Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

DVGW

INFORMATION

www.dvgw.de

DATEN UND FAKTEN ERDGAS

LNG UND VERSORGUNGS-SICHERHEIT

Erdgas: ein sicherer und zuverlässiger Partner in der Energiewende

Herausgeber
DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1 – 3
53123 Bonn

Tel.: +49 228 9188-5
Fax: +49 228 9188-990
E-Mail: info@dvgw.de
Internet: www.dvgw.de

Bildnachweis:
Titelfoto: Thinkstock / Arthit Somsakul,
S. 7: shutterstock.com / Nadja1,
S. 12 und 23: Roland Horn

ERDGAS: EIN SICHERER UND ZUVERLÄSSIGER PARTNER IN DER ENERGIEWENDE

Zusammenfassung

Erdgas verursacht im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern die geringsten Emissionen und ist damit ein idealer komplementärer Energieträger zur Unterstützung des Umbaus der Energieversorgung in eine Energienutzung, die auf lange Sicht weitgehend ohne fossile Energieträger auskommt und frei von Treibhausgasemissionen ist. Erdgas ist zuverlässig und langfristig verfügbar. Für Europa und insbesondere für Deutschland ist ein sehr hohes Maß an Versorgungssicherheit beim Erdgas erreicht:

- **Reserven:** Weltweit gibt es ausreichende konventionelle Reserven. Auch bei steigendem Erdgasverbrauch reichen die Erdgasreserven aus, um in den nächsten Jahrzehnten die Nachfrage zu decken. Hinzu kommt ein großes Potenzial an nicht konventionellen Reserven[1].

- **Verfügbarkeit:** Europa ist über die vorhandene Pipeline- und LNG-Importinfrastruktur sehr gut an die globalen Erdgasmärkte angeschlossen. Bereits heute steht ausreichend Importkapazität zur Verfügung, um bei zurückgehender europäischer Produktion die benötigten Erdgasmengen importieren zu können. Projekte zur Erhöhung der Importkapazitäten und zur Beseitigung von regionalen Engpässen verbessern die Versorgungssicherheit weiter. Über langfristige Erdgasimportverträge sind Erdgasproduzenten an Erdgasimporteure gebunden und der Zugang zu den benötigten Erdgasmengen abgesichert. Für zusätzliche Verfügbarkeit sorgen liquide Handelspunkte.

- **Energierechtliche Absicherung:** Die Europäische Kommission hat im Februar 2016 ein umfangreiches Maßnahmenpaket[2] vorgestellt, mit dem vorhandene regionale Engpässe beseitigt werden sollen und in Krisensituationen, wie z. B. bei längerem Ausfall eines Lieferanten, Versorgungsengpässe vermieden werden können. In Deutschland regelt darüber hinaus das EnWG Verantwortlichkeiten und Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit.

- **Kurz- und mittelfristige Absicherung:** In Deutschland gibt es große Erdgasspeicherkapazitäten. Im Krisenfall kann der Ausfall eines wichtigen Lieferanten für einige Wochen bis Monate kompensiert werden. Entscheidend ist der Füllstand der Speicher zu Beginn eines Versorgungsengpasses. Über das Vorhalten einer strategischen Reserve könnte hier zusätzliche Sicherheit geschaffen werden. Auch sind die Speicherkapazitäten mehr als ausreichend, um saisonale und kurzfristige Bedarfsschwankungen auszugleichen.

- **Netzstabilität:** Die deutsche Erdgasinfrastruktur ist sehr gut ausgebaut und hat einen sehr hohen Grad an Zuverlässigkeit. In den letzten Jahren hat es Lieferunterbrechungen von in Summe weniger als zwei Minuten je Jahr im Gesamtsystem in Deutschland gegeben, 2013 sogar nur von knapp 40 Sekunden.

1 Unkonventionelle Vorkommen aus Schiefergas- oder Tight-Gas-Lagerstätten
2 Energy Security Package

1 ROLLE UND NOTWENDIGKEIT VON ERDGAS IN DER ENERGIEWENDE

Erdgas kann und soll in den nächsten Jahrzehnten ein Eckpfeiler in der Energiewende sein. Als komplementärer Energieträger zu den erneuerbaren Energien Wind und Solar auf dem Weg des Umbaus der Energieversorgung in eine Energienutzung, die weitgehend ohne fossile Energieträger auskommt und frei von Treibhausgasemissionen ist, kann Erdgas besser als alle anderen fossilen Energieträger zum Gelingen der Energiewende beitragen.

In der Stromerzeugung sind Gaskraftwerke ideal geeignet, Angebotsschwankungen der erneuerbaren Energien Wind und Solar auszugleichen. Moderne Gaskraftwerke können schnell gestartet werden, sind schwarzstartfähig und können zudem flexibel geregelt werden. Auch in der Wärmeerzeugung gibt es durch die Erneuerung von erdgasbefeuerten Heizanlagen mit deutlich verbesserten Wirkungsgraden erhebliches Potenzial, Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Im Verkehrsbereich kann über Erdgas (CNG und LNG) die Abhängigkeit vom Öl reduziert werden und zugleich ein wichtiger Beitrag zur Reduzierung von Emissionen geleistet werden.

Erdgas kann diese Funktion aber nur dann übernehmen, wenn ein hoher Grad an Versorgungssicherheit gegeben ist. Störungen in der Erdgasversorgung hätten je nach Umfang erhebliche Auswirkungen auf die Bevölkerung und würden große wirtschaftliche Schäden zur Folge haben. Auf politischer Ebene wird dies als Nachteil für Erdgas als Energieträger bewertet und führt dazu, dass Erdgas als zwar fossiler, aber mit deutlich niedrigeren THG-Emissionen als andere fossile Energieträger einen zu niedrigen Stellenwert in der zukünftigen Energieversorgung hat.

2 GASMÄRKTE NATIONAL UND INTERNATIONAL (STATUS QUO)

Erdgasmärkte sind europaweit und international miteinander verbunden. Insbesondere die flexible Lieferung von LNG ermöglicht, dass Erdgasmengen global gehandelt werden. Weltweit wurden 2014 3.945 Mrd. m³ Erdgas verbraucht. Mit einem Anteil von 24 % am Primärenergieverbrauch steht Erdgas an dritter Stelle hinter Öl und Kohle. Der globale Erdgasverbrauch ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Im Durchschnitt betrug der Zuwachs in den letzten 10 Jahren 2,6 % per anno. Diese Wachstumsdynamik hat allerdings abgenommen. 2014 hat der weltweite Verbrauch von Erdgas nur um 1,4 % zugenommen.

Die größten Verbrauchsregionen sind Nordamerika mit rund 935 Mrd. m³, gefolgt vom asiatisch-pazifischen Raum (685 Mrd. m³) und Russland bzw. GUS mit 627 Mrd. m³. In Asien ist China (184 Mrd. m³) der größte Erdgasverbraucher, gefolgt von Japan und Südkorea. Japan hat 2014 118 Mrd. m³ Erdgas in Form von LNG importiert und ist damit der weltweit größte Importeur von LNG.

In Europa ist der Erdgasverbrauch seit 2010 auf jetzt 472 Mrd. m³ zurückgegangen[3]. Auf die EU-28 entfallen hiervon 409 Mrd. m³. Gründe sind hier der Ausbau erneuerbarer Energien, ein ineffizientes ETS (Emissionshandelssystem) und niedrige Kohlepreise. Größte Erdgasverbraucher in der EU sind Deutschland (85 Mrd. m³), UK (70 Mrd. m³) und Italien (57 Mrd. m³). Diese Länder tragen zu über 50 % des gesamten Erdgasverbrauchs in Europa (EU 28) bei. In Deutschland ist der Erdgasverbrauch seit 2006 rückläufig. Erdgas hat heute einen Anteil von rd. 20 % am Primärenergieverbrauch und ist damit nach dem Mineralöl (35 %) zweitwichtigster Primärenergieträger vor der Kohle.

Der Nahe Osten liegt beim Erdgasverbrauch auf gleichem Niveau wie Europa, hatte aber anders als in Europa in den letzten Jahren starken Zuwachs beim Erdgasverbrauch. Marktregionen mit heute noch vergleichsweise geringem Bedarf sind Südamerika und Afrika.

3 BGR Energiestudie 2015

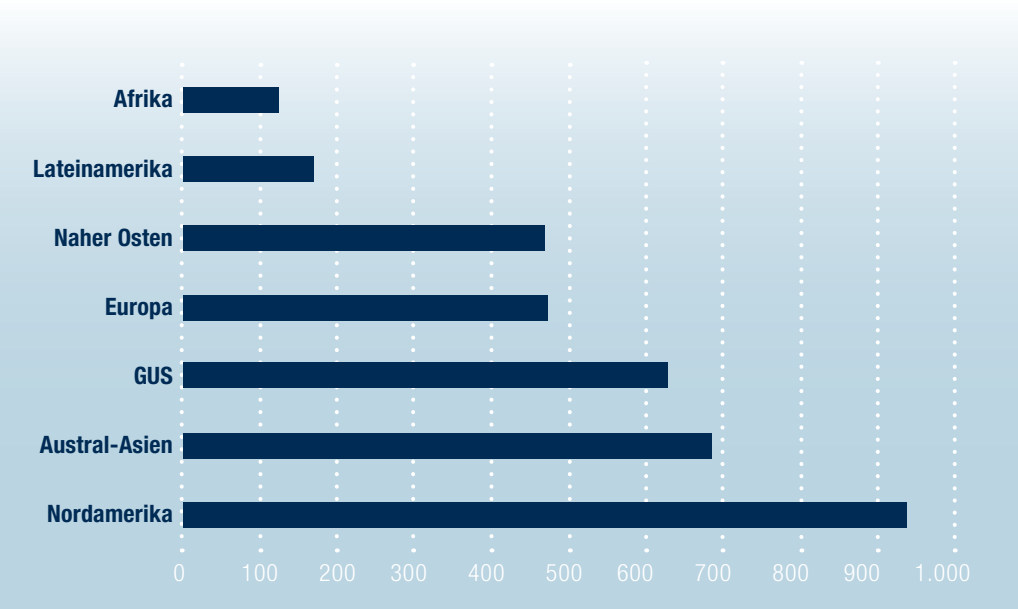


Abb. 1: Welterdgasverbrauch 2014 in Mrd. m³ (Quelle: BGR Energiestudie 2015)

Weltweit wird der Erdgasverbrauch weiter zunehmen, allerdings regional unterschiedlich. In ihrem Hauptszenario (new policies) weist die IEA[4] einen Zuwachs von 2 % per anno auf 5.378 Mrd. m³ in (vgl. Anm. S. 9) 2040 aus. In diesem Szenario werden politische Verpflichtungen, veröffentlichte Planungen und Ankündigungen zur Reduzierung der globalen Treibhausgasemissionen berücksichtig und es wird ein moderates Wachstum beim Erdgas aufgezeigt. Das größte Wachstumspotenzial für Erdgas wird in Asien gesehen. Während der Verbrauch in den traditionellen asiatischen Märkten wie Japan oder Korea eher stagnieren wird, wird für China und Indien sowie für die absolut gesehen kleineren Märkte wie Vietnam, Malaysia, Singapur und andere erheblicher Zuwachs erwartet. Gleiches gilt für den Nahen Osten. In den anderen großen Verbrauchsregionen Nordamerika und GUS dürfte der Erdgasverbrauch eher moderat weiter ansteigen.

Für die EU-28 zeigen aktuelle Szenarien einen stagnierenden bis leicht ansteigenden Erdgasverbrauch auf 500 – 550 Mrd. m³ 2035. Für Deutschland wird erwartet, dass sich der Trend eines kontinuierlichen Rückgangs beim Erdgasverbrauch fortsetzen wird.

Sowohl der asiatisch-pazifische Raum als auch Europa sind in erheblichem Maß von Erdgasimporten abhängig. 2014 wurden etwas mehr als die Hälfte (53 %) der benötigten Erdgasmengen in die EU importiert, hiervon mit knapp 150 Mrd. m³ der weitaus größte Teil als Pipelinegas aus der Russischen Föderation. Aus Algerien und Libyen wurden 25 Mrd. m³ als Pipelinegas geliefert. Norwegen hat mit 101 Mrd. m³ zum Erdgasaufkommen beigetragen. Aufgrund deutlich höherer LNG-Preise im Vergleich zu europäischem Pipelinegas waren die europäischen LNG-Importkapazitäten in 2014 nur zu rd. 20 % ausgelastet. Insgesamt wurden nur 45 Mrd. m³ LNG (gasförmig) importiert.

Der asiatisch-pazifische Raum ist in weitaus stärkerem Maß von LNG-Importen anhängig. Anders als in Europa gibt es kein durchgängiges Pipelinesystem und nur wenige überregionale Verbindungen. 243 Mrd. m³ wurden in Form von LNG importiert. Dies entspricht rund 80 % des Gesamtaufkommens. Wichtigste LNG-Lieferanten für asiatische Märkte sind Katar mit rd. 74 Mrd. m³, Australien mit 32 Mrd. m³, Malaysia mit 34 Mrd. m³ und Indonesien mit 21 Mrd. m³.

Seit 2011 gab es eine Dreiteilung bei den Großhandelspreisen für Erdgas in den drei großen globalen Handelsregionen. Das hohe Erdgasangebot in Nordamerika hat den US-amerikanischen Gaspreis am Henry Hub (HH) in den letzten Jahren im Bereich von rund 2 ,5 – 5 USD / MMBTU[5] schwanken lassen. In Europa erreichten die Großhandelspreise etwa das doppelte Niveau und haben sich in

4 Internationale Energie Agentur, World Energy Outlook 2015
5 Million British Thermal Units (1 MMBTU = 293,071 kWh)

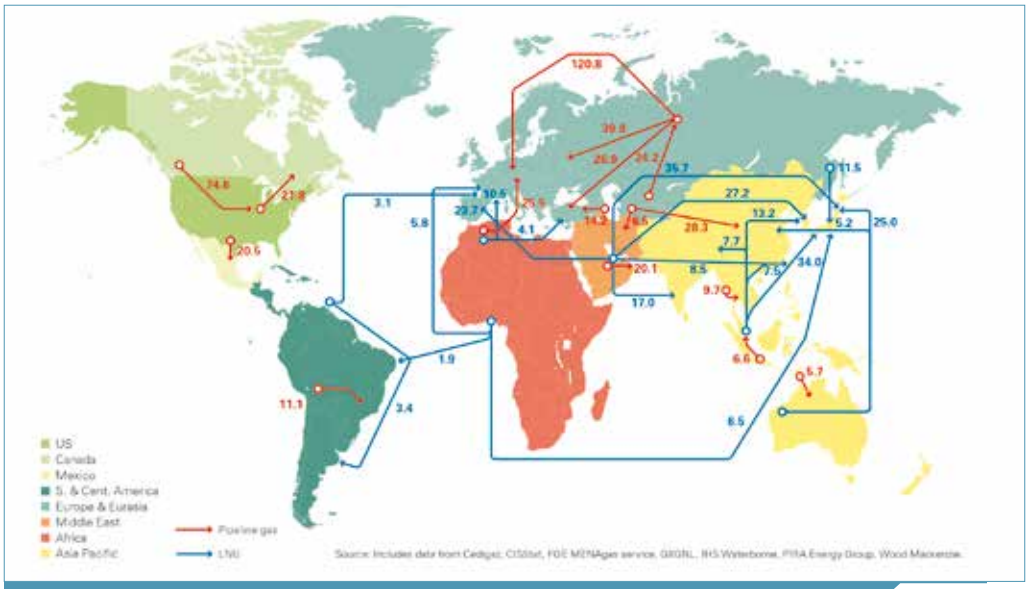


Abb. 2: Erdgashandelsströme 2014 (Quelle: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2015)

einer Bandbreite von 7 – 11 USD / MMBTU (NBP)[6] bewegt. Die höchsten Preise hatten asiatisch-pazifische Importeure zu zahlen. Aufgrund der hohen Nachfrage insbesondere aus Japan nach dem Runterfahren der Kernkraftwerke und aus China bei gleichzeitig geringem LNG-Angebot haben dort Preise Höchststände erreicht und sich in einer Bandbreite von 15 – 20 USD / MMBTU bewegt. 2014 und 2015 haben sich die Märkte in eine Überschusssituation gedreht. In einem Käufermarkt sind internationale Großhandelspreise deutlich zurückgegangen und haben sich weltweit angenähert. Aktuell notiert der US-amerikanische HH-Preis bei etwa 2 USD / MMBTU, während sich europäische und asiatische Preise auf ein Niveau von 5,5 USD / MMBTU bzw. 8,5 USD / MMBTU (Japan) angenähert haben.

Damit wird der europäische Markt zunehmend attraktiv für LNG-Mengen insbesondere aus Nordamerika, aber auch aus dem Nahen Osten (Katar). Seetransportkosten auf der Strecke USA[7] – Europa sind um die Hälfte bis ein Drittel niedriger im Vergleich zu Lieferungen aus den USA nach Asien.

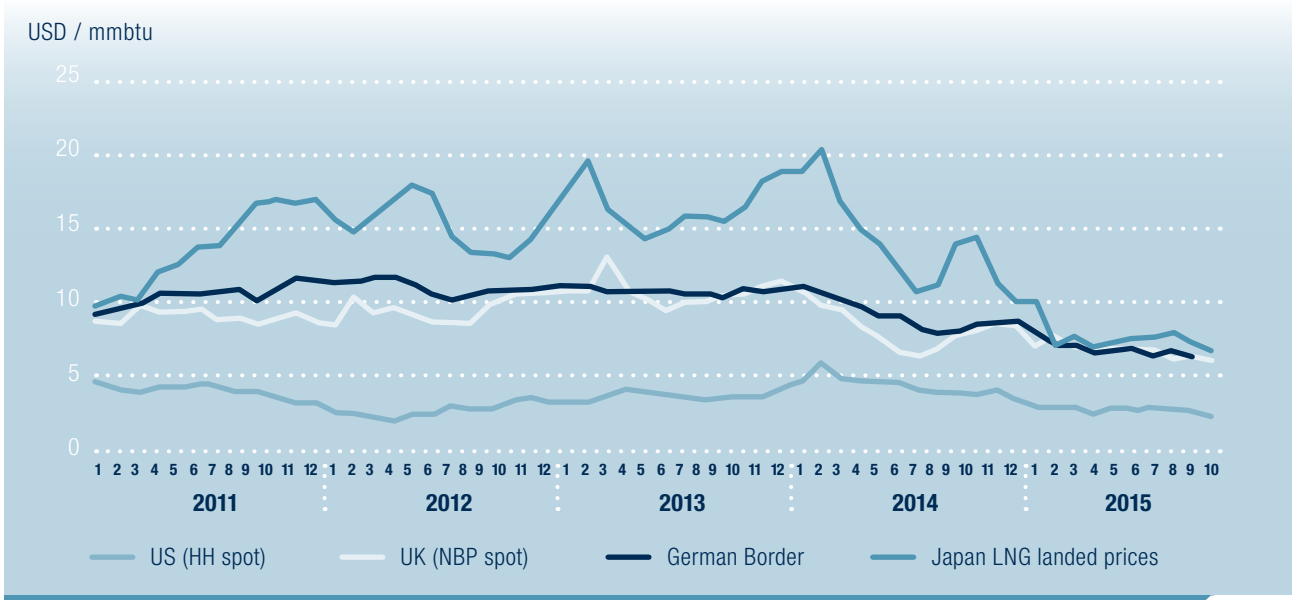


Abb. 3: Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas (Quelle: EU Quarterly Report on European Gas Markets, DG ENER)

6 National Balancing Point
7 Ostküste

3 ECKPFEILER DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Kernaufgabe der Erdgaswirtschaft ist es, Versorgungssicherheit zu garantieren und Märkte langfristig sicher und wettbewerbsfähig zu versorgen. Hierbei stützt sich eine sichere Versorgung mit Erdgas auf folgende Bausteine:

- Langfristige und wettbewerbsfähige Verfügbarkeit von Erdgas
- Ausgebaute und diversifizierte Import- und Verteilungsinfrastruktur sowie Zugang dazu
- Diversifizierung der Erdgasbeschaffung und stabile und langfristige Beziehungen zu internationalen Erdgaslieferanten
- Regulatorischer Rahmen zur Sicherstellung der Versorgung
- Hoher Grad der technischen Zuverlässigkeit der Gasinfrastruktur (Leitungsnetz, Verdichter, Speicher)

3.1 Verfügbarkeit

3.1.1 Erdgasreserven und -ressourcen

Global sind ausreichende Erdgasreserven vorhanden, so dass die Erdgasversorgung weltweit auf lange Sicht aufrechterhalten werden kann. Die BGR[8] schätzt die nutzbaren Reserven[9] auf 198.000 Mrd. m³. Bei einer jährlichen Produktion von rd. 3.400 Mrd. m³ ist die statische Reichweite der Erdgasreserven 58 Jahre. Hinzu kommen Ressourcen, d. h. nachgewiesene Mengen, die aber mit heutigem Stand der Technik nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, von rund 638.000 Mrd. m³. Bei weiterwachsendem Bedarf und bei gleichzeitiger und realistischer Erwartung weiterer Zufunde bei Erdgas (konventionell und nicht-konventionell) und verbesserter Technologien steht auch langfristig für alle Wachstumsszenarien global ausreichend Erdgas zur Verfügung.

Die globalen Erdgasreserven sind auf wenige große Regionen konzentriert. 80 % aller Erdgasreserven weltweit liegen in den Ländern der OPEC und der GUS. Im Nahen Osten haben Iran und Katar die mit Abstand größten Reserven. Das weltweit größte

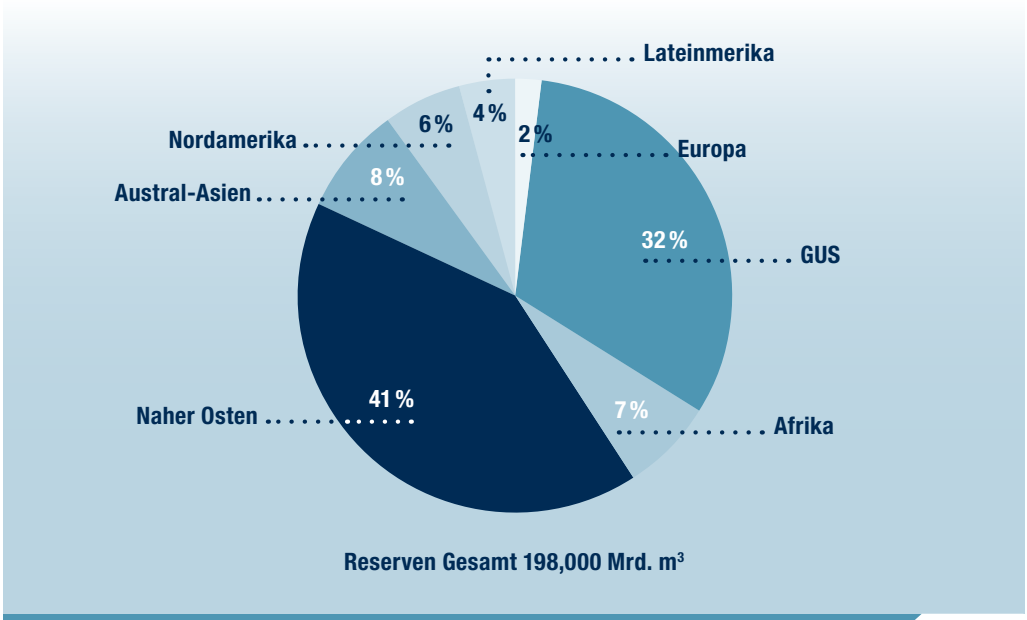


Abb. 4: Welterdgasreserven 2014 (Quelle: BGR Energiestudie 2015)

8 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
9 Reserven: mit aktuellem Stand der Technik wirtschaftlich gewinnbarem Mengen

Gasfeld ist das sogenannte »North Field« in Katar, das sich im iranischen »South Pars«-Feld fortsetzt. Die Reserven in Katar und Iran allein werden auf 49.000 Mrd. m³ geschätzt.

Russlands Reserven werden mit 48.000 Mrd. m³ angegeben. In den GUS-Ländern verfügen insbesondere Turkmenistan und Aserbaidschan über größere Reserven. Insgesamt belaufen sich die Erdgasreserven in der GUS auf 63.000 Mrd. m³. Aufgrund ihrer vergleichsweise geringen geografischen Entfernung haben Turkmenistan und Aserbaidschan großes Potenzial, europäische Märkte zu versorgen.

Asia / Pazifik verfügt über Reserven von 16.600 Mrd. m³, überwiegend in Australien, Indonesien und Malaysia. Die Erdgasreserven Afrikas werden mit 14.000 Mrd. m³ angegeben, mit Nigeria (5.100 Mrd. m³) und Algerien (4.500 Mrd. m³) als Länder mit den größten Reserven. Erhebliches Potenzial wird für Tansania und Mozambique gesehen. Die konventionellen Erdgasreserven Nordamerikas erreichen 12.100 Mrd. m³, wobei es hier erhebliches zusätzliche Potenzial über »shale gas« und »tight gas« gibt. Europa hat nur noch vergleichsweise geringe Reserven in Höhe von rund 3.600 Mrd. m³, überwiegend in Norwegen und den Niederlanden.

Unkonventionelle Erdgasvorkommen wie Schiefergas oder Flözgas werden hier nicht weiter aufgeführt, da noch zu wenige verlässliche Daten vorliegen und die Fragen der Umweltverträglichkeit, Genehmigung der Förderung und damit der Zugang zu diesen Ressourcen in vielen Regionen nicht geklärt sind. Grundsätzlich aber haben diese Vorkommen hohes Potenzial, wie insbesondere der massive Aufbau der Schiefergasförderung in den USA gezeigt hat.

3.1.2 Erdgasproduktion und Importbedarf

Weltweit wurden 2014 3421 Mrd. m³ Erdgas gefördert. Die USA waren 2014 vor Russland und dem Iran der weltgrößte Erdgasproduzent mit 729 Mrd. m³. In den USA konnte die Produktion auf Basis der Schiefergasvorkommen deutlich erhöht werden, 2014 allein um 6 %. Ab 2016 werden erste Erdgasmengen als LNG über den Exportterminal Sabine Pass in Texas exportiert.

Russland hat 2014 610 Mrd. m³ Erdgas gefördert. Dies war leicht rückläufig im Vergleich zum Vorjahr. Gründe hierfür sind die derzeit schwierigen politischen Rahmenbedingungen sowie der deutliche Rückgang der Öl- und Gaspreise.

Im Nahen Osten wurden 588 Mrd. m³ Erdgas gefördert. Iran ist der größte Erdgasproduzent im Mittleren Osten. Der Iran hat seine Förderkapazitäten erheblich ausgebaut und hat 173 Mrd. m³

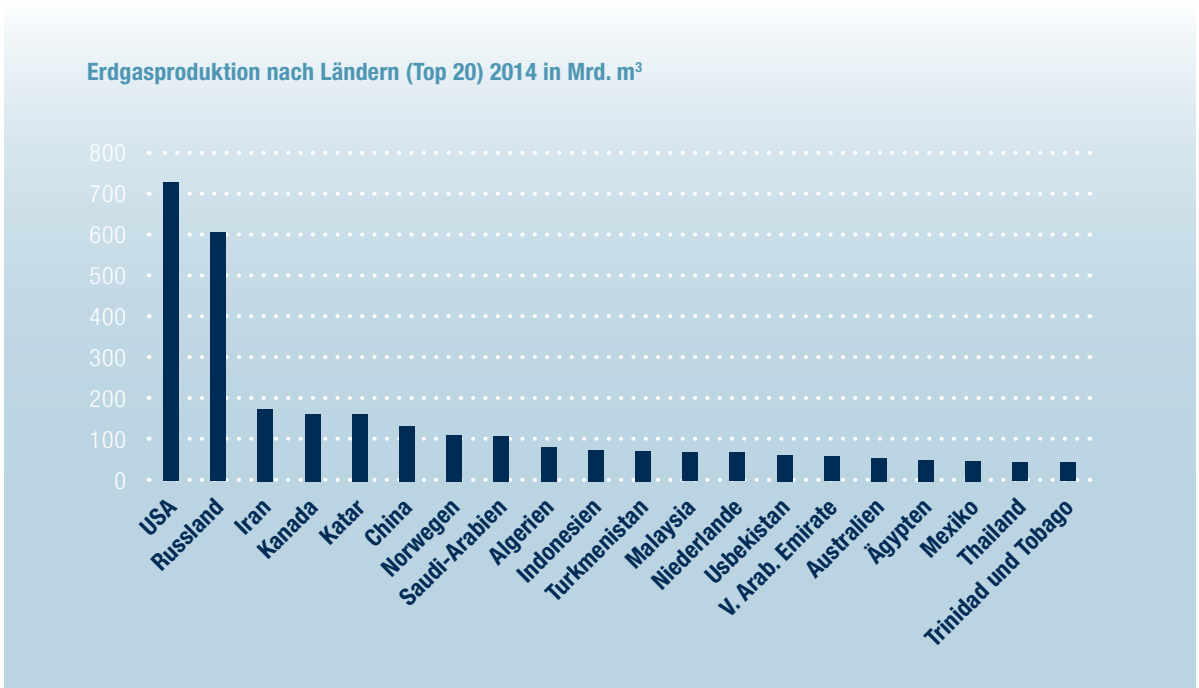


Abb. 5: Welterdgasproduktion 2014 (Quelle: BGR Energiestudie 2015)

produziert. Katar produziert auf konstantem Niveau rund 160 Mrd. m³ per anno. Knapp zwei Drittel davon werden als LNG in europäische Märkte und zum größeren Teil in den asiatisch-pazifischen Raum exportiert.

Im asiatisch-pazifischen Raum haben China und Australien in den letzten Jahren die Erdgasförderung ausgebaut und 2014 132 Mrd. m³ (China) bzw. 56 Mrd. m³ (Australien) produziert. Malaysia als zweitgrößter Produzent der Region hat 2014 66 Mrd. m³ gefördert.

Größter Produzent in Europa ist Norwegen mit 108 Mrd. m³ 2014, gefolgt von den Niederlanden (66 Mrd. m³). Während die norwegische Erdgasproduktion mittelfristig auf konstantem Niveau gehalten werden kann, werden die Fördermengen in den Niederlanden wie auch in anderen Erdgasförderregionen in Europa in den nächsten Jahren weiter deutlich zurückgehen. In den Niederlanden sind durch eine starke Nutzung des Groningen-Feldes die Reserven deutlich reduziert worden. Hinzu kommen seismische Probleme (Setzungen), welche die weitere Förderung erschweren. Das niederländische Wirtschaftsministerium hat bereits angekündigt, dass die Produktion aus dem Groningen-Feldes sukzessive zurückgefahren wird und dass ab 2029 keine Exportmengen mehr zur Verfügung stehen.

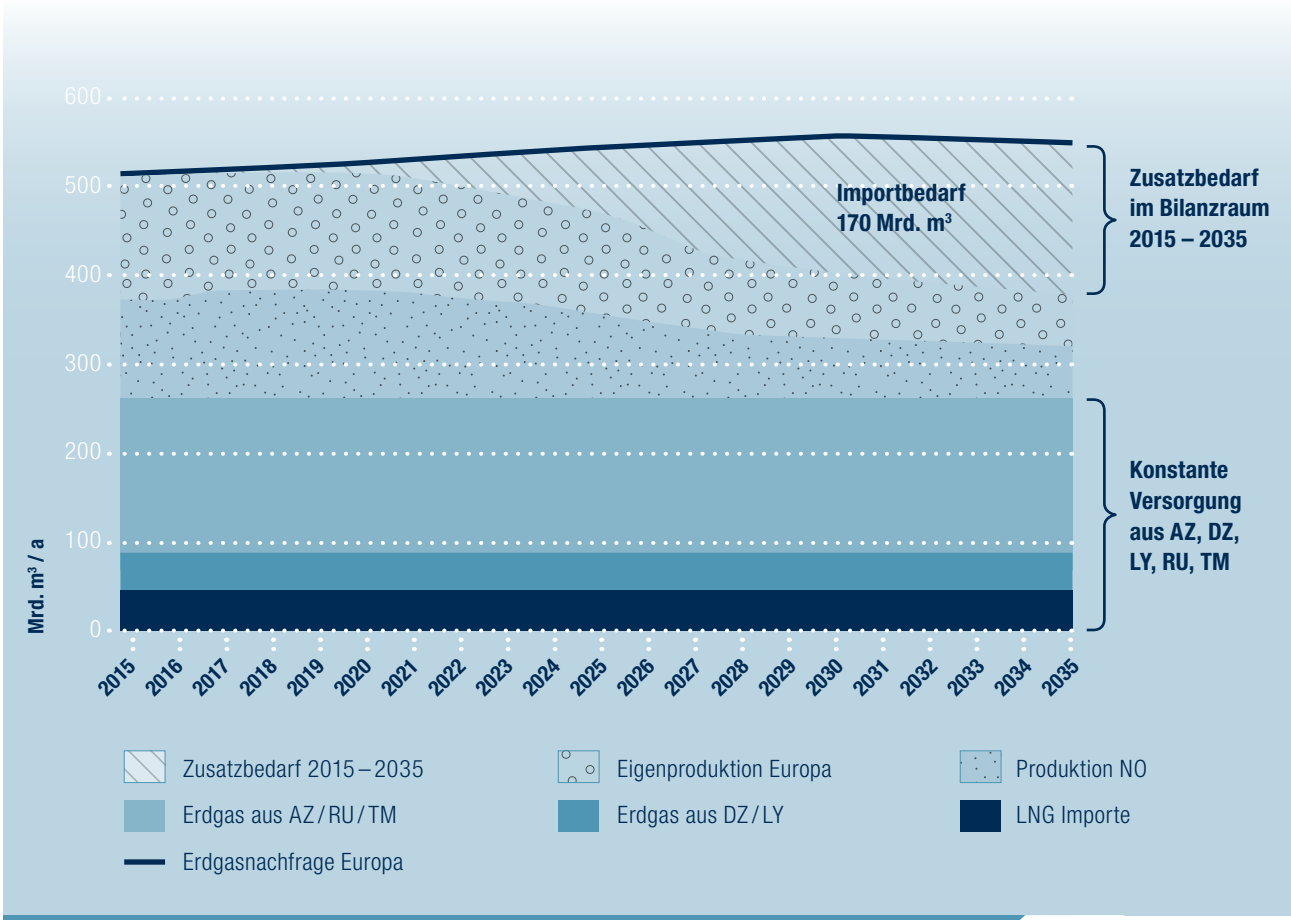


Abb. 6: Entwicklung von Erdgasbedarf und Erdgasaufkommen in Europa (Quelle: Konsultationsdokument Netzentwicklungsplan Gas 2016)

Deutschland hat 2014 noch rund 10 Mrd. m³ Erdgas gefördert. Die heimische deutsche Erdgasproduktion ist weiter stark rückläufig und nimmt aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten in den nächsten Jahren ab auf unter 4 Mrd. m³ 2025.

Insgesamt geht die Erdgasproduktion in Europa von heute 258 Mrd. m³ weiter zurück. CEDIGAZ[10] prognostiziert einen Rückgang auf 235 Mrd. m³ (2020) bzw. auf 170 Mrd. m³ (2035). Damit erhöht sich der Bedarf an Importen aus Lieferländern außerhalb der EU. Die deutschen Ferngasnetzbetreiber weisen

10 Medium and Long Term Natural Gas Outlook February 2015

einen zusätzlichen und heute noch nicht abgesicherten Importbedarf von 170 Mrd. m³ 2035 aus.

Europa hat günstige Ausgangsbedingungen für die Beschaffung der benötigten zusätzlichen Erdgasmengen. Lieferländer zur Deckung des zukünftigen Bedarfs sind weiterhin Norwegen (NO), Russland (RU), Algerien (DZ), Libyen (LY) sowie neue Lieferländer aus der GUS-Region Turkmenistan (TM) und Aserbaidschan (AZ).

Weltweit wird LNG-Verflüssigungskapazität aufgebaut. Im Bau sind Projekte, die zusätzlich zu den bestehenden Kapazitäten von 300 mtpa[11] (390 Mrd. m³/a Erdgas) weitere 112 mtpa in den nächsten Jahren an den Markt bringen werden. Optimistische Prognosen erwarten sogar eine Verdoppelung der Kapazitäten bis 2025, was aber angesichts der aktuellen Öl- und Gaspreisentwicklung nicht realistisch ist.

In Australien sind sieben Verflüssigungsprojekte mit einer Kapazität von zusätzlich 62 mtpa im Bau bzw. gehen gerade in Betrieb. Australien wird Katar, den derzeit größten LNG Produzenten, überholen und weltweit größter LNG-Exporteur. In den USA haben vier Projekte eine FID (Final Investment Decison). Damit erhöht sich die weltweite Verflüssigungskapazität um weitere 44 mtpa. Das Projekt Sabine Pass an der Grenze zwischen Texas und Louisiana ist die erste Anlage, die mit der Produktion im Februar 2016 gestartet ist. Weitere Kapazitäten, wenn auch in geringerem Umfang, werden in Malaysia und Indonesien zugebaut.

LNG ist anders als Pipelinegas flexibel und folgt globalen Preissignalen. LNG Mengen fließen zunächst in höherpreisige Märkte ohne Zugang zu Pipelinegas oder in Nischenmärkte (z. B. Südamerika). Überschussmengen fließen nach Europa und konkurrieren dort mit Pipelinegas und eigener Produktion. Die letzte Dekade, in der der überwiegende Teil der LNG-Mengen in den asiatisch-pazifischen Raum geflossen ist und nur wenig LNG nach Europa geliefert wurde, hat dies gezeigt. Anders als in vielen asiatischen Märkten (Korea, Japan) kann Europa sowohl über Pipelinegas versorgt werden als auch über LNG, das heißt aber auch, dass Europa für LNG der »Residualmarkt« bleiben wird. Europa wird die Überschussmengen aufnehmen, die in Asien nicht abgesetzt werden können.

Die deutliche Erhöhung des LNG-Angebotes bei gleichzeitig reduziertem Zuwachs auf der Nachfrageseite führt dazu, dass es auch längerfristig einen Angebotsüberhang bei LNG geben wird und sich das globale Preisniveau weiter angleichen wird. LNG wird damit zu wettbewerbsfähigen Konditionen für europäische Märkte in ausreichenden Mengen auch längerfristig zur Verfügung stehen.

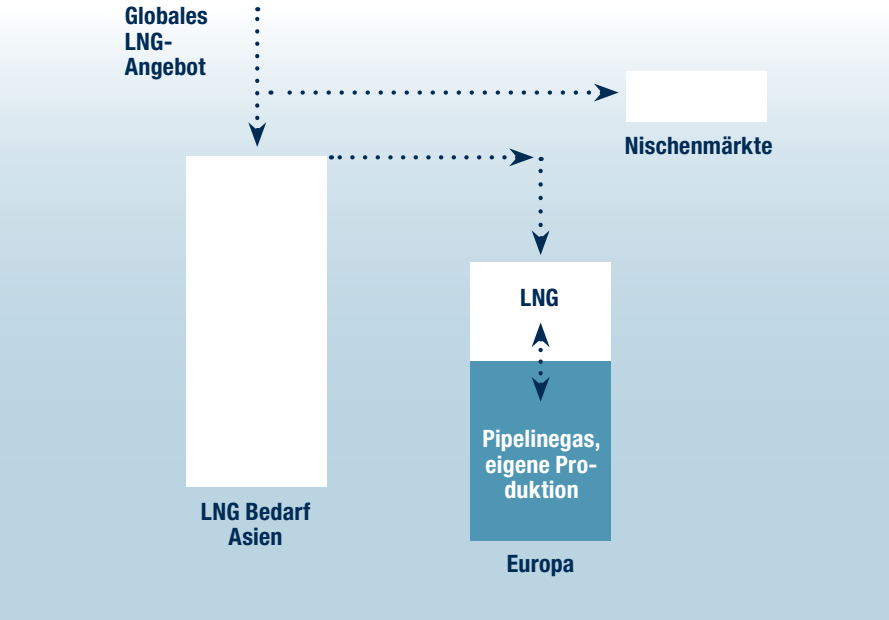


Abb. 7: Mengenflüsse im globalen LNG-Markt

11 million tons per annum

3.2 Import- und Verteilinfrastruktur

3.2.1 Pipelineinfrastruktur

2014 lag die Importkapazität für Pipelinegas in Europa (EU-28) bei 490 Mrd. m³/a. Von Süden wird das europäische Transportnetz mit Mengen aus Algerien über die Leitungen Maghreb – Europe Gas (MEG) und die Medgaz, die in Spanien anlanden, sowie über die Transmed, die Algerien mit Italien (Sizilien) verbindet, aufgespeist. Die »green Stream«-Leitung verbindet Libyen mit Sizilien.

Erdgas aus der Nordsee wird über fünf Pipelines, die in Seebrügge, Emden / Dornum und Dünkirchen anlanden, in das europäische Transportnetz eingespeist. Das UK ist über den Interconnector und die BBL-Leitung an Kontinentaleuropa angebunden und verfügt über weitere Anbindungen an Gasfelder in der Nordsee. Wichtigste Verbindung ist hier die Langeled-Leitung, die Norwegen mit dem UK verbindet.

Aus östlicher Richtung wird Erdgas aus Russland über die Nord Stream, die EuroPol und über drei Transportkorridore durch die Ukraine geliefert. Über die Südroute sind Rumänien und Bulgarien angeschlossen.

Weitere Pipelinegasinfrastruktur ist im Bau oder in Planung. Die deutschen Ferngasnetzbetreiber weisen eine zusätzliche geplante Importkapazität für

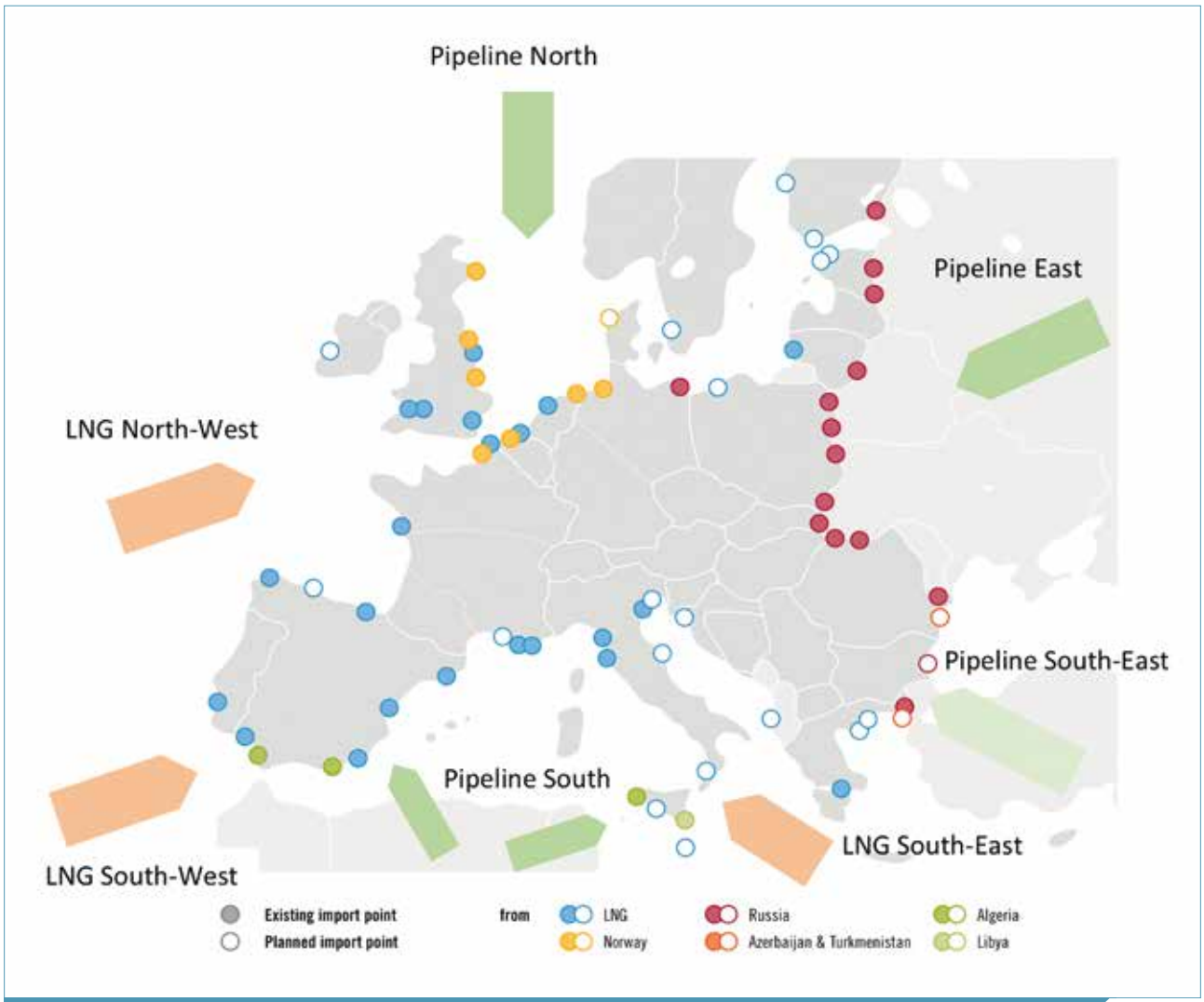


Abb. 8: Möglichkeiten zur Aufspeisung des europäischen Gasversorgungssystems (Quelle: ENTSOG, eigene Angaben)

Projekt	Inbetriebnahme	Technische Kapazität (Mrd. m³/a)
Nord Stream (Zusatzmengen)	2019	5,00
GALSI (Gasleitung Algerien-Sardinien-Italien)	2018	8,00
TAP (Trans Adriatic Pipeline)	2020	11,00
TESLA (Türkei-Österreich)	2019	41,00
AGRI (Azerbaidschan-Georgia-Romania Interconnector)	2022	8,00
EASTRING (Verbindung zwischen Slowakei und Rumänien / Bulgarien Stufe II)	2019	19,25
EASTRING (Verbindung zwischen Slowakei und Rumänien / Bulgarien Stufe I)	2022	19,25
White Stream (Azerbaidschan / Georgien-Rumänien)	2022	16,00
Gesamtkapazität		**127,5**

Abb. 9: Importinfrastruktur – Pipelineprojekte und Jahreskapazität

Europa von 127,5 Mrd. m³ aus, deren Inbetriebnahme sukzessive für die nächsten Jahre geplant ist.

Hierüber erfolgt eine deutliche Verstärkung der Importkapazitäten im südöstlichen Europa. Mit den Pipelineprojekten EASTRING, White Stream, TESLA und TAP wird zu den vorhandenen Transportkorridoren für russisches Erdgas durch die Ostsee, über Weißrussland / Polen und über die Ukraine ein vierter Korridor aufgebaut, der Erdgasreserven im kaspischen Raum unter Vermeidung des russischen Transportsystems anbindet und die Verbindungen in Rumänien und Bulgarien verbessert. Über das GALSI-Projekt (Algerien, Sardinien, Italien) werden Pipeline-Importkapazitäten im Süden Europas aufgestockt und zusätzliche Mengen aus Nordafrika / Algerien verfügbar gemacht.

3.2.2 LNG-Infrastruktur

Europa verfügt über LNG Importkapazitäten von 203 Mrd. m³/a (EU-28 191 Mrd. m³). Damit könnten 43 % des heutigen Erdgasbedarfs der EU-28 importiert werden. Die größten LNG-Importkapazitäten hat Südeuropa in Spanien, Portugal, Südfrankreich und Norditalien. In Nordwesteuropa kann LNG über die Terminals in Seebrügge und Gate (Rotterdam) importiert werden. Das UK hat Importkapazitäten mit den Terminals Isle of Grain, Milford Haven und Dragon aufgebaut. In Polen ist der Terminal in Swinemünde kurz vor der Inbetriebnahme. Griechenland hat LNG-Importkapazität über den Revithoussa Terminal südwestlich von Athen.

23 Mrd. m³/a an zusätzlicher LNG-Importkapazität sind zurzeit im Bau bzw. kurz vor der Inbetriebnahme[12]. Die vorhandenen Kapazitäten waren in den letzten Jahren nur zu etwa 25 % im Schnitt ausgelastet. Europa hat damit mehr als ausreichend Kapazität über die auch zukünftig wachsende LNG-Importmengen angelandet und ins Pipelinenetz eingespeist werden können.

Vorgeschlagen sind LNG Importterminalprojekte von rd. 150 Mrd. m³/a an zusätzlicher LNG-Importkapazität (EU-28). Ein Zubau weiterer Kapazität ist aber nur regional zur Verbesserung des Zugangs südosteuropäischer Länder und der baltischen Staaten einschließlich Finnland zu LNG-Importen erforderlich.

Insgesamt hat Europa eine Gasimportinfrastruktur, die eine gute Anbindung an die globalen Erdgasmärkte und Erdgasreserven sicherstellt. Über die vorhandene LNG-Infrastruktur und den Zubau

12 Dünkirchen (Frankreich) 13 Mrd. m³/a;
Świnoujście / Polen 5 Mrd. m³/a; small scale Terminals

Annual regasification capacity of large-scale LNG import terminals (billion m³ / year)

	EU-28	Europe
operational	191	203
under construction	23	23
planned	146	170

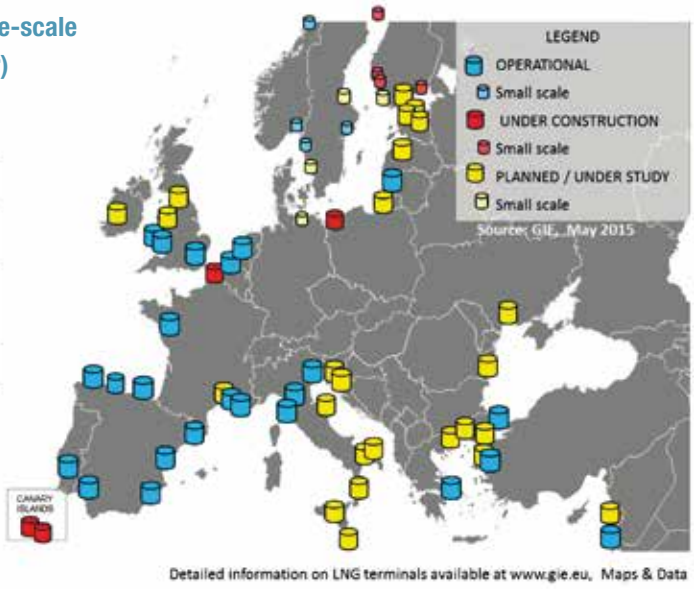


Abb. 10: LNG Importkapazitäten in Europa (Quelle: GIE)

von Pipelinekapazitäten im Süden und Südosten Europas kann der wachsende Importbedarf selbst bei optimistischen Szenarien der zukünftigen Bedarfsentwicklung gedeckt werden. Dies gilt umso mehr bei eher zu erwartendem konstanten oder rückläufigen Erdgasbedarf.

Importpipelines werden überwiegend mit konstantem Lastfluss beaufschlagt und nur begrenzt zur Strukturierung der Erdgasmengen an Lastschwankungen im Erdgasverteilnetz genutzt. LNG-Importterminals haben hier zusätzliche Funktionalität und ermöglichen eine bedarfsgerechte Wiederverdampfung und Einspeisung der LNG-Mengen in das Transportnetz, so dass über LNG ein zusätzliches Element der Versorgungssicherheit in Ergänzung zu konventionellen Erdgasspeichern zur Verfügung steht.

3.2.3 Weiterverteilung innerhalb der EU

Die EU hat ein gut ausgebautes Pipelinenetz zur Weiterverteilung der Importmengen innerhalb der EU. Bis auf wenige Ausnahmen ist ein länderübergreifendes und durchgängiges Transportsystem vorhanden. Engpässe gibt es zwischen Spanien und Frankreich, in Südosteuropa und bei der Anbindung der Baltischen Staaten an Polen.

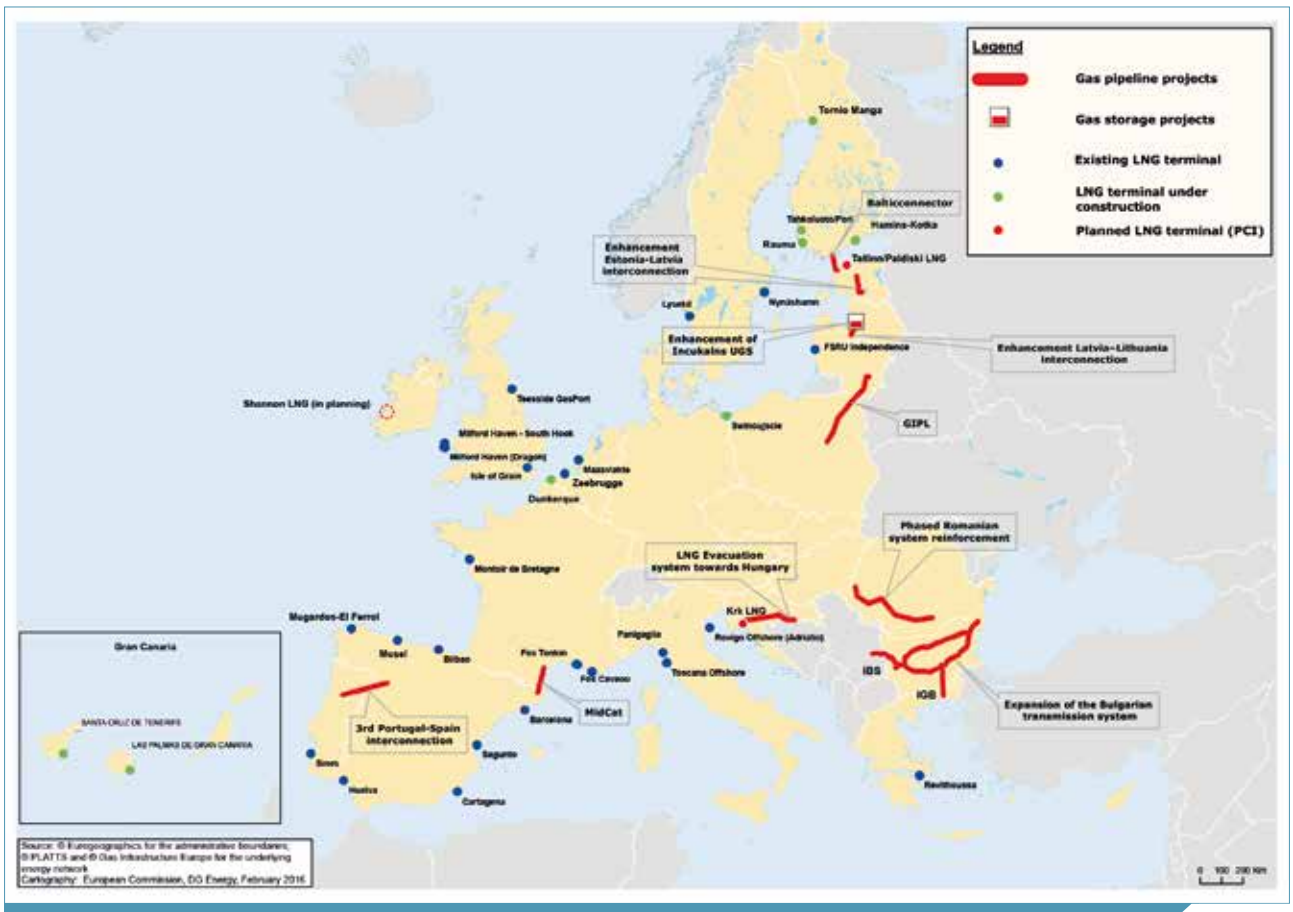
In 2015 hat die EU-Kommission (DG ENER) einen Konsultationsprozess zur Entwicklung einer europäischen LNG- und Speicher- Strategie durchgeführt. Ziel ist eine weitere Verbesserung der Liefersicherheit beim Erdgas durch die optimierte Nutzung von LNG zur weiteren Diversifizierung der Erdgasversorgung und durch die Nutzung von Erdgasspeichern.

Für EU-Mitgliedsländer soll der Zugang zu globalen LNG-Märkten über vorhandene und neue LNG-Importinfrastruktur verbessert werden. Die aufgezeigten Transportengpässe soll beseitigt werden, die Durchlässigkeit des Transportsystems optimiert und direkter oder indirekter Zugang zu LNG-Importkapazitäten ermöglicht werden. Hierzu werden konkrete Infrastrukturmaßnahmen vorgeschlagen:

- LNG Terminal Tallin (Estland)
- LNG Terminal Krk (Kroatien) und Anbindung an Ungarn
- Baltic Interconnector (Finnland – Lettland)

- Verbindung Estland – Lettland
- Pipeline Polen-Lettland (GIPL)
- Ausbau Pipelinenetz Rumänien und Bulgarien
- Pipeline Frankreich – Spanien (MidCat)
- Spanien – Portugal (3er Interconnector)

Als strategisch wichtige Projekte zum Ausbau der Erdgasinfrastruktur hat die EU-Kommission diese Projekte in die Liste der PCI-Projekte[13] aufgenommen. PCI-Projekte haben vereinfachte und verkürzte Genehmigungsverfahren und können zudem finanziell über das CFE[14]-Programm gefördert werden. Im Zeitraum von 2014 bis 2020 stehen hierfür 5,35 Mrd. € zur Verfügung. Damit hat die EU-Kommission klare Signale für eine weitere Verbesserung von Infrastruktur und Versorgungssicherheit gesetzt.



Fbb. 11: EU Infrastrukturprojekte im Rahmen der EU LNG- und Speicher- Strategie (Quelle: Pressemeldung EU-Kommission Feb. 2016)

13 Projects of Common Interest
14 Connecting Europe

3.3 Diversifizierung der Erdgasversorgung

Der europäische Erdgasbedarf (EU-28) wurde 2013 zu 34 % aus innereuropäischer Produktion gedeckt. Wichtigste Erdgasproduzenten sind die Niederlande (47 %) und das UK (25 %). Danach kommen Deutschland mit (6,7 %) und Rumänien (6,5 %). Die Abhängigkeit der EU von Erdgasimporten hat in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen. Russland trägt zu 39 % zum Erdgasaufkommen bei, gefolgt von Norwegen (30 %) und Algerien (13 %). Damit stützt sich die EU-28 auf eine gute Versorgungsbasis. Der Grad der Importabhängigkeit und der Diversifizierung der Erdgasversorgung ist in den europäischen Ländern allerdings unterschiedlich.

Historisch und geografisch bedingt sind die baltischen Staaten (einschließlich Finnland) sowie die Länder Südosteuropas weitgehend von Erdgaslieferungen aus Russland abhängig. Ziel muss es hier sein, eine zu einseitige Abhängigkeit von Lieferungen aus Russland zu vermeiden und Alternativen in der Gasversorgung aufzubauen. Durch die Inbetriebnahme des LNG-Importterminals in Litauen konnte die Abhängigkeit von Erdgaslieferungen aus Russland deutlich reduziert werden. Über den Klaipeda-Terminal können 4 Mrd. m³/a LNG (gasförmig) importiert werden.

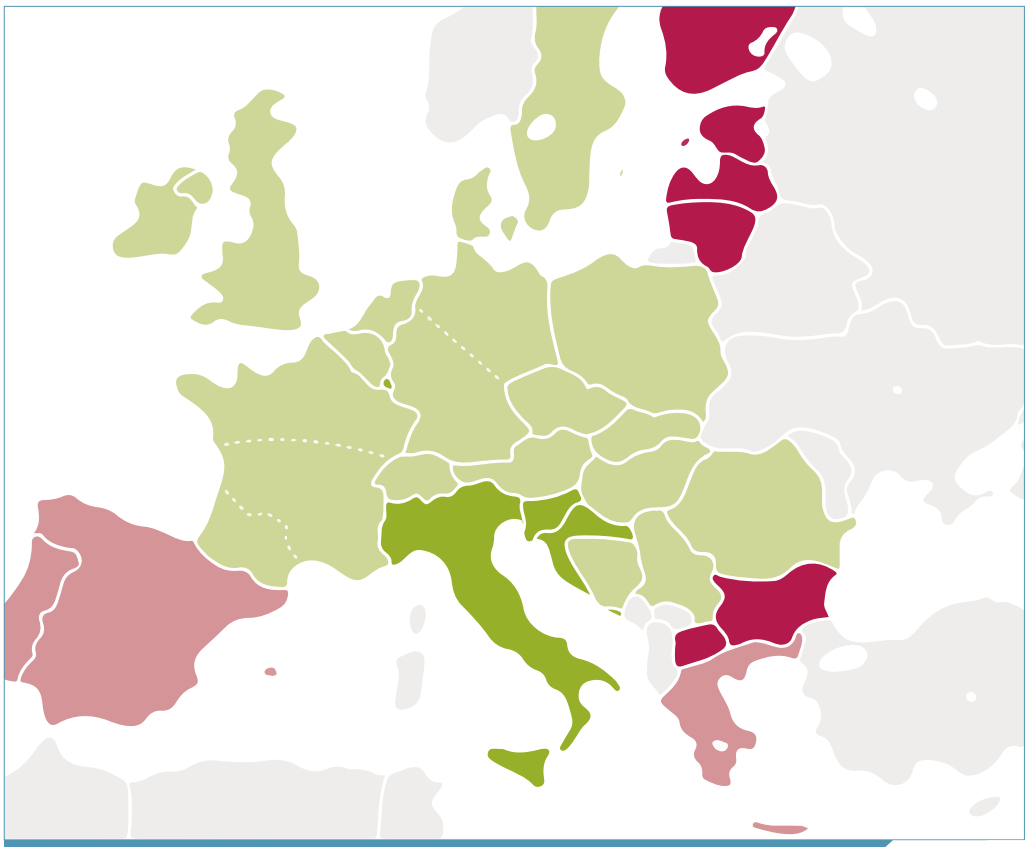


Abb. 12: Grad der Diversifizierung der Erdgasversorgung in europäischen Ländern (Quelle: ENTSOG – Ten Year Network Development Plan 2015)

In Nordwesteuropa sind die Erdgasbezugsquellen gut gestreut. Deutschland bezog 2014 Erdgas aus eigener Produktion und importiert aus den Niederlanden, Norwegen und Russland sowie kleinere Mengen aus UK und Dänemark.

Deutschland hat keinen direkten Zugang zu LNG-Importinfrastruktur. Allerdings haben Erdgasimporteure wie UNIPER Kapazitäten im LNG-Importterminal Gate in Rotterdam langfristig gebucht ebenso wie die notwendige »Entry Capacity« zur Nutzung des Pipelinesystems und können so über Gate Mengen in den deutschen Markt bringen.

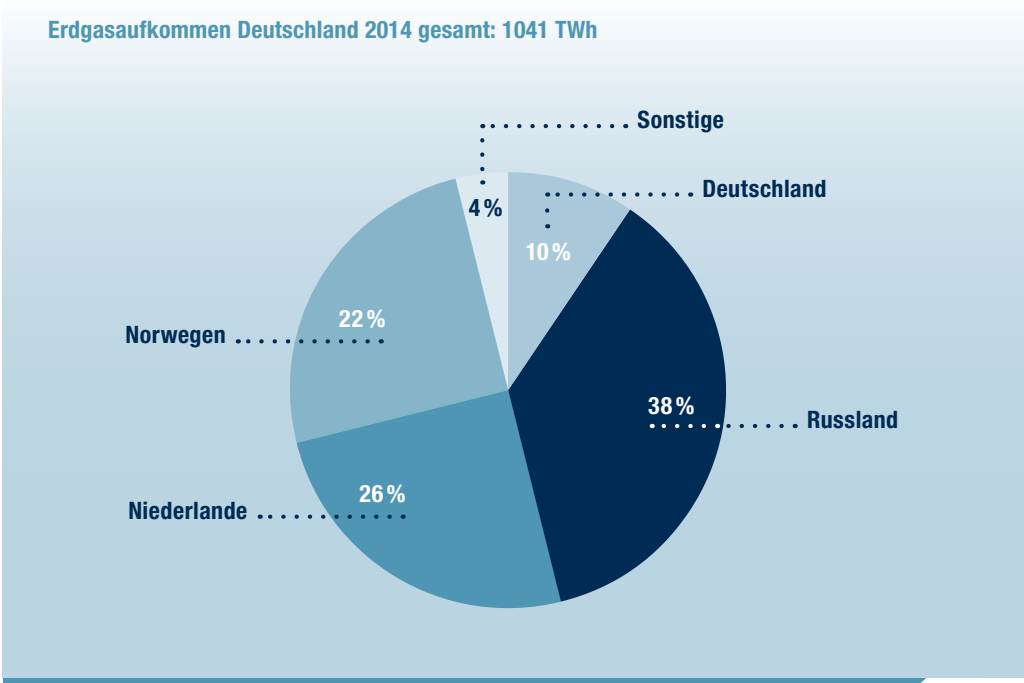


Abb. 13: Erdgasaufkommen Deutschland 2014

Das UK, Frankreich und Italien importieren Erdgas sowohl über Pipeline als auch als LNG und haben einen hohen Grad der Diversifizierung erreicht. Bei rückläufiger Eigenproduktion hat insbesondere das UK in den letzten Jahren LNG-Importkapazitäten aufgebaut. Allerdings trug LNG aufgrund mangelnder Wettbewerbsfähigkeit nur zu einem geringen Teil zum Aufkommen bei. Größte Lieferquellen sind eigene Produktion und Norwegen. Wichtigste Lieferanten für Frankreich waren 2014 Norwegen, Russland, Niederlande und Algerien. Wie auch im UK waren die LNG-Importkapazitäten nur gering ausgelastet. Italien bezieht Erdgas überwiegend aus Algerien, Libyen, den Niederlanden, Katar und Russland und hat den höchsten Grad der Diversifizierung in Europa erreicht.

In Südeuropa sind Spanien und Portugal weitgehend von LNG-Importen abhängig, haben aber eine gute Versorgungsbasis durch langfristige LNG-Importverträge. 2014 hat Spanien LNG aus sieben Ländern[15] importiert, wobei allerdings ein Teil dieser Mengen aufgrund von reduziertem Bedarf und zur Nutzung von Preisvorteilen wieder reexportiert wurde.

Für Länder mit großem Importbedarf sind langfristige Bezugsverträge zwischen Erdgasimporteuren und Erdgasproduzenten und Lieferanten ein wichtiges Element für die Absicherung der Erdgasversorgung. Die Laufzeiten der Verträge erreichen 20 Jahre und mehr. Auf Lieferantenseite sind die Verträge als Finanzierungsinstrument für Investitionen in Gasproduktion und Transport notwendig. Auf der Importseite sichern diese Verträge den Zugang zu Erdgasmengen. Das System der langfristigen Verträge für den Import von Erdgas war in den zurückliegenden Jahrzehnten stabil. Käufer und Verkäufer sind langfristig aufeinander angewiesen und haben gleichlaufende Interessen, diese Lieferbeziehungen nicht zu gefährden. Über Wiederverhandlungsklauseln werden Preisbildungsmechanismen angepasst und ggf. auch Mengenanpassungen vorgenommen. Fast alle europäischen Importverträge sind in den letzten Jahren in z. T. langwierigen Verhandlungen angepasst worden. Insgesamt ist ein sehr hoher Grad der Absicherung der Erdgasversorgung über langfristige Lieferverträge erreicht.

15 Algerien, Nigeria, Norwegen, Oman, Peru, Katar und Trinidad

3.4 Regulatorischer Rahmen

Versorgungssicherheit ist zunächst Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. Europäische und nationale rechtliche Vorgaben setzen hierfür einen Rahmen, der ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet. Das EnWG verpflichtet in Deutschland Versorgungsunternehmen, für eine sichere leitungsgebundene Energieversorgung zu sorgen. Weiter sind die Unternehmen verpflichtet, Störungen und Gefährdungen der Versorgung zu beseitigen. Im Krisenfall gibt es zudem Eingriffsrechte der zuständigen Behörden.

Im Sommer 2014 hat die EU einen Stresstest für die Erdgasversorgung durchgeführt, um die Auswirkungen von Lieferengpässen und den Ausfall von Erdgaslieferungen aus Russland zu simulieren. Das Ergebnis zeigt, dass die östlichen Mitgliedsstaaten der EU (Baltikum und Südosteuropa) von Liefereinschränkungen betroffen wären, während es in anderen Regionen zu keinen Einschränkungen in der Versorgung kommen würde. Insgesamt ist ein hohes Maß an Versorgungssicherheit erreicht. Die Auswirkungen von Lieferausfällen können durch eine verbesserte grenzüberschreitende Kooperation begrenzt werden. Maßnahmen zur weiteren Reduzierung von Risiken der Versorgung sind identifiziert und werden geplant und umgesetzt. Auch werden durch eine Knappheitssituation ausgelöste Preissignale alternative Importmengen, insbesondere LNG, mobilisieren sowie zu Nachfragerückgängen und zu vermehrtem Einsatz von Speichern führen.

Am 16. Februar 2016 hat die Kommission das »Energy Security Package« vorgelegt. Mit dieser Initiative untermauert die EU-Kommission die Bedeutung von Erdgas in der zukünftigen Energieversorgung und in seiner Rolle als »enabler« auf dem Weg der Energieversorgung zur Nutzung immer weniger fossiler Energieträger. Die Eckpunkte hat der stellvertretende EU Kommissar für Energieunion Maroš Šefčovič definiert:

»secure supplies in case of disruption, strengthen cooperation at regional level and improve crisis management at European level. An important element in this proposal will be to bring more transparency in gas contracts with third parties and facilitate access of more LNG into Europe.«

Mit dem Paket adressiert die Kommission die Notwendigkeit einer sicheren Versorgung beim Erdgas als Voraussetzung für die Rolle, die Erdgas in der zukünftigen Energieversorgung spielen soll, und definiert Erdgas zugleich als den komplementären Energieträger zu den erneuerbaren Energien und als Basis für die Anwendung sparsamer und umweltfreundlicher Technologien für den Wärmemarkt.

Wichtigstes Element ist die Novellierung der »Security of Supply Verordnung (SoS-VO)«. Hiermit soll die regionale Zusammenarbeit und Koordination im Falle von Versorgungskrisen gestärkt werden. Eingeführt wird ein Solidaritätsprinzip, welches die Verpflichtung zur gegenseitigen Hilfe im Krisenfall festschreibt. Sicherheitskonzepte sollen nicht mehr nur auf nationaler Ebene erarbeitet werden, sondern für länderübergreifende Regionen, um eine verbesserte Abstimmung in der Vorbeugung und dem Management von Versorgungsengpässen zu ermöglichen. Gleichzeitig wird auch die Zusammenarbeit mit Ländern, die Erdgas in die EU importieren, verstärkt. Ein weiteres Element zur Verbesserung der Versorgungssicherheit ist erhöhte Transparenz bei den für die Versorgungssicherheit relevanten Erdgasimportverträgen. Dies wird ergänzt durch die LNG- und Speicher-Strategie und die Definition förderwürdiger Infrastrukturvorhaben zur weiteren Verbesserung der Versorgungssicherheit, insbesondere für osteuropäische Länder (siehe auch Kapitel 3.2.3).

3.5 Zuverlässigkeit der Infrastruktur in Deutschland

Neben der Frage der Gasverfügbarkeit, des Zugangs und Imports sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen ist die Erdgastransport- und Erdgasspeicherinfrastruktur ein wichtiger Eckpfeiler für die Versorgungssicherheit. Während es bei der Frage der Gasverfügbarkeit um mittel- und langfristige Themen geht, ist eine zuverlässige Infrastruktur entscheidend für die bedarfsgerechte Verteilung und Bereitstellung der jeweils benötigten Erdgasmengen. Speicherkapazitäten können aber auch strategisch genutzt werden, um in Falle von Versorgungsengpässen benötigte Erdgasmengen zur Verfügung zu stellen.

Deutschland hat eine ausgebaute und zuverlässige Erdgasspeicherinfrastruktur. Zum Ausgleich von Lastschwankungen und zur Abdeckung von Spitzenlasten verfügt Deutschland über Arbeitsgaskapazitäten von 24 Mrd. m³ Erdgas. 10 Mrd. m³ entfallen davon auf Kavernenspeicher, die zur kurzfristigen Strukturierung genutzt werden können (Spitzenlast). 14 Mrd. m³ Arbeitsgas können über Porenspeicher, die üblicherweise für den saisonalen Ausgleich und zur Absicherung vorgehalten werden, bereitgestellt werden. Im europäischen Vergleich liegt Deutschland bei den Speicherkapazitäten an erster Stelle.

Eine 2015 vom BMWI in Auftrag gegebene Studie[16] zur Frage der Versorgungssicherheit und der Rolle von Erdgasspeichern hat ein hohes Maß an Sicherheit festgestellt. Danach können Lieferausfälle durch alternative Beschaffung von Erdgas in Kombination mit Nutzung von Speichern über einige Monate kompensiert werden. Das System ist zu einem hohen Grad belastbar. Lediglich in extremen Szenarien, d. h. dann, wenn mehrere Faktoren zusammenkommen wie ein längerfristiger Ausfall einer Importquelle und zugleich extreme Kälteperioden und Beginn der Krisensituation nach einem Winter bzw. bei niedrigem Speicherfüllstand, kann es zu Versorgungsengpässen kommen. Allerdings ist auch hier nicht mit kurzfristigen Einschränkungen zu rechnen, sondern erst nach einigen Wochen.

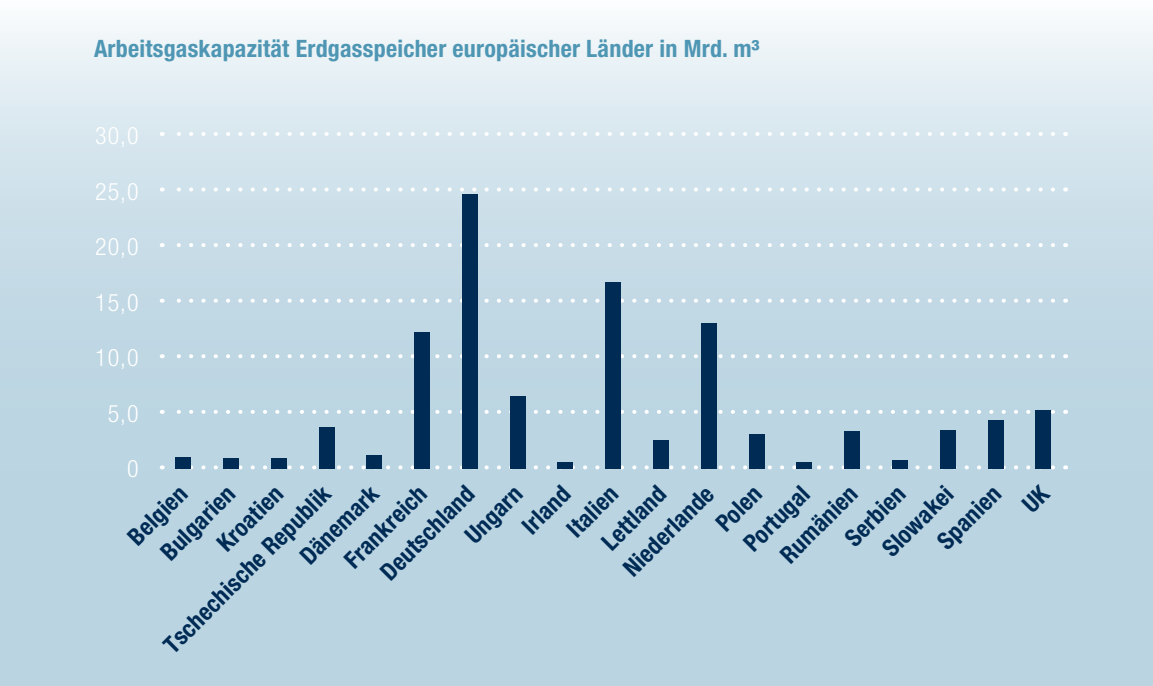


Abb. 14: Arbeitsgaskapazität Erdgasspeicher europäischer Länder in Vergleich

16 Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungsicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt

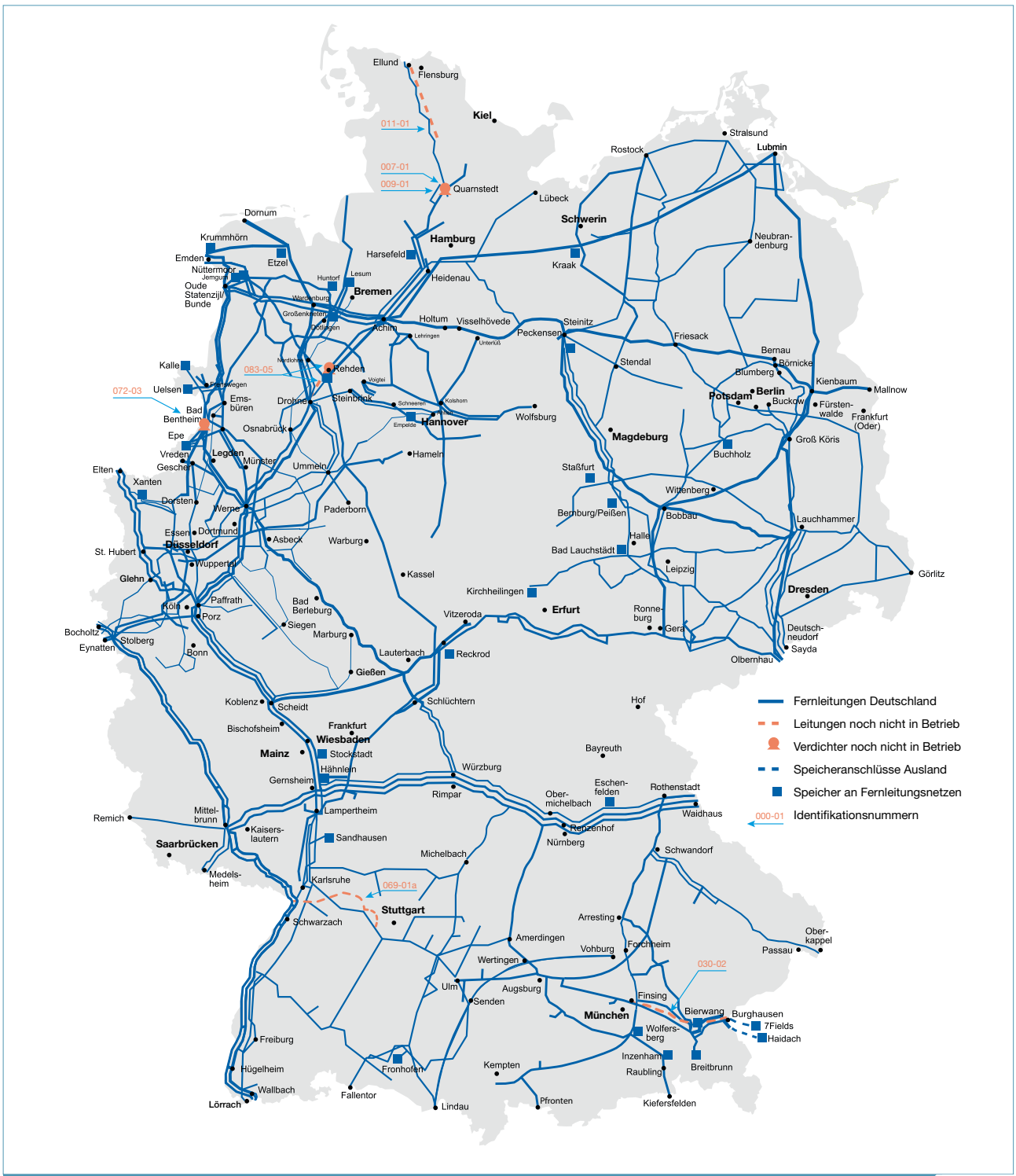


Abb. 15: Erdgasinfrastruktur in Deutschland (Quelle: BMWI, Ferngasleitungsnetzbetreiber)

Die Gastransport- und verteilnetze sind flächendeckend gut ausgebaut und auf hohem technischen Stand. Das Gasverteilungsnetz hat insgesamt eine Länge von 505.000 km und ist eng vermascht und hat einen sehr hohen Grad der Zuverlässigkeit erreicht.

Der DVGW hat in einer Analyse zu Netzstörungen gezeigt, dass die Anzahl von Schäden und Unfällen in den vergangenen Jahrzehnten auf ein sehr geringes Maß reduziert werden konnte. Die Bundesnetzagentur hat die Aufgabe, Versorgungsunterbrechungen zu überwachen. Die Ergebnisse werden über den SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) ausgedrückt. Hier wurden seit 2006 Werte zwischen 4 Minuten im Jahr (Maximum) und 0,6 Minuten im Jahr (Minimum) ermittelt, was einen sehr hohen Zuverlässigkeitsgrad zum Ausdruck bringt.

4 FAZIT

In Europa ist ein hohes Maß an Versorgungssicherheit erreicht. Erdgas steht langfristig ausreichend zur Verfügung. Die globalen Erdgasreserven sind über eine gut ausgebaute Importinfrastruktur (Pipeline und LNG) gut erreichbar. Zur Beseitigung von regionalen Engpässen und zur weiteren Verbesserung des Zugangs zu alternativen Importquellen (LNG) hat die EU-Kommission Maßnahmenpläne aufgestellt und unterstützt die Entwicklung entsprechender Infrastrukturprojekte.

Dies gilt in besonderem Maße für Deutschland. Für Deutschland und andere europäische Länder hat sich die Stabilität des Versorgungssystems insbesondere während des russisch-ukrainischen Gasstreits 2009 und in der Phase der Unterbrechung der russischen Erdgaslieferungen im zweiten Halbjahr 2014 sowie 2015 als Folge der Ukrainekrise gezeigt. Trotz Einschränkungen der Erdgaslieferungen aus Russland konnten Versorgungsengpässe vermieden werden.

Deutschland hat ein diversifiziertes und verlässliches Erdgasbezugsportfolio, eine gut ausgebaute und zuverlässige Infrastruktur zur Verteilung, Speicherung und zur bedarfsgerechten Bereitstellung von Erdgas. Das Risiko von Versorgungsengpässen ist äußerst gering. Dies gilt auch bei einem aus heutiger Sicht unwahrscheinlichen Szenario eines deutlich steigenden Erdgasbedarfs.

Quellen:

- **BP:** Statistical Review of World Energy, June 2015
- **Energiestudie BGR 2015:** Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (BGR energy study 2015: reserves, resources and availability of energy commodities)
- **ENTSOG:** Ten Year Network Development Plan 2015
- **Konsultationsdokument Netzentwicklungsplan Gas 2016** (consultation document on network development plan gas 2016; Berlin, 15.02.2016
- **European Commission:** Fact Sheet – Security of Supply Regulation
- **Becker Büttner Held:** Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungsicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicher-verpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt (Possibilities for improving gas supply security and crisis provision through the regulation of storage facilities (strategic reserve, storage obligations) including costs and economic impact on the market); study commissioned by the Federal Ministry of Economic Affairs and Energy
- **DG Energy:** Quarterly Report on European Gas Markets; issue 3; third quarter of 2015
- **FleishmanHillard:** The European Commission's 'Energy Security Package' Overview and Analysis; February 2016