



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Versorgungssicherheit bei Erdgas

Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG

Impressum

Herausgeber

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

Stand

Februar 2019

Gestaltung

PRpetuum GmbH, 80801 München

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.

Inhalt

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	7
3. Erdgasversorgung in Deutschland	8
3.1. Nachfrageentwicklung	8
3.2. Gasangebot	10
3.2.1. Erdgasgewinnung im Inland	10
3.2.2. Erdgasimporte	10
3.3. Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung	11
3.3.1. Diversifikation der Bezugsquellen	11
3.3.2. Diversifikation der Importinfrastruktur	11
3.3.3. Inlandsförderung	13
3.3.4. Langfristige Gasimportverträge	13
3.3.5. Speicher und inländische Netzinfrastruktur	14
3.3.6. Inländische Infrastrukturinvestitionen	18
3.3.7. Energieaußenpolitik	19
4. Technische Sicherheit	21
4.1. Qualität der Netze	21
4.2. Analyse von Netzstörungen	21
4.3. Versorgungsunterbrechungen	23
D. Zusammenfassung	24
Anlage: Abkürzungsverzeichnis	25

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.

Für die nächsten Jahrzehnte wird Erdgas als Übergangsenergeträger von fossilen zu erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag leisten. Der weitaus wichtigste Markt für Erdgas ist nach wie vor der Wärmemarkt. 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. Die Liberalisierung des Erdgasmarktes in der EU hat hier zu neuen Herausforderungen geführt. Der hohe Stellenwert einer ausreichenden Vorsorge war im Zusammenhang mit dem russisch-ukrainischen Gasstreit im Januar 2009 oder der regional schwierigen Versorgungssituation in Deutschland im Februar 2012 deutlich geworden. Im Berichtszeitraum kam es in Deutschland zu keinen nennenswerten 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 Hauptverwendungsbereich 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 – 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. § 13c Abs. 1 EnWG). Bis heute wurde seit der Einführung des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften noch kein Gebrauch von der Notfallmaßnahme gemacht.

2. EU-Vorgaben

Die 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 vorgesehen (alle zwei Jahre). Die deutschen Pläne wurden zuletzt im Dezember 2016 der EU-KOM notifiziert. Sie sind auf der Website des BMWi veröffentlicht.¹ Im Lichte der Ukraine-Krise wurde auf EU-Ebene ein umfassender Stresstest zur Gasversorgungssicherheit durchgeführt. Auch Deutschland hatte hierzu beigetragen. Der Ergebnisbericht der 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 hat im Herbst 2014 ihre bisherigen Erfahrungen bei der Implementierung der SoS-VO evaluiert. Sie kam zu dem Ergebnis, dass die Verordnung novelliert werden sollte. In diese Entscheidung flossen nicht nur Erkenntnisse aus den EU-Gasstresstests, sondern auch

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

vielfältige praktische Erfahrungen und Erkenntnisse aus der Umsetzung ein. Die EU-KOM hatte am 16. Februar 2016 einen Verordnungsentwurf zur Novellierung der SoS-VO vorgelegt. Das Europäische Parlament und der Rat haben sich gemeinsam mit der Europäischen Kommission auf einen Kompromiss geeinigt. Dieser ist formell am 25. Oktober 2017 verabschiedet worden. Er 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 wurde ein Planungsinstrument für den Aufbau und den Erhalt einer Netzinfrastruktur geschaffen, die für die Verwirklichung eines einheitlichen EU-Binnenmarktes notwendig ist. Demnach müssen die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) den Regulatorien 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 Netzentwicklungsplans Gas (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.²

² <https://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2018/nep-2018.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 Erdgasmengen einzubeziehen, sondern auch die Entwicklung der technischen Transportinfrastruktur. Die zentralen Punkte werden im Folgenden aufgeführt.

1. Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation

Die weltweite Erdgasnachfrage erhöhte sich nach Angaben der IEA (Market Report Series: Gas 2018) für das Jahr 2017 um 3,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf rund 3.756 Milliarden Kubikmeter bei Normbedingungen [Milliarden Kubikmeter (V_n)]³ (2000: 2.507 Milliarden Kubikmeter). Zuwächse ergaben sich 2017 in Europa (4,7 Prozent), Asien (4,2 Prozent), dem Nahen Osten (4,0 Prozent) und Ozeanien (3,9 Prozent). Im selben Zeitraum stieg die weltweite Erdgasproduktion auf rund 3.768 Milliarden Kubikmeter (2000: 2.507 Milliarden Kubikmeter). In den nächsten fünf Jahren, von 2018 bis 2023, wird weltweit ein Produktions- und Nachfragezuwachs von insgesamt 8 Prozent angenommen.

Für die nächsten fünf Jahre nimmt die IEA eine jährliche Wachstumsrate des globalen Gasmarktes von 1,6 Prozent an. China, als der zweitgrößte LNG-Kunde der Welt neben Japan, wird gemäß IEA-Prognosen bis 2023 eine jährliche Steigerung der Gasnachfrage von 8 Prozent aufweisen. Der steigende Gasverbrauch in Asien steuert mehr als die Hälfte am globalen Wachstum bis 2023 bei.

Der jährlich erscheinende World Energy Outlook (IEA, 2017) 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 New Policies Scenario, dem Hauptszenario der IEA, steigt die globale Erdgasnachfrage

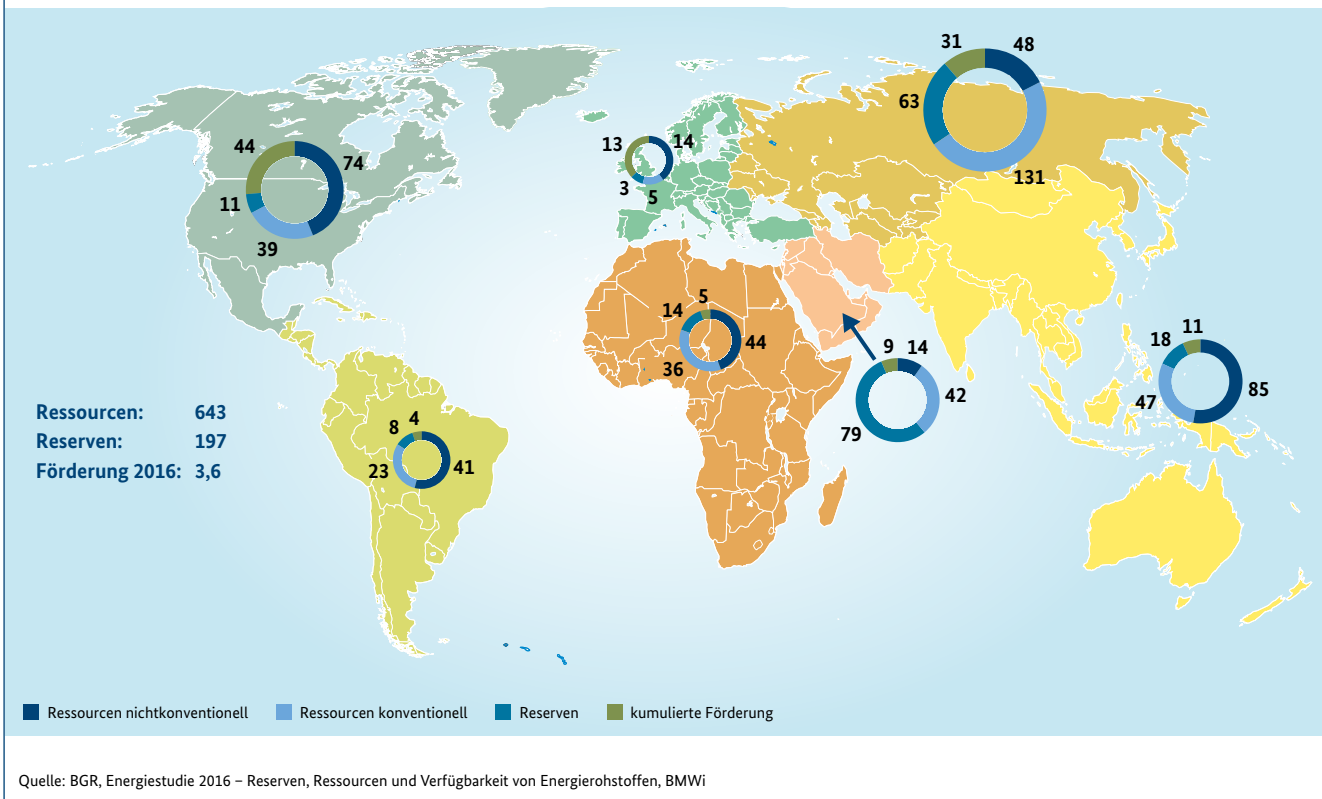
von 3.635 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2016 auf 5.304 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2040. Regionen mit einer hohen Erdgasnachfrage sind die Vereinigten Staaten, Russland, der Mittlere Osten und der asiatisch-pazifische Raum. Der Anteil an konventionellem Erdgas, das weiterhin den größten Anteil an der Erdgasproduktion haben wird, wird nach IEA (2018) von gegenwärtig 80 Prozent auf unter 70 Prozent in 2040 abnehmen. Die Hälfte des Produktionszuwachses bis 2040 wird der verstärkten Förderung von nichtkonventionellem Erdgas, vor allem in den Vereinigten Staaten, zugeschrieben.

Neben den traditionellen Erdgasteilmärkten Europa, Nordamerika und Asien entwickelt sich seit einigen Jahren auch ein südamerikanischer Markt. Alle Teilmärkte waren bisher 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. LNG (Liquefied Natural Gas) ist Erdgas, das bei -161 °C verflüssigt, dann über Tanker verschifft und später regasifiziert wird.

Reserven und Ressourcen beschreiben die mengenmäßige geologische Verfügbarkeit von Erdgas. Reserven werden als nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen definiert. Unter Ressourcen werden nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen verstanden. Da die Transportkosten einen maßgeblichen Anteil der Kosten für den Erdgasbezug ausmachen, ist es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit unerlässlich, die geografische Verteilung der Reserven zu berücksichtigen. Die Erdgasreserven zeichnen sich durch eine hohe regionale Konzentration aus. Mit etwa 70 Prozent der Erdgasreserven befinden sich die bedeutendsten Vorräte im Nahen Osten sowie auf dem Gebiet der ehemaligen Sowjetunion (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR: Energiestudie

3 Druck P_n von 1,01325 bar, Luftfeuchtigkeit von 0 Prozent (trockenes Gas) und Temperatur von 273,15 K ($t_n = 0\text{ °C}$), zur besseren Lesbarkeit wird der Zusatz „Normbedingungen“ bei der Maßeinheit im Bericht weggelassen.

Gesamtpotenzial an Erdgas 2016 (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung in Billionen Kubikmeter



2017). Etwa ab dem Jahr 2025 wird aber erwartet, dass sich die Angebotssituation durch den zunehmenden Aufbau von LNG-Import- und Exportinfrastruktur deutlich diversifizieren wird.

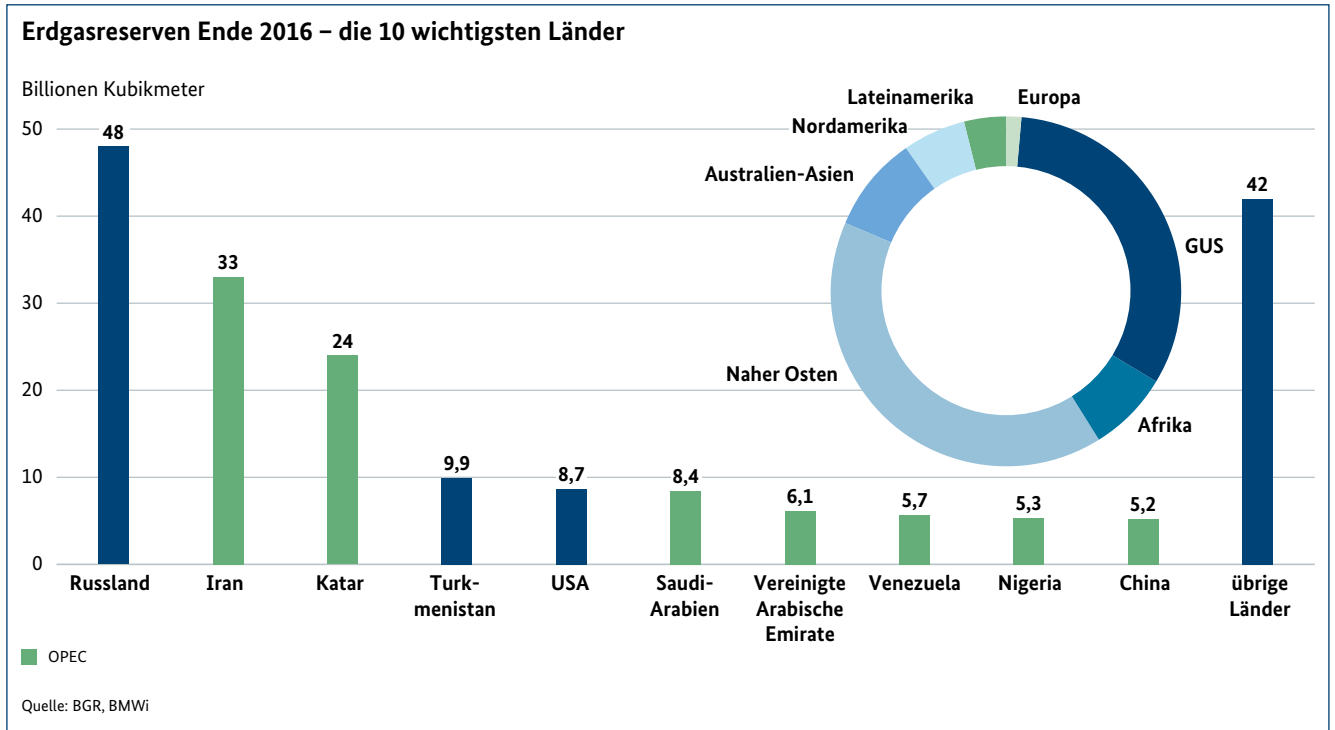
Die mit Abstand größten Erdgasressourcen werden für Russland ausgewiesen, gefolgt von China, den Vereinigten Staaten von Amerika (USA), Kanada und Australien. Auch wenn nur die konventionellen Erdgasressourcen der Welt betrachtet werden, hat Russland die umfangreichsten Vorkommen, gefolgt von den USA, China, Saudi-Arabien und Turkmenistan. Insgesamt werden die weltweiten konventionellen und nichtkonventionellen Erdgasressourcen auf 643 Billionen Kubikmeter geschätzt (BGR, 2017).

Nur rund 50 Prozent bzw. 323 Billionen Kubikmeter dieser Erdgasressourcen sind konventionelles Erdgas. Aufgrund der Entwicklungen im Bereich des nichtkonventionellen Erdgases, insbesondere bei Schiefergasvorkommen, haben sich in den letzten zehn bis 15 Jahren die Erdgasressourcen nahezu verdoppelt.

In den USA hat sich die Produktion von nichtkonventionellem Erdgas aufgrund der rasanten Ausweitung der Schiefergasförderung deutlich erhöht. Die Erdgasreserven lagen dort Ende 2016 bei 3,4 Billionen Kubikmeter an konventionellem Erdgas (inklusive Tight Gas) zzgl. 5,0 Billionen Kubikmeter Schiefergas und 0,4 Billionen Kubikmeter Kohleflözgas (Erdgasreserven insgesamt: 8,8 Billionen Kubikmeter). Die USA sind infolge dieser Entwicklung vom LNG-Importeur zum LNG-Exporteur geworden. Zusätzliche LNG-Mengen stehen somit auf dem Weltmarkt zur Verfügung.

2016 wurden weltweit 346,6 Milliarden Kubikmeter Erdgas in verflüssigter Form (LNG) gehandelt. Der globale Handel mit LNG ist gegenüber dem Vorjahr um rund 6,5 Prozent gestiegen. Mittel- bis langfristig ist weiterhin mit einer deutlichen Ausweitung des LNG-Handels zu rechnen.

Derzeit werden die europäischen Märkte weitgehend über Pipelines versorgt. Der Erdgastransport via Pipeline ist bis zu einer Entfernung von etwa 3.000 Kilometern in aller



Regel wirtschaftlicher als der LNG-Transport. Ab 6.000 Kilometern gilt im Allgemeinen LNG als günstigere Option. Der europäische LNG-Anteil an Regasifizierungskapazitäten entfällt vor allem auf Spanien, das Vereinigte Königreich und Frankreich.

In Europa wurde in 2017 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. Einen starken Importzuwachs von zwölf Prozent verzeichnet Europa dabei 2016 von Russland (2016: 170 Milliarden Kubikmeter). In Europa ist Deutschland der größte Importeur und Verbraucher von Erdgas.

2. Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa

Zur Deckung des Erdgasbedarfs in Europa kann einerseits auf innereuropäische Produktion zurückgegriffen werden, andererseits tragen 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. Dabei kann derzeit nicht seriös abgeschätzt werden, inwieweit eine zukünftige Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten in Europa den Grad der Importabhängigkeit wieder senken könnte. Der Erdgasverbrauch der EU 28 (ohne Angaben für Malta und Zypern) ist 2017 um 3,7 Prozent gestiegen und betrug 5.163,1 Terawattstunden bzw. 498,9 Milliarden Kubikmeter (2016: 4.928,6 Terawattstunden bzw. 456,3 Milliarden Kubikmeter)⁴.

Gemäß des Monthly Gas Survey der IEA zählten 2017 das Vereinigte Königreich mit 79,6 Milliarden Kubikmetern (2016: 81,8 Milliarden Kubikmeter) und Italien mit 75,2 Milliarden Kubikmetern (2016: 70,9 Milliarden Kubikmeter) gemeinsam mit Deutschland mit 95,6 Milliarden Kubikmetern (2016: 92,5 Milliarden Kubikmeter) zu den größten Erdgasverbrauchern Europas.

4 Eurogas bezieht sich auf den Heizwert: 10,8 Kilowattstunden/Kubikmeter.

3. Erdgasversorgung in Deutschland

3.1. Nachfrageentwicklung

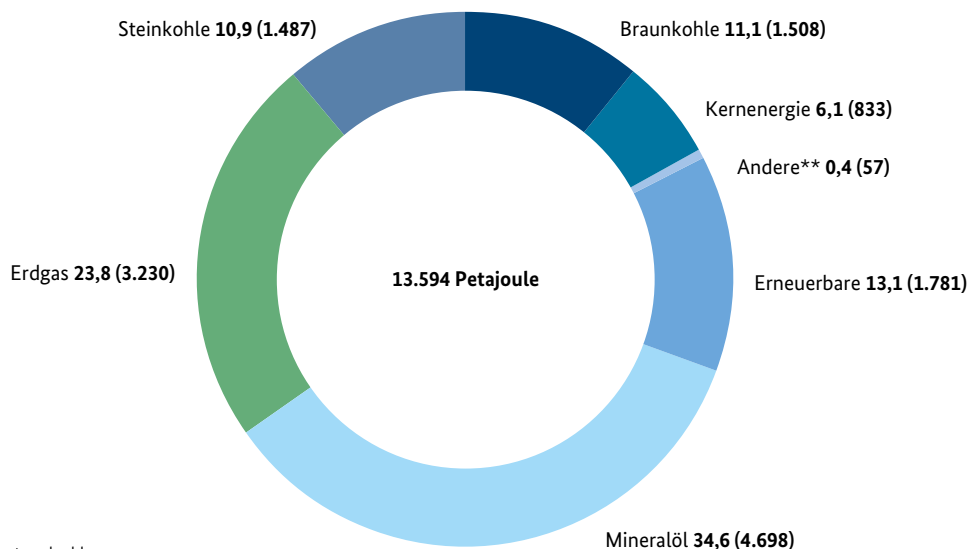
Der gesamte Primärenergieverbrauch (PEV) ist die Energiemenge, die in einem Land jährlich insgesamt genutzt wird. Er ist die Summe aus inländischer Produktion von Primärenergie, dem Saldo von Ein- und Ausfuhren (einschließlich Hochseebunkerungen) sowie Bestandsveränderungen. Im Jahr 2017 war Erdgas mit einem Anteil von 23,8 Prozent (2016: 22,7 Prozent) am PEV nach Mineralöl mit 34,6 Prozent (2016: 33,8 Prozent) wichtigster Bestandteil des deutschen Energiemixes. Nach vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) und des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) betrug der deutsche Gasverbrauch 3.230 Petajoule (2016: 3.056 Petajoule)⁵ bzw. 897 Terawattstunden (2016: 849 Terawattstunden) bzw. 92 Milliarden Kubikmeter (2016: 87 Milliarden Kubikmeter). Im Vergleich zum Vorjahr stieg demnach der Verbrauch um 5,7 Prozent.

Der Zuwachs hat mehrere Ursachen: Dazu trugen vor allem das starke gesamtwirtschaftliche Wachstum (preisbereinigt +2,7 Prozent), der kräftige Anstieg im produzierenden Gewerbe (+2,4 Prozent) sowie die – gegenüber dem Vorjahr allerdings abgeschwächte – Bevölkerungszunahme (+0,31 Millionen Menschen) bei. Der Temperatureinfluss spielte dagegen kaum eine Rolle; gemessen an den Gradtagzahlen war 2017 im Durchschnitt nur wenig wärmer als 2016, so dass der Heizenergiebedarf eher etwas geringer war. In ähnlicher Richtung wirkte die Tatsache, dass 2017 gegenüber dem Schaltjahr 2016 einen Energieverbrauchstag weniger aufwies. Bereinigt um den Witterungseffekt und den Schaltjahreffekt dürfte der Zuwachs des Energieverbrauchs im vergangenen Jahr schätzungsweise reichlich ein Prozent betragen haben.

Der größte Erdgasverbrauch findet mit 39 Prozent im Industriesektor statt, gefolgt von 29 Prozent in den Haushalten. Es wird im Wesentlichen zur Versorgung mit Prozesswärme (Industrie) und Raumwärme (Haushalte: Beheizung und Warmwasserversorgung) genutzt. In Deutschland war der Anteil von Erdgas an der Brutto-

Primärenergieverbrauch 2017

in Prozent (Petajoule)*

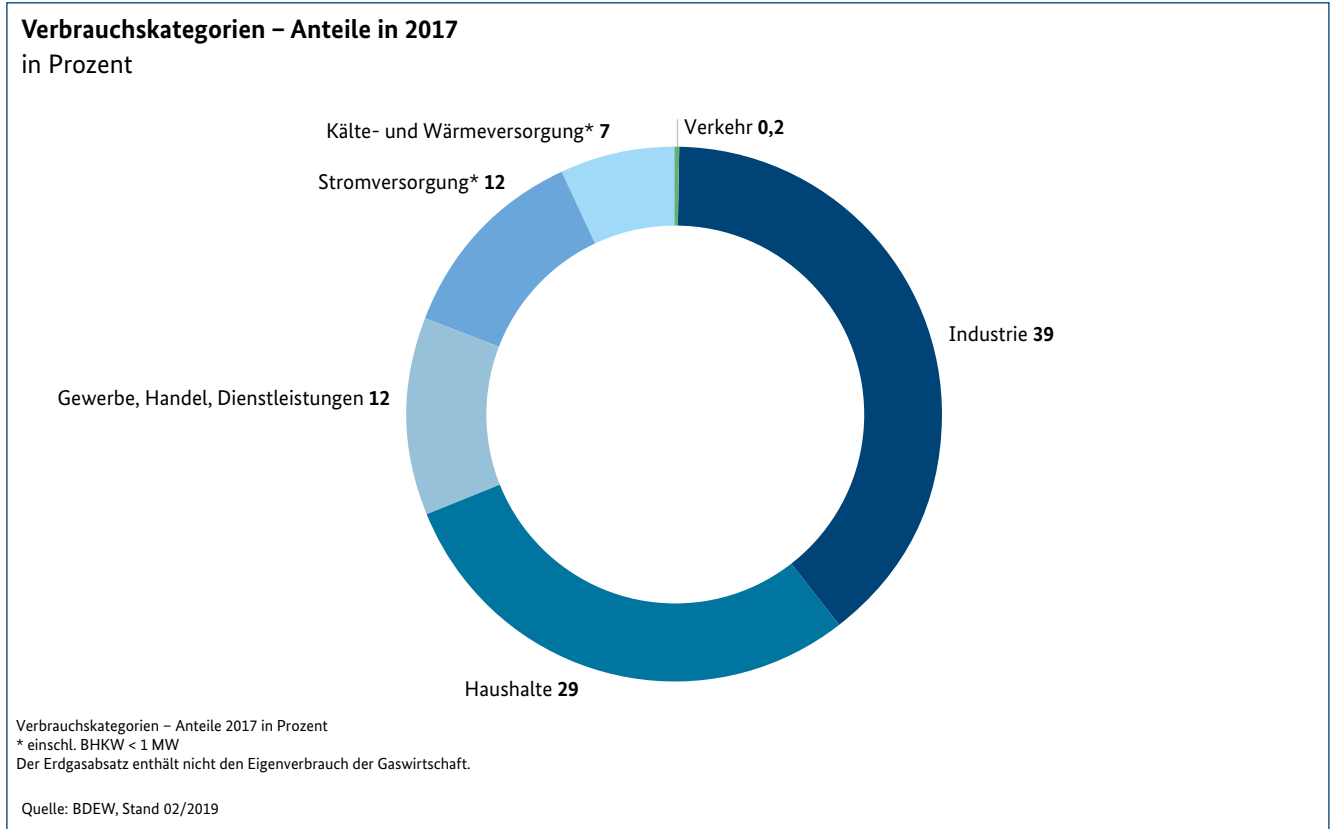


* vorläufig

** Andere inklusive Stromaustauschsaldo

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Stand: Juli 2018

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.



stromerzeugung seit einigen Jahren rückläufig. 2017 betrug der Anteil jedoch wieder 13,3 Prozent (2016: 12,5 Prozent) und stieg damit signifikant an. Im Vergleich zu anderen Energieträgern entwickelte sich der Erdgaspreis 2017 teilweise deutlich günstiger. Dies führte zum Mehreinsatz von Erdgas in den Kraftwerken, besonders in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung. Außerdem gingen neue Gaskraftwerke in Betrieb.

Im Verkehr fahren zurzeit etwa 90.000 Fahrzeuge mit einem Erdgasmotor. Seit 2014 ist ein rückläufiger Trend festzustellen. Ihr Verbrauch entspricht einem Anteil von 0,2 Prozent des gesamten Erdgasverbrauchs in Deutschland. Die Erdgasmobilität soll nach der Politik der Bundesregierung 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 beispielsweise LNG die wichtigste potenzielle Alternative zum Diesel- bzw. Benzin-Lkw. Auch bei den Pkw kommen

zunehmend neue 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 werden seit einigen Jahren zunehmend einzelne Schiffe, wie z. B. Kreuzfahrtschiffe, mit einem LNG-Motor ausgerüstet. 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 steht hier die Entwicklung von entsprechenden Motoren und Schiffskonzepten noch relativ am Anfang. Außerdem haben Schiffe eine längere Lebensdauer als Straßenfahrzeuge, sodass ein teilweiser Wandel von Antriebskonzepten längere Zeit in Anspruch nimmt. Generell ist aber zu erwarten, dass der Inlandsabsatz von Erdgas im Verkehr deutlich wachsen wird. Allerdings wäre eine Schätzung darüber, welches Niveau der jährliche Absatz in den nächsten Dekaden erreichen kann, 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 per Pipeline beziehungsweise als LNG per Schiff aus anderen Staaten.

3.2.1. Erdgasgewinnung im Inland

Die inländische Förderung von Erdgas ging im Berichtsjahr 2017 um 13,6 Prozent auf 63,75 Terawattstunden zurück (2016: 73,76 Terawattstunden; BAFA). Unter Verwendung des Umrechnungsfaktors 9,7692 Kilowattstunden/Kubikmeter für deutsches L-Gas⁶ ergeben sich daraus 6,5 Milliarden Kubikmeter (2016: 7,6 Milliarden Kubikmeter). Bezogen auf den reinen Inlandsverbrauch stellt die Erdgasgewinnung in Deutschland rund 7,1 Prozent der verbrauchten Menge.

Angesichts der seit 2004 langsam sinkenden Inlandsförderung war und ist Deutschland auch künftig in hohem Maße von Erdgasimporten abhängig. 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 2018 auf 63,1 Milliarden Kubikmeter. Der Reserven-/Verbrauchsquotient (früher statische Reichweite), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven und der letztjährigen Fördermenge, betrug am 1. Januar 2018 insgesamt etwa 8,0 Jahre (LBEG, 2018). In Deutschland werden derzeit zwei verschiedene Arten von Erdgas verwendet. Zum einen wird das so genannte H-Gas (von engl. high calorific gas, Erdgas mit hohem Energiegehalt) und zum anderen das so genannte L-Gas (von engl. low calorific gas, Erdgas mit niedrigerem Energiegehalt) als Energieträger genutzt. Während H-Gas von Lieferan-

ten aus unterschiedlichen Ländern bezogen wird und in großen Mengen vorhanden ist, stammen die genutzten L-Gas-Mengen aus heimischer Produktion und Lieferungen aus den Niederlanden. L-Gas macht derzeit etwa 1/3 des deutschen Gasmarktes aus (25 – 30 Milliarden Kubikmeter). Ab 2021 werden die niederländischen Exportkapazitäten schrittweise bis 2029 reduziert. Dies erfordert eine Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas. Davon betroffen sind die Bundesländer Bremen, Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt.

3.2.2. Erdgasimporte

Deutschland bezog sein Importgas 2017 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.

Zur Diversifikation und zur Sättigung der Nachfrage könnte die Bedeutung von LNG stärker zunehmen.

Laut Einschätzung der Market Report Series: Gas 2018 (OECD/IEA, 2018) bleibt Erdgas in den nächsten fünf Jahren ein preiswerter Energieträger. Durch die derzeitige Welle an weltweiten Projekten für LNG-Exportterminals wird bis 2023 eine Steigerung der Exportkapazitäten von 140 Milliarden Kubikmeter prognostiziert. Dies entspricht einer Erhöhung der globalen Exportkapazität um 30 Prozent. Bis 2020 gebe es einen erheblichen Überschuss an LNG, da es bis dahin dauern werde, das zusätzliche LNG-Angebot durch eine wachsende Nachfrage zu absorbieren. Der Grund sind neue LNG-Exportterminals, vor allem in den USA und Australien, die derzeit im Bau sind und bis 2020 in Betrieb gehen.

Europa bezieht gegenwärtig LNG-Lieferungen aus Russland, Katar, den USA, Nigeria und Algerien. Am 12. Februar 2019 fand im BMWi eine Konferenz mit US-amerikanischen und deutschen Unternehmen statt mit dem Ziel, das deutsche

6 Umrechnungsfaktor 9,7692 Kilowattstunden/Kubikmeter für deutsches L-Gas [Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) März 2013 – Gasbeschaffenheit: Brennwert für L-Gas 8,4 – 13,1 Kilowattstunden/Kubikmeter].

Interesse an einer Zusammenarbeit mit den USA hinsichtlich LNG-Importen zu unterstreichen.

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

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.)
- 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. 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 (Norpipe, Europipe I und II) mit einer Gesamtkapazität von 54 Milliarden Kubikmetern 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-I-Pipeline, russisches Gas unmittelbar aus Russland zu beziehen. Am Gemeinschaftsunternehmen Nord Stream I sind beteiligt: PEG Infrastruktur AG (eine Tochtergesellschaft der E.ON Beteiligungen) und Winterhall Holding GmbH (eine BASF-Tochtergesellschaft) mit je 15,5 Prozent, N.V. Nederlandse Gasunie und ENGIE mit je neun Prozent sowie die OAO Gazprom mit 51 Prozent. Beide Stränge mit einer Länge von je 1.224 Kilometern 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 bis zu 55 Milliarden Kubikmeter Erdgas und können Verbraucher in Deutschland, Dänemark, im Vereinigten Königreich, in den Niederlanden, Belgien, Frankreich, in der Tschechischen Republik und anderen 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 Kubikmetern Erdgas und geht bis an die tschechische Grenze, die NEL verfügt über eine Kapazität von 20 Milliarden Kubikmetern 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. In Deutschland und Finnland wurde im Sommer 2018

mit der Verlegung der Pipeline begonnen. Die Fertigstellung der Pipeline ist für Ende 2019 geplant.

Die Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) soll frühestens ab Ende 2019 von Vierow bis nach Deutschneudorf und weiter nach Tschechien verlaufen. Sie hat eine Gesamtlänge von rund 485 Kilometern. Die zwei Stränge der EUGAL sollen im Endausbau eine Kapazität von jährlich bis zu 51 Milliarden Kubikmetern Erdgas haben. Die EUGAL würde damit den Abtransport der durch die Nord Stream 2 zusätzlich nach Deutschland gelangenden Gas-mengen in den europäischen Binnenmarkt ermöglichen.

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 22. Januar 2016 wurde die Nordschwarzwaldleitung in Betrieb genommen, eine Ferngasleitung von ca. 71 Kilometern Länge, die von Au am Rhein über Ettlingen und Pforzheim nach Leonberg führt. Mit der Nordschwarzwaldleitung gibt es einen weiteren Anschluss an die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP), die Erdgas von den Niederlanden bis in die Schweiz und nach Italien transportiert.

Am 28. Juni 2013 verkündete das Gasförderkonsortium des aserbaidischen Erdgasfeldes Shah-Deniz II, ab 2018/19 Gas über die 870 Kilometer lange Transadriatische Pipeline (TAP) zu liefern. Mit der Transanatolischen Pipeline (TANAP) von Aserbaidshan bis zur türkisch-griechischen Grenze soll eine Kapazität von 16 Milliarden Kubikmetern geschaffen werden. Sechs Milliarden Kubikmeter sind für die Türkei reserviert. Zehn Milliarden Kubikmeter sollen von der türkisch-griechischen Grenze über die TAP von Griechenland und Albanien sowie durch das Mittelmeer nach Italien weitergeleitet werden. In Italien und Griechenland erfolgt die Einbindung in bestehende Gasinfrastrukturen. Der Bau der TANAP/TAP wird von der EU-KOM und der Energiegemeinschaft als Schlüsselprojekt

für Versorgungssicherheit und als Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Project of Common Interest“, PCI) bewertet. Die Einstufung als PCI bedeutet, dass die Projekte verbindlich und beschleunigt realisiert werden sollen und sich für die Förderung aus EU-Mitteln („Connecting Europe Facility“, EFSI) bewerben können. Baubeginn der TANAP war im März 2015, der TAP-Bau wurde am 17. Mai 2016 offiziell begonnen. Die TANAP wurde im Juni 2018 fertiggestellt und mit der TAP verbunden. 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 soll von dem russischen Küstenort Anapa durch das Schwarze Meer über die Türkei bis an die griechische Grenze verlaufen. Turk Stream soll über zwei Stränge mit einer Kapazität von je 15,75 Milliarden Kubikmetern verfügen, wobei ein Strang den türkischen Markt beliefert und einer für die Staaten der EU bereitgestellt werden soll. Im Mai 2017 wurde mit dem Bau der Pipeline begonnen und am 19. November 2018 die Verlegung beider Stränge im Schwarzen Meer abgeschlossen. Gazprom plant den zweiten Strang von der Türkei über Bulgarien, Serbien, Ungarn bis in die Slowakei zu verlängern. Die Gaslieferungen nach Bulgarien und Serbien sollen bereits 2020 beginnen, nach Ungarn 2021 und in die Slowakei 2022.

Der kaspische Raum (südlicher Korridor) kommt als neue Lieferquelle für Europa und Deutschland 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 kommen ebenfalls für eine künftige Versorgung Europas in Betracht.

Derzeit existiert keine LNG-Infrastruktur in Deutschland. Der Zugang zu LNG für den deutschen Markt ist über Regasifizierungsterminals in den benachbarten Staaten Belgien (Zeebrügge), Niederlande (Rotterdam), Polen (Swinemünde) 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.

Am 16. Februar 2016 hat die EU-KOM die LNG- und Speicherstrategie vorgestellt. Die vorgelegte EU-Strategie für Flüssigerdgas und die Speicherung von Gas soll die Versorgungssicherheit und den Preiswettbewerb im Gasmarkt der Europäischen Union verbessern. 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 sieben Prozent (siehe Punkt 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, ENGIE E&P Deutschland GmbH, Hermann von Rautenkranz Internationale Tiefbohr GmbH & Co. KG – ITAG, Mobil Erdgas-Erdöl 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 aber möglicherweise durch Nutzung nichtkonventioneller heimischer Erdgasressourcen stabilisiert oder sogar ausgebaut werden. Danach werden die nach heutigem technologischen Stand förderbaren Mengen bis

2030 auf 320 Milliarden Kubikmeter Erdgas aus Schiefergesteinen in einer Tieflage von 1.000 bis 5.000 Metern beziffert (BGR, Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte 2016). In Deutschland wird bereits seit 50 Jahren ohne bekannte Zwischenfälle in über 300 Bohrungen gefracked, wohingegen zu Schiefergas bislang kaum Erfahrungen vorliegen. Neue gesetzliche Regelungen zum Fracking sind am 11. Februar 2017 vollständig in Kraft getreten. Sie verschärfen die bisherigen Vorschriften im Berg- und Wasserrecht zum Fracking deutlich. Kommerzielles Fracking zur Förderung von Erdgas im Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein oder Kohleflözgestein wird 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 und dies nur unter strengen Voraussetzungen. 2021 soll der Bundestag dann überprüfen, ob es bei den Regelungen bleibt. Fracking in anderen Gesteinsformationen (hier kommen insbesondere Lagerstätten in Sandsteinen in Betracht) bleibt weiterhin erlaubt, aber ebenfalls unter strengeren Anforderungen, insbesondere in Bezug auf den Trinkwasserschutz, das Monitoring der Umweltauswirkungen, die Zusammensetzung der Frack-Fluide, die Entsorgung des Lagerstättenwassers und zudem nur nach Durchführung einer zwingenden Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).

3.3.4. Langfristige Gasimportverträge

Langfristige Verträge über Gaslieferungen wurden ursprünglich lange vor Erschließung neuer Gasfelder 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 drei 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 angepasst. In Norwegen schwindet die Bedeutung der Ölpreisbindung. In Russland wird zwar weiterhin am Grundsatz der Ölpreisbindung festgehalten, allerdings erhalten Abnehmer teilweise spürbare Abschläge. 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

Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Einrichtung von Speichern. 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 2017 befanden sich in Deutschland 32 Kavernenspeicher mit einer Arbeitsgaskapazität von 15 Milliarden Kubikmetern und 17 Porenspeicher mit einer Arbeitsgaskapazität von 9,3 Milliarden Kubikmetern in Betrieb. Die Arbeitsgaskapazität hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,1 Milliarden Kubikmeter (ca. 0,4 Prozent) erhöht. Durch die Inbetriebnahme von Kavernen bei den Speichern Etzel (EKB), Jemgum (WINGAS) und Katharina konnte die Reduzierung von Speicherkapazitäten durch die Stilllegung des Aquiferspeichers Berlin ausgeglichen werden. Die Zahl der einzelnen Speicherkavernen hat sich auf 270 erhöht.

Im EU-Vergleich verfügt Deutschland 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.

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

Nach aktuellen Erhebungen des niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) wurden mit der Inbetriebnahme neuer Speicherkavernen eine geringere Anzahl und weniger Arbeitsgasvolumen für in Planung oder im Bau befindliche Projekte als im Vorjahr gemeldet. Das deutsche Speichervolumen könnte sich im Falle der Realisierung aller Projekte in den nächsten Jahren jedoch um bis zu 2,4 Milliarden Kubikmeter erhöhen. Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte könnte langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 27,7 Milliarden Kubikmetern⁸ verfügbar sein.

Das BMWi hat 2014 eine Studie mit dem Titel „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“⁹ vergeben. Die Studie wurde am 23. Juni 2015 veröffentlicht. Die Gasspeicherstudie erlaubte die Einschätzung des BMWi, dass unsere Erdgasversorgung bereits sehr sicher ist. Ende 2015 hat das BMWi ein Eckpunktepapier mit zwei konkreten Maßnahmen veröffentlicht, die zu einer weiteren 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 Gasnachfrage-reduktion (Demand-Side-Management) einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

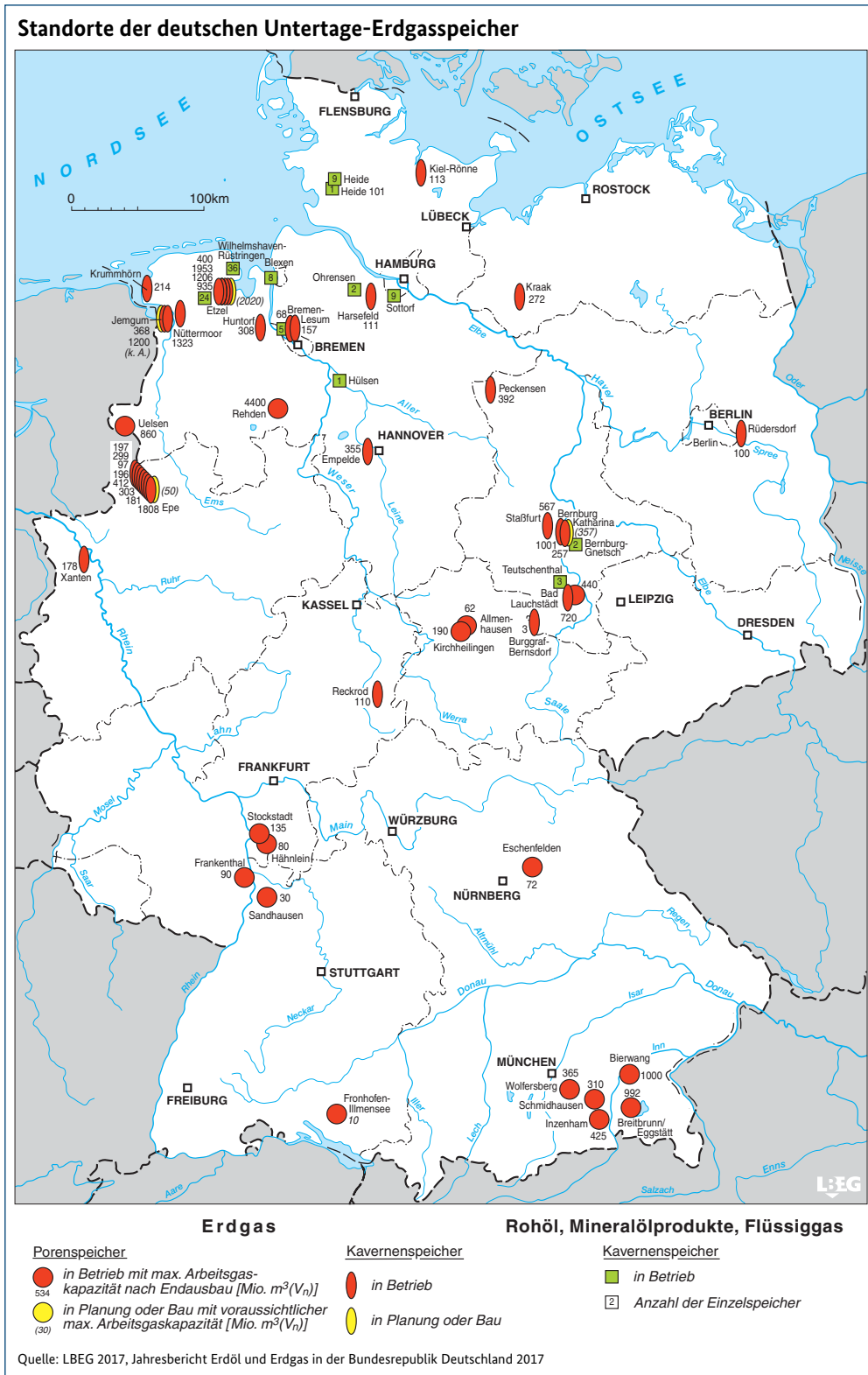
Die beiden Maßnahmen wurden in Zusammenarbeit mit der BNetzA, den MGV und den relevanten Marktakteuren im Detail ausgearbeitet. Die erste Maßnahme wurde bereits zum Winter 2015/16 umgesetzt, das Demand-Side-Management wurde erstmals zum Winter 2016/17 ausgeschrieben.

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) auszuschieben.

Die EU-KOM hat ebenfalls eine Studie zur Bewertung der verschiedenen speicherbezogenen Versorgungssicherheitsmaßnahmen im Binnenmarkt und deren Kosten- und Nutzenanalyse in Auftrag gegeben. Die Studie wurde im August 2015 veröffentlicht und bildete die Basis für die von der EU-KOM am 16. Februar 2016 vorgestellte EU-LNG- und Speicherstrategie. Die Strategie befürwortet die grenzüberschreitende Nutzung von Erdgasinfrastruktur, wie sie im Fall von deutschen Erdgasspeichern bereits möglich ist.

8 Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (elf Kavernen) wurden allerdings keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgas mengen für diesen Speicher sind daher nicht enthalten.

9 <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisenvorsorge-durch-regelungen-der-speicher.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.



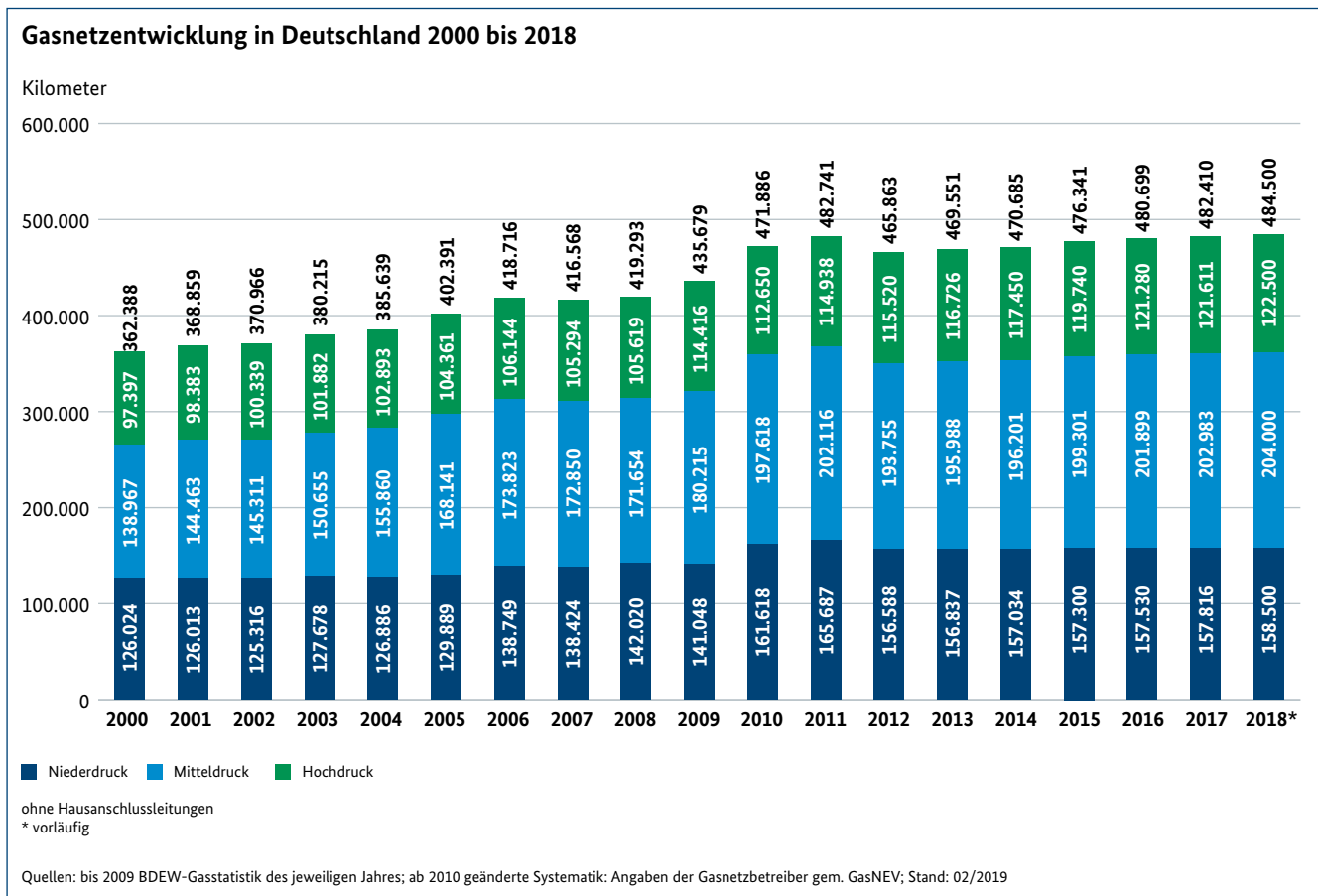
Neben den Speichern kommt auch den Gasnetzen eine Strukturierungs- und somit eine Teilfunktion der Speicherung zu. Durch diese so genannte Netzpufferung können Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreis-

ses 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 substantzieller Bedeutung. Sie ermöglichen die sichere Bewegung unterschiedlichster Gasmengen über weite Strecken.

Die wesentlichen Erdgasfernleitungen in Deutschland sowie deren Grenzübergangspunkte gehen aus nachfolgender Grafik hervor.





Nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) betrug die Gesamtlänge des deutschen Gasleitungsnetzes im Jahr 2017 insgesamt 482.410 Kilometer, davon 157.816 Kilometer im Niederdruck-, 202.983 Kilometer im Mitteldruck- und 121.611 Kilometer im Hochdrucknetz.¹⁰

3.3.6. Inländische Infrastrukturinvestitionen

Netzentwicklungsplan Gas 2016 – 2026

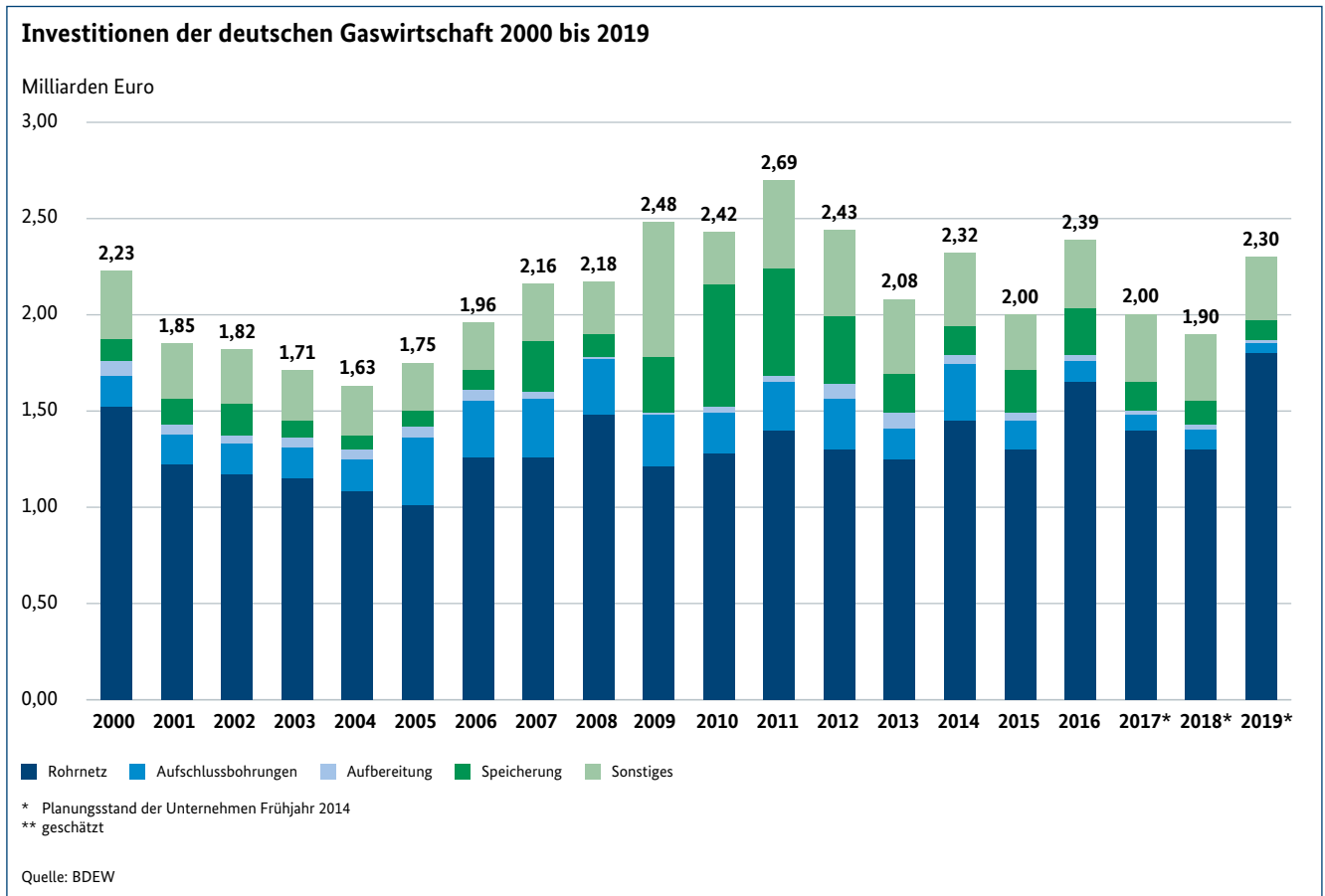
Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 16. Oktober 2017 den verbindlichen Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2016 – 2026 sowie am 02. Juli 2018 ein Addendum zum NEP Gas 2016 – 2026 veröffentlicht. Der NEP Gas wird von den FNB erstellt, konsultiert und der BNetzA zur Prüfung

vorgelegt. In die finale Version sowie das Addendum wurden die Änderungsverlangen der BNetzA eingearbeitet. Er enthält Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb bis 2026 erforderlich sind. Die verbindlichen Maßnahmen umfassen einen Leitungszubau von 861,1 Kilometern und einen Verdichtierzubau von 592 Megawatt in den nächsten zehn Jahren. Aus den insgesamt 124 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 4,5 Milliarden Euro.

Netzentwicklungsplan Gas 2018 – 2028 – aktueller Sachstand

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den von ihnen vorab konsultierten Entwurf eines Netzentwicklungsplans Gas 2018 – 2028 der BNetzA am 29. März 2018 zur weiteren

¹⁰ Hinweis: Ab 2010 geänderte Systematik, da teilweise mit Hausanschlussleitungen – entsprechend Veröffentlichungen der Netzbetreiber nach GasNEV § 27 Abs. 2.



Prüfung und Konsultation vorgelegt. Die im Entwurf des NEP Gas 2018–2028 enthaltenen Maßnahmen sehen einen Leitungszubau von 1390 Kilometern und einen Verdichterbau von 499 Megawatt in den nächsten zehn Jahren vor. Aus den insgesamt 159 Maßnahmen ergab sich ein Investitionsvolumen von sieben Milliarden Euro. Die BNetzA konsultierte diesen Entwurf im April und Mai 2018.

Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber am 01. August 2018 den von ihnen vorab konsultierten Entwurf einer Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem veröffentlicht. Die BNetzA hat diesen Entwurf im August 2018 erneut konsultiert. Diese Variante untersucht den theoretisch denkbaren Fall, dass die gegenwärtigen Kapazitätseinschränkungen auf dem TENP-Leitungssystem länger fortbestehen könnten. Die-

ser Ausbauvorschlag der FNB enthält drei Maßnahmen mit einem Leitungszubau von 54 Kilometern. Er beläuft sich auf ein Investitionsvolumen von 171 Millionen Euro.

Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses war noch keine Entscheidung (Änderungsverlangen) über den NEP 2018–28 und die TENP-Versorgungssicherheitsvariante ergangen.

3.3.7. Energieaußenpolitik

Die Energieaußenpolitik ist untrennbar mit der Energiewende – der Transformation des Energiesystems hin zu einer sicheren, bezahlbaren sowie klima- und umweltfreundlichen Energieversorgung – verbunden. Das Energiekonzept der Bundesregierung (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) Die Entwicklung einer klaren Strategie für die Energieaußenbeziehungen der EU stellt ein wichtiges politisches Signal an die Energiepartner außerhalb der EU dar. Im Februar 2015 hat die EU-KOM ihre Mitteilung zur Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie vorgelegt. Infolge des Rückzugs der USA vom Pariser Klimaschutzabkommen hebt die EU in ihrem dritten Bericht zur Lage der Energieunion vom November 2017 die gestiegene Bedeutung von neuen Allianzen für den Klimaschutz hervor. In diesem Zusammenhang wurden auch die Synergien zwischen Energie- und Klimadiplomatie verstärkt. Zuletzt vertiefte die EU speziell ihre Zusammenarbeit mit asiatischen Staaten: Im Sommer 2017 unterzeichnete die EU ein gemeinsames Energiearbeitsprogramm mit China und ein Memorandum of Understanding mit Japan zur Förderung eines weltweiten LNG-Markts. Außerdem fand im Oktober 2017 das erste EU-Iran-Business Forum zu nachhaltiger Ener-

gie statt. Ferner fordert der Europäische Rat die Gewährleistung der vollständigen Einhaltung des EU-Rechts bei allen Abkommen über den Gaseinkauf bei externen Lieferanten, insbesondere durch mehr Transparenz dieser Abkommen und die Vereinbarkeit mit den EU-Vorschriften über Energieversorgungssicherheit. Bei Verträgen über gewerbliche Gaslieferungen müsse die Vertraulichkeit sensibler Geschäftsinformationen sichergestellt sein. Zu diesen Themen wurde im März 2017 der Beschluss zur Einrichtung eines Mechanismus für den Informationsaustausch über zwischenstaatliche Abkommen (2017/684) angenommen.

Auch im Rahmen der Europäischen Nachbarschaftspolitik spielt die Energiepolitik eine zentrale Rolle. Die EU verfolgt das Ziel, eine verstärkte Integration der Energiemärkte und der Energiegemeinschaft durch Energiemarktreformen und Investitionsanreize in Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien zu erreichen. Bei den Energiemarktreformen machte die Ukraine 2017 entscheidende Fortschritte.

- d) 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 Ölkrisenvorsorge-mechanismus 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 Gasproduzenten 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 BReg in den energiepolitischen Prozessen der G7 und G20 aktiv.
- e) Energiesicherheit ist im G7-Prozess weiterhin ein wichtiges Thema. Während unter der deutschen G7-Präsidentschaft im Jahr 2015 verschiedene Maßnahmen

zur Flexibilisierung und Transparenz von Gasmärkten beschlossen wurde, hat die japanische G7-Präsidentschaft 2016 Gasversorgungssicherheit und insbesondere das Thema LNG zu einem Schwerpunkt ihrer Präsidentschaft gemacht. Unter der italienischen G7-Präsidentschaft 2017 wurden insbesondere die Bedeutung von LNG für die Gasversorgungssicherheit, neue Gaskorridore sowie die Rolle von Gasspeichern diskutiert. Die kanadische G7-Präsidentschaft 2018 setzte Themen-schwerpunkte u. a. auf Nachhaltigkeit, die Modernisierung der Stromversorgungssysteme und auf Energiemärkte der Zukunft.

4. Technische Sicherheit

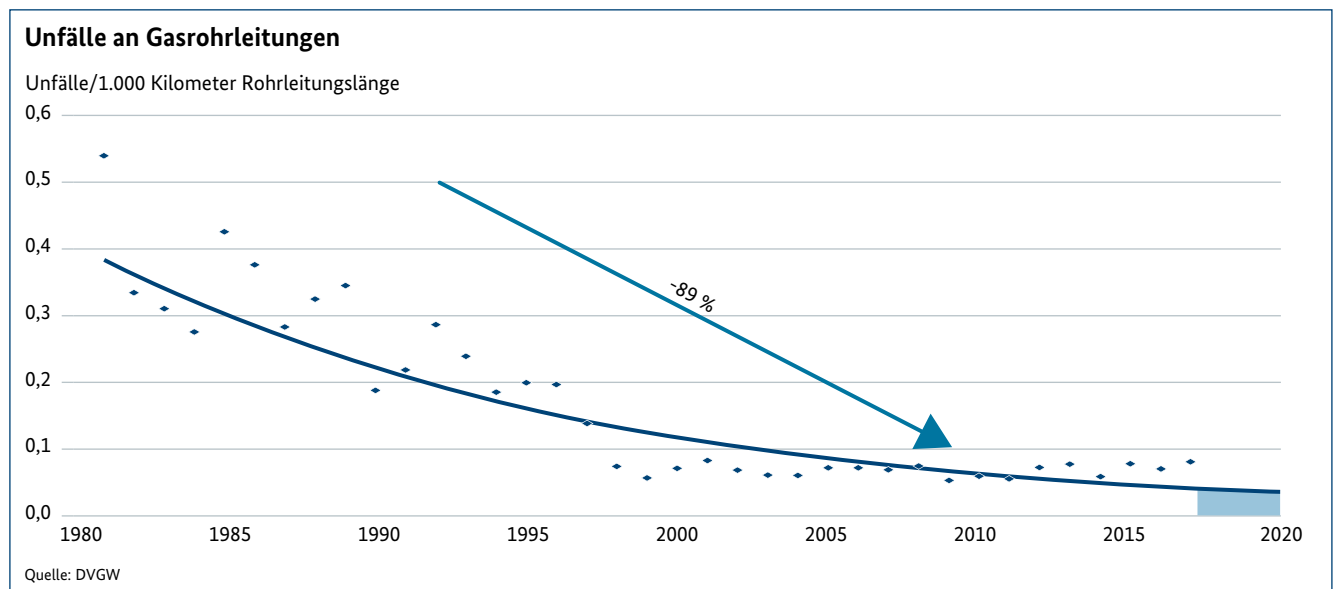
4.1. Qualität der Netze

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.

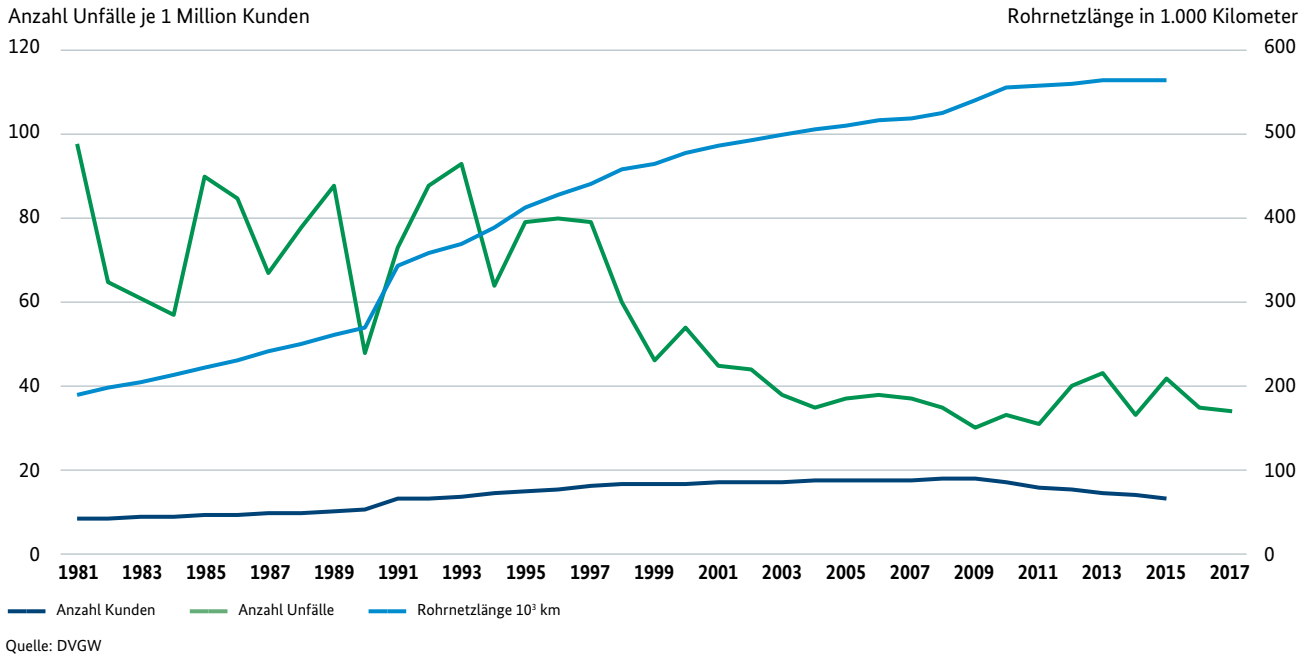
4.2. Analyse von Netzstörungen

Nachfolgende Darstellungen verdeutlichen die Entwicklungen bezüglich der Unfall- und Schadensentwicklung. Die vom DVGW – Deutschen Verein des Gas- und Wasser-faches e.V. – erstellte Analyse von Netzstörungen zeigt, dass die Tendenz für die normalisierten Gesamtunfall- und Schadensraten im Betrachtungszeitraum 1981 bis 2017 fallend ist. Schäden und Unfälle werden vom DVGW auf Basis des DVGW-Arbeitsblattes G 410 Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas (Abschnitt 5) erhoben.

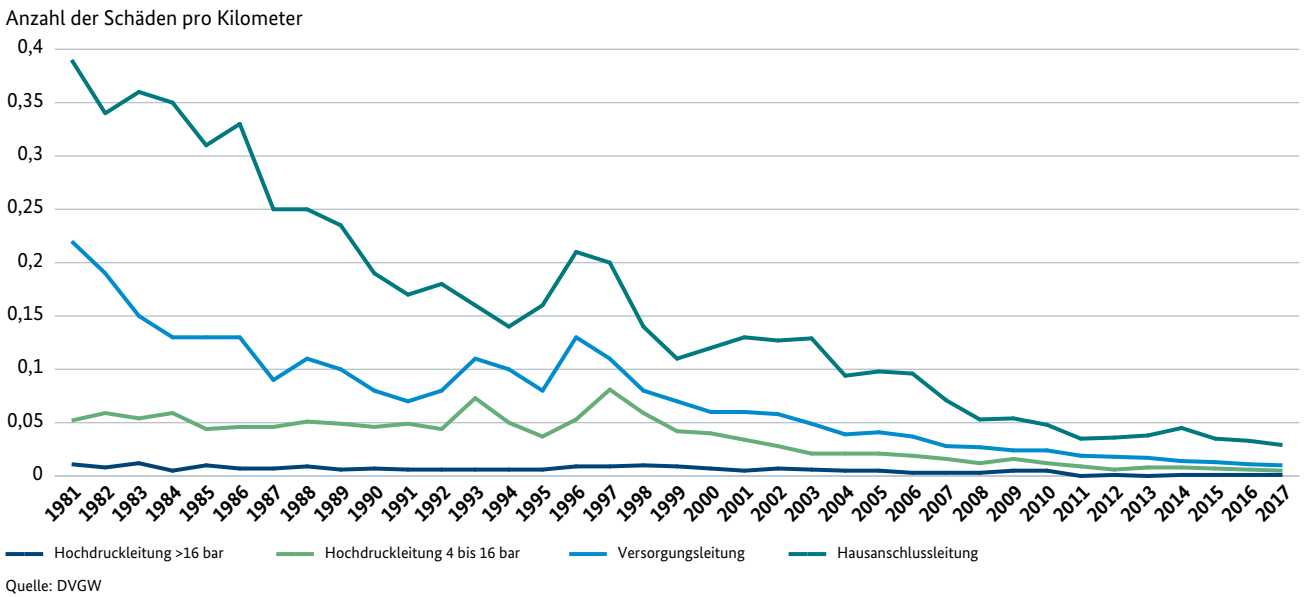
Auffallend ist die ab 2011 leicht steigende Anzahl der Unfälle an Eigen- und Kundenanlagen. Dies ist vorwiegend auf technische Mängel an Gasgeräten und Abgasanlagen zurückzuführen, hervorgerufen durch unzureichende Wartung der Gasgeräte.



Anzahl der Unfälle an Eigen- und Kundenanlagen im Spiegel struktureller Entwicklungen



Schäden an Gasrohrleitungen (ohne Gussleitungen, ohne mechanische Fremdeinwirkungen)

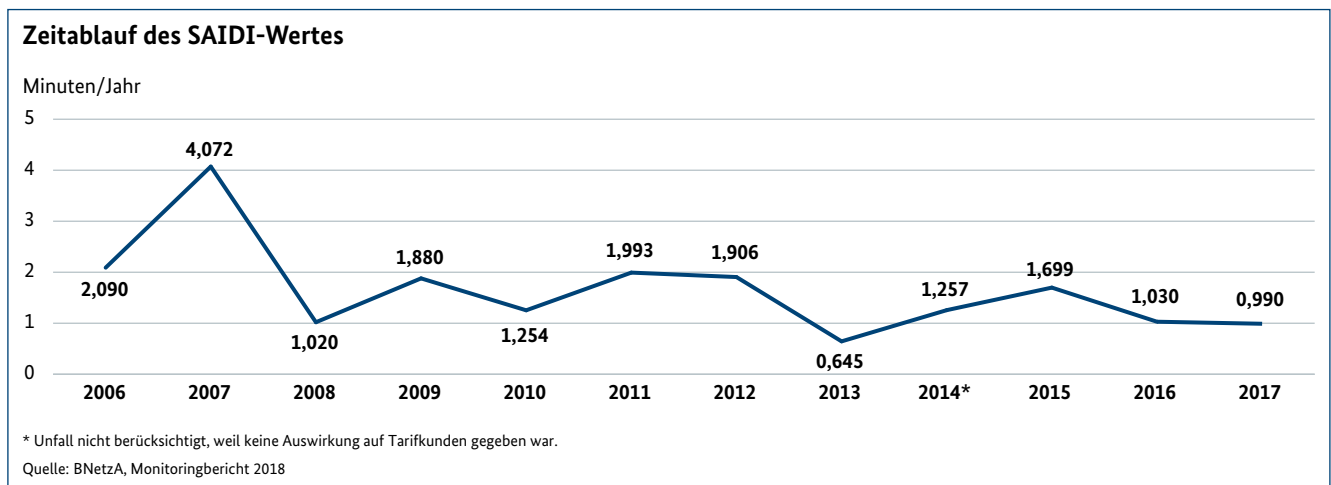


4.3. Versorgungsunterbrechungen

Die BNetzA führt seit 2006 eine vollständige Erhebung zu den Gasversorgungsunterbrechungen durch. Gemäß § 52 EnWG sind alle Gasnetzbetreiber (724) verpflichtet, der BNetzA bis zum 30. April eines jeden Jahres alle Versorgungsunterbrechungen zu melden. Die BNetzA ermittelt aus diesen Meldungen einen Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, den so genannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index); diese Kenngröße bestimmt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind. Geplante Versorgungsunterbrechungen sowie Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt (z. B. Naturkatastrophen) werden bei der Ermittlung des SAIDI-Wertes nicht berücksichtigt. Die

Zuverlässigkeit der Gasversorgung in Deutschland lag im Jahr 2017 auf hohem Niveau. Im Durchschnitt wurde ein Kunde im vergangenen Jahr für 0,99 Minuten nicht versorgt, teilte die BNetzA in ihrem Monitoringbericht 2018 gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB mit Stand vom 8. Februar 2019 mit. Der SAIDI-Wert lag damit erneut unter dem Wert des Vorjahres (1,030 Minuten) und unter dem langjährigen Mittel. Dieses beträgt für die Jahre 2006 bis 2017 etwa 1,65 Minuten. Die 0,645 Minuten aus dem Jahr 2013 waren in diesem Zeitraum der niedrigste Wert, der höchste wurde im Jahr 2007 mit 4,072 Minuten verzeichnet.

Nicht berücksichtigt wurde in der Darstellung der schwere Unfall an einer Hochdruckleitung im Oktober 2014 in Ludwigshafen. Durch die Umlegung von Einspeisungen und Brennstoffumstellungen konnten die betroffenen Industriekunden schnell wieder versorgt werden. Eine Versorgungsunterbrechung war damit nicht eingetreten.



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 23,8 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 bislang auch bei unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite 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: Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge sowie eine bisher hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive 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 am 23. Juni 2015 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlichte Studie „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher“ erlaubte die Einschätzung des BMWi, dass unsere Erdgasversorgung bereits sehr sicher ist.

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

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
BNetzA	Bundesnetzagentur
BReg	Bundesregierung
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
konventionell	freies Erdgas oder Erdölgas
nichtkonventionell	Tight Gas, Schiefergas (Shale Gas), Kohlegas (Flözgas, Grubengas), Aquifergas und Gashydrat
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
EU-KOM	Europäische Kommission
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
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
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
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
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
Normkubikmeter	Gasmenge in 1 Kubikmeter bei 0°C und 1.023,25 Millibar [auch Kubikmeter (V_n), abgekürzt]
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
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
TANAP	Transanatolische Pipeline
TAP	Transadriatische Pipeline
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VNB	Verteilnetzbetreiber

