



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas

Monitoring-Bericht nach § 63 EnWG

Stand: 15.06.2020

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Stand

Juli 2020

Gestaltung

PRpetuum GmbH, 80801 München

Bildnachweis

Getty Images / Ruben Postoyan / Titel

Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721
Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Bundestags-, Landtags- und Kommunalwahlen sowie für Wahlen zum Europäischen Parlament.

Inhaltsverzeichnis

A. Einleitung	2
B. Rechtliche Grundlagen der Versorgungssicherheit	3
1. Nationale Vorgaben	3
2. EU-Vorgaben	3
C. Internationale und nationale Gasmärkte	5
1. Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation	5
2. Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa	8
3. Erdgasversorgung in Deutschland	8
3.1. Nachfrageentwicklung	8
3.2. Gasangebot	10
3.2.1. Erdgasgewinnung im Inland	11
3.2.2. Erdgasimporte	11
3.3. Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung	11
3.3.1. Diversifikation der Bezugsquellen	11
3.3.2. Diversifikation der Importinfrastruktur	12
3.3.3. Inlandsförderung	14
3.3.4. Langfristige Gasimportverträge	14
3.3.5. Speicher und inländische Netzinfrastruktur	15
3.3.6. Inländische Infrastrukturmaßnahmen	20
3.3.7. Energieaußenpolitik	20
4. Technische Sicherheit	21
4.1. Qualität der Netze	21
4.2. Analyse von Netzstörungen	21
4.3. Erhebung der Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG	23
D. Zusammenfassung	25
Anlage: Abkürzungsverzeichnis – Glossar	26



A. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch.

Erdgas wird auch für die nächsten Jahrzehnte als Übergangsenergieträger von fossilen zu erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag leisten. Der weitaus wichtigste Markt für Erdgas ist nach wie vor der für Wärmeerzeugung in Industrie und privaten Haushalten. Erdgas ist heute allerdings nicht auf die Erzeugung von Wärme beschränkt. Erdgas zeichnet sich auch als flexibler und vielfältiger Energieträger für die Stromerzeugung aus. Gas ist geeignet für die Speicherung von Energie und mit Blick in die Zukunft auch als Ausgleichsspeicher für regenerativen Strom sowie als Energieträger für Mobilität. Erdgas ist im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern klimafreundlicher, da der Einsatz mit geringeren CO₂-Emissionen einhergeht.

Eine Störung der Gasversorgung kann zu gravierenden wirtschaftlichen Schäden und zur Beeinträchtigung der Lebensqualität der Bürgerinnen und Bürger Deutschlands und Europas führen. Der Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit kommt daher eine wichtige Bedeutung zu. Der hohe Stellenwert einer ausreichenden Vorsorge ist auch im Zusammenhang mit der unter deutscher Vermittlung erfolgreich erzielten Fortsetzung des russisch-ukrainischen Gastransits nach Auslaufen des Gastransitvertrages Ende 2019 sichtbar geworden. Durch die Bestellung des Sonderbeauftragten der Bundesregierung für den Ukraine-Gastransit konnten die trilateralen Gespräche zwischen der EU-Kommission, der Ukraine und

Russland zu einem positiven Ergebnis für den Zeitraum 2020–2025 geführt werden. Anfang 2020 hat sich die Krisenvorsorge der Unternehmen aus dem Bereich der Erdgasförderung und des Erdgastransports bei der Bewältigung der Covid-19-Pandemie bewährt. Im Berichtszeitraum kam es in Deutschland zu keinen Versorgungsengpässen.

Mit dem durchzuführenden jährlichen Monitoring werden unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Marktgegebenheiten die bestehende Versorgungslage und deren Entwicklung untersucht. Wegen der zunehmenden Globalisierung und des steigenden internationalen Gas-Verteilungswettbewerbs ist eine Verengung auf einen rein nationalen Fokus nicht sachgerecht.

Ein frühes Erkennen eventueller Defizite ist im Gasbereich von hoher Bedeutung, da die erforderlichen hohen Investitionen in Exploration, Produktion und Infrastruktur regelmäßig erhebliche Vorlaufzeiten benötigen, bevor sie marktwirksam werden. Demzufolge sind frühzeitig Weichenstellungen erforderlich, um Gasversorgungslücken nicht entstehen zu lassen. Zwar gibt es im Gasbereich – anders als im Strombereich – alternative Energieträger, die Gas in den Bereichen, in denen es verwendet wird, ersetzen können. Dieses gilt insbesondere im Verwendungsbereich Wärmemarkt. Allerdings sind Umstellungsprozesse nicht immer kurzfristig möglich und in aller Regel kostspielig. Insofern hat die Vermeidung von Versorgungslücken auch im Gasbereich hohe Priorität.

Dieser Monitoring-Bericht soll im Wesentlichen anhand der im § 51 Abs. 2 EnWG beispielhaft genannten Kriterien aufzeigen, ob weitere Weichenstellungen zur Sicherung der Gasversorgung notwendig sind.

B. Rechtliche Grundlagen der Versorgungssicherheit

In Deutschland ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung primär eine Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. An diesem Grundprinzip hat sich auch im Rahmen europäischer Vorgaben, verbunden mit einem Übergang von einer zwar privatwirtschaftlich organisierten, aber monopolistischen Versorgungsstruktur zu einer wettbewerblichen Organisation des Gasmarktes, nichts geändert.

1. Nationale Vorgaben

Nach §§ 1 und 2 EnWG sind die Energieversorgungsunternehmen unter anderem verpflichtet, eine sichere leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit zu gewährleisten. Diese Verpflichtung zur sicheren Versorgung wird weiter konkretisiert in den §§ 15, 16, 16a und §§ 49 ff. EnWG. Auf dieser Basis haben grundsätzlich die Unternehmen, insbesondere die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Betreiber von Gasverteilnetzen (VNB), die Aufgabe, Gefährdungen oder Störungen durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Dabei kommt § 53a EnWG insofern herausgehobene Bedeutung zu, als die von den Gasversorgungsunternehmen direkt belieferten Haushaltskunden und Fernwärmeanlagen – soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern und zukünftig auch die sozialen Dienste – als besonders schützenswert herausgestellt werden. Für diese Kunden gelten besondere Versorgungsstandards.

Für den Fall eines extremen Versorgungsnotfalls sind ergänzend zu den marktbasieren Maßnahmen hoheitliche Eingriffsrechte der zuständigen Behörden möglich. Auf nationaler Ebene sind entsprechende hoheitliche Maßnahmen der Länder und der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (Energiesicherungsgesetz 1975 – EnSiG) und der Gassicherungsverordnung (GasSV) verankert.

Am 1. Januar 2013 trat das Dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften in Kraft, das neue Regelungen zur Versorgungssicherheit beinhaltet

und eine integrierte Betrachtung der Gas- und Stromnetze sicherstellt. Für die Versorgungssicherheit im Bereich Gas ist vor allem der neu geschaffene § 16 Abs. 2a EnWG von Bedeutung. Dieser sieht im Kern vor, dass der Betreiber des Stromübertragungsnetzes im Falle eines Versorgungsengpasses im Strom- und Gasbereich eine Güterabwägung der möglichen Schäden und weiteren Folgen bei eventuell erforderlichen Notfallmaßnahmen in beiden Bereichen trifft und auf dieser Grundlage die Gasversorgung von systemrelevanten Gaskraftwerken anordnen kann. Die Ausweisung eines Gaskraftwerkes mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt (MW) als systemrelevant (für eine maximale Dauer von jeweils 24 Monaten) erfolgt dabei durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und muss von der BNetzA gebilligt werden (vgl. § 13b Abs. 1 EnWG). Bis heute wurde seit der Einführung des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften noch kein Gebrauch von der Notfallmaßnahme „Anforderung der Verordnung von systemrelevanten Gaskraftwerken zulasten der Gasversorgung anderer Verbraucher“ gemacht.

2. EU-Vorgaben

Im Lichte der Ukraine Krise 2014 wurde auf EU-Ebene ein umfassender Stresstest zur Gasversorgungssicherheit durchgeführt. Auch Deutschland hatte hierzu beigetragen. Der Ergebnisbericht der EU-Kommission (EU-KOM) führte aus, dass Deutschland aufgrund seiner diversifizierten Importinfrastruktur und der großen Speicherkapazitäten gut vorbereitet ist und Lieferunterbrechungen ausgleichen kann. Eine sehr lang andauernde Unterbrechung aller russischen Gaslieferungen würde hingegen letztlich auch in Deutschland ab einem bestimmten Zeitpunkt zu einer Einschränkung der Gasversorgung führen.

Die EU-KOM hatte im Herbst 2014 ihre bisherigen Erfahrungen bei der Implementierung der damals geltenden Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung mit dem Ergebnis evaluiert, dass die Verordnung novelliert werden sollte. In diese Entscheidung flossen nicht nur

Erkenntnisse aus den EU-Gasstresstests, sondern auch vielfältige praktische Erfahrungen und Erkenntnisse aus der Umsetzung ein.

Die 2017 verabschiedete Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (SoS-VO) sieht im Rahmen eines zweistufigen Verfahrens die Aufstellung einer Risikoanalyse sowie darauf aufbauend die Erstellung und Veröffentlichung nationaler Präventions- und Notfallpläne vor. Das BMWi ist zuständige Behörde für die Sicherstellung der Umsetzung der SoS-VO. Gemäß SoS-VO ist eine regelmäßige Aktualisierung der Pläne alle vier Jahre vorgesehen. Der Präventionsplan als auch der Notfallplan werden auf der Website des BMWi veröffentlicht.¹ Die Verordnung sieht einen risikobasierten Ansatz vor, wonach von bestimmten Versorgungsrisiken betroffene Regionen in Europa gemeinsam bestehende Risiken analysieren und länderübergreifend einzudämmen versuchen. Darüber hinaus ist erstmalig geregelt, unter welchen Bedingungen die Mitgliedstaaten einander in Krisenfällen solidarisch Hilfe leisten.

Mit dem Dritten Binnenmarktpaket war zuvor ein Planungsinstrument für den Aufbau und den Erhalt einer Netzinfrastruktur geschaffen worden, die für die Verwirklichung eines einheitlichen EU-Binnenmarktes notwendig ist. Demnach müssen die FNB den Regierungsbehörden regelmäßig einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorlegen. Entsprechend dem in Umsetzung des Binnenmarktpakets im Juni 2011 novellierten Energiewirtschaftsgesetz haben die FNB gemäß § 15a am 1. April 2012 erstmals einen gemeinsamen deutschlandweiten Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) vorgelegt. Mit den zum 1. Januar 2016 in

Kraft getretenen Änderungen der §§ 15a und 15b EnWG wurde der bislang jährliche Turnus zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf zwei Jahre erweitert, um zeitliche Überschneidungen bei der Erstellung des NEP Gas und der Erarbeitung des Szenariorahmens für den darauffolgenden NEP Gas zu vermeiden. In den Kalenderjahren, in denen kein NEP Gas vorzulegen ist, haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen Umsetzungsbericht zu erstellen.

Weitere Details hierzu folgen im Kapitel C 3.3.6. Der aktuelle Stand der Arbeiten kann außerdem auf der Internetseite des Verbands der Fernleitungsnetzbetreiber eingesehen werden.

1 <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/gas.html>.

C. Internationale und nationale Gasmärkte

Die Gasversorgungssicherheit in Deutschland kann nicht isoliert national betrachtet werden, da die Märkte stark miteinander verknüpft sind. Insbesondere die Beantwortung der Frage, ob von den Gasversorgungsunternehmen hinreichend Vorsorgemaßnahmen zur Vermeidung von Versorgungsstörungen getroffen wurden, erfordert eine Betrachtung nationaler und internationaler Zusammenhänge. In die Betrachtung ist dabei nicht nur die zur Deckung der Nachfrage notwendige Verfügbarkeit ausreichender Erdgasmen-gen einzubeziehen, sondern auch die Entwicklung der technischen Transportinfrastruktur. Die zentralen Fragestellungen werden im Folgenden behandelt.

1. Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation

Die weltweite Erdgasnachfrage erhöhte sich für das Jahr 2018 um 4,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf rund 3.881 Milliarden Kubikmeter bei Normbedingungen² (2000: 2.507 Milliarden Kubikmeter). Auf die Vereinigten Staaten und China entfallen zusammen 70 Prozent des globalen Wachstums. Ein großer Teil des Anstiegs ist durch den weltweit steigenden Primärenergiebedarf als auch durch die zugleich zunehmende Stromerzeugung aus Erdgas gegenüber Kohle begründet. China entwickelte sich damit im Jahr 2018 zum weltweit größten Erdgasimporteur. In der Europäischen Union nahm der Erdgasverbrauch hingegen im Vergleich zum Vorjahr um 3 Prozent auf 523 Milliarden Kubikmeter ab und kehrte damit den Trend der letzten Jahre um. Im selben Zeitraum stieg die weltweite Erdgasproduktion um 5 Prozent an und betrug 2018 rund 4 Billionen Kubikmeter (Vorjahr 3,8 Billionen Kubikmeter, 2000: 2,5 Billionen Kubikmeter).

Bis zum Jahr 2024 nimmt die Internationale Energieagentur (IEA) weltweit einen jährlichen Zuwachs der

Nachfrage um 1,6 Prozent an. Die Auswirkungen der aktuellen Corona-Pandemie sind hier allerdings noch nicht berücksichtigt. Entsprechend der Prognose von 2019 (World Energy Outlook; IEA, 2019) wäre das Wachstum des Erdgasverbrauchs mit einer durchschnittlichen Rate von 4 Prozent pro Jahr vor allem auf den asiatisch-pazifischen Raum konzentriert. Für Chinas Nachfrage wird ein Wachstum von durchschnittlich 8 Prozent prognostiziert, gefolgt von anderen schnell wachsenden Volkswirtschaften wie Indien, Bangladesch und Pakistan.

Der jährlich erscheinende World Energy Outlook weist für die langfristige Entwicklung der Erdgasnachfrage im weltweiten Kontext verschiedene Referenzszenarien aus, die sich u.a. hinsichtlich des Erreichens des 2-Grad-Ziels des Pariser Klimaabkommens und der Umsetzung der verbindlichen internationalen Maßnahmen zum Klimaschutz unterscheiden. Im „Sustainable Development“-Szenario der IEA nimmt der weltweite Erdgasverbrauch in den nächsten Jahren um 0,9 Prozent pro Jahr zu, bevor gegen Ende des Jahrzehnts das Maximum erreicht wird und der Verbrauch dann sukzessive abnimmt. Im „Stated Policies“-Szenario steigt die globale Erdgasnachfrage fortlaufend auf 5,4 Billionen Kubikmeter im Jahr 2040. Regionen mit einer hohen Erdgasnachfrage sind voraussichtlich die Vereinigten Staaten, Russland, der Mittlere Osten und der asiatisch-pazifische Raum. Der Anteil an konventionellem Erdgas, das weiterhin den größten Anteil an der Erdgasproduktion haben wird, wird nach Angaben der IEA von gegenwärtig 80 Prozent auf unter 70 Prozent in 2040 abnehmen. Bei der Erdgasproduktion sind Zuwächse vor allem im nicht-konventionellen Bereich zu erwarten. Die Schiefergasproduktion wächst nach Erwartung der IEA um fast 4 Prozent jährlich.

Die Prognosen zur Entwicklung des Erdgassektors hängen stark von der Entwicklung des LNG³-Sektors ab, der regionale Märkte verbindet und neuen Verbrauchern Zugang zu Erdgas bietet, insbesondere in

2 Druck Pn von 1,01325 bar, Luftfeuchtigkeit von 0 Prozent (trockenes Gas) und Temperatur von 273,15 K (tn = 0 °C), zur besseren Lesbarkeit wird der Zusatz „Normbedingungen“ bei der Maßeinheit im Bericht weggelassen.

3 Liquefied Natural Gas ist Erdgas, das bei -161 °C verflüssigt, dann über Tanker verschifft und später regasifiziert wird.

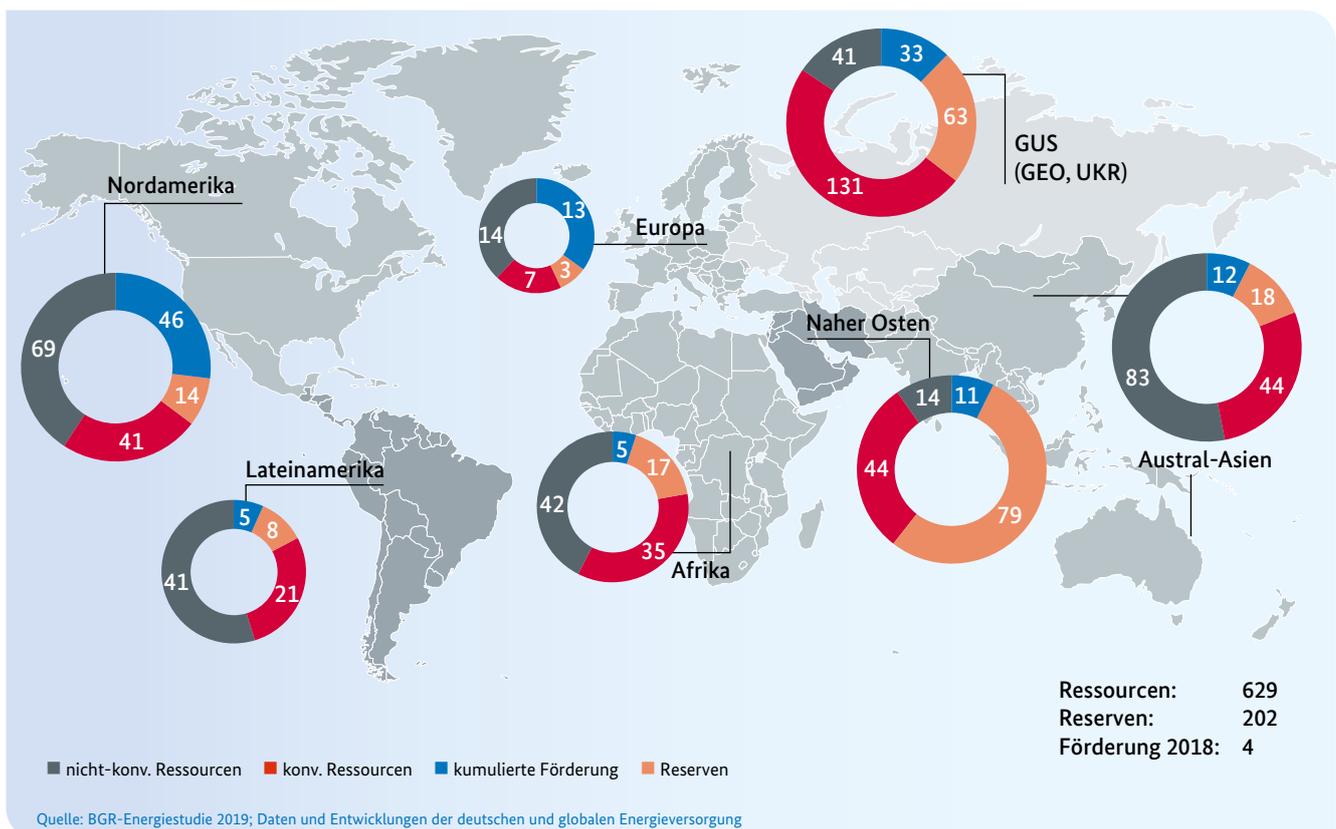
schnell wachsenden Teilen Asiens. Alle Teilmärkte waren traditionell dadurch gekennzeichnet, dass sich Produzenten und Verbraucher durch langfristige Lieferbeziehungen aneinander gebunden haben, um die erforderlichen Investitionen in die aufwändige und kostenintensive Erschließung der Produktionsstätten und in die Transportinfrastruktur sicherzustellen.

Die Preisunterschiede zwischen dem asiatischen, dem US-amerikanischen und dem europäischen Markt, die in den letzten Jahren beträchtlich waren, gehen jedoch zurück. Ursächlich ist die zunehmende Vernetzung der internationalen Erdgasmärkte, die im Wesentlichen vom steigenden LNG-Handel getragen wird.

Reserven und Ressourcen beschreiben die mengenmäßige geologische Verfügbarkeit von Erdgas. Reserven werden als nachgewiesene, zu heutigen Preisen

und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Erdgasmengen definiert. Dagegen werden unter Ressourcen nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Erdgasmengen verstanden. Die gegenwärtig verfügbaren Erdgasvorkommen konzentrieren sich mit zusammen etwas mehr als der Hälfte der weltweiten Erdgasreserven in der Russischen Föderation, im Iran und in Katar (BGR (2020): Energiestudie 2019). In den USA hat sich die Produktion von nicht-konventionellem Erdgas aufgrund der rasanten Ausweitung der Schiefergasförderung allerdings deutlich erhöht und auch die Erdgasreserven haben in 2018 wiederum einen starken Anstieg auf nun 11.888 Milliarden Kubikmeter erfahren. Infolge dieser Entwicklung sind die USA zum LNG-Exporteur geworden und zusätzliche LNG-Mengen stehen somit auf dem Weltmarkt zur Verfügung.

Abbildung 1: Gesamtpotenzial Erdgas 2018 in Billionen Kubikmeter (ohne Aquifergas und Gashydrat)

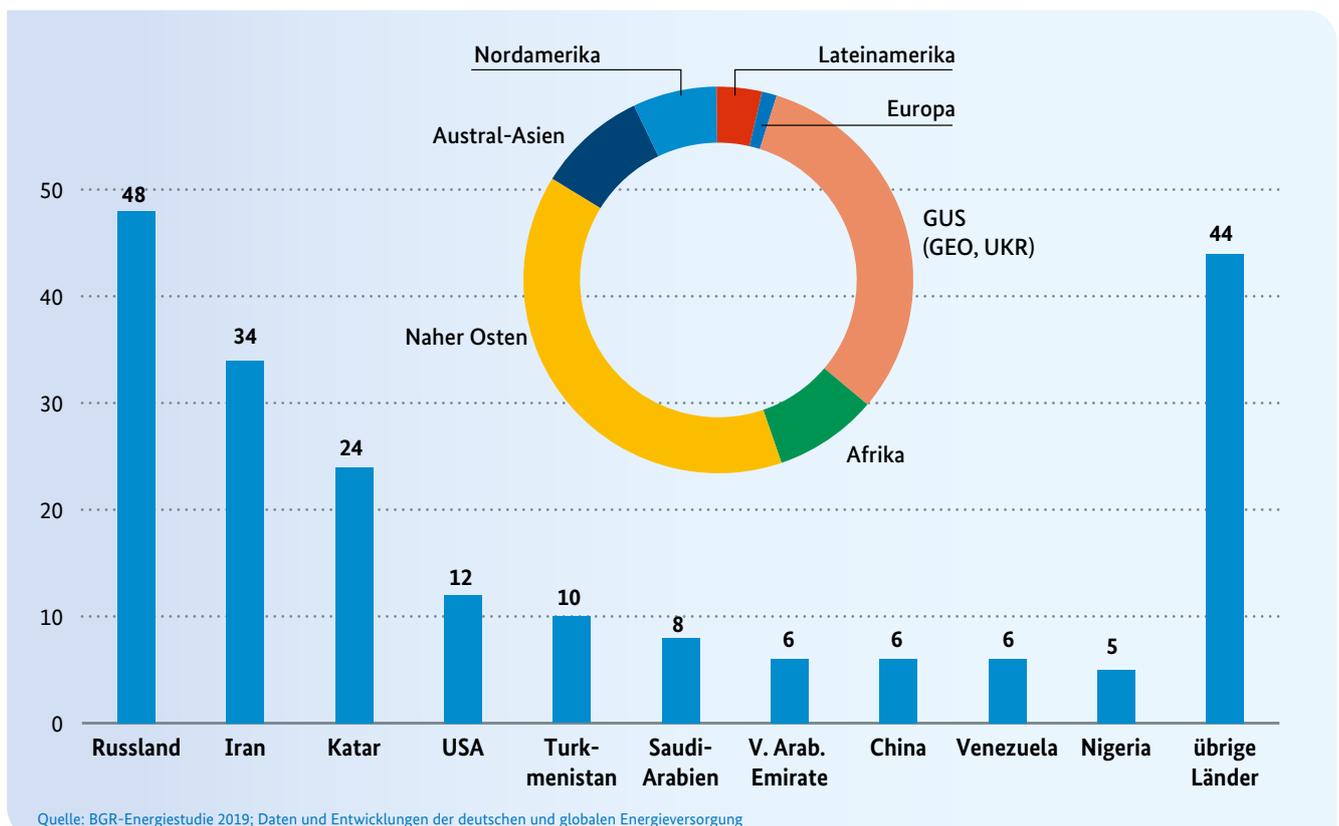


Die Angebotssituation für Erdgas diversifiziert sich auch weltweit durch den zunehmenden Aufbau von LNG-Import- und Exportinfrastruktur. Der weltweite Handel mit LNG legte 2018 mit rund 8 Prozent (gegenüber 10 Prozent in 2017) nochmals zu und hat nun einen Anteil von 46 Prozent am gesamten Erdgashandel. Es stehen jetzt 42 LNG-Importnationen 20 LNG exportierenden Ländern gegenüber. Neue Verflüssigungsanlagen an Land wurden in Australien, in den USA, in Russland und in Kamerun in Betrieb genommen. Europa bezog LNG 2018 vor allem aus Katar (23 Milliarden Kubikmeter), Algerien (13 Milliarden Kubikmeter) und Nigeria (13 Milliarden Kubikmeter). Der Anteil aus den USA erhöhte sich zum Vorjahr auf 3,7 Milliarden Kubikmeter, liegt aber hinter der Russischen Föderation mit 6,8 Milliarden Kubikmeter. Mittel- bis langfristig ist weiterhin mit einer deutlichen Ausweitung des LNG-Handels in Europa zu rechnen.

Derzeit werden die europäischen Märkte weitgehend über Pipelines versorgt. In Europa wurde pipelinegebundenes Erdgas vor allem von Russland, Norwegen und Algerien bezogen. Der im Bau befindliche Südliche Gaskorridor zwischen Aserbaidschan, der Türkei und Europa soll 2020 in Betrieb gehen.

Die globalen Erdgasressourcen belaufen sich unverändert auf rund 630 Billionen Kubikmeter. Die weltweiten Erdgasressourcen werden durch die konventionellen Vorkommen dominiert, gefolgt von Schiefergasressourcen mit rd. 200 Billionen Kubikmeter, Tight Gas mit 57 Billionen Kubikmeter und CBM mit 44 Billionen Kubikmeter. Die mit Abstand größten Erdgasressourcen werden für Russland ausgewiesen, gefolgt von den USA, China, Australien und Kanada. Auch wenn nur die konventionellen Erdgasressourcen der Welt betrachtet werden, hat Russland die umfangreichsten Vorkommen, gefolgt von den USA, China und Saudi-Arabien (BGR, 2019).

Abbildung 2: Erdgasreserven in Billionen Kubikmeter



2. Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa

Zur Deckung des Erdgasbedarfs in Europa kann einerseits auf innereuropäische Produktion zurückgegriffen werden, andererseits tragen wachsende Importe aus außereuropäischen Regionen zu einem wesentlichen Anteil zu einer Befriedigung der Gasnachfrage in Europa bei. Verschiedenen Prognosen zufolge wird die Importabhängigkeit der EU bei absehbar stagnierender bzw. rückläufiger Förderung in Europa (vor allem in Deutschland, Dänemark, im Vereinigten Königreich, Frankreich, den Niederlanden und Belgien) bis 2020 auf bis zu 80 Prozent ansteigen. Der Erdgasverbrauch der EU 28 betrug 2018 460 Milliarden Kubikmeter. 2018 zählten das Vereinigte Königreich mit 79,2 Milliarden Kubikmeter und Italien mit 69,2 Milliarden Kubikmeter gemeinsam mit Deutschland mit 85 Milliarden Kubikmeter zu den größten Erdgasverbrauchern Europas.⁴

3. Erdgasversorgung in Deutschland

Erdgas nimmt in dem Energiemix in Deutschland eine gewichtige Stellung ein. Zur Betrachtung der Versorgungssicherheit ist daher eine Gegenüberstellung der Nachfrageentwicklung wie auch der Angebotsseite notwendig. Auf der Angebotsseite ist zunächst feststellbar, dass die Bundesrepublik ihren Bedarf an Erdgas nur zu einem Teil aus eigener Produktion decken kann, dessen Anteil weiter abnehmend ist. Die Bundesrepublik ist daher überwiegend auf Erdgasimporte angewiesen, was einerseits eine ausreichende Importinfrastruktur, andererseits ausreichende Bezugsquellen bedingt. In den folgenden Kapiteln werden die wesentlichen Aspekte des deutschen Marktes näher betrachtet.

3.1. Nachfrageentwicklung

Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist die Energiemenge, die in einem Land jährlich insgesamt genutzt wird. Er ist die Summe aus inländischer Produktion von Primärenergie, dem Saldo von Ein- und Ausfuhren (einschließlich Hochseebunkerungen) sowie Bestandsveränderungen. Im Jahr 2019 betrug der PEV in der Bundesrepublik insgesamt 12.832 Petajoule und nahm gegenüber 2018 um 2,1 Prozent ab.

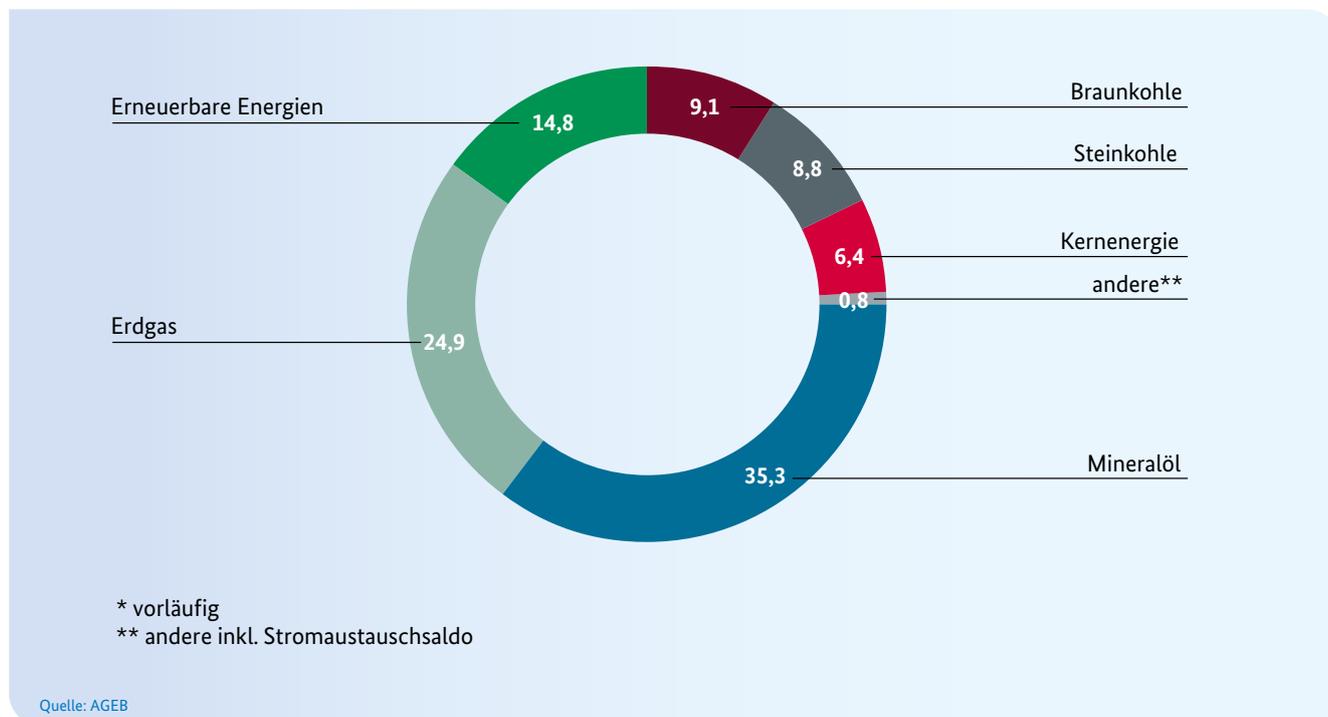
Erdgas war mit einem Anteil von 24,9 Prozent (2018: 23,6 Prozent) nach Mineralöl mit 35,3 Prozent (2018: 33,9 Prozent) größter Bestandteil des deutschen Energiemixes. Nach vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) betrug der deutsche Gasverbrauch 3.191 Petajoule (2018: 3.090 Petajoule)⁵ bzw. 982 Milliarden kWh (2018: 951 Milliarden kWh). Im Vergleich zum Vorjahr stieg demnach der Erdgasverbrauch um 3,3 Prozent an. Der Zuwachs lag überwiegend in der höheren Nachfrage bei der Stromproduktion begründet. Dazu beigetragen haben ebenfalls eine etwas kühlere Witterung und die demographische Entwicklung in Deutschland. Dem Nachfragezuwachs entgegen wirkte eine konjunkturelle Abkühlung, die den Industriebedarf insgesamt verringerte.

2019 bleibt der Industriesektor größter Erdgasverbraucher mit 363 Mrd. kWh (2018: 366 Milliarden kWh), gefolgt von den privaten Haushalten mit 285 Milliarden kWh (2018: 283 Milliarden kWh). Damit werden knapp 66 Prozent des Erdgasbedarfs in Deutschland im Wesentlichen zur Versorgung mit Prozesswärme (Industrie) und Raumwärme (Haushalte: Beheizung und Warmwasserversorgung) genutzt. Einen beachtlichen Zuwachs von 18 Prozent konnte der Gasverbrauch in den Kraft- und Heizkraftwerken zur Stromversorgung verbuchen: 2019 wurden in diesem Sektor 129 Milliarden kWh verbraucht (2018: 109 Milliarden kWh). Ursächlich hierfür waren insbesondere deutlich gesunkene

⁴ BGR-Energiestudie 2019, 1.000 Nm = 38x10⁹ J.

⁵ Sofern statistische Daten auf dem oberen Heizwert (Brennwert) beruhen, werden sie für die Energiebilanz mit dem Faktor 0,9024 in den unteren Heizwert umgerechnet.

Abbildung 3: Primärenergieverbrauch nach Träger 2019* in Prozent



Spotmarktpreise für Gas und ein höheres Preisniveau für CO₂-Zertifikate, wodurch erdgasbefeuerte Kraftwerke ihre Wettbewerbsposition verbessern konnten.

Im Verkehr fahren zurzeit etwa 100.000 Fahrzeuge mit einem Erdgasmotor. Ihr Verbrauch entspricht einem Anteil von 0,2 Prozent des gesamten Erdgasverbrauchs in Deutschland. Die Erdgasmobilität soll nach der Politik der Bundesregierung (BReg) in Zukunft auch längerfristig eine größere Rolle bei der Energiewende in der Mobilität spielen. Um die CO₂-Emissionen bei Erdgas zu verringern, können in beliebigen Anteilen sowohl Biogas als auch synthetisches Methan, das mit Strom aus erneuerbaren Quellen produziert wird, beigemischt werden. Vor diesem Hintergrund wurde auch deren Steuerermäßigung durch den Deutschen Bundestag bis 2026 verlängert. Im Schwerlastverkehr ist LNG die wichtigste potenzielle Alternative zu Diesel bzw. Benzin. Ende 2019 waren knapp 1.000 deutsche LNG-Fahrzeuge auf den Straßen unterwegs. Mit zunehmender Anzahl der Tankstellen sind auch immer mehr ausländische LNG-Lkw auf deutschen Straßen,

der LNG-Absatz steigt stark. Es gibt derzeit knapp 900 CNG-, 11 LNG- (sowie einige betriebseigene) Tankstellen in Deutschland. Das BMVI-Förderprogramm für energieeffiziente Nutzfahrzeuge wurde im Herbst 2018 gestartet (12.000 Euro Zuschuss pro LNG-Lkw). Innerhalb des letzten Jahres wurden Förderzusagen für mehr als 1.300 CNG- und LNG-Lkw bewilligt. Der Bundestag hat inzwischen einer Gesetzesvorlage zugestimmt, dass Lastwagen, die Erdgas anstatt Diesel verbrennen, bis 2023 keine Mautgebühren zahlen. Die notwendige Zustimmung des Bundesrates steht noch aus. Auch bei den Pkw kommen neue CNG-Modelle auf den Markt. Einige Marktteilnehmer streben an, in den nächsten zehn Jahren den Anteil der Erdgasmobilität im Straßenverkehr mindestens zu verzehnfachen.

Auch in der Schifffahrt wird seit einigen Jahren zunehmend auf LNG-Antriebe gesetzt, z. B. bei Kreuzfahrtschiffen. Gerade in den spezifischen Kontrollzonen für Schwefel und Stickoxide, in denen besonders niedrige Grenzwerte für diese Schadstoffe festgelegt sind (wie in der Ostsee oder einem großen Teil der Nordsee),

besteht für LNG ein beträchtliches Absatzpotenzial. Ähnliches gilt prinzipiell auch für den Küstenverkehr und Binnenwasserstraßen, zumal der Geräuschpegel von LNG-Motoren signifikant unter dem eines Schiffsdiesels liegt. Allerdings haben Schiffe eine längere Lebensdauer als Straßenfahrzeuge, sodass ein Wandel von Antriebskonzepten längere Zeit in Anspruch nimmt. Generell ist aber zu erwarten, dass der Inlandsabsatz von Erdgas im Verkehr deutlich wachsen wird. Eine Schätzung darüber, welches Niveau der jährliche Absatz in den nächsten Dekaden erreichen kann, wäre derzeit noch verfrüht.

3.2. Gasangebot

Grundsätzlich bestehen folgende Möglichkeiten, den Bedarf an Erdgas zu decken:

- Erdgasgewinnung im Inland beziehungsweise Erzeugung von gleichwertigen Substitutbrennstoffen (ohne wesentliche Änderungen der Infrastruktur und der Anwendungstechnologie).

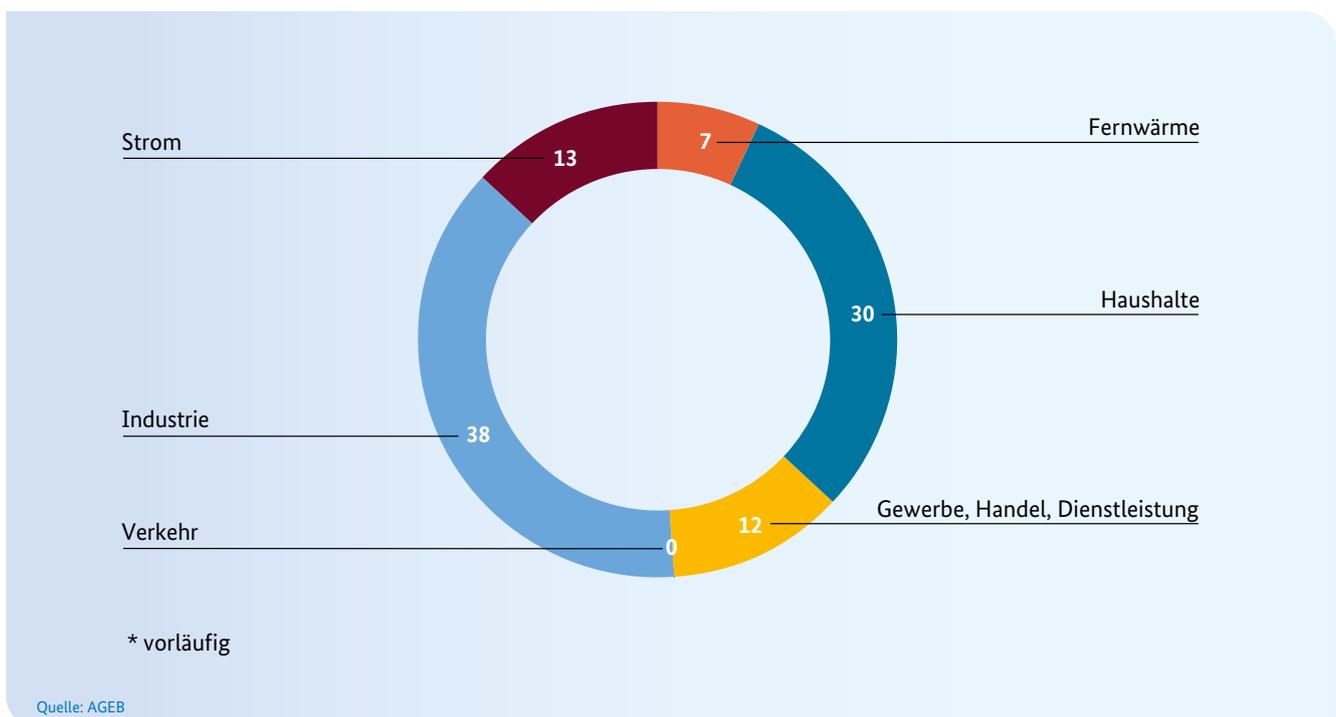
- Erdgasimporte aus dem Ausland. Hier stehen grundsätzlich die Pipeline-gebundene Versorgung beziehungsweise die Versorgung über den Seeweg mittels LNG zur Option.

In Deutschland werden derzeit zwei verschiedene Gasqualitäten verwendet:

- das so genannte hochkalorische H-Gas (von engl. high calorific gas) und
- das so genannte niederkalorische L-Gas (von engl. low calorific gas).

Während H-Gas von Lieferanten aus unterschiedlichen Ländern bezogen wird und in großen Mengen vorhanden ist, stammen die genutzten L-Gas-Mengen ausschließlich aus heimischer Produktion und Lieferungen aus den Niederlanden.

Abbildung 4: Erdgasbedarf nach Kundengruppen 2019* in Prozent



3.2.1. Erdgasgewinnung im Inland

Die inländische Erdgasförderung war auch im Jahr 2019 weiter rückläufig und ging um 2,7 Prozent auf 6,6 Milliarden Kubikmeter⁶ (Vn) Rohgas zurück. Damit war der Rückgang in der Erdgasförderung nicht so stark ausgeprägt wie im Vorjahr, der Anteil des eigengeförderten Erdgases am Gesamtverbrauch sank dennoch auf 6 Prozent. Insgesamt wurden in Niedersachsen 6,3 Milliarden Kubikmeter Rohgas (Vn) gefördert, das entspricht einem Anteil von 94,6 Prozent der deutschen Rohgasförderung im Berichtsjahr.

Die Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten im Inland und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen. Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben. Die sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven sind rückläufig. Diese beliefen sich zum 1. Januar 2020 auf 44,0 Milliarden Kubikmeter (2019: 50,6 Milliarden Kubikmeter). Der Reserven-/Verbrauchsquotient (früher: statische Reichweite), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven und der letztjährigen Fördermenge, betrug am 1. Januar 2020 insgesamt etwa 7 Jahre.

Deutschland ist damit auch künftig in hohem Maße von Erdgasimporten (vgl. Kapitel C 3.2.2.) und der Erdgasspeicherung (vgl. Kapitel C 3.3.5.) abhängig

3.2.2. Erdgasimporte

Deutschland bezog sein Importgas 2019 ausschließlich über Pipelines aus verschiedenen Lieferländern. Da die Liefermengen aus Datenschutzgründen nicht mehr nach Ursprungsland aufgeteilt veröffentlicht werden, kann die Bundesregierung die Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern nicht mehr aufzeigen.

Wie in der Vergangenheit bezieht Deutschland große Mengen aus Russland, den Niederlanden und Norwegen.

Den überwiegenden Bedarf an L-Gas bezieht Deutschland aus den Niederlanden. Da sowohl die heimische Produktion von L-Gas als auch die L-Gasimporte aus den Niederlanden rückläufig sind, wurde die sog. Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas geplant. Mehr als 5 Millionen Gasendgeräte in den Bundesländern Bremen, Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt müssen auf die neue Gasqualität umgestellt werden. Alleine im Jahr 2020 sollen rund 400.000 Gasgeräte angepasst werden. Ende dieses Jahrzehnts soll es dann auch keine L-Gas-Importe aus den Niederlanden mehr geben. Zur Diversifikation und zur Sättigung der Nachfrage könnte die Bedeutung von LNG stärker zunehmen.

3.3. Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung

Die Sicherungsmaßnahmen der deutschen Gasversorgungsunternehmen stützen sich auf einen breiten Maßnahmenkatalog. Hierzu zählen insbesondere:

- Diversifikation der Bezugsquellen (Punkt 3.3.1),
- Diversifikation der Transportwege/Importinfrastruktur (Punkt 3.3.2),
- Inlandsförderung (Punkt 3.3.3),
- stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge (Punkt 3.3.4) sowie
- eine hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive Untertagespeicher (Punkt 3.3.5).

3.3.1. Diversifikation der Bezugsquellen

Wie unter Punkt 3.2.2 bereits dargestellt, ist Deutschland zu über 90 Prozent auf Importe von Erdgas angewiesen. Diese Importmengen werden derzeit im Wesentlichen aus folgenden Produzentenländern beschafft: Russland, Niederlande und Norwegen.

⁶ Entspricht 6 Milliarden Kubikmeter Reingas.

Des Weiteren besteht ein Zugang zu den LNG-Regasifizierungsterminals in den benachbarten Staaten. Damit ist die deutsche Gasversorgung im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ breit diversifiziert.

3.3.2. Diversifikation der Importinfrastruktur

Die Gasversorgung in Deutschland erfolgt derzeit ausschließlich durch Pipelinegas. Aus Norwegen wird das Erdgas über drei Pipelines (Norpipeline, Europipe I und II) mit einer Gesamtkapazität von 54 Milliarden Kubikmeter aus verschiedenen Gasfeldern importiert.

Russisches Gas wird zum einen seit 1999 durch die Jamal-Europa-Pipeline (Kapazität rd. 33 Milliarden Kubikmeter) und das Ukraine-Leitungssystem (Kapazität ca. 120 Milliarden Kubikmeter) nach Deutschland und Europa geleitet. Zum anderen erlauben es die zwei bestehenden Stränge der Nord Stream 1 Pipeline, russisches Gas unmittelbar aus Russland zu beziehen. Am Gemeinschaftsunternehmen Nord Stream 1 sind beteiligt: PEG Infrastruktur AG (eine Tochtergesellschaft der E.ON Beteiligungen) und die Wintershall Holding GmbH (eine BASF-Tochtergesellschaft) mit je 15,5 Prozent, N.V. Nederlandse Gasunie und ENGIE mit je 9 Prozent sowie die OAO Gazprom mit 51 Prozent. Beide Stränge mit einer Länge von je 1.224 Kilometer verlaufen von der Bucht von Portowaja nahe Wyborg durch die Ostsee bis zur deutschen Küste nach Lubmin in der Nähe von Greifswald. Sie verfügen seit der Fertigstellung des zweiten Strangs im Jahre 2012 über eine Gesamttransportkapazität von jährlich ca. 55 Milliarden Kubikmeter Erdgas und können Verbraucher in Deutschland, Dänemark, im Vereinigten Königreich, in den Niederlanden, Belgien, Frankreich, in der Tschechischen Republik und weiteren Ländern versorgen.

Über die Anbindungsleitungen Ostsee-Anbindungsleitung (OPAL) und Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL) werden die Mengen der Nord Stream Pipeline vom Anlandepunkt Lubmin abtransportiert. Die OPAL hat eine Kapazität von jährlich bis zu 35 Milliarden Kubikmeter Erdgas und geht bis an die tschechische Grenze, die NEL verfügt über eine Kapazität von 20 Milliarden Kubikmeter in Richtung Westen.

Das Projekt Nord Stream 2 soll die Kapazität der Ostseepipeline durch zwei zusätzliche Stränge um 55 Milliarden Kubikmeter pro Jahr erweitern. Nord Stream 2 ist ein Projekt der Nord Stream 2 AG, deren Anteilseigner Gazprom ist. Die Pipeline ist bis auf ein Teilstück in der dänischen und deutschen Außenwirtschaftszone verlegt. Bedingt durch die von den USA verhängten Sanktionen ruhen gegenwärtig die Verlegetarbeiten. Derzeit wird von einer Fertigstellung der Pipeline für Anfang 2021 ausgegangen.

Die Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) verläuft von Vierow bis nach Deutschneudorf und weiter nach Tschechien. Die erste Strang wurde Ende 2019 fertig gestellt, der zweite soll Mitte 2020 fertig verlegt sein. Sie hat eine Gesamtlänge von rund 485 Kilometer. Die zwei Stränge der EUGAL sollen im Endausbau eine Kapazität von jährlich bis zu 51 Milliarden Kubikmeter Erdgas haben. Die EUGAL würde damit den Abtransport der, durch die Nord Stream 2, zusätzlich nach Deutschland gelangenden Gasmenge in den europäischen Binnenmarkt ermöglichen. Gegenwärtig wird die EUGAL ebenfalls für die Weiterleitung von ankommendem Erdgas der Nord Stream 1 genutzt.

Niederländisches L- und H-Gas wird über verschiedene Pipelines transportiert. Durch die am 26. August 2015 von Gasunie Deutschland in Betrieb genommene Pipeline (ETL 176) zwischen Fockbek und Ellund wird vorrangig Erdgas aus den Niederlanden an Haushalte und Industrie in Schleswig-Holstein und Dänemark geliefert. Diese Pipeline ist insbesondere angesichts der rückläufigen Erdgasproduktion in Dänemark wichtig und leistet künftig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Nordwesteuropa. Sie verläuft parallel zur DEUDAN-Pipeline.

Am 28. Juni 2013 verkündete das Gasförderkonsortium des aserbaidjanischen Erdgasfeldes Shah-Deniz II, ab 2018/19 Gas über die 870 Kilometer lange Transadriatische Pipeline (TAP) zu liefern. Mit der Transanatolischen Pipeline (TANAP) von Aserbaidschan bis zur türkisch-griechischen Grenze soll eine Kapazität von 16 Milliarden Kubikmeter geschaffen werden. 6 Mil-

liarden Kubikmeter sind für die Türkei reserviert. 10 Milliarden Kubikmeter sollen von der türkisch-griechischen Grenze über die TAP durch Griechenland und Albanien sowie durch das Mittelmeer nach Italien weitergeleitet werden. In Italien und Griechenland erfolgt die Einbindung in bestehende Gasinfrastrukturen. Die Fertigstellung der TANAP/TAP wird von der EU-KOM und Energiegemeinschaft als Schlüsselprojekt für Versorgungssicherheit und als Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Project of Common Interest“, PCI) bewertet. Baubeginn der TANAP war im März 2015, der TAP-Bau wurde am 17. Mai 2016 offiziell begonnen. 2018 wurde die TANAP mit der TAP verbunden und am 30.11.2019 offiziell eingeweiht. Die Fertigstellung der TAP ist für 2020 geplant.

Ende 2014 hat die Gazprom als Ersatz für die „South Stream“ die alternative Route in die Türkei, „Turk Stream“, vorgesehen. Die Turk Stream wurde Ende 2019 fertiggestellt und verläuft von dem russischen Küstenort Anapa durch das Schwarze Meer bis zur türkischen Grenze. Die Turk Stream verfügt über 2 Stränge mit einer Kapazität von je 15,75 Milliarden Kubikmeter, wobei ein Strang den türkischen Markt beliefert und einer für die Staaten der EU bereitgestellt wird. Gazprom plant, den zweiten Strang von der Türkei über Bulgarien, Serbien, Ungarn bis in die Slowakei zu verlängern. Die Gaslieferungen nach Serbien sollen bereits 2020 beginnen, nach Ungarn 2021 und in die Slowakei 2022. Seit Ende 2019 gibt es erste Lieferungen nach Bulgarien.

Als neue Lieferquelle für Europa und Deutschland kommt der kaspische Raum („Südlicher Korridor“) in Betracht. Turkmenistan, eventuell auch der Irak und Iran, könnten mittel- und langfristig Gas nach Europa liefern. Weitere Vorkommen im östlichen Mittelmeerraum vor den Küsten Ägyptens, Griechenlands, Israels und Zyperns werden derzeit für eine künftige Versorgung Europas untersucht.

Laut Einschätzung der Market Report Series: Gas 2019 (OECD/IEA, 2019) bleibt Erdgas in den nächsten fünf Jahren ein preiswerter Energieträger. Durch die Welle

an weltweiten Projekten für LNG-Exportterminals wird bis 2024 eine Steigerung der Exportkapazitäten von rund 120 Milliarden Kubikmeter prognostiziert. Dies entspricht einer Erhöhung der globalen Exportkapazität um 20 Prozent. Der daraus resultierende Angebotsüberschuss an LNG werde durch eine wachsende Nachfrage bis 2024 graduell absorbiert und übertroffen. Gründe sind einerseits der Bau neuer LNG-Exportterminals, vor allem in den USA, welche bis 2020 in Betrieb gehen; andererseits geht eine erheblich steigende Nachfrage nach LNG von den asiatischen Volkswirtschaften, insbesondere von China, aus.

Europa bezieht gegenwärtig LNG-Lieferungen aus Russland, Katar, den USA, Nigeria und Algerien.

In der EU bestehen gemäß Angaben von Gas Infrastructure Europe (GIE) derzeit Regasifizierungskapazitäten von rund 210 Milliarden Kubikmeter (Spanien 69 Milliarden; Vereinigtes Königreich 48 Milliarden; Frankreich 34 Milliarden; Italien 15 Milliarden; Niederlande 12 Milliarden; Belgien 9 Milliarden; Portugal 8 Milliarden; Griechenland 7 Milliarden; Polen 5 Milliarden; Litauen 4 Milliarden; Schweden 1 Milliarde; Malta 1 Milliarde). Weitere Bauvorhaben sind in Planung und werden die Anlandekapazitäten erhöhen.

Derzeit existiert keine LNG-Infrastruktur in Deutschland. Der Zugang zu LNG für den deutschen Markt ist über Regasifizierungsterminals in den benachbarten Staaten Belgien (Zeebrugge), Niederlande (Rotterdam) oder anderen europäischen Staaten möglich. Deutsche Unternehmen halten bereits Kapazitäten an LNG-Terminals im europäischen Ausland. Zusätzlich planen privatwirtschaftliche Investoren den Bau von LNG-Terminals unterschiedlicher Größe an vier deutschen Standorten: Brunsbüttel, Rostock, Stade und Wilhelmshaven. Die Inbetriebnahme eines ersten deutschen Terminals scheint derzeit frühestens 2022 möglich. Auch ohne eigene LNG-Importinfrastruktur wirkt sich über den EU-Binnenmarkt das weltweite LNG-Angebot auf die deutsche Erdgasversorgung und die Gaspreise aus.

Erwartet werden in den kommenden Jahren ein globaler Anstieg des LNG-Angebots um 50 Prozent und entsprechend niedrigere Gaspreise.

Vor dem Hintergrund der zukünftig sinkenden einheimischen Gasproduktion und der steigenden Importabhängigkeit soll der europäische Gasmarkt durch den Bau von LNG-Importterminals und Pipelineinfrastruktur zu existierenden LNG-Terminals in anderen Mitgliedstaaten weiterentwickelt werden.

Ausbaubedarf besteht in diesem Bereich vor allem für Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) im Baltikum sowie für Süd- und Südosteuropa. Von der verbesserten Interkonnektivität würden auch Gasspeicher profitieren.

3.3.3. Inlandsförderung

Die inländische Erdgasproduktion, die ganz überwiegend im heimischen Markt verkauft wird, hat einen Anteil am gesamten Erdgasbezug von rund sechs Prozent (siehe Kapitel 3.2.1.). Damit leisten die inländischen Erdgasproduzenten (5P Energy GmbH, BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, DEA Deutsche Erdoel AG, Deutz Erdgas GmbH, Hermann von Rautenkranz Internationale Tiefbohr GmbH & Co. KG – ITAG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Neptune Energy Deutschland GmbH, Rhein Petroleum GmbH, von Rautenkranz Exploration und Produktion GmbH & Co. KG, Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Wintershall Holding AG) einen nicht unerheblichen Beitrag zur sicheren Erdgasversorgung. Wie bereits dargelegt, wird die Förderung konventionellen Erdgases weiter zurückgehen.

Die Förderung könnte durch Nutzung nicht-konventioneller heimischer Erdgasressourcen stabilisiert oder sogar ausgebaut werden. Gleichwohl sind in Deutschland keine Pläne für Fördermaßnahmen mit Hilfe der Frackingtechnologie bekannt. Neue gesetzliche Regelungen zum Fracking sind am 11. Februar 2017 vollständig in Kraft getreten. Kommerzielles Fracking zur Förderung von Erdgas im Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein oder Kohleflözgestein wurde damit umfassend verboten. Um bestehende Kenntnislücken in diesem

Bereich zu schließen, sind deutschlandweit nur vier wissenschaftlich begleitete Erprobungsmaßnahmen im Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein oder Kohleflözgestein zulässig. Die Bundesregierung hat – wie im Wasserhaushaltsgesetz verpflichtend vorgesehen – eine Expertenkommission eingerichtet, die eventuelle Erprobungsmaßnahmen begleiten soll und dazu sowie zum Stand der Technik dem Deutschen Bundestag berichtet. Im Jahr 2021 soll der Deutsche Bundestag überprüfen, ob es bei den bestehenden Regelungen bleibt. Fracking in anderen Gesteinsformationen (hier kommen insbesondere Lagerstätten in Sandsteinen in Betracht) bleibt weiterhin erlaubt, aber ebenfalls unter strengeren Anforderungen, gleichwohl sind auch hier keine Vorhaben bekannt.

3.3.4. Langfristige Gasimportverträge

Langfristige Verträge über Gaslieferungen wurden ursprünglich lange vor Erschließung neuer Gasfelder oder dem Bau von Pipelineprojekten abgeschlossen. Sie gaben den Produzenten Sicherheit über zukünftige Absatzmengen und wurden als Finanzierungsinstrument für die erforderlichen hohen Investitionen in Exploration, Produktion und Infrastruktur eingesetzt. Für importierende Staaten ist mit diesen Verträgen ein wichtiger Bestandteil für eine langfristige Versorgungssicherheit geschaffen. Diese Lieferverträge haben zum Teil Laufzeiten von mehr als 20 Jahren. Wesentliche Klauseln hierin sind unter anderem:

- Preisgleitklausel, mit der sichergestellt wird, dass Erdgas konkurrenzfähig zu alternativ verwendbaren Energieträgern angeboten werden kann (Anlegbarkeitsprinzip);
- Take-or-pay-Klausel, die besagt, dass Erdgas in einem bestimmten Umfang – auch wenn es nicht bezogen wird – zu bezahlen ist, und
- Wirtschaftlichkeitsklausel, nach der in regelmäßigen Abständen (meist 3 Jahre) die Vertragskonditionen einer wirtschaftlichen Überprüfung (insbesondere Preisgestaltung) unterzogen werden können.

Die deutschen Gasimportunternehmen haben langfristige Verträge mit Unternehmen in den Lieferländern abgeschlossen. Aufgrund des Preisdrucks für Erdgaslieferungen aus langfristigen Verträgen mit Ölpreisbindung wurden diese Lieferverträge an die Marktentwicklungen angepasst. In Norwegen schwindet die Bedeutung der Ölpreisbindung. In Russland wird zwar weiterhin am Grundsatz der Ölpreisbindung festgehalten, allerdings erhalten Abnehmer teilweise spürbare Abschläge oder es erfolgt eine anteilige Berücksichtigung der Spotmarktpreise in den Verträgen. Insgesamt geraten Gasanbieter weltweit, das heißt auch LNG-Anbieter, derzeit vermehrt unter Druck, was die Konditionen ihrer Verträge angeht.

3.3.5. Speicher und inländische Netzinfrastruktur

Erdgasspeichern kommen aufgrund temperaturbedingter Bedarfsschwankungen eine gewichtige Rolle als Puffer zu. Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Einrichtung von Untertage-Erdgasspeichern. Innerhalb der Gruppe der Untertagespeicher kann vor allem zwischen Poren- und Kavernenspeichern unterschieden werden. Neben Poren- und Kavernenspeichern existieren Aquiferspeicher, denen im Rahmen der Speicherung allerdings eine verhältnismäßig untergeordnete Rolle zukommt.

Kavernenspeicher weisen eine höhere Flexibilität auf und gewinnen zunehmend an Bedeutung. Sie sind hinsichtlich Ein- und Ausspeicherraten leistungsfähiger und können auch auf tageszeitliche Spitzenlastschwankungen flexibel reagieren. Kavernenspeicher können durch einen bergmännischen Solprozess vor allem in Gegenden errichtet werden, in denen Salzstöcke vorhanden sind. Diese Formationen liegen vor allem im norddeutschen Raum. Porenspeicher finden sich überwiegend in alten Erdöl- oder Erdgaslagerstätten beziehungsweise in porösen Sandsteinformationen in Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher sind vor allem an Orten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten beziehungsweise Salzstrukturen von Bedeutung.

Speichern kommt – je nach Typ – im Wesentlichen die Erfüllung von zwei Aufgaben zu:

- Spitzenlastabdeckung, das heißt Ausgleich von konstanten Lieferungen/Produktionsmengen und Schwankungen beim Verbrauch;
- Verfügbarkeit bei Störungen in der Produktion und/oder beim Transport, das heißt Sicherstellung der kurzfristigen Versorgung.

Ende 2019 befanden sich in Deutschland 31 Kavernenspeicher mit einer Arbeitsgaskapazität von 15,3 Milliarden Kubikmeter und 16 Porenspeicher mit einer Arbeitsgaskapazität von 8,6 Milliarden Kubikmeter in Betrieb. Die Arbeitsgaskapazität hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,4 Milliarden Kubikmeter verringert, was im Wesentlichen auf eine Reduzierung des Arbeitsgasvolumens im Speicher Rehden um rund 0,5 Milliarden Kubikmeter zurückzuführen ist. Die Zahl der einzelnen Speicherkavernen hat sich auf 272 erhöht.

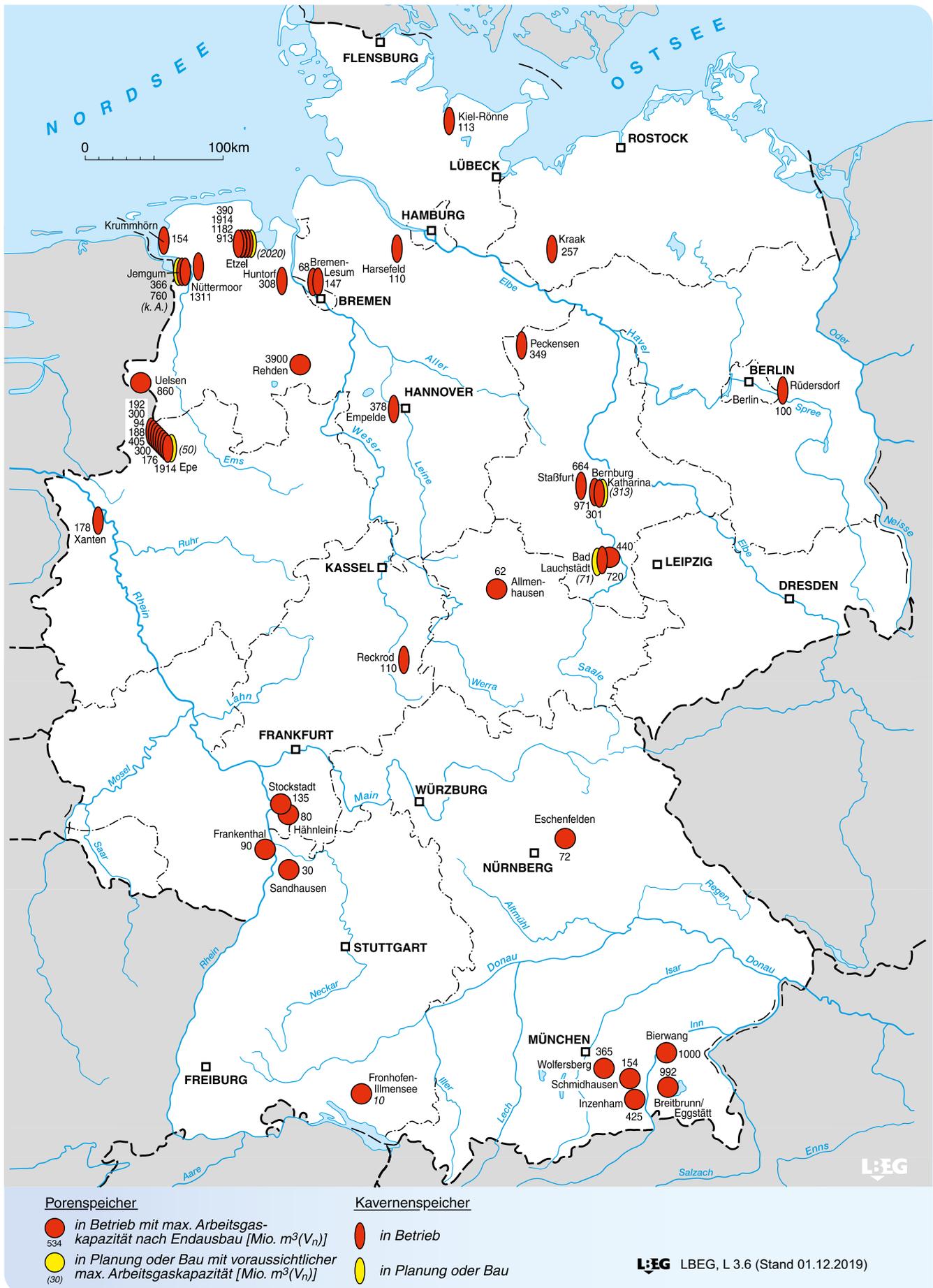
Im EU-Vergleich verfügt Deutschland unverändert über das größte Speichervolumen vor Italien, den Niederlanden, Frankreich und Österreich.⁷

Die maximale Speicherkapazität reicht gegenwärtig statistisch gesehen im Durchschnitt für 80 Tage. Die tatsächliche Reichweite der Speicher hängt dagegen von einer Vielzahl verschiedener Bedingungen ab, insbesondere vom Speicherfüllstand, der Ausspeichergeschwindigkeit und dem tatsächlich zu deckenden Bedarf. Die Bedeutung von Speichern zur Gewährleistung von inländischer Versorgungssicherheit kann in Zukunft noch steigen, wenn die Importabhängigkeit größer wird.

Nach aktuellen Erhebungen des niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) wurden fünf Kavernenspeicher im Bau oder in der Planung mit einem Arbeitsgasvolumen von 2,5

7 Quelle: <https://agsi.gie.eu/>. Speicherdaten, die über Europa hinausgehen, werden nicht mehr erfasst.

Abbildung 5: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas



Milliarden Kubikmeter gemeldet. Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte könnte langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,5 Milliarden Kubikmeter verfügbar sein.

2015 hat das BMWi ein Eckpunktepapier mit zwei konkreten Maßnahmen veröffentlicht, die zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen:

Erstens wird den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) ermöglicht, für den Fall von außergewöhnlichen regionalen Engpass-Situationen zukünftig ein höheres Volumen an bereits bestehenden Vorsorgeprodukten abzuschließen. Vorsorgeprodukte stellen eine Reserve dar, die dann zum Zuge kommt, wenn der Regelenergiebedarf der MGV nicht mehr über

den regulären kurzfristigen Regelenergiemarkt gedeckt werden kann.

Als zweite Maßnahme wurde ein neues Regelenergieprodukt geschaffen, das auch einem größeren Kreis von Industriekunden ermöglicht, durch eine freiwillige Gasnachfragereduktion (Demand-Side-Management) einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

Die beiden Maßnahmen wurden in Zusammenarbeit mit der BNetzA, den MGV und den relevanten Marktakteuren im Detail ausgearbeitet und zwischenzeitlich angepasst. Die erste Maßnahme wird seit dem Winter 2015/16 jährlich ausgeschrieben, das Demand-Side-Management seit dem Winter 2016/17.

Abbildung 6: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland in Milliarden Kubikmeter (V_n)

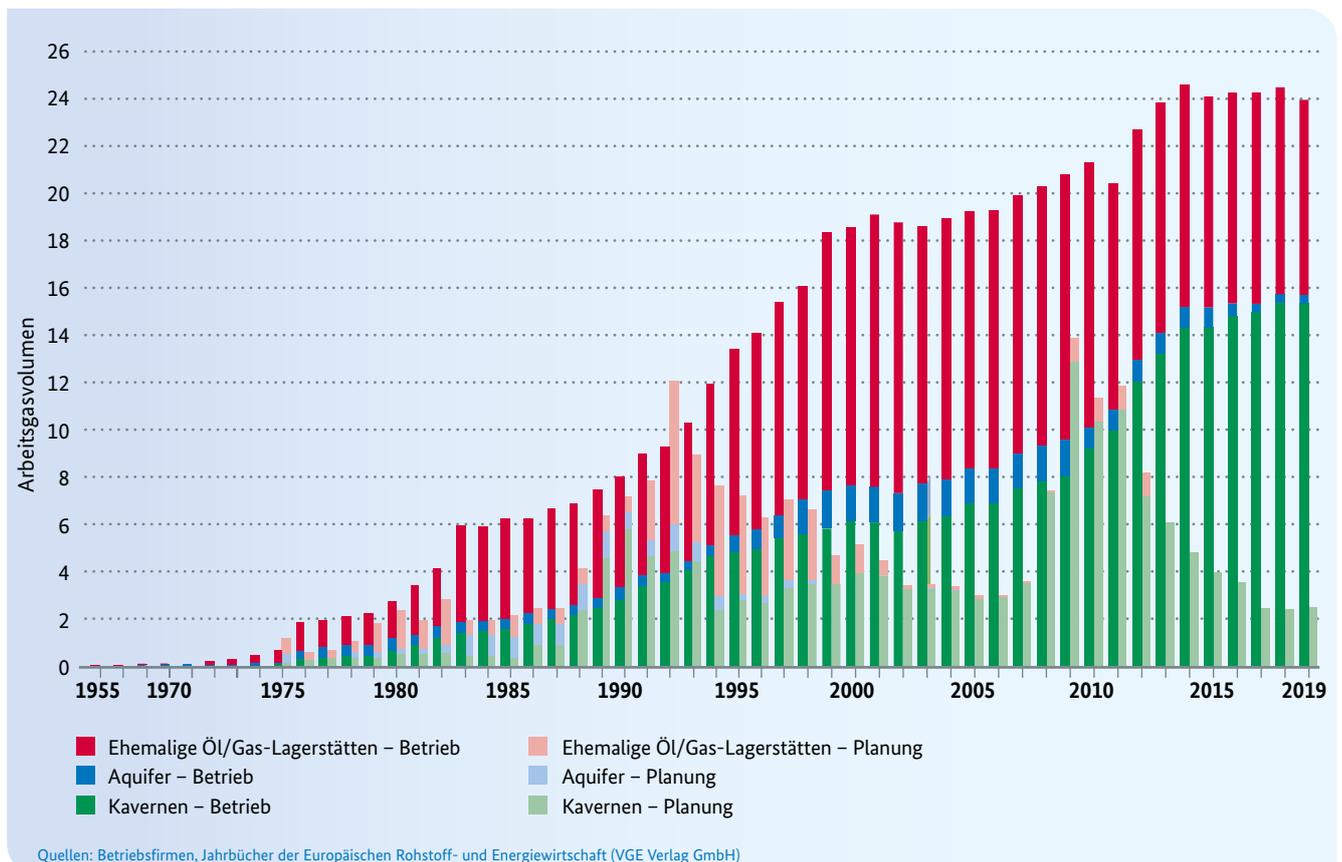
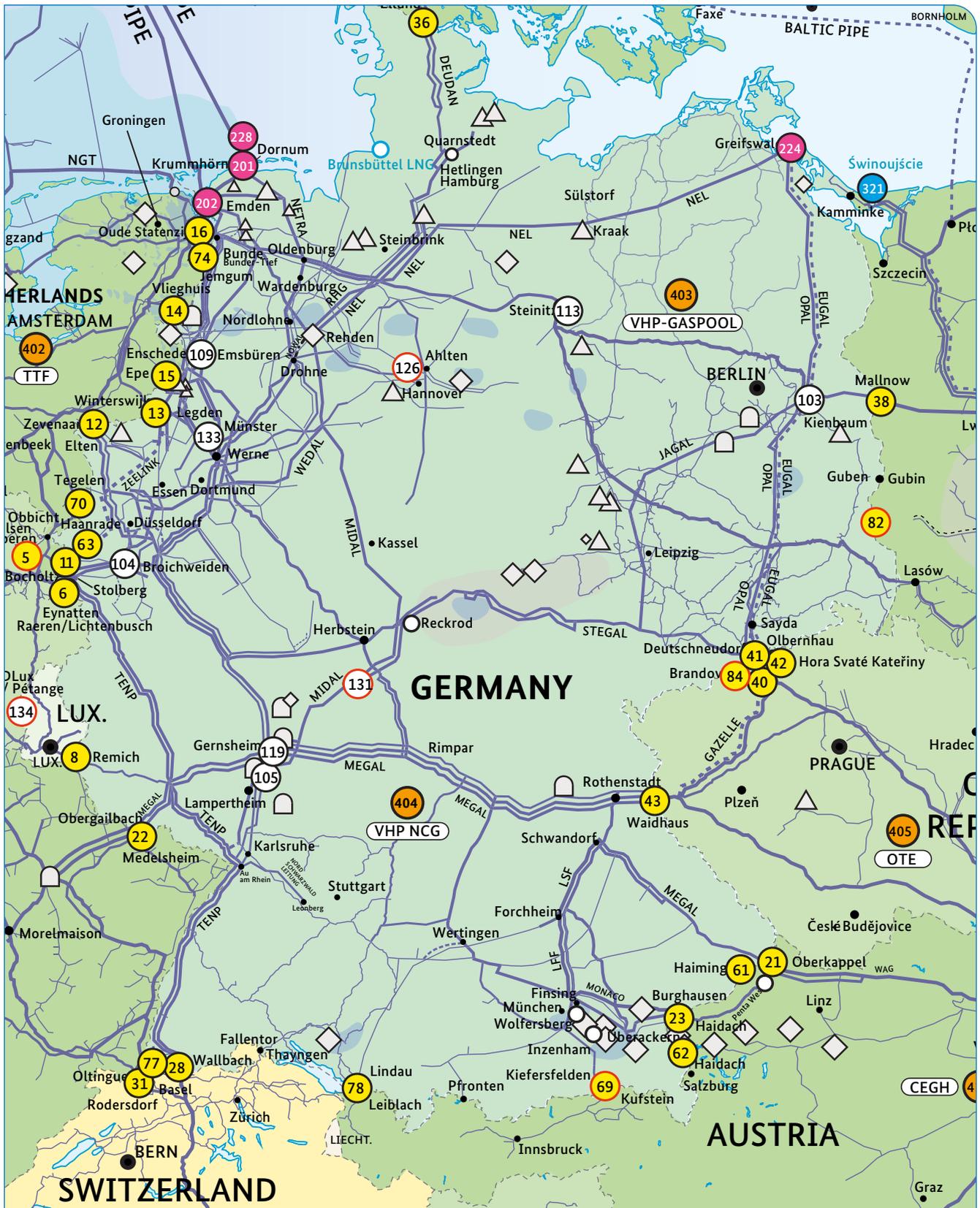


Abbildung 7: Fernleitungsnetz Deutschland mit Grenzübergangsstationen



ERLÄUTERUNG

- 01 Virtuelle Handelspunkte
- 001 Grenzübergangspunkt innerhalb Europas
- 001 Grenzübergangspunkt mit Drittstaaten (Import/Export)
- 001 LNG-Importterminal
- 001 LNG-Importterminal (im Bau/in Planung)
- 001 Bilanzzonen
- 001 Virtueller Handelspunkt
- Pipeline-Transportinfrastruktur
 - unter 24"
 - 24" bis 36"
 - 36" und höher
 - - - in Planung
- Gasspeicher/-vorkommen
 - Gasfelder
 - erschöpfte Gasfelder (on/off shore)
 - Aquifer
 - Salz-/Kavernenspeicher

Quelle: EntsoG <"The European Natural Gas Network 2019" (Ausschnitt), Stand 10/2019

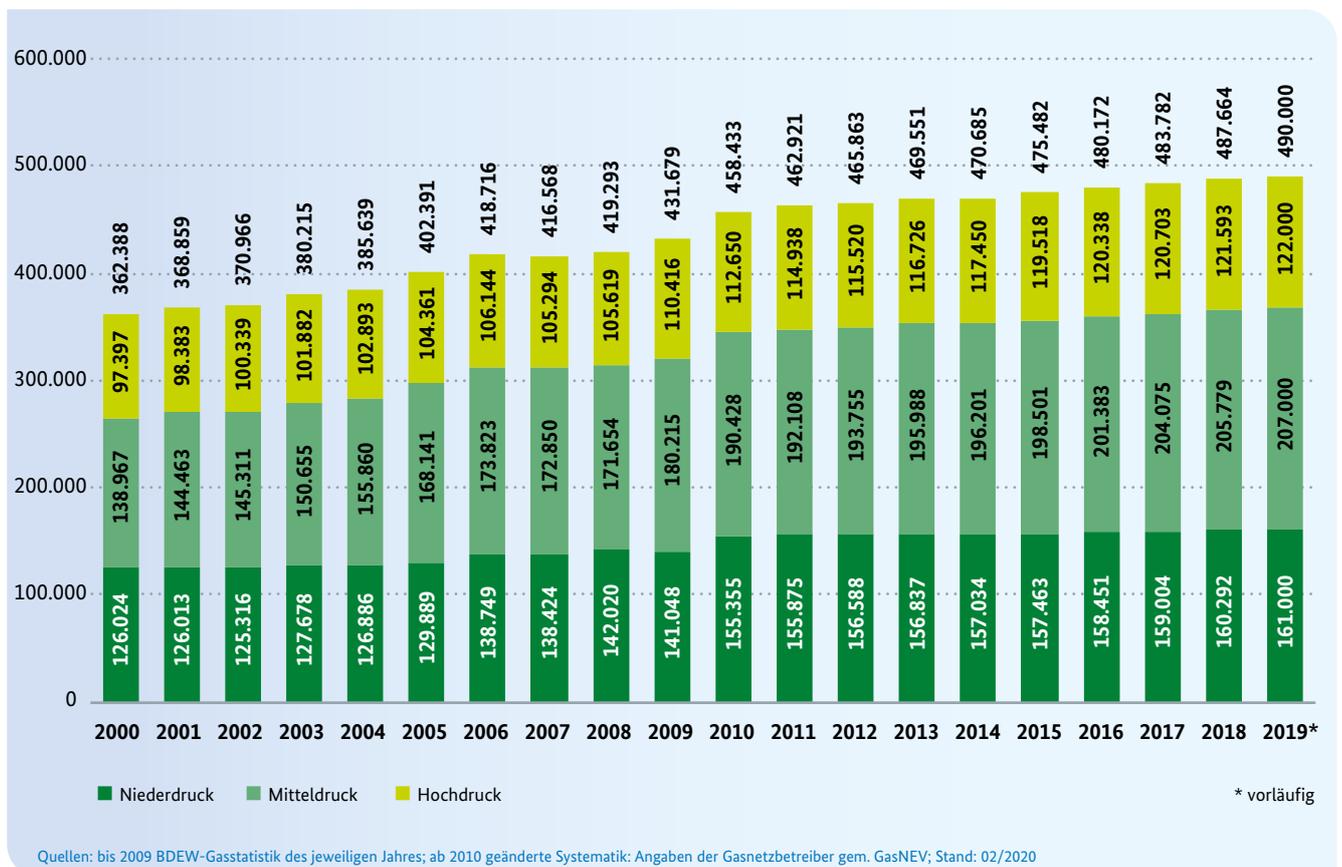
Zusätzlich haben die MGV seit dem Winter 2017/18 die Möglichkeit, bei sich kurzfristig abzeichnenden möglichen Versorgungsengpässen ein so genanntes Short-Term-Balancing-Produkt (STB) auszuschreiben.

Neben den Speichern kommt auch den Gasnetzen eine Strukturierungs- und somit eine Teilfunktion der Speicherung zu. Durch diese so genannte Netzpufferung können Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises kompensiert werden, das heißt, wird mehr Gas ausgespeist als eingespeist, verringert sich der Druck in den jeweiligen Leitungen. Die Netzpufferung stellt daher ein wichtiges Flexibilitätsinstrument zur Abdeckung des Spitzenlastbedarfs dar.

Für Transport und Verteilung des Erdgases sind die Rohrleitungen, aus denen sich das Gasnetz zusammensetzt, von substanzieller Bedeutung. Sie ermöglichen die sichere Bewegung unterschiedlichster Gasmengen über weite Strecken. Die wesentlichen Erdgasfernleitungen in Deutschland sowie deren Grenzübergangspunkte gehen aus vorstehender Grafik hervor.

Nach vorläufigen Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) betrug die Gesamtlänge des deutschen Gasleitungsnetzes im Jahr 2019 insgesamt 490.000 Kilometer, davon 161.000 Kilometer im Niederdruck-, 207.000 Kilometer im Mitteldruck- und 122.000 Kilometer im Hochdrucknetz.⁸

Abbildung 8: Gasnetzentwicklung in Deutschland in Kilometern



8 Hinweis: Ab 2010 geänderte Systematik, da teilweise mit Hausanschlussleitungen – entsprechend Veröffentlichungen der Netzbetreiber nach GasNEV § 27 Abs. 2.

3.3.6. Inländische Infrastrukturmaßnahmen

Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den von ihnen vorab konsultierten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas 2018–2028 der Bundesnetzagentur am 29. März 2018 zur Prüfung vorgelegt. Die Bundesnetzagentur hat am 20. Dezember 2018 mit einem Änderungsverlangen über den Plan entschieden. Infolgedessen ist dieser NEP für die Fernleitungsnetzbetreiber verbindlich. Er umfasst insgesamt 156 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 7 Milliarden Euro zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb bis 2028 erforderlich sind. Damit verbunden ist der Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von 1.364 km und zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von 499 MW.

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Im Juni 2019 ist der Prozess des NEP Gas 2020–2030 mit der Veröffentlichung des zugehörigen Szenariorahmens seitens der Fernleitungsnetzbetreiber gestartet. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Szenariorahmen konsultiert, anschließend überarbeitet und ihn der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorgelegt. Die Bundesnetzagentur bestätigte den Szenariorahmen für den NEP Gas 2020–2030 am 5. Dezember 2019. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf dieser Grundlage die Modellierungen für den NEP Gas 2020–2030 durchgeführt. Die Veröffentlichung des dazugehörigen Konsultationsdokuments erfolgte am 4. Mai 2020.

Zusätzlich zu den Maßnahmen, die bereits im NEP Gas 2018–2028 enthalten waren, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber im NEP Gas 2020–2030 weitere Projekte vor. Diese ergeben sich hauptsächlich aus dem ansteigenden Kapazitätsbedarf in Süddeutschland und den Kapazitätsbedarfen möglicher LNG-Terminals in Deutschland. Weitere Maßnahmen resultieren aus zusätzlichen Kapazitätsbedarfen zur Gewährleistung der europäischen Versorgungssicherheit.

Die Fernleitungsnetzbetreiber planen außerdem die Umstellung von einzelnen Erdgasleitungen in Was-

serstoffleitungen sowie den Neubau von Wasserstoffleitungen. Diese Planungen sind infolge der Bestätigung des Szenariorahmens Gegenstand einer zusätzlichen Modellierungsvariante des NEP Gas 2020–2030, der Grüngas-Variante. Wasserstoffinfrastruktur ist derzeit nicht von der Regulierung erfasst und ist auch nicht Teil der verbindlichen Netzentwicklungsplanung. Dennoch kann der NEP Gas als Transparenzplattform für die weitere Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur dienen.

Nach einer Marktkonsultation und anschließender Überarbeitung beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, den Entwurf des NEP Gas am 1. Juli 2020 zur Prüfung an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die Bundesnetzagentur konsultiert den Entwurf und berücksichtigt die Ergebnisse der Konsultation bei ihrer Prüfung.

Im NEP-Entwurf werden auch die Auswirkungen der 2021 anstehenden Marktgebietszusammenlegung genauer betrachtet werden. Die Marktgebietszusammenlegung wird in der Netzentwicklungsplanung mit einer eigenen Berechnungssystematik abgebildet. Aufgrund des Betrachtungsumfanges lagen deren Ergebnisse zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Konsultationsdokuments noch nicht vor.

Nach Abschluss der behördlichen Prüfung wird die Bundesnetzagentur mit einem Änderungsverlangen über den NEP Gas 2020–2030 entscheiden.

3.3.7. Energieaußenpolitik

Die Energieaußenpolitik ist untrennbar mit der Energiewende – der Transformation des Energiesystems hin zu einer sicheren, bezahlbaren und klima- und umweltfreundlichen Energieversorgung – verbunden. Das Energiekonzept der BReg sieht vor, dass Deutschland 2050 rund 60 Prozent seines Bruttoenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien generieren wird. Deutschland importiert Energie und wird dies auch zukünftig tun. Die Energieaußenpolitik der BReg adressiert diesen Umstand und setzt dabei vor allem auf „Risikostreuung“ durch die politische Flankierung von Projekten deutscher und europäischer Investoren

und Importeure mit dem Ziel der weiteren Diversifikation bei den Energielieferländern und Transportrouten. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und eine verbesserte Energieeffizienz sind zentrale Elemente der deutschen Energiewende, um die Energieimportabhängigkeit Deutschlands zu senken und auch global zu einer verbesserten Energiesicherheit beizutragen.

- A) Im Hinblick auf den auch zukünftig notwendigen Import fossiler Energieträger ist ein wesentliches Ziel der Energieaußenpolitik, für zuverlässige und krisensichere Rahmenbedingungen und für die wichtigen Versorgungsräume zu sorgen.
- B) Um günstige Rahmenbedingungen für Investitionen und Handel im Verhältnis zu wichtigen Liefer- und Transitländern zu flankieren, geht die BReg dauerhafte, institutionalisierte und auf Gegenseitigkeit angelegte Energiekooperationen ein.
- C) Herausforderungen von globaler Dimension bedürfen auch globaler Lösungen. Daher arbeitet die BReg aktiv in multilateralen Energieorganisationen und -dialogforen mit wie z. B. in der Internationalen Energieagentur (IEA), im Internationalen Energieforum (IEF) sowie in der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA). Neben dem internationalen Ölkrisenvorsorgemechanismus der IEA intensiviert die Organisation aktuell auch ihre Analysen zur Erhöhung der Transparenz der weltweiten Gasmärkte, wobei der Handel mit Flüssigerdgas besonders im Fokus steht. Das IEF trägt zur Verbesserung des globalen Energiedialogs zwischen Öl- und Gas-Produzenten und -Verbrauchern bei. IRENA hat sich als die globale Stimme der erneuerbaren Energien weltweit etabliert und ist eine der wichtigsten Plattformen für die internationale Zusammenarbeit für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus ist die Bundesregierung in den energiepolitischen Prozessen der G7 und G20 aktiv.

4. Technische Sicherheit

4.1. Qualität der Netze

In § 49 Abs. 1 EnWG wird festgelegt, dass Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas die technischen Regeln des DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. eingehalten worden sind.

4.2. Analyse von Netzstörungen

Die in § 51 Abs. 2 EnWG genannte „Analyse von Netzstörungen“ gehört zu den jährlichen Kontrollmaßnahmen des DVGW im Rahmen des ganzheitlichen Sicherheitskonzeptes. Sofortmeldepflichtige und meldepflichtige Ereignisse werden vom DVGW auf Basis des DVGW-Arbeitsblattes G 410 Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas erhoben. Zu den sofortmeldepflichtigen Ereignissen zählen eine ungewollte Gasfreisetzung mit Personenschaden, Brand, Explosion, Verpuffung sowie Trümmerflug.

Ungewollte Gasfreisetzungen ohne Folgeschäden, die im Rahmen einer öffentlichkeitswirksamen Begebenheit gemeldet wurden, sind in den meldepflichtigen Ereignissen berücksichtigt.

Nachfolgende Darstellungen verdeutlichen die Entwicklungen bezüglich der sofortmeldepflichtigen (früher Unfälle) und meldepflichtigen (früher Schäden) Ereignisse. Bei sofortmeldepflichtigen Ereignissen an Gasrohrleitungen pro 1.000 km Rohrleitungslänge und Jahr ist ein deutlicher Rückgang der Ereigniszahlen zu verzeichnen.

Abbildung 9: Sofortmeldepflichtige Ereignisse an Gasrohrleitungen pro 1000 km Rohrleitungslänge und Jahr

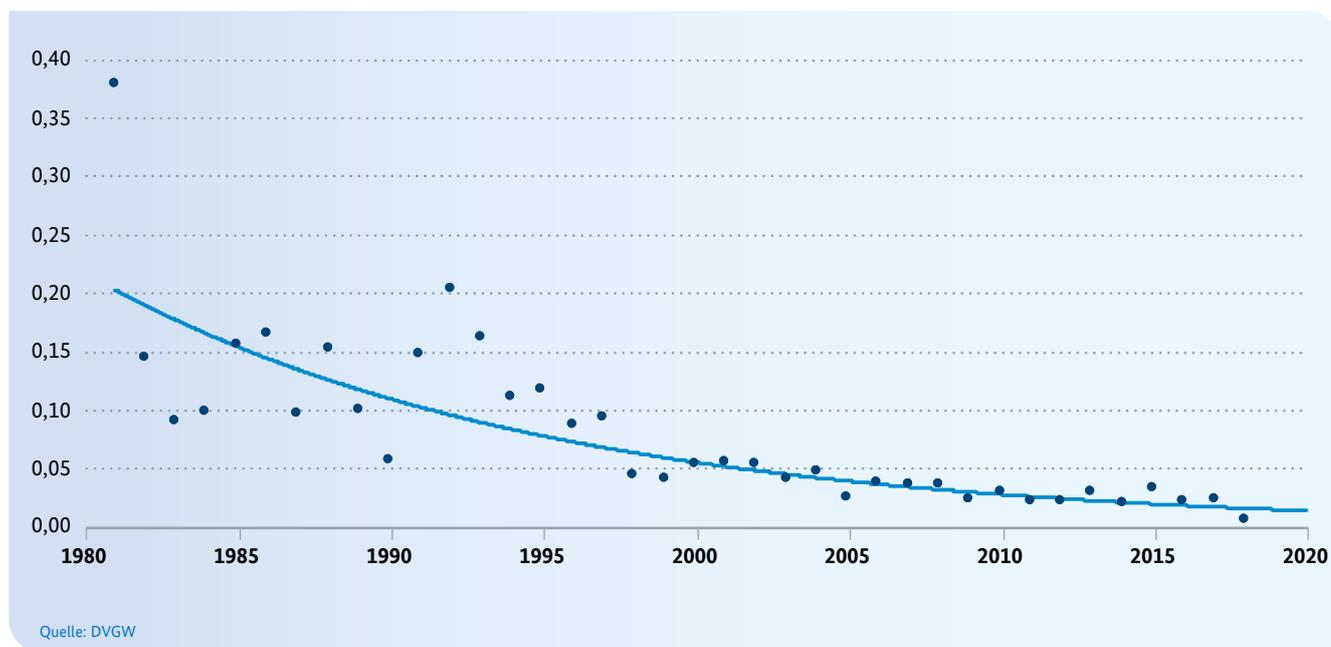


Abbildung 10: Sofortmeldepflichtige Ereignisse in Kundenanlagen bezogen auf 1 Million erdgasbeheizter Wohnungen

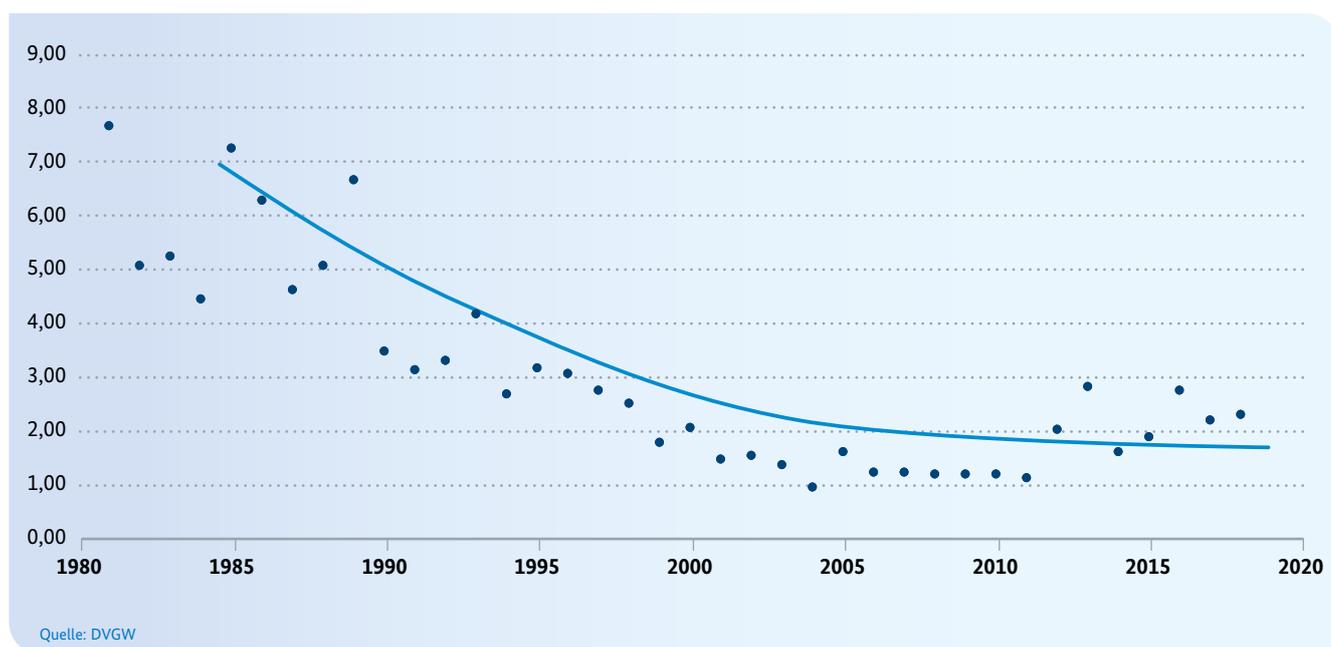
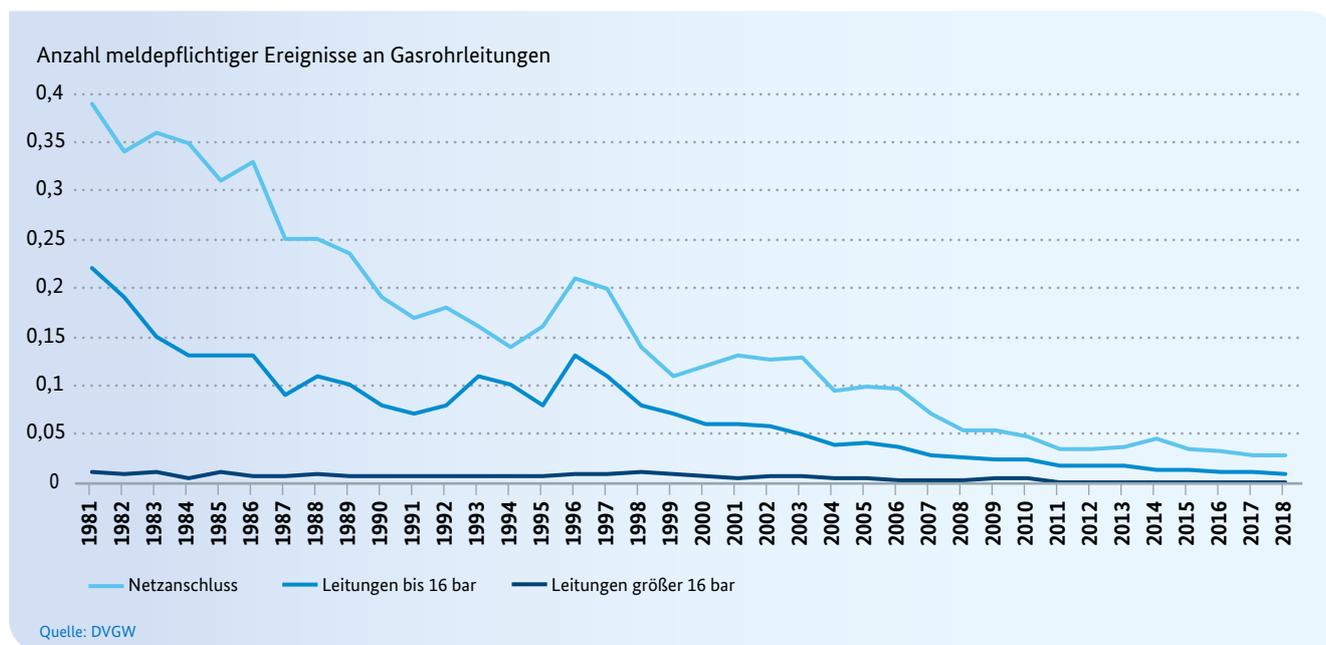


Abbildung 11: Meldepflichtige Ereignisse an Gasrohrleitungen (ohne Gussleitungen, ohne mechanische Fremdeinwirkungen)



Zur Abrundung der beim DVGW erfassten Daten sind auch im Bereich der Kundenanlagen sofortmeldepflichtige Ereignisse, bezogen auf eine Million erdgasbeheizter Wohnungen, trotz einiger Schwankungen insgesamt tendenziell fallend.

Bei den meldepflichtigen Ereignissen ist ebenfalls eine fallende Tendenz im Betrachtungszeitraum 1981 bis 2018 zu beobachten.

Dieser insgesamt positive Trend ist im Wesentlichen auf die kontinuierlichen Verbesserungen der Sicherheitsvorkehrungen auf Basis des technischen Regelwerkes in der Gaswirtschaft zurückzuführen.

4.3. Erhebung der Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG

Die deutschen Gasnetzbetreiber sind gemäß § 52 EnWG verpflichtet, bis zum 30. April die Versorgungsunterbrechungen des letzten Kalenderjahres der BNetzA zu melden. In dieser Meldung sind mindestens der Zeitpunkt und die Dauer, das Ausmaß und die Ursache der

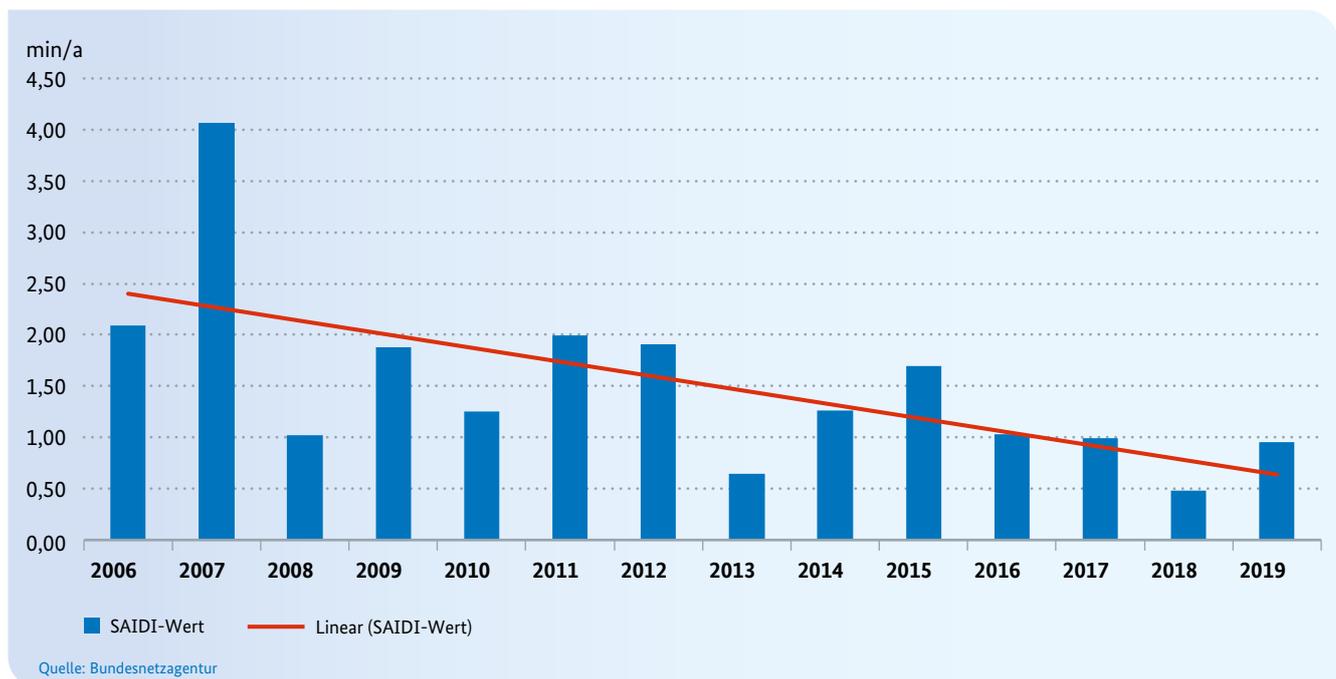
Versorgungsunterbrechung anzugeben. Eine Unterbrechung der Gasversorgung erfolgt beispielsweise durch die Beschädigung eines Rohres oder der Schweißnaht. Die darauffolgende Versorgungsunterbrechung tritt nicht sofort ein, sondern erst dann, wenn ein restlicher Gasbestand im Rohr entwichen und/oder verbraucht wurde. Die dann eintretende Unterbrechung ist nicht zuletzt wegen der automatischen Sicherheitsventilschließung von längerer Dauer, da die Ventile erst wieder mechanisch geöffnet werden müssen. Somit führt eine Gasversorgungsunterbrechung typischerweise immer zu einer längeren Unterbrechung, die aber absolut auf alle Gasnetzanschlüsse bezogen – im Vergleich zum Strombereich – deutlich seltener vorkommt.

Die BNetzA ermittelt aus diesen Meldungen den Durchschnittswert der Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher (System Average Interruption Duration; SAIDI-Wert). In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf sonstige Störungen im Bereich des Netzbe-

treibers zurückzuführen sind. Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetzbetreiber von der BNetzA ermittelt und auf der Homepage der

Behörde veröffentlicht. Die bisher berechneten und veröffentlichten SAIDI-Werte für die Jahre 2015 bis 2019 ergeben sich aus der folgenden Übersicht:

Abbildung 12: System Average Interruption Duration 2006–2019



D. Zusammenfassung

Die Gasversorgungssicherheit ist angesichts sich wandelnder Marktbedingungen und zunehmender weltweiter Konkurrenz auf den Gasbeschaffungsmärkten eines der zentralen Themen in Deutschland und Europa. Bei einem Anteil am Primärenergieverbrauch von derzeit gut 25 Prozent mit voraussichtlich steigender Tendenz kommt der Sicherung der Gasversorgung weiterhin ein hoher Stellenwert zu.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung insgesamt sowie Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sind primär Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. Wie sie diese Aufgaben erfüllen, unterliegt im Grundsatz der Entscheidung der Unternehmen. Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit im Berichtszeitraum stets gewährleistet. Dies zeigt, dass der primär auf die Verpflichtung der Unternehmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzende deutsche Ansatz erfolgreich ist.

Wesentliche Säulen der deutschen Gasversorgung sind die Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge sowie eine bisher hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive der Untertagespeicher. Die Gasversorgungsunternehmen sind darüber hinaus im regelmäßigen Dialog mit BMWi und BNetzA über weitere infrastrukturelle und beschaffungsseitige Maßnahmen, die die Sicherheit der Versorgung zukünftig weiter verbessern sollen.

Die Berichtsergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland bewährt hat. Die Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit und im Berichtszeitraum – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – bislang einen hohen Versorgungssicherheitsstandard gewährleistet, sodass die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet war. Angesichts der Importabhängigkeit, der Ausdifferenzierung der Marktrollen der Unternehmen, der langen Vorlaufzeiten bis zur Projektfertigstellung und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung sorgfältig beobachtet und analysiert werden.

Anlage: Abkürzungsverzeichnis – Glossar

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BNetzA	Bundesnetzagentur
BReg	Bundesregierung
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Covid-19	Coronavirus-Krankheit-2019 (von engl. coronavirus disease 2019)
CBM	Coal Bed Methane – in Kohleflözen gebundenes Erdgas
CNG	Compressed Natural Gas – komprimiertes Erdgas
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EnSIG	Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (Energiesicherungsgesetz 1975)
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
Erdgas	natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung, in diesem Kontext verstanden als brennbare Naturgase mit einem hohen Anteil an Methan
Europipe I/II	Erdgas-Pipelines zwischen Norwegen und Deutschland
konventionell	freies Erdgas oder Erdölgas
nicht-konventionell	Tight Gas, Schiefergas (Shale Gas), CBM (Kohlegas, Flözgas, Grubengas), Aquifergas und Gashydrat
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
EU-KOM	Europäische Kommission

EU-Verordnung 994/2010	Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates
EU-Verordnung 2017/1938	Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 [fortan: SoS-VO]
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung)
GasSV	Gassicherungsverordnung
GIE	Gas Infrastructure Europe; Sitz Brüssel
H-Gas	hochkalorisches Erdgas (engl. high calorific gas), siehe auch L-Gas
IEA	Internationale Energieagentur; ist eine selbständige Organisation innerhalb der OECD (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung); Sitz: Paris
IEF	Internationales Energieforum; Sitz: Riad
IRENA	Internationale Agentur für Erneuerbare Energien; Sitz: Abu Dhabi
Jamal-Pipeline	Erdgas-Pipeline zwischen der Jamal-Halbinsel (RUS) und Deutschland
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
L-Gas	niederkalorisches Erdgas (engl. low calorific gas).
LNG	Liquefied Natural Gas; ist zunächst an der Produktionsstätte für Transportzwecke bei -162 °C verflüssigtes, über Tanker verschifftes und später zur Einspeisung ins Gasnetz wieder in Gasform gebrachtes Erdgas (1 Tonne LNG enthält ca. 1.400 Normkubikmeter Erdgas, 1 Kubikmeter LNG wiegt ca. 0,42 Tonnen)
MGV	Marktgebietsverantwortliche
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung (zwischen Lubmin (MVP) und Rehden (NI))
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
Nord Stream 1/2	auch Ostseepipeline, Unterwasserpipelines zwischen Russland und Deutschland
Norpipe	Erdgas-Pipeline zwischen Norwegen und Deutschland
Normkubikmeter	Gasmenge in 1 Kubikmeter bei 0 °C und 1.023,25 Millibar [auch Kubikmeter (Vn) abgekürzt]

OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung, Erdgas-Pipeline zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen
PEV	Primärenergieverbrauch; ist die Energiemenge, die in einem Land jährlich insgesamt genutzt wird. Er ist die Summe aus inländischer Produktion von Primärenergie, dem Saldo von Ein- und Ausfuhren (einschließlich Hochseebunkerungen) sowie Bestandsveränderungen.
Petajoule	physikalische Einheit der Energie, 1 PJ entspricht ca. 278 GWh oder 32 Millionen Kubikmeter Gas
Primärenergie	steht für Stoffe oder Prozesse, die die Natur bereitstellt, wie etwa Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Sonneneinstrahlung, Windkraft oder geothermische Energie
Reserven	nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen
ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
Schiefergas	(engl. shale gas) in Tonsteinen enthaltenes Erdgas
South Stream	russisches Pipeline-Projekt zur Anbindung (Süd-)Europas
TANAP	Transanatolische Pipeline
TAP	Transadriatische Pipeline
Tight Gas	in poröse Speichergesteine migriertes Erdgas
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VNB	Verteilnetzbetreiber

