



WINTERAUSBLICK 2016/2017
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

VORWORT



Ralph Bahke,
Vorstandsvorsitzender

Deutschland verbraucht energetisch jährlich etwa 1,5-mal mehr Gas als Strom. Entsprechend wichtig ist eine sichere Versorgung mit dem begehrten Energieträger für die Wirtschaft ebenso wie für die privaten Verbraucher. Für eine sichere Versorgung mit Gas (Erdgas und Biogas) betreiben Deutschlands Fernleitungsnetzbetreiber eine milliardenschwere, bedarfsgerechte und zuverlässige Netzinfrastruktur. Dieses wertvolle Transportnetz verbindet Produktionsanlagen, Importpunkte, Speicher sowie Verteilernetze und ist integraler Bestandteil des europäischen Fernleitungsnetzes. Die Fernleitungsnetzbetreiber sorgen durch den kontinuierlichen Ausgleich von unvermeidbaren Ungleichgewichten zwischen Gaseinspeisung und -verbrauch dafür, dass die Gasversorgung auch in einem regulierten System mit verschiedenen Marktrollen jederzeit funktioniert.

Im Rahmen ihrer Verantwortung für die gesicherte Gasversorgung veröffentlichen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in diesem Jahr erstmals einen Ausblick auf die Erdgasversorgung für das kommende Winterhalbjahr. Dabei bewerten sie sowohl die Fähigkeit des deutschen Fernleitungsnetzes, um die zu erwartenden Transportanforderungen zu erfüllen, als auch die Verfügbarkeit der bereitgestellten Speicherinfrastruktur und Indikatoren zur Verfügbarkeit ausreichender Erdgasmengen.

Mit diesem künftig jährlich veröffentlichten Ausblick auf die vorhersehbare Versorgungslage für den kommenden Winter wollen die Fernleitungsnetzbetreiber einen weiteren Beitrag zur Transparenz und zur Information von Gasmarkt, Politik und Öffentlichkeit sowohl in Deutschland als auch in Europa leisten.

1 KERNAUSSAGEN ZUM WINTERAUSBLICK 2016/2017

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für diesen Ausblick die beiden, für eine sichere Versorgung komplementären Aspekte Infrastruktur und Vorsorge der Händler analysiert. Zusammengefasst ergibt sich daraus für den kommenden Winter 2016/2017 folgendes Bild:

- Das deutsche Fernleitungsnetz verfügt über einen sehr hohen Versorgungssicherheits-Standard und liegt bei allen diesbezüglichen Kennzahlen im EU-Spitzenfeld.
- Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in Form von Ausbaumaßnahmen und kommerziellen Maßnahmen (z. B. Demand-Side-Management) umfangreiche Anstrengungen unternommen, um diese Fähigkeit für den Winter 2016/2017 weiter zu verbessern.
- Hinsichtlich der aufgrund vergangener Gegebenheiten kritisch analysierten Versorgung Süddeutschlands und dem Zukunftsthema L-Gas-Versorgung (Marktraumumstellung) zeigen sich Netzbetreiber und Händler – insbesondere hinsichtlich der Speicherfüllstände – gut für diesen Winter aufgestellt.
- Die bereits im internationalen Spitzenfeld liegende Speicherinfrastruktur wurde in den letzten Jahren weiter ausgebaut.
- Die Auswertung zeigt, dass für den aktuellen Winter bedeutend mehr Gas in den Speichern bereitsteht als in der Vergangenheit und mit 254 TWh ein neuer Spitzenwert für die Wintervorsorge erreicht wird.
- Importrouten und Bezugsquellen für Erdgas sind breit diversifiziert und ermöglichen Zugriff auf benachbarte liquide Märkte sowie über LNG-Terminals auf den Weltmarkt.
- Historisch niedrige Marktpreise für Winter-Bezugsmengen lassen auf eine hohe Verfügbarkeit von Erdgasmengen schließen.

2 SICHERE VERSORGUNG ALS ERGEBNIS DES ZUSAMMENSPIELS VON INFRASTRUKTUR UND HANDEL

Mit der Trennung von Infrastruktur und Handel im Zuge der Energiemarktliberalisierung leisten die einzelnen Rollenträger einen jeweils definierten Beitrag zur sicheren, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Erdgasversorgung.

Im Bereich Infrastruktur haben (Fernleitungs-)Netzbetreiber durch Netzausbau und zuverlässigen Betrieb den ausfallsicheren Transport von verschiedenen, im Wettbewerb stehenden Aufkommensquellen zum Endverbraucher zu gewährleisten. Netzzugangsregeln geben die Bedingungen für die bedarfsgerechte Einspeisung vor.

Die Händler, als Sammelbegriff für eine Vielzahl von Rollenbezeichnungen wie Gasimporteure, Gaslieferanten, Börsenhändler, Bilanzkreisverantwortliche, Gasproduzenten etc. haben wiederum die Aufgabe, die Verfügbarkeit von ausreichenden Gasmengen zur bedarfsgerechten Einspeisung in das Leitungsnetz zu sichern.

Die auch dem Bereich Infrastruktur zuzuordnenden Speicherbetreiber stellen den Händlern – auf wettbewerblicher Basis – Speicherinfrastruktur zur Verfügung. Mit Speichern kann zielgerichtet auf Lastschwankungen, zeitliche Preisunterschiede und unerwartete Situationen in der Liefer- und Transportsituation reagiert werden, wodurch Händler die zur Versorgung ihrer Kunden benötigten Gasmengen weiterhin bereitstellen können.

Die sichere Erdgasversorgung ist die tägliche Aufgabe und Herausforderung der (Fernleitungs-)Netzbetreiber, Händler und Speicherbetreiber. Die Winterhalbjahre erhalten dabei aufgrund der dann (auch in den Lieferländern) erreichten Maximallasten ein besonderes Augenmerk.

Aufgrund der unterschiedlichen und abgegrenzten Aufgaben von Infrastruktur und Handel hinsichtlich der Darstellung einer sicheren Versorgung werden diese beiden Aspekte im Rahmen des Ausblicks gesondert beleuchtet. Der Ausblick auf die sichere Versorgung im Winter 2016/2017 ergibt sich somit aus der Gesamtsicht von Infrastruktur und Vorsorge der Händler. Die einzelnen Maßnahmen und Beiträge sind dabei jeweils im Kontext der Gesamtsituation zu sehen.

Dabei ist anzumerken, dass die Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund der Abtrennung von den Handelsaktivitäten („Unbundling“) nur Zugang zu diesbezüglich öffentlich verfügbaren Daten haben und daraus lediglich Indikatoren für den Winterausblick ableitbar sind.

3 FAKTEN ZUR GASVERSORGUNG

Die Bedeutung von Erdgas als Energieträger spiegelt sich in dessen eingesetztem Umfang wider: Der deutsche Erdgasverbrauch stellte im Jahr 2015 21,1 Prozent des gesamten Primärenergieverbrauchs und lag bei 781 TWh. Der auch im Vergleich zum Stromverbrauch (498 TWh in 2014) sehr hohe Wert begründet sich nicht zuletzt aus den vielfältigen Aufgaben von Erdgas im Gesamt-Energiemix:

- Ca. 12,5 Mio. Haushalte (damit ca. 25 Mio. Einwohner) und daneben eine Vielzahl von öffentlichen Institutionen und Unternehmen, vom Krankenhaus bis zum Einkaufszentrum, werden zuverlässig mit Wärme – erzeugt aus Erdgas – versorgt.
- Der deutsche Wirtschaftsstandort vom mittelständischen Betrieb (z. B. Bäcker, Glaserzeugung) bis zur Industrie (z. B. Stahlherstellung) deckt 35 Prozent seines Primärenergiebedarfs aus dem Energieträger Erdgas.
- Gaskraftwerke liefern einen wichtigen Beitrag für die Stromversorgung, wesentliche davon sind systemrelevant. Bei einer Kraftwerksleistung von 27,4 GW (installierte elektrische Leistung) kann theoretisch ein Anteil von rund 50 Prozent des gesamten deutschen Jahresstromverbrauchs aus Gas produziert werden.
- Im Mobilitätssektor ist Erdgas als Kraftstoff zukünftig ein wichtiger Baustein. Mittlerweile sind mehr als 80.000 mit Erdgas betriebene PKW angemeldet, die an knapp 1.000 Erdgas-Tankstellen in Deutschland betankt werden können.

„SICHERE ENERGIEVERSORGUNG IN DER ENERGIEWENDE DURCH ERDGAS“

Die Gasversorgung unterscheidet sich strukturell von der Stromversorgung. Während letztere auf (im Wesentlichen deutschen) Kraftwerken unter Einsatz unterschiedlicher Energieträger beruht, wird der Gasverbrauch durch teilweise weit entfernte Produktionsfelder und eine Vielzahl von großen und kleineren lokalen Erdgasspeichern gedeckt. Die Nutzung unterschiedlicher Gasquellen und Transportrouten schafft dabei Versorgungssicherheit für deutsche Verbraucher und führt zum Preiswettbewerb zwischen den Produzenten. Im Gegensatz zum Stromnetz besitzt das Gasnetz eine Pufferfähigkeit und als Konsequenz eine höhere Toleranz gegenüber Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme. Durch diese integrierte Ausgleichsmöglichkeit ist auch die Stabilisierung der Gasnetze kostengünstiger möglich, da geringere technische und zeitliche Anforderungen an Regelenergieinstrumente gestellt werden können und die Beschaffung von Regelenergie daher primär am Großhandelsmarkt zu Marktpreisen stattfindet.

Die Schlüsselrolle von Erdgas wird folglich auch durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in seinem Versorgungssicherheits-Monitoringbericht konstatiert¹. Es zeichnet Erdgas als flexiblen Energieträger für die Stromerzeugung, die Speicherung von Energie und mit Blick in die Zukunft auch als Ausgleichsspeicher für regenerativen Strom (z. B. durch Power-to-Gas) sowie als Energieträger für Mobilität aus. Insbesondere im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energieproduktion in der Energiewende und deren Abhängigkeit von den Umweltbedingungen (Stichwort „Dunkelflaute“) können Gaskraftwerke insgesamt ca. 35 Prozent des deutschen Stromspitzenbedarfs decken und hochflexibel zur Stabilisierung der Stromversorgung beitragen.

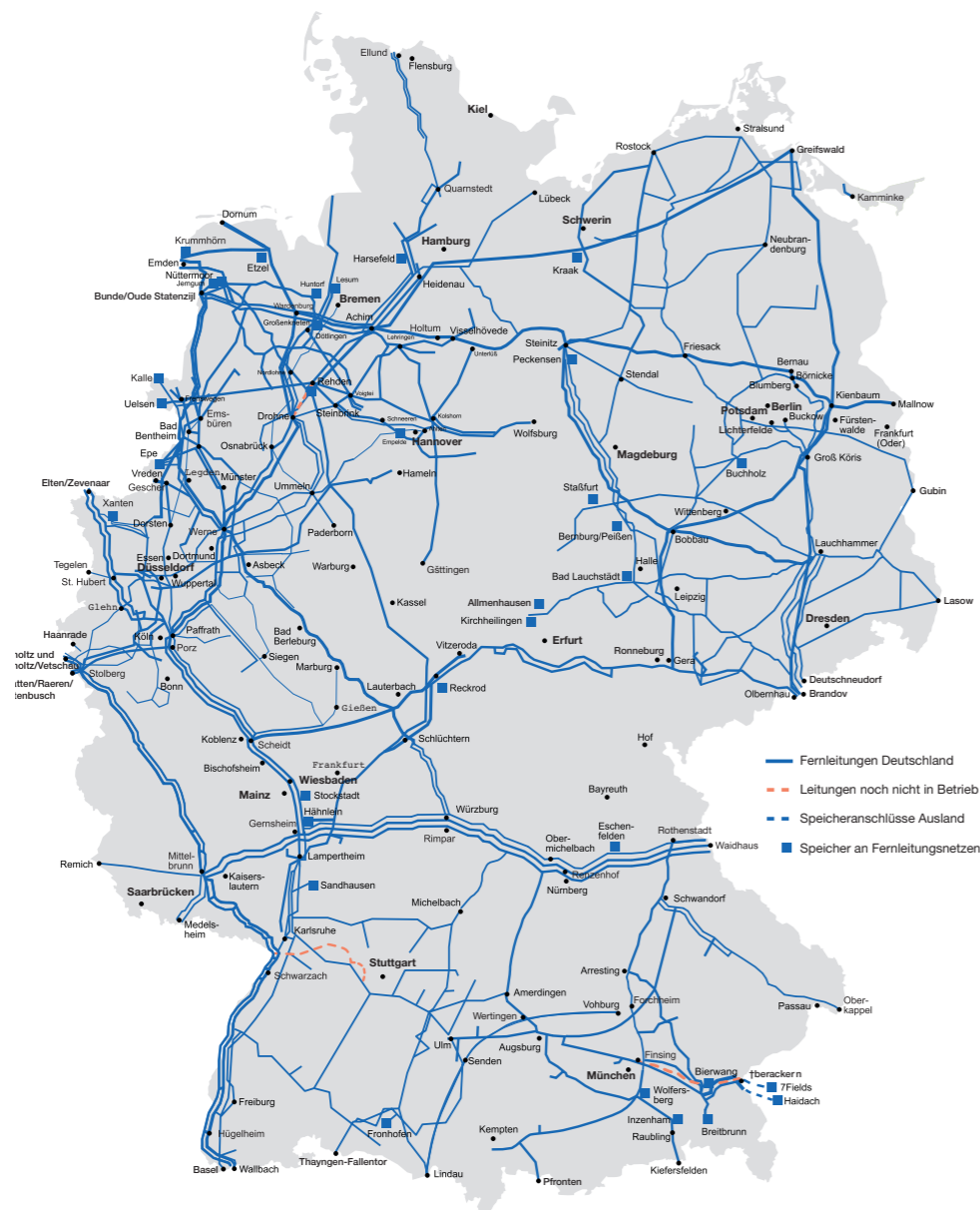
¹ BMWi, Juli 2016: Monitoringbericht nach § 51 EnWG

„DEUTSCHLAND ALS EUROPÄISCHE GASDREHSCHLEIBE“

Deutschland verfügt über eine hochentwickelte und in ihrer Verlässlichkeit erprobte Gasinfrastruktur. Mit einer Gesamtlänge von rund 38.000 Kilometern könnte das deutsche Fernleitungsnetz nahezu den Äquator umspannen.

Neben der Sicherung der nationalen Energieversorgung bildet das deutsche Fernleitungsnetz mit einem Längenanteil am europäischen Fernleitungsnetz von mehr als einem Sechstel und einem Transitanteil von rund 50 Prozent das Rückgrat der europäischen Gasversorgung. Durch kein anderes Transitland in der Europäischen Union (EU) fließen derart hohe Gasströme, weshalb der Gasdrehscheibe Deutschland eine besondere Verantwortung im Kontext der Sicherstellung der europäischen Energieversorgung zukommt.

Deutsches Erdgas-Fernleitungsnetz



Quelle: FNB Gas auf Basis NEP 2016

4 AUSBLICK FÜR DEN WINTER 2016/2017: ASPEKT INFRASTRUKTUR/NETZBETREIBER

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber beobachten und analysieren laufend die Entwicklung des Erdgasbedarfs, die Anforderungen von Händlern zur Erschließung neuer Aufkommensquellen und Veränderungen der angeschlossenen Speicherinfrastruktur. Auf dieser Basis wird der bedarfsgerechte Ausbau geplant und nach Bestätigung durch die Bundesnetzagentur umgesetzt. Begleitend dazu werden im Rahmen nationaler und europäischer Regulierungsvorgaben wirtschaftliche Anreize zur Unterstützung der Vorsorge auf Seiten des Handels entwickelt und bedarfsgerecht eingesetzt.

Als Resultat dieser Bemühungen lassen sich für den aktuellen Winter 2016/2017 folgende Aussagen zum Infrastrukturaspekt der Versorgungssicherheit ableiten:

- Das deutsche Fernleitungsnetz verfügt grundsätzlich über einen sehr hohen Versorgungssicherheitsstandard und liegt bei allen diesbezüglichen Kennzahlen im EU-Spitzenfeld.
- Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in Form von Ausbaumaßnahmen und kommerziellen Maßnahmen umfangreiche Anstrengungen unternommen, um diese Fähigkeit für den Winter 2016/2017 aufrechtzuerhalten bzw. weiter zu verbessern.
- Hinsichtlich der aufgrund vergangener Gegebenheiten kritisch analysierten Versorgung Süddeutschlands und der Themen Rückgang der L-Gasverfügbarkeit sowie Marktraumumstellung zeigen sich Netzbetreiber und Händler gut vorbereitet für diesen Winter.

Strukturelle Kennzahlen	Ausbaumaßnahmen	Kommerzielle Maßnahmen	Versorgung Süddeutschland	L-Gas-Versorgung
✓	✓	✓	✓	✓ ²

„BEREITS IN DER VERGANGENHEIT LEISTUNGSFÄHIGE UND SICHERE ENERGIEINFRASTRUKTUR FÜR ZENTRAL- UND WESTEUROPA“

Die grundsätzliche Fähigkeit der deutschen Infrastruktur, eine sichere Gasversorgung zu gewährleisten, wird unmittelbar bei Betrachtung der wesentlichen Kennzahlen für eine strukturell sichere Versorgung ersichtlich. Dies wird auch im bereits genannten Versorgungssicherheits-Monitoringbericht des BMWi unterstrichen, wonach Deutschland aufgrund diversifizierter Importinfrastruktur und Speicherkapazitäten gut vorbereitet ist und die sichere Versorgung bislang auch bei unvorhersehbaren, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf Importseite stets gewährleistet war.

Konkret zeigt der „N-1“-EU-Infrastrukturstandard ein sehr hohes Kompensationspotential der deutschen Fernleitungsinfrastruktur. Dieser durch eine EU-Verordnung³ festgelegte Infrastrukturstandard sagt aus, dass auch beim Ausfall der größten Infrastruktur, inkl. Einspeisung aus Speicher („N-1“) die deutsche Gesamtnachfrage an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage, wie sie mit einer statistischen Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt („1 in 20“), zu den Verbrauchern transportiert werden kann. Der auf europäischer Ebene definierte Mindestwert liegt hier bei 100 Prozent und wird von Deutschland mit rund 200 Prozent⁴ deutlich übererfüllt (siehe Infobox folgende Seite). Selbst im Fall, dass die systemrelevanten Gaskraftwerke zusätzlich zur für das N-1 Kriterium definierten Spitzenlast berücksichtigt werden, ergibt sich ein außerordentlich hoher Wert von 180 Prozent.

² Voraussetzung: Aufrechterhaltung hoher Speicherfüllstände (L-Gas) bis in den Frühling

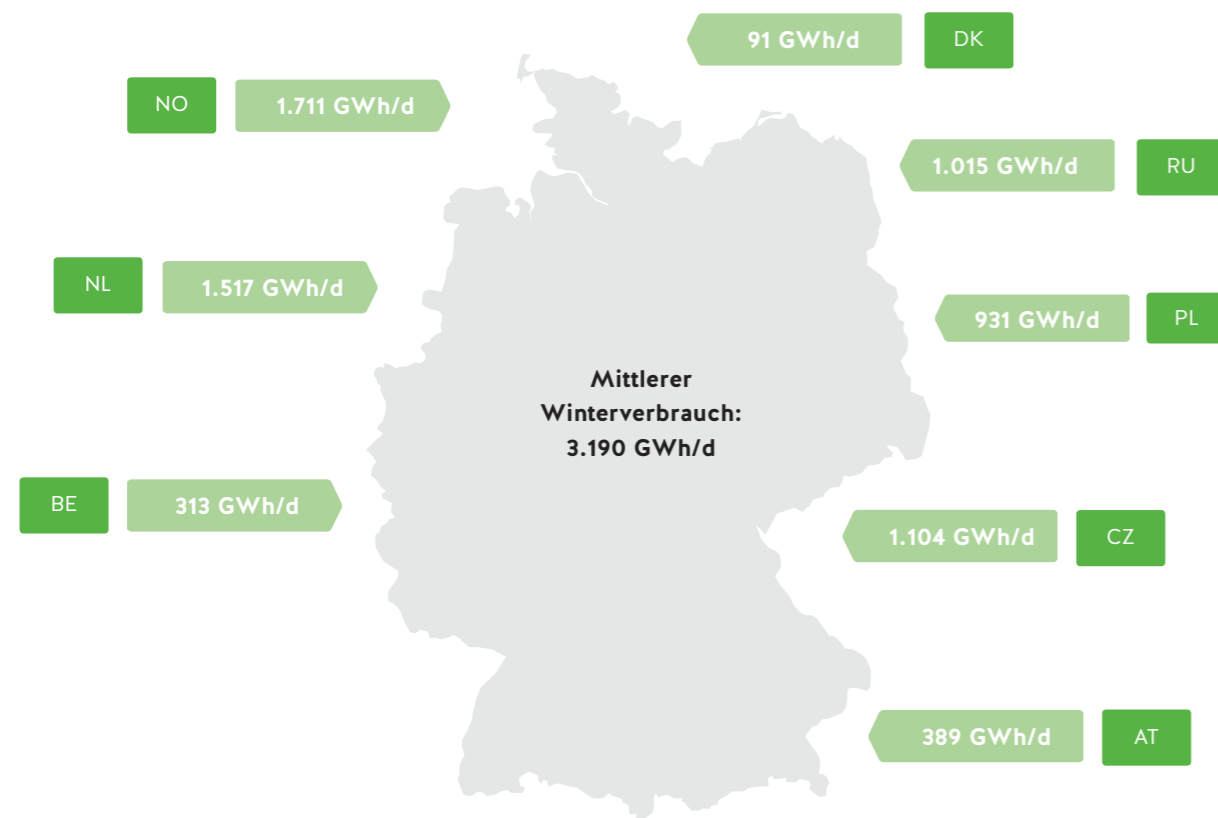
³ Verordnung (EU) 944/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung

⁴ Wagner, Elbling & Company, 2016: Gutachten Gasmarktgebietsintegration

Info: Diese Übererfüllung des Indikators impliziert nicht pauschal, dass keine weiteren Infrastrukturmaßnahmen in Deutschland erforderlich sind. Vielmehr muss die Infrastruktur entsprechend einer zukünftigen Veränderung der Aufkommensverteilung, sowie einer Verschiebung von Verbrauchsschwerpunkten bedarfsorientiert weiterentwickelt werden, um das hohe Maß an Versorgungssicherheit durch das deutsche Fernleitungsnetz aufrechtzuerhalten.

Das hohe Ergebnis zum Infrastrukturstandard ist nicht zuletzt Resultat und Ausdruck der vielfältigen Aufspeisemöglichkeiten des deutschen Gasmarkts (insgesamt 22 Importpunkte aus acht Ländern). Zur Quantifizierung der infrastrukturseitigen Diversifikationsmöglichkeiten hat sich die Kennzahl des Importrouten-Diversifikationsindex („IRDI“) bewährt. Im Gutachten Marktgebietsintegration erreicht Deutschland hier einen sehr guten Wert von 119 Prozent des IRDI-Zielwertes und liegt damit im europäischen Spitzenfeld.

Importkapazitäten 2016 der Importrouten



Quelle: ENTSOG

Dieser hohe Grad der Diversifizierung ermöglicht den Wettbewerb von unterschiedlichen Aufkommensquellen, was als essentielle Voraussetzung für einen funktionierenden, liquiden Gasmarkt⁵ und eine wesentliche Grundlage einer sicheren und wirtschaftlichen Versorgung ist.

Auch der sogenannte SAIDI-Wert⁶, welcher tatsächliche Versorgungsunterbrechungen für Endverbraucher (abgesehen von geplanten Unterbrechungen bzw. Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt) quantifiziert und von der Bundesnetzagentur jährlich veröffentlicht wird, unterstreicht mit einer Verfügbarkeit von praktisch 100 Prozent in den vergangenen Jahren die hohe Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems in Deutschland. Insbesondere für den Fall ausbleibender bzw. reduzierter Importe sind nationale Erdgasspeicher von hoher Bedeutung. Unter allen EU-Ländern weist Deutschland das mit Abstand höchste Arbeitsgasvolumen der Speicher in Relation zum nationalen Verbrauch auf. Auf Basis dieses technischen verfügbaren Speichervolumens wäre es gemäß dem bereits genannten Gutachten Marktintegration – eine entsprechende Befüllung durch Händler vorausgesetzt – möglich, rund 30 Prozent des nationalen Jahresbedarfs durch Speicherentnahmen abzubilden.

In Ergänzung zur mengenmäßigen Kompensation von potentiellen Lieferausfällen bzw. -einschränkungen durch Speicher können diese gerade auch in Spitzenbedarfsphasen für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung sein, um die erforderliche Leistung zu liefern und dabei einen lokalen Lastausgleich zu bewirken. In diesem Zusammenhang besteht in Deutschland gemäß Gutachten Marktintegration das Potential zur Deckung von rund 100 Prozent des Spitzenbedarfs durch die im Markt technisch verfügbare Ausspeicherleistung (ab einem Befüllungsgrad der Speicher von rund 60 Prozent).

Durch den europäischen Verband der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) wurden im Rahmen des Winter Outlook 2015/2016⁷ Versorgungsszenarien modelliert und damit demonstriert, dass die europäische Erdgas-Infrastruktur für die Deckung von Verbrauchsspitzen bei verbleibender Flexibilität für den Gasmarkt in Nordwesteuropa gerüstet ist. Hier wird ebenfalls auf die wesentliche Bedeutung der Gasspeicher für die Deckung kurzfristiger Verbrauchsspitzen hingewiesen.

Zusätzlich lieferte ein EU-weiter Stress-Test⁸ der EU Kommission einen weiteren Beleg dafür, dass auch bei einer angenommenen substantiellen Einschränkung der Gaslieferungen in die EU über einen sechsmonatigen Betrachtungszeitraum in keinem Szenario ein nationaler Versorgungsengpass zu befürchten wäre.

„UMFANGREICHE AUSBAUMAßNAHMEN DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER SICHERN UND VERBESSERN DIE INFRASTRUKTURFÄHIGKEIT“

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung, welche nunmehr alle zwei Jahre mit einem Vorschauzeitraum von zehn Jahren durchgeführt wird, beschäftigen sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam mit der Sicherstellung einer zuverlässigen und sicheren Gasversorgung und dem damit verbundenen bedarfsgerechten Ausbau der deutschen Netzinfrastruktur. Dabei handelt es sich um technische Maßnahmen wie neue Gasfernleitungen, verbesserte Leitungsverbindungen, erhöhte Leitungskapazitäten (z. B. durch Verdichterstationen und sogenanntes Looping) und neue Speicheranschlüsse bzw. erhöhte Anschlusskapazitäten).

Im Folgenden werden exemplarisch sechs wesentliche (für den aktuellen Winter abgeschlossene) Großprojekte vorgestellt.

Sannerz-Rimpar-Leitung (2012):

In Hessen und Bayern wurde das überregionale Erdgastransportsystem der Open Grid Europe durch eine kapazitätsstarke Erdgasfernleitung erweitert. Im Jahr 2012 wurden rund 67 km Erdgasfernleitung von Sannerz (südlich von Fulda) nach Rimpar (im Norden von Würzburg) verlegt. Die Leitung „Sannerz-Rimpar“ ist als sogenannter „Loop“ weitgehend parallel zu einer bestehenden Leitung verlegt worden und dient unter anderem der Versorgung regionaler Abnehmer (Stadtwerke, Industriebetriebe) in Bayern und Hessen. Die Leitung ist eine wichtige Verbindung im europäischen Erdgastransportnetz. Mit diesen zusätzlichen Nord-Süd-Kapazitäten verbessert Open Grid Europe sowohl den innerdeutschen als auch den grenzüberschreitenden Transport.

OPAL/Gazelle (2013):

Durch die Inbetriebnahme der Ostseepipeline-Anbindungsleitung (OPAL) sowie der tschechischen Gazelle-Leitung im Jahr 2013 hat sich die Verfügbarkeit am bayerischen Einspeisepunkt Waidhaus deutlich verbessert. Der für Süddeutschland so wichtige Einspeisepunkt Waidhaus ist nun nicht mehr nur über die Transitroute durch die Ukraine, sondern auch über die Ostseepipeline erreichbar. Diese Diversifizierung der Routen verbessert die Versorgungssituation in Süddeutschland maßgeblich und erhöht die Versorgungssicherheit für ganz Westeuropa.

⁵ Siehe auch Gasmarkt-Zielmodell der europäischen Energieregulierungsagentur ACER

⁶ System Average Interruption Duration Index

⁷ ENTSOG, 2015: Winter Supply Outlook 2015/2016

⁸ EU Kommission, 2014: Communication on the short term resilience of the European gas system

NEL (2013):

Mit der Komplettinbetriebnahme der Nordeuropäischen Erdgasleitung zwischen Greifswald und Rehden wurde die Versorgung Norddeutschlands und die Anbindung des größten deutschen Speicherstandortes gesichert.

Netzkopplungspunkt Gernsheim (2014):

GRTgaz Deutschland und GASCADE haben in Gernsheim 2014 die Möglichkeit geschaffen, Gas aus der Ostseepipeline direkt in Richtung Saarland und Frankreich zu transportieren. Dadurch stehen östlich von Gernsheim mehr Leitungskapazitäten für die Versorgung von Bayern zur Verfügung.

AUSBAU SCHLESWIG-HOLSTEIN UND NEL-ANBINDUNG (2015/16):

Gasunie Deutschland hat durch den Bau einer 65 km langen Loopeitung in Schleswig-Holstein sowie den Neubau von zwei Verdichterstationen bei Bremen und nördlich von Hamburg die Versorgung der Region Hamburg/Schleswig-Holstein sehr flexibel an die Importrouten aus Norwegen und Russland (Ostseepipeline) angebunden und damit unabhängiger von der rückläufigen Erdgasproduktion in Dänemark gemacht. Das von der EU geförderte Projekt trägt darüber hinaus zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Dänemark und Schweden bei.

Nordschwarzwaldleitung (Beginn 2016):

Zur Erhöhung der Erdgastransportkapazitäten für Baden-Württemberg realisierte die terranets bw eine neue Erdgasfernleitung zwischen Au am Rhein (bei Karlsruhe) und Leonberg (bei Stuttgart). In Au am Rhein erhält die terranets bw mit der Nordschwarzwaldleitung einen weiteren Anschluss an die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP). Durch die Nordschwarzwaldleitung konnte die Transportkapazität von Erdgas in Baden-Württemberg – und damit das Potential zur Versorgung – gesteigert werden.

Über den Ausbau der Fernleitungsnetze hinaus haben zudem die Speicherbetreiber die Speicher ausgebaut und damit zusätzliche Kapazitäten geschaffen. So wurden beispielsweise in Süddeutschland die Ein- und Ausspeicherkapazitäten des Speichers Haidach seit 2007 um jeweils mehr als 50 Prozent erhöht, diejenigen von 7Fields sogar um mehr als 75 Prozent.

„FERNLEITUNGSNETZBETREIBER VERBESSERN DAS ZUSAMMENSPIEL VON NETZ UND MARKT“

Darüber hinaus beschäftigen sich die Fernleitungsnetzbetreiber kontinuierlich mit der Weiterentwicklung des Netzzugangsregimes, um für die sich abzeichnenden Herausforderungen auch die notwendigen gesetzlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen für das Zusammenwirken von Netz und Markt zu schaffen.

Für den aktuellen Winter wurde dazu eine Reihe Änderungen des Netzzugangsregimes und eine Erweiterung des Instrumentariums für Fernleitungsnetzbetreiber wirksam, die wirtschaftliche Anreize für die Vorsorge durch Händler setzen und im Weiteren dargestellt sind.

Zusätzliche Beschaffung von Gas-Bezugsoptionen für das Winterhalbjahr 2016/2017

Zur Absicherung im Fall räumlich begrenzter Versorgungsstörungen kontrahieren die Marktgebietsverantwortlichen für das Winterhalbjahr 2016/2017 erstmalig in erhöhtem Umfang langfristig vorgehaltene Regelenergieprodukte. Diese werden als letztes Element einer Einsatzrangfolge von Regelenergie, die kurzfristige Börsenprodukte bevorzugt, eingesetzt. Das BMWi unterstreicht in einem Eckpunktepapier⁹ explizit die Bedeutung derartiger Produkte als (durch Händler bereitgestellte) Reserve, um dem Markt in Engpasssituationen Erdgas bereitzustellen und zielgerichtet räumlich begrenzte Engpasssituationen (auch hinsichtlich der Gasqualitäten) auflösen zu können.

Dieses neu geschaffene Instrument kann in zwei Formen von der Handelsseite umgesetzt werden:

- Vertragliche Verpflichtung zur Erhöhung der Einspeisung im Bedarfsfall durch den Händler (Langfrist-Bezugsoption „LTO“)
- Vertragliche Verpflichtung zur Reduktion der Ausspeisungen im Sinne von Demand Side Management („DSM“): Die Umsetzung in Form von DSM als speziell auf die Anforderungen von Endverbrauchern zugeschnittenes Regelenergieprodukt ist erstmals für den aktuellen Winter möglich. Dabei können vor allem Industriekunden Verbrauchsreduktionen zum Arbeitspreis anbieten und damit Nachfrageflexibilität zugänglich machen.

Mit dieser Möglichkeit ist ein zusätzliches Instrument zur Beherrschung von Versorgungsstörungen verfügbar, auch deshalb wird die Gesamtsituation für den Winter 2016/2017 von den Fernleitungsnetzbetreibern positiv bewertet.

Beibehaltung des Konvertierungsentgelts („KONNI Gas“)

In den qualitätsübergreifenden Marktgebieten ist es für Gashändler möglich, z. B. H-Gas einzuspeisen und ihre Kunden mit L-Gas zu beliefern. Dieser derzeit entgeltpflichtige Konvertierungsservice der Marktgebietsverantwortlichen sollte gemäß Regulierungsvorgaben ab Oktober 2016 kostenfrei sein. Das Konvertierungsentgelt ist ein notwendiger Anreiz zur qualitätsgerechten Einspeisung und damit zur Sicherung langfristiger L-Gas Bezugsverträge sowie zur Einspeicherung von L-Gas.

Auf Betreiben der Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen hat die Bundesnetzagentur einer befristeten Verlängerung des Konvertierungsentgelts zugestimmt, womit für den aktuellen Winter eine wesentliche Rahmenbedingung für eine sichere L-Gas-Versorgung geschaffen wurde.

Weiterentwicklung der Bilanzierung („GABi Gas 2.0“):

Durch die vollständige Umsetzung der EU-Verordnung¹⁰ im deutschen Gasmarkt zum 01.10.2016 wurden grundsätzliche Änderungen an Aspekten des Bilanzierungsmodells vorgenommen, die auch hinsichtlich einer sicheren Gasversorgung von Bedeutung sind. Diese sind insbesondere:

- Die Einbeziehung von Grenzpreisen in die Bildung der Ausgleichsenergiepreise steigert den Anreiz für Händler zur Vermeidung von Bilanzkreis-Unausgeglichheiten.
- Eine gesteigerte untertägige Informationsbereitstellung ermöglicht den Händlern eine bedarfsorientiertere Einspeisung in das Marktgebiet.
- Die Anpassung des untertägigen Anreizsystems fördert den Ausgleich von stündlichen Abweichungen zwischen Ist-Ein-/Ausspeisungen über den Tag durch Händler.
- Ein Anreizmechanismus für die tägliche Netzkontoabrechnung forciert die Genauigkeit der Verbrauchsprognosen von Verteilernetzbetreibern und führt potentiell zu reduziertem Regelenergiebedarf.

Untertägige Kapazitätsvergabe:

Seit November 2015 bieten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten¹¹ untertägige Kapazitäten im Rahmen von rollierenden, stündlichen Auktionen auf der PRISMA-Kapazitätsplattform an.

Dies ermöglicht Händlern in Ergänzung zu day-ahead Kapazitäten für den Folgetag auch direkt für den aktuellen Gastag auf geänderte Transportanforderungen zu reagieren bzw. im Zuge von marktbasierter Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung entsprechende Transporte zu veranlassen.

⁹ BMWi, 16.12.2015: Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit

¹⁰ Verordnung(EU) 312/2014 (Netzkodex Gasbilanzierung)

¹¹ konform zu den Vorgaben der entsprechenden Verordnung (EU) 984/2013 (Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen)

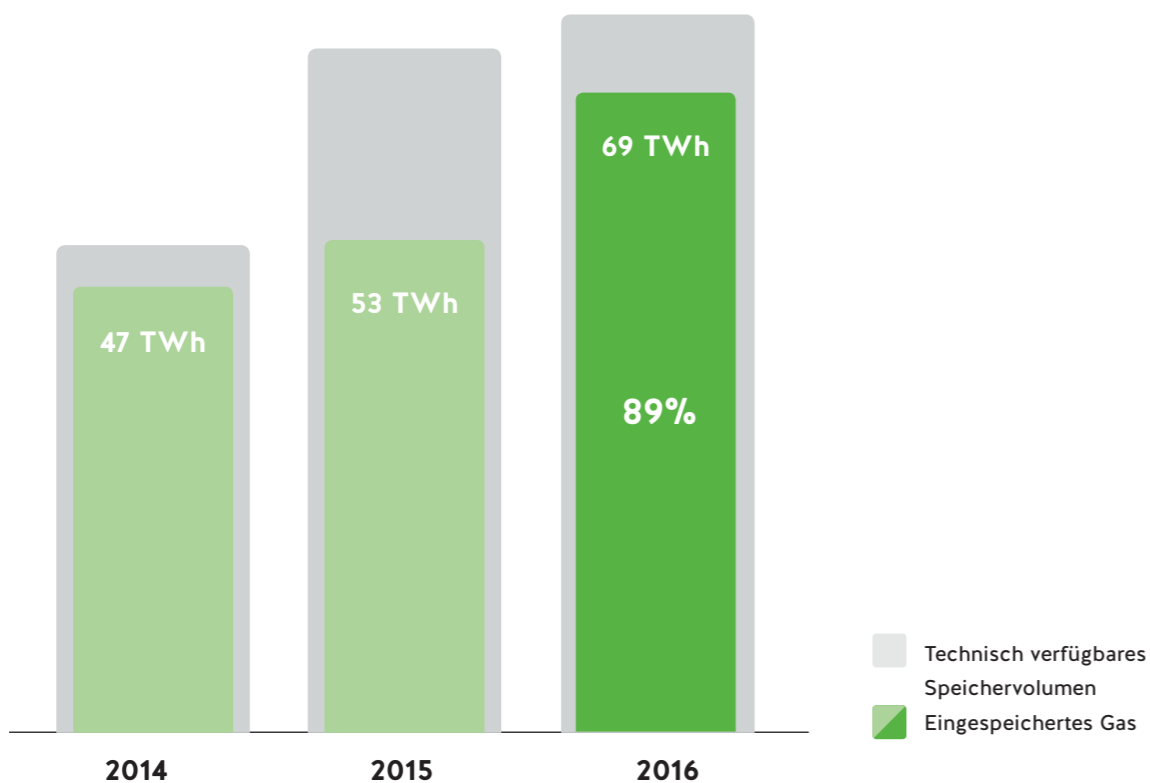
„SÜDDEUTSCHLAND: BISHER GESETZTE MAßNAHMEN UND HOHE SPEICHERFÜLLSTÄNDE SICHERN DEN SÜDDEUTSCHEN VERBRAUCH“

Im Februar 2012 herrschten in weiten Teilen Europas außergewöhnlich niedrige Temperaturen. Als Konsequenz der aufgrund von hohen Eigenverbräuchen der Liefer- bzw. Transitländer eingeschränkten Gaslieferungen und inländischer extremer Lastspitzen resultierte eine vorübergehend angespannte Versorgungslage im süddeutschen Raum. In diesem Zeitraum hat sich gezeigt, dass gerade der Einsatz der Erdgasspeicher die Netzsituation stabilisieren konnte. Aufgrund der relativ hohen Speicherfüllstände zum Februar 2012 konnte eine Eskalation der Maßnahmen durch Netzbetreiber vermieden werden. Die Situation konnte durch vertraglich geregelte Reduktionen von Verbrauchsleistungen sowie die EU-weite Kooperation der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber und Verlagerungen von Gasflüssen („Swaps“) über ganz Europa beherrscht werden.

Für den aktuellen Winter 2016/2017 zeigt sich die Versorgung Süddeutschlands gut vorbereitet, da

- durch die abgeschlossenen Ausbaumaßnahmen für Süddeutschland zusätzliche Möglichkeiten für den Antransport von Erdgas geschaffen wurden;
- langfristige Regelerzeugnisse zur gesamthaften Absicherung des Verbrauchs in Süddeutschland kontrahiert werden (für den Zeitraum Dezember 2016 bis März 2017 Leistung in Höhe von monatlich 4.800 MWh/h);
- für die Kalenderjahre 2016 und 2017 Lastflusszusagen zur Sicherung lokaler Gasbedarfe in süddeutschen Verteilernetzen, insbesondere für systemrelevante Gaskraftwerke, kontrahiert wurden;
- zusätzliche Speichermöglichkeiten im süddeutschen Raum zur Verfügung stehen und
- die gesamte Speicherinfrastruktur bereits jetzt sehr hohe Speicherfüllstände (siehe Abbildung) aufweist¹², sodass umfangreiche Gasmengen zur Absicherung für den Fall von Versorgungsengpässen bereitstehen.

Speicherfüllstände für Süddeutschland



Datenquelle: GSE, Stand September 2016

¹² Die Zuordnung der Speicheranlagen Haidach und 7 Fields zu Süddeutschland entsprechen der diesbezüglichen Sichtweise der Bundesnetzagentur (siehe Gutachten Marktintegration).

„ABGESTIMMTE MAßNAHMEN UND HOHE SPEICHERFÜLLSTÄNDE SICHERN DIE VERSORGUNG MIT L-GAS“

Eine Besonderheit stellt L-Gas dar, das z. T. in Deutschland selbst gefördert aber im Wesentlichen aus den Niederlanden importiert wird. Dabei macht L-Gas ca. 30 Prozent des deutschen Inlandsmarktes aus. L-Gas hat einen höheren Anteil an nicht brennbaren Bestandteilen als H-Gas und muss aus technischen Gründen in einem separaten System transportiert werden.

Seit ca. 8 Jahren ist die deutsche Erdgasförderung stark rückläufig. Aufgrund von seismischer Aktivität (Erdbeben) in den Fördergebieten der Niederlande rund um die Region Groningen wurde dort staatlicherseits seit einigen Jahren die L-Gas-Förderung ebenfalls in mehreren Schritten vermindert. Nach derzeitiger Planung werden die L-Gas-Importe aus den Niederlanden zwischen 2020 und 2030 sukzessive auf Null zurückgefahren.

Um diesem Rückgang zu begegnen und die aktuelle Versorgungssicherheit der L-Gas-Verbraucher aufrechtzuerhalten, wurde das Großprojekt der Marktraumumstellung initiiert, um die derzeit mit L-Gas versorgten Gebiete in Deutschland (im Wesentlichen Nordwestdeutschland, Nordrhein-Westfalen und Nordhessen) sukzessive auf eine Versorgung mit H-Gas umzustellen. Dieses organisatorisch, logistisch und technisch sehr komplexe Vorhaben umfasst auch wesentliche Netzausbaumaßnahmen (z.B. ZEELINK und Ausbau der NEL). Erste Pilotumstellungen auf Verbraucherseite sind in den Jahren 2015 und 2016 in Niedersachsen erfolgt. Über die nächsten 15 Jahre werden diese Umstellungen kontinuierlich auf ein Niveau von bis zu einer halben Mio. Verbrauchsgeräte pro Jahr erhöht.

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wurde auf Basis der Entscheidungen des niederländischen Wirtschaftsministeriums zu Produktionsmengen ein langfristiges Vorgehen abgebildet. Bei einer Änderung dieser Rahmenbedingungen muss eine Neubewertung der bisherigen Planungen erfolgen. Für den Winter 2016/2017 ist trotz der bereits wirksamen Produktionskürzungen weiterhin eine gleichbleibende Belieferung deutscher L-Gas-Verbraucher mit niederländischem Erdgas zugesagt.

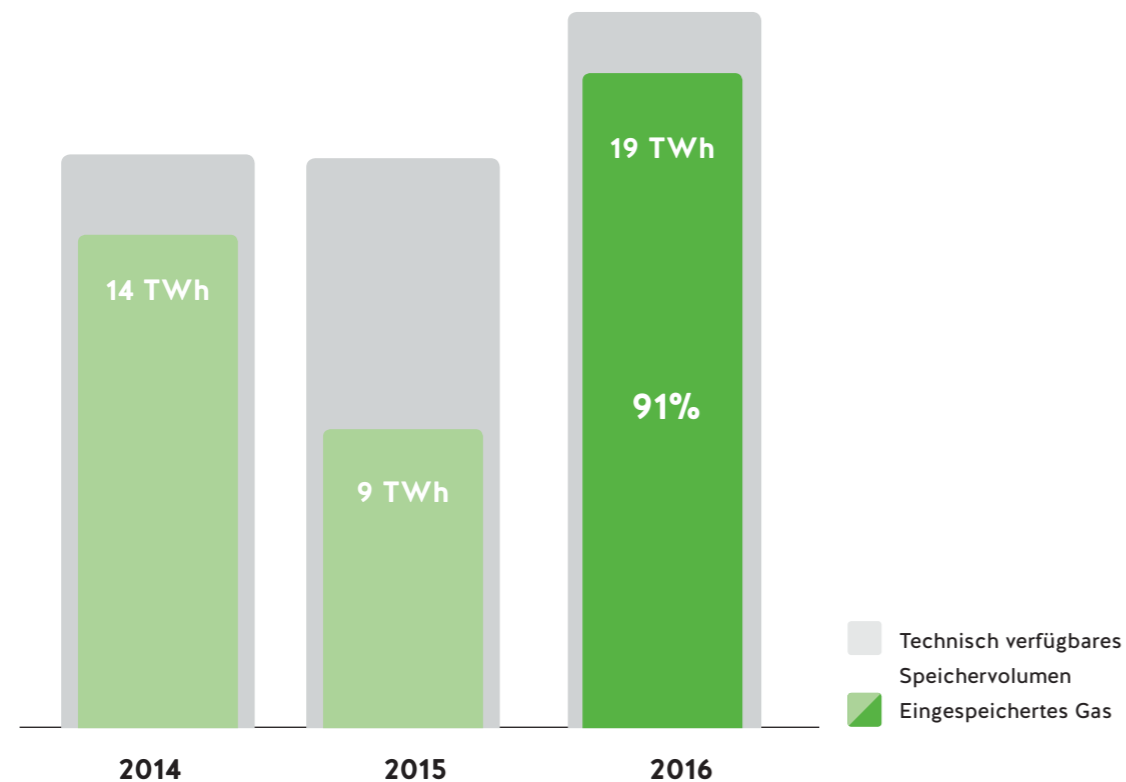
Um den Rückgang der deutschen Produktionsquellen auszugleichen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber Nowega und Thyssengas Anlagen zur Konvertierung von H- zu L-Gas in ihren Netzen vorgesehen. Im aktuellen Winter können diese zur kurzfristigen und kurzzeitigen Deckung von Lastspitzen insgesamt ca. 2 GWh/h L-Gas-Leistung bereitstellen. Da die Spezifikation von L-Gas eine gewisse Bandbreite hinsichtlich des Brennwertes erlaubt, ist es den Fernleitungsnetzbetreibern weiterhin möglich – sofern der Brennwert des zur Verfügung stehenden L-Gases sich noch nicht am oberen Limit befindet – hochkalorisches H-Gas zuzumischen und somit die verfügbare L-Gas-Menge und -Leistung zu erhöhen. Der Einsatz dieser Instrumente ist bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorbereitet und wird durch die Leitzentralen (Dispatching) bei entsprechenden Last- und Aufspeisesituationen regelmäßig genutzt.

Ergänzend ist eine konsequente Nutzung der verfügbaren L-Gas-Speicher durch Händler erforderlich, um in Kälteperioden die signifikant über dem Jahresmittel liegenden Verbrauchsspitzen abdecken zu können. Das Speichermanagement der Gashändler muss dabei so ausgelegt sein, dass auch zum Ende des Winters die Speicher noch genügend Menge und Leistung in Kälteperioden bereitstellen können.

Zur Unterstützung der notwendigen Speichervorsorge wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur und des BMWi durch die Beibehaltung des Konvertierungsentgelts und die Ausschreibung von Flexibilitätsprodukten bzw. Gas-Bezugsoptionen (LTOs) wirtschaftliche Anreize geschaffen. Für die Periode Dezember 2016 bis März 2017 wird GASPOOL eine ständig verfügbare Abrufleistung (LTO und/oder DSM) von 1,3 GWh/h und NetConnect Germany (NCG) eine ständig verfügbare Abrufleistung von 2,4 GWh/h L-Gas ausschreiben und kontrahieren.

Tatsächlich zeigen sich bereits aktuell vergleichsweise hohe Speicherfüllstände, die die Wirksamkeit dieser Maßnahmen unterstreichen und deutlich über den Vorjahresständen liegen.

L-Gas-Speicherfüllstände



Datenquelle: GSE, Stand September 2016

Für den diesjährigen Winterausblick lässt sich zusammenfassend festhalten, dass im L-Gas-System wenig Spielraum bei der Mengen- und Leistungsbereitstellung vorhanden ist, sich die Situation aus heutiger Sicht mit den bestehenden Mechanismen jedoch als gut beherrschbar darstellt. Besonderer Fokus sollte auf der Entwicklung der Speicherfüllstände über den Winter 2016/2017 und für die kommenden Jahre auf der konsequenten Umstellung des L-Gas Marktes liegen.

5 AUSBLICK FÜR DEN WINTER 2016/2017: ASPEKT VORSORGE DER HÄNDLER

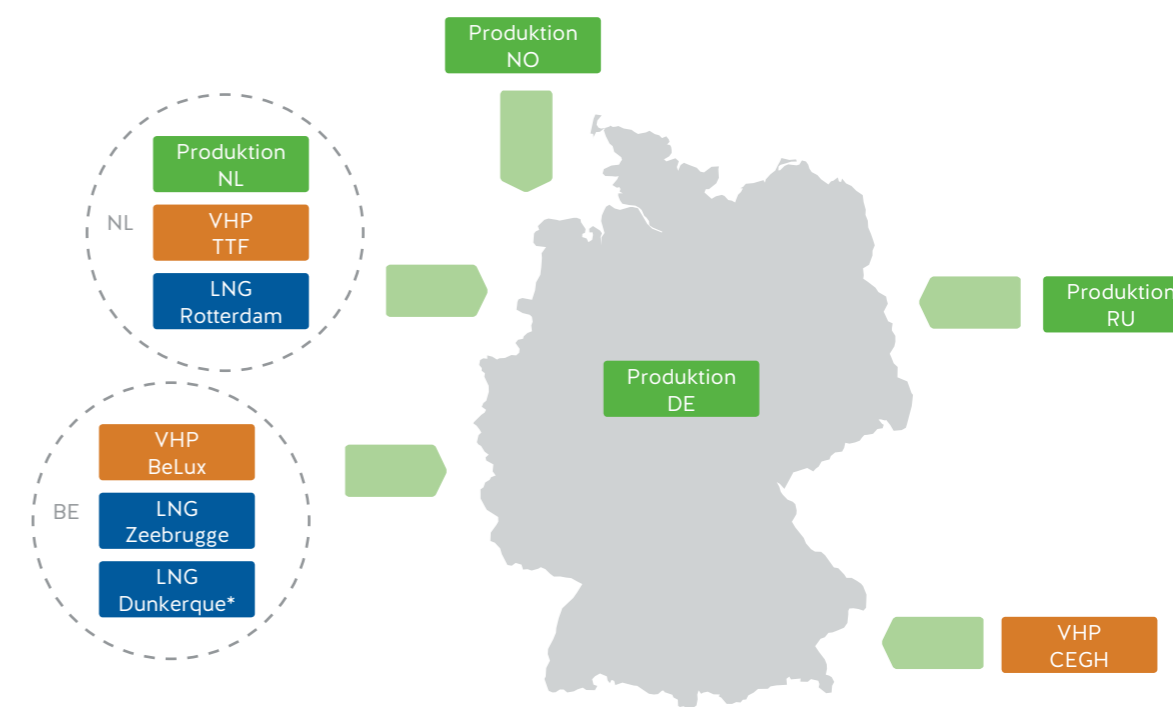
Neben Bereitstellung und Betrieb einer für die sichere Versorgung erforderlichen Infrastruktur durch die Netz- und Speicherbetreiber haben Händler die Verantwortung, die zur bedarfsgerechten Winterversorgung erforderlichen Erdgasmengen bereitzustellen und entsprechende Vorsorge zu treffen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Erstellung dieses Winterausblicks verschiedene Indikatoren für die Händlervorsorge analysiert und können für den bevorstehenden Winter die folgende Einschätzung geben.

Diversifikation der Bezugsquellen	Speicherfüllstände	Liquidität Spotmarkt	Preissignale Forward-Markt
✓	✓	✓	✓

„VIELZAHL AN BEZUGSPOTENTIALEN ALS GRUNDSTEIN EINER SICHEREN VERSORGUNG“

Die Diversifikation bzw. die Diversifikationsmöglichkeiten der Bezugsquellen liefern einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren Versorgung, da damit die Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern minimiert wird und für den Fall von Lieferproblemen redundante Bezugsmöglichkeiten bestehen. Darüber hinaus kann durch die (potentielle) Konkurrenz von Bezugsmöglichkeiten eine wirtschaftliche, preislich vorteilhafte Versorgung unterstützt werden.

Bezugsquellen und Diversifikationsmöglichkeiten Bezug



(*LNG Dunkerque befindet sich in Frankreich, steht jedoch über Direktleitung in BE zur Verfügung)

Produktion - direkte Bezugsquellen (grün): Erdgasmengen für Deutschland stammen aktuell aus insgesamt vier unterschiedlichen Quellen (der europäische Richtwert hinsichtlich der Anzahl der Bezugsquellen wird damit übererfüllt), die alle direkt an das deutsche Gasfernleitungsnetz angebunden sind.

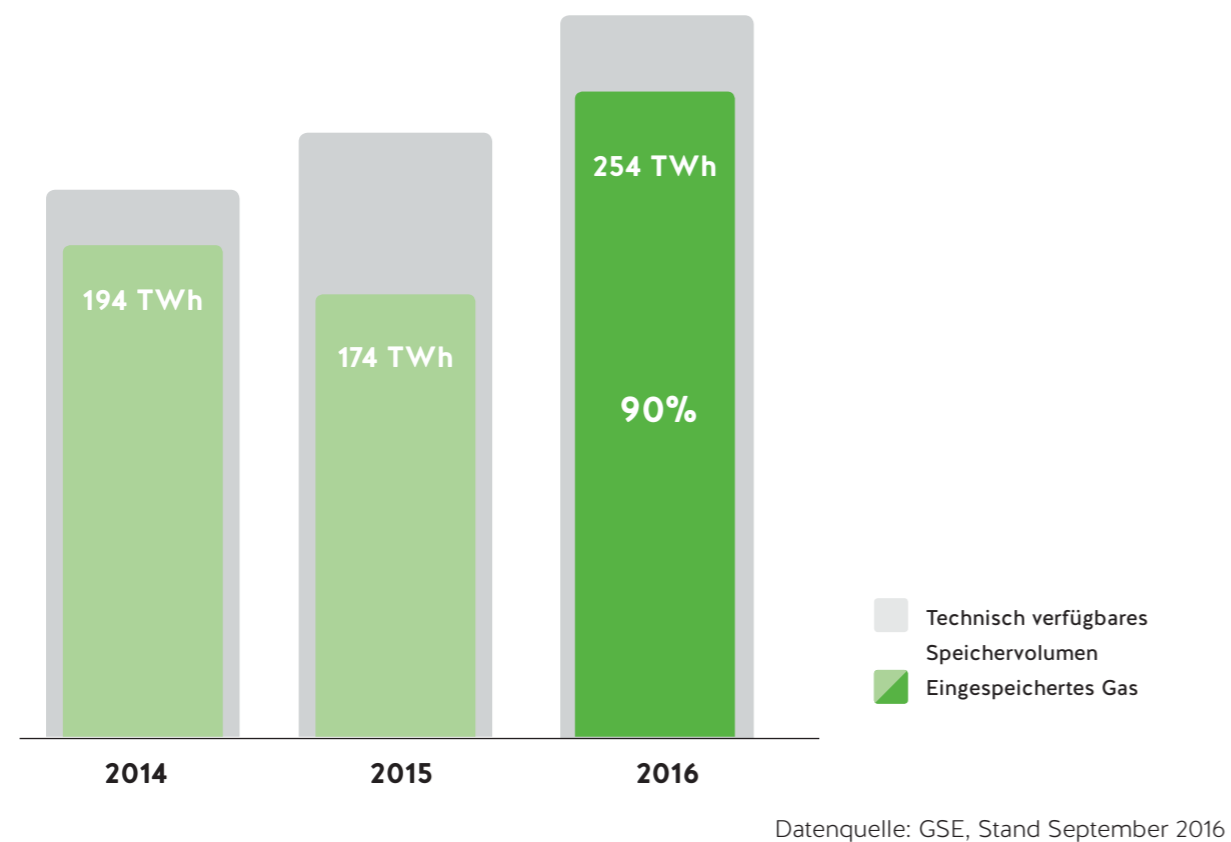
VHP - liquide Handelsplätze (orange): Neben diesen Gasbezugsmöglichkeiten können Händler durch die geografisch günstige Situation von Deutschland und die hochentwickelte Fernleitungsinfrastruktur je nach Bedarf - auch in Situationen außerordentlich hoher Nachfrage - zusätzliche Bezugspotentiale der unmittelbar benachbarten, liquiden Handelsplätze nutzen.

LNG - verflüssigtes Erdgas (blau): Unter den mit benachbarten liquiden Handelsplätzen verbundenen Aufkommensquellen sind LNG-Terminals besonders hervorzuheben. LNG-Terminals verbinden diese Handelsplätze direkt mit dem Weltmarkt für LNG. Sie öffnen damit weltweite Aufkommensquellen wie z. B. Katar, Algerien und die USA für die Versorgung von Deutschland. Angesichts des steigenden Angebots von LNG am Weltmarkt und der bisher geringen Auslastung der benachbarten europäischen LNG-Terminals¹³ ist das Potential von LNG als redundante Aufkommensquelle erheblich.

„AKTUELLE SPEICHERFÜLLSTÄNDE LIEGEN AUF EINEM AUßERORDENTLICH HOHEN NIVEAU“

Die Betrachtung der von Gas Storage Europe (GSE) für Deutschland veröffentlichten Speicherfüllstände¹⁴ zeigt ein sehr positives Bild als Ausgangslage für die Versorgung im Winter 2016/2017:

Speicherfüllstände Deutschland



Die Auswertung zeigt, dass für den aktuellen Winter bedeutend mehr Gas in den Speichern bereitsteht als in der Vergangenheit und mit 254 TWh ein neuer Spitzenwert für die Wintervorsorge erreicht wird. Ersichtlich ist auch, dass die deutschen Speicher in den letzten Jahren stark ausgebaut wurden.

Die aktuell eingespeicherten Erdgasmengen alleine könnten mit ca. 44 Prozent fast die Hälfte des gesamten Gasbedarfs in einem Durchschnittswinter¹⁵ decken. Bezogen auf die Gruppe der geschützten Kunden wird mehr als der vierfache Monatsbedarf des außergewöhnlich kalten Januars 2012 derzeit in Speichern vorgehalten.

In diesem Zusammenhang ist auch hervorzuheben, dass die Einspeicherphase erfahrungsgemäß bis in den November andauert und daher bis zu diesem Zeitpunkt eine weitere Erhöhung der Füllstände zu erwarten ist.

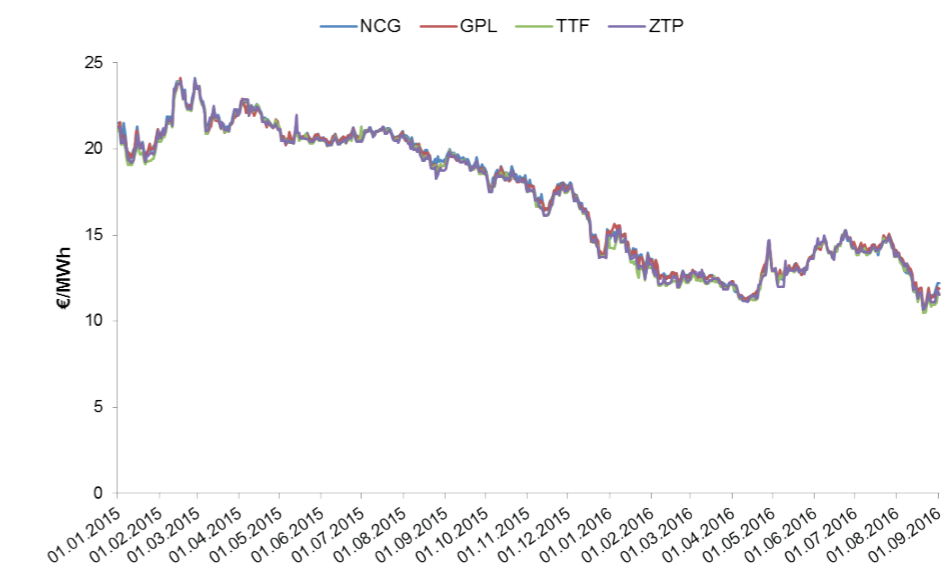
„EFFEKTIVE PRÄVENTION DURCH VERLÄSSLICHEN SPOTMARKT ALS BEZUGSQUELLE“

Gerade in Phasen hoher Nachfrage ist der Großhandelsmarkt für Kurzfristprodukte ein wesentlicher Aggregationspunkt verfügbarer Gasmengen zur Deckung dieses Spitzenbedarfs. Liquide Großhandelsmärkte bieten die Möglichkeit, individuelle Belieferungsengpässe einzelner Händler effizient zu lösen und aktivieren über verlässliche Preissignale zusätzliche Belieferungsmöglichkeiten.

Bereits die Analysen der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER für das Jahr 2013 kamen zu dem Ergebnis, dass die deutschen Marktgebiete zu den liquidesten Spotmärkten in Europa (nach dem britischen NBP und der niederländischen TTF) zählen. Die aktualisierten Ergebnisse in einem Gutachten¹⁶ im Auftrag der Bundesnetzagentur bestätigen diese Erkenntnis für das Jahr 2014 und zeichnen einen positiven Trend für die Zukunft.

Ebenso ist auch die hohe Korrelation der Marktpreise in Westeuropa ein Beleg für den funktionierenden überregionalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Aus einer dazu durchgeführten Studie des Oxford Institute for Energy Studies¹⁷ ergibt sich diesbezüglich eine mittlerweile nahezu vollständig (99-100 Prozent) parallele Auf- und Abwärtsbewegung der jeweiligen Marktpreise von NCG, GASPOOL sowie den unmittelbar benachbarten, liquiden Märkten in den Niederlanden (TTF), Belgien (ZEE) als auch dem britischen Hub (NBP), der nach wie vor als wesentlicher Preis-Benchmark für Europa gilt.

Preisentwicklung der größten kontinentalen Gashubs



¹³ Zur Einordnung: die ungenutzte Kapazität entspricht ca. 35 Prozent des jährlichen dt. Gasverbrauchs

¹⁴ Die Zuordnung der Speicheranlagen Haidach und 7 Fields zum deutschen Markt entspricht der diesbezüglichen Sichtweise der Bundesnetzagentur (siehe Gutachten Marktintegration).

¹⁵ Durchschnittsverbrauch der letzten fünf Winter (2010/11-2014/15, jeweils 1. Oktober bis 31. März)

¹⁶ Wagner, Elbling & Company im Auftrag der BNetzA, 2016: Gutachten Gasmarktgebietsintegration

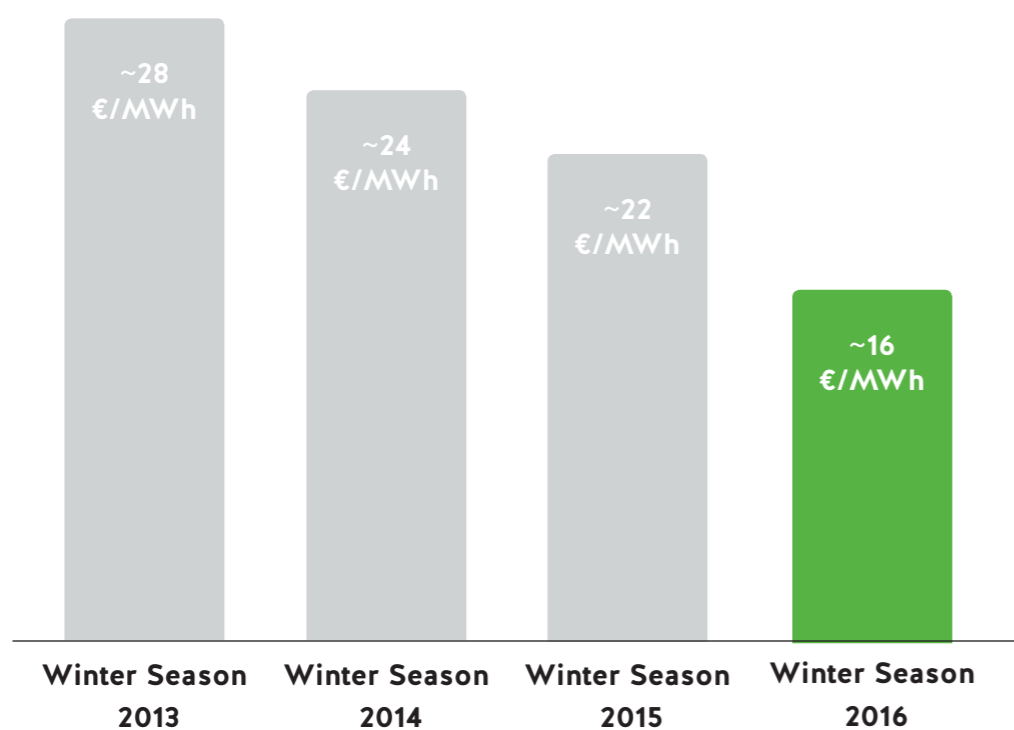
¹⁷ Oxford Institute for Energy Studies, 2015: The cost of price de-linkages between European gas hubs

Gemeinsam mit den umfangreichen Verbindungskapazitäten zwischen den deutschen Marktgebieten und diesen Märkten – die wesentliche Grundlage für das historisch stabile Niveau der jeweiligen Preisdifferenziale sind – stellen die unmittelbar benachbarten Märkte in Westeuropa somit effiziente Bezugspotentiale für Deutschland dar.

„AKTUELLE MARKTPREISE SPIEGELN VERTRAUEN DER HÄNDLER IN SICHERE WINTERVERSORGUNG WIDER“

Großhandelsmärkte liefern über Preise für zukünftige Lieferungen (Forward-Markt) auch Aussagen über die ausreichende Verfügbarkeit von Erdgasmengen in der Zukunft. Derzeitige Forward-Marktpreise für Lieferungen im Winterhalbjahr 2016/2017 sind damit ein starker Indikator für die Erwartungen der Händler hinsichtlich der Verfügbarkeit bzw. Knappheit von Erdgasmengen in diesem Zeitraum.

Sinkendes Marktpreisniveau an Forward-Märkten für NetConnect Germany und Gaspool



Der mehrjährige Vergleich der Forward-Preise für Gaslieferungen im jeweiligen Winter zeigt keinerlei Knappheitssignale – im Gegenteil sind die derzeitigen Forward-Marktpreise auf einem historisch niedrigen Niveau, was grundsätzlich eine hohe Verfügbarkeit von Gasmengen im Winter 2016/2017 indiziert.

6 QUELLENVERZEICHNIS

- ACER, 2015: European Gas Target Model –review and update
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014: Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015: Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016: Monitoringbericht nach § 51 EnWG
- Bundesnetzagentur (BNetzA), 2016: Monitoringbericht 2015
- Bundesnetzagentur (BNetzA), 2016: Unterlagen zum Verfahren BK7-16-050 der Bundesnetzagentur
- ENTSO-E, 2016: Statistical Database
- ENTSOG, 2015: Winter Supply Outlook 2015/2016
- ENTSOG, 2016: Capacity Map 2016
- ENTSOG, 2016: ENTSOG Annual Report 2015
- ENTSOG, 2016: Transparency Platform
- EU-Kommission, 2014: Communication on the short term resilience of the European gas system
- Eurostat, 2016
- FNB Gas, 2016: Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2016
- GSE, 2016: AGSI+ Plattform(sowie individuelle Transparenzdaten von Speicherbetreibern nach Bedarf)
- Kraftfahrt-Bundesamt, 2016
- NetConnect Germany bzw. GASPOOL, 2016
- Oxford Institute for Energy Studies, 2015: The cost of price de-linkages between European gas hubs
- Wagner, Elbling & Company im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2016: Gutachten Gasmarktgebieten-integration

Disclaimer

Die vorliegende Veröffentlichung wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Die Veröffentlichung basiert auf einer Zusammenstellung öffentlich verfügbarer Informationen aus diversen öffentlichen Quellen dritter Parteien. Sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. können daher keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der dargestellten Informationen übernehmen. Sofern Analysen und Einschätzungen über zukünftige Entwicklungen enthalten sind, handelt es sich lediglich um eine subjektive Einschätzung der Autoren und eine Momentaufnahme auf Basis der angegebenen Quellen zum jeweiligen Zeitpunkt und nicht um Tatsachenbehauptungen oder Empfehlungen. Marktteilnehmer sollten ihre Entscheidungen jeglicher Art stets auf Basis ihrer eigenen Informationen, Analysen, Fähigkeiten, Erfahrungen und Einschätzungen über zukünftige Entwicklungen treffen und ihre Entscheidungen nicht auf den Inhalt der vorliegenden Veröffentlichung stützen. Eine Haftung, insbesondere für eventuelle Schäden oder Konsequenzen, die aus der Nutzung der vorliegenden Veröffentlichung entstehen, ist daher ausgeschlossen.

