

Die Bedeutung russischer Gaslieferungen für die deutsche Energieversorgung

Untersuchung bestehender Lieferbeziehungen und Ausblick auf die weitere Entwicklung

Andreas Fischer / Malte Küper

Auftraggeber: Atlantik-Brücke e.V.

Köln, 23.02.2022

Gutachten

Herausgeber**Institut der deutschen Wirtschaft Köln e. V.**

Postfach 10 19 42

50459 Köln

Das Institut der deutschen Wirtschaft (IW) ist ein privates Wirtschaftsforschungsinstitut, das sich für eine freiheitliche Wirtschafts- und Gesellschaftsordnung einsetzt. Unsere Aufgabe ist es, das Verständnis wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Zusammenhänge zu verbessern.

Das IW in den sozialen Medien

Twitter

[@iw_koeln](https://twitter.com/iw_koeln)

LinkedIn

[@Institut der deutschen Wirtschaft](https://www.linkedin.com/company/institut-der-deutschen-wirtschaft)

Facebook

[@IWKoeln](https://www.facebook.com/IWKoeln)

Instagram

[@IW_Koeln](https://www.instagram.com/IW_Koeln)**Autoren****Andreas Fischer**

Economist für Energie und Klimapolitik

fischer@iwkoeln.de

0221 – 4981-402

Malte Küper

Referent für Energie

kueper@iwkoeln.de

0221 – 4981-673

Alle Studien finden Sie unter**www.iwkoeln.de****Stand:**

Februar 2022

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	5
Überblick	6
1 Die Rolle von Erdgas in der deutschen Energieversorgung	8
1.1 Entwicklung des deutschen Energiebedarfs	8
1.2 Zukünftige Bedeutung von Erdgas	10
2 Deutsch-russische Energiebeziehungen	12
3 Bestehende Transport- und Speicherkapazitäten	15
3.1 Transport (Pipeline und LNG)	15
3.2 Speicher	17
4 Auswirkungen möglicher Versorgungsunterbrechungen	21
4.1 Unterbrechungen der Lieferungen durch die Ukraine	21
4.2 Einstellung aller russischen Gaslieferungen	23
4.3 Einordnung der Studienergebnisse.....	25
5 Anpassungsmaßnahmen bei Gasversorgungsengpässen.....	27
5.1 Optionen zur kurzfristigen Flexibilisierung des Gasverbrauchs.....	27
5.2 Langfristige Anpassungsmöglichkeiten.....	29
Summary	32
Tabellenverzeichnis.....	33
Abbildungsverzeichnis.....	34
Literaturverzeichnis	35

JEL-Klassifikation

F15 – Wirtschaftliche Verflechtung

O13 - Landwirtschaft; Natürliche Ressourcen; Energie; Umwelt; andere Rohstoffe

Q41 - Energie: Angebot und Nachfrage; Preise

Q43 - Energie und Makroökonomie

Kurzfassung

- **Status Quo:** Erdgas machte 2020 **26 Prozent des deutschen Primärenergiebedarfs** aus. Hauptsächlich wird Gas zur **Wärmeerzeugung** und in der mittleren Frist auch verstärkt bei der Stromversorgung benötigt. Russland liefert dabei über **die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Erdgases**, welches wiederum ein Viertel der russischen Gasexporte ausmacht.
- **Erdgasinfrastruktur:** Neben den Importrouten für russische Gaslieferungen nach Europa bestehen weitere Pipelineverbindungen nach Norwegen, Nordafrika und Aserbaidschan. Daneben bestehen **umfangreiche Kapazitäten zur Regasifizierung von Flüssiggas (LNG)**, vor allem in Südeuropa. Insgesamt waren diese **Importkapazitäten 2021 zu 54 Prozent ausgelastet**. Der Füllstand der **deutschen Speicher** lag zu Beginn des Winters mit **67 Prozent** deutlich unter den Werten der Vorjahre von über 95 Prozent, ähnlich sieht es in den europäischen Nachbarländern aus.
- **Unterbrechungsszenarien:** Modellierungen einer temporären Stilllegung der **ukrainischen Transitroute** zufolge sind nur geringe Versorgungsengpässe in einigen europäischen Staaten zu befürchten. Vor allem werden Auswirkungen auf die **Gaspreise** und Speicherstände erwartet. Ein **gänzlicher Ausfall russischer Gasimporte** dagegen wird zu Engpässen in mehreren europäischen Ländern führen, unter anderem in Deutschland. Wie lange Deutschland mit Hilfe der **gut ausgebauten Gasinfrastruktur** in diesem Fall vor **Versorgungslücken** geschützt ist, hängt von den verfügbaren **LNG-Importen, Speicherständen** und der Entwicklung der **Außentemperaturen** ab.
- **Aktuelle Situation:** Die Ergebnisse der betrachteten Szenarioanalysen lassen sich nicht 1:1 auf die aktuelle Situation übertragen. Hauptsächlich da die aktuell **sehr niedrigen Speicherstände** darin nicht zugrunde gelegt werden. Allerdings sind die weltweit gehandelten LNG-Mengen über die letzten Jahre stark gestiegen und in den letzten Wochen ist bereits ein **deutlicher Anstieg der LNG-Importe nach Europa** zu beobachten. Ebenso sind im aktuellen Winter bisher relativ **milde Temperaturen** zu beobachten.
- **Handlungsoptionen:** Im Falle unvermeidbarer Versorgungslücken stehen **kurzfristig Reservekraftwerke** zur Verfügung, um mindestens ein Viertel des Gasbedarfs in der Stromerzeugung zu ersetzen. Zudem wird die Versorgung von privaten Haushalten und sozialen Diensten priorisiert. Darüber hinaus sollten durch **Mindestfüllstände** der Gasspeicher bereits im nächsten Winter Knappheiten vermieden werden. Langfristig gilt es den Erdgasbezug auch mithilfe von **LNG** zu diversifizieren und den Bedarf durch den **Ausbau Erneuerbarer Energien** zu senken.

Überblick

Ausgangslage

Im Jahr 2020 wurden 26 Prozent des deutschen Primärenergiebedarfs durch Erdgas gedeckt. Hauptsächlich wird Erdgas zur Wärmeerzeugung in Privathaushalten und der Industrie eingesetzt. Im Zuge der Energiewende wird erdgasbetriebenen Kraftwerken zudem eine entscheidende Bedeutung als Brückentechnologie in der Stromversorgung zukommen. Um die Gasversorgung sicherzustellen, setzt die Bundesrepublik in erheblichem Maße auf Importe. Knapp 90 Prozent des benötigten Erdgases wurden 2020 importiert. Über die Hälfte des importierten Gases kam dabei aus Russland, knapp ein Drittel aus Norwegen und etwa 13 Prozent aus den Niederlanden. Die Energiepartnerschaft zu Russland beruht auf Gegenseitigkeit: knapp ein Viertel aller russischen Gasexporte ging 2020 nach Deutschland, die Bundesrepublik ist damit mit Abstand der wichtigste Gaskunde. Russland, das noch immer 80 Prozent seines Gases per Pipeline exportiert, setzt zunehmend auch auf LNG-Exporte (Liquid Natural Gas). Zukünftig will das Land diesen Trend weiter ausbauen, um auch bisher nicht über Pipeline angeschlossene Verbraucher, unter anderem in Europa, versorgen zu können.

Gut ausgebaute Infrastruktur

Deutschland besitzt eine gut ausgebaute Gasinfrastruktur mit umfangreichen Transport- und Speicherkapazitäten. Auch ohne eigenes LNG-Terminal hat Deutschland durch die enge Anbindung an die Nachbarländer die Möglichkeit, fehlende Pipelinelieferungen (teilweise) durch Flüssiggas zu ersetzen. Zudem verfügt Deutschland über die EU-weit größten Speicherkapazitäten, auf die, unter Annahme eines ausreichenden Füllstandes, zurückgegriffen werden kann. Bestehende Studien sehen Deutschland aufgrund seiner infrastrukturellen Voraussetzungen daher selbst für das Szenario einer vorübergehenden Lieferunterbrechung aus Russland gut gerüstet. Ob und wie lange Deutschland im Falle eines Lieferausfalls tatsächlich Versorgungslücken vermeiden kann, wird dabei von drei zentralen Faktoren beeinflusst:

- a. Füllstände der bestehenden Speicherkapazitäten zu Beginn der Heizperiode Anfang Oktober
- b. Verfügbarkeit zusätzlicher und umfangreicher LNG-Importe nach Europa
- c. Temperaturentwicklungen und entsprechende Auswirkungen auf den Gasbedarf

Die Besonderheit der aktuellen Situation

Während in den Studien von vollständig gefüllten Speichern zu Beginn eines Winters ausgegangen wurde, waren die Speicher zu Beginn dieses Winters nur etwa zu zwei Dritteln befüllt und damit deutlich unter dem Level der Vorjahre (2019: 98 %; 2020: 95 %). Damit lassen sich auch die zunächst positiven Studienergebnisse nicht direkt auf die aktuelle Situation übertragen. Derzeit (2.2.2022) sind die Speicher in Deutschland nur noch zu gut 36 Prozent gefüllt, dies entspricht etwa der Hälfte des Füllstands der vergangenen Jahre zum gleichen Zeitpunkt. Die von Gazprom betriebenen Speicher (20 Prozent der deutschen Speicherkapazität) lagen am 2. Februar bei nur 16 Prozent (GIE, 2022a). Als Anhaltspunkt ist laut einer Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums aus dem Jahr 2015 ein Mindestspeicherfüllstand von 60 Prozent zum 1. Februar eines Jahres erforderlich, um einen einmonatigen Ausfall infolge eines politischen Konflikts mit Russland ohne Versorgungsengpässe zu überbrücken. Der Wert gilt dabei unter

normalen Rahmenbedingungen. Szenarien einer kurzen Extremkälte oder dauerhafte Kälte würden den Druck auf die Speicherstände demnach zusätzlich erhöhen (BBH et al., 2015).

Die in der Studie angenommenen Kompensationsmöglichkeiten beschränken sich jedoch auf eine Reduzierung des Gasverbrauchs und berücksichtigen keine verstärkten Importe zum Beispiel in Form von LNG. Allerdings ist der weltweite LNG-Markt in den vergangenen Jahren deutlich gewachsen, sodass größere Mengen russischen Gases vorübergehend durch LNG kompensiert werden könnten, wie es Szenarien verschiedener Studien aufzeigen. Ohnehin bestanden über die letzten Jahre noch freie Kapazitäten für den Import von weiterem Flüssiggas. 2020 waren die europäischen LNG-Terminals zu etwa 50 Prozent ausgelastet (Eurostat, 2022; GIE, 2022b). Bereits jetzt kann ein Anstieg der europäischen LNG-Importe beobachtet werden. So wurde im Januar eine neue monatliche Rekordmenge von über 11 Milliarden Kubikmetern (Mrd. m³) nach Europa importiert (Global LNG Hub, 2022). Ein Großteil der international gehandelten LNG-Transporte ist allerdings durch langfristige Verträge gebunden, was einen kurzfristigen Anstieg der europäischen LNG-Importe erschweren würde. In welchem Ausmaß bereits gehandelte Mengen im Krisenfall nach Europa umgeleitet werden können, kann zu diesem Zeitpunkt nicht verlässlich beurteilt werden.

Mit Blick auf die aktuelle Situation sind daher neben der Temperaturentwicklung vor allem die Verfügbarkeit ausreichender LNG-Importe entscheidend zur Sicherung der Versorgungssicherheit im Krisenfall. Mit Hilfe alternativer Bezugsquellen könnten im Falle eines weiterhin milden Winters Lieferausfälle voraussichtlich überbrückt werden. Da die Potenziale zur Ausspeicherung durch die geringen Füllstände allerdings stark limitiert sind, müsste die Versorgungssicherheit zu großen Teilen über LNG-Importe gewährleistet werden.

Handlungsmöglichkeiten

Im Falle eingeschränkter Gasverfügbarkeit sind aufgrund der damit verbundenen Preisanstiege Anpassungen der Nachfrage, vor allem im Energie- und Industriesektor, zu erwarten. Dies war bereits in den vergangenen Monaten durch eine stärkere Kohleverstromung und einen Produktionsrückgang einzelner Industriebranchen, die auf einen umfangreichen Bezug von Erdgas oder Strom angewiesen sind, zu erkennen. Sollten dennoch Gasversorgungsengpässe eintreten, gilt es zunächst auf Flexibilitäten in der Stromerzeugung beispielsweise in Form verfügbarer Reservekraftwerke, die hauptsächlich mit Kohle betrieben werden, zurückzugreifen. Reicht dies nicht aus, kann kurzfristig eine Begrenzung des nicht geschützten Gasbezugs erfolgen. Die Energieversorgung privater Haushalte und sozialer Dienste würde dagegen weiterhin garantiert.

Im Sinne der zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es erforderlich, für die kommenden Heizperioden sicherzustellen, dass die umfangreichen Speicherkapazitäten in Deutschland zu Winterbeginn auch ausreichend befüllt sind. Diesbezüglich fehlt es bisher an einem regulatorischen Rahmen, den es zur Absicherung der Versorgung mit Mineralöl bereits gibt. In der Diskussion sind dabei die Einführung einer strategischen Reserve beziehungsweise einer Speicherverpflichtung. Langfristig reduzieren der Ausbau der Erneuerbaren Energien und eine Diversifizierung des Gasbezugs über stärkere LNG-Importe die Abhängigkeit von russischen Gasimporten. Einen wichtigen Beitrag leistet dazu eine Beschleunigung des inländischen Zubaus Erneuerbarer Energien, aber auch der Aufbau von Importbeziehungen für klimaneutrale Energieträger wie grünen Wasserstoff.

1 Die Rolle von Erdgas in der deutschen Energieversorgung

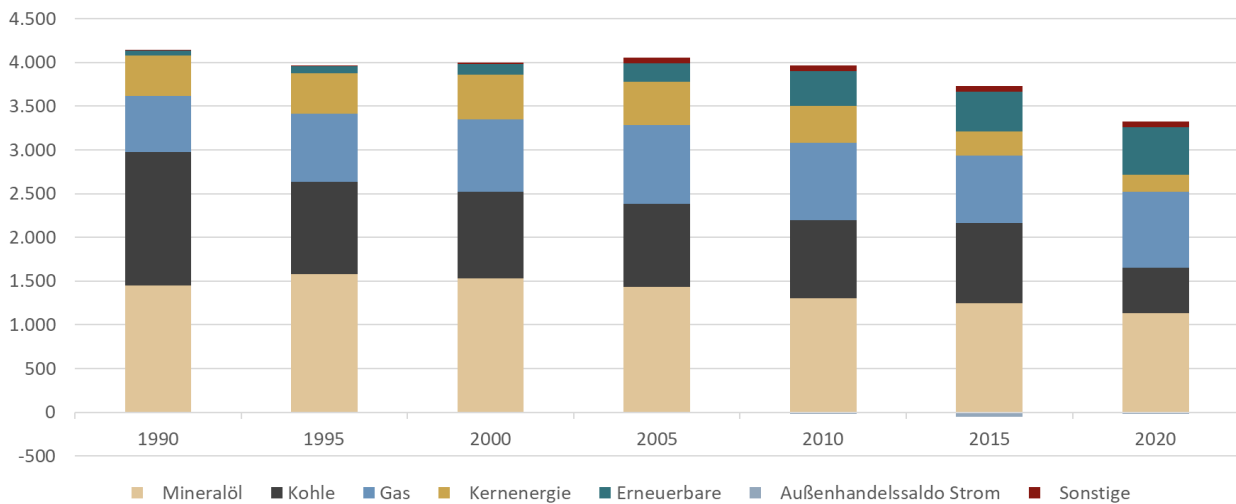
- ✓ 871 TWh Erdgas wurden 2020 in Deutschland verbraucht, das entspricht 26 Prozent des Primärenergieverbrauchs
- ✓ Über 80 Prozent der direkten Erdgasverbrauchs entfällt auf Industrie und private Haushalte
- ✓ Mittelfristig wird Erdgas eine entscheidende Rolle zukommen, vor allem als klimafreundlichere Alternative zur Kohleverstromung

1.1 Entwicklung des deutschen Energiebedarfs

Im deutschen Energiemix ist Erdgas nach Mineralölprodukten der zweitwichtigste Energieträger mit einem Anteil von 26 Prozent am Primärenergieverbrauch. Dieser ist nach einem Durchschnittswert von etwa 22 Prozent in den 2010er Jahren in den vergangenen fünf Jahren deutlich angestiegen. Anteilig am Endenergieverbrauch, ohne Berücksichtigung der Umwandlung von Energie, werden dabei über 80 Prozent des Erdgases in der Industrie und privaten Haushalten verbraucht, hauptsächlich zur Wärmeerzeugung. Als Grundstoff für einige Industriebranchen aber vor allem zur Wärmeerzeugung in allen Sektoren kann der Einsatz von Erdgas in vielen Fällen kurzfristig nicht substituiert werden.

Abbildung 1-1: Entwicklung des deutschen Primärenergiebedarfs nach Energieträgern

Angaben in Terawattstunden (TWh)



Quelle: BMWi, 2021

Industrie

Im Industriesektor wird Erdgas zur Energiegewinnung, aber auch als Feedstock eingesetzt. Vor allem in der chemischen Industrie werden umfangreiche Mengen als Ausgangsstoff zur Erzeugung von Grundstoffchemikalien benötigt. Dementsprechend war der Erdgasbedarf in der Vergangenheit dort relativ konstant, während er in anderen Sektoren stärker variierte. Zudem erfolgte in den letzten 20 Jahren ein deutlicher Rückgang des Bezugs von Heizöl.

Private Haushalte

Bei den privaten Haushalten nahm vor allem die Nutzung von Heizöl in der Wärmeversorgung deutlich ab, während der Anteil Erneuerbarer Energien anstieg. Der größte Anteil der Endenergieverbrauchs im Haushaltssektor entfällt allerdings weiterhin auf das Erdgas, da Erdgasheizungen zum jetzigen Zeitpunkt weiterhin die meistgenutzte Wärmequelle darstellen, auch wenn der Verbrauch in den letzten Jahren nur noch leicht zunahm.

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Im Gewerbesektor ist vor allem in den 1990er aber auch noch in den 2000er Jahren ein deutlicher Rückgang der Nutzung von Kohle und Öl zu erkennen. Seitdem spielt auch in diesem Bereich Erdgas eine wichtigere Rolle. In absoluten Zahlen ist der Verbrauch von Erdgas über die letzten Jahre leicht gesunken. Dafür wächst der Anteil eigener Erzeugung mithilfe Erneuerbarer Energien wie auch der Bezug elektrischer Energie.

Verkehr

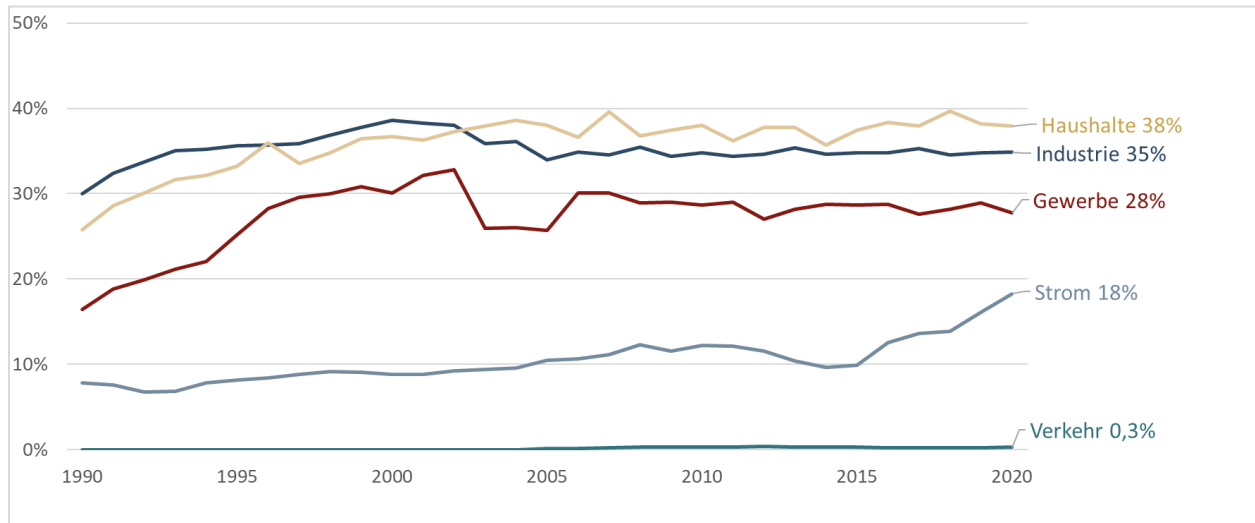
Im Verkehrssektor spielt Erdgas eine untergeordnete Rolle, da sich Kraftfahrzeuge mit Erdgasmotoren trotz einer besseren Klimabilanz als Diesel oder Benziner nicht durchsetzen konnten. Der aktuelle Trend zu klimafreundlicheren Antrieben geht mit einem umfangreichen Wechsel zu elektrisch betriebenen Fahrzeugen einher. Daher spielt Erdgas hier indirekt bei der Stromerzeugung eine Rolle mit Blick auf den Strompreis und damit die Betriebskosten der Fahrzeuge.

Stromversorgung

In der Stromerzeugung sind die Anteile von Stein- und Braunkohle in den letzten 20 Jahren deutlich gesunken, Öl spielte hier auch in der Vergangenheit nur eine geringe Rolle. Neben dem Zuwachs bei der Nutzung der Erneuerbaren, stieg auch die von Erdgas, dessen Anteil an der Stromerzeugung sich zwischen 2000 und 2020 mehr als verdoppelte. Hier betraf der Zuwachs vor allem die Jahre 2019 und 2020, bedingt durch geringe Beschaffungskosten im Vergleich zu den Vorjahren und einem steigenden CO₂-Preis. In den vergangenen Monaten ist aufgrund der hohen Bezugskosten wieder ein deutlicher Rückgang der Verstromung von Erdgas zu erkennen.

Abbildung 1-2: Entwicklung der Erdgasanteile am Primärenergieeinsatz der einzelnen Sektoren

Anteile in Prozent an den sektorspezifischen Energieverbräuchen



Quelle: BMWi, 2021

1.2 Zukünftige Bedeutung von Erdgas

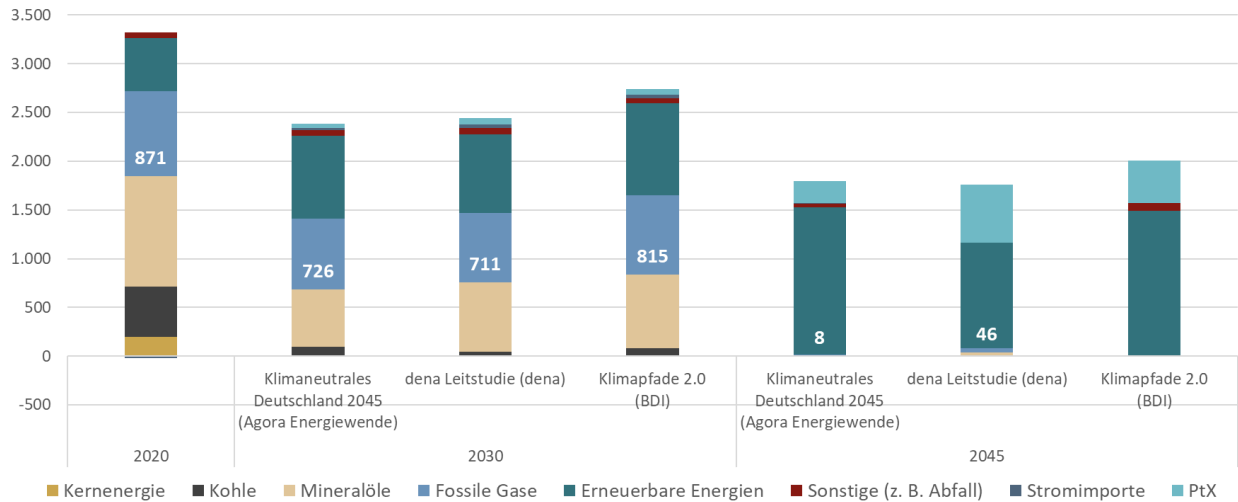
Mittelfristig wird der Nutzung von Erdgas weiterhin eine wichtige Rolle zukommen, wie Abbildung 1-3 verdeutlicht. Während der Einsatz von Kohle bereits deutlich zurückgeht, gehen aktuelle Studien davon aus, dass der Erdgasbedarf bis 2030 nur um etwa 6 bis 17 Prozent abnehmen wird (BCG, 2021; dena, 2021; Prognos et al., 2021). Erdgas wird auch in den kommenden Jahren noch der zentrale Energieträger für die Wärmeversorgung bleiben und ebenso in vielen Prozessen, beispielsweise in der chemischen Industrie, vorübergehend nicht zu ersetzen sein. Zudem wird Erdgas benötigt, um Prozesse zu speisen, die im Rahmen der Energiewende langfristig durch klimafreundliche synthetische Gase, vor allem grünen Wasserstoff, betrieben werden sollen. Dies gilt in vielen Bereichen für die Wärmeerzeugung, die zukünftig auch auf eine Gasversorgung angewiesen ist, aber auch für industrielle Produktionsprozesse wie die Stahlherstellung per Direktreduktion. Hier soll langfristig grüner Wasserstoff zum Einsatz kommen. Eine Umstellung auf eine Primärstahlerzeugung per Direktreduktion mit Erdgas bereitet diesen Umstieg vor, senkt die Emissionen bereits deutlich und ist notwendig, bis eine ausreichende Versorgung mit klimafreundlichem Wasserstoff besteht.

Auch in der Stromversorgung kommt Erdgas zukünftig eine größere Rolle zu. Die Pläne der Bundesregierung sehen nach dem Ausstieg aus der Kernkraft und dem Rückgang der Kohleverstromung Gaskraftwerke als zentrale Ausgleichstechnologie für die volatile Einspeisung durch die Erneuerbaren Energien. Zwar werden diese Kapazitäten mit einem wachsenden Anteil der Erneuerbaren immer weniger genutzt, bleiben aber wichtig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dauerhaft sollen auch diese Kraftwerke mit klimafreundlichen Alternativen wie Biogas und vor allem grünen Wasserstoff betrieben werden und so eine CO₂-freie Ausgleichsoption ermöglichen. Dafür wird mindestens eine Verdopplung der bestehenden Kapazitäten benötigt. Aktuelle Studien sehen hier einen deutlichen Ausbaubedarf der Kapazitäten von Gaskraftwerken vor, von aktuell knapp 32 Gigawatt (GW) auf 59 bis 88 GW in 2045 (BNetzA, 2021).

Schon bis 2030 bestehe ein Zubaubedarf von mindestens 11 GW (BCG, 2021; dena, 2021; Prognos et al., 2021).

Abbildung 1-3: Mittelfristige Entwicklung des deutschen Energieverbrauchs nach Energieträgern auf Grundlage aktueller Studien

Angaben in TWh; Absolute Erdgasmengen ausgewiesen



Quellen: BCG, 2021; BMWi 2021; dena, 2021; Prognos et al., 2021

Langfristig soll der direkte Einsatz von Erdgas durch synthetische Gase auf Grundlage Erneuerbarer Energien, hauptsächlich grünen Wasserstoff, ersetzt oder durch eine direkte Elektrifizierung der Prozesse mit klimafreundlichem Strom substituiert werden. Letzteres ist beispielsweise durch die Anwendung von Wärmepumpen im Haushalts-, Gewerbe- und Industriesektor, aber auch durch die Umstellung weiterer industrieller Prozesse möglich. Auch die Stromerzeugung soll langfristig auf klimaneutrale Gase umgestellt werden, sodass gasförmigen Energieträgern auch dauerhaft eine wichtige Rolle im deutschen Strommix zukommt.

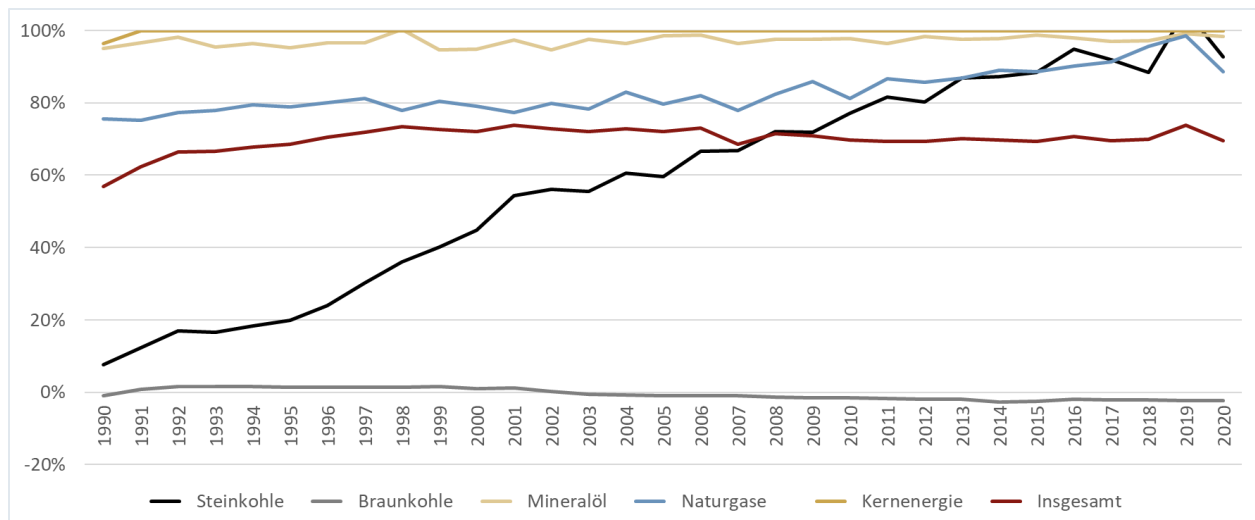
2 Deutsch-russische Energiebeziehungen

- ✓ 55 Prozent der deutschen Gasimporte kamen 2020 aus Russland
- ✓ Ein Viertel aller russischen Gasexporte geht nach Deutschland
- ✓ Zukünftig will Russland deutlich mehr LNG exportieren

Deutschland importiert einen erheblichen Anteil seines Primärenergiebedarfs. Knapp 70 Prozent des Primärenergiebedarfs wurden im Jahr 2020 durch Importe gedeckt, wobei dieser Wert seit der Jahrtausendwende nahezu unverändert blieb. Bis auf die heimische Braunkohle wird damit die Mehrheit der Energieträger fast vollständig aus dem Ausland bezogen, siehe Abbildung 2-1.

Abbildung 2-1: Importe von Energieträgern nach Deutschland

Importanteile am deutschen Verbrauch in Prozent



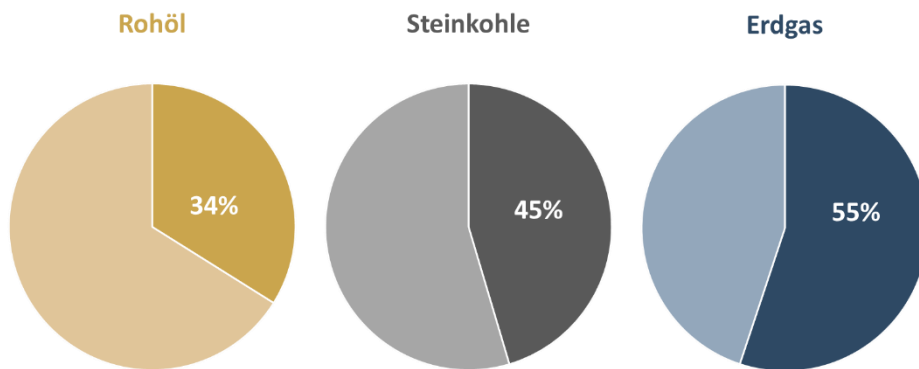
Quelle: BMWi, 2021

Während Mineralöl und Kernenergie über den gesamten Zeitraum fast vollständig importiert wurden, ist bei der Steinkohle erst mit dem Auslaufen der heimischen Förderung ein ansteigender Trend zum Import zu erkennen. In den vergangenen Jahren sank die Nachfrage nach Steinkohle allerdings erkennbar ab. Bis 2030 will Deutschland nach Plänen der Ampel-Koalition weitestgehend aus der Kohleverstromung aussteigen, wodurch die Relevanz dieser Importe weiter abnehmen wird. Ebenso wird Kohle in industriellen Prozessen immer mehr durch Gas oder auch alternative Brennstoffe substituiert. Im Gegensatz dazu wird Erdgas, das im Vergleich zu Kohle deutlich geringere CO₂-Emissionen aufweist, auf absehbare Zeit eine hohe Bedeutung zugeschrieben. Durch den Rückgang der Inlandsförderung stieg auch hier in den vergangenen Jahren die Importquote auf über 90 Prozent an. Da Deutschland zum jetzigen Zeitpunkt keine eigenen Terminals für den Bezug von verflüssigtem Erdgas betreibt, erfolgt der Import von Erdgas primär über Pipelines. Es bestehen allerdings Anbindungen an LNG-Terminals in Nachbarländern.

Mit einem Anteil von 55 Prozent wurde der Großteil des im Jahr 2020 bezogenen Gases aus Russland importiert. Mit etwas Abstand folgen Norwegen (30,6 Prozent) und die Niederlande (12,7 Prozent). Durch das geplante Ende der niederländischen Förderung im Gasfeld Groningen Mitte 2022 (Handelsblatt, 2022), werden in den kommenden Jahren zusätzliche Importmengen beschafft werden müssen. Neben seiner Rolle als Gasexporteur nimmt Russland auch als Lieferant von Rohöl und Steinkohle eine wichtige Position für Deutschland ein. Knapp ein Drittel des importierten Rohöls im Jahr 2019 kamen aus Russland; bei der Steinkohle waren es sogar 45 Prozent, wie Abbildung 2-2 verdeutlicht. EU-weit stammten im Jahr 2019 41,1 Prozent des importierten Gases aus Russland (Eurostat, 2021). Insbesondere im Baltikum und einigen osteuropäischen Staaten liegen die Anteile noch höher (ACER, 2022).

Abbildung 2-2: Anteile Russlands an den Gesamteinfuhren verschiedener Energieträger

Anteile in Prozent für das Jahr 2020

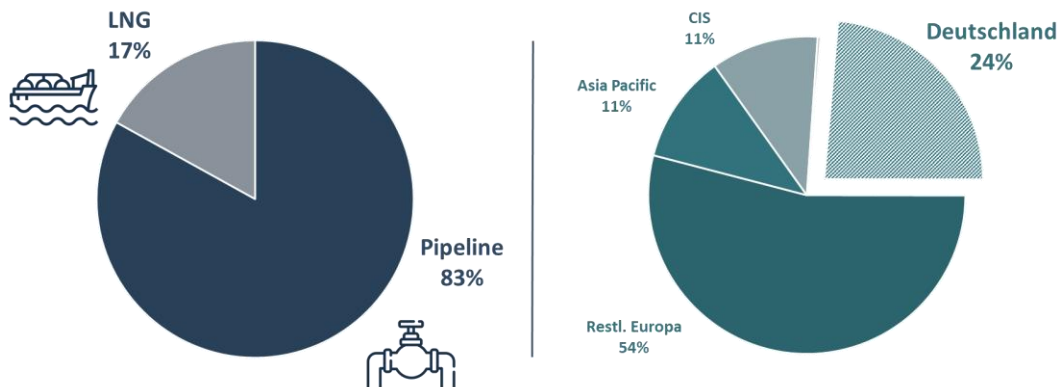


Quelle: BAFA, 2021a, b; BMWi, 2021; BP, 2021

Während die Abhängigkeit Deutschlands von russischen Gasimporten in der gegenwärtigen Debatte um den Ukraine-Konflikt und die Inbetriebnahme von Nord Stream 2 breit thematisiert werden, wird mitunter vernachlässigt, dass Deutschland als wichtigster Erdgasabnehmer auch für Russland von enormer Bedeutung ist: etwa 24 Prozent der Gasexporte gingen im Jahr 2020 nach Deutschland.

Abbildung 2-3: Erdgasexporte aus Russland

Anteile in Prozent nach Transportrouten und Abnehmerländern für das Jahr 2020



Quelle: eigene Darstellung basierend auf BP, 2021. Icon: surang und Freepik at Flaticon. Hinweis: „Restliches Europa“ inklusive Türkei und Großbritannien

Obwohl noch immer über 80 Prozent des russischen Gases über Pipelines transportiert wird, lässt sich seit 2019 ein steigender Anteil von LNG-Exporten beobachten. Lieferungen von Flüssiggas, vor allem in asiatische Länder und nach Europa, vervierfachten sich im Zeitraum 2010 bis 2020, wodurch Russland mittlerweile der viertgrößte LNG-Exporteur der Welt ist. Yermakow und Sharples (2021) sehen in dieser Entwicklung eine Abkehr von der bisherigen Zurückhaltung Russlands bezüglich LNG-Exporten, auch nach Europa, und eine strategisch zunehmende Bedeutung von Flüssiggas in der Gasexportstrategie des Landes. So seien die Energie-Strategie (2020), die LNG-Entwicklungsstrategie (2021) und öffentliche Verlautbarungen des Energieministeriums eindeutig auf den langfristigen Ausbau von LNG ausgerichtet.

3 Bestehende Transport- und Speicherkapazitäten

- ✓ Europäische Gasimportkapazitäten waren 2021 zu 54 Prozent ausgelastet
- ✓ Gasspeicher-Füllstand in Deutschland am 1.10.2021: 67 Prozent (2019: 98 %; 2020: 95 %)
- ✓ Von Gazprom betriebene Speicher (ein Fünftel aller dt. Speicher) waren am 2.02.2022 nur zu 16 Prozent gefüllt (Gesamt: 36 Prozent)

3.1 Transport (Pipeline und LNG)

Wie im vorherigen Abschnitt eingeführt, bezieht Deutschland mehr als die Hälfte seiner Erdgasimporte aus Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. Folglich bestehen zu diesen Ländern – direkt oder indirekt – die Hauptpipelinerouten. Erdgaslieferungen aus Russland erfolgen über drei Transportrouten nach Deutschland:

Tabelle 3-1: Gaspipelines aus Russland nach Europa

Hauptpipeline-Routen nach Europa mit Kapazität und absoluten und prozentualen Liefermengen in 2018, 2019, 2020

Pipeline	Route nach Europa	Kapazität in Milliarden m ³ pro Jahr	Liefermengen in Mrd. m ³ und anteilig an Importen aus RUS		
			2018	2019	2020
Nord Stream 1	Russland → Deutschland	55	54 (34%)	53 (33%)	52 (41%)
Jamal-Europa	Weißrussland → Polen	40	39 (25%)	36 (22%)	33 (26%)
	Polen → Deutschland	33			
Ukraine-Leitungssystem	Weitverzweigtes Pipeline-netz über u.a. Slowakei.	120	64 (41%)	74 (45%)	38 (30%)

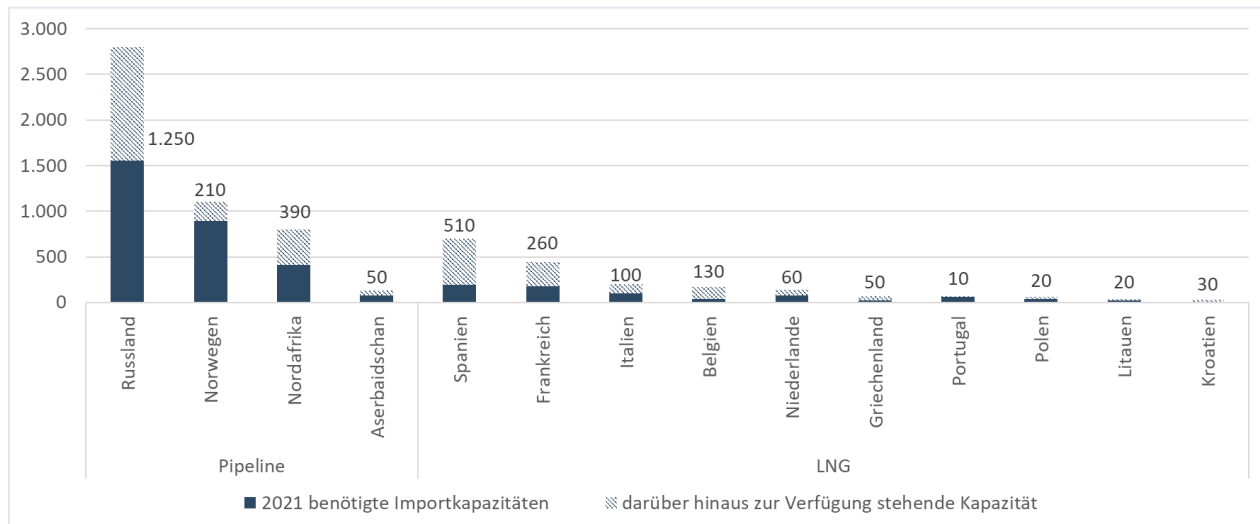
Quelle: Europäische Kommission, 2022; eigene Berechnung. Anmerkung: Lieferungen von Russland nach Europa, nicht ausschließlich nach Deutschland. Ohne Turkstream (2020: 4 Prozent), ohne direkte Gaslieferungen aus Russland in baltische Länder

Erdgasimporte aus Norwegen können über drei Pipelines (Norpipe, Europipe I und II) nach Dornum beziehungsweise Emden in Ostfriesland gelangen und von dort inländisch verteilt werden (Gesamtkapazität: 54 Mrd. m³). Darüber hinaus bestehen verschiedene Pipelineverbindungen in die Niederlande, nach Belgien und nach Dänemark. Durch die Einbettung Deutschlands in den europäischen Gasverbund wird auch der indirekte Bezug von LNG für den deutschen Markt möglich, sowohl über Regasifizierungsterminals in den Nachbarländern Belgien, Niederlande oder Polen, als auch in weiteren europäischen Staaten. Knapp 20 Prozent des im Jahr 2021 nach Europa importierten Erdgases (3.660 TWh) wurden als LNG importiert (McWilliams et al. 2022). Hauptlieferanten für LNG waren im Jahr 2020 Qatar, die USA, Russland sowie Nigeria und Algerien. Insgesamt war nach Angaben der GLE Investment Datenbank (2022) und McWilliams

et al. (2022) im Jahr 2021 in der EU-27 eine Regasifizierungskapazität von etwa 180 Mrd. m³ in Betrieb, mit Spanien, Frankreich und Italien als größte Importeure. Weitere 50 Mrd. m³ stehen in Großbritannien zur Verfügung, das ebenfalls über Pipelines an das europäische Festland angeschlossen ist. Bis 2026 werden laut Gas Infrastructure Europe (GIE, 2021b) weitere 66 Mrd. m³ in Betrieb genommen (inklusive Großbritannien), zusätzliche Anlagen befinden sich in Planung. Ein Blick auf die Auslastung der europäischen Importkapazitäten (Pipeline und LNG) legt nahe, dass im vergangenen Jahr nennenswerte Kapazitäten weitgehend ungenutzt blieben. Während Pipelines über das Jahr gesehen zu knapp 60 Prozent ausgelastet waren, betrug die Nutzungsrate für Flüssiggasterminals nur etwa 38 Prozent (in Summe 54 Prozent Auslastung 2021). Berechnungen des Brüsseler Thinktanks Bruegel zufolge, blieben etwa 1.100 TWh LNG-Kapazität frei, besonders in Spanien, Frankreich und Belgien (McWilliams et al. 2022). Bei den Pipelinekapazitäten bestehen, abgesehen von Russland, noch Potenziale bei Importen aus Nordafrika, Norwegen und Aserbaidschan in Höhe von 650 TWh.

Abbildung 3-1: Gesamte Gasimporte nach Europa via Pipeline und LNG sowie verfügbare Kapazitäten

EU-27, Angaben in TWh pro Jahr für das Jahr 2021. Freie Kapazitäten in absoluten Zahlen ausgewiesen



Quelle: McWilliams et al., 2022. Eigene Darstellung. Kroatien: nur jährliche Kapazität

Insgesamt ergeben sich so freie Kapazitäten von 1.750 TWh, die die russischen Lieferungen im Jahr 2021 rein nominell ausgleichen könnten. Allerdings kann die (kurzfristige) Erhöhung von LNG-Importen durch einige Faktoren eingeschränkt werden. Neben limitierten Verflüssigungskapazitäten auf Seiten der Produzenten, dauert der Transport von LNG per Schiff je nach Lieferland bis zu zwei Wochen. Dadurch wird ein sofortiges Reagieren erschwert. Die typischerweise langfristigen Lieferverträge auf dem weltweiten LNG-Markt sorgen zudem dafür, dass nur ein geringer Teil der LNG-Mengen frei gehandelt werden kann. Eine Studie aus dem Jahr 2015 nannte als Orientierung einen Anteil von 10 Prozent frei handelbarer Mengen (BBH et al., 2015). Da der weltweite LNG-Markt seitdem allerdings deutlich gewachsen ist, ist für einem höheren Wert auszugehen. Einschränkungen bei der Realisierung von LNG-Importen können allerdings nicht nur auf Seiten der Produzenten oder des Schiffstransports auftreten, sondern auch in der inhereuropäischen Weiterverteilung des, insbesondere in Süd- und Westeuropa, anlandenden LNG. Da die Infrastruktur dafür ursprünglich nicht konzipiert wurde, kann es zu Engpässen beim Abtransport des LNG kommen. So weist Spanien beispielsweise die größten Regasifizierungskapazitäten für den Import von

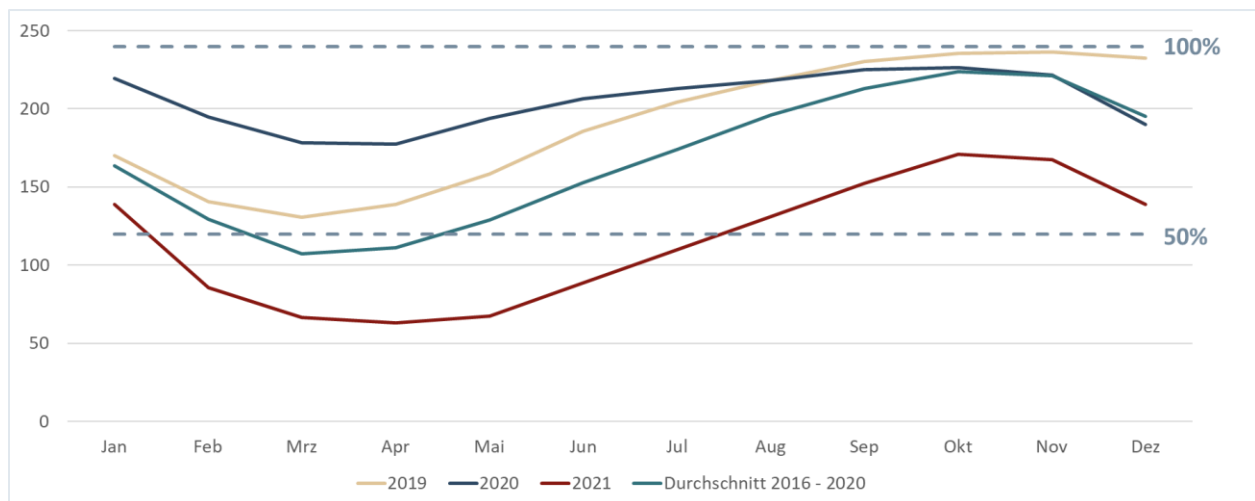
Flüssiggas auf und hatte im Jahr 2021 EU-weit die größten freien Kapazitäten in Höhe von knapp 500 TWh (McWilliams et al. 2022). Für einen umfangreichen Weitertransport über Pipelines nach Frankreich und Mitteleuropa fehlt bislang allerdings die Infrastruktur. Nur zwei Pipelines verbinden Spanien mit Frankreich in Biriadou und Larrau, mit einer jährlichen Kapazität von etwas über 80 TWh (ENTSOG, 2022).

3.2 Speicher

Deutschland besitzt aufgrund seiner günstigen geologischen Gegebenheiten gute Bedingungen für die Einrichtung von Speichern (BMW, 2019a) und stellt gemäß Branchenverband INES (2022) mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 24 Mrd. m³ knapp ein Viertel aller in der EU installierten Erdgasspeicher. Gasspeicher funktionieren als eine Art Puffersystem, das eine zeitliche Entkoppelung zwischen Erdgaslieferungen und -verbrauch ermöglicht und auf diese Weise die erforderlichen Importkapazitäten begrenzt, da Spitzenlastverbräuche an kalten Wintertagen durch eingespeichertes Gas gedeckt werden können. Laut INES (2022) werden an kalten Wintertagen bis zu 60 Prozent des Gasverbrauchs in Deutschland aus Speichern versorgt.

Abbildung 3-2: Gasspeicherfüllstände der vergangenen Jahre in Deutschland

Angaben in TWh für 2019, 2020, 2021 und Durchschnitt 2016 – 2020 sowie Markierung der Auslastungen zu 50 und 100 Prozent



Quelle: eigene Rechnung basierend auf GIE, 2022a

Im Durchschnitt der Jahre 2016 bis 2021, wurden in Januar und Februar etwa 1.000 – 1.400 Gigawattstunden (GWh) pro Tag aus deutschen Speichern entnommen. An einzelnen Tagen, insbesondere im Februar und März, traten Entnahmespitzen von bis zu 3.500 GWh auf. Im Verlauf eines Jahres schwanken die Speicherstände üblicherweise stark. Der Höchststand der Speicherstände war im Schnitt der letzten Jahre zwischen Oktober und November, der Tiefststand wurde mit dem Ende der Heizperiode Mitte März bis Mitte April erreicht. Wie ein Blick auf die Gasspeicherfüllstände der letzten drei Jahre verdeutlicht (vgl. Abbildung 3-2), waren die Speicher im letzten Jahr deutlich niedriger befüllt als in den beiden Jahren zuvor. Zu Beginn der Heizperiode am 1. Oktober 2021 betrug der Speicherstand lediglich 67 Prozent. Zum Vergleich: in den Jahren 2019 und 2020 lag der Speicherstand zu diesem Zeitpunkt bei 98 beziehungsweise 95

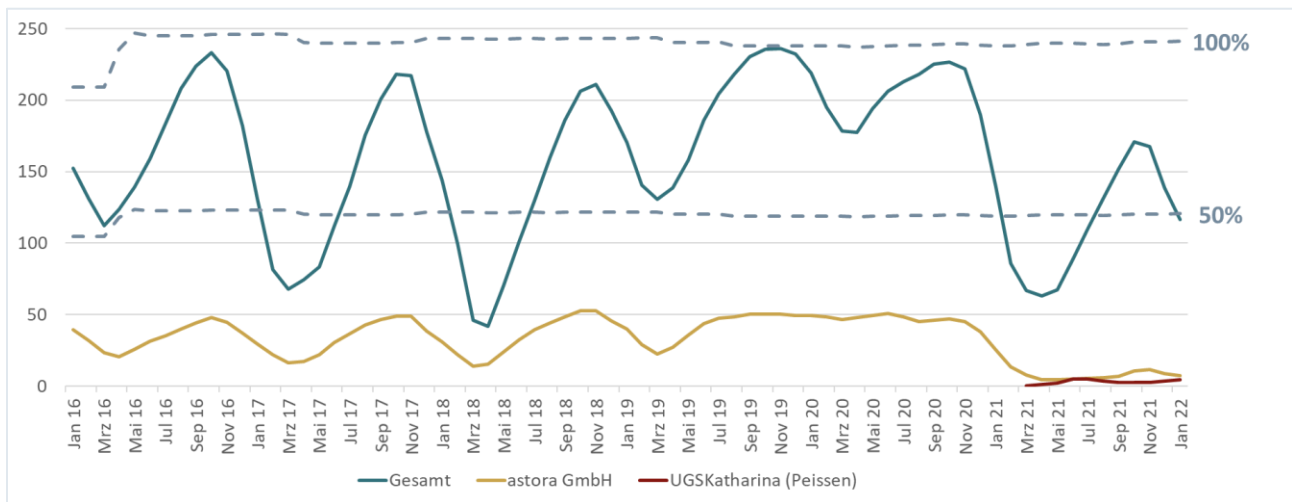
Prozent. Derzeit (2.2.2022) sind die Speicher in Deutschland nur zu gut 36 Prozent (87 TWh) gefüllt, dies entspricht in etwa der Hälfte des Füllstands zum gleichen Zeitpunkt in den letzten Jahren (GIE, 2022a).

In der aktuellen Diskussion um niedrige Speicherstände wird von einigen Seiten auf die besonders niedrigen Speicherstände der von Gazprom betriebenen Speicher in Deutschland verwiesen. Laut Unternehmenshomepage betreibt Gazprom in Deutschland Erdgasspeicher über zwei Tochtergesellschaften Gazprom, 2022):

- a. *astora GmbH* (100-prozentige Tochtergesellschaft der Gazprom). Über *astora Germany* werden in Deutschland die zwei Speicher Rehden und Jemgum H betrieben. Der Erdgasspeicher Rehden (Niedersachsen) ist Deutschlands größter Speicher und besitzt ein Arbeitsgasvolumen von knapp 44 TWh (18 Prozent der gesamten Speicherkapazität in Deutschland). Erst seit 2015 ist der Speicher Rehden in Besitz von Gazprom, der Kauf wurde von verschiedenen Seiten im Hinblick auf eine steigende Abhängigkeit von Russland kritisiert (Wirtschaftswoche, 2022). Der zweite Speicher der *astora GmbH* in Jemgum, ebenfalls Niedersachsen, weist eine Kapazität von 8,2 TWh auf.
- b. *Erdgasspeicher Peissen GmbH* (Joint Venture von Gazprom export und der Leipziger VNG AG). Über die Erdgasspeicher Peissen GmbH unterhält Gazprom seit Mai 2017 in Peissen (Sachsen-Anhalt) den Erdgasspeicher Katharina mit einer nutzbaren Kapazität von 5,5 TWh. Laut Daten der GIE (2022a) wurde der Speicher erstmals am 31.03.2021 genutzt.

Abbildung 3-3: Vergleich der gesamten und der von Gazprom-betriebenen Gasspeicher in Deutschland

Füllstände, Angaben in TWh, 2016 – Januar 2022 sowie Markierung der Auslastungen zu 50 und 100 Prozent



Quelle: eigene Berechnung basierend auf GIE, 2022a. Kategorie „Gesamt“ inklusive Gazpromspeicher. Astora GmbH: UGS Jemgum H, UGS Rehden

Insgesamt sind damit 20 bis 25 Prozent der in Deutschland vorhandenen Gasspeicherkapazität direkt beziehungsweise über ein Joint Venture Gazprom zuzuordnen. Derzeit (2.2.2022) liegen die Speicherstände der Astora GmbH bei 9,6 Prozent, der Erdgasspeicher Peissen bei 76,2 Prozent. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Volumina ergibt sich ein gewichteter Füllstand der von Gazprom in Deutschland betriebenen Speicher in Höhe von 15,9 Prozent. Ein Vergleich der gesamten deutschen Speicher mit den von Gazprom betriebenen Speichern seit 2015 zeigt, dass die Speicher des russischen Energiekonzerns im vergangenen Jahr kaum befüllt wurden. Dies ist eine Entwicklung, die sich deutlich von den Vorjahren unterscheidet (GIE, 2022a).

Exkurs: Inbetriebnahme Nord Stream 2

Die Nutzung der zusätzlichen Pipelinekapazitäten von Nord Stream 2 ist im Falle eines Ausfalls der Lieferungen durch die Ukraine keine wahrscheinliche Option. Eine Eskalation des Konflikts hätte aller Voraussicht nach einen Abbruch des Genehmigungsverfahrens für die seit 2021 technisch fertiggestellte Pipeline zur Folge. Aus rein technischer Sicht könnten Nord Stream 1 und 2 mit einer gemeinsamen Transportkapazität von 110 Mrd. m³ pro Jahr und einer direkten Anbindung an die umfangreichen Gasreserven der Jamal-Region einen signifikanten Anteil der ausbleibenden Lieferungen durch die Ukraine ersetzen. Die bisherigen Pipelinekapazitäten durch die Ukraine liegen bei 120 Mrd. m³.

Unter der Annahme fortlaufender Gaslieferungen durch die Ukraine kommt eine Studie von Frontier Economics und dem Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln (2020) zu dem Ergebnis, dass die Inbetriebnahme von Nord Stream 2 den Import von russischem Gas nach Europa insgesamt nur leicht erhöhen würde. Bei einer optimalen Auslastung der verfügbaren Infrastrukturen zur Erdgasversorgung in der EU würde der Bezug russischen Erdgases durch die neue Pipelineverbindung nur um 10 Mrd. m³ pro Jahr und damit um etwa 7 Prozent ansteigen¹. Außerdem zeigen die der Studie zugrunde liegenden Modellrechnungen, dass die Transitverbindungen durch die Ukraine trotz einer Inbetriebnahme von Nord Stream 2 weiterhin durchgehend für eine kostenoptimale Gasversorgung in Europa genutzt werden würden.

Unabhängig von der politischen Dimension zeigt die Studie, dass die Inbetriebnahme von Nord Stream 2 – bei einem Weiterbetrieb aller sonstigen Lieferströme – positive Effekte auf die Flexibilität der Gasversorgung in Europa als auch auf die Bezugspreise haben würde. So würden die Kapazitätspuffer des europäischen Gasnetzes von insgesamt rund 55 Prozent um weitere 5 – 10 Prozentpunkte gesteigert, wenn die neue Pipeline in Betrieb gehen würde. Unter der Annahme einer typischerweise leicht unter dem Maximalwert verfügbaren Ausspeicherkapazität würde der Kapazitätspuffer sogar um knapp 25 Prozent wachsen. Zusätzlich würde die neue Pipeline den Bezug von teurerem LNG senken und damit die Gaspreise in Europa positiv beeinflussen. So variere das Ausmaß dieses Effektes zwischen den Ländern deutlich, im Durchschnitt sei von einer Einsparung von 0,77 Euro pro MWh im Vergleich zu einem Szenario ohne Nord Stream 2 und entsprechend höheren Importmengen von LNG nach Europa auszugehen (Frontier Economics/EWI 2020).

Trotz des zu erwartenden senkenden Preiseffektes von Nord Stream 2 ist zu beachten, dass durch die Inbetriebnahme der Pipeline keine Diversifizierung der Anbieter stattfinden würde. Es bestünden höhere Importkapazitäten, die jedoch ausschließlich von Gazprom genutzt werden könnten. Dadurch werden erstens keine weiteren Marktteilnehmer etabliert, um durch Wettbewerb Preise weiter zu senken und zweitens steigt die Marktmacht des größten Importeurs, der aktuell bereits über die Hälfte des deutschen und über 40 Prozent der europäischen Erdgasimporte ausmacht (Eurostat, 2021).

4 Auswirkungen möglicher Versorgungsunterbrechungen

- ✓ Deutschland verfügt über eine gut ausgebaute Infrastruktur, um Lieferengpässe zumindest vorübergehend über LNG-Importe und umfangreiche Speicherkapazitäten ausgleichen zu können
- ✓ Niedrige Speicherstände und Kältewellen können allerdings bereits nach kurzer Zeit zu Versorgungsproblemen führen
- ✓ Ein Anstieg der weltweiten LNG-Importe um 45 Prozent seit 2015 sorgt für ein größeres Angebot auf dem Weltmarkt

Im Folgenden werden für den Fall eines politischen Konfliktes mit Russland auf Grundlage bestehender Erkenntnisse zwei Szenarien betrachtet. Dazu wurden existierenden Simulationsanalysen herangezogen:

- Ausfall des Ukraine-Leitungssystems
- Ausfall sämtlicher Erdgaslieferungen aus Russland.

4.1 Unterbrechungen der Lieferungen durch die Ukraine

Eine quantitative Untersuchung des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln (EWI) bemisst die Effekte eines Lieferstopps des russischen Erdgases durch die ukrainischen Gaspipelines von Januar bis März 2020 (Schulte et al., 2019). Mithilfe eines globalen Gasmarktmodells und eines weiteren Modells zur Bestimmung einer optimalen europäischen Gasversorgung wurden die Auswirkungen auf das Angebot an Erdgas in allen EU-Staaten, die Auswirkungen auf die Speicherstände und auch auf die Erdgaspreise quantifiziert.

Die Effekte auf die Speicherstände variieren deutlich zwischen den EU-Ländern. In Deutschland sei nach den Ergebnissen des EWI nur ein geringer Effekt zu erwarten, da alternative Versorgungsrouten zur Verfügung stehen. Daher würde nur ein etwas geringerer Speicherstand bei einer Unterbrechung im März im Vergleich zum Vorjahr erwartet. Es ist anzumerken, dass der zugrunde liegende Speicherstand Ende 2020 in Europa etwas über dem Level der vorherigen Jahre lag. Im aktuellen Winter zeigt sich ein deutlich anderes Bild, da die Speicherstände allein in Deutschland um etwa 30 Prozentpunkte niedriger lagen als in den vergangenen Jahren.

Neben der verstärkten Speichernutzung würden laut der Studie auch die verfügbaren LNG-Mengen ausreichen, um einen Lieferstopp durch die Ukraine zu überbrücken. Bei einem längeren Lieferstopp über den Sommer würden für Deutschland aufgrund des sinkenden Bedarfs in den Sommermonaten ebenfalls keine Versorgungslücken erwartet. Auch bei der zusätzlichen Annahme einer Kältewelle, entsprechend einem zehnprozentigen Anstieg des Gasbedarfs in den Wintermonaten, wird von einer weitreichenden Aufrechterhaltung der europäischen Gasversorgung ausgegangen. Allerdings wirke hier der Preiseffekt

¹ Eigene Berechnung basierend auf McWilliams et al., 2022

des zusätzlichen LNG-Bedarfs noch deutlich stärker. Im Südosten Europas wären im Ernstfall als erstes Versorgungsunterbrechungen zu erwarten und ebenso die stärksten Preiseffekte durch den steigenden LNG-Bedarf. Dies ergäbe sich durch eine geringere Flexibilität in der Versorgung, aufgrund einer deutlich schwächer ausgebauten Transport- und Speicherinfrastruktur. So würden die Gaspreise im Falle eines kalten Winters in Griechenland um bis zu 56 Prozent ansteigen. In Deutschland würden auch in einem kalten Winter nur Preisanstiege von 7 Prozent durch einen höheren LNG-Bedarf erwartet und es bestände durch die gute Anbindung eine flexiblere Versorgung.

Tabelle 4-1: Preiseffekte im Falle einer Lieferunterbrechung durch die Ukraine in Schulte et al. (2019)

Prozentuale Veränderung der Erdgaspreise aufgrund eines stärkeren Bezugs von LNG

	Lieferunterbrechung		Lieferunterbrechung und Kältewelle	
	Jan 2020	März 2020	Jan 2020	März 2020
Deutschland	5%	6%	7%	9%
Rest Europas	7%	5%	10%	7%

Quelle: Schulte et al., 2019. Anmerkung: „Rest Europas“ entspricht nicht mengengewichtetem Durchschnitt aller EU-Staaten

Bereits im Jahr 2015 kamen weitere Analysen des EWI ebenfalls zu dem Schluss, dass bei einer Unterbrechung der russischen Gaslieferungen durch die Ukraine die Gasversorgung in der EU weitgehend aufrechterhalten werden könnte. Die Modellierung dieses Krisenszenarios zeigte allerdings auf, dass bis zum März im Falle einer Kältewelle zwischenzeitlich auch in Deutschland kritische Gasspeicherstände von unter 20 Prozent erreicht werden könnten. Neben der stärkeren Nutzung von Gasspeichern sei die Gasversorgung auch durch bestehende Pipelineverbindungen wie Nord Stream 1 sichergestellt. Im Jahr 2020 wurde zudem die Turkstream-Pipeline in Betrieb genommen, wodurch sich die Stabilität der Erdgasversorgung der EU auch im Krisenfall weiter erhöht hat. Da diese Pipeline von Gazprom betrieben wird, würde auch diese Option im Falle eines umfassenden Lieferstopps von russischem Gas entfallen. Zum damaligen Zeitpunkt, vor der Inbetriebnahme von Turkstream und ohne die potenzielle Kapazität von Nord Stream 2, hätte der Transportstopp der ukrainischen Verbindung die Importkapazitäten der EU per Pipeline aus Russland um mehr als 60 Prozent verringert. Versorgungsengpässe würden vor allem in einigen osteuropäischen Ländern auftreten, unter anderem in der Ukraine selbst. Im Falle eines dauerhaften Lieferstopps der ukrainischen Pipelines würden sich bei einem begrenzten Angebot von LNG aber auch in Mitteleuropa, unter anderem in Deutschland, Versorgungsunterbrechungen in geringem Ausmaß (unter 5 Prozent) ergeben (Hecking et al. 2015; Martinez et al., 2015).

Aktuelle Simulationen des European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) sehen im Falle einer Lieferunterbrechung der Ukraine Pipelines keine Gefahr von Versorgungsengpässen für Europa. Allerdings basiert dieses Ergebnis auch auf der angenommenen Inbetriebnahme der Nord Stream 2 Pipeline, die eine Transportkapazität von 55 Mrd. m³ und einen Anschluss an die umfangreichen Reserven der Jamal Region aufweist. Ohne die Inbetriebnahme von Nord Stream 2 werden hier allerdings leichte Versorgungsengpässe für einige Länder in Ost- und Mitteleuropa erwartet. Durch eine Auslastung der bestehenden Pipelineverbindungen und einem solidarischen Austausch der verfügbaren Mengen wird

davon ausgegangen, dass Deutschland und dessen Nachbarländer die Versorgungsengpässe auf maximal 10 Prozent des Bedarfs begrenzen könnten (ENTSOG, 2021).

4.2 Einstellung aller russischen Gaslieferungen

In einer Modellierung des europäischen Gasmarktes simulierte das EWI den gesamten Lieferstopp russischen Gases per Pipeline nach Europa für einen Zeitraum von ein bis neun Monaten ab dem 1. November 2014 (Hecking et al., 2014). Im Gegensatz zu den geringen Speicherständen in Europa im aktuellen Winter wurde bei der Modellierung ein Speicherstand von 100 Prozent zu Beginn der Heizperiode angenommen. Ebenso liegt die Annahme zugrunde, dass die Speicher für den Folgewinter erneut zu 85 Prozent gefüllt werden müssen. Die Ergebnisse zeigen im Referenzszenario, dass bei einer Lieferunterbrechung über die ersten Monate osteuropäische Länder wie Finnland und die Ukraine von Versorgungslücken betroffen sein würden. Ab einer Dauer von fünf Monaten wäre auch Mitteleuropa von Versorgungsunterbrechungen betroffen. In Deutschland würde sich dann eine leichte Unterversorgung von unter 5 Prozent ergeben. Aufgrund der guten Anbindung an die LNG-Terminals in Rotterdam und Belgien, als auch von umfangreichen Speicherkapazitäten, sei Deutschlands Versorgungssicherheit durch ein kürzeres Lieferembargo nicht beeinträchtigt. Die Annahme einer höheren Verfügbarkeit von LNG erlaube es sogar die Versorgungssicherheit in Deutschland über sieben Monate nach Inkrafttreten des Embargos aufrechtzuerhalten. Eine zusätzliche Verringerung der Einspeicherung für das Folgejahr schütze die Versorgung im deutschen Gasnetz für insgesamt acht Monate. Hier ist erneut zu betonen, dass die Speicherstände in diesem Winter deutlich unter dem Durchschnitt der Vorjahre liegen und die Speicher in Deutschland zu Beginn der Heizperiode statt zu 100 Prozent nur zu knapp 70 Prozent gefüllt waren.

Tabelle 4-2: Auswirkungen zusätzlicher LNG-Importe im Falle eines Lieferembargos in Hecking et al. (2014)

Unterversorgung des täglichen deutschen Gasbedarfs in Prozent, zusätzlich verfügbare LNG-Importe nach Europa

Dauer der Lieferunterbrechung	3 Monate		6 Monate			9 Monate	
	25 bcm	45 bcm	25 bcm	45 bcm	65 bcm	45 bcm	65 bcm
Deutschland	1,6	0,0	8,8	3,4	0,0	18,4	8,3
Rest Europas	10,9	7,1	44,9	17,3	15,4	41,8	31,6

Quelle: Hecking et al., 2014

Bei einem Zeitraum von neun Monaten würde allerdings ein Großteil Europas von Versorgungsengpässen betroffen sein. Auch in Deutschland würden sich stärkere Einschnitte ergeben. Die Annahme einer Kälteperiode im Laufe des Winters und eines dadurch stärkeren Heizbedarfs würde schon nach sechs Monaten nahezu in ganz Europa zu Versorgungsproblemen führen. Der Modellansatz zeigt zudem auf, wo ein Ausbaubedarf in der europäischen Infrastruktur besteht, um fehlende Lieferungen aus Russland kompensieren zu können. Im Jahr 2014 bestünde der Ausbaubedarf nach den Ergebnissen der Untersuchung hauptsächlich in Form zusätzlicher LNG-Terminals in Griechenland und der Türkei als auch weiteren Kapazitäten

der Speicher- und Transportinfrastrukturen im Südosten Europas. Dort fehlt demnach bisher die notwendige Infrastruktur für eine flexible Versorgung. In Mittel- und Westeuropa bestehe erst bei einem Lieferembargo von neun Monaten ein geringer Ausbaubedarf für zusätzliche Speicher. Hier gebe es bereits eine gut ausgebaute Infrastruktur, inklusive der Anbindung an LNG-Terminals (Hecking, 2014).

Eine weitere Simulation einer Lieferunterbrechung ausschließlich im März 2015 des EWI zeigt erneut deutlich den Wittereinfluss auf die Versorgungssituation. So ergäben sich im Fall einer starken Kältewelle Versorgungslücken in vielen europäischen Ländern. Auch in Deutschland käme es zu einer Unterversorgung von etwa 3 Prozent des täglichen Bedarfs und die Speicherstände würden zwischenzeitlich Tiefstwerte von unter 10 Prozent erreichen (Hecking et al. 2015).

In der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Auftrag gegebenen Studie „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit“ der Kanzlei Becker Büttner Held aus dem Jahr 2015, wurde das Szenario eines vollständigen Lieferstopps sämtlicher Gasmengen aus Russland infolge eines politischen Konflikts für jeweils einen Monat untersucht. Der Ausfall beläuft sich dabei im Basisszenario auf 66 TWh pro Monat. Als Kompensationsmöglichkeit wurde eine Nachfragedrosselung in Höhe von 5 Prozent angenommen. Von einer Erhöhung der Importmengen wurde dagegen vor dem Hintergrund der im Falle eines politischen Konflikts europaweit auftretenden Gasengpässe abgesehen. Auch eine Erhöhung der LNG-Importe wird mit Verweis auf deren „Gebundenheit an Pipelines“ sowie kurzfristig kaum zu erhöhende Importmengen nicht berücksichtigt. Neben dem Szenario eines normalen Winters wurden in der Studie außerdem eine „kurze Extremkälte“ (7-Tage) sowie andauernde „dauerhafte Kälte“ betrachtet. Die Gesamtnachfrage ergibt sich aufgrund der engen Einbindung Deutschlands in den europäischen Pipeline- und Speicherverbund, als Summe der Inlands- und Exportnachfrage sowie der Transitmengen.

Tabelle 4-3: Inlands- und Gesamtnachfrage nach Erdgas in BBH et al. (2015)

Angaben in TWh

Szenario (Werte in TWh)	Normalwinter		Kurze Extremkälte		Dauerhafte Kälte	
	Inlandsnachfrage	Gesamtnachfrage	Inlandsnachfrage	Gesamtnachfrage	Inlandsnachfrage	Gesamtnachfrage
Nov 15	73	135	84	155	109	202
Feb 16	84	155	97	179	126	232

Quelle: BBH et al., 2015

Im Ergebnis wäre laut Studie bei einem normalen Winterverlauf „ein Ausfall der Gaslieferungen infolge eines politischen Konflikts mit Russland ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit für eine begrenzte Zeit tragbar“ (BBH et al., 2015). Bei einem Ausfall zum Ende des Winters sei von mindestens einem Monat auszugehen, bei Einsetzen zu Beginn des Winters im November auch von einem längeren Zeitraum. Erste Anzeichen von Versorgungsengpässen seien erst im Hinblick auf einen länger andauernden politischen Konflikt feststellbar. Voraussetzung dafür seien allerdings ausreichende Speicherstände zu Beginn des Winters. Sollte ein politischer Konflikt hingegen bei niedrigen Speicherständen oder intensiven Winterphasen vorliegen, würden Versorgungslücken bereits innerhalb eines Monats eintreten. Als Anhaltspunkt

ist laut Simulationsergebnissen unter Normalbedingungen ein Mindestspeicherfüllstand von 60 Prozent zum 1. Februar erforderlich, um einen einmonatigen Ausfall russischer Gaslieferungen ohne Versorgungsengpässe zu kompensieren. Ein niedrigerer Wert, ein länger auftretender Lieferausfall oder verschärfte Wetterbedingungen würden den Druck auf die Speicherfüllstände dementsprechend weiter erhöhen.

4.3 Einordnung der Studienergebnisse

Bestehende Untersuchungen stellen vor allem die gut ausgebaute Transport- und Speicherinfrastruktur in Deutschland heraus. Die Anbindung an die Nachbarländer und dadurch verfügbare LNG-Terminals ermöglichen demnach eine relativ hohe Flexibilität des Erdgasbezugs. Dies wird auch durch die zentrale Lage des Landes begünstigt. So ist Deutschland grundsätzlich gut gegen Lieferunterbrechungen gewappnet. Im Südosten Europas bestehen dagegen Ausbaubedarfe in der Gasinfrastruktur, um eine Diversifizierung der Importquellen, größere Pufferkapazitäten durch Speicher und einen besseren Austausch zwischen den einzelnen Staaten zu ermöglichen.

Die Modellierung eines dreimonatigen Ausfalls der Ukraine-Route, durchgeführt vom Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln, deutet darauf hin, dass durch einen verstärkten Bezug von gespeichertem Gas und LNG Versorgungsunterbrechungen in Deutschland vermieden werden können. Die Auswirkungen einer Lieferunterbrechung zeigen sich hauptsächlich durch einen niedrigen Speicherstand zum Ende des Winters und einen Anstieg der Gaspreise, bedingt durch den höheren LNG-Anteil. Beide Effekte unterscheiden sich zum Teil deutlich zwischen den EU-Ländern und wirken vor allem im Südosten Europas besonders stark (Schulte et al., 2019). Weitere Simulationen zeigen dagegen gerade bei langanhaltenden Lieferunterbrechungen nicht nur in Ost- sondern auch in Mitteleuropa potenzielle Engpässe in der Gasversorgung, auch in Deutschland. Diese ergeben sich auch durch die Annahme, dass Nord Stream 2 nicht als zusätzliche Ausweichoption zur Verfügung steht (ENTSOG, 2021; Martinez, 2015).

Bei einer vollumfänglichen Lieferunterbrechung des russischen Erdgases zeigen sich deutliche Einschnitte in der europäischen Gasversorgung und auch Deutschland ist im Falle eines langanhaltenden Lieferstopps oder bei besonders niedrigen Temperaturen in den Wintermonaten von Versorgungsengpässen betroffen. Bei einer sechsmonatigen Lieferunterbrechung gehen die Berechnungen des EWI von einer Unterversorgung in Deutschland von etwa 5 Prozent des täglichen Verbrauchs aus (Hecking et al., 2014). Verschlechtern würde sich diese Prognose vor allem durch niedrige Speicherstände und eine geringe LNG-Verfügbarkeit. Andere Untersuchungen erwarten bei einem einmonatigen Lieferstopp bereits erste Versorgungsengpässe in Deutschland, falls in diesem Zeitraum eine Kältewelle aufträte oder die Speicher nicht ausreichend gefüllt wären. Diese Engpässe seien auch durch die mangelnde Verfügbarkeit zusätzlicher LNG-Lieferungen im Falle eines europaweiten Ausfalls bedingt. Zur Überbrückung eines einmonatigen Ausfalls sämtlicher russischer Gaslieferungen müsste laut BBH et al. (2015) zum 1. Februar ein Mindestspeicherstand von 60 Prozent erreicht werden. Kurze Extremkälte oder andauernde Kälte würden den Druck auf die Speicher weiter erhöhen.

Die angeführten Studien stützen ihre Einschätzung auf die Annahme verfügbarer Alternativen zur Deckung des Gasverbrauchs. Diese sind aufgrund der gut ausgebauten Infrastruktur in Deutschland durchaus möglich. Insgesamt hängt die Versorgungssicherheit in Deutschland ohne russische Gasimporte an den Speicherständen und den verfügbaren LNG-Mengen. Da die Speicherstände zu Beginn der aktuellen

Heizperiode mit 67 Prozent deutlich unter den Annahmen der Studien von teilweise an die 100 Prozent lagen und mittlerweile sogar einen Stand von nur 36 Prozent erreicht haben, kann die Ausspeicherung nur zu einem deutlich geringeren Anteil zur Deckung des Bedarfs beitragen, als es in den untersuchten Szenarien der Fall ist (GIE, 2022a). Seit einige der Untersuchungen durchgeführt wurden, sind die weltweiten Exportkapazitäten für LNG allerdings deutlich gestiegen, weshalb ein Szenario mit einer höheren Verfügbarkeit an LNG-Importen realistisch erscheint, um die potenzielle Versorgungslücke in großen Teilen Europas zu decken. Zwischen 2015 und 2020 stiegen die weltweiten Importe von LNG um insgesamt 45 Prozent (BP, 2021). Ebenso sind in den vergangenen Wochen bereits steigende LNG-Importe nach Europa zu beobachten. Insgesamt stieg der Bezug von LNG im Januar auf ein neues Monatshoch von 11 Mrd. m³ (Global LNG Hub, 2022). Allerdings ist ein Großteil der weltweiten LNG-Lieferungen durch langfristige Verträge gebunden und der Import ist nicht nur kostspielig, sondern benötigt aufgrund der Lieferzeiten auch einen gewissen Vorlauf. Zudem weisen alle Untersuchungen eine deutlich stärkere Bedrohung der Erdgasversorgung im Falle eines kalten Winters aus. Dieser Fall ist in der aktuellen Heizperiode bisher nicht eingetreten. Dies mindert wiederum den Gasbedarf deutlich, da in den Studien im Falle einer Kältewelle von einem zusätzlichen Anstieg des deutschen Gasverbrauchs von mindestens 10 Prozent und bis zu 50 Prozent über die Wintermonate ausgegangen wird, und reduziert den Druck auf die ohnehin geringen Speicherstände in Deutschland und anderen europäischen Staaten (BBH et al., 2015; Schulte et al., 2019).

5 Anpassungsmaßnahmen bei Gasversorgungsengpässen

- ✓ Im Falle einer Unterversorgung wird die Erdgasversorgung privater Haushalte und sozialer Dienste priorisiert
- ✓ Knapp ein Viertel des Erdgasverbrauchs im Stromsektor könnte durch die Nutzung bestehender Reservekraftwerke substituiert werden
- ✓ Vorgeschriebene Mindestspeicherstände oder staatliche Reserven können die Gasversorgung in den Wintermonaten zukünftig gewährleisten

5.1 Optionen zur kurzfristigen Flexibilisierung des Gasverbrauchs

Bestehende Pläne für den Fall einer Unterversorgung sehen als Eingriffsmöglichkeiten im Notfall die Substitution von Erdgas im Rahmen der Stromerzeugung sowie eine mögliche Begrenzung des unterbrechbaren und nicht geschützten Gasbezugs. Als geschützt gilt nach den Notfallplänen des Bundeswirtschaftsministeriums (2019b) die Versorgung von Haushalten und sozialen Diensten als auch von Kraftwerken, die deren Energieversorgung gewährleisten. Zuvor sind allerdings Maßnahmen zu treffen, um mit verfügbarer Regelleistung, Speicherkapazität und ähnlichen Maßnahmen Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden. Ebenso sind in Zeiten von Erdgasknappheit bereits Reaktionen der Nachfrage auf die steigenden Preise zu erwarten (BDEW, 2021a; BMWi, 2019b). Allerdings ist derzeit kaum verlässlich zu beurteilen, wie im Einzelnen kurzfristig auf eine Unterversorgung reagiert werden könnte. Im Folgenden wird daher kurz auf mögliche Folgen und Einsparpotenziale im Strom- und Industriesektor eingegangen.

Stromerzeugung

Im Rahmen der technischen und systemischen Möglichkeiten wäre die kurzfristige Substitution von Erdgas in der Stromversorgung, vor allem durch eine CO₂-intensivere Kohleverstromung, möglich. Dabei hängt es auch vom Wetter ab, in welchem Ausmaß Gaskraftwerke zum Ausgleich von Schwankungen benötigt werden. Im vergangenen Jahr war bereits zu beobachten, dass in Zeiten steigender Gaspreise, die am Strommarkt teilnehmenden Kohlekraftwerke stärker zum Zuge kamen als in den vorherigen Monaten. So stieg die Verstromung von Kohle im vergangenen Jahr um 27 Prozent im Vergleich zu 2020, während die Erdgasnutzung um 11 Prozent zurückging. Dies ist auch durch eine geringere Einspeisung der Erneuerbaren begründet und durch den geringen Verbrauch im Corona-Jahr 2020 (BNetzA, 2021; BNetzA, 2022). Allerdings zeigt sich deutlich die Substitution in Zeiten hoher Gaspreise. Daher wird die Reaktion auf dem Strommarkt auf eine Knappheit des Erdgases automatisch zu einer gewissen Substitution in der Stromerzeugung führen. Zudem bestehen Kraftwerkskapazitäten, die nicht mehr am Strommarkt teilnehmen und als Absicherung zur Verfügung stünden. Insgesamt gibt es nach dem aktuellen Stand aus dem November 2021 7,35 GW verfügbare Kraftwerkskapazitäten, die nicht mit Erdgas betrieben werden und vorläufig stillgelegt, in Sicherheitsbereitschaft sind oder als Netzreserve dienen (BNetzA, 2021). Großteils handelt es sich dabei um Steinkohle-, aber auch Braunkohle- und Mineralölkraftwerke. Diese könnten im Notfall genutzt werden, um vorübergehend wegbrechende Gaskraftwerkskapazitäten zu ersetzen.

Tabelle 5-1: Potenzielle Einsparungen an Erdgas durch die Inbetriebnahme von Reservekraftwerken

Potenzielle Stromerzeugung bestehender Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

	Leistung in GW	Volllaststunden ²	Stromerzeugung in TWh	Vermiedener Erdgasbedarf in TWh ³
Steinkohle	3,63	2510	9,12	20
Braunkohle	1,89	5570	10,51	22
Mineralöl	1,83	1510	2,76	6
Gesamt	7,35		22,38	48

Quelle: eigene Berechnung auf Grundlage von BNetzA, 2021

Bei einer angenommenen Auslastung dieser zusätzlich verfügbaren Erzeugungskapazitäten entsprechend den technologiespezifischen Volllaststunden im Jahr 2019, wäre hier insgesamt eine Erzeugung von gut 22 TWh zu erwarten. Dies könnte Erdgasmengen in einer Größenordnung von 48 TWh ersetzen. Dies entspricht etwa 24 Prozent der 2020 verbrauchten Erdgasmenge im Stromsektor. Bei einer stärkeren Auslastung der bestehenden Kohlekraftwerke am und außerhalb des Strommarktes könnten zumindest kurzfristig auch größere Mengen des Erdgasbedarfes ersetzt werden.

Es ist allerdings zu beachten, dass die Nutzung zusätzlicher Kohle- und Ölkapazitäten nicht nur zu deutlich höheren CO₂-Emissionen führt, sondern dass auch diese Energieträger zu großen Teilen aus Russland importiert werden. Daneben ist eine erfolgreiche Substitution in der Stromerzeugung auch davon abhängig, wo die alternativen Kraftwerke stehen und ob die Transportinfrastruktur ausreichend ausgebaut ist. Zudem werden Gaskraftwerke mittelfristig an Bedeutung in der deutschen Stromversorgung gewinnen und schwieriger zu substituieren sein.

Industriesektor

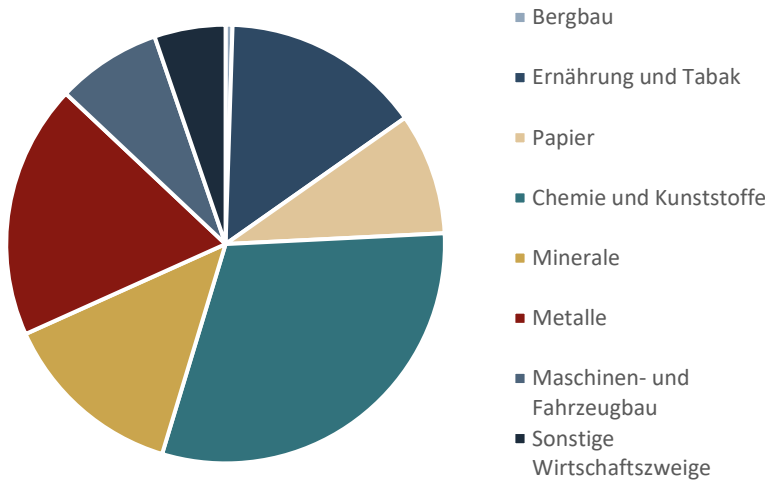
Von Liefer- und Versorgungsengpässen beim Erdgas wäre neben der Stromerzeugung vor allem die Industrie betroffen. Hier sind bereits frühzeitig Reaktionen auf Knappheiten des Gasangebots zu erwarten. Beispielsweise war in den vergangenen Monaten ein deutlicher Rückgang in der auf Erdgas angewiesenen Ammoniakproduktion zu beobachten. Ebenso führten die hohen Strompreise zu Einschnitten in der Aluminiumerzeugung (FAZ, 2022; MDR, 2021). Daher sind auch im Industriesektor in Zeiten von Erdgasknappheit deutliche Reaktionen über den Markt zu beobachten, bevor im Falle einer anhaltenden Unterversorgung regulatorische Eingriffe nötig sein würden.

² Energieträgerspezifische Volllaststunden am Markt befindlicher Kraftwerke in Deutschland in 2019 (BDEW, 2021b)

³ Unter der Annahme des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades der deutschen Gaskraftwerke zur Stromerzeugung in 2020 (UBA, 2021).

Abbildung 5-1: Anteil am Gasverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes nach Branchen

Anteile in Prozent am Erdgasverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes 2020



Quelle: AGEB, 2021

im Verarbeitenden Gewerbe ausmacht. Eine Unterversorgung geht mit umfangreichen ökonomischen Schäden einher, da in der Industrie kurzfristig in vielen Fällen keine Substitution des Erdgases möglich ist. Über den Umweg des Strompreises ist hier ebenfalls besonders die chemische Industrie aber auch die Metallindustrie mit ebenfalls 25 Prozent des Strombedarfs im Verarbeitenden Gewerbes besonders betroffen. So würden Einschnitte in der Gasversorgung auch signifikante volkswirtschaftliche Kosten mit sich führen, da allein die besonders betroffenen Branchen der Metallerzeugung und -bearbeitung als auch die Chemie inkl. Pharmazie knapp 22 Prozent des Umsatzes im verarbeitenden Gewerbe ausmachen. (AGEB, 2021; Destatis, 2021).

Im Verarbeitenden Gewerbe wird Gas vor allem in der Chemie und den Branchen Papier und Nahrungsmittel benötigt. Dementsprechend wären diese Branchen in besonderem Ausmaß betroffen. Die ökonomischen Folgen einer Unterversorgung mit Gas und eventuell auch Strom lässt sich zu diesem Zeitpunkt nicht genau bemessen. Am stärksten treffen hohe Preise und mangelnde Verfügbarkeit die chemische Industrie, da sie 28 Prozent des Gasbedarfs und 24 Prozent des Strombedarfs

5.2 Langfristige Anpassungsmöglichkeiten

Sollte es zu einem teilweisen oder vollständigen Ausfall russischer Gaslieferungen kommen, wird es in der akuten Krisenbewältigung darauf ankommen Gasversorgungsengpässe durch verbrauchsseitige Anpassungen und die kurzfristige Aktivierung alternativer Bezugsquellen so weit wie möglich zu vermeiden. Gleichzeitig laufen bereits jetzt Diskussionen, wie Deutschland eine Wiederholung der angespannten Versorgungslage in Zukunft vermeiden kann. Entscheidend sind dabei drei Maßnahmen:

1. Angebot – Diversifizierung des Erdgasbezugs
2. Speicher – Maßnahmen zur Gewährleistung ausreichender Speicherstände
3. Verbrauch – Ausbau Erneuerbarer Energien

Angebot – Diversifizierung des Erdgasbezuges

Deutschland bezieht aktuell über die Hälfte seiner Gasimporte über verschiedene direkte und indirekte Pipelineverbindungen aus Russland. Sollte Nord Stream 2 in Betrieb genommen werden, würde sich die zur Verfügung stehende Kapazität russischer Gaslieferungen nochmals erhöhen. Unabhängig von möglichen kostenseitigen Vorteilen durch die damit verbundene Umgehung von Transitländern würde auch mit

der neuen Ostseepipeline keine Diversifizierung des Erdgasbezugs stattfinden, denn auch sie wird vom selben Anbieter Gazprom betrieben.

Unter Berücksichtigung der 2022 auslaufenden Gasförderung in den Niederlanden und einer bereits hohen Auslastung europäischen Gasimporte aus Norwegen, wird vor allem LNG als alternative Gasquelle in Betracht gezogen. Auch wenn Deutschland selbst bisher keine entsprechenden Terminals betreibt, bestehen doch gute Anbindungen zu Terminals in den Nachbarländern. Europaweit waren die LNG-Terminals im Jahresschnitt zuletzt nur knapp zur Hälfte ausgelastet, aus Abnehmersicht wären höhere Flüssiggaslieferungen folglich möglich. Entscheidend ist hierbei, in welcher Geschwindigkeit die weltweiten Angebotskapazitäten ausgebaut werden können und wie sehr die Konkurrenz mit den bisher preissetzenden, asiatischen LNG-Märkten die langfristige Weltmarktentwicklung beeinflusst. Im Allgemeinen wurden für LNG in den vergangenen Jahren höhere Preise aufgerufen, als Deutschland durchschnittlich für seinen Pipelineimport bezahlte (BP, 2021). Im Hinblick auf kurzfristige Liefermengen durch LNG gilt es die üblichen Transport-Distanzen von bis zu zwei Wochen zu beachten, die ein sofortiges Reagieren auf Lieferunterbrechungen erschweren. Außerdem ist ein Großteil der weltweit gehandelten LNG-Mengen über langfristige Verträge bereits an Zielort und -kunden gebunden. Eine weitere Einschränkung liegt in der inner-europäischen Verteilung regasifizierten Flüssiggases.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die vorhandenen Pipelinekapazitäten nach Deutschland ausreichend sind, um unter normalen Umständen die zukünftige Versorgung mit Erdgas zu gewährleisten. Erdgas kommt zwar als Brückentechnologie, insbesondere bis 2030, eine entscheidende Rolle zu, trotzdem wird die Nachfrage nach Erdgas langfristig deutlich sinken. Die Frage, ob in Deutschland trotzdem kurzfristig Kapazitäten zum Import von Flüssiggas aufgebaut werden sollten, ist daher vor allem eine politische und wird in erheblichem Maße davon abhängen, wie die derzeitige Krise das Vertrauensverhältnis zwischen Deutschland und Russland belastet.

Speicher – Maßnahmen zur Gewährleistung ausreichender Speicherstände

Die momentan angespannte Versorgungslage ist in erheblichem Maße auf die geringen Gasspeicherstände zu Beginn der Heizperiode im vergangenen Jahr zurückzuführen. Während in den Jahren zuvor Speicherstände von über 95 Prozent im Oktober einen ausreichenden Puffer für die Versorgung in den Wintermonaten garantierten, betrug der Speicherstand im Oktober 2022 lediglich 67 Prozent. Damit lag der Füllstand im Oktober nur knapp über der kritischen Marke von 60 Prozent, die laut BBH et al. (2015) Anfang Februar vorhanden sein müsste, um einen kompletten Ausfall russischer Gaslieferungen für einen Monat zu kompensieren. Um eine Wiederholung dieser Krisensituation zukünftig zu vermeiden, werden die Einführung einer strategischen Reserve und eine Speicherverpflichtung diskutiert. Für Erdöl gibt es bereits seit den 60-er Jahren eine strategische Reserve, die über die Jahre in ihrer Ausgestaltung mehrfach überarbeitet und angepasst wurde. Seit 1998 ist der Erdölbevorratungsverband, eine Körperschaft des öffentlichen Rechts, dafür verantwortlich, eine strategischen Ölvorrat zu unterhalten, mit dem für drei Monate ein vollständiger Ausfall aller Importe ausgeglichen werden kann. Die Finanzierung erfolgt über Pflichtbeiträge von Unternehmen, die Mineralölerzeugnisse in Deutschland herstellen oder hierhin einführen (BMW, 2022).

Eine Abwägung zwischen einer strategischen Reserve und einer Speicherverpflichtung, beispielsweise durch vorgeschriebene Mindestspeicherstände zu Beginn eines Winters, erfordert eine Berücksichtigung zahlreicher Faktoren und wird im Rahmen dieses Papiers nicht vorgenommen. Vertiefende Analysen zu diesem Thema können unter anderem in BBH et al. (2015) gefunden werden.

Verbrauch – Ausbau Erneuerbarer Energien

Langfristig hilft ein umfassender Ausbau Erneuerbarer Energien, um die Abhängigkeit von russischen Gasimporten zu reduzieren. Aber auch bei einer Energieversorgung, die in weitaus größerem Umfang als heute auf Erneuerbaren Energien basiert, wird Deutschland auf Energieimporte in Form von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern angewiesen sein. Hier gilt es frühzeitig für Partnerschaften und auch eine Diversifizierung der Importländer zu sorgen.

Summary

- **Status Quo:** Natural gas accounted for **26 percent of Germany's primary energy demand** in 2020. Gas is mainly required for **heat generation** and, in the medium term, increasingly also for electricity supply. **Russia supplies more than half of the natural gas consumed in Germany**, which in turn accounts for a quarter of Russian gas exports.
- **Natural gas infrastructure:** In addition to the import routes for Russian gas supplies to Europe, there are further pipeline connections to Norway, North Africa and Azerbaijan. There is also **extensive capacity for regasification of liquefied natural gas (LNG)**, especially in southern Europe. Overall, these **import capacities were 54 percent utilized** in 2021. At the beginning of the winter, the **filling level of the German storage facilities was 67 percent, well below the values of previous years** of over 95 percent; the situation is similar in neighboring European countries.
- **Interruption scenarios:** Based on modeling of a **temporal shutdown of the Ukrainian transit route**, only minor supply bottlenecks, if any, are to be feared in some European countries. Above all, effects on **gas prices** and storage levels are expected. A **complete loss of Russian gas imports**, on the other hand, will lead to bottlenecks in some European countries, including Germany. How long Germany, with the help of its **well-developed gas infrastructure**, will be protected from **supply shortages** in this case depends on available **LNG imports, storage levels** and the development of **outside temperatures**.
- **Current situation:** The results of the considered scenario analyses cannot be transferred 1:1 to the current situation. Mainly because the currently **very low storage levels** are not used as a basis. However, the globally traded LNG volumes have risen sharply over the last few years, and a significant **increase in LNG imports** to Europe has already been observed in recent weeks. Similarly, relatively **mild temperatures** have been observed in the current winter so far.
- **Possible responses:** In case of unavoidable supply gaps, **reserve power plants** are available in the short term to replace at least a quarter of the gas demand in power generation. In addition, the supply of private households and social services is prioritized. Furthermore, **minimum gas storage levels** should prevent shortages as early as next winter. In the long term, natural gas supplies must be diversified with the help of LNG and demand reduced through the **expansion of renewable energies**.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Gaspipelines aus Russland nach Europa	15
Tabelle 4-1: Preiseffekte im Falle einer Lieferunterbrechung durch die Ukraine in Schulte et al. (2019)	22
Tabelle 4-2: Auswirkungen zusätzlicher LNG-Importe im Falle eines Lieferembargos in Hecking et al. (2014)	23
Tabelle 4-3: Inlands- und Gesamtnachfrage nach Erdgas in BBH et al. (2015).....	24
Tabelle 5-1: Potenzielle Einsparungen an Erdgas durch die Inbetriebnahme von Reservekraftwerken.....	28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Entwicklung des deutschen Primärenergiebedarfs nach Energieträgern	8
Abbildung 1-2: Entwicklung der Erdgasanteile am Primärenergieeinsatz der einzelnen Sektoren .	10
Abbildung 1-3: Mittelfristige Entwicklung des deutschen Energieverbrauchs nach Energieträgern auf Grundlage aktueller Studien	11
Abbildung 2-1: Importe von Energieträgern nach Deutschland	12
Abbildung 2-2: Anteile Russlands an den Gesamteinfuhren verschiedener Energieträger	13
Abbildung 2-3: Erdgasexporte aus Russland.....	13
Abbildung 3-1: Gesamte Gasimporte nach Europa via Pipeline und LNG sowie verfügbare Kapazitäten	16
Abbildung 3-2: Gasspeicherfüllstände der vergangenen Jahre in Deutschland	17
Abbildung 3-3: Vergleich der gesamten und der von Gazprom-betriebenen Gasspeicher in Deutschland	18
Abbildung 5-1: Anteil am Gasverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes nach Branchen.....	29

Literaturverzeichnis

ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2022, Estimated number and diversity of supply sources 2020, <https://aegis.acer.europa.eu/chest/dataitems/214/view> [5.2.2022]

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2021, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Daten für die Jahre von 1990 bis 2020, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/> [28.1.2022]

BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2021a, Entwicklung des deutschen Gasmarktes (monatliche Bilanz 1998-2021. Einfuhr seit 1960), https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas-statistik/erdgas_node.html [4.2.2022]

BAFA, 2021b, RohöllINFO Dezember 2020 (Rohölimporte), https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Rohoel/2020_12_rohloelinfo.html [4.2.2022]

BBH – Becker Büttner Herd / Becker Büttner Held Consulting AG / Müller Kirchenbauer, Joachim, 2015, Schlussbericht: Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisenvorsorge-durch-regelungen-der-speicher.html> [28.1.2022]

BCG – Boston Consulting Group, 2021, Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, Gutachten für Bundesverband der deutschen Industrie e.V. (BDI), https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve [4.2.2022]

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2021a, BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Krisenvorsorge Gas, https://www.bdew.de/media/documents/20210331_LF_Krisenvorsorge_KoV_XII_lgvJB9W.pdf [5.2.2022]

BDEW, 2021b, Jahresvolllaststunden 2019/2020, Gesamte Elektrizitätswirtschaft; Kraftwerke am Markt, https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden_2019_2020_o_online_jaerlich_Ba_31032021.pdf [3.2.2022]

BNetzA – Bundesnetzagentur, 2021, Kraftwerksliste, https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html [28.1.2022]

BNetzA, 2022, SMARD – Strommarktdaten, <https://www.smard.de/home> [3.2.2022]

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019a, Versorgungssicherheit bei Erdgas, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=20 [17.1.2022]

BMWi, 2019b, Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=9 [5.2.2022]

BMWi, 2021, Zahlen und Fakten: Energiedaten, Nationale und internationale Entwicklung, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [28.1.2022]

BMWi, 2022, Ölkrisenvorsorge und -management, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/mineraloel-oelbevorratung-transport-oelreserven.html> [4.2.2022]

BP, 2021, Statistical Review of World Energy 2021, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> [4.2.2022]

Dena – Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), 2021, dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf [4.2.2022]

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2021, Produzierendes Gewerbe, Beschäftigte, Umsatz und Investitionen des Verarbeitenden Gewerbes sowie Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4, Reihe 4.2.1, <https://www.destatis.de/DE/Service/Bibliothek/publikationen-fachserienliste-4.html> [11.2.2022]

ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas, 2021, ENSOG Union-wide Security of Supply Simulation Report, <https://www.entsog.eu/security-of-supply-simulation#union-wide-simulation-of-supply-and-infrastructure-disruption-scenarios-2021> [4.2.2022]

ENTSOG, 2022, System Development Map 2020/2021, https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-01/ENTSOG_GIE_SYSDEV_2020-2021.pdf [4.2.2022]

Europäische Kommission, 2022, Quarterly reports on European gas markets, https://circabc.europa.eu/ui/group/3ef9355f-1ffe-4c82-ba19-f60a3ed2f652/library/295bae48-18a2-4901-afbedc7dcd40dee?p=1&n=10&sort=modified_DESC [11.2.2022]

Eurostat, 2021, From where do we import energy?, <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html#carouselControls?lang=en> [11.2.2022]

Eurostat, 2022, Imports of natural gas by partner country - monthly data, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_GASM_custom_2074811/default/table?lang=en [11.2.2022]

FAZ – Frankfurter Allgemeine Zeitung, 2022, Europas Aluhütten kämpfen ums Überleben, <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/aluminiumhuetten-schraenken-die-produktion-ein-17747318.html> [16.02.2022]

Frontier economics / EWI – Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln, 2020, Auswirkungen von Infrastrukturinvestitionen wie der Nord Stream 2 Pipeline auf den europäischen Gasmarkt, Kurzbericht im Auftrag der Nord Stream 2 AG, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/04/EWI_Frontier_Kurzbericht_Auswirkungen_Nord_Stream_2_200420.pdf [28.1.2022]

Gazprom, 2022, Geschäftsfelder – Erdgasspeicher, <https://www.gazprom-germania.de/geschaeftsfelder/erdgasspeicher.html> [11.2.2022]

GIE – Gas Infrastructure Europe, 2022a, Storage data, <https://agsi.gie.eu/#/> [11.2.2022]

GIE – Gas Infrastructure Europe, 2022b, LNG Database, <https://www.gie.eu/transparency/databases/lng-database/> [11.2.2022]

Global LNG Hub, 2022, Record high European LNG imports, <https://globallnghub.com/record-high-european-lng-imports.html> [11.2.2022]

Handelsblatt, 2022, „Unangenehme Überraschung“: Niederlande verärgert über deutschen Wunsch nach mehr Gaslieferungen, <https://www.handelsblatt.com/politik/international/gasfeld-in-groningen-unangenehme-ueberraschung-niederlande-veraergert-ueber-deutschen-wunsch-nach-mehr-gaslieferungen/27961996.html> [10.2.2022]

Hecking, Harald, Addendum to the study „An Embargo of Russian Gas and Security of Supply in Europe“, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/2014-10-29_Russian_Embargo_final_addendum.pdf [28.1.2022]

Hecking, Harald / John, Christopher / Weiser, Florian, 2014, An Embargo of Russian Gas and Security of Supply in Europe, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/2014-09_An_Embargo_of_Russian_Gas_and_Security_of_Supply_in_Europe_0610.pdf [28.1.2022]

Hecking, Harald / Schulte, Simon / Weiser, Florian, 2015, EWI Security of Supply Update, Simulation of current gas market developments in Europe with a special focus on Germany, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/2015-03-09_Security_of_Supply_EWI_Study_Update.pdf [28.1.2022]

INES – Initiative Energien Speichern, 2022, Gasspeicherkapazitäten, <https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherkapazitaeten/> [11.2.2022]

Martinez, Miguel / Paletar, Martin / Hecking, Harald, 2015, The 2014 Ukrainian crisis: Europe’s increased security position, Natural gas network assessment and scenario simulations, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/Ukrainian_crisis_Europes_increased_security_position_final.pdf [28.1.2022]

McWilliams, Ben / Sgaravatti, Giovanni / Tagliapietra, Simone / Zachmann, Georg, 2022, Can Europe survive painlessly without Russian gas?, <https://www.bruegel.org/2022/01/can-europe-survive-painlessly-without-russian-gas/?s=09> [31.1.2022]

MDR – Mitteldeutscher Rundfunk, 2021, Wegen hoher Gaspreise, Deutschlands größter Ammoniak-Hersteller warnt vor Produktionsstopp, <https://www.mdr.de/nachrichten/sachsen-anhalt/dessau/wittenberg/skw-piesteritz-drosselt-ammoniak-produktion-gaspreis-100.html> [8.2.2022]

Prognos / Öko-Institut / Wuppertal-Institut, 2021, Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-langfassung/> [8.2.2022]

Schulte, Simon / Çam, Eren / Schönfish, Max, 2019, The Trilateral Gas Talks, What would an interruption of Russian gas exports via Ukraine mean for EU consumers?, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/12/Trilateral_Gas_talks_final.pdf [28.1.2022]

UBA – Umweltbundesamt, 2021, Durchschnittlicher Brutto-Wirkungsgrad des fossilen Kraftwerksparks, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare#wirkungsgrad-fossiler-kraftwerke> [11.2.2022]

Wirtschaftswoche, 2022, Warum gehört Deutschlands größter Gasspeicher Gazprom?, <https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/gefaehrliche-abhaengigkeit-warum-gehoert-deutschlands-groesster-gasspeicher-gazprom/28014654.html> [8.2.2022]

Yermakow, Vitaly / Sharples, Jack, 2021, A Phantom Menace: Is Russian LNG a Threat to Russia’s Pipeline Gas in Europe?, OIES Paper: NG 171, <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2021/07/Is-Russian-LNG-a-Threat-to-Russias-Pipeline-Gas-in-Europe-NG-171.pdf> [11.2.2022]