



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Monitoring-Bericht

nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas

Stand: Juli 2011

Inhaltsverzeichnis

A. Einleitung

B. Rechtliche Grundlagen der Versorgungssicherheit

1. Nationale Vorgaben

2. EU-Vorgaben

C. Internationale und nationale Gasmarktsituation

1. Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation

2. Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa

3. Erdgasversorgung in Deutschland

3.1. Nachfragentwicklung

3.2. Gasangebot

a) Erdgasgewinnung im Inland

b) Erdgas-Importe

3.3. Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung

a) Diversifikation der Bezugsquellen

b) Diversifikation der Importinfrastruktur

c) Inlandsförderung

d) Langfristige Gasimportverträge

e) Speicher und inländische Netzinfrasturktur

f) Inländische Infrastrukturinvestitionen

4. Technische Sicherheit

a) Qualität und Umfang der Netznutzung

b) Analyse von Netzstörungen

D. Handlungsfelder der Politik

E. Russisch-ukrainischer Gaskonflikt Anfang 2009:

Keine Versorgungskrise in Deutschland

F. Zusammenfassung

A. Einleitung

Das BMWi führt gem. § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebunden Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch. Der Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Erdgasbereich ist jährlich zum 31. Juli eines jeden Jahres zu erstellen und unverzüglich der EU-Kommission zu übermitteln (§ 63 Abs. 2 EnWG).

Eine Störung der Gasversorgung kann zu gravierenden wirtschaftlichen Schäden und zur Beeinträchtigung der Lebensqualität der 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 ist nicht zuletzt im Zusammenhang mit dem russisch-ukrainischen Gasstreit Anfang 2009 deutlich geworden.

Mit dem durchzuführenden jährlichen Monitoring wird 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. Im Zentrum des Berichts steht die Frage, ob und inwieweit die Unternehmen im Bereich der Gasbeschaffung und bei der Transportinfrastruktur (incl. Speicher) ausreichend Vorsorge getroffen haben, um auch in extremen Situationen heute und in Zukunft jederzeit ein der Gasnachfrage entsprechendes Angebot sicherzustellen.

Ein frühes Erkennen eventueller Defizite ist im Gasbereich insbesondere deswegen von hoher Bedeutung, da die erforderlichen hohen Investitionen in Exploration, Produktion und Infrastruktur regelmäßig erhebliche Vorlaufzeiten haben, bevor sie marktwirksam werden. Deswegen 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, in dem Gas verbraucht wird, dem Wärmemarkt. Allerdings sind Umstellungsprozesse nicht immer kurzfristig möglich und in aller Regel kostspielig. Insofern hat die Vermeidung von Versorgungslücken auch im Gasbereich hohe Priorität.

Der Bericht beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit der Frage, ob die deutschen Gasversor-

gungsunternehmen ausreichend infrastrukturell und gasbeschaffungsseitig hinreichende Versorgungsmaßnahmen zur Deckung der Gasnachfrage auch in extremen Versorgungssituationen (Nachfragespitzen, Ausfall eines oder mehrerer Gaslieferanten) getroffen haben. Falls hier Defizite festzustellen sein sollten, müsste frühzeitig gegengesteuert werden. 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. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Bericht nicht mit der nach der EU-Gasversorgungssicherheitsverordnung (EU-Verordnung Nr. 994/2010) geforderten Risikoanalyse identisch ist. Diese wird derzeit entsprechend der Regelung in § 54a Absatz 2 Nummer 1 von der Bundesnetzagentur erarbeitet. Sofern sich aus dieser Analyse zusätzliche Aspekte ergeben sollten, würden diese im Monitoringbericht 2012 berücksichtigt werden.

B. Rechtliche Grundlagen der Versorgungssicherheit

Der deutsche Gesetzgeber hat seit Jahrzehnten vorgesehen, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung primär eine Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen ist. Diese rechtliche Vorgabe ist auch nach Übergang von einer zwar privatwirtschaftlich organisierten, monopolistischen Versorgungsstruktur zu einer wettbewerblichen Organisation des Gasmarktes aufrechterhalten worden.

1. Nationale Vorgaben

Nach §§ 1 und 2 EnWG sind die Energieversorgungsunternehmen u.a. verpflichtet, eine sichere leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit sicherzustellen. Diese Verpflichtung zur sicheren Versorgung wird weiter konkretisiert in den §§ 15, 16, 16a und §§ 49 ff EnWG. Dabei kommt dem § 53a EnWG insofern herausgehobene Bedeutung zu, als die Haushaltskunden als besonders schützenswert herausgestellt werden. Durch die EnWG-Novelle 2011 wurde § 53a EnWG an die neue EU-Gasversorgungssicherheitsverordnung (VO Nr. 994/2010) angepasst und der besondere Schutz von Haushaltskunden auch auf solche erweitert, die über Fernwärmeanlagen versorgt werden. Zudem wurde genauer definiert, welche Erdgasunternehmen die spezielle Vorsorgeverpflichtung nach Art. 8 der EU-Verordnung betrifft. Dies lässt die allgemeine Verpflichtung aller Erdgasunternehmen zur Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit gemäß § 2 jedoch unberührt. Hinsichtlich der von den Unternehmen zu ergreifenden Maßnahmen ist das Gesetz letztlich offen, nennt aber insbesondere die im Anhang II der Verordnung (EU) Nr.

994/2010 aufgeführten Instrumente.

Gem. §§ 15, 16 EnWG sind Fernleitungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, Gefährdungen oder Störungen durch netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen.

Grundsätzlich ist jedes einzelne Gasversorgungsunternehmen verantwortlich für die Sicherheit der Versorgung in seinem Tätigkeitsbereich. Die importierenden Ferngasunternehmen haben für den Fall einer Versorgungskrise vereinbart, sich gegenseitig Hilfe zu leisten, um die Versorgung mit Erdgas aufrecht zu erhalten. Um die erforderliche Koordinierung zu gewährleisten, haben die Unternehmen eine so genannte „Clearingstelle“ eingerichtet, die bei einer Gefährdung der Versorgungssicherheit zusammentreten soll. Aufgabe der Clearingstelle ist es, durch freiwillige kommerzielle Lösungen, z. B. Verlagerung von Importmengen, Verzicht einzelner Rechteinhaber auf Liefer-, Speicher-, und Transportkapazitäten die deutsche Gasversorgung im Krisenfall sicherzustellen. Zusammensetzung und Abläufe der Clearingstelle werden derzeit überarbeitet, um sie an die Erfordernisse der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 sowie die neuen Unternehmensstrukturen mit Trennung von Netzbetrieb und Handel anzupassen. Die Stelle soll künftig insbesondere die Rolle des nach Art. 10 der EU-Verordnung erforderlichen Krisenteams erfüllen.

2. EU-Vorgaben

Seit 2004 regelte zunächst die EU-Versorgungssicherheits-Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 gemeinsame Rahmenbedingungen, nach denen die Mitgliedstaaten eine allgemeine, transparente und nicht diskriminierende, mit den Anforderungen eines wettbewerbsorientierten Gasbinnenmarktes im Einklang stehende Versorgungssicherheitspolitik betreiben müssen. Die Mitgliedstaaten waren gem. Art. 4 dieser Richtlinie insbesondere verpflichtet, Privathaushalte bei Versorgungskrisen besonders zu schützen.

Im Dezember 2010 wurde diese Richtlinie durch die EU-Verordnung Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG ersetzt. Die neue Verordnung legt Mindeststandards für die Krisenvorsorge fest und verpflichtet die Mitgliedsstaaten zur Durchführung einer detaillierten Risikoanalyse (erstmals Dezember 2011) und zur Aufstellung und Abstimmung von Präventions- und Notfallplänen für den Krisenfall (bis spätestens Dezember 2012). Die Verordnung enthält u.a. einen so genannten n-1-Standard, d.h. die Pflicht, den Ausfall der größten Infrastruktur durch andere Infrastrukturen für einen Tag ungewöhnlich hoher Nachfrage kompensieren zu können. Dieser Standard wird in

Deutschland aufgrund der bestehenden Diversifizierung der Bezugswege und umfangreichen Speicherkapazitäten bereits jetzt erfüllt. Zudem besteht grundsätzlich die Pflicht, Gasfluss in beiden Richtungen (so genannter „reverse flow“) an allen Grenzübergangspunkten zu ermöglichen, sofern nicht Ausnahmegründe vorliegen. Inwieweit sich aus dieser Verpflichtung Investitionsbedarf ergibt, wird im Einzelfall auf Grundlage der Vorschläge oder Ausnahmeanträge der Fernleitungsnetzbetreiber von der hierfür gemäß § 54a EnWG zuständigen Bundesnetzagentur zu entscheiden sein. Die Verordnung enthält zudem ähnlich wie die Richtlinie von 2004 einen besonderen Schutz für Haushalte (siehe Art. 8 der Verordnung), der auf weitere definierte Kunden ausgedehnt werden kann.

Mit dem im Juli 2009 verabschiedeten Dritten Binnenmarktpaket wird zudem ein Anreiz für den Aufbau und den Erhalt der für die Erfordernisse eines einheitlichen EU-Binnenmarktes notwendigen Netzinfrastruktur geschaffen werden. Danach müssen die Fernleitungsnetzbetreiber den Regulierungsbehörden regelmäßig einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorlegen. Entsprechend des in Umsetzung des Binnenmarktpakets erlassenen neuen § 15a EnWG müssen die Fernleitungsnetzbetreiber am 1. April 2012 erstmals einen solchen gemeinsamen deutschlandweiten Netzentwicklungsplan vorlegen. Dieser muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten.

C. Internationale und nationale Gasmarktsituation

Die Beantwortung der Frage, ob von den Gasversorgungsunternehmen hinreichend Vorsorgemaßnahmen zur Vermeidung von Versorgungsstörungen getroffen wurden, erfordert eine komplexe Betrachtung internationaler und nationaler Zusammenhänge. In die Betrachtung sind dabei nicht nur die zur Deckung der Nachfrage notwendige Verfügbarkeit ausreichender Erdgasmen-gen einzubeziehen. In Betracht zu ziehen ist daneben auch die Entwicklung der technischen (Transport-)Infrastruktur. Die zentralen Punkte werden im folgenden aufgeführt.

1. Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation

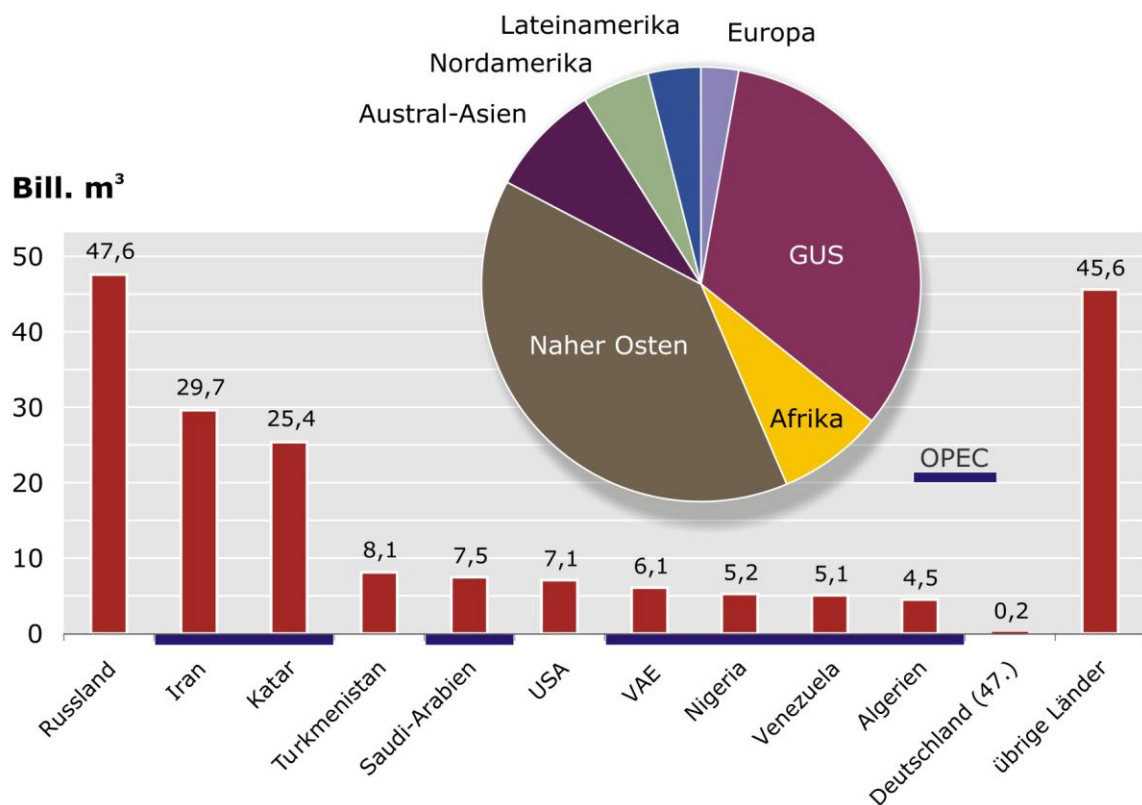
Im Zeitraum von 1990 bis 2010 stieg der weltweite Erdgasverbrauch von 2057396 Mio. Kubikmeter auf 3303242 Mio. Kubikmeter. Im selben Zeitraum stieg die Erdgasproduktion von 2059921 Mio. Kubikmeter auf 3281594 Mio. Kubikmeter (IEA, Natural Gas Information 2011).

Die Differenz wird durch den Speichersaldo ausgeglichen.

Für die Entwicklung der Erdgasnachfrage im weltweiten Kontext liegen verschiedene Referenzszenarien vor, die sich hinsichtlich des Zeithorizonts sowie des Detaillierungsgrades unterscheiden. Trotz unterschiedlicher Detailergebnisse zeigen alle Studien auf, dass der Erdgasanteil an der Energieversorgung weltweit steigen wird.

Reserven und Ressourcen beschreiben die mengenmäßige Verfügbarkeit von Erdgas. Da die Transportkosten einen maßgeblichen Anteil der Kosten für den Gasbezug ausmachen, ist es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit unerlässlich, die geographische Verteilung der Reserven zu berücksichtigen. Die Erdgasreserven zeichnen sich durch eine hohe Konzentration aus.

Erdgasreserven: Die zehn wichtigsten Länder (konventionelles Erdgas)



Quelle: BGR

Bei Erdgas haben sich in der Vergangenheit vier Teilmärkte mit unterschiedlichen Strukturen und Marktteilnehmern herausgebildet. Neben den drei traditionellen Teilmärkten, die den europäischen, den nordamerikanischen und den asiatischen Markt umfassen, entwickelt sich derzeit

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.

In den USA hat sich die Produktion von sog. unkonventionellem Erdgas (u.a. Erdgas aus dichten Gesteinen, z.B. Schiefergas) deutlich erhöht und stellt derzeit über 40 % der Gesamtförderung an Erdgas in den USA dar. Damit hat sich die Importabhängigkeit der USA erheblich reduziert.

Die USA ist in Folge dieser Entwicklung als LNG-Importeur ausgefallen. Zusätzliche LNG-Mengen kamen somit auf den Weltmarkt. Diese Entwicklung und der Rückgang der Nachfrage nach Erdgas aufgrund der Wirtschaftskrise führte zu einem Überangebot an Erdgas und zu einem Preisverfall auf den Spotmärkten (Erdgas auf dem Spotmarkt war zeitweise um mehr als 50 % billiger als ölpreisindexierte Gaslieferungen).

Für den Erdgasferntransport steht als Transportoption neben dem Transport in verflüssigter Form als LNG per Tanker über den Seeweg die Pipeline zur Verfügung. Derzeit werden die europäischen Märkte noch weitgehend über Pipelines versorgt. Der europäische LNG-Anteil entfällt vor allem auf Südeuropa (Italien, Spanien, Frankreich).

2. Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa

Zur Deckung des Erdgasbedarfs in Europa kann einerseits auf innereuropäische Produktion zurückgegriffen werden, andererseits tragen Importe nach Europa aus außereuropäischen Regionen zu einem wesentlichen Anteil zu einer Befriedigung der Gasnachfrage bei. Prognosen der EU-Kommission zufolge (Europe's current and future energy position; demand-resources-investment, Com (2008) 781 final) wird die Importabhängigkeit der EU bei absehbar stagnierender bzw. rückläufiger Förderung in Europa (vor allem in GB aber auch D, den NL und DK) weiter von 52 % (2005) auf bis zu 80 % bis 2020 ansteigen.

3. Erdgasversorgung in Deutschland

3.1. Nachfrageentwicklung

Erdgas ist mit einem Primärenergieverbrauch (PEV)-Anteil von 21,8 % nach Mineralöl wichtigster Bestandteil des deutschen Energiemix. Der deutsche Inlandsverbrauch betrug nach vorläufigen Zahlen der AG Energiebilanzen für 2010 rd. 3075 PJ (H_u). Deutschland ist mit einem Anteil von 17,1 % am europäischen Gasverbrauch derzeit der zweitgrößte europäische Gasmarkt nach

GB (17,2 %). Über deutsches Territorium werden zudem erhebliche Gasmengen für andere EU-Staaten transportiert. Deutschland kann insofern als Erdgasdrehzscheibe für Europa bezeichnet werden.

Deutschland war und ist auch zukünftig in hohem Maße von Erdgasimporten abhängig. Bei einer seit 2004 langsam sinkenden Inlandsförderung in Höhe von rd. 13,6 Mrd. Kubikmeter Rohgas (V_n) entspricht rd. 12,6 Mrd. Kubikmeter Reingas mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3 (V_n)$ und 81 Mio. Kubikmeter Erdölgas (V_n) [ca. 10,3 % des deutschen Erdgasverbrauchs zzgl. 3% Speicherung] werden rd. 86 % des Inlandsbedarfs durch Importe gedeckt.

Im Jahr 2009 ging die Erdgasnachfrage bedingt durch die Wirtschaftskrise in Deutschland um ca. 4 % zurück. Dieser Nachfragerückgang in Verbindung mit zusätzlich verfügbaren LNG-Mengen führte zu einem Überangebot an Erdgas ab Mitte 2009, das auch erheblichen Druck auf die Preise ausübte.

3.2. Gasangebot

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

- Erdgasgewinnung im Inland, bzw. Erzeugung von gleichwertigen Substitutbrennstoffen (ohne wesentliche Änderungen der Infrastruktur und der Anwendungstechnologie).
- Erdgasimporte per Pipeline bzw. als LNG per Schiff aus anderen Staaten.

a) Erdgasgewinnung im Inland

Die über Jahrzehnte relativ konstante, seit 2004 langsam abnehmende inländische Erdgasproduktion betrug 2010 rd. 13,6 Mrd. Kubikmeter Rohgas (V_n); entspricht rd. 12,6 Mrd. Kubikmeter Reingas mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3 (V_n)$ und 81 Mio. Kubikmeter Erdölgas (V_n). Bei in der Vergangenheit steigendem inländischen Verbrauch nahm der Anteil der heimischen Produktion am Gasverbrauch stetig ab. Diese Tendenz wird sich in Zukunft weiter fortsetzen.

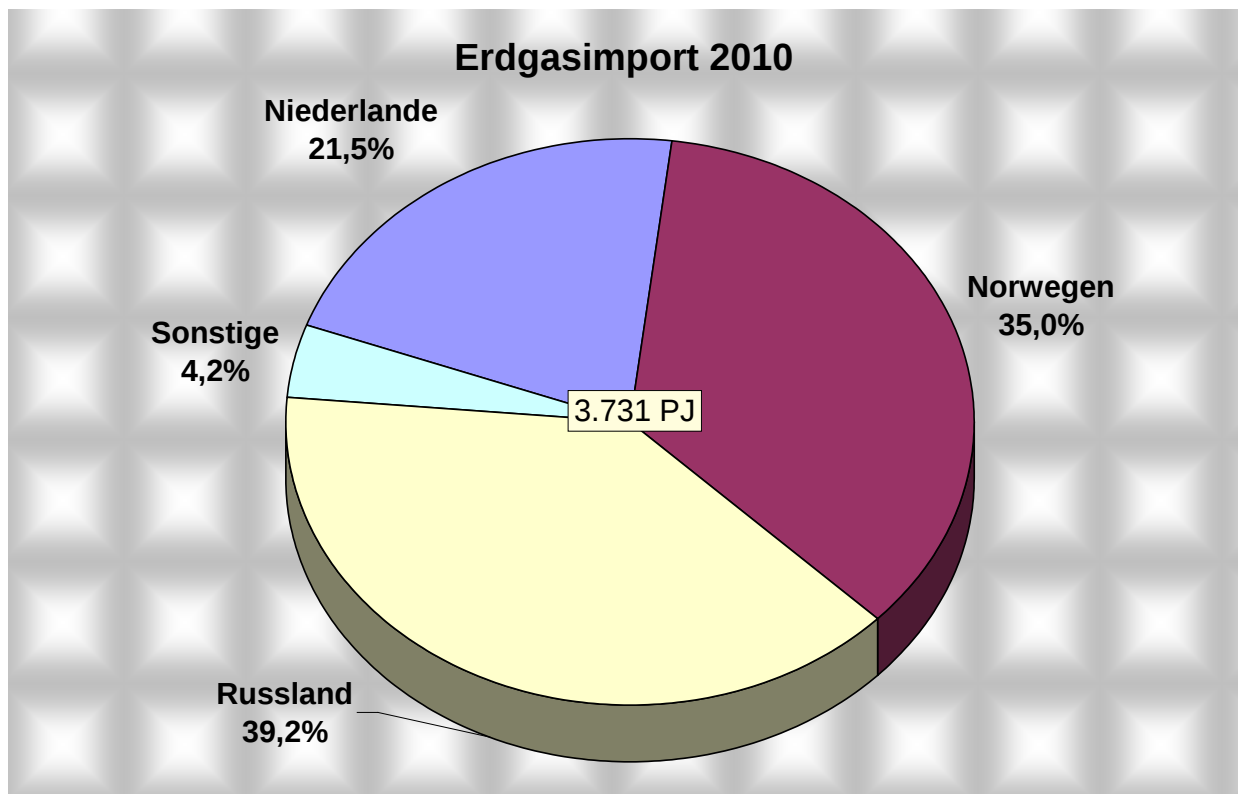
Einen inländischen Beitrag zur Sicherung der Gasversorgung kann auch die Verwertung von Biomasse und daraus hergestelltem Biomethan leisten.

Mit den geänderten Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz wurde die Einspeisung von Biogas deutlich erleichtert und wirtschaftlich attraktiv gemacht. Ziel ist es, bis zum Jahr 2020 ca. 6 Mrd. Kubikmeter Biogas und bis zum Jahr 2030 ca. 10 Mrd. Kubikmeter Biogas in das Erdgasnetz einzuspeisen. Dies entspricht ca. 10 % des derzeitigen Gasver-

brauchs in Deutschland. Damit kann Biogas einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

b) Erdgas-Importe

Nach Angaben des BAFA bezog Deutschland seinen Gasbedarf 2010 zu 86,7 % über Importe ausschließlich über Pipelines aus verschiedenen Lieferländern. Der Anteil des Erdgasbezugs aus Russland lag im Jahr 2010 bei 39,2 %. Der Anteil von Norwegischen Erdgas stieg von 33 % (2009) auf 35 % (2010), der niederländische Anteil stieg von 17 % (2009) auf 21,5 % (2010) an.



Quelle: BAFA

Russland verfügt mit rund einem Viertel der weltweiten Gasreserven auch zukünftig über das größte Gaslieferpotential. Es wird von daher weiterhin eine zentrale Rolle für die Gasversorgung in Deutschland und Europa spielen. Hierzu wird auch die Beteiligung deutscher Unternehmen an den russischen Gasfeldern Jushno Russkoje und Achimov beitragen.

Mittelfristig werden die Exporte Norwegens in die EU voraussichtlich noch steigen. Norwegen verfügt über weitere große Erdgasvorkommen in der Nordsee, der norwegischen See und insbes. in der Barentssee, die einen Ausbau der Förderung und damit der Exporte erlauben.

Nach Russland und Norwegen sind die Niederlande, die den Aufbau der Erdgaswirtschaft in Deutschland ab den frühen 60er Jahren erst ermöglicht haben, der drittgrößte Gashandelspartner Deutschlands. Die holländische Gasproduktion hat allerdings ihren Höhepunkt überschritten, so dass ein Ausbau dieser Gaslieferungen nicht möglich ist. Gleiches gilt auch für Lieferungen aus Großbritannien, das 2008 vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Erdgas geworden ist.

In Zukunft ist auch deshalb von einer stärkeren Bedeutung des LNG bei der europäischen Erdgasversorgung auszugehen.

LNG (Liquefied Natural Gas) ist am Produktionsort verflüssigtes, über Tanker verschifftes und in Anlandeterminals regasifiziertes Erdgas. Der Erdgastransport via Pipeline ist bis zu einer Entfernung von ca. 4000 km in aller Regel wirtschaftlicher als der LNG-Transport.

Bis zum Jahr 2020 wird LNG in der EU voraussichtlich einen Anteil von 20 % des Gasverbrauchs haben (derzeit 10 %). Mit LNG könnten auch Gasfelder u.a. in Katar, Nigeria sowie Algerien als Versorgungsräume für Deutschland erschlossen werden. Besondere Bedeutung hat LNG für Japan. Zusammen mit Südkorea und Taiwan gehen fast 80 Prozent der globalen LNG-Exporte an diese Staaten, wobei Japan knapp die Hälfte davon bezieht.

In der EU bestanden 2008 Regasifizierungskapazitäten von ca. 120 Mrd. Kubikmetern (UK 19 Mrd., Belgien 9 Mrd., Frankreich 18 Mrd., Italien 4 Mrd., Spanien 60 Mrd., Griechenland und Portugal je 5 Mrd.). Die Auslastung betrug 2008 ca. 50 %. Weitere Bauvorhaben sind in Planung und werden die Anlandekapazitäten auf über 200 Mrd. Kubikmeter erhöhen. Darüber hinaus besteht technisch die Möglichkeit, LNG schon beim Entladen spezieller Tanker zu regasifizieren und in das Gasnetz einzuspeisen.

3.3. Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung

Die Sicherungsmaßnahmen der deutschen Gasversorgungsunternehmen stützen sich auf einen breiten Maßnahmenkatalog. Hierzu zählen insbesondere: Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge sowie eine bisher hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inkl. Untertagespeicher.

a) Diversifikation der Bezugsquellen

Wie oben (s. Pkt. 3.2.b) bereits dargestellt, ist D zu ca. 86 % auf Importe von Erdgas angewiesen. Diese Importmengen werden zur Zeit im wesentlichen aus folgenden Produzentenländern

beschafft: Russland, Norwegen, Niederlande. Damit ist die deutsche Gasversorgung im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ breit diversifiziert.

b) Diversifikation der Importinfrastruktur

Die Gasversorgung in Deutschland erfolgt derzeit ausschließlich durch Pipelinegas. Aus Norwegen wird das Erdgas über 3 Pipelines (Norpipe, Europipe I und II) mit einer Gesamtkapazität von 54 Mrd. cbm aus verschiedenen Gasfeldern nach Emden/Bunde gebracht.

Russisches Gas wird durch die Jamal Europa (Kapazität rd. 33 Mrd. cbm, Grenzübergabepunkt Malnow) und das Ukraine-Leitungssystem (Kapazität ca. 120 Mrd. cbm, Grenzübergabepunkt Weidhaus/Sayda) nach Deutschland und Europa geleitet. Ein weiterer Ausbau des Importpipeline-Systems für Europa ist im Bau bzw. in Planung. Besonders wichtig für Deutschland und Europa ist dabei der Bau der Nordstream-Pipeline, die es erlauben wird, russisches Gas unmittelbar aus Russland zu beziehen (Beteiligung: je 15,5 % E.ON Ruhrgas und BASF /Wintershall, 9 % Gasuni, 9 % GdF/Suez, 51 % Gazprom). Durch diese Offshore-Pipeline soll ab Herbst 2011 russisches Gas von Viborg nach Greifswald für den deutschen und europäischen Gasbedarf strömen (Kapazität im Endausbau: 55 Mrd. cbm/a).

Mit der geplanten Nabucco-Pipeline (Kapazität im Endausbau 30 Mrd. cbm), die Gas aus dem kaspischen Raum oder aus dem Irak (später evt. auch aus dem Iran) über die Türkei, Bulgarien, Rumänien, Ungarn nach Österreich (Baumgarten) transportieren soll, können die Bezugsquellen weiter differenziert werden.

In Deutschland existiert derzeit keine LNG-Infrastruktur. Der Bau des von E.ON Ruhrgas geplanten Terminals in Wilhelmshaven wurde 2008 aufgrund mangelnder Nachfrage nach Kapazitäten Dritter zunächst zurückgestellt. Zugang zu LNG für den deutschen Markt kann prinzipiell auch über Regasifizierungsterminals in den benachbarten Staaten Belgien (Zeebrügge), Niederlande (Rotterdam) oder anderen europäischen Staaten sichergestellt werden. Deutsche Unternehmen halten bereits Beteiligungen an bestehenden und geplanten LNG-Terminals.

Durch den verstärkten Einsatz von LNG auch in Deutschland wird zwar einerseits eine weitere Diversifikation der Bezugsquellen möglich, andererseits müssen sich die deutschen Unternehmen, die in dieses Geschäft einsteigen, auf weltweite Konkurrenz am stark wachsenden Gas-Weltmarkt einstellen. Mit dem Einstieg in LNG sind zugleich - insbesondere bei vermehrtem Abschluss von sog. Spotgeschäften - Auswirkungen auf die Gaspreisgestaltung verbunden.

c) Inlandsförderung

Die inländische Erdgasproduktion (s.o. Ziff. 3.2. a), die ganz überwiegend im heimischen Markt verkauft wird, deckt zu ca. 14% die deutsche Erdgasnachfrage. Damit leisten die sechs aktiven inländischen Erdgasproduzenten einen nicht unerheblichen Beitrag zur sicheren Gasversorgung.

d) Langfristige Gasimportverträge

Langfristige Gasimportverträge werden häufig lange vor Erschließung neuer Gasfelder abgeschlossen und haben einen hohen Stellenwert für die Versorgungssicherheit. Sie geben den Produzenten Sicherheit über zukünftige Absatzmengen und werden als Finanzierungsinstrument für die erforderlichen hohen Investitionen in Exploration, Produktion und Infrastruktur eingesetzt. Diese Lieferverträge haben z.T. Laufzeiten von mehr als 20 Jahren. Wesentliche Klauseln hierin sind u.a.:

- die 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 (insb. Preisgestaltung) unterzogen werden können.

Die deutschen Gasimportunternehmen haben langfristige Verträge mit den Lieferländern abgeschlossen. Eine Reihe von wichtigen Verträgen sind in den letzten Jahren bis zum Jahr 2030 bzw. bis 2035 verlängert und z.T. aufgestockt worden.

e) 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, die eine unterschiedliche Ausspeicherungsrate aufweisen (aus Kavernenspeichern wird in der Regel schneller ausgespeichert als aus Porenspeichern). Neben Poren- und Kavernenspeichern existieren Aquiferspeicher, denen im Rahmen der Speicherung allerdings eine verhältnismäßig untergeordnete Rolle zukommt. Sie sind vor allem an Orten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen von Bedeutung.

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 bzw. in porösen Sandsteinformationen in Nord-, Ost- und Süddeutschland.

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

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

Deutschland verfügt derzeit über 47 im Betrieb befindliche Untertagespeicher (max. Arbeitsgaskapazität von rd. 21 Mrd. cbm) und damit über die nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit größten Speicherkapazitäten. Im EU-Vergleich verfügt Deutschland über das größte Speichervolumen.

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2009).

Nation	Arbeitsgas-volumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgas-volumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mio. m ³			Mio. m ³	
USA	110 674	389	Turkey	1 600	2
Russia*	95 561	22	Spain	1 459	2
Ukraine*	31 880	13	Azerbaijan*	1 350	2
Germany ¹	21 300	47	Australia	1 134	4
Italy	16 755	11	China	1 140	6
Canada	16 413	52	Denmark	820	2
France	11 913	15	Belarus*	750	2
Netherlands	5 000	3	Croatia	558	1
Uzbekistan*	4 600	3	Belgium	550	1
Kazakhstan*	4 203	3	Japan	550	4
Austria	4 184	6	Bulgaria	500	1
Hungary	3 720	5	Ireland	210	1
United Kingdom	3 700	6	Portugal	150	1
Czech Republic	3 073	8	Armenia*	110	1
Romania	2 760	6	Argentina	100	1
Slovakia	2 720	2	Kyrgyzstan*	60	1
Latvia	2 300	1	Sweden	9	1
Poland	1 660	6	Summe	353 466	631
Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“					
¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2010 ergänzt.					
* Staaten der GUS					

Die max. Speicherkapazität reicht gegenwärtig statistisch gesehen für ca. 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 Speicherkapazitäten wird voraussichtlich in Zukunft noch steigen, wenn die Importabhängigkeit größer wird. In diesem Fall ist es als wahrscheinlich anzusehen, dass der Umfang an Bandleieferungen (Lieferungen mit gleich bleibendem Volumen) ansteigen wird, da deren spezifische Bezugskosten wegen der gleichmäßigeren Auslastung der Netzinfrastruktur und der Produktion geringer sind als die strukturierter Lieferungen. Angesichts des ungleichmäßigen Gasverbrauchs, der diesem gleichmäßigen Bezug gegenüber steht, ist es wichtig, dass die zur Absicherung der Bandleieferungen benötigten Speicherkapazitäten und –dienstleistungen mit gleicher Zeitdauer wie die Transportkapazitäten gebucht werden können, um negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit zu vermeiden.

Nach aktuellen Erhebungen des niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie könnte sich das deutsche Speichervolumen mit den bereits im Bau befindlichen und den geplanten Projekten in den nächsten Jahren um 37 % der bisherigen Speicherkapazität erhöhen. Die Gesamtspeicherkapazität würde dann rd. 34 Mrd. Kubikmeter erreichen.

Neben den Speichern kommt auch den Gasnetzen eine Strukturierungsfunktion und somit eine Teilfunktion der Speicherung zu. Durch diese so genannte Netzpufferung können Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises kompensiert werden, d.h., wird mehr Gas ausgespeist als eingespeist, verringert sich der Druck in den jeweiligen Leitungen. Die Ausnutzung dieser Funktion des Netzes ist allerdings durch technische Vorgaben sowie vertragliche Vereinbarungen, die einen bestimmten Druck garantieren, beschränkt. Nicht bekannt ist, inwieweit von der Netzpufferung Gebrauch gemacht wird und in welchem Umfang hierfür Kapazitäten zur Verfügung stehen. Da allerdings Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen, insbesondere bei Nachfragespitzen unvermeidbar sind, ist davon auszugehen, dass vor allem diese Funktion des Netzes von den Netzbetreibern für den Ausgleich genutzt wird. Sie stellt daher ein wichtiges Flexibilitätsinstrument zur Abdeckung des Spitzenlastbedarfs dar, da sie flexibler einzusetzen sein dürfte als Speicher.

Für Transport und Verteilung des Erdgases sind die Rohrleitungen, aus denen sich das Gasnetz zusammensetzt, von substanzieller Bedeutung. Sie ermöglichen die sichere Bewegung unter-

schiedlichster Gasmengen über weite Strecken. Die wesentlichen Erdgasfernleitungen in Deutschland sowie deren Grenzübergangspunkte gehen aus folgender Graphik hervor.

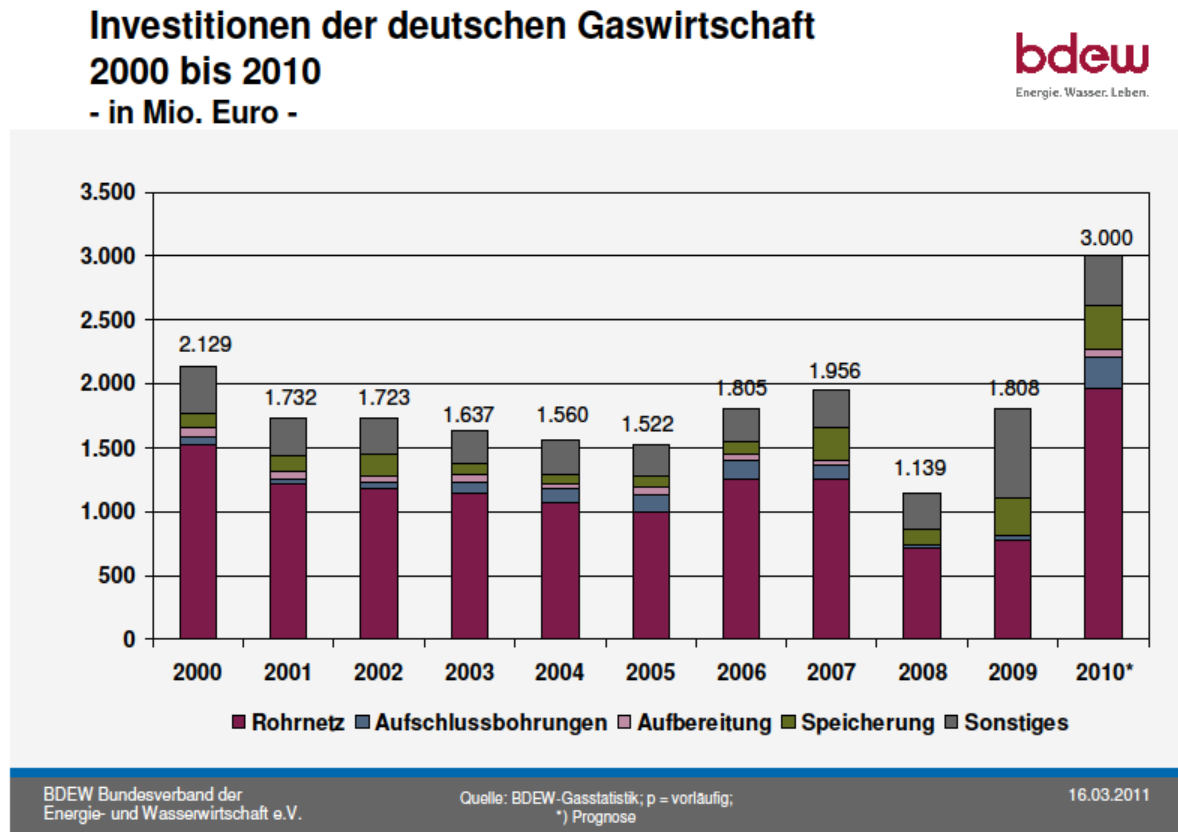


Lage der Grenzübergangsstationen für Erdgas, Deutschland (2005)

Quelle: Kartenausschnitt von /GTE 2005/

Nach vorläufigen Angaben des BDEW beträgt die Gesamtlänge des deutschen Gasleitungsnetzes im Jahr 2010 insgesamt 443.000 Kilometer. Davon 141.000 Kilometer im Niederdruck-, 183.000 Kilometer im Mitteldruck- und 119.000 Kilometer im Hochdrucknetz.

f) Inländische Infrastrukturinvestitionen



Das hohe Investitionsniveau in den 1990er Jahren war vor allem durch den Erneuerungsbedarf wie auch den Netzausbau in den ostdeutschen Bundesländern sowie den Marktzutritt der Wingas gekennzeichnet. Seit etwa 2001 ist nunmehr eine Verstetigung der Investitionstätigkeit eingetreten.

Nach Darstellung des BDEW sind die Investitionen in die Erdgasinfrastruktur von 1,5 Mrd € im Jahr 2005 auf ca. 3 Mrd. € im Jahr 2010 angestiegen.

Neben dem umfangreichen Speicherausbau (siehe oben) ist auch der Ausbau des Gasnetzes fortgeschritten.

4. Technische Sicherheit

a) Qualität und Umfang der Netznutzung

Mit dem Verweis in § 49 Abs. 2 EnWG auf die technischen Regeln des DVGW, die auch die Qualität und den Umfang der Netz- und Anlagenwartung umfassen, wird sichergestellt, dass der jeweils aktuelle Stand der Sicherheitstechnik eingehalten wird und dem dynamischen Fortschritt der Technik Rechnung getragen wird. Die Regeln werden von den führenden Fachleuten aller interessierten Kreise gestaltet. Die technischen Regeln entstehen nach einem festgelegten förmlichen Verfahren unter Beteiligung der zuständigen Behörden und der Öffentlichkeit, womit Transparenz gewährleistet ist. Damit erhalten die allgemein anerkannten Regeln der Technik einen hohen Akzeptanzgrad.

Die technischen Regeln werden neben dem für die öffentliche Gasversorgung wichtigen Sicherheitsaspekt auch unter Beachtung von Kostengesichtspunkten stetig weiterentwickelt. Dabei wird insbesondere auf die richtige Balance zwischen der Erreichung der vom EnWG geforderten hohen Sicherheitsstufe und der Vermeidung unnötiger Kosten geachtet.

Im Rahmen der bewährten Eigenverantwortung für die technische Sicherheit stellt der DVGW insbesondere über seine gezielten und praxisnahen F&E-Projekte und der kontinuierlichen Schaden- und Unfallerfassung und deren Analysen sicher, dass das Regelwerk auf einem hohen Sicherheitsniveau und auf dem letzten Stand der technischen Entwicklung gehalten wird. Ausdruck des eigenverantwortlichen Handelns der Branche für die technische Sicherheit der gas-technischen Systeme ist ein umfangreiches Maßnahmenpaket, das nachfolgend in seinen Grundzügen skizziert wird:

- Erarbeitung und Herausgabe der allgemein anerkannten Regeln der Technik für die Gasbranche
- Führen der DVGW-Langjahresstatistik, Analyse der Daten und Einfluss der Ergebnisse auf das ganzheitliche Sicherheitskonzept
- Einführung des Technischen Sicherheitsmanagements TSM in mittlerweile fast allen Unternehmen des Gasfaches zur Erhöhung der Organisationsqualität und Einhaltung der einschlägigen Regeln
- Unterhalt eines branchenspezifischen Zertifizierungswesens zur Prüfung und Zertifizierung von Produkten, Personen, Unternehmen und QM-Systemen

- Förderung und Begleitung praxisnaher F&E-Vorhaben
- Praxisorientierte Wissensvermittlung

Aktuell hat der Regelsetzer DVGW vor dem Hintergrund der Anreizregulierungsverordnung einen Diskussionsprozess innerhalb der Branche sowie mit der Bundesnetzagentur und den Energieaufsichten der Länder angestoßen, um ein geeignetes Konzept für die Bemessungskriterien zur Ausgestaltung des Qualitätselementes für Gasnetze zu erarbeiten und Methoden und ggf. Werkzeuge zur Erfassung der für die Ermittlung dieses Elementes benötigten Daten entwickeln zu können.

In der Projektdiskussion hat sich der Eindruck manifestiert, dass Qualitätsvorgaben allgemein aus einer Kombination von Mindeststandards und Anzeilelementen bestehen. Die **Technische Sicherheit** und die **Produktqualität** finden sich in allgemeinen und spezialgesetzlichen Regelungen (EnWG und andere) sowie in den allgemein anerkannten Regeln der Technik wieder und haben den Charakter von verpflichtenden Mindeststandards, die unter Beachtung der Bandbreitenfestlegungen eingehalten werden müssen.

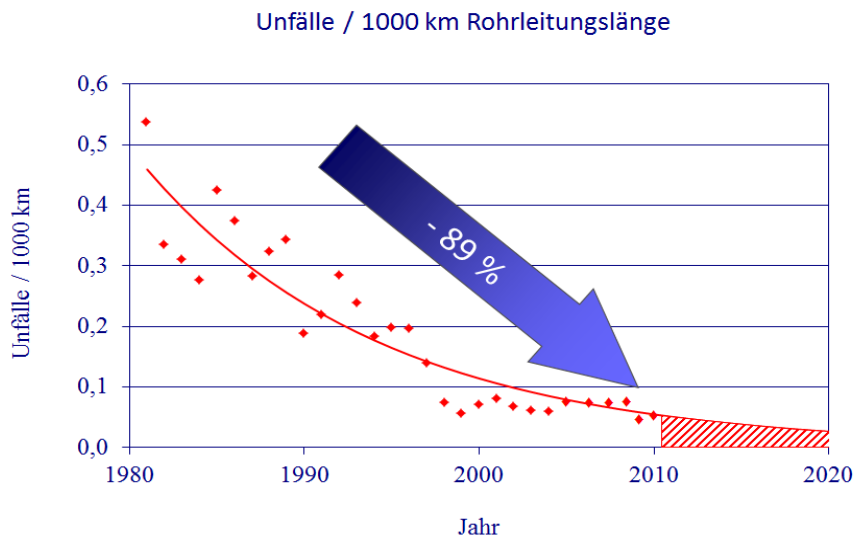
b) Analyse von Netzstörungen

Die in § 51 Abs. 2 genannte „Analyse von Netzstörungen“ gehört zu den jährlichen Kontrollmaßnahmen des DVGW im Rahmen des ganzheitlichen Sicherheitskonzeptes. Über aufgetretene Unfallereignisse werden die Behörden mittels Unfallschnellinformation direkt in Kenntnis gesetzt. Im Rahmen des jährlich stattfindenden Bund-Länder-Ausschusses „Gaswirtschaft“ werden die Behördenvertreter umfassend aktuell über den Stand der Schaden- und Unfallanalysen sowie der Weiterentwicklungen des DVGW-Regelwerkes informiert. Die Auswertungen von Unfällen bei Kunden- und Eigenanlagen zeigen, dass menschliches Fehlverhalten die dominierende Unfallursache ist. Deshalb führen DVGW und die Unternehmen des Gasfaches auch weiterhin ihre Anstrengungen fort, um Wissensstand und Sicherheit des Personals kontinuierlich zu erhöhen.

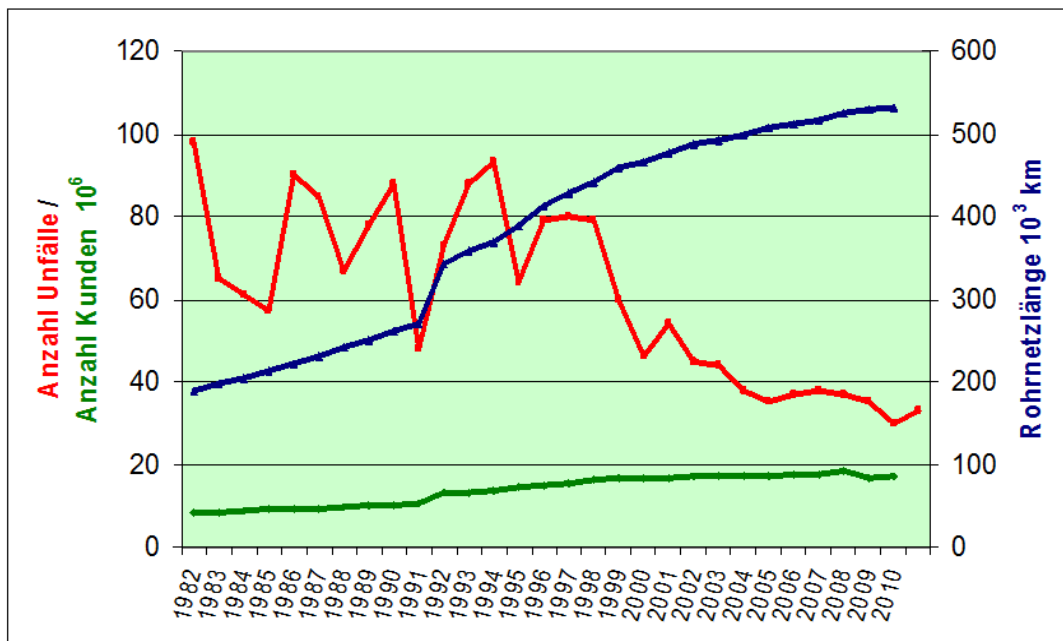
Die Tendenz für die normalisierten Gesamtunfall- und Schadenraten ist im Betrachtungszeitraum 1981 bis 2010 fallend.

Nachfolgende Darstellungen verdeutlichen die Entwicklungen bezüglich der Unfall- und Schadenentwicklung.

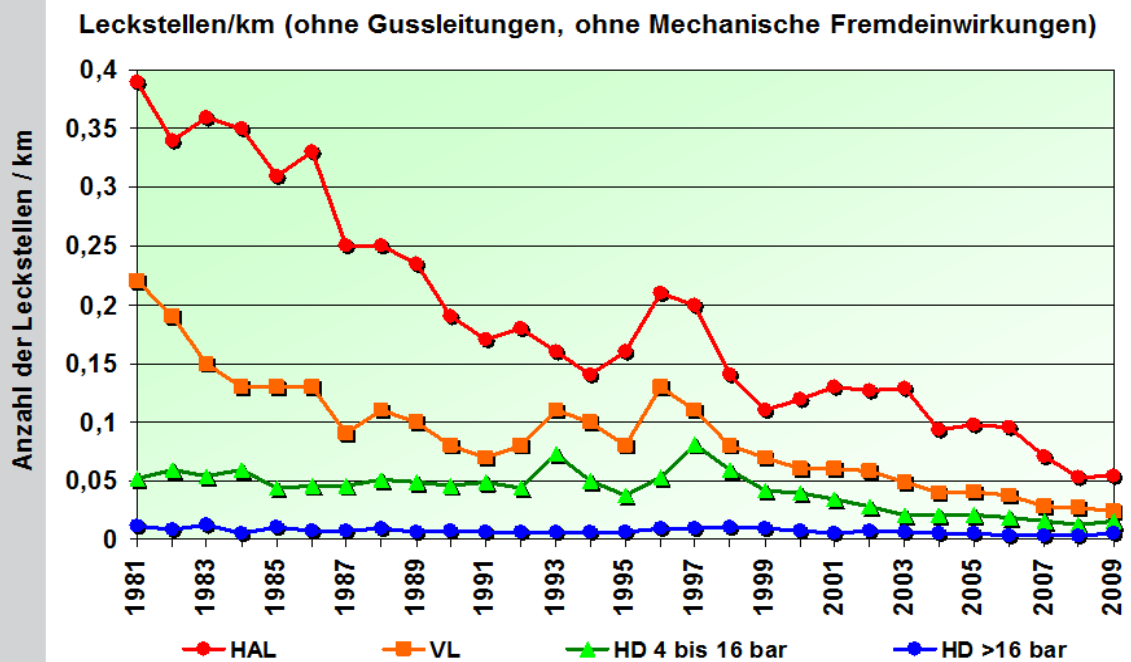
Unfälle an Gasrohrleitungen



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



Schäden an Gasrohrleitungen



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

D. Handlungsfelder der Politik

Die deutsche und die europäische Energiepolitik müssen sich den Herausforderungen des globalen Wettlaufs um Energieressourcen und eher unsicherer werdender Versorgungsräume stellen.

- Wesentliches Ziel der **Energieaußenpolitik** ist es, für stabile Rahmenbedingungen für internationale Investoren in den Versorgungsräumen zu sorgen, wozu in Deutschland das Instrument der Investitionsschutzabkommen genutzt wird.
- Die **Energieaußenpolitik** muss - und zwar sowohl auf nationaler als auch auf EU- / multilateraler Ebene – versuchen zu verhindern, dass Energielieferungen und -transit zur Durchsetzung anderer Interessen missbraucht werden. Die EU kann dabei in ihren Versorgungsräumen nur dann ihre berechtigten Interessen adäquat vertreten, wenn sie mit einer Stimme spricht. Im Übrigen muss Energieaußenpolitik mit klar definierter Arbeitsteilung zwischen den EU-Mitgliedstaaten und der EU-Kommission betrieben werden.

- c) Zur Vermeidung von Verteilungskämpfen um fossile Rohstoffe ist der **Dialog** mit anderen **Großverbrauchern** wie den USA, Japan, Südkorea, China, Indien sowie anderen aufstrebenden **Schwellenländern** unerlässlich.
- d) Um unsere bilateralen Beziehungen mit den Erzeuger- und Transitländern noch weiter zu intensivieren, empfehlen sich der Ausbau bzw. das Eingehen von **Energiepartnerschaften**. Unsere bestehenden Energiepartnerschaften mit Russland und Norwegen sollten dabei zum gegenseitigen Nutzen weiter ausgebaut werden. Die Stärkung von Partnerschaften mit Produzenten-, Transit- sowie Verbraucherstaaten ist ein Kernanliegen. Gute Ansatzpunkte bietet hierfür die Europäische Nachbarschaftspolitik sowie die Erweiterung der Europäischen Energiegemeinschaft (früher Energiegemeinschaft Südosteuropa).

Gleichzeitig wird die Bundesregierung weiterhin die Aktivitäten unserer **Unternehmen** vor Ort im Ausland **unterstützen**. Mit den deutschen Auslandhandelskammern steht dabei ein breites Netz von Anlaufpunkten für die Unterstützung nationaler Wirtschaftsinteressen zur Verfügung. Ein ebenso wichtiges Instrument sind hochrangig besetzte Auslandsreisen der Bundesregierung.

E. Russisch-ukrainischer Gaskonflikt Anfang 2009: Keine Versorgungskrise in Deutschland

- Vom 7.1. bis 19.1.2009 waren russische Gaslieferungen durch die UKR nach Europa gestoppt. Über die Ukraine-Leitung fließen normalerweise ca. 80 % der russischen Gasexporte nach Europa (ca. 50 % der deutschen Importe aus Russland).
- Trotz Lieferausfällen und Kälte war die Gasversorgung in D zu keinem Zeitpunkt gefährdet. Dies liegt an den bereits jetzt diversifizierten Bezugsquellen und -wegen sowie großen Speicherkapazitäten; für Deutschland kann daher nicht von einer Krise gesprochen werden.
- Lieferausfälle in D wurden ausgeglichen durch
 - Lieferungen russischen Gases über die Jamal-Leitung (über Weißrussland /Polen)
 - vermehrte Lieferungen aus Norwegen und den NL
 - vermehrte Ausspeisung von Gas aus Speichern.
- Besonders stark von dem Konflikt betroffen waren südosteuropäische Staaten, v.a. Bulgarien, Bosnien-Herzegowina, Kroatien, Mazedonien, Serbien, Slowakei, Rumänien. Dt. Unternehmen (E.ON, RWE) lieferten an diese Staaten zuletzt ca. 15 Mio. Kubikmeter Gas. Eine gesamteuropäische Gaskrise hat nicht stattgefunden.
- Nach politischer Einigung zw. PM Putin und PM Tymoschenko am 18.01.2009 und Ab-

schluss eines 10-jährigen Vertrages zw. Gazprom und Naftogaz am 19.01. wurden die Lieferungen am 20.1.2009 wieder aufgenommen.

Der Gaskonflikt hat die hohe Kompetenz der deutschen Gasversorgungsunternehmen gezeigt. Die Unternehmen waren in der Lage, schnell und umfassend zu reagieren und die erforderlichen Gasmengen zu beschaffen, um Lieferengpässe zu vermeiden. Der Konflikt zeigte aber auch, dass im Nord-Süd-Transport, v. a. in Südosteuropa Infrastrukturdefizite und Engpässe bestehen, die eine Anbindung bzw. ein reverse flow aus den anderen europäischen Staaten und damit eine Versorgung im nötigen Umfang bislang verhindern.

F. Zusammenfassung

Gasversorgungssicherheit ist angesichts sich wandelnder Marktbedingungen und zunehmender weltweiter Konkurrenz auf den Gasbeschaffungsmärkten eines der zentralen Themen in Deutschland und Europa. Bei einem Primärenergieverbrauchsanteil von derzeit rd. 22 % mit voraussichtlich steigender Tendenz kommt der Sicherung der Gasversorgung ein hoher wirtschaftlicher, aber auch sozialer Stellenwert zu.

Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit bislang auch bei unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite stets gewährleistet. Dieses 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 inkl. Untertagespeicher. Die Gasversorgungsunternehmen planen darüber hinaus weitere infrastrukturelle und beschaffungsseitige Maßnahmen, um die Sicherheit der Versorgung zukünftig weiter auszubauen.

Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sind wie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit insgesamt primär Aufgabe der im Markt tätigen Unternehmen. Wie sie diese Aufgabe erfüllen, unterliegt im Grundsatz der Entscheidung der Unternehmen.

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 – einen hohen Versorgungssicherheitsstandard gewährleistet, so dass Krisen in Deutschland bisher nicht aufgetreten sind. Angesichts der Importabhängigkeit, der langen Vorlaufzeiten und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung sorgfältig beobachtet und analysiert werden.

Abkürzungsverzeichnis

ABEG	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BGW 2006 (BDEW)	BGW: Hintergrund – Hintergrundinformationen und Statement des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGR) zum einen eventuellen Gasstreit zwischen Russland und Weißrussland http://www.bgw.de/article_2006_12_238_2.html , 04.01.2007
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BP	British Petrol: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2006
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG 2005	European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG): Annual Report on Monitoring the implementation of the GGPSSO, Brüssel 2005
IEA	Internationale Energie-Agentur
IE Leipzig	Institut für Energetik und Umwelt – Leipzig
GTE 2005	Gas Infrastructure Europe: GSE, Maps and Data, The European Natural Gas Network and capacities at cross-border points on the primary market, version: 21. Dec. 2005. GSE Storage Map information by point (Sept. 2006) http://www.gie.eu.com/download/grindmap/GTE_070sml.pdf , 12.09.2006.
LNG	Liquified Natural Gas
PEV	Primärenergieverbrauch