris paribus hinsichtlich der auch in der Zeitreihe bis ins Jahr 2040

unverändert angenommenen übrigen Importpipelinekapazitäten in die EU, um 20% gegenüber dem Status quo (ebenfalls über diese Zeitreihe).

Mit der zusätzlichen Importkapazität durch Nord Stream 2-Pipeline würde dadurch, selbst für den Fall, dass zusätzliche Gasmengen zur Deckung der Nachfrage nicht erforderlich wären, durch die Ausweitung des Puffers zusätzliche Resilienz für die EU-Versorgung geschaffen. Die Ausführungen der Antragstellerin bezüglich der Erhöhung der Einspeisekapazität und dem damit zusätzlichen entstehenden Kapazitätspuffer für Spitzennachfrage erscheinen im Rahmen dieser Prüfung, und unter der genannten Annahme des Fortbestands der bereits bestehenden europäischen Gesamtkapazität, nachvollziehbar.

3.5 Zwischenfazit

Die europäische Gasnachfrage war in den letzten Jahren relativ konstant, dabei hat sich die Importabhängigkeit der EU deutlich erhöht hat und liegt heute bei fast 90 % liegt. In den 2020er- und auch frühen 2030er-Jahren ist ein weiter hoher Gasimportbedarf zu erwarten. In diesem Kontext erhöht die Nord Stream 2-Pipeline die europäische Versorgungssicherheit, da sie die Gasversorgung aus neuen Feldern der Jamal-Halbinsel ermöglicht. Deren vollständiger Transport wäre ohne die zusätzlichen Kapazitäten der Nord Stream 2-Pipeline auf der Basis der aktuellen Rahmenbedingungen nicht möglich. Darüber hinaus erhöht die Pipeline die Resilienz des europäischen Gasversorgungssystems, da sie einen zusätzlichen Kapazitätspuffer für Nachfragespitzen bereitstellt.

4 Maßnahmen der EU zur Stärkung der Resilienz des Gasbinnenmarktes

Die EU und ihre Mitgliedstaaten haben in den letzten gut 15 Jahren eine ganze Reihe von Maßnahmen beschlossen und umgesetzt, die darauf abzielen, die Gasversorgungssicherheit sowohl einzelner Mitgliedstaaten, als auch der EU insgesamt zu erhöhen (sog. Resilienz). Damit reagierte die EU auf Unterbrechungen von Gaslieferungen aus Russland. Resilienz wird dabei verstanden als die Fähigkeit, die Funktionsweise des Gasmarktes auch unter Belastung aufrechtzuerhalten. Diese Maßnahmen der EU zur Stärkung der Resilienz des Gasbinnenmarktes werden in den folgenden Abschnitten beschrieben. Sie sind insbesondere für die Beurteilung der von Mitgliedstaaten im Rahmen der Konsultation dargelegten Auffassungen relevant.

4.1 Resilienz durch Ausbau der Infrastruktur und Diversifizierung

Die Resilienz des EU-Gasbinnenmarkts wurde bzw. wird durch den Ausbau der Gasversorgungsinfrastruktur, vor allem durch die Diversifizierung der Transportrouten und der Quellen, kontinuierlich erheblich gestärkt. Als direktes Ergebnis, dem Prinzip der Energiesolidarität folgend, wurden insbesondere in den vergangenen 15 Jahren die historisch bedingte Struktur des Gasversorgungssystems in Osteuropa umgebaut. So können einseitige Abhängigkeiten von einem einzelnen Lieferanten minimiert werden. Insbesondere die osteuropäischen EU-Mitgliedsstaaten haben ihre Transportwege systematisch diversifiziert und sind heute regional gut in den Gasbinnenmarkt integriert bzw. treiben diese Integration weiter voran. Zudem verfolgen einzelne Mitgliedstaaten gezielte Strategien, um sich von Direktlieferungen aus Russland unabhängig zu machen.

Polen verfügt inzwischen über ausreichend Importkapazitäten und kann seinen heimischen Gasbedarf vollständig ohne russische Importe decken. Zu den Alternativen für Polen gehören die Versorgung mit LNG, hier ist ein weiterer Ausbau der LNG-Importkapazitäten in Planung, die Baltic Pipe-Verbindung mit Norwegen, die bidirektionale Pipeline mit Tschechien sowie ein Anteil Eigenproduktion. Hinzu kommen Versorgungsmöglichkeiten aus Deutschland. Diese Maßnahmen sollen über den Belarus-Korridor möglichen Versorgungsrisiken begegnen.

Die inzwischen gute regionale Integration der baltischen Staaten inklusive ihres Anschlusses an das EU-Gasnetz sowie ein LNG-Terminal minimieren Risiken der Versorgung mit Gas im Baltikum.

Tschechien partizipiert über Deutschland an der Versorgung aus Nord Stream 1-Pipeline und ist über Österreich mit dem westeuropäischen Gasnetz verbunden.

Als klassisches Gastransitland ist die Slowakei eng mit Tschechien und Österreich verbunden. Darüber hinaus ist die Slowakei in regionale Pipelineprojekte, z. B. eine neue Verbindung mit Polen, eingebunden.

Ungarn verfügt über signifikante Transitkapazitäten, ist an die TurkStream-Pipeline angebunden und profitiert zusätzlich von dem LNG-Terminal in Krk (Kroatien). Ungarn verfügt daher über ein hohes Maß an Gasversorgungssicherheit gestärkt.

4.2 Resilienz durch bidirektionale Verbindungen (Reverse Flows)

Zur Diversifizierung der Importwege und Verringerung der Abhängigkeiten wurden bereits in der Vergangenheit umfänglich bidirektionale Verbindungen (Reverse Flows) in der gesamten EU realisiert. Darüber hinaus befinden sich aktuell eine Reihe von Reverse Flow-Projekten in unterschiedlichen Realisierungsstufen, viele davon bereits mit einer finalen Investitionsentscheidung. Reverse Flow trägt ganz erheblich zur Marktliquidität, Diversifizierung, Preisegalisierung und insgesamt zur Resilienz der EU-Gasversorgungssysteme bei. Dies trifft insbesondere für die östlichen Mitgliedsstaaten mit hohen einseitigen Lieferantenanteilen sowie die Ukraine zu.

Zu wichtigen Reverse Flow-Verbindungen gehören der Trans-Balkan-Korridor (Bulgarien-Rumänien-Ukraine) mit Anbindung an die Ukraine, die Verbindung Rumänien-Ungarn, die Trans-Austria-Gasleitung (Slowakei-Österreich-Italien-Slowenien-Kroatien) sowie die Verbindungen in die Ukraine durch die Slowakei, Polen und Ungarn. Diese seit dem Jahr 2014 etablierten physischen und seit dem Jahr 2020 virtuellen Reverse Flows senken die Abhängigkeit von Direktlieferungen der Ukraine aus Russland und ermöglichen der EU den Zugang zu zusätzlichen Speicherkapazitäten.

4.3 Resilienz durch wettbewerbliche Umgestaltungen

Um die Position der Mitgliedstaaten gegenüber Gasimporteuren zu stärken, hat die EU eine Reihe von Maßnahmen umgesetzt, die den Wettbewerb im Erdgasbinnenmarkt gestärkt haben. Als Folge fand in den letzten Jahren eine Preisangleichung auf den europäischen Gasmärkten statt, die sich vor allem aus der Umgestaltung der Langfristverträge von östlichen Mitgliedstaaten mit Gazprom ergab. Es wurden Einschränkungen des Weiterverkaufs von aus Russland bezogenem Gas abgeschafft (Endverbleibsklauseln), wodurch ein grenzüberschreitender Verkauf gefördert wird. Ebenso gibt es weitgehend keine „take-or-pay“-Klauseln mehr, die Abnehmer zur Zahlung verpflichten, unabhängig davon, ob die Vertragsmenge tatsächlich abgenommen wurde.

Zudem werden Swapgeschäfte zwischen Mitgliedstaaten ermöglicht, wodurch ein virtueller Reverse Flow entstehen kann. Des Weiteren haben Kunden von Langfristverträgen inzwischen die Möglichkeit zur Preisanpassung an Hub-Preise.

Insgesamt wurde der Wettbewerb auf einigen in besonderem Maße einseitig abhängigen Märkten substantiell gestärkt und bestehende Preisgefälle innerhalb der EU sehr deutlich verringert.

4.4 Resilienz durch Ausweitung des Binnenmarktrechts

Auch das Gasbinnenmarktrecht wurde als Reaktion auf die verschiedenen Gaskrisen der vergangenen Jahre angepasst und weiterentwickelt. Das Gasbinnenmarktrecht ermöglicht verschiedene rechtliche und tatsächliche Verbesserungen zur Integration des EU-Gasbinnenmarkts, steigert damit die Resilienz der Gasversorgung und minimiert das Risiko von Lieferschocks. So sieht die GasRL aus dem Jahr 2019 vor, dass nunmehr auch auf Importpipelines das Regulierungsrecht des dritten Binnenmarktpaketes anzuwenden ist. Damit wird grundsätzlich der Marktzugang vereinfacht und der Wettbewerb gesteigert.

4.5 Resilienz belegt durch EU-Stresstests in Extremsituationen

Der ENTSO-G Winter Supply Outlook 2021/2022 bestätigt, dass die Beschaffenheit des europäischen Gasbinnenmarkts und seine Gasversorgung genug Flexibilität bieten, um die Versorgungssicherheit in Europa zu gewährleisten. Dies setzt voraus, dass Gasmengen in ähnlichen Volumina nach Europa importiert werden wie in vergangenen Jahren. Insbesondere durch den Ausbau von Infrastruktur konnte die Versorgungssicherheit in Süd- und Osteuropa signifikant erhöht werden. Nur einzelne verbleibende Einschränkungen lokaler Infrastrukturen verhindern die vollumfängliche Versorgungssicherheit in jedem von ENTSO-G geprüften Extremszenario (extreme langanhaltende Kälte in Kombination mit dem Ausfall von Infrastrukturen). Dies betrifft insbesondere die Länder entlang der Transitinfrastrukturen Ukraine und Baltische Staaten/Finnland. Sollte es einen überdurchschnittlich kalten Winter geben, müsste 5-10 % mehr Gas über Pipelines oder LNG importiert werden als die Maximalvolumina, die in vergangenen Jahren benötigt wurden.

Die aktuellen ENTSO-G Stresstests untersuchen teils mehrwöchige Unterbrechungen von Gastransitrouten kombiniert mit Extremkälteperioden: Im Szenario Lieferunterbrechung des Ukraine-Transits in Kombination mit einer Extremkälteperiode sowie geringen Speicherfüllständen könnten alle Länder mit Anschluss an diesen Transitzkorridor von einer leichten Kürzung der Nachfrage betroffen sein. Die Integration des Gasbinnenmarkts ermöglicht es jedoch, diesem Versorgungsrisiko in den meisten Ländern vollständig zu begegnen. Einschränkungen gibt es bei Infrastrukturen zwischen Bulgarien, Rumänien und Griechenland. Alle EU-Gasexporte Richtung Ukraine könnten jedoch bedient werden. Dies gilt auch für teils mehrwöchige Lieferunterbrechungen.

Im Szenario Lieferunterbrechungen des Belarus-Transits in Kombination mit einer Extremkälteperiode sowie geringen Speicherfüllständen zeigen sowohl im Kurz-, als auch im Langfristszenario, dass die regionale und EU-Gasbinnenmarktintegration entsprechende Unterbrechungen durch alternative Versorgungsmöglichkeiten kompensieren kann. Zwar nimmt die weitere Flexibilität bzgl. einer angemessenen Reaktion in Form einer alternativen Versorgung ab, allerdings ist die Versorgungssicherheit grundsätzlich gesichert.

Ähnliche Resultate ergeben die Szenarioanalysen für die baltischen Staaten und Finnland, legt man dieselben wie oben beschriebenen Szenario-Prüfmaßstäbe (Szenariobetrachtungen unter Verwendung von Extremkälteperioden, geringe Speicherfüllstände, Lieferunterbrechungen) an.

4.6 Resilienz durch Notfallvorkehrungen

Die EU hat diverse Rahmenbedingungen geschaffen, die die Resilienz des Gasbinnenmarktes und die ihrer Mitgliedstaaten erheblich sichern. Hierzu gehören der zwischenstaatliche Austausch und die Erstellung von Risikobewertungen, Präventions- und Notfallplänen, die Etablierung von Solidaritätsmaßnahmen in Zeiten extremer Gasmangellagen, das Monitoring von Risiken durch Ländergruppen, die entlang der Gastransitrouten institutionalisiert sind sowie die Durchführung von nationalen Stresstests. Diese Maßnahmen definiert die im Jahr 2017 in Kraft getretene Verordnung (EU) 2017/1938 zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (sog. „SoS-VO“). Alle Maßnahmen zielen darauf ab, die Abhängigkeit einzelner EU-

Mitgliedstaaten von Lieferungen aus Drittstaaten zu reduzieren bzw. die Resilienz gegen Lieferausfälle zu erhöhen. Im Folgenden werden die wichtigsten Resilienz-Rahmenbedingungen beschrieben.

Darüber hinaus monitort und verbessert die EU-Kommission kontinuierlich die Versorgungssicherheit der EU. Für Dezember 2021 plant sie die Veröffentlichung einer adaptierten Richtlinie, die die Versorgungssicherheit noch einmal erheblich, z. B. durch einfacheren Zugang zu Gasspeicherkapazitäten, stärken soll.

4.6.1 Risikobewertungen sowie Präventions- und Notfallpläne

Die SoS-VO verpflichtet alle EU-Mitgliedstaaten, turnusmäßig Präventionspläne mit erforderlichen Maßnahmen zu erstellen und zu aktualisieren. Hierdurch werden Risiken beseitigt oder gemindert, die in der gemeinsamen und einzelstaatlichen Bewertung festgestellt wurden. Zusammenfassend ergibt sich, dass die Erdgasversorgungslage in hohem Maße sicher und zuverlässig ist.

Aus den in diesem Zusammenhang erstellten Risikobewertungen geht hervor, dass Deutschland die Anforderungen der in der SoS-VO festgelegten Infrastruktur- und Versorgungsstandards in vollem Umfang erfüllt. Für die Versorgung des deutschen Markts stehen verhältnismäßig viele Importrouten, auch mit Reverse Flow-Möglichkeiten, zur Verfügung. Auch die angrenzenden Märkte können aus Deutschland über verschiedene Verbindungs- und Transitzkorridore Gas beziehen. Das bedeutet, dass sowohl für den deutschen, als auch für die benachbarten Märkte das Risiko von ernststen Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit durch den Ausfall einzelner Importlieferinfrastrukturen sehr begrenzt ist.

4.6.2 Solidaritätsmechanismen für extreme Gasmangellagen

Solidaritätsverträge schützen die europäische Versorgungssicherheit in extremen Gasmangellagen. Hierzu verpflichtet die SoS-VO die EU-Mitgliedsstaaten, als letztes Mittel solidarisch Gas an benachbarte EU-Mitgliedstaaten zu liefern. Über Zwangsmaßnahmen wie „Abschaltungen“ der Industriekunden kann so beschafftes Gas grenzüberschreitend zur Belieferung geschützter Kunden bereitgestellt werden. Diese geschützten Kunden sind vor allem private Haushalte und ihre Wärmeversorgung. Bilaterale Solidaritätsabkommen regeln die Umsetzung. Deutschland konnte bereits im Dezember 2020 als erstes EU-Mitgliedstaat das erste Abkommen mit Dänemark abschließen. Weitere mit Österreich, Italien und Tschechien folgen innerhalb der nächsten Monate. Der deutsche Vertragsentwurf wird als Grundlage für bilaterale Abschlüsse anderer Staaten, z. B. der baltischen Staaten/ Finnland und Italien-Slowenien im vierten Quartal des Jahres 2021, genutzt.

4.6.3 Meldung von grenzüberschreitenden Gaslieferverträgen

Zum Monitoring und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gehören ferner Meldepflichten der Gaslieferanten für bestimmte Parameter von Gaslieferverträgen mit grenzüberschreitender und langfristiger Dimension. Die SoS-VO verpflichtet Erdgasunternehmen Verträge mit Gaslieferanten zu melden, die mindestens 28 % des jährlichen Gasverbrauches in Deutschland betragen.

4.6.4 Risikogruppen entlang der Gas-Transitkorridore

Die Basis für eine verstärkte regionale Kooperation zum kontinuierlichen und länderübergreifenden Monitoring, Risikoanalyse und somit Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der EU ist der Austausch von EU-Mitgliedstaaten in 13 Risikogruppen. Die Zusammensetzung der Gruppen orientiert sich entlang der Gas-Transitkorridore. Deutschland engagiert sich aufgrund seiner geografischen Lage in acht der 13 Gruppen. Für die Resilienz der osteuropäischen Gasversorgung ist insbesondere der Versorgungskorridor Ost, und hier im Speziellen die Ukraine-Risikogruppe, von Bedeutung. Sie umfasst neben Deutschland alle betroffenen Länder Ost-/Südeuropas sowie Luxemburg.

4.6.5 Nationale Stresstests und Krisenübungen

Turnusmäßig durchgeführte nationale Stresstests stellen das nationale, hier deutsche, Gasversorgungssystem auf die Probe. Die Stresstests zeigen, dass die vorgesehenen Notfallmaßnahmen und Informationsprozesse im Bereich gaswirtschaftliches Krisenmanagement und Informationsprozesse in Deutschland gut funktionieren.

Beispielsweise wurde auf der Grundlage des Zivilschutz- und Katastrophenhilfegesetz (ZSKG) im November 2018 die achte länderübergreifende Krisenmanagementübung durchgeführt. Fokus war eine großflächige nationale „Gasmangellage“ mit unmittelbaren Auswirkungen auf private Haushalte. Im Übungsszenario wurde eine besonders kalte und lange Winterperiode angenommen. Ergänzt wurde das Szenario mit technischen, wirtschaftlichen und witterungsbedingten Faktoren, wie z. B. Ausfälle der Gasimporte an Grenzübergangspunkten, die zusammengenommen zu einem Gasengpass führten. Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber führen in Verbindung mit der BNetzA regelmäßige Krisenübungen durch.

4.7 Resilienz durch LNG-Importoptionen

Die EU-Importinfrastruktur für LNG ist mit derzeit 20 LNG-Terminals und einer Importkapazität i. H. v. 158 Mrd. m³/Jahr gut ausgebaut und bedient über direkte Infrastrukturverbindungen der LNG-Terminals Dunkerque (Frankreich), Rotterdam Gate (Niederlande) und Zeebrugge (Belgien) auch den deutschen Markt.

Die LNG-Importkapazitäten der EU sind in den letzten Jahren im Durchschnitt nur zu rund 30 % ausgelastet gewesen und bieten somit Spielraum, bei Rückgang oder Ausfall russischer Pipeline-Lieferungen Gasimporte in hohem Maß zu kompensieren: Im Fünf-Jahres-Durchschnitt der Jahre 2016 bis 2020 betrugen russische Gas-Pipelinelieferungen in die EU 156 Mrd. m³/Jahr. Die Importkapazität der EU-LNG-Terminals belief sich in den Jahren 2016 bis 2020 auf 204 Mrd. m³/Jahr, von denen im Schnitt jedoch 142 Mrd. m³/Jahr ungenutzt blieben. Durchschnittlich hätten in diesen Jahren somit 91 % der russischen Pipeline-Importe durch LNG kompensiert werden können (unter der Prämisse eines entsprechenden LNG-Angebots).

Durch den Austritt Großbritanniens aus dem EU-Binnenmarkt hat sich die LNG-Importkapazität in die EU im Jahr 2021 auf 158 Mrd. m³/Jahr verringert. Zieht man oben genannte Durchschnittswerte für Terminalauslastung und russische Gasimporte der letzten Jahre heran, ergibt sich weiterhin ein „Kompensationspotential“ von 71 %.

Diese Tendenz verstärkt sich aktuell noch: Durch Aus- bzw. Neubau europäischer LNG-Terminals sind über die kommenden Jahre weitere 44 Mrd. m³/Jahr an zusätzlichen LNG-Importkapazitäten zu erwarten. Einberechnet sind hier auch die in Brunsbüttel und Stade geplanten deutschen LNG-Terminals mit einer Jahreskapazität von 8 bzw. 12 Mrd. m³/Jahr. Geht man davon aus, dass die Terminalauslastung auch künftig bei lediglich 30 % liegen wird und addiert man den zu erwartenden Zuwachs hinzu, wird ein Wert von 154 Mrd. m³/Jahr an freien Kapazitäten erreicht, der die russischen Liefermengen des Jahres 2020 (145 Mrd. m³) sogar übertreffen würde.

LNG trägt heute bereits insbesondere zur Diversifizierung der Gasversorgung von Polen als traditionellem Transitland bei. So kann Polens Gasimportbedarf von rund 14 Mrd. m³/Jahr schon heute mit 5 Mrd. m³ aus LNG-Importen gedeckt werden. Durch weiteren Ausbau erhöht sich ab dem Jahr 2023 die polnische LNG-Importkapazität zudem auf bis zu 15,5 Mrd. m³. Unter Berücksichtigung von nicht-russischen Pipeline-Importen sowie eigenen Produktionskapazitäten ist Polen bereits heute nicht auf russische Gasimporte angewiesen und wird diese Unabhängigkeit künftig weiter manifestieren können.

Sobald die bis zum Jahr 2024 geplante Verbindung des ungarischen mit dem slowenischen Gasnetz besteht, könnte Ungarn – ebenfalls traditionelles Transitland (eigene Nachfrage rund 10 Mrd. m³/Jahr; Importkapazitäten 37 Mrd. m³/Jahr) – außerdem indirekt durch italienische LNG-Importinfrastruktur (Kapazitäten von 15 Mrd. m³/Jahr) versorgt werden.

Das polnische LNG-Terminal in Swinoujscie sowie das in im Jahr 2021 in Betrieb genommene kroatische Terminal auf der Insel Krk, sollen perspektivisch zudem als Start- bzw. Endpunkte der geplanten Nord-Süd-Route zur Verbindung osteuropäischer Länder dienen.

Auch in den baltischen Staaten trägt LNG maßgeblich zur Resilienz des Gasmarkts bei: Allein durch das LNG-Importterminal „FSRU Independence“ (Klaipeda, Litauen) mit einer Kapazität i. H. v. 4 Mrd. m³/Jahr könnte der Gasbedarfs Litauens, Lettlands und Estlands nahezu vollständig gedeckt werden.

Abschließend ist zu konstatieren, dass die in der EU betriebene LNG-Infrastruktur erheblich zur Gas-Versorgungssicherheit der EU und zur Resilienz gegen den Ausfall russischer Pipeline-Lieferungen beiträgt. Die LNG-Infrastruktur komplettiert somit die Maßnahmen der EU und ihrer Mitgliedstaaten, um die Gasversorgungssysteme und ihre Resilienz gegen Lieferengpässe oder Komplettausfälle von Transitrouten zu sichern.

4.8 Zwischenfazit

Wie in Abschnitt 3.1 dargestellt wird der Gasbedarf von EU-Mitgliedstaaten größtenteils durch Importe gedeckt. Dabei kommt ein hoher Anteil von Gaslieferungen aus Russland. Deshalb haben die EU und ihre Mitgliedstaaten, seit den Gaskrisen der Jahre 2006 und 2009 systematisch Vorkehrungen getroffen, um die Gasversorgungssicherheit innerhalb der EU zu stärken. Diese Maßnahmen ermöglichen je nach Krisensituation die Aufrechterhaltung der Gasversorgung der Mitgliedstaaten untereinander. Darüber hinaus bestätigen auch aktuelle Szenarioanalysen mit Kombinationen aus Lieferausfällen und Kältewellen die inzwischen starke Resilienz der Gasmärkte in den Mitgliedstaaten wie des Gasbinnenmarktes insgesamt.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Gefährdung der Versorgungssicherheit gerade einzelner Mitgliedstaaten durch die Abhängigkeit von einem Hauptlieferanten aufgrund der ergriffenen Maßnahmen heute signifikant geringer ist als vor rund 15 Jahren.

5 Berücksichtigung der besonderen Umstände des Einzelfalls und des betreffenden Drittstaats

Im Rahmen seiner Bewertung, ob die Zertifizierung zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit Deutschlands oder der EU führt, hat das BMWi die besonderen Umstände des Einzelfalls und des betreffenden Drittstaats gem. § 4b Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EnWG zu berücksichtigen.

Besondere Umstände in diesem Sinne sind nach Auffassung des BMWi im Wesentlichen solche, die vorhersehbar und unmittelbar Auswirkungen auf die Gasimportkapazitäten der EU-Mitgliedstaaten haben oder sich direkt aus der Person des Drittstaats ergeben und begründete Zweifel an seiner Zuverlässigkeit wecken, auch hinsichtlich seines in der Vergangenheit gezeigten Verhaltens.

Aus Sicht des BMWi geht es bei den „besonderen Umständen des Einzelfalls“ darum, dass Russland der wichtigste Gaslieferant für die EU ist und in dieser Rolle grundsätzlich verlässlich ist, aber es in der Vergangenheit gleichwohl zu einigen Lieferunterbrechungen gekommen ist. Zu bewerten ist vorliegend deshalb, ob die Zertifizierung der Nord Stream 2-Pipeline die Importabhängigkeit der EU und ihrer Mitgliedstaaten von Russland in einer Weise verstärkt, dass eine Gefährdung der Gasversorgungssicherheit konkret absehbar ist.

Dabei ist zunächst festzustellen, dass der Wortlaut des § 4b Abs. 2 sowie Abs. 3 Satz 1 EnWG lediglich die Prüfung der Auswirkungen einer Zertifizierung auf eine mögliche Gefährdung der Gasversorgungssicherheit verlangt. In der nachfolgenden Bewertung geht das BMWi darüber hinaus auch auf die anschließende Inbetriebnahme der Pipeline und die zukünftige Erdgasdurchleitung ein, da sich nach Ansicht des BMWi nur hierdurch konkrete Gefährdungen der Versorgungssicherheit ergeben dürften. Im Folgenden sind daher die Auswirkungen der Inbetriebnahme mitgemeint, wenn von den Folgen der Zertifizierung die Rede ist, soweit nicht anders vermerkt.

Im Rahmen der Prüfung der besonderen Umstände des Einzelfalls sowie des Drittstaats ist ferner der Grundsatz der Energiesolidarität zu beachten. Er verlangt, diejenigen Auswirkungen zu berücksichtigen, die die Zertifizierung der Antragstellerin der Pipeline auf die Versorgungssicherheit anderer europäischer Mitgliedstaaten hat (zur Energiesolidarität s. Abschnitt 1.4).

Im folgenden Abschnitt 5.1 wird geprüft, ob sich aus der Kontrolle der Antragstellerin durch das Drittstaatsunternehmen PJSC Gazprom Umstände ergeben, die zu einer Gefährdung für die Versorgungssicherheit führen können.

Die Prüfung, welche Auswirkungen die Zertifizierung auf die Versorgungssicherheit konkret betroffener EU-Mitgliedstaaten hat, erfolgt in Abschnitt 5.2, v. a. mit Blick auf bestehende Gasimportabhängigkeiten und Gasflüsse sowie der Möglichkeit, diese künftig zu verschieben.

Die Frage möglicher Auswirkungen der Zertifizierung auf den bestehenden Gastransit durch die Ukraine wird mit Blick auf Folgen für die Versorgungssicherheit in Abschnitt 5.3 bewertet.

In Abschnitt 5.4 wird die Rolle des Drittstaats (Russlands) hinsichtlich der Einflussnahme auf Gaslieferungen in die EU und eventuelle Auswirkungen auf den Betrieb der Nord Stream 2-Pipeline geprüft. Dabei geht es um die Bewertung der

Möglichkeit der Einflussnahme der staatseigenen PJSC Gazprom bzw. Russlands auf den Transportnetzbetrieb durch die Antragstellerin.

5.1 Bedeutung der Kontrolle der Antragstellerin durch die PJSC Gazprom

Im Folgenden wird geprüft, ob sich aus der Kontrolle der Antragstellerin durch die PJSC Gazprom besondere Umstände im Sinne des § 4b Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EnWG ergeben, die vom BMWi im Rahmen der vorliegenden Bewertung berücksichtigt werden müssen.

Insbesondere in der Beiladungsschrift der PGNiG werden als wesentliche kritische Argumente angeführt, dass

- die Mehrheitsbeteiligung Russlands an PJSC Gazprom und damit mittelbar an der Antragstellerin zu einem hohen Maß zu staatlicher Einflussnahme führe,
- das Exportmonopol für Gas der PJSC Gazprom einen unmittelbaren Durchgriff auch auf den Netzbetrieb der Antragstellerin ermögliche,
- Überkapazitäten bei den Transportleitungen zu Verdrängungseffekten führten und
- die Antragstellerin als konzernzugehörige Netzbetreiberin sich entsprechende Entscheidungen zurechnen lassen müsse.

Wie dargestellt, werden im Rahmen der vorliegenden Prüfung Umstände zu Grunde gelegt, die die Frage von Folgen für die Versorgungssicherheit mit Blick auf die Zertifizierung der Nord Stream 2 AG betreffen und deren Eintritt auch hinreichend wahrscheinlich ist. Umstände, die einen Verstoß gegen regulierungsrechtliche Vorgaben, insbesondere die Voraussetzungen für die Anerkennung der ITO-Option darstellten, würden von der BNetzA geprüft und ggf. sanktioniert. Sie sind nicht Gegenstand der Prüfung des BMWi.

Soweit es um die staatliche Mehrheitsbeteiligung an der PJSC Gazprom und das zu Gunsten der PJSC Gazprom bestehende Exportmonopol für Pipelinegas geht, schließt beides eine ITO-Zertifizierung nicht aus. Da der Umstand der Kontrolle durch Drittstaatsangehörige Anknüpfungspunkt für die Versorgungssicherheitsprüfung nach § 4b EnWG ist, kommt der Unabhängigkeit des Netzbetreibers im Rahmen der Zertifizierung und der Aufsicht durch die BNetzA besondere Bedeutung zu.

Soweit es um mögliche Einflussnahmen über die Mehrheitsbeteiligung geht, liegen aus Sicht des BMWi keine konkreten Informationen vor, die eine hieraus resultierende drohende Gefährdung der Versorgungssicherheit belegen. Die Beigeladene führt in diesem Zusammenhang Aktivitäten der Gazprom-Gruppe in der Vergangenheit auf, die aus Sicht der Beigeladenen geeignet waren, die Versorgungssicherheit einzelner EU-Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen. Aus dem Verhalten der Gazprom-Gruppe in der Vergangenheit kann jedoch nicht ohne weiteres darauf geschlossen werden, dass sich solche Aktivitäten wiederholen.

Mit Blick auf die von der Beigeladenen angeführten sog. „systematischen und langjährigen Geschäftspraktiken“ der Gazprom (S. 37 der Stellungnahme der Beigeladenen PGNiG vom 20. Oktober 2021) ist festzustellen, dass diese Vertragsbestimmungen und etwaige Wettbewerbsverstöße nicht geeignet sind oder waren, die Versorgungssicherheit in der EU erheblich zu beeinträchtigen. Hierzu ist zudem

festzustellen, dass die EU und ihre Mitgliedstaaten einer solchen Situation inzwischen mit Hilfe der bestehenden Resilienzmechanismen (vgl. Kapitel 4, insbesondere Gas-Solidarität, 4.6) wesentlich effektiver begegnen könnten. Schließlich würde es, sofern es zu weiteren Fällen solcher von der Beigeladenen PGNiG vorgebrachten „Geschäftspraktiken“ der Gazprom käme, wofür nach den dem BMWi vorliegenden Tatsachen keine konkreten Anhaltspunkte bestehen, zu wettbewerbsrechtlichen Verfahren und möglicherweise entsprechenden Sanktionen und Unterlassungsanordnungen der Wettbewerbsaufsicht kommen.

Die Beteiligten tragen weiter vor, dass durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2-Pipeline die Abhängigkeit der EU von russischen Gasimporten weiter steigt. Hieraus schließen sie auf eine Gefährdung der Versorgungssicherheit.

Hierzu ist zunächst festzustellen, dass dem Gefährdungspotential von Abhängigkeiten von einzelnen Bezugsquellen, wie sie von der Beteiligten vorgetragen werden, am besten dadurch begegnet wird, dass die Importquellen diversifiziert und gleichzeitig durch entsprechende Maßnahmen die Resilienz der Gasversorgungssicherheit der EU gestärkt werden. Insoweit wird verwiesen auf die Ausführungen in Abschnitt 5.2, in denen dargelegt wird, dass allein aus der Erweiterung der Importkapazitäten aus Russland nicht zwingend eine Steigerung der Abhängigkeit folgt; daher kann auch nicht ohne weiteres auf eine Gefährdung der Versorgungssicherheit geschlossen werden. Zugleich ist zu betonen, dass die Abhängigkeit von Erdgaslieferungen eine wechselseitige ist, da eine Transportunterbrechung unmittelbar zu Einnahmeausfällen für die PJSC Gazprom bzw. für den russischen Staat selbst führen würde, was die Eintrittswahrscheinlichkeit der beschriebenen Gefährdungslage gering erscheinen lässt. Hierauf wird in den folgenden Abschnitten noch näher eingegangen.

Für eine Gefährdung der Versorgungssicherheit der EU dadurch, dass die PJSC Gazprom die Antragstellerin zu einem schädigenden Verhalten anweist, d. h. auf diese „durchgreift“, gibt es nach den dem BMWi vorliegenden Tatsachen keine Anhaltspunkte. Bei einem „Durchgriff“ der Lieferantin auf die Transportnetzbetreiberin – hierbei handelte es sich um einen evidenten Verstoß gegen entflechtungsrechtliche Vorgaben – ist es gerade Aufgabe der Regulierungsaufsicht, die Unabhängigkeit der Netzbetreiberin zu überwachen und Verstöße zu sanktionieren. In Abschnitt 5.4 wird auf die konkrete Rolle des Drittstaates bezüglich des Betriebs der Nord Stream 2-Pipeline näher eingegangen.

Ob, wie geltend gemacht, die zusätzliche Importkapazität der Nord Stream 2-Pipeline zu Überkapazitäten bei Transportleitungen führt, ist nicht rein rechnerisch zu bewerten. Zum einen geht es im vorliegenden Zertifizierungsantrag nicht um eine regulierungsrechtliche Bedarfsprüfung für die Nord Stream 2-Importpipeline. Zum anderen wurde bereits dargelegt, dass die eigenständige Pipeline auf dieser Route die Erschließung von neuen Lieferquellen ermöglicht, der Streckenverlauf effizient ist und einer geringeren Verdichterleistung bedarf (vgl. Abschnitt 3).

Die Beigeladene macht schließlich geltend, die Antragstellerin müsse sich das Verhalten der PJSC Gazprom zurechnen lassen (S. 12, o. g. Stellungnahme PGNiG). Für eine solche generelle Mithaftung oder Verantwortlichkeit für Verhalten der PJSC Gazprom zur eigenen Verantwortung der Antragstellerin gibt das Regulierungsrecht keinen Ansatz. Ein solcher Automatismus widerspräche auch den Grundsätzen der Entflechtung in den ITO- und ISO-Modellen. Soweit die für den ITO-Fall

vorgegebene Trennung der Geschäftsfelder eingehalten wird (dies zu überprüfen obliegt der BNetzA, s.o.), kann nicht unterstellt werden, dass die Antragstellerin sich das Verhalten der Gazprom zurechnen lassen muss.

5.2 Auswirkungen der Zertifizierung der Nord Stream 2 auf die Abhängigkeit bestimmter EU-Mitgliedstaaten

Im Folgenden werden die besonderen Umstände des Einzelfalles gemäß § 4b Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EnWG im Lichte des Grundsatzes der Energiesolidarität dahin untersucht, welche Auswirkungen die Zertifizierung der Nord Stream 2 auf die Versorgungssicherheit einzelner EU-Mitgliedstaaten hat. Hierbei kommt der Gasimportabhängigkeit und den konkreten Auswirkungen, die eine Inbetriebnahme von Nord Stream 2 hierauf haben, besonderes Gewicht zu.

5.2.1 Bedeutung der Gasimportkapazitäten für die Versorgungssicherheit in den EU-Mitgliedsstaaten

Von den Beteiligten wird geltend gemacht, dass zusätzliche Importleitungskapazitäten nicht wie zuvor ausgeführt zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, sondern zu deren Verschlechterung führen könnten, indem die sie Abhängigkeit von Russland erhöhen.

Hierzu ist zunächst darauf hinzuweisen, dass die EU-Mitgliedstaaten Erdgas in sehr unterschiedlichen Anteilen aus verschiedenen Lieferländern beziehen. Zugleich sind die Gasmärkte in der EU über Interkonnektoren umfangreich vernetzt und miteinander verbunden. Rein numerisch hohe Importanteile können sich auch mit Blick auf ein und dasselbe Lieferland hinsichtlich der Bewertung der Abhängigkeit stark unterscheiden, je nachdem ob es sich um Direktlieferungen über Importpipelines, Transitlieferungen über Drittländer, Umweglieferungen mit Reverse Flow über EU-Handelsplätze (Hubs) oder ggf. auch Lieferungen über den LNG-Markt bzw. einen Mix dieser Importwege handelt.

In der EU ist ein vielfach vernetzter, liquider und wettbewerblicher Gasmarkt mit ausreichend redundanten Import-, Leitungs- und Speichereinfrastrukturen entstanden. Er trägt wesentlich dazu bei, dass die EU als Ganzes und ihre Mitgliedstaaten nicht einseitig, d. h. von einem bestimmten Lieferanten, von Gasimporten abhängig sind (s. Abschnitt 4 zur Resilienz). Er trägt zudem dazu bei, die Risiken, die sich aus dem hohen Importanteil russischen Erdgases an den EU-Importen für die Versorgungssicherheit grundsätzlich ergeben können, soweit wie möglich zu reduzieren.

Das bedeutet zugleich: Entscheidender als die Frage der Höhe des Lieferanteils eines Gasexportlandes in die EU als Ganzes bzw. in einzelne EU-Mitgliedstaaten ist, ob und aufgrund welcher Defizite von Markt oder Infrastruktur, hohe Importanteile auch zu zusätzlichen einseitigen Importabhängigkeiten bzw. zur Unfähigkeit führen, auch ggfs. große Ausfälle kompensieren zu können.

Dem entsprechend hielt es auch der juristische Dienst des Rates der EU mit Blick auf die möglichen Versorgungsfolgen von Krisen und Streitigkeiten außerhalb der EU für fernliegend, dass die Schaffung einer zusätzlichen alternativen Leitungskapazität die Abhängigkeit der EU von einem Gaslieferant erhöhen solle [„the

assumption that the opening of supplementary routes or capacities might increase the Union's dependence on its external energy suppliers is, at the very least, counter intuitive“]. Es stehe nicht im Einklang mit dem Konzept der Versorgungssicherheit, die Nutzung direkter Liefer Routen für den Fall einer Krise in Transitländern zu verwehren (Opinion of the Legal Service of the Council of the European Union, 27. September 2017, Rn. 10, 11).

Das BMWi schließt sich der Einschätzung des juristischen Dienstes an.

5.2.2 Bedeutung der Veränderung der Gasflüsse für die Versorgungssicherheit in den EU-Mitgliedsstaaten

Von den Auswirkungen des Hinzutretens zusätzlicher Kapazitäten (hierzu vorstehend in Abschnitt 5.2.1) zu unterscheiden ist die Frage, ob hinzukommende zusätzliche Pipelinekapazitäten zu Veränderungen bestehender Gasflüsse und der Auslastung bestehender Transport- oder Transitleitungen führen. Diese Frage wird nachstehend untersucht.

Eine Verlagerung bestehender Gasflüsse zu Gunsten der Nord Stream 2-Pipeline erscheint am ehesten bei rückläufiger Gesamtgasnachfrage der EU zu erwarten, da dann eine Optimierung der Pipelineinfrastruktur notwendig wäre. Die EU-Nachfragszenarien gehen aber bis in die 2030er-Jahre von im Wesentlichen konstanter Nachfrage aus (s. oben in Abschnitt 3.2). Nicht auszuschließen ist, dass die Gasnachfrage sogar als Folge des Auslaufens der Kohleverstromung und des gesteigerten Bedarfs in der Stahlindustrie zunehmen könnte; damit würde vor allem der Importbedarf noch einmal steigen.

Zur Deckung dieses Bedarfes, könnte dann auch die Nord Stream 2 beitragen, denn Russland ist perspektivisch in der Lage, auch eine wachsende Marktnachfrage mit Lieferungen zu versorgen.

5.2.3 Prüfung der Abhängigkeit bestimmter Abnehmerländer durch die Versorgung von russischem Erdgas

Im Folgenden werden relevante EU Mitgliedstaaten darauf hin untersucht, ob ihre bestehende Importabhängigkeit von russischem Erdgas durch die Inbetriebnahme von Nord Stream 2 in einem Maß steigt, dass ihre Versorgungssicherheit konkret gefährdet erscheint. Hierbei ist insbesondere auch auf die Bedeutung des bestehenden Ukraine-Transits einzugehen und zu prüfen, welche Auswirkungen dessen Unterbrechung für die Versorgungssicherheit konkret hätte.

Die Mitgliedstaaten Italien, Litauen, Polen, Slowakei und Tschechien haben im Rahmen der Konsultation eine Stellungnahme abgegeben, auf die hier bereits eingegangen wird. In den übrigen Fällen stützen sich die Ausführungen auf allgemein zugängliche Daten.

Dabei wurden in den nachstehenden Tabellen Angaben aus dem Jahresbericht 2020 der PJSC Gazprom und dem BP Statistical Review of World Energy 2021 verwendet. Da in den Angaben der PJSC Gazprom der EU-Binnenhandel nicht berücksichtigt ist, kommt es in Einzelfällen zu Abhängigkeiten von über 100 %. Um die Zahlen vergleichbar zu machen, wurden durchgängig die von der Gazprom

gelieferten Zahlen verwendet. Es gibt nach Einschätzung des BMWi keine vollständig belastbare Statistik, die Mengen im Binnenmarkt nach Herkunftsland aufschlüsselt.

Die zentralen Inhalte der Stellungnahmen der konsultierten Mitgliedstaaten werden in Kapitel 6 dargestellt.

5.2.3.1 Estland

Estland hat im Rahmen der Konsultation keine Stellungnahme abgegeben. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen kommt das BMWi zu folgender Einschätzung. Estland bezieht aus Russland Erdgas von Gazprom export LCC über eine direkte Pipelineanbindung mit Russland, die mit den Feldern der Nadym-Purtaz-Region, wie auch der Jamal-Halbinsel verbunden ist. Estland ist nicht direkt mit den vier russischen Gaskorridoren (Nord Stream 1, Jamal, Ukraine-Gastransitsystem und TurkStream) verbunden.

Tabelle 4: Estland- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	0,5	0,5	0,4
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	0,4	0,4	0,3
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	80 %	60 %	75 %

Wie unter Abschnitt 4.7 bereits ausgeführt, könnte der Bedarf Estlands ebenfalls durch das LNG-Importterminal „FSRU Independence“ (Klaipeda, Litauen) zu fast 100% gedeckt werden. Mit der Fertigstellung des Baltic Connector (Kapazität 2,55 Mrd. m³) zwischen Finnland und Estland im Jahr 2019 hat sich die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen weiter verringert. Er ermöglicht Gaslieferungen in bidirektionaler Richtung und verbessert die Gasversorgungssicherheit in Estland, wie auch in Finnland. Daneben besteht auch eine Pipelineverbindung zwischen dem Untergrundgasspeicher „Incukalna“ in Lettland, der ein Arbeitsvolumen von 2,32 Mrd. m³ bereitstellen kann und damit ebenfalls die Importabhängigkeit Estlands verringert. Eine weitere Verbesserung der Diversifizierung der Gasimporte der baltischen Länder wird im Jahr 2022 mit der Inbetriebnahme des Gas Interkonnektors zwischen Polen und Litauen erwartet.

Eine Gefährdung der Gasversorgungssicherheit Estlands durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2-Pipeline ist damit nicht zu erwarten.

5.2.3.2 Italien

Auf den Vortrag Italiens selbst wird in Abschnitt 6.1.2 eingegangen. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen und den Angaben des Ministero della Transizione Ecologica kommt das BMWi zu folgender Einschätzung.

Das italienische Gasnetz weist hinsichtlich der Versorgungskorridore eine große Differenzierungsbreite auf. Derzeit importiert Italien Gas über fünf Importpipelines aus Algerien, Libyen, Aserbaidschan, Russland und Nordeuropa. Darüber hinaus sind in Italien drei LNG-Terminals in Betrieb, die LNG von den wichtigsten LNG-

Produzenten weltweit empfangen können. Damit besitzt Italien grundsätzlich eine hervorragende Position zur Diversifizierung seiner Erdgasbezüge.

Heute macht russisches Erdgas den größten Anteil an der italienischen Gasversorgung aus (lt. Ministero della Transizione Ecologica über 40 % der Gesamtversorgung). Physisch wird russisches Gas am Grenzübergangspunkt von Tarvisio angeliefert, nachdem es über das ukrainische Gastransitsystem und Österreich transportiert wurde. Das Ministero della Transizione Ecologica weist darauf hin, dass ein Ausfall des Gastransitsystems der Ukraine die Versorgung Italiens beeinträchtigen könnte.

Tabelle 5: Italien- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	69,2	70,8	67,7
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	22,6	22,0	20,9
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	32,7%	31,1%	30,9%

Die unterschiedlichen Angaben zur Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen im Jahr 2020 (Ministero della Transizione Ecologica, BMWi) sind darauf zurückzuführen, dass in der Tabelle 5 Angaben der PJSC Gazprom (Jahresbericht 2020) verwendet werden. Diese Angaben berücksichtigen nur die von PJSC Gazprom gelieferten Mengen, aber nicht den EU-Binnenhandel mit russischem Erdgas. Das führt dazu, dass in einzelnen Ländern die Abhängigkeit über oder unter den russischen Direktlieferungen liegen kann.

Durch die ausreichende Anbindung an die vorstehend beschriebenen unterschiedlichen Erdgasimportquellen und LNG-Importkapazitäten ist eine Gefährdung der Versorgungssicherheit Italiens durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 nicht zu erwarten.

5.2.3.3 Lettland

Lettland hat im Rahmen der Konsultation keine Stellungnahme abgegeben. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen kommt das BMWi zu folgender Einschätzung.

Lettland bezieht aus Russland Erdgas von Gazprom export LCC über eine direkte Pipelineanbindung mit Russland, die mit den Feldern der Nadym-Pur-Taz-Region, wie auch der Jamal-Halbinsel verbunden ist. Lettland ist nicht direkt mit den vier russischen Gaskorridoren (Nord Stream 1, Jamal, Ukraine-Gastransitsystem und TurkStream) verbunden.

Tabelle 6: Lettland- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	1,4	1,3	1,1
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	1,3	1,7	1,6
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	93 %	130 %	145 %

Der Bedarf Lettlands kann ebenfalls durch das LNG-Importterminal „FSRU Independence“ (Klaipeda, Litauen) zu fast 100 % gedeckt werden. Lettland ist über das Pipelinesystem der drei baltischen Staaten mit dem im Jahr 2019 fertiggestellten Baltic Connector (Kapazität 2,55 Mrd. m³) zwischen Finnland und Estland verbunden (s. Abschnitt 5.2.3.1). Daneben betreibt Lettland den Untergrundgasspeicher „Incukalns“ mit einem Arbeitsvolumen von 2,32 Mrd. m³, aus dem Erdgas für die drei baltischen Staaten bereitgestellt wird. Der russische Erdgasimport in vorstehender Tabelle 6 spiegelt auch Erdgasmengen wieder, die weiter nach Litauen transportiert werden. Mit der im Jahr 2022 erwarteten Inbetriebnahme des Gas Interkonnektors zwischen Polen und Litauen wird sich die Importdiversifizierung der baltischen Länder und Finnland zusätzlich weiter verbessern.

Durch die ausreichende Anbindung an weitere Erdgasimportquellen ist eine Gefährdung der Gasversorgungssicherheit Lettlands durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 nicht zu erwarten.

5.2.3.4 Litauen

Auf den Vortrag Litauens selbst wird im Abschnitt 6.1.3 eingegangen. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen und der Informationen des lettischen Ministeriums für Energie kommt das BMWi zu folgender Einschätzung.

Litauen bezieht aus Russland Erdgas von Gazprom export LCC. Litauen ist als einziger baltischer Staat über Belarus mit der Jamal-Pipeline direkt verbunden, aber nicht mit der Nord Stream 1, dem Ukraine-Gastransitsystem und der TurkStream. Litauen verfügt damit über eine Pipelineanbindung mit Russland, die mit den Feldern der Nadym-Pur-Taz-Region, wie auch der Jamal-Halbinsel verbunden ist.

Tabelle 7: Litauen- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	2,2	2,2	2,4
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	1,4	0,9	0,9
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	63,6 %	40,9 %	37,5 %

Litauen hat in Klaipeda das LNG-Importterminal „FSRU Independence“ errichtet. Damit kann es sich bei Bedarf zu 100 % mit LNG versorgen. Im Jahr 2020 wurden 65% des von Litauen in die baltischen Staaten und Finnland transportierten Erdgases über das LNG-Terminal Klaipeda importiert. Litauen ist über das Pipelinesystem der drei baltischen Staaten ebenfalls mit dem Baltic Connector zwischen Finnland und Estland (s. Abschnitt 5.2.3.1) sowie dem Untergrundgasspeicher „Incukalns“ in Lettland verbunden. Der in der vorstehenden Tabelle 7 genannte Erdgasimport aus Russland spiegelt nicht die russischen Erdgasmengen wieder, die im Rahmen des EU-Binnenhandels aus Lettland nach Litauen geliefert werden. De facto importiert Litauen mehr russisches Erdgas durch die indirekte Einfuhr über Lettland. Eine weitere Verbesserung wird im Jahr 2022 mit der Inbetriebnahme des Gas Interkonnektors zwischen Polen und Litauen erwartet.

Durch die ausreichende Anbindung an unterschiedliche Erdgasimportquellen ist eine Gefährdung der Versorgungssicherheit Litauens durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 nicht zu erwarten.

5.2.3.5 Österreich

Österreich hat im Rahmen der Konsultation keine Stellungnahme abgegeben. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen kommt das BMWi zu folgender Einschätzung.

Österreich bezieht Erdgas aus Russland von Gazprom export LCC und ist über das ukrainische Gastransitsystem und die Nord Stream 1-Pipeline indirekt an die Felder der Nadym-Pur-Taz-Region, wie auch der Jamal-Halbinsel angebunden. Mit dem Gashub Baumgarten stellt Österreich einen wichtigen Knotenpunkt für die Weiterleitung russischen Erdgases nach Italien und in den südosteuropäischen Raum dar. Diese Rolle Österreichs wird mit der Nord Stream 2-Pipeline weiter an Bedeutung gewinnen.

Tabelle 8: Österreich- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	8,7	8,9	8,5
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	9,0	9,1	10,6
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	103,5 %	102,3 %	124,7 %

Österreich ist aufgrund seiner zentralen Lage und des Gashubs Baumgarten sehr gut in das europäische Gasnetz eingebunden und hat damit ausreichend alternative Möglichkeiten für den Erdgasbezug. Für die Spitzennachfrage in den Wintermonaten stehen Unterspeicher zur Verfügung. Die russischen Importmengen liegen, wie auch bei anderen Ländern, über dem Eigenbedarf, da diese im Rahmen des EU-Binnenhandels an weitere Gasabnehmer geliefert werden.

Durch die ausreichende Anbindung an unterschiedliche Erdgasimportquellen und die zentrale Lage ist eine Gefährdung der Versorgungssicherheit Österreichs durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 nicht zu erwarten. Ein Ausfall des Gastransitsystems der Ukraine könnte aber die Funktion des Gashubs Baumgarten beeinträchtigen, da dann nur noch Gasmengen der Nord Stream 2-Pipeline weiter nach Italien und Südosteuropa verteilt werden könnten.

5.2.3.6 Polen

Auf den Vortrag Polens selbst wird im Abschnitt 6.1.4 eingegangen. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen und der Informationen des polnischen Energy Regulatory Office kommt das BMWi zu folgender Einschätzung.

Polen bezieht aus Russland direkt Erdgas von Gazprom export LCC und ist über die Jamal-Pipeline an die Erdgasfelder der Nadym-Pur-Taz-Region angebunden. Das BMWi geht davon aus, dass über die Verdichterstation Gryazovets auch

Gasmengen von der Jamal-Halbinsel in die Jamal-Pipeline eingespeist werden können. Des Weiteren wird der südöstliche Teil Polens über das ukrainische Erdgas-transitsystem versorgt.

Tabelle 9: Polen- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	19,9	20,9	21,6
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	9,9	9,7	9,7
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	49,8 %	46,4 %	44,9 %

Polen ist gegenwärtig noch zu rund 45 % von direkten russischen Erdgaslieferungen abhängig. Polen beabsichtigt diese Abhängigkeit im Jahr 2022 vollständig zurückzu-fahren und kein russisches Erdgas mehr zu importieren. Polen wird für Importe in Zukunft das LNG-Terminal in Swinemünde sowie nach Fertigstellung, voraussicht-lich ab dem Jahr 2022, die Baltic Pipe nutzen. Polen ist zusätzlich über den Gas In-terkonnektor zwischen Polen und Litauen mit dem Gasmarkt der drei baltischen Länder verbunden. Inwieweit sich die Entscheidung Polens, ab dem Jahr 2022 kein russisches Erdgas mehr zu beziehen, auf seine Anbindung an das ukrainische Gas-transitsystem auswirken wird, kann vom BMWi nicht beurteilt werden.

Durch die ausreichende Anbindung an unterschiedliche Erdgasimportquellen ist eine Gefährdung der Versorgungssicherheit Polens durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 nicht zu erwarten.

5.2.3.7 Slowakei

Auf den Vortrag der Slowakei selbst wird im Abschnitt 6.1.5 eingegangen. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen und der Information der slowakischen Regulierungsbehörde (ÚRSO) kommt das BMWi zu folgender Einschätzung.

Die Slowakei bezieht aus Russland Erdgas von Gazprom export LCC über das Uk-raine-Gastransitsystem und über Tschechien. Sie ist damit direkt an die vier russi-schen Gaskorridore angeschlossen und mit den russischen Förderregionen Nadym-Pur-Taz der Jamal-Halbinsel verbunden.

Tabelle 10: Slowakei- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russ-land

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	4,7	4,8	5,0
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	5,0	6,5	7,6
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	106,4 %	135,4 %	152,0 %

Die Erdgasimporte der Slowakei liegen über dem eigenen Bedarf, da die Slowakei diese Mengen im Rahmen des EU-Binnenhandels weiterveräußert, u. a. in die Ukra-ine. Für die Slowakei spielt der russische Gastransit über das ukrainische Gastran-sitsystem eine bedeutende wirtschaftliche Rolle, da der Weitertransport des Erdga-ses nach Europa über das slowakische Gasnetz erfolgt und damit entsprechende Transiteinnahmen generiert. Ebenso ist das slowakische System für den

ukrainischen Gasimport wichtig angesichts seiner Funktion für den physischen und virtuellen Gastransit in die Ukraine. Das slowakische Netz ist voll reversibel, damit kann die Slowakei auf die Gasmengen am österreichischen Gashub Baumgarten und auf Lieferungen über Tschechien zurückgreifen.

Durch die ausreichende Anbindung an unterschiedliche Erdgasimportquellen und insbesondere an den Gashub Baumgarten ist eine Gefährdung der Versorgungssicherheit der Slowakei durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 nicht zu erwarten.

5.2.3.8 Tschechien

Auf den Vortrag Tschechiens selbst wird im Abschnitt 6.1.6 eingegangen. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen und der Informationen des tschechischen Ministeriums für Industrie und Handel kommt das BMWi zu folgender Einschätzung.

Tschechien importiert russisches Erdgas hauptsächlich aus Deutschland über den virtuellen Grenzübergangspunkt Brandov (VIP Brandov) und den Kopplungspunkt Waidhaus sowie über den Grenzübergangspunkt Lanžhot, der Tschechien mit der Slowakei verbindet. Der größte Teil des physischen Gasflusses kommt über den VIP Brandov. Damit bezieht Tschechien russisches Erdgas hauptsächlich über den Nord Stream 1-Korridor und ist an die Erdgasfelder (Bovanenkovskoye und Yuzhno-Russkoye) Russlands angeschlossen. Bis Oktober 2012 wurde als Hauptimportroute für russisches Erdgas nach Tschechien das Ukraine-Gastransitsystem und seine Verlängerung über die Slowakei genutzt. Dieser Importkorridor spielt inzwischen nur noch eine untergeordnete Rolle für die Versorgung Tschechiens.

Tabelle 11: Tschechien- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	8,0	8,3	8,5
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	2,6	2,2	4,0
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	32,5 %	26,5 %	47,1 %

Das tschechische Gasnetz ist vollständig reversibel. Im Krisenfall können damit alle notwendigen Änderungen der Fließrichtungen der Gasströme vorgenommen werden. Insbesondere über den Grenzübergangspunkt Waidhaus ist Tschechien an die Gasfelder Norwegens und die westeuropäischen LNG-Terminals angebunden. Tschechien besitzt zusätzlich eine Untergrundgasspeicherinfrastruktur für die Versorgung in den Wintermonaten.

Durch die ausreichende Anbindung und das gut ausgebaute Gasnetz ist Tschechien mit unterschiedlichen Erdgasimportquellen verbunden. Eine Gefährdung der Versorgung Tschechiens durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 ist daher nicht zu erwarten.

5.2.3.9 Ungarn

Ungarn hat im Rahmen der Konsultation keine Stellungnahme abgegeben. Auf der Basis allgemein zugänglicher Informationen kommt das BMWi zu folgender Einschätzung.

Ungarn bezieht aus Russland Erdgas von Gazprom export LCC über das Ukraine-Gassystem, aus Österreich über den Gashub Baumgarten und seit dem 1. Oktober 2021 aus Serbien über die neu geschaffene Anbindung an die TurkStream-Pipeline. Damit ist Ungarn an drei russische Gaskorridore angeschlossen (Nord Stream 1, das ukrainische Gastransitsystem und die TurkStream) und somit auch mit den beiden russischen Förderregionen verbunden.

Tabelle 12: Ungarn- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland

	2018	2019	2020
Erdgasverbrauch in Mrd. m³/Jahr	9,6	9,8	10,2
Erdgasimport aus Russland in Mrd. m³/Jahr	7,3	10,5	8,6
Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	76 %	107,1 %	84,3 %

Ungarn hat, um seine Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu verringern, sein Gasnetz in der Vergangenheit ausgebaut und die Anbindung an die Nachbarländer verbessert. Insbesondere mit der Anbindung an den Gashub Baumgarten, kann Ungarn russische Gaslieferungen diversifizieren. Ungarn hat sich des Weiteren auch Kapazitäten am neuen LNG-Terminal Krk (Kroatien) gesichert. Darüber hinaus verfügt das Land über eine Untergrundspeicherinfrastruktur.

Durch die ausreichende Anbindung an unterschiedliche Erdgasimportquellen und insbesondere an den Gashub Baumgarten ist eine Gefährdung der Versorgungssicherheit Ungarns durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 nicht zu erwarten.

5.3 Bedeutung der Inbetriebnahme der Nord Stream 2 für den Gastransit durch die Ukraine

Mit den Kapazitäten von Nord Stream 2 (55 Mrd. m³) und TurkStream (15,5 Mrd. m³) könnten die Gasmengen hinsichtlich ihrer Transportwege mit Blick auf die russischen Quellenregionen einerseits und die Abnahmemärkte andererseits neu verteilt bzw. Kapazitäten von bestehenden Leitungen verschoben werden. Das BMWi geht wie im Folgenden dargestellt nicht davon aus, dass eine solche Neu- oder Umverteilung zum Verlust von Transportkapazitäten in die EU führen würde.

Die Prüfung von § 4b Abs. 2 und Abs. 3 EnWG verlangt auch unter Beachtung des europäischen Grundsatzes der Energiesolidarität aus Art. 194 AEUV nicht, die Versorgungssituation in Drittstaaten – wie der Ukraine – zu prüfen. Die Auswirkungen der Zertifizierung auf einen Drittstaat sind aber dann in die Prüfung einzubeziehen, wenn dem Drittstaat für die Versorgung anderer EU Mitgliedstaaten eine besondere Bedeutung zukommt. Dies ist mit Blick auf die wichtige Rolle des ukrainischen Gastransits vorliegend der Fall.

Zudem werden auch die Auswirkungen der Gaskrisen zwischen der Ukraine und Russland der Jahre 2006, 2009 und 2014 nachfolgend berücksichtigt.

Wie vorstehend dargestellt (s. Abschnitt 5.2.3), wird bei einem unterstellten vollständigen Wegfall des ukrainischen Gastransits die Versorgungssicherheit einzelner EU-Mitgliedstaaten zwar regional beeinträchtigt, aber nach Einschätzung des BMWi voraussichtlich nicht konkret gefährdet. Insoweit zeigt sich, dass der Ukraine-Transit für die Versorgungssicherheit der EU nicht zwingend erforderlich ist, weil seine Unterbrechung weitgehend kompensiert werden kann. Der Ukraine-Transit ist gleichwohl zur Steigerung der Resilienz der Gasversorgung der EU außerordentlich wichtig und sollte daher aufrechterhalten bleiben.

In die nachfolgende Betrachtung werden die Ausführungen aus dem Beiladungsantrag der National Joint Stock Company „Naftogaz of Ukraine“ („Naftogaz“) vom 15. Oktober 2021 und dem Beiladungsantrag der LLC Gas Transmission System Operator of Ukraine („GTSOU“) vom 20. Oktober 2021, in die Prüfung einbezogen. Der im Rahmen der Konsultation Polens vom polnischen Energy Regulatory Office am 19. Oktober 2021 übermittelte Brief der ukrainischen National Energy and Utilities Regulatory Commission („NEURC“) vom 13. Oktober 2021 wurde ebenfalls berücksichtigt. Soweit diese Beteiligten inhaltlich gleiche Argumente vortragen, wird nachfolgend einheitlich auf die Position der „ukrainische Seite“ bzw. die „Ukraine“ verwiesen.

Die ukrainische Seite trägt in ihren Stellungnahmen vor, dass die Eröffnung weiterer Transitrouten historisch stets zu einer Absenkung der Gasflüsse durch die Ukraine geführt habe. Die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 berge daher das Risiko einer vollständigen Verlagerung der gegenwärtig genutzten 40 Mrd. m³/Jahr der Transitzkapazität der Ukraine auf andere Transitzkorridore. Damit stünden die nach ukrainischen Angaben heute verfügbaren Transitzkapazitäten mit einem Potenzial von 146 Mrd. m³/Jahr künftig nicht mehr zur Verfügung.

Die Bundesregierung setzt sich auch auf politischer Ebene dafür ein, dass die aktuelle Auslastung (40 Mrd. m³/Jahr) der für den Transit in die EU genutzten Transportleitungen der Ukraine mittelfristig, d. h. auch über das Jahr 2024 hinaus, in der Größenordnung wie sie im Transitvertrag zwischen der sich PJSC Gazprom, der Naftogaz und des ukrainischen Fernleitungsnetzbetreiber GTSOU vereinbart wurde, fortgeführt wird. Vor dem Hintergrund des konstanten Gasbedarfs in der EU leistet das ukrainische Gastransitsystem einen Beitrag zur Steigerung der Resilienz der Gasversorgung der EU und sollte aufrechterhalten bleiben. Dies ergibt sich auch aus den Ausführungen zum europäischen Gasmarkt und zu den Nachfrageszenarien (Abschnitte 3.1 und 3.2).

In der Vergangenheit wurden die ukrainischen Transitzkapazitäten wie folgt genutzt:

Tabelle 13: Nutzung des ukrainischen Gastransitsystems

in Mrd. m ³	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
EU/ Türkei	136,4	128,5	115,2	119,6	95,8	98,6	104,2	84,3
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EU/ Türkei	86,0	62,2	67,0	82,2	93,4	86,7	89,6	55,8

Einzelne hohe Spitzenauslastungen des ukrainischen Gastransitsystems pro Tag wurden zuletzt im Jahr 2019 festgestellt. Auf das Jahr hochgerechnet, wäre das Netz mit 113 Mrd. m³/Jahr ausgelastet gewesen. Diese Auslastungen sind künftig nicht mehr zu erwarten. Nach Kenntnis des BMWi wird der Gastransit über die Ukraine wesentlich aus den Lagerstätten der Nadym-Pur-Taz-Region gespeist. Die

historischen Lieferwege aus Zentralasien (Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan) und den Lagerstätten der Wolga-Ural-Region (Orenburg) sind stark rückläufig. Daneben nutzt die PJSC Gazprom die Mengen aus Zentralasien vorrangig für die innerrussische Versorgung.

Die Ukraine macht weiter geltend, die Aktivitäten der PJSC Gazprom im Jahr 2021 seien kommerziell nicht nachvollziehbar, müssten daher politische Hintergründe mit Risiken für die Versorgungssicherheit der Ukraine haben. Die PJSC Gazprom habe im Jahr 2021 weniger Kapazitäten gebucht als im Jahr 2020. Die Zertifizierung wird sich nach Ansicht der ukrainischen Seite zudem negativ auf die Gaspreise im ukrainischen Binnenmarkt und die Nutzung der ukrainischen Speicherinfrastruktur durch europäische Händler auswirken.

Dem BMWi liegen derzeit keine Kenntnisse über Umstände vor, die mit ausreichender Sicherheit belegen, dass ein politisch gesteuertes Verhalten vorliegt.

Zu den spezifischen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit wird von der Ukraine ausgeführt, dass der Transitvertrag die PJSC Gazprom nicht verpflichte, physische Gaslieferungen in die EU vorzunehmen („ship-or-pay“). Die PJSC Gazprom sei daher auf Grundlage des Transitvertrages nicht verpflichtet, für die Belieferung ihrer Kunden den Transit durch die Ukraine zu nutzen. Daher würde bei einer Verlagerung der Transitströme auf alternative Transitzkorridore die Versorgung über das ukrainische Gastransitsystem und den Gashub Baumgarten zurückgehen und die Versorgungssicherheit der über den Gashub Baumgarten versorgten Mitgliedstaaten gefährdet. Zusätzlich entfielen das ukrainische Gastransitsystem als Back-Up Option für Krisenfälle. Die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 führe des Weiteren zu einer Steigerung der Gaspreise in der Ukraine sowie in Mittel- und Osteuropa, der Einfluss der PJSC Gazprom auf den Gasmarkt stiege weiter.

Zu der vorgetragenen Gefährdung der Versorgungssicherheit einzelner Mitgliedstaaten durch die Zertifizierung wird auf die Ausführungen zu den umfangreichen Maßnahmen zur Steigerung der Resilienz des Erdgasbinnenmarktes in den Abschnitten 3, 4.4 und 5.2.3 verwiesen.

Als Assoziierungspartner der EU und Teil der Europäischen Energiegemeinschaft hat die Ukraine die Regelungen des Dritten Energiebinnenmarktpaketes umgesetzt. Dies gibt ihr die Möglichkeit, sich zu 100 % mit Erdgas im Rahmen des physischen und des virtuellen Reverse Flow aus der EU zu versorgen. Seit dem Jahr 2016 wird dadurch kein russisches Erdgas mehr für den Eigenverbrauch direkt importiert und das ukrainische Leitungssystem damit ausschließlich für den Transit und den virtuellen Reverse Flow aus Europa genutzt. Auch die Nutzung der Gasspeicher durch ausländische Händler setzen seit dem Jahr 2020 den physischen Transit russischen Erdgases voraus.

Die Ukraine hatte im Jahr 2020 einen Gasverbrauch von rd. 29,3 Mrd. m³ bei einer Eigenförderung von rd. 19 Mrd. m³. Sie verfügt über die größten Speicherkapazitäten in Europa in Höhe von 32 Mrd. m³.

Tabelle 14: Gasimporte der Ukraine

in Mrd. m ³	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Russland	32,9	25,8	14,5	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EU	0,1	2,2	5,0	10,3	11,1	14,1	10,6	14,3	15,9
Slowakei					9,1	9,9	6,5	9,2	10,2
Ungarn					1,0	2,9	3,4	3,7	4,2
Polen					1,0	1,3	0,7	1,4	1,5

Am 30. Dezember 2019 haben sich PJSC Gazprom, Naftogaz und der ukrainische Fernleitungsnetzbetreiber GTSOU auf neue Verträge zum Transit russischen Erdgases ab dem 1. Januar 2020 geeinigt. Die PJSC Gazprom verpflichtet sich hierin dazu, bestimmte Mindestmengen durch die Ukraine zu transportieren oder für den Transport dieser Mengen zu bezahlen („ship-or-pay“). Die Laufzeit des Vertrages beträgt fünf Jahre und die jährlichen Mindestmengen betragen im Jahr 2020 insgesamt 65 Mrd. m³ und in den Folgejahren jeweils 40 Mrd. m³. Der aktuelle Transitvertrag läuft bis zum 31. Dezember 2024. Die Bundesregierung setzt sich schon jetzt für eine Verlängerung des Transitvertrags mit einer jährlichen Mindesttransitmenge von rund 40 Mrd. m³/Jahr ein. Diese Größenordnung ist Voraussetzung dafür, dass die für die Unterhaltung der UKR-Transitkapazität erforderlichen Mittel erwirtschaftet werden können. Mit diesem Ziel wurden auch die Verhandlungen, die im Jahr 2019 zum Abschluss des Transitabkommens führten, aus EU-Sicht geführt.

Für den hypothetischen Fall einer Einstellung des Gastransits über die Ukraine, von der das BMWi nicht ausgeht, könnte die bereits vorhandene physische Einspeisekapazität von 9 Mrd. m³/Jahr in Budince (Slowakei) für die Versorgung der Ukraine genutzt werden. Die verfügbare Kapazität würde knapp 50% des Importbedarfs der Ukraine abdecken. Preissteigerungen wären hier nicht zu erwarten, da insbesondere der virtuelle Reverse Flow im Vergleich zum physischen Reverse Flow höhere Transitpreise beinhaltet. Da im physischen Reverse Flow laut der Angaben der GTSOU aktuell nur über die Slowakei Erdgas geliefert werden kann, müssten die Kopplungspunkte mit Polen und Ungarn, die derzeit für den virtuellen Reverse Flow genutzt werden, für den physischen Reverse Flow angepasst werden. Dies wäre die Voraussetzung, um den gesamten Importbedarf der Ukraine zu decken. Erdgas hierfür wäre auf dem europäischen Gasmarkt ausreichend vorhanden. Mengenmäßig könnte damit die Erdgasversorgung der Ukraine, in Verbindung mit der Inlandsförderung, aus Europa vollständig gesichert werden. Mit dem Wegfall des Gastransits müssten lediglich einige technische Umstellungen vorgenommen werden. Zum einen müsste die Fließrichtung der Verdichter, wie bereits bei vorangegangenen Krisen erfolgreich angewendet, gedreht werden. Damit könnte auch der hydraulische Gasdruck für den Betrieb des Netzes grundsätzlich aufrechterhalten werden. Nicht gelöst werden kann über den Reverse Flow die Versorgung einzelner grenznaher Gebiete in der Ukraine, da diese direkt an das russische Gassystem angebunden sind. Es ist eine politische Entscheidung der Ukraine, ob das Gas für diese Gebiete, die derzeit mit russischem Gas versorgt werden, direkt von Russland bezogen wird.

5.4 Bedeutung der Kontrolle Russlands über die PJSC Gazprom auf den Betrieb der Nord Stream 2

Gaslieferungen aus der Sowjetunion und später aus Russland nach Deutschland sind über Jahrzehnte hinweg auch in Zeiten politischer Spannungen zwischen betroffenen Staaten zuverlässig und vertragsgerecht erfolgt. Im Rahmen von Lieferungen in einzelne EU Mitgliedstaaten hat es allerdings vereinzelte Unterbrechungen gegeben, die für die Betrachtung der Versorgungssicherheit relevant sind. Vor diesem Hintergrund hat das BMWi Verständnis für Besorgnisse einzelner seinerzeit betroffener Mitgliedstaaten mit Blick auf die Zertifizierung.

Gefährdungen für die Versorgungssicherheit könnten sich dann ergeben, wenn sich die Gazprom export LLC entscheidet, unter Verstoß gegen bestehende Lieferverpflichtungen, weniger Gas in die von der Antragstellerin betriebene Pipeline einzuspeisen. Dies wäre einerseits aufgrund einer Entscheidung des Unternehmens oder auch aufgrund einer Anweisung der Regierung Russlands als Anteilseignerin denkbar. Die Antragstellerin hat rechtlich keinen eigenen Einfluss auf die Einhaltung der Lieferverträge, da sie nicht Partei dieser Lieferverträge ist. Sie kann diese damit auch nicht verletzen. Sie hat überdies kein eigenes wirtschaftliches Interesse daran, dass die Gazprom export LLC die Lieferverträge nicht erfüllt. Mit anderen Worten: die Unabhängigkeit des Netzbetriebs und der Person der Transportnetzbetreiberin nimmt der Antragstellerin die Möglichkeit, unmittelbar auf die Gasversorgung Einfluss zu nehmen.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass die EU und ihre Mitgliedstaaten die Resilienz des Gasbinnenmarkts im Hinblick auf mögliche Lieferunterbrechungen in den letzten Jahren signifikant gestärkt haben (s. Abschnitt 4).

Denkbar wäre schließlich die Anweisung des staatlichen Anteilseigners an die Antragstellerin zur Einstellung des Betriebs der Pipeline oder deren Nichtinstandhaltung. Wirtschaftlich würde dies ebenfalls vor allem die Gazprom export LLC als maßgebliche (derzeit einzige) Netznutzerin treffen. Zugleich würde dies zwangsläufig zu aufsichtsrechtlichen Maßnahmen durch die BNetzA führen, die auch die Entziehung der Zertifizierung als Transportnetzbetreiberin zur Folge haben könnte.

6 Konsultation mit EU-Mitgliedstaaten

Aus dem Grundsatz der Energiesolidarität nach Art. 194 Abs. 1 AEUV ergibt sich für das BMWi die Aufgabe, im Rahmen der Feststellungen zur Gefährdung der Versorgungssicherheit

- (1) zu prüfen, ob durch die Zertifizierung eine Gefahr für die Gasversorgung auf den Märkten der anderen Mitgliedstaaten besteht und
- (2) eine Abwägung der vorgetragenen Interessen im Licht dieses Grundsatzes unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit sowohl der Mitgliedstaaten als auch der EU insgesamt vorzunehmen.

Daher wurden den betroffenen Mitgliedstaaten Estland, Italien, Lettland, Litauen, Österreich, Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn am 28. September 2021 Konsultationsfragen mit Frist zur Beantwortung bis 20. Oktober 2021 übermittelt. Zudem gaben die Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG) und die PGNiG Supply and Trading GmbH (PST) im Rahmen ihrer Beiladung bzw. von Beiladungsanträgen eine Stellungnahme ab.

6.1 Ergebnisse der Konsultationen

6.1.1 Beiladung der PGNiG und der PST

Auf ihren Antrag vom 30. Juli 2021 hin wurden die Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG) und die PGNiG Supply and Trading GmbH (PST) nach § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zu dem Zertifizierungsverfahren durch die BNetzA beigegeben. Im Rahmen ihres Antrags haben sich die Beigeladenen auch umfangreich zu den Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit mit Blick auf Gaskunden in Polen geäußert. Zu diesen Ausführungen wird im Folgenden Stellung genommen. Soweit die Beigeladenen auf das von der Antragstellerin gewählte Modell der Zertifizierung als ITO eingehen, wird hierzu keine Stellung genommen, da dies in die Prüfungskompetenz der BNetzA fällt.

Soweit die Beigeladenen Ausführungen zur Notwendigkeit der Betrachtung einzelner Mitgliedstaaten aufgrund des Grundsatzes der Energiesolidarität machen, ist hervorzuheben, dass das BMWi bei der Prüfung der Auswirkungen auf einzelne Mitgliedstaaten die eingegangenen Stellungnahmen der Mitgliedstaaten und eigene Analysen in seiner Abwägung berücksichtigt (Abschnitte 5.2.3 und 6.1.2-6.1.6).

Aus Sicht der Beigeladenen würden die zusätzlichen Transportkapazitäten wegen der offensichtlicher Redundanz zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen. Es bestehe insoweit kein Bedarf an einer weiteren Transportkapazität für russisches Erdgas mit Blick auf die Versorgungssicherheit Deutschlands. Eine Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland sei zudem nicht erforderlich.

Wichtig ist festzustellen, dass im Rahmen der Versorgungssicherheitsprüfung keine Bewertung des *Bedarfs* der zu zertifizierenden Pipeline erfolgt. Nach Einschätzung des BMWi trägt die Nord Stream 2 zur Diversifizierung der Transportwege bei, da sie den Abtransport neuer und zusätzlicher Erdgasmengen von der Jamal-Halbinsel für den europäischen Markt (Abschnitt 3.3) ermöglicht. Daher wird auch die Einschätzung der Beigeladenen nicht geteilt, die Nord Stream 2 bewirke eine Marktverdrängung anderer Transportkapazitäten, denn dagegen spricht die erwartete

Entwicklung der Erdgasimporte (Abschnitt 3.2) für den europäischen Markt. Zudem betrachtet das BMWi die Auswirkungen der Nord Stream 2-Pipeline auch hinsichtlich der Versorgungssicherheit der Nachbarländer und nicht nur beschränkt auf Deutschland.

Die Beigeladenen befürchten zudem, dass die zusätzliche Importkapazität die Vermarktungsmöglichkeit bestehender Gasspeicher beeinträchtigt. Gasspeicher haben im Gasnetz aber eine andere Funktion als Transportpipelines. Auch die Inbetriebnahme der Nord Stream 1 hat sich nicht negativ auf die Vermarktungsmöglichkeiten der europäischen Gasspeicher in den letzten Jahren ausgewirkt. Für das BMWi ist nicht ersichtlich, warum diese bei Nord Stream 2 anders sein sollten.

Die Beigeladenen machen geltend, eine Zertifizierung der Antragstellerin als unabhängiger Transportnetzbetreiber führe aufgrund des entstehenden Infrastrukturwettbewerbs zu nachteiligen Auswirkungen auf die Jamal-Pipeline, deren Anteile mehrheitlich von einer Tochtergesellschaft der PGNiG und im Übrigen von PJSC Gazprom gehalten werden. Die Transportkapazitäten der Nord Stream 2 ermöglichten es der PJSC Gazprom, die Jamal-Pipeline oder das ukrainische Gastransitsystem zu ersetzen und damit die Transportentgelte der Nord Stream 2-Pipeline zu beeinflussen. Infolgedessen würden die Importkosten für Gas aus Westeuropa nach Polen steigen. Konkret soll nach Ansicht der Beigeladenen ein Kostenanstieg für über den Grenzübergangspunkt Mallnow nach Polen importierte Gasmengen von 50 % (bei einer Reduktion der gebuchten Kapazitäten um 50 %) und um 473 % (bei einer Reduktion um 90 %) führen. Zusätzlich erhöhten sich die Kosten für den Gasimport nach Polen um die an den deutschen, tschechischen und slowakischen Netzbetreiber zu zahlenden Entgelte, was einen Preisanstieg für die polnischen Letztverbraucher von 5-15 % zur Folge hätte.

Eine vollständige Verlagerung des Gastransits von der Jamal-Pipeline auf die Nord Stream 2 bildet für das BMWi keine ökonomisch begründete Erwartung ab, da die PJSC Gazprom für die Jamal-Pipeline und die Nord Stream 2 zusätzliche Pipelinekapazitäten zur Anbindung an die Erdgasfelder in der Nadym-Pur-Taz-Region bzw. der Halbinsel-Jamal errichtet hat. Selbst wenn man eine vollständige Verlagerung der Transitmengen annähme, so wären die von den Beigeladenen angenommenen Preissteigerungen durch die Beigeladenen nicht hinreichend belegt. Der Preisanstieg von 5-15 %, der sich aus den an die deutschen, tschechischen und slowakischen Netzbetreiber zu zahlenden Entgelten ergeben soll, kann aufgrund der vorliegenden Informationen nicht nachvollzogen werden.

Gegenstand dieser Überprüfung der Versorgungssicherheit ist die Deckung der bestehenden Nachfrage durch ein entsprechendes Angebot, nicht jedoch Auswirkungen auf das Preisniveau. Hinzu kommt, dass Polen beabsichtigt, ab dem Jahr 2022 den Bezug von russischem Erdgas einzustellen. Damit hätte eine Verlagerung russischer Transitmengen keine Auswirkungen auf polnische Gaskunden.

Des Weiteren vertreten die Beigeladenen die Auffassung, die physischen Gasflüsse aus Russland über die Jamal-Pipeline im Wege des Transits seien Voraussetzung für die Versorgung der polnischen Kunden mit Gas und der Transit durch Polen erforderlich für die Aufrechterhaltung des Reverse Flow aus Deutschland. Dies ist nach Ansicht des BMWi nur teilweise zutreffend, da nur ein geringer Teil der Jamal-Pipeline-Kapazität für den polnischen Markt verwendet wird und weitere

Kopplungspunkte für die Versorgung mit russischem Gas u. a. über die Ukraine zur Verfügung stehen.

Nach Einschätzung des BMWi können die polnischen Verbraucher, wie bereits im Abschnitt 5.2.3.6 dargestellt, selbst im unwahrscheinlichen Fall einer vollständigen Verlagerung des Gastransits mit Gas aus anderen Quellen versorgt werden. Der jährliche Gasbedarf der polnischen Verbraucher in Höhe von rund 21 Mrd. m³ kann durch Importe aus Deutschland und Tschechien in Höhe von insgesamt 9,5 Mrd. m³, mittels der vorhandenen LNG-Kapazitäten in Höhe von 5 Mrd. m³ und ab dem Jahr 2022 auch mit norwegischen Gasimporten über die Baltic Pipe mit einer Kapazität von 10 Mrd. m³ sowie der Eigenförderung von rund 4 Mrd. m³ vollständig gedeckt werden.

Auch die Einschätzung der Beigeladenen, eine Einstellung des Transits würde wegen der begrenzten Importkapazitäten der Grenzübergangspunkte Lasów und Cieszyn die Integration Polens in den EU-Erdgasbinnenmarkt gefährden, kann nicht gefolgt werden. Der Gasbedarf Polens kann zu einem Teil über den Grenzübergangspunkt Mallnow mit einer Kapazität von 8 Mrd. m³ in Gegenstromrichtung gesichert werden. Für die Integration des Binnenmarktes kommt es zudem nicht darauf an, welche Gasflüsse tatsächlich in welcher Richtung fließen. Es kommt lediglich auf die Möglichkeit an, Gas grenzüberschreitend zu transportieren. Diese Möglichkeit ist mit den Importkapazitäten an den Grenzübergangspunkten Mallnow, Lasów und Cieszyn gegeben.

Polen war von den Lieferunterbrechungen infolge des russisch-ukrainischen Gasstreits des Jahres 2009 indirekt betroffen. Die von den Beigeladenen vorgetragene Wahrscheinlichkeit einer weiteren Gefährdung der Versorgung der polnischen Verbraucher aufgrund zukünftiger Lieferunterbrechungen kann das BMWi in dieser Form nicht teilen, weil ihm dafür keinerlei konkrete Anhaltspunkte vorliegen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass aufgrund der mit Unterstützung der EU verbesserten Einbindung Polens in den europäischen Binnenmarkt (LNG-Terminal Swinemünde, Baltic Pipe), heute keine erheblichen negativen Auswirkungen auf Polen durch etwaige Lieferunterbrechungen zu erwarten wären.

In der Stellungnahme gehen die Beigeladenen auch auf die Auslastung des Ukraine-Gastransits ein. Wie in Abschnitt 5.2.3 ausgeführt, wird bei einem unterstellten vollständigen Wegfall des ukrainischen Gastransits die Versorgungssicherheit einzelner EU-Mitgliedstaaten zwar regional beeinträchtigt, aber nach Einschätzung des BMWi nicht konkret gefährdet. Insoweit zeigt sich, dass der Ukraine-Transit zwar für die Versorgungssicherheit der EU nicht zwingend erforderlich ist, weil seine Unterbrechung kompensiert werden kann. Sein Fortbestand trägt gleichwohl zur Gasversorgung der EU bei und ist daher aus Sicht des BMWi wichtig.

Die Beigeladenen führen an, dass die Einflussnahme Russlands auf die Antragstellerin die Versorgungssicherheit gefährde. Zu diesem Argument wird auf die Stellungnahme in Abschnitt 5.4 verwiesen. Die Antragstellerin hat zudem aufgrund bestehender entflechtungsrechtlicher Vorgaben – insbesondere der Trennung von Erzeugung/Versorgung und Netzbetrieb – weder aus rechtlicher Sicht die Möglichkeit, noch wirtschaftlich einen Anreiz, den Transportnetzbetrieb zu unterbrechen und hierdurch die Gasversorgung über die eigene Pipeline absichtlich zu unterbinden. Bei Einhaltung der Entflechtungsregeln der §§ 10-10e EnWG sind daher keine

zusätzlichen Risiken ersichtlich, die sich von denen unterscheiden würden, die sich bei einem nicht-drittstaatskontrollierten Netzbetreiber ergeben.

6.1.2 Italien

In der Antwort vom 19. Oktober 2021 hat Italien (Ministero della Transizione Ecologica, Dipartimento per l'Energia e il Clima) seine Import- und Transitrouen dargestellt. Dies wurde bereits in Abschnitt 5.2.3.2 berücksichtigt.

Als Risiko des Betriebs der Pipeline durch ein durch Russland kontrolliertes Unternehmen führt Italien zum einen an, dass es marktbezogene Probleme geben könne, in Bezug auf den Willen des russischen Unternehmens, unter dem europäischen Rechtsrahmen zu agieren. Wie in Abschnitt 1.1 dargestellt, prüft die BNetzA die Entflechtungsvoraussetzungen nach §§ 10 ff. EnWG. Zudem ist Aufgabe der BNetzA, die Einhaltung der regulatorischen Vorgaben des EnWG, die den europäischen Rechtsrahmen umsetzen, zu überwachen.

Zum anderen führt Italien aus, dass ein Versorgungsrisiko für Italien entstehen könnte, wenn die Kapazitäten der Nord Stream 2 nicht zusätzlich sind, sondern dazu benutzt würden, den Ukrainekorridor zu Gunsten der Nord Stream 2 zu schließen. Diese Einschätzung wird nicht geteilt, da Italien mit russischem Erdgas grundsätzlich über den Hub Baumgarten versorgt wird und dieser Hub gleichermaßen gut an die Ukraine über die Slowakei wie an die Nord Stream 2 über die EUGAL angebunden ist.

6.1.3 Litauen

In seiner Stellungnahme vom 20. Oktober 2021 hat Litauen (Ministerium für Energie) seine Import- und Transitrouen dargestellt.

Nach Ansicht Litauens werde die Nord Stream 2 nicht zu einer Diversifizierung der Transortrouen beitragen. Wie in Abschnitt 3.3 festgestellt, trägt aus hiesiger Sicht die Nord Stream 2 zur Diversifizierung der Transportwege bei, da sie den Abtransport neuer Erdgasmengen von der Jamal-Halbinsel ermöglicht.

Litauen führt an, dass russische Unternehmen Kontrolle über Verteilernetzwerke in EU-Ländern hätten, wodurch politischer Einfluss Russlands auf diese Länder ausgeübt werde. Aus Russlands Kontrolle ergeben sich keine spezifischen Gefährdungen durch eine mögliche Zertifizierung (Abschnitt 5.4). Nur das Teilstück der Nord Stream 2 auf deutschem Hoheitsgebiet unterliegt der Regulierung, daher prüft die BNetzA insbesondere die eigentumsrechtliche Entflechtung (Abschnitt 2.3). Unter der Annahme, die Antragstellerin werde diese regulatorischen Vorgaben einhalten, was die BNetzA im Rahmen ihrer Aufsicht überwacht, sind keine Gefährdungen der Versorgungssicherheit ersichtlich.

Weiter könne Nord Stream 2 negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der EU haben, da sie zu Lieferunterbrechungen führen könne. Hierbei wird auf die Gaskrisen in den Jahren 2009 und 2014/2015 Bezug genommen. Hierzu wird auf die Ausführungen in den Abschnitten 4 und 5.4 verwiesen.

Zudem wird argumentiert, dass Nord Stream 2 zur Auferlegung von unfairen Preisen und diskriminierenden Konditionen führen werde. PJSC Gazprom habe bereits in der Vergangenheit EU Wettbewerbsrecht verletzt. In der Folge wurden jedoch Verpflichtungszusagen erlassen, die – wie in Abschnitt 4.3 dargestellt – zu wettbewerblichen Reformen und infolge zu einer Stärkung des Wettbewerbs geführt haben. Diese Verpflichtungszusagen gelten weiterhin und es liegen dem BMWi keine konkreten Anhaltspunkte vor, dass sich PJSC Gazprom nicht an diese Vorgaben halten wird.

Schließlich führt Litauen an, eine Freistellung der Nord Stream 2 von der Regulierung nach Art. 49a RL (EU) 2019/692 sei nachteilig für den Wettbewerb und Funktion des EU Gasbinnenmarktes. Es sei im Interesse der Verbraucher in der EU, dass die Nord Stream 2 nach den gemeinsamen EU-Gasbinnenmarktregeln betrieben werde. Vorliegend geht es aber nicht um ein Verfahren zur Freistellung von der Regulierung nach Art. 49a der RL 2009/73/EC, umgesetzt durch § 28b EnWG, sondern um ein Verfahren zur Zertifizierung der Antragstellerin als ITO (vgl. Art. 11, 17 ff. RL 2009/73/EC). Dabei prüft die BNetzA gerade die Entflechtung bzw. Unabhängigkeit des ITO im vertikal integrierten Unternehmen (s. auch Abschnitt 2.2).

6.1.4 Polen

In der Antwort vom 20. Oktober 2021 hat Polen (Energy Regulatory Office) seine Import- und Transitrouten dargestellt (vgl. Abschnitt 5.2.3.6).

Polen geht aufgrund des Neubaus von Gaskraftwerken von einer zukünftig steigenden Nachfrage nach Erdgas aus. Der erwartete Bedarf soll demnach von 18,5 Mrd. m³ im Jahr 2021 auf 19,5 Mrd. m³ im Jahr 2024 ansteigen. Ab dem Jahr 2025 soll der jährliche Verbrauch bis 2035 auf eine Spanne von 34,6 bis 7,5 Mrd. m³ ansteigen und sich danach bis im Jahr 2043 auf diesem Niveau halten.

Das BMWi geht davon aus, dass auch unter der Annahme einer steigenden Gasnachfrage die Versorgungssicherheit Polens durch die Zertifizierung nicht gefährdet werden wird. Polen geht laut eigener Stellungnahme von einer Verlagerung der derzeit über die Jamal-Pipeline nach Deutschland transportierten Gasmengen auf die Nord Stream 2 aus, doch gefährde dies nach polnischer Auffassung die Versorgungssicherheit in Polen nicht. Die zur Versorgung polnischer Gaskunden im Wege des Reverse Flow aus Deutschland, über LNG, über die im Jahr 2022 in Betrieb gehende Baltic Pipe sowie den Gas Interkonnektor zwischen Polen und Litauen verfügbaren Kapazitäten reichen nach Ansicht des BMWi und auch nach der Ansicht Polens aus, um den Bedarf polnischer Gaskunden zu decken. Hinzu kommt die umfangreiche polnische Speicherinfrastruktur, die die Versorgung in den Wintermonaten zusätzlich absichert.

Polen trägt weiter vor, ein Wegfall des Gastransits durch die Ukraine gefährde die Versorgung polnischer Gaskunden im Osten Polens, die gegenwärtig mit Gas aus der Ukraine über den Grenzübergangspunkt Drozdowicze versorgt werden. Das BMWi geht davon aus, dass der Gastransit durch die Ukraine auch über das Jahr 2024 hinaus aufrechterhalten wird und es deshalb nicht zu der befürchteten Gefährdung kommt. Soweit durch eine Verlagerung der Transitmengen von der Jamal auf die Nord Stream 2 die Kosten für den Fernleitungsnetzbetrieb in Polen steigen

sollten, so wäre dies die Folge einer Neustrukturierung der Transitflüsse, die jedoch die Versorgungssicherheit polnischer Gaskunden nicht berührt.

Polen macht weiter geltend, die Zertifizierung vergrößere die Abhängigkeit der EU von russischen Gaslieferungen und damit auch das Risiko von Lieferunterbrechungen. Es habe in der Vergangenheit bereits mehrere Unterbrechungen der Versorgung Polens gegeben. Gazprom habe in der Vergangenheit auch schon entgegen dem EU-Wettbewerbsrecht Gaslieferungen von finanziellen Vorteilen und einer stärkeren Kontrolle der Jamal-Pipeline abhängig gemacht. Nach Ansicht des BMWi erhöht die Inbetriebnahme einer weiteren Transportroute nicht per se die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen. Etwaige Abhängigkeiten europäischer Staaten von Gas aus Russland wurden im Abschnitt 5.2.3 geprüft. Soweit noch Abhängigkeiten bestehen, wirken diesen die in Abschnitt 4 dargestellten Resilienzmechanismen entgegen. Die Wettbewerbsverstöße durch Gazprom in der Vergangenheit wurden durch die Verpflichtungszusagen gegenüber der Europäischen Kommission abgestellt.

Schließlich stehe die PJSC Gazprom, als Staatsunternehmen nach Ansicht Polens unter der politischen Kontrolle der Regierung Russlands, die direkten Einfluss auf die Geschäftsführung von Gazprom ausübe. Die russische Regierung sei im Fall einer Zertifizierung der Antragstellerin in der Lage, politischen Druck auf die EU bzw. ihre Mitgliedstaaten auszuüben, um so politische Ziele zu erreichen. Hierzu wird auf die Ausführungen unter 5.4 verwiesen.

Polen merkt weiter an, im Rahmen des Verfahrens seien über die Auswirkungen der Zertifizierung auf die Versorgungssicherheit hinaus auch andere in Art. 194 Abs. 1 AEUV enthaltene Aspekte wie das Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes zu berücksichtigen.

Konkret macht Polen folgendes geltend: Die Regeln der GasRL müssten auf die gesamte Länge der Nord Stream 2 angewendet werden, da die Pipeline nicht künstlich in einzelne Teile, die unterschiedlichen regulatorischen Anforderungen unterliegen, zerlegt werden dürfe. Die Zertifizierung der Antragstellerin als unabhängiger Transportnetzbetreiber verstieße gegen Art. 9 Abs. 8 der GasRL, weil dessen Voraussetzungen nicht erfüllt seien und die Antragstellerin deshalb nicht als ITO zertifiziert werden dürfe. Die Zertifizierung der Antragstellerin als unabhängige Transportnetzbetreiberin verstieße gegen Art. 17 Abs. 3 der GasRL, der bestimmte Rechtsformen für Transportnetzbetreiber voraussetze, die die Antragstellerin als schweizerisches Unternehmen nicht erfülle.

Die Zertifizierung der Antragstellerin als unabhängiger Transportnetzbetreiber beeinträchtigt den Wettbewerb im EU-Gasmarkt, weil Gazprom hierdurch seine Marktposition ausbauen könne. Sie diskriminiere zudem andere Transportnetzbetreiber, die strengere Vorgaben für Leitungen einhalten müssten. Außerdem ermögliche die Zertifizierung der Antragstellerin als unabhängiger Transportnetzbetreiber es Gazprom, Transportpreise z. B. im Sinne einer Kosten-Preis-Schere zu manipulieren, andere Transportkunden zu diskriminieren und mit den Gaslieferungen die Netznutzungsgebühren quer zu subventionieren. Polen macht weiter geltend, die PJSC Gazprom schaffe sich durch niedrige Netznutzungsgebühren für die Nord Stream 2 Wettbewerbsvorteile zu Lasten anderer Transportrouten. Schließlich ermögliche die Zertifizierung als unabhängiger Transportnetzbetreiber es Gazprom, über das in

diesem Modell vorgesehene Aufsichtsgremium Einfluss auf die Antragstellerin auszuüben, was nur durch eine Entflechtung verhindert werden könne.

Diese von Polen vorgetragenen Aspekte – soweit sie nicht unter Abschnitt 5 behandelt wurden – fallen in die Prüfungskompetenz der BNetzA und werden hier daher nicht weiter behandelt.

6.1.5 Slowakei

Die Slowakei, vertreten durch ihren Regulierer ÚRSO, führt aus, dass sie maßgeblich russisches Erdgas über die Ukraine bezieht. Die Slowakei ist allerdings gut vernetzt mit allen Nachbarstaaten und verfügt ebenfalls über einen Anschluss an die westlichen Gasmärkte. In ihrer Stellungnahme bezeichnet sie die Nord Stream 2-Pipeline als Ergänzung der bestehenden Importinfrastruktur und als Zusatzkapazität, mit der zusätzlicher Importbedarf aufgrund Wegfalls von EU-eigener Gaserzeugung gedeckt werden könne. Technische Versorgungssicherheitsrisiken im Betrieb der Pipeline und deren Wartung, die zu einem Ausfall führen könnten, werden erwähnt, aber nicht weiter spezifiziert.

Besonders hervorgehoben wird in der Stellungnahme die herausgehobene Rolle des Ukraine-Gastransits für die sichere und flexible Gasversorgung der EU. Dessen angemessene Nutzung müsse sichergestellt bleiben, um die Kapazität aufrechterhalten zu können. Allerdings fehle es an der nötigen Klarheit bezüglich der Zukunft des Gastransits nach Auslaufen der Transitvereinbarung im Jahr 2024. Hier brauche es einen robusten, langfristig abgesicherten Rahmen, insbesondere seitens der Akteure aus Russland.

Wichtig sei, dass auch die Nord Stream 2-Pipeline in die EU-Szenarioanalysen einbezogen werde, um Risiken für den Ukraine-Transit zu identifizieren. Die Priorität müsse darauf liegen, ausreichende Liefermengen für die Auslastung aller Transportwege vorzusehen und dabei eine angemessene Absicherung des Ukraine-Transits zu erreichen. Unter dieser Maßgabe würden Versorgungssicherheitsrisiken durch die Zertifizierung nicht gesehen.

Die Stellungnahme der Slowakei deckt sich mit der vom BMWi vertretenen Auffassung, dass die zusätzliche Importkapazität der Nord Stream 2-Pipeline einen zusätzlichen Versorgungsbeitrag bereitstellt. Zugleich sieht sich die Slowakei trotz hohen Importanteils aus Russland als gut im EU-Gasbinnenmarkt vernetzt und dementsprechend nicht einseitig abhängig. Auch aus Sicht des BMWi ist der Ukraine-Transit zur Steigerung der Resilienz der Gasversorgung der EU außerordentlich wichtig und sollte daher aufrechterhalten bleiben. Deshalb setzt sich die Bundesregierung auf politischer Ebene nachdrücklich für den Erhalt dieser Transportkapazität ein.

6.1.6 Tschechien

In der Stellungnahme vom 20. Oktober 2021 hat Tschechien (Ministry of Industry and Trade, Gas and Liquid Fuels Department) ihre Import- und Transitrouten dargestellt (vgl. Abschnitt 5.2.3.8).

Tschechien erwartet nach der Inbetriebnahme der Nord Stream 2 keine Änderung seiner Hauptimportroute für Erdgas. Die Nord Stream 2 stärke in Verbindung mit weiteren Infrastrukturprojekten (EUGAL, geplante deutsche LNG-Terminals) und dem tschechischen Projekt „Capacity4Gas“ zur Anbindung an westeuropäische LNG-Terminals den Zugang zu diversifizierten Gasbezugsquellen für die ganze ost-europäische Region zu wettbewerbsfähigen Preisen. Zudem könne die Pipeline auch für den Transport erneuerbarer Gase und Wasserstoff genutzt werden.

Aus der EU-Perspektive würde nach tschechischer Auffassung jede neue Gasimportinfrastruktur wie die Nord Stream 2 nicht Abhängigkeiten von Gaslieferanten oder andere Risiken erzeugen, sondern biete lediglich eine zusätzliche Möglichkeit für Händler und Lieferanten, Gas zu kaufen bzw. ihren Kunden zu liefern. Zugleich wird die Bedeutung der Aufrechterhaltung des Ukraine-Gastransits nach dem Jahr 2024 betont, der für die Gasversorgungssicherheit in der EU wichtig sei.

Die Auffassung Tschechiens entspricht in vollem Umfang der des BMWi.

6.2 Gesamtbewertung

Von den im Kapitel 6 aufgeführten Mitgliedstaaten haben Italien, Litauen, Polen, die Slowakei und Tschechien Antworten auf die gestellten Fragen übermittelt.

Die Mitgliedsstaaten sehen die Auswirkungen der Inbetriebnahme der Nord Stream 2-Pipeline sehr unterschiedlich. Besonders kritisch stehen einer Zertifizierung der Antragstellerin Litauen und Polen gegenüber, die Nachteile für den Wettbewerb und die Funktion des EU-Gasbinnenmarktes sehen und ausführen, dass die Nord Stream 2 nicht zu einer Diversifizierung der Transportrouten beitragen, sondern andere Transportrouten verdrängen wird. Dagegen sehen Italien, Tschechien und die Slowakei die Nord Stream 2 als zusätzliche Route an, die zur Diversifizierung der europäischen Gasversorgung beitragen kann.

Alle fünf Mitgliedstaaten haben in unterschiedlicher Art und Weise auf die herausgehobene Rolle des Ukraine-Gastransits für die sichere und flexible Gasversorgung der EU hingewiesen. Sie stützen damit die Aussage in Abschnitt 5.3, dass der Ukraine-Transit für die Resilienz der Gasversorgung der EU außerordentlich wichtig ist und daher aufrecht erhalten bleiben sollte.

7 Berücksichtigung internationaler Verträge

Nach § 4b Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 und Nr. 3 EnWG sind bei der Bewertung die Rechte und Pflichten der EU sowie Deutschlands, die sich aus völkerrechtlichen Abkommen gegenüber dem Drittstaat ergeben, zu berücksichtigen. Maßgeblicher Drittstaat ist vorliegend Russland, da die Anteile der Antragstellerin letztlich durch die PJSC Gazprom gehalten werden und diese dadurch die Kontrolle ausübt. Die PJSC Gazprom ist eine öffentliche Aktiengesellschaft mit Sitz in Russland.

Es ergeben sich keine für diese Bewertung relevanten Rechte und Pflichten zwischen der EU und Russland aus völkerrechtlichen Abkommen. Das Abkommen über Partnerschaft und Zusammenarbeit aus dem Jahr 1997 zwischen der EU und ihren Mitgliedstaaten sowie Russland stellt dabei in Art. 65 nur den allgemeinen Rahmen und die Bereiche der Zusammenarbeit bei Energie dar. Mögliche Rechten und Pflichten ergeben sich auch nicht aus dem Energiecharta-Vertrag, da Russland diesen nicht ratifiziert hat und zwischenzeitlich auch nicht mehr als Unterzeichner betrachtet werden möchte.

Es ergeben sich keine relevanten Rechte und Pflichten Deutschlands gegenüber Russland aus völkerrechtlichen Abkommen. Der zwischen der Union der Sozialistischen Sowjetrepubliken und Deutschland am 13. Juni 1989 geschlossene Investitionsförder- und -schutzvertrag (IFV), der weiterhin gilt, enthält keine speziellen Vorschriften zum Bereich Energie einerseits oder zu Investitionsprüfungen andererseits.

Sofern vorliegend auf die Schweiz als Drittstaat abzustellen wäre, weil die Antragstellerin dort ihren Sitz hat, ergeben sich auch keine relevanten Rechte und Pflichten aus dem Energiecharta-Vertrag.

8 Gesamtbewertung

Das BMWi hat im Rahmen des Zertifizierungsverfahrens der Nord Stream 2 AG (Antragstellerin) als unabhängige Transportnetzbetreiberin (§ 4a in Verbindung mit § 4b EnWG) - für das Teilstück der Nord Stream 2-Pipeline zwischen der deutschen See-grenze und dem Kopplungspunkt mit dem deutschen Gasfernleitungsnetz - geprüft, ob die Erteilung der Zertifizierung die Sicherheit der Gasversorgung in Deutschland oder der EU gefährdet.

Eine solche Gefährdung der Versorgungssicherheit ist danach, unter Berücksichti-gung sämtlicher dem BMWi bekannten Tatsachen, vorliegenden Studien und Progno-sen und der im Zuge des Zertifizierungsverfahrens eingegangenen Stellungnahmen Beteiligter sowie von Konsultationsbeiträgen europäischer Mitgliedstaaten, aus heuti-ger Sicht nicht festzustellen. Dabei handelt es sich um eine Betrachtung auf Basis heutiger Erkenntnisse unter Berücksichtigung konkret vorhersehbarer zukünftiger Entwicklungen oder Umstände. Bei substantieller Änderung maßgeblicher tatsächli-cher Umstände kann die Zertifizierung nach § 4d EnWG durch die Bundesnetzagen-tur widerrufen oder mit Auflagen versehen werden.

Neben den Auswirkungen der Zertifizierung der Antragstellerin wurden im Sinne der Gasbinnenmarktrichtlinie 2009/73/EG auch die Abhängigkeit der EU und einzelner Mitgliedstaaten von Energielieferungen aus Drittländern sowie etwaige Verpflichtun-gen, die sich aus völkerrechtlichen Verträgen ergeben können, untersucht.

Bei der Zertifizierung der Antragstellerin als Unabhängige Transportnetzbetreiberin (ITO) handelt es sich um eine vom Gesetz (§ 10 EnWG) vorgesehene Entflechtungs-option, die auch Unternehmen aus Drittstaaten offensteht.

Für Gaslieferungen und die Einhaltung entsprechender Lieferverträge bleibt allein der Lieferant verantwortlich. Auch sind Möglichkeiten zur Einflussnahme des Trans- portnetzbetreibers auf die Verteilung zwischen verschiedenen Lieferrouten im norma- len Netzbetrieb nicht erkennbar. Bei Einhaltung der Entflechtungsregeln der §§ 10 bis 10e EnWG sind daher keine zusätzlichen Risiken ersichtlich, die sich von denen un- terscheiden würden, die sich bei einem nicht-drittstaatskontrollierten Netzbetreiber er- geben.

Für die Versorgungssicherheit der EU und der Mitgliedstaaten (einschließlich Deutschlands) stellt die Nord Stream 2-Pipeline eine zusätzliche Leitungskapazität für den Erdgasimport dar. Während infolge der Verpflichtung zur Klimaneutralität und der dafür notwendigen Dekarbonisierung im nächsten Jahrzehnt mit einer schrittweisen Abnahme der Erdgasnachfrage zu rechnen ist, bleibt diese mindestens bis in das nächste Jahrzehnt nach aktueller Erkenntnis gegenüber dem Verbrauch der vergan- genen Jahre weitgehend stabil oder nimmt sogar noch zu. Wegen des Rückgangs EU-eigener Erzeugung führt dies kurz- bis mittelfristig zu einem Ansteigen des Im- portbedarfs. Vor diesem Hintergrund stellt die Ausweitung der Transportkapazitäten nach Einschätzung des BMWi eine Verbesserung der Liefersituation dar, die sich auf die Bewertung der Versorgungssicherheit positiv auswirkt. Dies gilt umso mehr, wenn, wie hier, der Lieferweg über die Pipeline vergleichsweise effizient ist und sie zudem die Möglichkeit eröffnet, neue Lieferquellen zu erschließen.

Vom BMWi wurde auch die Frage adressiert, ob und ggf. welche Risiken davon aus- gehen können, dass nicht nur der Importanteil in die EU insgesamt, sondern durch die neue Leitungskapazität mit Russland auch deren Anteil an den EU-Importen im Rahmen des Gesamtmix steigen dürfte. Bei der Betrachtung des Erdgasbinnenmark- tes ist festzustellen, dass hier in den vergangenen Jahren eine ganze Reihe von Maßnahmen umgesetzt wurden, um das Risiko von einseitigen Abhängigkeiten und von Versorgungsunterbrechungen zu verringern. So wurde die Abhängigkeit vieler

östlicher EU-Partner von Lieferungen aus Russland durch die Schaffung bidirektionaler Kapazitäten (Reverse Flow), durch die sich diese Länder über liquide und diversifizierte EU-Gasmärkte versorgen, stark reduziert. Zu dieser positiven Entwicklung haben auch vielfältige wettbewerbs- und binnenmarktrechtliche Neuerungen beigetragen (z. B. die Vorkehrungen der SoS-VO (EU) 2017/1938).

Erheblichen Anteil am Wettbewerbspotential auf dem EU-Markt haben auch die stark gewachsenen LNG-Importkapazitäten vieler Mitgliedstaaten, aus denen grundsätzlich mehr als ein Drittel der EU-Nachfrage befriedigt werden kann. Selbst wenn der Importanteil von russischem Erdgas stiege, wäre somit nicht von einer Gefährdung der Versorgungssicherheit auszugehen.

Die konsultierten Mitgliedsstaaten haben unterschiedliche Positionen gegenüber der Nord Stream 2-Pipeline zum Ausdruck gebracht. So sieht Tschechien klar eine Verbesserung der Versorgungssicherheit durch Diversifizierung von Gastransportwegen und -lieferquellen, während Litauen und Polen eine Erhöhung der Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen befürchten. Das BMWi hat auch die Abhängigkeiten der einzelnen Mitgliedstaaten von russischem Erdgas geprüft. Das BMWi kommt zu dem Ergebnis, dass – auch aufgrund der Schaffung verschiedener Resilienzmechanismen – eine Gefährdung der Versorgungssicherheit einzelner Mitgliedstaaten durch die Zertifizierung der Nord Stream 2 nicht zu erwarten ist.

Polen sieht die Versorgungssicherheit polnischer Gaskunden durch die Zertifizierung ebenfalls nicht grundsätzlich gefährdet, befürchtet jedoch Preissteigerungen. Nur für den Fall einer Beendigung des Ukraine-Gastransits sieht Polen die Versorgung polnischer Kunden im Osten des Landes gefährdet, da diese gegenwärtig über den Grenzübergangspunkt Drozdowicze über die Ukraine beliefert werden. Die Ukraine sieht in ihrer Stellungnahme die Versorgungssicherheit sowohl in der Ukraine selbst als auch in den über das ukrainische Gastransitsystem versorgten europäischen Mitgliedstaaten gefährdet, sofern der Gastransit über die Ukraine durch die Zertifizierung und anschließende Inbetriebnahme von Nord Stream 2 eingestellt würde.

Das BMWi hat sich insbesondere mit den von Polen und der Ukraine vorgetragenen Folgen für die Versorgung ihrer Kunden mit Erdgas eingehend befasst. Konkrete nachteilige Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit dieser Staaten sind jedenfalls bei einer Weiterführung des Transits durch die Ukraine nach Ansicht des BMWi nicht zu erwarten. Zwar ist der Ukraine-Transit für die EU-Versorgungssicherheit nicht zwingend erforderlich, weil seine Unterbrechung weitgehend kompensiert werden kann. Er ist gleichwohl zur Steigerung der Resilienz der Gasversorgung der EU außerordentlich wichtig und sollte daher aufrechterhalten bleiben.

Von einigen Beteiligten und konsultierten Mitgliedstaaten wurden nicht nur Risiken durch die Zertifizierung, sondern auch politische Risiken durch die Kontrolle Russland über die Antragstellerin aufgezeigt. So äußern Italien und Litauen die Befürchtung, dass sich ein russisches Staatsunternehmen nicht an den EU Rechtsrahmen halten könnte. Das BMWi sieht hierin keinen Grund, der Antragstellerin die beantragte Zertifizierung nicht zu gewähren, da die BNetzA die Einhaltung des Regulierungsrechts überwacht.

Polen hat zudem vorgetragen, das Staatsunternehmen PJSC Gazprom sei aufgrund personeller Überschneidungen direkt mit der russischen Regierung verflochten und diese daher in der Lage, über Gazprom politischen Druck auf die Mitgliedstaaten auszuüben. Nach Ansicht der Ukraine hat Russland in der Vergangenheit mehrfach Gaslieferungen über den Ukraine-Transit zu politischen Zwecken unterbrochen. Das BMWi hat diese Hinweise geprüft, sieht im Ergebnis aber keine ausreichenden

Anhaltspunkte für eine konkrete Gefährdung der Gasversorgungssicherheit durch die Zertifizierung.

Bei seiner Prüfung hat das BMWi auch die Auswirkungen einer Zertifizierung auf den Transit über alternative Transportrouten im Detail betrachtet. Die zusätzliche Leitungskapazität der Nord Stream 2 steht nach dem Ergebnis der Prüfung zum Teil im Wettbewerb mit dem bestehenden Transit über die Ukraine. Die aufgrund der Transitvereinbarung zwischen Gazprom, der ukrainischen Naftogaz sowie der ukrainischen TSO LCC zunächst bis zum Jahr 2024 zu transportierenden Mindestmengen belaufen sich auf mindestens 40 Mrd. m³ pro Jahr. Nach Einschätzung des BMWi ist eine Fortsetzung des Gastransits in mindestens dieser Größenordnung auch über das Jahr 2024 hinaus Voraussetzung dafür, dass die Transitzapazität über das ukrainische Fernleitungssystem erhalten bleiben kann und die für ihre Unterhaltung erforderlichen Mittel erwirtschaftet werden können. Mit diesem Ziel wurden auch die Verhandlungen, die im Jahr 2019 zum Abschluss des Transitabkommens führten, aus EU-Sicht geführt. Auch die Konsultationsbeiträge von Italien und Tschechien unterstreichen die Notwendigkeit des Fortsetzens des Ukraine-Gastransits. Die Fortsetzung des Ukraine-Gastransits ist nach Ansicht des BMWi grundlegend für die hier getroffene Einschätzung, dass sich die zusätzliche Kapazität der Nord Stream 2 positiv auf die Versorgung des EU-Binnenmarktes auswirkt. Das ist der Fall, da die Nord Stream 2 trotz ihrer partiellen Wettbewerbssituation zum ukrainischen Transit zusätzliche, bislang unerschlossene Produktionsquellen mit der EU verbindet, deren Gas Mengen nicht über die Ukraine transportiert werden können. Nord Stream 2 trägt somit zur Diversifizierung der Transportrouten bei.

In ihrem Schriftsatz vom 30. Juli 2021 und ihrer Stellungnahme vom 20. Oktober 2021 haben die beigeladenen PGNiG und PST zu den Auswirkungen der Zertifizierung auf die von ihnen zu verantwortende Gasversorgungssicherheit in Polen geltend gemacht, durch die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 würden substantielle Transportmengen, die bisher vor allem über die Jamal-Pipeline in Polen transportiert werden, verlagert. Hierdurch könne die Jamal-Pipeline oder der Ukraine-Gastransit umgangen werden. Mit Blick auf die deutlich diversifizierte Versorgungssituation im polnischen Gasmarkt, die ab dem Jahr 2022 eine vollständige Abdeckung des polnischen Gasbedarfs ohne direkte Belieferung aus Russland ermöglicht, ist durch die Kapazitätsverlagerung nach Ansicht des BMWi eine konkrete Gefährdung der Versorgungssicherheit Polens nicht zu erwarten.

Insgesamt kommt die Prüfung damit zu dem Ergebnis, dass die Erteilung der Zertifizierung die Sicherheit der Gasversorgung Deutschlands und der Europäischen Union nicht gefährdet.

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Importabhängigkeit der EU, bis ins Jahr 2019 mit Großbritannien.....	11
Tabelle 2: Zukünftige Erdgas- bzw. Methannachfrage in Mrd. m ³ für die EU 27	11
Tabelle 3: Importbedarf Erdgas in Mrd. m ³	12
Tabelle 4: Estland- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	29
Tabelle 5: Italien- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland.....	30
Tabelle 6: Lettland- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland.....	30
Tabelle 7: Litauen- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland.....	31
Tabelle 8: Österreich- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland.....	32
Tabelle 9: Polen- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	33
Tabelle 10: Slowakei- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland	33
Tabelle 11: Tschechien- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland ...	34
Tabelle 12: Ungarn- Verhältnis von Erdgasverbrauch zu Erdgasimport aus Russland.....	35
Tabelle 13: Nutzung des ukrainischen Gastransitsystems.....	36
Tabelle 14: Gasimporte der Ukraine	38

10 Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
Art.	Artikel
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BT	Bundestag
BT-Drucks.	Bundestagsdrucksache
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EG	Europäische Gemeinschaft
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Elektrizität)
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU KOM	Kommission der Europäischen Union
EU	Europäische Union
EUGAL	Europäische Gasanbindungsleitung
evtl.	eventuell
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit (Stationäres schwimmendes LNG-Terminal mit Regasifizierungsanlage)
GasRL	Gasbinnenmarktrichtlinie
GTSOU	Gas Transmission System Operator of Ukraine (Netzbetreiber Ukraine)
H ₂	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IFV	Investitionsförder- und -schutzvertrag
ITO	Independent Transmission Operator (Unabhängiger Fernleitungsnetzbetreiber)
k.A.	Keine Angaben
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)

LÜKEX	Länder- und Ressortübergreifende Krisenmanagementübung
m ³	Kubikmeter
Mrd.	Milliarden
NEP	Netzentwicklungsplan
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (Polnisches Öl- und Gasunternehmen)
PJSC	Public Joint Stock Company (Gesellschaftsform in Russland)
Rn.	Randnummer
SoS-VO	Security of Supply-Verordnung (Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung)
TAP	Trans-Adria-Pipeline
TSO	Transmission System Operator (Fernleitungsnetzbetreiber)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (Zehnjahres-Netzentwicklungsplan)
ÚRSO	Úrad pre Reguláciu Sieťových Odvetví (Regulierungsbehörde für Netzwerkindustrien der Slowakei)
VIP	Virtual Interconnection Point (Virtueller Verbindungspunkt)
ZSKG	Zivilschutz- und Katastrophenhilfegesetz

Fragen zu Versorgungssicherheitsprüfung NS2

S. 6/S.7 – Punkt 1.2

Definition Versorgungssicherheit und Gefährdung derselben ist sehr eng gefasst. Warum nur Unterbrechung. Ist Versorgungssicherheit nicht gefährdet, wenn nur geringe Mengen geliefert werden? Warum fehlt die Preiskomponente völlig?

S. 11 – Punkt 3.2

Alle Nachfrageszenarien gehen von einer sinkenden Gasnachfrage in Europa, was auch den politischen Zielen im Hinblick auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit durch in Europa selbst erzeugte Erneuerbare Energien entspricht. Es wird nicht die Frage bewertet, ob eine neue fossile Infrastruktur nicht Lock-In-Effekte schafft, die Versorgungssicherheit durch Erneuerbare in Zukunft gefährdet. Ist das BMWi dieser Frage nachgegangen?

S. 12 – Punkt 3.2

Es heißt, NS2 sei H2-ready. Ist sie das? Wenn ja, was heißt das konkret? Wo ist das beschrieben? Existieren Szenarien aus Quellen Erneuerbarer Wasserstoff dort eingespeist werden sollen?

S. 14 – Punkt 3.3

Es heißt, das ukrainische Gastransitsystem kann wegen innerrussischer Engpässe nicht voll ausgelastet werden. Was sind das für Engpässe?

S. 15 – Punkt 3.4

Was untersucht das dort erwähnte Gutachten? Welche Rolle spielt es ansonsten in dem Verfahren? Gibt es weitere Gutachten, die diesem Verfahren zugrunde liegen bzw. Berücksichtigung finden?

Welchen Beitrag zur „Erhöhung der Resilienz des europäischen Gasversorgungssystems, durch einen zusätzlichen Kapazitätspuffer für Nachfragespitzen“ leistet NS2, wenn der Transit durch die Ukraine aufgrund politischer Differenzen zwischen Russland und der Ukraine ausgesetzt wird?

S. 16 – Punkt 3.5

Es heißt, NS2 erhöhe die Resilienz des Gasversorgungssystems. Unabhängig ob diese Aussage zutrifft, erhöht die Pipeline auch die Resilienz der gesamten Energieversorgung der EU? Sind mögliche Folgeeffekte, z. B. auf den Ausbau Erneuerbarer Energien untersucht/bewertet worden?

S. 18 – Punkt 4.2

Welche Speicherkapazitäten sind gemeint, die für die EU zugänglich werden? Wie werden diese Speicher bewirtschaftet? Tragen sie nur theoretisch oder tatsächlich zu Versorgungssicherheit bei?

S. 19 – Punkt 4.5

Lassen sich die Aussagen der ENTSO-G für den Winter 2021/22 angesichts der realen Entwicklung mit deutlich geringeren Importmengen aus Russland noch aufrecht erhalten?

S. 23 – Punkt 4.8

Wenn die Abhängigkeit von einem Hauptlieferanten heute signifikant geringer ist als vor 15 Jahren, heißt das, sie ist aber trotzdem noch vorhanden? Wo spiegelt sich das in den Ausführungen zuvor wider?

S. 25 – Punkt 5.1

Wie das BMWi zur Auffassung, dass Aktivitäten der Antragstellerin bzw. ihrer Anteilseigner, die geeignet waren, die Versorgungssicherheit zu gefährden, sich in Zukunft nicht wiederholen werden?

S. 26 – Punkt 5.1

Wie kommt das BMWi zu der Auffassung, dass der Mehrheitsanteileigner nicht auf die Antragstellerin „durchgreift“? Welche Erkenntnisse liegen dieser Einschätzung zugrunde? Sind hierzu Dritte befragt worden?

S. 27 – Punkt 5.2.1

Gibt es auch andere Auffassungen als die hier widergegebene und ausdrücklich unterstützte des juristischen Dienstes der EU? Und wenn ja, wie sind die in Abwägung eingeflossen?

S. 28 – Punkt 5.2.2

Wenn der Gasbedarf in der EU zurückgeht (was das Ziel vom Green Deal, FitFor55 usw. ist), welche Konsequenzen hätte dann die postulierte Verlagerung der Gasflüsse zugunsten NS2 auf die „Optimierung des Pipelinesystems“?

S. 35ff – Punkt 5.3

Welche Gründe und politische Verantwortlichkeiten liegen bei den ukrainisch-russischen Gaskrisen 2006, 2009 und 2014 jeweils vor?

Welche Gründe liegen der Reduktion der Kapazitätsbuchung für die ukrainische Transitinfrastruktur im Jahr 2021 zugrunde?

S. 37 – Punkt 5.3

Was bedeutet der Satz: „Dem BMWi liegen derzeit keine Kenntnisse über Umstände vor, die mit ausreichender Sicherheit belegen, dass ein politisch gesteuertes Verhalten vorliegt.“?

S. 39 – Punkt 5.4

Sind diese Ausführungen sinnvoll und ernsthaft angesichts der Tatsache, dass Lieferant und Netzbetreiber den gleichen Eigentümer haben und der in der Vergangenheit sich schon nicht immer an die Regeln gehalten hat?

Welche konkreten Erkenntnisse liegen vor, inwieweit die Antragstellerin und Gazprom vom Kreml unternehmerisch unabhängige Entscheidungen treffen kann?

Wie ist die Oligarchisierung des Gasmarktes in Russland fortgeschritten, welche Erwartungen gibt es hier für die Zukunft und welche Wirkungen wird die Inbetriebnahme vom NS2 hier auslösen? Was bedeutet das für die Versorgungssicherheit Europas?

Nachfragen zu dem Bericht vom 26.10.2021

- S. 7 (1.3.) definiert BMWi den Begriff „Versorgungssicherheit“ selbst. Inwiefern ist damit nicht ein Zirkelschluss vorbereitet? Müsste die Definition nicht von einem Dritten, z.B. EU KOM, eingeholt werden?
- S. 6, 1.2; Warum wird nicht die Definition der EU Kommission aus dem Green Paper “Towards a European strategy for the security of energy supply” (EC, 2000) als Ausgangspunkt der Analyse genommen: “The EU’s long-term strategy for energy supply security must be geared to ensuring [...] the uninterrupted physical availability of energy products on the market, at a price which is affordable for all consumers [...]”? Warum wird nur nach Menge und nicht auch nach Preis hin geprüft?
- S. 7, 1.3 Warum wird hier die Gefährdung auf eine Unterbrechung begrenzt und nicht auch auf eine substantielle Verringerung oder Nicht-Ausweitung (mit entsprechenden Konsequenzen für den Preis)?
- Gab es in den letzten 5 Jahren solche Versorgungssicherheitsberichte und wenn ja, welche?
- S.6 (1.2) erfolgt Definition: „mengenmäßig ausreichend“ – aber nicht z.B.: „preislich zugänglich“ – darauf beruht aber ganzer Bericht. Wenn Preisniveau, dreht sich Argumentation um.
- S. 8, 2.1.-2.3: Wenn die Antragstellerin zu 100 Prozent von Gazprom international projects LLC gehört und diese wiederum zu mehr als 50 % im Besitz des russischen Staates ist, wie kann dann die Antragstellerin ein unabhängiger Transportnetzbetreiber sein? Wie kann diese Frage die Bundesnetzagentur prüfen/ beantworten, muss hier keine politische Stellung bezogen werden? Wie kann vor diesem Hintergrund (dass die Antragstellerin zu 100% Gazprom LLC gehört) auf Seite 9 unter Punkt 2.4 die Antragstellerin ausschließlich den Netzbetrieb übernehmen, ohne dass die Verflechtung reflektiert ist?
- Mehrfach wird in dem Bericht „nach Kenntnis des BMWi“, „BMWi liegen keine konkreten Informationen“ vor“, „aus Sicht BMWi“ ähnlich ausgeführt, speziell im 5 (S. 24ff): wurde für die Analyse „Berücksichtigung der besonderen Umstände des Einzelfalls und des betreffenden Drittstaates“ das Wissen anderer Behörden, speziell des AA und der Dienste hinzugezogen? Falls nicht, kann der Bericht zur Bewertung an das AA gegeben werden?
- Inwieweit sind außenpolitische Konflikte gemeint (Krim/ Donbass) und die Durchsetzung von russischen Interessen berücksichtigt worden? Inwieweit müsste die geopolitische Situation nicht einfließen in die Beurteilung?
- S. 49 (Kapt. 8) wird betont, dass der Bericht „aus Basis heutiger Erkenntnisse“ verfasst worden ist. Inwiefern ist die Situation des Winters 21/22 geeignet, eine Neubewertung vorzunehmen?
- S. 13-15, 3.3: Warum basiert die Analyse mit Blick auf das Feld Bovanenkovskoye sich alleine auf Angaben der Antragstellerin? Welche Versuche wurden unternommen, dies unabhängig zu überprüfen?
- S. 14 wird von „innerrussischen Engpässen“ gesprochen. Wie ist „innerrussisch“ zu verstehen? Welche Begrenzungen des innerrussischen Gasnetzes, welche infrastrukturellen innerrussische Engpässe sind hier gemeint? Wie könnten diese behoben werden? Kann man daraus nicht einen Blanko-Check ablesen, dass der Transit durch Polen/ UKR gestoppt wird?

- Zusätzlicher Kapazitätspuffer durch Nord Stream 2 (S. 15, 3.4): Warum bezieht sich diese Analyse rein auf von der Antragstellerin vorgebrachten Daten? Welche unabhängigen Quellen wurden hinzugezogen?
- S. 19 werden Extremwetter szenarien durchgespielt. Welche Annahmen liegen denen zu Grunde? (Wie lange wie kalt?)
- Ebd. (s. 19 4.5): Sind die Modulationen nach Winter 21/22 aufrechtzuerhalten?
- S. 20 (4.6.): Alle Annahmen zur Versorgungssicherheit in dem Bericht lassen die Preisentwicklung außen vor. Aber nicht nur die Menge an Gas ist entscheidend, auch seine Bezahlbarkeit. Gibt es im Hinblick auf die Knappheits-Simulationen Preisannahmen? Wenn nicht, können die nachgeholt werden?
- Welche europäischen/ deutschen Speicher werden von Gazprom betrieben/ beherrscht?
- Gibt es die Möglichkeit, zusätzliche Speicher in UKR zum Zweck der Versorgungssicherheit zu buchen (S. 18, 4.2)
- S. 21, 4.7: Abgesehen von den Importkapazitäten der LNG Terminals – inwieweit könnten entsprechend auch die Gaslieferungen aus anderen Ländern als Russland via LNG kurzfristig entsprechend für alle EU Länder (und nicht nur getrennt analysiert pro EU-Land) hochgefahren werden? Also gäbe es ein entsprechend großes LNG Angebot? Was wären die preislichen Konsequenzen?
- Berücksichtigung der besonderen Umstände des Einzelfalls (S. 24, 5): Warum wird hier die Definition beschränkt auf vorhersehbare und unmittelbare Auswirkungen?
- S. 12 wird erwähnt, dass NS2 H2-ready ist. Dies wird aber nicht ausgeführt. Ist die Pipeline in derzeitiger Form H2-ready?
- Ist der zusätzliche Bedarf an Gaskraftwerken in D bis 2035 und an Gas für z.B. Stahl-Induktionsverfahren bis 2035 (und zum Aufbau einer H2-Versorgung) zu quantifizieren? Ist die Annahme richtig, dass der Gasbedarf stabil bleibt?
- S. 15 wird erwähnt, dass NS2 den Methanschlupf der älteren Pipelines (UKR, Jamal) verringert und damit einen positiven Klimaeffekt hat. Ist das zu quantifizieren?
- Für BU, RUM, GR wird ausgeführt, dass es Versorgungsprobleme über zu hohe Preise geben kann, wenn Transit über UKR gestoppt wird. Dann aber gefolgert, dass eine solche Absicht aber „nicht bewiesen werden kann“ – warum nicht, da doch beim Gasstreit z.B. 2006 exakt das passiert ist? So steht es auch S. 24: „in der Vergangenheit gleichwohl zu einigen Lieferunterbrechungen gekommen...“
- Entsprechend wird S. 16 (3.4.) dargestellt, dass die Puffer ausreichen, unter der Annahme, „dass Lieferungen gleich bleiben“, bzw. S. 19 dass es genug Gas gibt... – aber muss nicht die Prüfung der Versorgungssicherheit davon ausgehen, dass genau das nicht passiert?
- Es wird ausgeführt, dass die LNG-Kapazitäten EU die Liefermenge aus RUS abdeckt. Aber wie hoch ist die a.) weltweite Verfügbarkeit von LNG? b.) Welchen Anteil der weltweiten Verfügbarkeit bekommt derzeit Europa?
- S. 18 (4.4.) wird das Unbundling ausgeführt. Muss nicht statt mit Eintritt in das dt. Hoheitsgebiet ab Eintritt in die EU Netz und betrieb getrennt werden und die BNetzA entsprechend prüfen?
- Außerdem S. 23: die Annahme des Berichts ist ja, dass die Leitungen zwar verschiedene Betreiber haben und insofern die Sicherheit nicht gefährdet ist – aber sie führen ja alle ins gleiche ins gleiche Land und haben letztlich die gleichen Erdgasfelder als Quelle. Geht die rechtliche Annahme nicht an der Faktizität vorbei?
- Erkennt der Bericht dies nicht implizit auch an, nur versteckt er diese Erkenntnis in negativen Hypothesen?
- S.23: „dass die Gefährdung der Versorgungssicherheit heute ... signifikant geringer ist als vor 15 Jahren“ – heißt doch: die Abhängigkeit ist noch da!

- S. 25 (5.1.): „Aus dem Verhalten der Gazprom-Gruppe kann jedoch nicht ohne weiteres darauf geschlossen werden, dass sich solche Aktivitäten wiederholen“ - warum nicht? Ist das nicht bloß eine Behauptung, zudem eine fragwürdige, da ja eher der umgekehrte Schluss nahe liegt?
- S. 26 (5.1.): „... dass allein aus dem der Erweiterung der Importkapazitäten aus RUS nicht zwingend eine Steigerung der Abhängigkeit folgt“.... – aber möglich ist sie folglich? Wäre es nicht Aufgabe des Berichts, genau diese Möglichkeit zu prüfen, nicht sie abzuwehren?
- Entsprechend, S. 37: „Dem BMWi liegen derzeit keine Kenntnisse über Umstände vor, die mit ausreichender Sicherheit belegen, dass ein politisch gesteuertes Verhalten vorliegt“..... liest sich absolut beunruhigend! Ist aus der Tatsache, dass die Belege nicht mit Sicherheit vorliegen, abzuleiten, dass die Versorgungssicherheit nicht gefährdet ist?
- Was ist gemeint mit „keine konkreten Informationen“? Welche Informationen wurden gecheckt?
- Warum kann aus dem „Verhalten der Gazprom-Gruppe in der Vergangenheit“ nicht daraus geschlossen werden, wie sich die Gazprom-Gruppe in Zukunft verhält? Welche besseren Anhaltspunkte als bisheriges Verhalten gibt es für die Einschätzung zukünftigen Verhaltens? Wie kommt diese Behauptung hier zustande?
- Warum sind die von der Beigeladenen vorgetragenen Wettbewerbsverstöße nicht geeignet, die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen? Was ist hier die Begründung?
- Was bedeutet „wesentlich effektiver“ (Seite 26) inhaltlich? Welche Konsequenzen hätte dies auf die Preisentwicklung?
- In diesem Abschnitt stellt sich besonders die Frage nach den Konsequenzen einer Preissteigerung – hier lässt die gewählte Beschränkung auf eine Unterbrechung des Transports Fragen offen:
- Welche „vorliegenden Tatsachen“ führen zu der Einschätzung, dass es für ein Durchgreifen der PJSC Gazprom keine Anhaltspunkte gibt?
- 28, 5.2.3: Warum wurde die Abhängigkeitsanalyse für jedes einzelne Land nur individuell betrachtet? Warum gibt es kein Szenario, in dem mehrere Optionen zusammen und kumuliert analysiert werden?
- Warum wird behauptet, man wolle die zugrundeliegenden Zahlen vergleichbar machen, um dann nur die Gazprom Zahlen zu nutzen? Warum wurde hier darauf verzichtet, die BP Zahlen wirklich vergleichbar zu machen und damit einzubeziehen in die Analyse?
- Bedeutung der Inbetriebnahme der NS2 für Gastransit durch die Ukraine (ab Seite 35, 5.3)
- Da die Einschätzung der europäischen Partner zur Relevanz des Ukraine-Transits an mehreren Stellen in der Prüfung geteilt wird, auch eine potentielle Verlagerung des Gastransports Richtung NS2 nicht in Frage gestellt wird und die dafür notwendigen Verträge aber 2024 auslaufen, warum wird die Bestätigung der Versorgungssicherheit nicht an die Verlängerung der entsprechenden RUS/UKR Verträge geknüpft?
- Inwieweit wird in der Analyse mit Blick auf die Ukraine berücksichtigt, dass eine „pay but not deliver“ Option negative Konsequenzen haben kann (Maintenance etc.)?
- Auf welcher Grundlage geht das BMWi davon aus, dass der Gastransit über die Ukraine nicht eingestellt wird?
- Wenn die alternative verfügbare Kapazität für die Ukraine „knapp 50% des Importbedarfs der Ukraine abdecken“ würde – welche Antwort gäbe es für die restlichen 50%? Was wären die Konsequenzen ohne diese 50%?
- 39, 5.4: Warum wird hier nicht ein Szenario bedacht, in dem zusätzlich notwendiges Gas nicht geliefert wird, obwohl dies technisch möglich wäre?
- Wie kann folgender Satz behauptet werden, wenn doch bekannt ist, dass die Antragstellerin zu 100 % PJSC Gazprom gehört: „Die Antragstellerin hat rechtlich keinen eigenen Einfluss auf die Einhaltung der Lieferverträge“? Vor allem, da auf Seite 48 folgende Einschätzung „die

Anteile der Antragstellerin letztlich durch die PJSC Gazprom gehalten werden und diese dadurch die Kontrolle ausübt“ gegeben wird.

- ab S. 40, 6.1 Wenn eine Preissteigerung von 5-15%, wie von PGNiG und PST vorgetragen, nicht nachvollziehbar ist, welche Preissteigerung erscheint realistisch?
- Was bedeutet bei folgender Einschätzung „bei einem unterstellten vollständigen Wegfall des ukrainischen Gastransits die Versorgungssicherheit einzelner EU-Mitgliedsstaaten zwar regional beeinträchtigt, aber nach Einschätzung des BMWi nicht konkret gefährdet“ die Wortwahl „regional beeinträchtigt“ und „nicht konkret“ gefährdet?
- Auf welcher Grundlage kommt es zu folgender Aussage „Das BMWi geht davon aus, dass der Gastransit durch die Ukraine auch über das Jahr 2024 hinaus aufrechterhalten wird“?

- Auf welcher Grundlage kommt es zu der Einschätzung, dass nur das Teilstück auf deutschem Hoheitsgebiet der Regulierung unterliegt und nicht das Teilstück ab Eintritt in EU Gewässer?
- Inwieweit wurde sichergestellt, dass die BNetzA die von Polen vorgetragenen Punkte zur Wettbewerbsverzerrung prüft?
- Welche nicht-relevanten Rechte und Pflichten ergeben sich mit Blick auf den Schweizer Sitz aus dem Energiecharta-Vertrag?