

Werner Bohnenschäfer, Christoph Lanhenke

Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung

Abstract

Aufgrund aktueller Preisentwicklungen und an „Verteilungskämpfe“ erinnernde Aktivitäten auf den internationalen Energiemärkten ist das Thema Versorgungssicherheit wieder nach ganz oben auf die energiepolitische und energiewirtschaftliche Tagesordnung gerückt.

Werden Aspekte wie die regionale Verteilung ausgeblendet, stehen ausreichend Energiereserven zur Verfügung, um die wachsende Energienachfrage in den kommenden Jahrzehnten zu decken. Eine zunehmende regionale Trennung von Förder- und Verbrauchsregionen führt in Zukunft zu einem weiteren Ausbau der Handelsbeziehungen zwischen den Regionen. Die Verfügbarkeit der künftig benötigten Importmengen bleibt aufgrund politischer und wirtschaftlicher Instabilitäten in einigen Produzentenländern ungewiss. Für die Zukunft wird dem LNG-Transport, nicht zuletzt aufgrund technischer Neuerungen und Kostensenkungen, ein starkes Wachstum prognostiziert.

Für die Zukunft gilt es, die eingeschlagene Strategie des Beteiligungserwerbs (Produktion und vorgelagerte Infrastruktur) der Gaswirtschaft weiter auszubauen und nach Möglichkeit auch auf andere Länder und Regionen, wie z. B. Algerien und die GUS-Staaten, auszuweiten. Dem stehen jedoch vielfach politische Interessen in den Produzentenländern entgegen. Seitens der Verbraucherländer und -regionen besteht die Notwendigkeit, auf politischer Ebene die entsprechenden flankierenden politischen Voraussetzungen zu schaffen.

The current situation on the world energy markets is characterised by increasing prices and fierce competition in distribution. For this reason security of supply appears high on the energy policy and energy economic agenda. Not taking into account aspects of asymmetric distribution, the total world energy reserves are sufficient to meet the increasing demand within the next decades. The increasing regional separation of producing and consuming countries will lead to a further extension of interregional trade. Anyway, due to political and economical uncertainties in several producing countries the availability of the needed quantities will remain insecure. Becoming more cost-effective LNG is supposed to be an option for the future.

To achieve the aim of a secure energy supply, the chosen strategy of upstream investments in producing countries shall be extended to other countries like Algeria and the CIS-Countries. However, upstream investments in producing countries are often restrained by other political interest. Removing these restrains is an issue of the governments of the consuming countries to ensure a free market access.

Einleitung

Die deutsche EU-Ratspräsidentschaft im vergangenen Jahr hat es den letzten Zweifeln vor Augen geführt: Energie und Klima sind die beherrschenden Themen der Gegenwart und Zukunft. Unter apokalypt-

tischem Blickwinkel steuern wir in beiden Feldern auf eine Katastrophe zu, auch wenn es sich bei nüchterner Betrachtung wohl eher um einen Jahrzehnte dauernden Wandel handelt. Was wiederum nicht dahingehend interpretiert werden soll, dass wir uns beruhigt zurücklehnen können.

Aufgrund aktueller Preisentwicklungen und an „Verteilungskämpfe“ erinnernde Aktivitäten auf den internationalen Energiemärkten ist das Thema Versorgungssicherheit wieder nach ganz oben auf die energiepolitische und energiewirtschaftliche Tagesordnung gerückt.

Vor diesem Hintergrund sowie aufgrund der Verpflichtung nach § 51 EnWG ist ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchzuführen. Zur Vorbereitung des Monitoringberichtes des BMWi¹ wurden vom IE Leipzig und der HTWK Leipzig² ein Gutachten zur Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung erstellt, das diesem Beitrag zu Grunde liegt und von der Internetseite des IE Leipzig (www.ie-leipzig.de) herunter geladen werden kann. Ausgehend von den weltweiten Entwicklungen und Rahmenbedingungen sowie einem kurzen Blick auf die europäische Erdgasversorgung werden nachfolgend die Analyseergebnisse zur Versorgungssituation in Deutschland dargestellt. Im Vordergrund der Analysen stehen die Aspekte Mengensicherung und Transportinfrastruktur auf globaler, europäischer und nationaler Ebene.

1 BMWi (2007)

2 IE (2007)

Autoren

Werner Bohnenschäfer
(Geschäftsführer) und

Christoph Lanhenke
(Projektleiter Energiewirtschaft)

Leipziger Institut für Energie GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Werner.Bohnschaef@ie-leipzig.de
Christoph.Lanhenke@ie-leipzig.de

Erdgasversorgung im weltweiten Kontext

Die nachfolgenden Aussagen zur weltweiten Entwicklung des Energieverbrauchs beziehen sich im Westlichen auf das Referenzszenario der IEA aus dem Jahr 2006³. Damit wird eine Verbrauchsentwicklung zu Grunde gelegt, die hinsichtlich der Mengenentwicklung beim Erdgas im oberen Bereich liegt.

Erdgasnachfrage

Im Zeitraum von 1990 bis 2004 stieg der weltweite Energieverbrauch um 28 % von 366 EJ auf 469 EJ an. Auch in Zukunft wird mit einem weiteren Anstieg des Energieverbrauchs gerechnet. Für die Periode von 2004 bis 2020 wird im Referenzszenario der IEA ein Zuwachs von 36 % auf dann 638 EJ veranschlagt. Darüber hinaus wird bis zum Jahr 2030 ein weiterer Anstieg um 12 % bis auf 716 EJ erwartet. Insgesamt wird sich der weltweite Energieverbrauch von 1990 bis 2030 mit einem Anstieg um 96 % fast verdoppeln und von 2004 bis 2030 um 53 % erhöhen.

Der Erdgasanteil am gesamten Primärenergieverbrauch wird sich im betrachteten Zeitraum um gut 3 Prozentpunkte auf knapp 23 % erhöhen. Wird der erwartete Erdgasverbrauch nach wirtschaftspolitischen Gruppierungen betrachtet, weisen alle Gruppen mehr oder weniger deutliche Steigerungsraten auf (**Bild 1**).

Erdgasreserven

Werden Aspekte wie beispielsweise die regionale Verteilung ausgeblendet, stehen ausreichend Energiereserven zur Verfügung, um die wachsende Energienachfrage in den kommenden Jahrzehnten zu decken. Unter den konventionellen Energiereserven dominieren mit einem Anteil von 95 % die fossilen Energieträger.

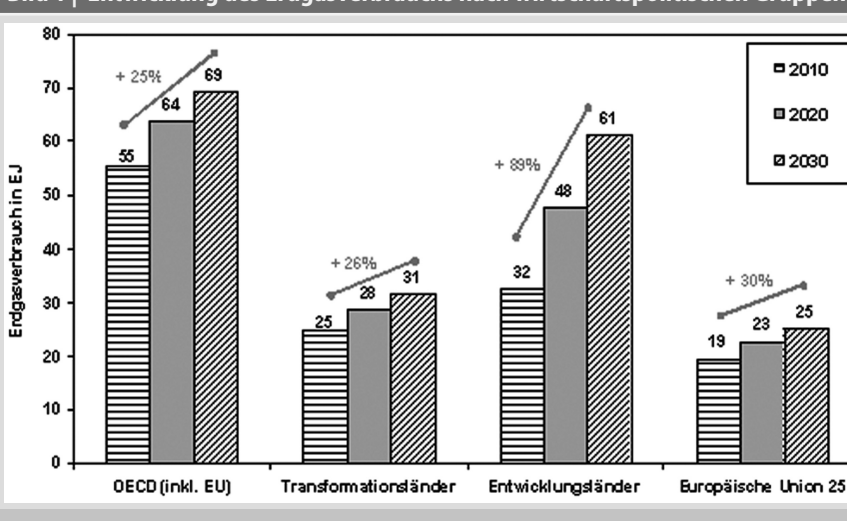
Der Erdgasanteil an den konventionellen fossilen Energiereserven in Höhe von derzeit ca. 35.000 EJ beträgt 16 % und liegt damit weit hinter Kohle (59 %) und knapp hinter Erdöl (20 %) an dritter Stelle.⁴

Die geografische Verteilung der Erdgasreserven ist durch eine hohe Konzentration gekennzeichnet. Der größte Anteil der Reserven (gut 26 %) lagert in Russland. Zusammen mit den übrigen Mitgliedern der GUS erreichen die Nachfolgestaaten der Sowjetunion einen Anteil

3 IEA (2006a)

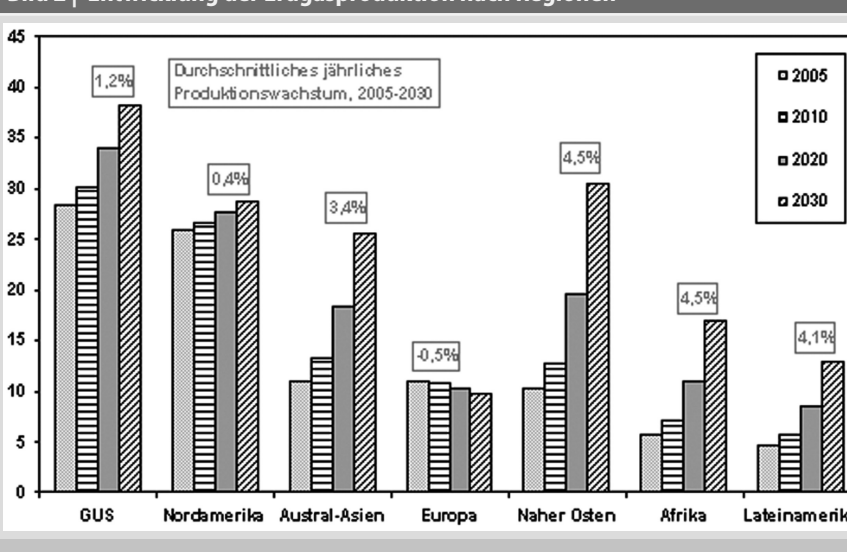
4 BGR (2007)

Bild 1 | Entwicklung des Erdgasverbrauchs nach wirtschaftspolitischen Gruppen



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von IEA (2006a)

Bild 2 | Entwicklung der Erdgasproduktion nach Regionen



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BGR (2007) und IEA (2006a)

von fast einem Drittel. Weitere ca. 30 % der weltweiten Erdgasreserven befinden sich in Iran und Katar.⁵

Erdgasangebot und Bedarfsdeckung

Im internationalen Vergleich bilden Russland und die USA derzeit mit weitem Abstand das Spitzenduo der Erdgasproduzenten. Sie produzieren insgesamt über 40 % des weltweiten Erdgasangebots. Die zukünftige Entwicklung der Produktion spiegelt die aktuelle Reservenverteilung und die historische Förderung wieder. Während für Nordamerika nur noch ein geringes und für die GUS ein mode-

5 BGR (2007)

rates Wachstum vorausgesagt wird, können der Nahe Osten und Afrika die höchsten Wachstumsraten für sich verbuchen (**Bild 2**). Die Förderung in Europa wird dagegen rückläufig sein. In Verbindung mit einem steigenden Verbrauch in Europa kann der zukünftige Bedarf nur über verstärkte Importe aus den Wachstumsregionen gedeckt werden.

Eine zunehmende regionale Trennung von Förder- und Verbrauchsregionen führt in Zukunft zu einem weiteren Ausbau der Handelsbeziehungen zwischen den Regionen. Für den Zeitraum von 2004 bis 2030 ist mit einem Anstieg des Handelsvolumens um 137 % zu rechnen (**Bild 3**).

Bild 3 | Interregionaler Handel mit Erdgas und LNG

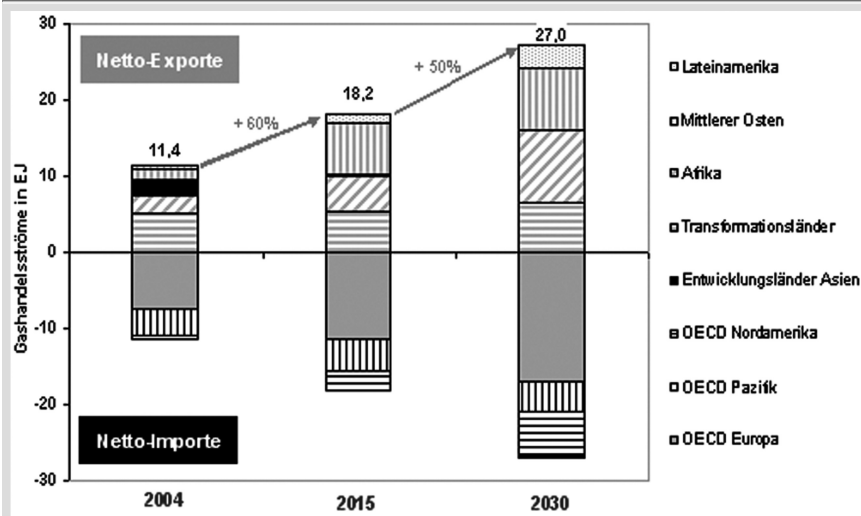
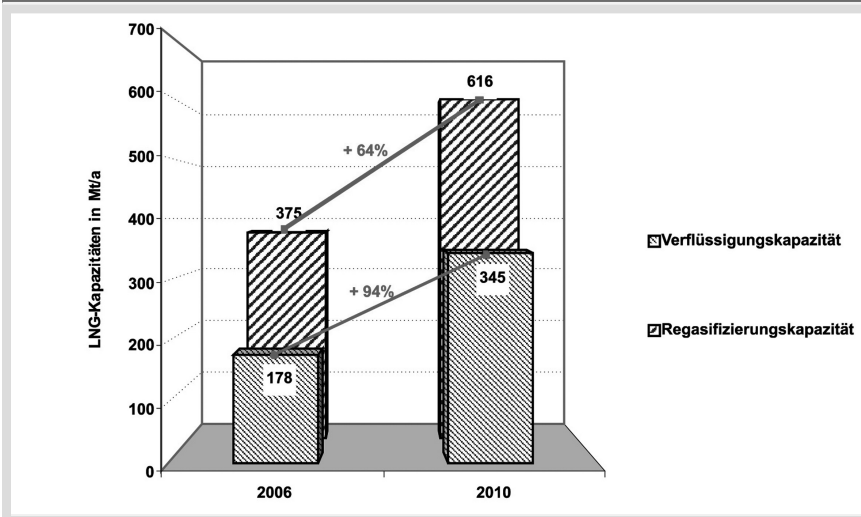


Bild 4 | Entwicklung der LNG-Kapazitäten



Erdgastransport

Für den Erdgasferntransport existieren prinzipiell zwei Transportoptionen. Zum einen kann Gas via Pipeline und zum anderen in verflüssigter Form als LNG per Tanker über den Seeweg transportiert werden. Zurzeit werden der europäische und der nordamerikanische Markt noch zu ca. 90 % über Pipelines versorgt.⁶

Für die Zukunft wird dem LNG-Transport, nicht zuletzt aufgrund technischer Neuerungen und Kostensenkungen, ein starkes Wachstum prognostiziert. Markt-

abschätzungen gehen davon aus, dass der LNG-Anteil am weltweit steigenden Handelsvolumen über ca. 30 % im Jahr 2010 bis auf ca. 50 % im Jahr 2030 zunehmen könnte.⁷ Voraussetzung für diese Entwicklung ist der massive Ausbau der LNG-Transportkette.

Momentan übersteigen die Regasifizierungskapazitäten der LNG-Abnehmer die Verflüssigungskapazitäten der LNG-Produzenten um mehr als das Zweifache. Zwar verringert sich dieser Abstand bis zum Jahr 2010 in den Prognosen, es bleibt aber weiterhin eine erhebliche Regasifizie-

rungsüberkapazität von ca. 80 % bestehen (**Bild 4**).

Trotz des überproportional steigenden LNG-Transports wird auch zukünftig der größte Teil des Erdgases per Pipeline transportiert werden, sodass ein Ausbau dieser Infrastruktur erforderlich ist, um der weltweit wachsenden Nachfrage entsprechen zu können.

Schlussfolgerungen 1

Für die Zukunft gilt es, die eingeschlagene Strategie des Beteiligungserwerbs (Produktion und vorgelagerte Infrastruktur) der Gaswirtschaft weiter auszubauen und nach Möglichkeit auch auf andere Länder und Regionen, wie z. B. Algerien und die GUS-Staaten, auszuweiten. Dem stehen jedoch vielfach politische Interessen in den Produzentenländern entgegen.

Seitens der Verbraucherländer und -regionen besteht die Notwendigkeit, auf politischer Ebene die entsprechenden flankierenden politischen Voraussetzungen zu schaffen. Dieser Handlungsbedarf ist den Akteuren bewusst und findet bereits Berücksichtigung in entsprechenden politischen Strategiepapieren. So hat die Europäische Kommission in „Eine Energiepolitik für Europa“ Schwerpunkte einer EU-Energieaußenpolitik formuliert.⁸ Diese Schritte zur Bündelung der energiepolitischen Interessen auf gemeinschaftlicher Ebene sind dringend geboten und daher zielführend im Sinne der Versorgungssicherheit. Wichtig ist, dass diese außenpolitischen Schwerpunkte der Strategie umgesetzt werden.

Neben den gemeinschaftlichen energiepolitischen Maßnahmen, an denen Deutschland beteiligt ist, werden auch auf nationalstaatlicher Ebene Strategien entwickelt, um die Versorgungssicherheit bei Energierohstoffen zu gewährleisten. In Zusammenarbeit mit der Wirtschaft entwickelt die Bundesregierung eine neue Rohstoffstrategie für Deutschland.⁹ Im Kontext der weltweiten Erdgasversorgung sind die Probleme erkannt und Lösungsvorschläge bereits teilweise in politische Strategien überführt worden. Die internationalen Erfahrungen mit Versorgungsunterbrechungen sind unterschiedlich und bedürfen, ihren Anlässen entsprechend, einer differenzierten Betrachtung.

6 EWI (2006)

7 IEA (2006a)

8 EU (2007)

9 IFO (2007)

Folgestörungen für die Erdgasversorgung in Deutschland resultieren im internationalen Kontext aus der Durchsetzung in erster Linie wirtschaftlicher Interessen (Preisstreitigkeiten), hinter denen jedoch (mehr oder weniger offen) auch politische Interessen zu Tage treten. Das bedeutet, dass diesbezüglich wiederum außenpolitische Initiativen auf nationaler und internationaler Ebene gefordert sind. Diese werden durch die geschilderten energieaußenpolitischen Strategien mit abgedeckt, sind aber wiederum keine Garantie für ein Ausbleiben solcher Störungen.

Versorgungsunterbrechungen, die durch höhere Gewalt (z. B. Naturkatastrophen) oder kriminelle Handlungen bzw. Einwirkungen Dritter hervorgerufen werden, sind präventiv nicht gänzlich zu verhindern. In diesen Fällen bleiben Maßnahmen auf ein funktionierendes Krisenmanagement beschränkt. Auch dazu sind bereits auf nationaler, wie auf EU-Ebene, Gesetze und Richtlinien erlassen worden, welche die Basis für das Handeln in Notfallsituationen bilden.

Als Unsicherheiten verbleiben die im Folgenden genannten Faktoren:

- Die Verfügbarkeit der künftig benötigten Importmengen bleibt aufgrund politischer und wirtschaftlicher Instabilitäten in einigen Produzentenländern ungewiss.
- Die vollständige Umsetzung geplanter vorgelagerter Infrastrukturprojekte steht in Abhängigkeit von wirtschaftlichen Entwicklungen und politischen Entscheidungen.
- Die Durchführung vereinbarter und notwendiger Durchleitungsaufgaben in den vorgelagerten Transitstaaten bleibt mit einem Restrisiko behaftet.
- Naturphänomene wie beispielsweise Überschwemmungen bleiben als Risikofaktoren erhalten. Sie können (vorgelagerte) Versorgungsstörungen verursachen und so die Versorgungssicherheit beeinträchtigen.
- Extreme Kälteeinbrüche, die eine steigende Nachfrage verursachen, im Zusammenhang mit technischen Störungen können zu kumulativen Effekten führen, welche unter Umständen ebenfalls die Versorgungssicherheit zeitweilig beeinträchtigen und/oder zu Versorgungsstörungen führen.

Erdgasversorgung in der europäischen Union

Erdgasnachfrage und -angebot

Der Primärenergieverbrauch der EU-25 wird von 2005 bis 2020 um etwa 20 % steigen und danach leicht rückläufig sein. Der Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch wird sich bis zum Jahr 2030 stetig von derzeit ca. 25 % auf etwa 27 % erhöhen (**Bild 5**).¹⁰ Für 2015 wird mit einer Versorgungslücke von 10 % und für 2020 von 23 % aufgrund noch fehlender Bezugsverträge gerechnet.

Die Importabhängigkeit der EU wird von derzeit ca. 54 % auf 85 % im Jahr 2030 zunehmen. Mehr als drei Viertel der europäischen Erdgasimporte stammen derzeit aus den Ländern der ehemaligen UdSSR (hauptsächlich aus Russland) und Nordafrika.¹¹

Für die Importe steht eine leistungsfähige Infrastruktur zur Verfügung. Trotz einzelner Folgestörungen¹², ist es in Europa bisher nicht zu erheblichen Lieferbedingten Versorgungsengpässen gekommen.

10 Diesen Prognosen liegen Annahmen über den verstärkten Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung zugrunde. Ob und inwiefern die Rahmenbedingungen für diese Entwicklung (Gaspreisentwicklung) tatsächlich gegeben sind, wurde im Rahmen der Untersuchung nicht beurteilt.

11 EU (2005)

12 Diese sind Versorgungsunterbrechungen aufgrund einer Störung in einem vorgelagerten Netz.

Schlussfolgerungen 2

Die im europäischen Kontext notwendigen Maßnahmen zur Vermeidung von Versorgungsstörungen bzw. zur Sicherung der benötigten Erdgasmengen entsprechen im Wesentlichen den Notwendigkeiten, die im Zusammenhang mit dem weltweiten Kontext genannt werden.

Um auch den zukünftigen Anforderungen gewachsen zu sein, muss die Import- und Verteilungsinfrastruktur erhalten und ausgebaut werden. Durch den Zubau von LNG- und Speicherkapazitäten kann ein weiterer Beitrag zur Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene geleistet werden.

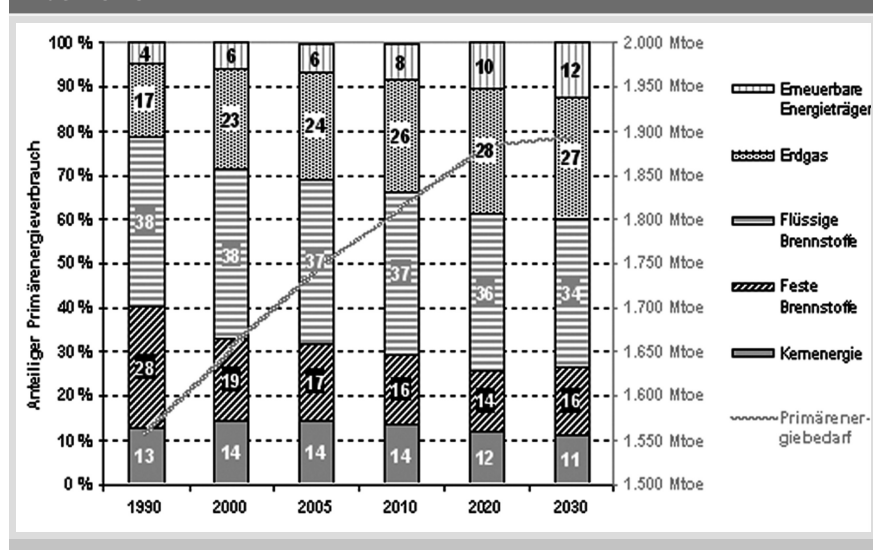
Vorrangiges Mittel zur Sicherung der Erdgasversorgung für Europa muss eine gemeinsame Energieaußenpolitik sein, die den Energieversorgern auf den internationalen Märkten die Rahmenbedingungen schafft, damit diese in fairem Wettbewerb die benötigten Gasmengen beschaffen können.

Durch erhöhte Effizienzsteigerungen bei den Anwendungstechnologien, eine erweiterte Nutzung von Einsparpotentialen sowie eine von der Prognose abweichende Entwicklung hinsichtlich des Erdgaseinsatzes¹³ zur Stromerzeugung könnte sich die für die Zeit ab 2015 bestehende Versorgungslücke¹⁴ verkleinern.

13 D. h. ein geringerer Anstieg des Erdgasanteils zur Stromproduktion.

14 Derzeit besteht eine Versorgungslücke von 10 % für 2015 und von 23 % für 2020 für den in den genannten Jahren zu erwartenden Erdgasverbrauch.

Bild 5 | Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in der EU-25



Quelle: EU (2005)

Erdgasversorgung in Deutschland

Erdgasnachfrage und -angebot

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland sinkt von 2005 bis 2030 um mehr als 10 %. Im selben Zeitraum nimmt der Erdgasverbrauch um ca. 17 % zu, der Erdgasanteil an der Energiebedarfsdeckung steigt von 21 % auf 31 % an (Bild 6).¹⁵

Die Sektoren Private Haushalte und Industrie weisen die höchsten Erdgasbedarfe auf. In der weiteren Entwicklung wird ein leichter Bedarfsrückgang in diesen Sektoren erwartet. Des Weiteren wird von einem starken sektoralen Zuwachs der Stromerzeugung aus Erdgas ausgegangen, sodass dieser Bedarf den der Industrie ab 2015 und den der Privaten Haushalte ab 2025 übersteigen wird. Optionen zur Energieträgersubstitution in den Sektoren bestehen tendenziell nur mittel- bis langfristig, wobei sie mit hohen Investitionen verbunden sind.

Die Bedarfsdeckung erfolgt zum Teil durch die im Inland geförderten Mengen (rund 20 %). Das Bundesland Niedersachsen ist das Zentrum der deutschen Erdgasförderung (über 90 %). Bis 2030 wird von

15 Die Aussagen zur Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland beziehen sich im Westlichen auf die Referenzprognose von EWI und Prognos (EWI/Prognos 2005) bzw. die dazu durchgeführte sogenannte Ölpreisvariante (EWI/Prognos 2006). Damit wird eine Verbrauchsentwicklung zu Grunde gelegt, die hinsichtlich der Mengenentwicklung beim Erdgas die obere und untere Bandbreite markieren.

einem Rückgang der inländischen Jahresfördermengen um etwa 21 % ausgegangen. Der Großteil des innerdeutschen Bedarfs wird durch Importe gedeckt. Hauptexportnationen sind Russland (gut 40 % des deutschen Imports), Norwegen (ca. 32 %) und die Niederlande (21 %). Die Lieferungen weisen unterschiedlich stark ausgeprägte mengenmäßige Schwankungen im Jahresverlauf auf.

Es kann von einem zusätzlichen Transitgasaufkommen von insgesamt etwa 35 % bis 40 % bzgl. der Importmengen ausgegangen werden. Die Transitgasmenen entstammen den genannten Hauptimportnationen zu ähnlich hohen Anteilen wie die Nettoimporte.

Die Erdgasausfuhr (ohne Transitmengen) aus Deutschland im Jahr 2005 entspricht etwa zehn Prozent des Erdgasverbrauchs. Prognosewerte für die Zeit bis 2030 liegen nicht vor.

Ausfuhr und Transitmengen wurden 2005 hauptsächlich über die Grenzen zu den Niederlanden, der Schweiz, Frankreich, Österreich und der Tschechischen Republik geleitet.

Ein Ausgleich von Lieferausfällen durch die Erhöhung der Liefermengen anderer Exportnationen ist stark vom Zeitpunkt des Auftretens abhängig. Die durchgeführte theoretische Betrachtung berücksichtigt rein technische Aspekte, im Wesentlichen die möglichen Produktionsmengen und Kapazitäten auf vorgelagerten Transit- bzw. Ferntransportstrecken. Auf dieser Betrachtung basierend sind gerade

in verbrauchsintensiven Zeiten des Jahres durch Liefermengenausgleich jedoch realistischer Weise kaum mehr als fünf Prozent (je Exportnation) des jeweiligen monatspezifischen Inlandsbedarfs zu decken.

Im Vergleich mit anderen importierenden Staaten bezieht Deutschland die größten Gasmengen von den zuvor genannten drei Exportnationen, was von einer besonderen gegenseitigen Abhängigkeit von ausländischen Produzenten und deutschen Erdgasbedarfsträgern zeugt. Im Prognosezeitraum wird tendenziell von einer Steigerung der Importmengen aus Russland und Norwegen ausgegangen. Niederländische Liefermengen werden sich möglicherweise ab 2020 verringern. Damit entsteht insgesamt die Notwendigkeit der Schaffung neuer Bezugsoptionen.

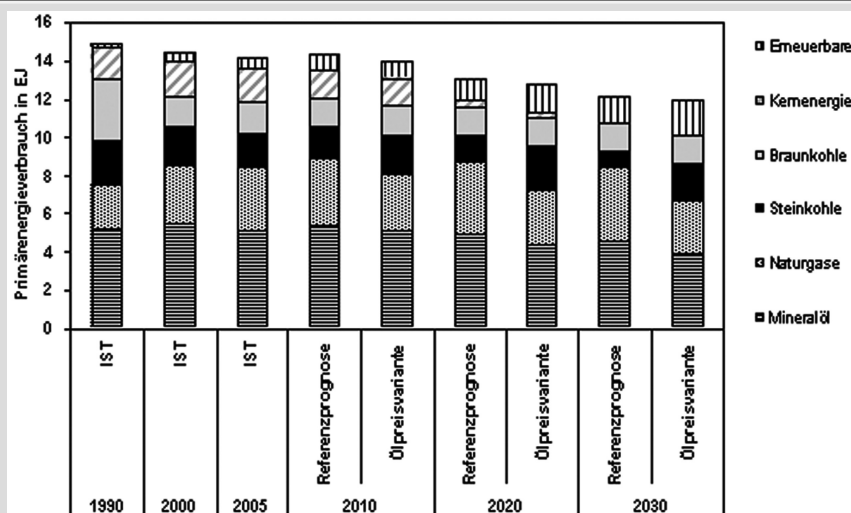
Vorstellbar sind zusätzliche Bezugsmengen aus Nord- und Westafrika sowie aus dem Nahen Osten, deren Höhe zum jetzigen Zeitpunkt nicht genau zu beziffern ist, da sie unter anderem in Abhängigkeit von der politischen und infrastrukturellen Entwicklung der Herkunfts- und Transitstaaten steht. Der direkte Import von verflüssigtem Erdgas (LNG) kann erst nach Fertigstellung des geplanten Terminals in Wilhelmshaven erfolgen, frühestens wird damit ab 2010 gerechnet. Dadurch würde eine zusätzliche (Transport-) Option für Erdgasimporte in Höhe von maximal etwa neun Prozent bezogen auf den deutschen Jahreserdgasbedarf im Jahr 2010 geschaffen.

Obwohl die Technologie zur Erzeugung alternativer Gase praxiserprobt vorhanden ist¹⁶, wird der realistische Beitrag als Mittel zur Diversifizierung der Angebotsoptionen für Deutschland als sehr gering eingeschätzt. Wengleich Deutschland zusätzliche theoretische Rohstoffpotentiale aufweist, könnte deren Erschließung zur konkurrierenden Flächennutzung führen. In Bezug auf Biomethan erscheint unter Ausklammerung wirtschaftlicher Aspekte bis 2020 ein theoretisches Deckungspotential am Erdgasbedarf von 10 % erschließbar.

Grenzübergangsstationen

An den Grenzübergangsstationen für Erdgas standen im Jahr 2005 Kapazitäten in

Bild 6 | Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Deutschland



Quelle: AGEB (2006), EWI/Prognos (2005), EWI/Prognos (2006)

16 D. h. für Biomethanherzeugung und Synthesegasherzeugung aus Kohle. Für Bio-SNG-Erzeugung werden Anlagen nicht vor 2015 am Markt verfügbar sein.

Höhe von ca. 208 bcm p.a. für Pipeline-Importe (inkl. Transitmengen) aus Russland, den Niederlanden, Norwegen und anderen Staaten zur Verfügung (**Bild 7**). Kapazitäten für Exporte (inkl. Transit) sind vor allem an den Grenzen zur Schweiz (32 %), zu Frankreich (21 %), Belgien und der Tschechischen Republik (je 16 %) vorhanden.

Unter Berücksichtigung von prognostizierten Gesamtimportmengen (inkl. abgeschätzter Transite) wurden durch eine Szenariobetrachtung potentielle, situative Engpässe bezogen auf die Herkunft der Lieferungen analysiert. Für russische Erdgas mengen zeigt sich dabei eine tendenzielle Notwendigkeit zusätzlicher Importkapazitäten (z. B. Nord-Stream-Pipeline). Eine kritische Auslastung der Importkapazitäten für norwegisches Gas könnte etwa ab dem Jahr 2015 entstehen, falls die Importmengen einerseits zunehmen und andererseits ähnlich starke saisonale Schwankungen aufweisen wie derzeit. Niederländische Importe könnten auf derzeitigem Niveau weiterhin kapazitativ bewältigt werden. Die Steigerung der Importmengen aus den Niederlanden über das Jahr 2020 hinaus ist unwahrscheinlich, könnte im Eintrittsfall jedoch eine Kapazitätserweiterung erfordern.

Die Kapazitäten der Grenzübergangsstationen sind für die zur anteiligen Inlandsbedarfsdeckung nötigen Erdgas mengenströme im gesamten Betrachtungszeitraum ausreichend.

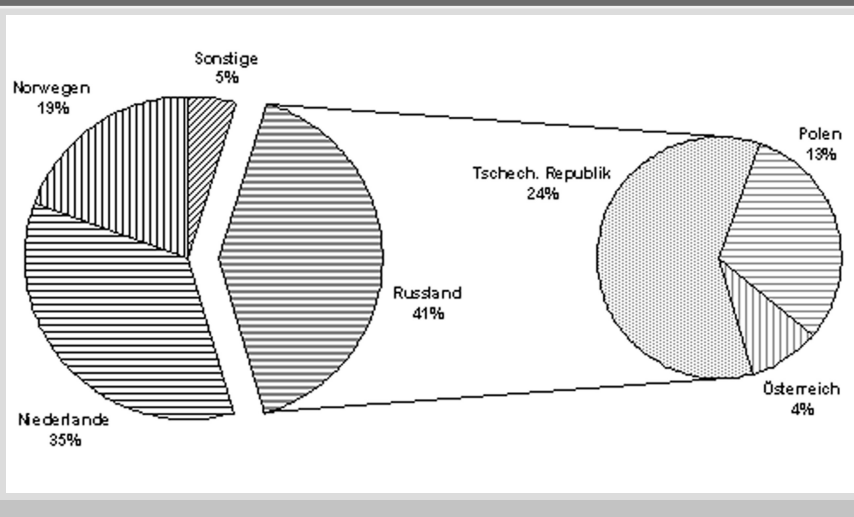
Die Auslastung der Exportkapazitäten ist nicht eindeutig ermittelbar. Die Betrachtungen zeigen jedoch, dass bei Exporten nach Frankreich, in die Niederlande und die Schweiz hohe Kapazitätsauslastungen in 2004/2005 auftraten.

Zur Vermeidung von Kapazitätsengpässen erscheint eine Vergleichmäßigung der Lieferungen als mögliches technisches Instrument. Bei gleicher jahresdurchschnittlicher Transportkapazitätsauslastung ließen sich dadurch die Spitzenlasten verringern. Dabei entsteht ein erhöhter Bedarf an Speicherkapazitäten zur Abdeckung der saisonalen Bedarfstrukturierung. Es besteht somit eine Optimierungsaufgabe im Sinne von Invest- und Betriebskosten für das Transportsystem versus Invest- und Betriebskosten für Speicher.

Erdgasnetz

Das komplexe und weit verzweigte Rohrleitungssystem Deutschlands dient neben

Bild 7 | Anteilige Grenzübergangskapazitäten für Erdgasimporte nach Deutschland



Quelle: GTE (2005)

der flächendeckenden Inlandsversorgung auch dem Transport von Erdgas in andere Staaten (Transit). Die Kapazitätssituation im innerdeutschen Erdgas transport kann wegen mangelnder Informationsgrundlagen nicht bewertet werden. Investitionsankündigungen einzelner Betreiber deuten jedoch auf einzelne stark ausgelastete Transportstrecken hin. Das Leitungssystem ist in der Zeit vor der Gasmarktliberalisierung nicht mit massengeschäftstauglichen Kapazitäten ausgerüstet worden. Deshalb dürften nun theoretisch mögliche, vertragliche Bezugsoptionen der Verbraucher nicht in jedem Falle tatsächlich physisch umsetzbar sein.

Methoden zur Kapazitätsbewirtschaftung bzw. zum Engpassmanagement sind im EnWG und in der GasNZV geregelt. Ihr jeweiliger Beitrag zur Versorgungssicherheit ist unter temporalen Aspekten (lang-/kurzfristig) unterschiedlich zu bewerten, im Wesentlichen jedoch positiv. Die vorhandenen technischen Kapazitäten werden so methodisch für durchzuführende Transportaufgaben weitestgehend verfügbar gemacht.

Die technische Sicherheit der Bestandteile des Rohrleitungsnetzes ist durch die bestehenden Regelungen des EnWG (rechtlich) in Verbindung mit denen des DVGW (technisch) auf einem hohen Niveau. Es gilt das Prinzip der vorrangigen, sicherheitstechnischen Eigenverantwortung der Gaswirtschaft mit Zuständigkeit der Energieaufsichtsbehörden. Die Bewährtheit dieses Prinzips zeigt sich u. a. in tendenziell abnehmenden spezi-

fischen Schadensraten¹⁷ der infrastrukturellen Erdgasanlagen. Die Sicherheitsstandards nach DVGW gelten international als vorbildlich.

Untertage-Erdgasspeicher

Untertägige Erdgasspeicher erfüllen eine wichtige Funktion zur Deckung von zeitlich variierenden Bedarfsmengen und bieten u. a. Möglichkeiten zur Bezugskostenoptimierung und optimierten Netzfahrweise.

Im Jahr 2005 wurden durch 16 verschiedene Unternehmen in Deutschland 44 Untertage-Gasspeicher betrieben, die zusammengefasst im Vergleich zu anderen europäischen Staaten das größte Speichervolumen stellen und etwa 22 % des inländischen Jahresgasbedarfs kapazitativ entsprechen. Das nutzbare Speichervolumen (sog. Arbeitsgasvolumen) wird sich laut Planung um fast ein Viertel erhöhen. Ein Großteil des Speicherpotentials existiert im Norddeutschen Becken. Fünf Unternehmen verfügen insgesamt über ca. 80 % des Arbeitsgasvolumens.¹⁸

Für welche Zeitdauer die Speicher etwaige Versorgungsstörungen kompensieren können, ist nur mit einer theoretischen Betrachtung abschätzbar. Aus den Erfahrungen der zurückliegenden Jahre kann geschlussfolgert werden, dass die deutschen Speicher bisher einen ausreichenden (großen) Beitrag zur Versorgungssicherheit leisteten.

¹⁷ Bezogen auf Leitungslänge, Gasabsatz und Kundenzahl.

¹⁸ Angaben auf Basis von ERGEG (2005) und BP (2006)

Durch veränderte Marktbedingungen kann mit einem weiter steigenden Bedarf an Ein- und Ausspeiseleistung der Speicher gerechnet werden. Die zukünftige Veränderung in der Erdgasaufkommensstruktur und die prognostizierten Bedarfsmengensteigerungen erfordern einen Ausbau von Speicherkapazitäten zur Gewährleistung eines weiterhin hohen Niveaus in der Versorgungssicherheit. Da die Investitionen in Speicherprojekte eine hohe und langfristige Kapitalbindung zur Folge haben, ist für Investoren eine verlässliche gesetzgeberische Rahmensetzung in allen speicherelevanten Bereichen von substanzieller Bedeutung.

Von einer starken Nutzungskonkurrenz durch Einspeicherung anderer Stoffe wie beispielsweise CO₂ oder Druckluft (z. B. zur Strukturierung der Stromspeisung aus Wind) ist in der näheren Zukunft aufgrund des diesbezüglich frühen technologischen Entwicklungsstadiums vorerst nicht auszugehen.

Schlussfolgerungen 3

Hinsichtlich des Zugangs zu internationalen Erdgaslagerstätten wurde bereits im Zusammenhang mit der weltweiten Situation auf die notwendige politische Flankierung der Aktivitäten der Gaswirtschaft hingewiesen. Neben der Einbindung in die EU-politischen Aktivitäten zeigt die nationale Rohstoffstrategie den entsprechenden Handlungsrahmen auf, wobei sich die eigentliche Beschaffungsaufgabe in der Verantwortung der Unternehmen bewährt hat.

Die in der europäischen Versorgungsrichtlinie 2004/67/EG determinierten Notfallpläne sind an die realen Veränderungen der gaswirtschaftlichen Verhältnisse dynamisch aktualisiert anzupassen.

Die regionalspezifische Wahrscheinlichkeit von naturbedingten Störungen (Hochwasser etc.) erfordert individuelle Lösungen zur Vermeidung sowie zur Schadens-

begrenzung. Technische Besonderheiten zur Versorgungsabsicherung sind unter Kosten-/Effizienzgesichtspunkten gesondert zu betrachten. Übergeordnete Maßnahmen zur Vermeidung/Begrenzung (z. B. Hochwasserschutz) sind teils auch relevant für die Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung und somit auch aus diesem Grund unterstützenswert.

Für neue Investitionen in die Erdgasinfrastruktur sind auch im Rahmen der Gasmarktregulierung die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass die damit verbundene langfristige Kapitalbindung im internationalen Maßstab wirtschaftlich attraktiv ist.

Effizienzsteigerungen in der Anwendungstechnologie sowie die konsequente Nutzung von Einsparpotentialen können aufgrund der spezifischen Bedarfsmengenabsenkung zur Versorgungssicherheit beitragen.

Neben den im internationalen Kontext genannten Unsicherheiten ist für Deutschland zusätzlich von Folgendem auszugehen:

- Die künftige Höhe der Transitgasmenströme und damit verbundene Kapazitätsanforderungen an das deutsche Ferngastransportnetz sind nur eingeschränkt abschätzbar.
- Die Entwicklung im Marktsegment Erdgasspeicherung ist abhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen und den damit verbundenen finanziellen Anreizen, in diesen versorgungsrelevanten Bereich zu investieren.

Literatur

1. AGEB (2006) – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2005. Berlin/Köln 2006.
2. BGR (2007) – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, Kurstudie, überarbeitete Fassung, Hannover 2007.

3. BMWi (2007) – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Monitoring-Bericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, Berlin 2007.
4. BP (2006) – British Petrol: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2006.
5. ERGEG (2005) – European Regulators Group for Electricity and Gas: ERGEG Final Report on Monitoring the implementation of the GPPSSO, Brüssel 2005.
6. EU (2005) – Europäische Kommission: European Energy and Transport, Trends to 2030 – Update 2005, Luxemburg 2006.
7. EU (2007) – Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament – Eine Energiepolitik für Europa, KOM (2007) 1 endgültig, Brüssel 2007.
8. EWI (2006) – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: Erdgas – sichere Zukunftsennergie oder knappe Ressource?, EWI Working Paper Nr. 06/2, Köln 2006.
9. EWI/Prognos (2005) – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 (Energierport IV – **Energiewirtschaftliche** Referenzprognose), Oldenbourg Industrieverlag, München 2005.
10. EWI/Prognos (2006) – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Prognos AG: Auswirkung höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage (Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030), Köln/Basel 2006.
11. GTE (2005) – Gas Infrastructure Europe: Maps and Data, The European Natural Gas Network an capacities at cross-border points on the primary market, version: 21. Dec. 2005.
12. IE (2007) – Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig: Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung, Leipzig 2007.
13. IEA (2006a) – International Energy Agency: World Energy Outlook 2006, Paris 2006.
14. IEA (2006b) – International Energy Agency: Natural Gas Information 2006, Paris 2006.
15. IFO (2007) – Wuermeling, J.: Energiemanagement – Rohstoffknappheit: Welche mittelfristigen Perspektiven hat die deutsche Wirtschaft?, ifo Schnelldienst 5/2007, 60. Jg., 10–11. KW, 16. März 2007, München 2007.