

Bothe, David; Seeliger, Andreas

Working Paper

Erdgas: sichere Zukunftsenergie oder knappe Ressource?

EWI Working Paper, No. 06.2

Provided in Cooperation with:

Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI)

Suggested Citation: Bothe, David; Seeliger, Andreas (2006) : Erdgas: sichere Zukunftsenergie oder knappe Ressource?, EWI Working Paper, No. 06.2, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Köln

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/23157>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

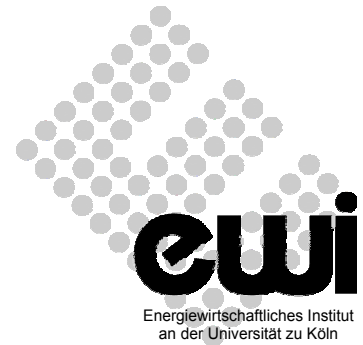
Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
Albertus-Magnus-Platz
50923 Köln

EWI Working Paper, Nr. 06/2

**Erdgas –
sichere Zukunftsenergie oder knappe Ressource?**

von

*David Bothe
Andreas Seeliger*

Dezember 2006

*Für den Inhalt der EWI-Working Papers sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren
verantwortlich, nicht notwendigerweise das Institut.*

Erdgas – sichere Zukunftsenergie oder knappe Ressource?

von

David Bothe

Andreas Seeliger

Abstract:

Die weltweiten Erdgasmärkte befinden sich im Wandel. In diesem Arbeitspapier werden im Rahmen einer Bestandsaufnahme der aktuelle Stand dieses Prozesses sowie einige Erklärungsansätze diskutiert. Das Papier fokussiert sich dabei auf die Bereich Reserven und Ressourcen, Entwicklung des internationalen Handels sowie die unterschiedlichen Preisbildungssysteme für Erdgas in den einzelnen Teilmärkten.

Keywords:

Erdgasmarkt, Reserven und Ressourcen, Erdgashandel, Preisbildungssysteme für Erdgas

JEL-classification:

Q41, F14

ISSN 1862-3808

Adresse:

Dr. David Bothe
Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln (EWI)
Albertus-Magnus-Platz
50923 Köln

Tel. +49 /221/170 918-14

Fax. +49 /221/ 44 65 37

Email: bothe@wiso.uni-koeln.de

Dr. Andreas Seeliger

Trianel

European Energy Trading GmbH

Lombardenstr. 28

52070 Aachen

Tel. +49/241/413 20-151

Fax. +49/241/413 20-302

Email: a.seeliger@trianel.com

1. Erdgas als Energieträger der nächsten Jahrzehnte?

In den vergangenen Jahrzehnten hat sich Erdgas weltweit als dritt wichtigster Primärenergieträger nach Erdöl und Kohle etabliert. So betrug 2004 der Anteil am weltweiten Primärenergiebedarf rund 21%. Zahlreiche Studien prognostizieren Erdgas dabei zukünftig ein deutliches Wachstum, sowohl absolut, was angesichts eines weltweit steigenden Energiebedarfs offensichtlich ist, als auch im Vergleich zu anderen Energieträgern. So erwartet bspw. die IEA¹ ein jährliches Nachfragewachstum in Höhe von 2,0%, welches dazu führt, dass bis 2030 Erdgas weiter zum zweitplatzierten Primärenergieträger Kohle aufschließen wird. Andere Prognosen kommen zu ähnlichen Aussagen.²

Während im traditionellen Haupteinsatzsegment, dem Wärmemarkt, das weltweite Wachstum eher begrenzt ist, basiert der relative Bedeutungsgewinn von Erdgas insbesondere auf dem Trend zum zunehmenden Einsatz in der Elektrizitätserzeugung. In diesem Sektor wird Erdgas insbesondere den Einsatz von Kohle und Kernenergie substituieren. Erdgas vereint dabei sowohl ökonomische als auch ökologische Vorzüge. Der weltweite Trend zu liberalisierten und zunehmend wettbewerblich organisierten Strommärkten führt zu einem wachsenden Bedarf an kleineren und flexibleren Kraftwerken, die überwiegend mit Gas befeuert werden. Zusätzlich begünstigen die weltweiten Klimaschutzbemühungen CO₂-arme Energieträger, wodurch Gas einen weiteren Vorteil gegenüber Kohle und Erdöl erlangt.

Aber auch außerhalb des Elektrizitätssektors kann Erdgas zukünftig andere Energieträger ersetzen. Künftige Anwendungsmöglichkeiten werden dabei beispielsweise die Umwandlung von Gas zu synthetischen Flüssigtreibstoffen („Gas-to-Liquids“) zum Einsatz im Transportsektor sowie die Wasserstoffgewinnung zur Umwandlung in Brennstoffzellen sein. Damit wird Erdgas eine Universalität als Energieträger erreichen, wie sie bislang allein Erdöl besitzt. Entsprechend groß wird seine Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung eingeschätzt. Dennoch bleibt Erdgas ein fossiler und damit prinzipiell endlicher Energieträger. Ziel dieses Aufsatzes ist es daher zu analysieren, wie sicher die Rohstoffbasis für die weithin prognostizierte Entwicklung einzuschätzen ist.

Dabei wird neben dem gegenwärtigen Explorationsstand von Reserven und Ressourcen insbesondere auch eine Analyse der aktuellen und zukünftigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie dem Rohstoffhandel und Preisentwicklung erfolgen. Grundsätzlich ist die Menge der vorhandenen Erdgasmoleküle physikalisch gesehen endlich und damit determiniert (die Regenerationsraten bei diesem fossilen Rohstoff können selbst für langfristige Analysen vernachlässigt werden). Für die wirtschaftliche Analyse sind jedoch allein die Mengen relevant, die den Verbrauchern tatsächlich zur Verfügung stehen können. Neben der reinen Geologie werden diese Volumen entscheidend durch Parameter wie Explorationstätigkeiten und technischem Fortschritt bestimmt und sind damit letztlich ein

¹ IEA (2006).

² Vgl. dazu bspw. EIA (2006) oder EU (2006).

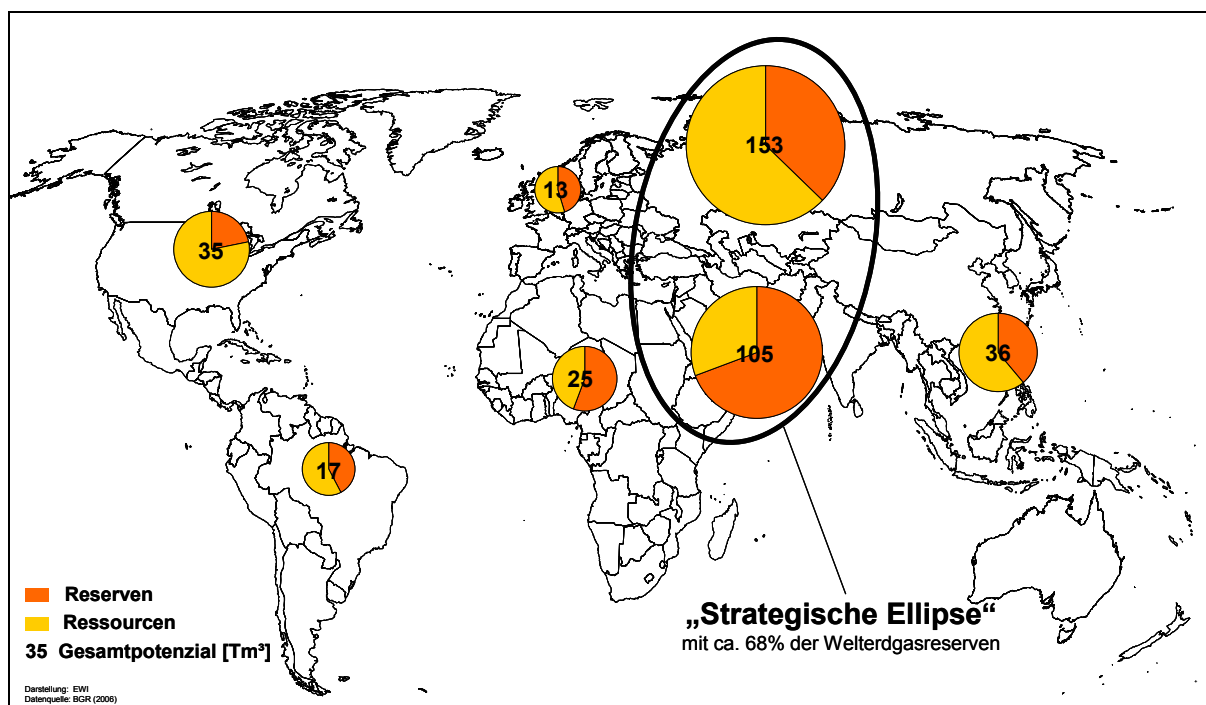
Produkt von Investitionen. Daher ist für eine aussagekräftige Analyse der Reserven und Ressourcensituation eine Einbeziehung marktlicher Zusammenhänge und wirtschaftlicher Fundamentalfaktoren wie Explorations- und Produktionskosten essentiell.

2. Rohstoffseitige Verfügbarkeit der Ressource Erdgas

2.1. Weltweite Erdgasreserven

Die weltweiten Reserven an konventionellem Erdgas betragen zu Beginn des Jahres 2006 fast 180 Bio. m³, was einen historischen Höchststand markiert. Obwohl es Unterschiede in den Einschätzungen gibt, bewegen sich die gängigen Reserveschätzungen in einer geringeren Spannbreite als beim Erdöl.³ Allerdings ähnelt die geografische Verteilung der Erdgasreserven wiederum der des Erdöls, so dass auch hier eine hohe regionale Konzentration existiert. In der so genannten „strategischen Ellipse“ von Westsibirien über die kaspische Region bis zur Arabischen Halbinsel lagern somit jeweils rund 68% der Weltreserven dieser beiden wichtigen Energieträger. Die wichtigen Verbrauchszentren Asien, Nordamerika und vor allem Europa sind hingegen mit weniger Erdgasreserven ausgestattet.

Abbildung 1: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas 2005 nach Regionen



Quelle: Eigene Darstellung. Datenquelle: BGR (2006).

³ Die Schätzungen der Erdgasreserven variieren vor allem durch die unterschiedliche Berücksichtigung der kanadischen Ölsande sowie die nicht einheitliche Übernahme der offiziellen Angaben einiger Staaten. Die Reserveschätzungen für Erdgas in gängigen Statistiken und Studien variieren zwischen ca. 173 (bspw. Esso (2006) und O&GJ (2005)) und rund 180 Bio. m³ (z.B. BP (2006) und Cedigaz (2006)). Die im Folgenden verwendeten Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover (BGR (2006)) liegen im oberen Bereich dieses Intervalls.

Auch auf wirtschaftspolitische Gruppierungen bezogen lässt sich eine ungleiche Verteilung der Vorkommen feststellen. Die elf Mitglieder der OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) verfügen zusammen über knapp die Hälfte der Reserven und nehmen so eine ähnlich bedeutende Position wie im Erdölbereich ein. Die größten Anteile entfallen dabei auf den Iran und Katar, die zusammen ca. 30% der Weltgasreserven besitzen.

Rund 32% der Reserven können den in der GUS (Gemeinschaft Unabhängiger Staaten) zusammengeschlossenen Nachfolgestaaten der Sowjetunion zugerechnet werden. Allein Russland kommt auf einen Anteil von 26%, der Rest verteilt sich im Wesentlichen auf die kaspischen Staaten Turkmenistan, Kasachstan, Usbekistan und Aserbaidschan sowie auf die Ukraine.

Die hohe Bedeutung dieser beiden Gruppierungen zeigt sich in der Auflistung der größten Reservenhalter (Tabelle 1). Unter den zehn führenden Reservenbesitzern finden sich neben Russland acht OPEC-Staaten, unter den größten 30 sind alle elf Kartellmitglieder sowie sechs GUS-Länder vertreten. Von den in der OECD (Organisation for Economic Co-Operation and Development) organisierten Industriestaaten sind hingegen nur wenige auf den vorderen Plätzen dieser Auflistung anzutreffen. Gemeinsam verfügt diese Staatengruppe über weniger als 10% der Weltgasreserven. Die EU-Mitglieder verfügen zusammen über lediglich rund 3 Bio. m³, wovon alleine ca. die Hälfte auf die Niederlande entfällt.

Tabelle 1: Rangliste der größten Reservenhalter, Stand Anfang 2006

	Bio. m ³	Anteil		Bio. m ³	Anteil		
1	Russland	47,3	26,4%	15	Malaysia	2,1	1,2%
2	Iran	27,5	15,4%	19	Ägypten	1,9	1,1%
3	Katar	25,8	14,4%	17	Usbekistan	1,6	0,9%
4	Saudi Arabien	6,8	3,8%	22	Kuwait	1,6	0,9%
5	VAE	6,0	3,4%	21	Kanada	1,6	0,9%
6	USA	5,6	3,1%	20	Niederlande	1,5	0,8%
7	Nigeria	5,2	2,9%	23	Libyen	1,5	0,8%
8	Algerien	4,5	2,5%	25	Aserbaidschan	1,4	0,8%
9	Venezuela	4,3	2,4%	27	Indien	1,1	0,6%
10	Irak	3,2	1,8%	24	Ukraine	1,0	0,6%
16	Kasachstan	3,0	1,7%	28	Pakistan	1,0	0,6%
11	Turkmenistan	2,8	1,6%	29	Oman	0,8	0,4%
12	Indonesien	2,8	1,6%	30	Trinidad & Tobago	0,7	0,4%
13	Australien	2,5	1,4%	26	Großbritannien	0,7	0,4%
14	Norwegen	2,4	1,3%		Sonstige	8,5	4,7%
18	China	2,4	1,3%		Welt	179,1	100,0%

Quelle: BGR (2006).

2.2. Erweiterung der Reservenbasis durch Ressourcen

Die aktuellen Reserven stellen nur einen Teil der insgesamt verfügbaren Erdgasvorkommen dar. Als Reserven werden dabei alle bereits entdeckten (physisch verfügbar) und unter gegebenen Rahmenbedingungen (aktuelle Fördermethoden und Rohstoffpreise) sowohl technisch als auch wirtschaftlich verfügbaren Erdgasmengen bezeichnet. Entdeckte Vorkommen, deren Produktion derzeit noch nicht wirtschaftlich erfolgen kann, werden als

Grenzreserven definiert. Unentdeckte Vorkommen werden als Ressourcen (hypothetisch oder spekulativ) bezeichnet.⁴

Bei allen Definitionen ist zu beachten, dass es sich um dynamische Größen handelt, die sich mit variierenden Rahmenbedingungen (wie volatilen Rohstoffpreisen oder technologischen Neuerungen) ebenfalls verändern. Reserven werden durch die Förderung ständig abgebaut und durch Investitionen in Exploration und Reservenerschließung wieder erneuert. Die insgesamt zur Verfügung stehenden Reserven sind somit nicht geologisch unausweichlich determiniert, sondern das Ergebnis des Zusammenspiels zwischen Marktprozessen und technologischen Entwicklungen. Der Reservenzuwachs stößt dann an seine Grenze, wenn die Wiederbeschaffungskosten der Reserven höher werden als der Preis, den der Markt für die Reserven zu zahlen bereit ist. Der Einfluss des technischen Fortschritts macht sich dadurch bemerkbar, dass dieser auf die tendenziell steigenden Wiederbeschaffungskosten (bedingt durch den zunehmenden Rückgriff auf Lagerstätten mit schwierigen Förderbedingungen) dämpfend wirkt.⁵

Langfristig werden die oben beschriebenen Reserven aus den als Ressourcen vermuteten Vorkommen „aufgefüllt“. Dabei ist zu beachten, dass Schätzungen über die Ressourcen mit deutlich höheren Unsicherheiten behaftet sind als die ebenfalls recht unsicheren Angaben über die Reserven. Nach Schätzungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) betragen die konventionellen Erdgasressourcen weltweit 207 Bio. m³. Diese Angaben liegen in einer vergleichbaren Größenordnung wie die in der letzten detaillierten weltumfassenden Analyse des United States Geological Survey (USGS) veröffentlichten Schätzungen von ca. 250 Bio. m³.⁶

Wie die Erdgasreserven sind auch die -ressourcen durch eine hohe Konzentration gekennzeichnet. Den höchsten Anteil nehmen die GUS-Staaten mit zusammen 46% ein, wovon allein Russland mit 83 Bio. m³ über 40% der weltweit geschätzten Ressourcen verfügt. Weitere 20% (43 Bio. m³) entfallen auf die elf OPEC-Staaten, über die Hälfte davon allein auf den Iran und Saudi Arabien (je 11 Bio. m³). Beachtliche Ressourcen finden sich darüber hinaus nur noch in den USA (15 Bio. m³), China (10 Bio. m³) und Kanada (8 Bio. m³). Die restlichen Ressourcen verteilen sich weltweit, wobei mit Großbritannien nur ein EU-Mitglied über mehr als 1 Bio. m³ verfügt. Norwegen weist mit über 3 Bio. m³, wie auch bei den Reserven, die größten Werte innerhalb Europas auf.⁷

⁴ Diese Definitionen folgen IEA (2004).

⁵ Vgl. Adelman (1993).

⁶ Vgl. BGR (2006) und USGS (2000). Zum Teil deutlich darüber liegende Angaben finden sich bspw. bei Odell (2004) und Rojey (2002). Kritischer wird der mögliche Reservenzuwachs aus Ressourcen z.B. durch Laherrere (2004) eingeschätzt.

⁷ Vgl. BGR (2006).

2.3. Nicht-konventionelle Erdgase

Neben den bereits angesprochenen Erdgasreserven und –ressourcen existieren verschiedene so genannte nicht-konventionelle Erdgasvorkommen. Darunter werden nach BGR all diejenigen Erdgase verstanden, die nur mit „neuen Technologien und/oder höheren Kosten“ gefördert werden können. Je nach geologischer Beschaffenheit der Lagerstätte lassen sich verschiedene Arten nicht-konventioneller Erdgase klassifizieren, wobei die Abgrenzung sowohl zu konventionellem Erdgas als auch zwischen den verschiedenen nicht-konventionellen Erdgasen in der Literatur nicht immer eindeutig erfolgt. Im Wesentlichen kann eine Einteilung in Kohleflözgase, Erdgase aus dichten Lagerstätten (Ton- und Sandsteinreservoirs), Aquiferengase (im Grundwasser gelöstes Erdgas in unterirdischen Hohlräumen) sowie Methanhydrate (durch Druck oder niedrige Temperaturen entstandenes eisähnliches Methan-Wassergemisch, das vor allem auf Ozeanböden oder in Gebieten mit Permafrost zu finden ist) erfolgen.⁸

Die ökonomischen Perspektiven der einzelnen nicht-konventionellen Erdgase sind höchst unterschiedlich einzuschätzen. Am weitesten fortgeschritten ist die Entwicklung der Erdgasgewinnung aus dichten Lagerstätten, die bspw. in den letzten Jahren in den USA stetig an Bedeutung gewonnen hat und aktuell bereits ca. 40% der nationalen Erdgasförderung ausmacht. Kohleflözgase werden momentan in Größenordnungen von rund 50 Mrd. m³/a weltweit produziert. Dabei entfällt mit rund 95% ebenfalls ein Großteil der Weltförderung auf die USA. Aquiferengase und Methanhydrate können derzeit nicht wirtschaftlich gewonnen werden.⁹

Der vergleichsweise geringe technische Kenntnisstand erschwert Potenzialabschätzungen für nicht-konventionelle Erdgase. Besonders bei Methanhydraten variieren veröffentlichte Schätzungen zwischen der generellen Ablehnung der Klassifikation der Gashydrate als zukünftig nutzbare Energieressource und der Annahme eines fast unerschöpflichen Energiepotenzials.¹⁰

Im Folgenden werden nur diejenigen nicht-konventionellen Erdgase berücksichtigt, die bereits heute als relativ marktnah angesehen werden können, also Gase aus dichten Lagerstätten und Kohleflözgase. Auch wenn die Bandbreite der Schätzungen bei diesen deutlich geringer ist als bei Methanhydraten, streuen die unterschiedlichen Ressourcenangaben verglichen mit denen der konventionellen Vorkommen immer noch recht weit. Skeptische Studien gehen von Größenordnung um 70 Bio. m³ aus, während zahlreiche

⁸ Diese Systematik folgt BGR (2003). Weitere Übersichten zu nicht-konventionellen Erdgasen finden sich bspw. bei EWI/Prognos (2005) und Nakicenovic (2000).

⁹ Vgl. BGR (2006) und EIA (2006) sowie GM (2006).

¹⁰ Nach Kvenvolden (2000) stellt der gewinnbare Energiegehalt aus Methanhydraten ein Vielfaches dessen aller konventionellen fossilen Energieträger zusammen dar. Kritisch beurteilt z.B. Laherrere (2000) das Potenzial der Methanhydrate. Überblicke geben Adelman/Lynch (2002) und Beauchamp (2004).

andere Quellen mehr als zehnfach darüber liegen.¹¹ In BGR-Publikationen wird von rund 235 Bio. m³ nicht-konventioneller Gesamtressourcen (davon bereits 2 Bio. m³ Reserven) ausgegangen. Dieser Mittelwert relativiert einerseits die sehr optimistischen Positionen, trägt aber andererseits der Realität Rechnung, dass Gase aus dichten Lagerstätten und Kohleflözen bereits heute nicht nur technisch, sondern teilweise auch wirtschaftlich (oder zumindest nahe der Wirtschaftlichkeit) gefördert werden können.¹²

2.4. Fazit zur Erdgasverfügbarkeit

Unter Verwendung des einfachsten Konzepts zur Beurteilung der Verfügbarkeit, der statischen Reichweite, kann weltweit von einer guten Versorgungssituation in den nächsten Jahrzehnten ausgegangen werden. Bezogen auf weltweite Reserven in Höhe von 179 Bio. m³ befindet sich die statische Reichweite mit 63 Jahren auf einem verglichen mit historischen Werten hohen Niveau. Die Reichweite erweitert sich noch einmal merklich, wenn die konventionellen Ressourcen (ca. 135 Jahren) sowie die als marktnah anzusehenden nicht-konventionellen Erdgase (zusammen über 200 Jahre) hinzugerechnet werden.

Um mögliche Engpässe in der Zukunft abschätzen zu können, ist die statische Reichweite allerdings denkbar ungeeignet. Dies ist bedingt durch den statischen Charakter dieser Kenngröße. Sowohl die Reserven als auch die jährlichen Fördervolumen stellen bei der Betrachtung eines mehrere Jahre bzw. Jahrzehnte umfassenden Zeitraums dynamische Größen dar. Die Reserven reduzieren sich, wie zuvor ausgeführt, mit dem Abbau bekannter Lagerstätten und nehmen im Gegenzug durch Neufunde wieder zu. Der Netto-Effekt dieser beiden Entwicklungslinien ist abhängig von zukünftigen Marktpreisen und technischen Fortschritten, beides aus heutiger Sicht nur schwer einzuschätzende Faktoren. Auch die die benötigten Produktionsmengen determinierende Erdgasnachfrage ist keine konstante Größe. Vor allem mit Hinblick auf den Klimaschutz oder das starke Wirtschaftswachstum in China wird deutlich, dass auch hier nicht von einer konstanten Menge ausgegangen werden kann.

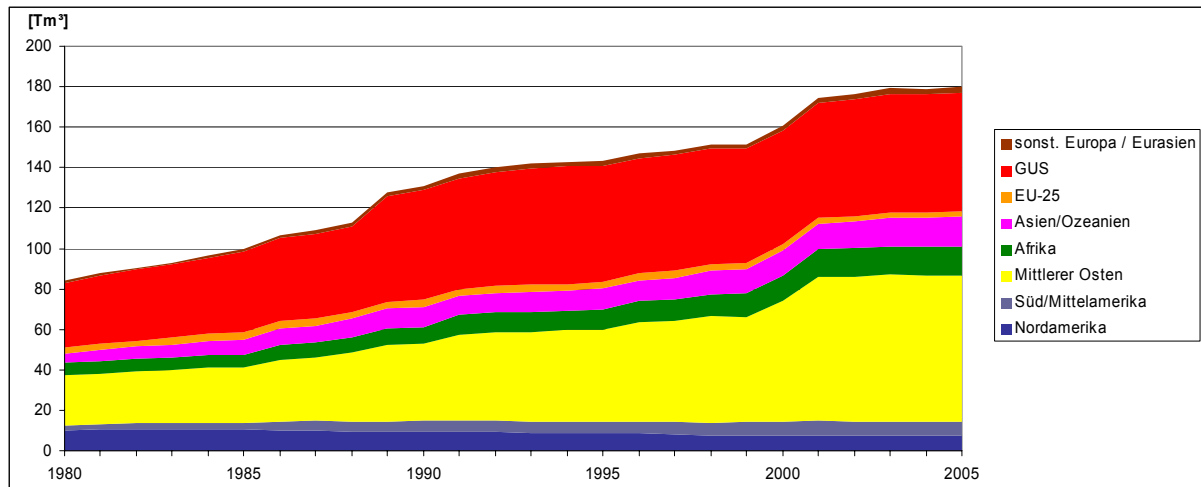
Dass eine reine Betrachtung der Statischen Reichweite ohne die Berücksichtigung derartiger dynamischer Effekte nur begrenzt aussagekräftig ist, zeigt die Zeitreihenbetrachtung in Abbildung 2. So haben sich die weltweiten Reserven in den letzten 25 Jahren mehr als verdoppelt, obwohl die Produktion im gleichen Zeitraum ebenfalls deutlich anstieg. Dementsprechend hat sich die statische Reichweite (Abbildung 3) trotz mehrerer Jahrzehnte andauernde Erdgasförderung nicht wie zu erwarten verringert, sondern lag 2005 mit rund 63 Jahren um 7 Jahre über dem Wert zu Beginn der 1980er Jahre. Regional aufgegliedert gibt es dabei keinen einheitlichen Trend. Wie abhängig Förderung und Exploration voneinander sind,

¹¹ Laherrere (2004) gibt ca. 71 Bio. m³ an, während Rojey (2002) rund 775 Bio. m³ ausweist. Odell (2004) hält sogar über 1.100 Bio. m³ an Ressourcen aus dichten Lagerstätten und Kohleflözen für möglich, entsprechend einem sechsfachen der aktuellen Reserven.

¹² Vgl. BGR (2003) und BGR (2006).

zeigt sich eindrucksvoll am Beispiel Nordamerika, dessen statische Reservenreichweite in dem vergangenen Vierteljahrhundert dauerhaft zwischen lediglich 10-20 Jahren pendelte.

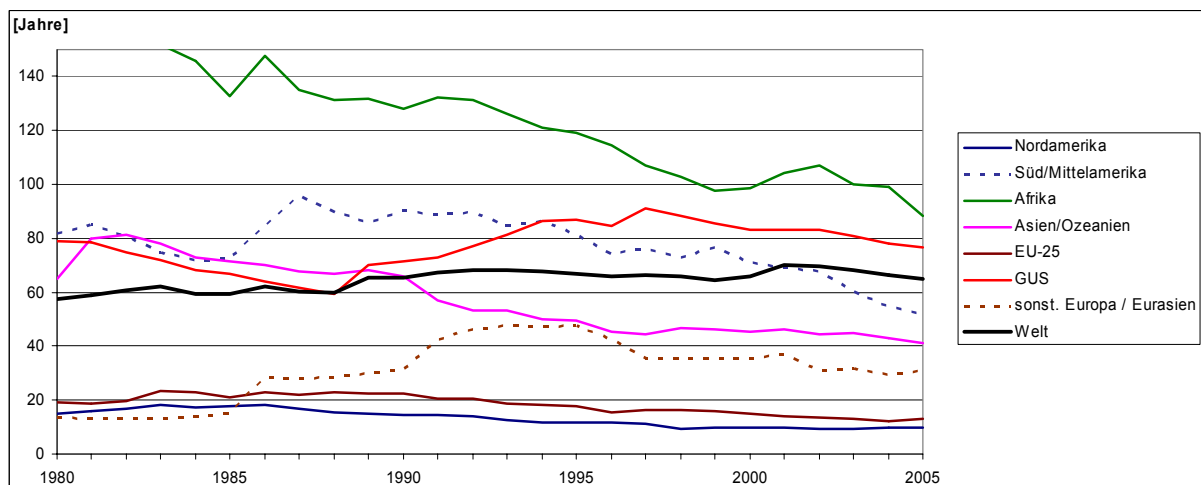
Abbildung 2: Entwicklung der weltweiten Erdgasreserven



Quelle: Eigene Darstellung. Datenquelle: BP (2006).

Zweckmäßiger erscheint vielmehr, die Reserven und Ressourcen dem zukünftig prognostizierten Verbrauch gegenüber zu stellen. Dies soll beispielhaft mit der aktuellen Referenzprognose der IEA geschehen. Durch Kumulierung des prognostizierten Verbrauchs von 2005 bis 2030 ergibt sich ein weltweiter Gesamtbedarf von ca. 100 Bio. m³ für den gesamten Zeitraum.¹³ Abbildung 4 vergleicht die zur Deckung des Verbrauchs benötigte Produktion mit den heute sicheren Reserven, erweitert um (eher vorsichtig geschätzte) konventionelle Ressourcen sowie marktnahe nicht-konventionelle Vorkommen.

Abbildung 3: Entwicklung der statischen Reichweite

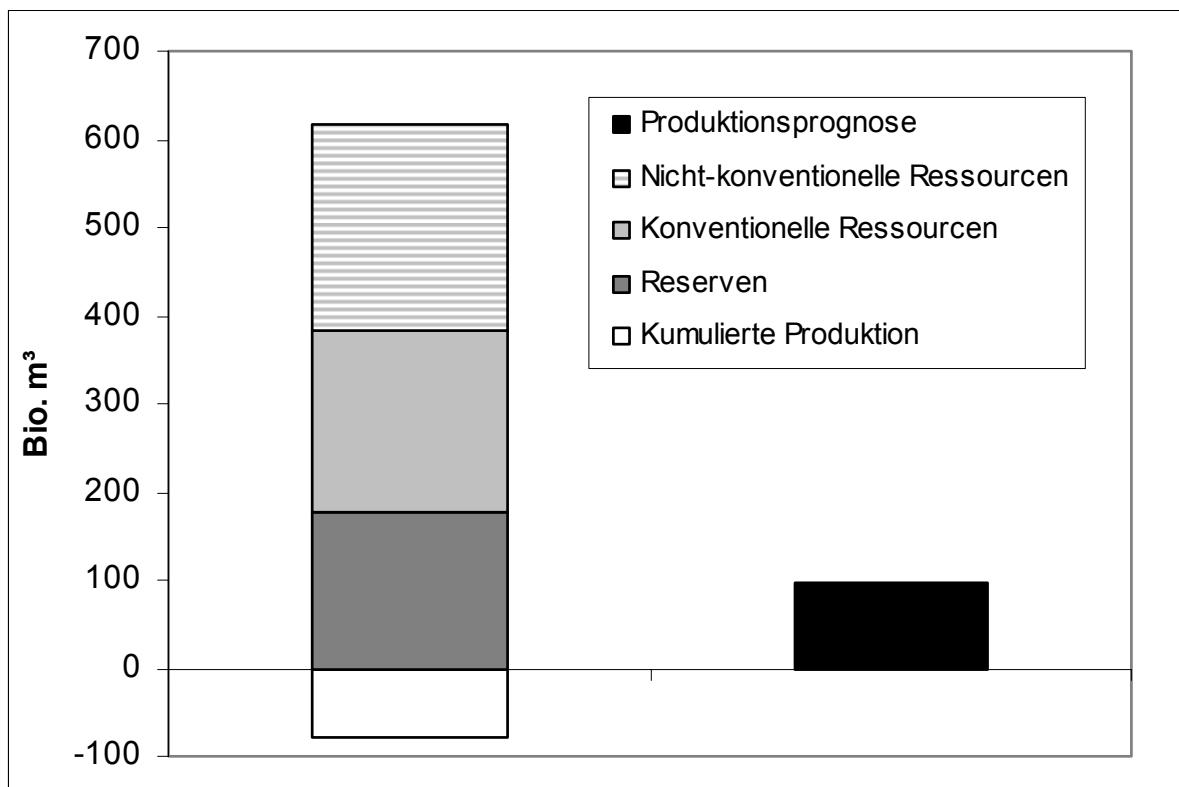


Quelle: Eigene Darstellung. Datenquelle: BP (2006).

¹³ Vgl. IEA (2006).

Nur wenn keine Erhöhung der Reserven aus dem konventionellen und nicht-konventionellen Ressourcenbestand unterstellt wird, werden bis 2030 mehr als die Hälfte der heute bekannten Erdgasreserven verbraucht sein, was schließlich zu sinkenden Fördermengen und als Folge dessen zu nicht befriedigter Nachfrage führen kann. Aus ökonomischer Sicht ist jedoch weiterhin mit einem dynamischen Zuwachs der Reserven zu rechnen. Vor 2030 sowie in den unmittelbar darauf folgenden Jahren kann auch bei einem hohen prognostizierten Verbrauchanstieg nicht mit einem Rückgang der Weltgasproduktion aus Ressourcengründen gerechnet werden.¹⁴ Somit stellt nicht die globale physische Verfügbarkeit die interessanteste Fragestellung für die nächsten Jahrzehnte dar, sondern wie das vorhandene Erdgas zu den Verbrauchszentren gelangen wird und vor allem zu welchen Kosten - also die ökonomische und weniger die geologische Verfügbarkeit.

Abbildung 4: Vergleich des Erdgasgesamtpotenzials mit der prognostizierten Produktion bis 2030 nach IEA



Quelle: Eigene Berechnungen nach BGR (2006) und BGR (2003) sowie IEA (2006).

¹⁴ Vgl. dazu auch EWI/Prognos (2005), Odell (2004) oder Adelman/Lynch (2002). Skeptischere und aus geologischer Sicht begründete Standpunkte finden sich z.B. bei Campbell (2003) und Imam/Startzman/Barrufet (2004). Deren Ausführungen erscheinen jedoch aus ökonomischer Sicht wenig zielführend, so dass auf eine tiefergehende Behandlung in diesem Rahmen verzichtet werden kann. Eine Übersicht über die Diskussion zwischen „optimistischen“ ökonomischen und „pessimistischen“ geologischen Positionen gibt Seeliger (2006).

3. Internationaler Erdgashandel

3.1. Einfluss der Transportinfrastruktur

Während sich für Erdöl und Steinkohle Weltmärkte mit einem relativ einheitlichen, im Wesentlichen nur durch Transportkosten variierenden Marktpreis herausgebildet haben, ist dies für Erdgas bisher nicht geschehen. Vielmehr existieren drei historisch gewachsene Weltteilmärkte mit unterschiedlichen Strukturen und Marktteilnehmern. Der europäische Markt umfasst neben Europa noch Afrika und die GUS, der asiatische Markt besteht aus den Regionen Asien-Ozeanien und Mittlerer Osten, der amerikanische Markt setzt sich aus Latein- und Nordamerika zusammen. Hauptursache dafür sind vor allem die im Vergleich zu anderen Primärenergieträgern hohen Transportkosten. Diese fallen angesichts des gasförmigen Aggregatzustands deutlich höher ins Gewicht als bei den soliden Kohlen oder flüssigem Erdöl. Sowohl der häufig mehrere Tausend Kilometer lange Ferntransport als auch die regionale Verteilung des Erdgases erfordert eine aufwändige Pipelineinfrastruktur. Um den für den Transport benötigten Druck im Pipelinesystem aufrecht zu erhalten, müssen zahlreiche Kompressorstationen entlang der Strecke installiert werden, was neben hohen Investitionskosten auch einen Bedarf an zusätzlichem Erdgas als Antriebsenergieträger impliziert. Im Ferntransport besteht zwar ähnlich wie bei Kohle oder Öl die Alternative, auf einen Transport mittels Tanker zurückzugreifen, allerdings ist auch hier der Erdgastransport mit deutlich höheren Kosten verbunden. Um das bezogen auf das Transportvolumen mit niedrigerem Energiegehalt ausgestattete Erdgas kosteneffizient transportieren zu können, ist eine Reduktion des Volumens durch Herunterkühlen nötig. Unterhalb einer Temperatur von minus 161°C wechselt der Hauptbestandteil Methan in den flüssigen Aggregatzustand und benötigt nun nur noch 1/600 des ursprünglichen Volumens. Diese als LNG (Liquefied Natural Gas) bezeichnete Technik erfordert neben hohen Investitionen in entsprechende Verflüssigungsanlagen und Rückverdampfungs terminals auch spezielle Tanker, die das Gas den gesamten Transportweg über im flüssigen Zustand halten müssen.

Um diese Transportkosten zu minimieren, haben sich in der Vergangenheit regionale Erdgasmärkte heraus gebildet, in denen Produzenten und Verbraucher, bedingt durch die weitestgehend starre und kostenintensive Infrastruktur, relativ eng aneinander gebunden sind. Im Einzelnen sind dies der europäische, der nordamerikanische und der asiatische Markt. Bei ersterem stehen die EU sowie die angrenzenden anderen europäischen Staaten einem begrenzten Anbieterkreis gegenüber, der neben Norwegen und den Niederlanden vor allem auf Russland und Algerien ausgerichtet ist. Zusätzliche Mengen erreichen Europa vor allem aus Afrika (Nigeria, Libyen, Ägypten) und dem Mittleren Osten (Katar, Oman, Vereinigte Arabische Emirate). Insgesamt werden derzeit noch ca. 90% der Gesamtimporte Europas über Pipelines abgewickelt, der Rest entfällt auf LNG, das vor allem in Südeuropa von Bedeutung ist, aber auch in Nordwesteuropa zunehmend an Einfluss gewinnt.

Der nordamerikanische Markt ist dominiert durch die Importe der USA, die trotz hoher eigener Produktion auf größere Lieferungen aus Kanada angewiesen sind. Zusätzlich

erreichen stetig steigende LNG-Lieferungen die Vereinigten Staaten, hauptsächlich aus Trinidad & Tobago, aber auch aus Afrika und anderen Weltregionen. Dennoch bleiben die LNG-Lieferungen auf einem ähnlich niedrigen Niveau wie in Europa.

Lediglich in Asien dominieren die LNG-Importe, die rund 90% des Gesamtimportvolumens dieses Marktes ausmachen. Dies ist weitestgehend bedingt durch die isolierte geografische Lage der wichtigsten Importeure Japan, Südkorea und Taiwan. Auch Indien tätigt sämtliche seiner derzeit noch geringen Gasimporte per LNG. Der potentielle zukünftige Großverbraucher China hingegen kann seinen Verbrauch momentan noch aus eigenen Quellen decken. Zu den wichtigsten Anbietern in diesem Weltmarkt gehören Indonesien, Malaysia, Katar und Australien.

3.2. Übersicht über den weltweiten Erdgashandel

Sowohl bezogen auf die Weltproduktion als auch den Gesamtverbrauch, stellte der europäischen Markt im Jahre 2005 mit knapp 46% den größten Teilmarkt dar, gefolgt vom amerikanischen (rund 31%) und dem asiatischen Markt (ca. 23%). Dabei wurden insgesamt 845 Mrd. m³/a grenzüberschreitend gehandelt, was bezogen auf den Weltverbrauch von 2.839 Mrd. m³/a einem Anteil von rund 30% entsprach. Modifiziert um die innerhalb der jeweiligen Region verbleibenden Mengen (z.B. Lieferungen von Kanada an die USA oder von Russland an die Ukraine) reduziert sich der Austausch auf 316 Mrd. m³/a, entsprechend ca. 11% des Gesamtverbrauchs. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die in den einzelnen Weltregionen produzierten, verbrauchten sowie gehandelten Mengen.

Tabelle 2: Gasbilanzen der Regionen, 2005 in Mrd. m³/a

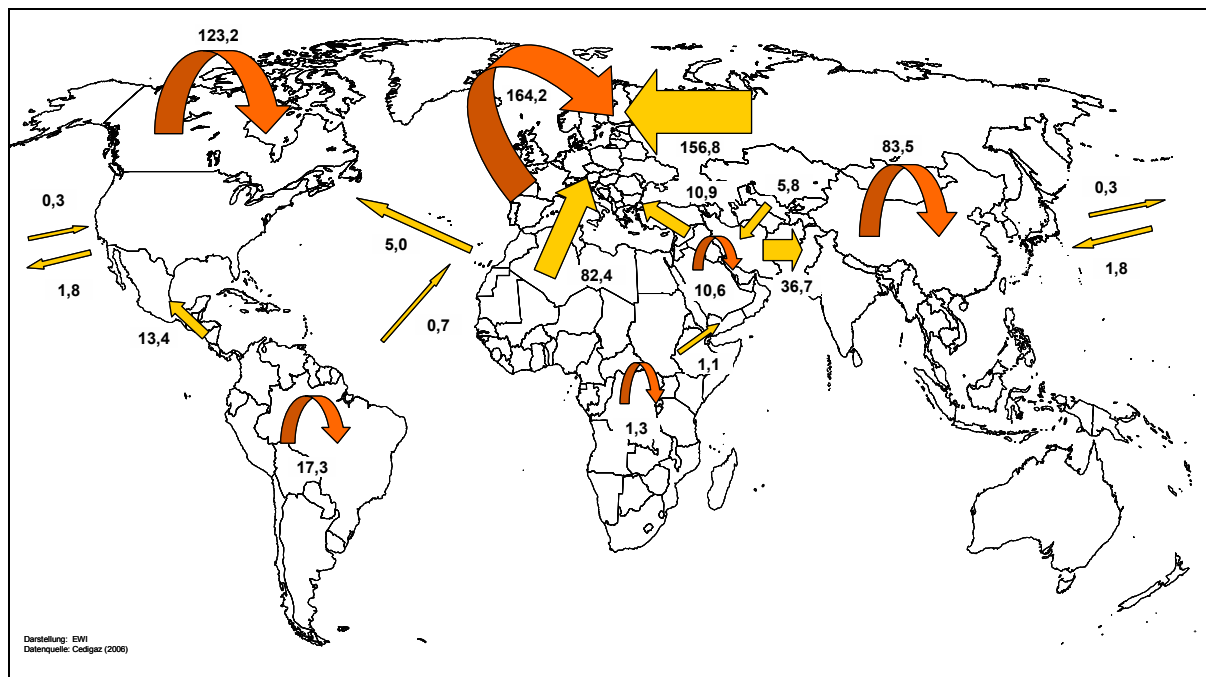
	Produktion	Verbrauch	Netto-Außenhandel	Exporte total	davon außerhalb Region	Importe total	davon außerhalb Region
Afrika	172	83	89	90	89	1	0
Europa	315	565	-251	164	0	415	251
GUS	809	646	163	277	163	114	0
Asien-Ozeanien	361	399	-38	99	0	138	39
Mittlerer Osten	307	267	41	58	48	18	7
Lateinamerika	134	120	14	31	14	17	0
Nordamerika	742	758	-17	125	2	142	19
Summe	2.839	2.839	0	845	316	845	316

Quelle: Eigene Berechnungen nach Cedigaz (2006).

Die international gehandelten Mengen in Höhe von 845 Mrd. m³/a werden in Abbildung 5 nach Regionen aufgelistet. Die größten Mengen verblieben innerhalb der jeweiligen Weltteilmärkte. So wurden 518 Mrd. m³/a innerhalb des europäischen, 154 Mrd. m³/a innerhalb des amerikanischen und 131 Mrd. m³/a innerhalb des asiatischen Weltteilmarktes gehandelt. Der gemeinsame Anteil der in den traditionellen Teilmärkten verbleibenden Handelsströme nahm 2004 über 95% des gesamten internationalen Erdgashandels ein. Zwischen den Weltteilmärkten wurden nur kleinere Mengen (insgesamt 26 Mrd. m³/a, entsprechend unter 5%) ausgetauscht. Daraus wird ersichtlich, dass trotz des in den

vergangenen Jahrzehnten starken Handelsvolumenanstiegs weiterhin drei nahezu separate Weltteilmärkte existieren.¹⁵

Abbildung 5: Erdgashandel nach Regionen, 2005, in Mrd. m³/a



Quelle: Eigene Darstellung. Datenquelle: Cedigaz (2006).

Europa, Nordamerika und Asien-Ozeanien stellen Handelsmittelpunkte dar, um die sich die separaten Weltteilmärkte gebildet haben. Diese drei Regionen repräsentierten in 2005 mehr als 60% des weltweiten Verbrauchs sowie rund 50% der Produktion. Darüber hinaus konzentrierte sich der internationale Handel stark auf diese Marktzentren. Zusammen importierten Europa, Asien-Ozeanien und Nordamerika 679 Mrd. m³/a, entsprechend über 82% des weltweiten grenzüberschreitenden Handels. Die fehlenden Anteile verblieben zu 14% innerhalb der GUS, während 4% nur regional begrenzte Bedeutung hatten.

Entsprechend regionenspezifisch sind im Umkehrschluss auch die Exportportfolien der Produzenteländer. Nahezu alle wichtigen Exporteure agieren lediglich auf einem der drei Märkte mit entscheidenden Anteilen. So liefern derzeit die wichtigsten europäischen Versorger entweder überhaupt nicht (Russland, Norwegen, Niederlande) oder nur vernachlässigbare Mengen (Algerien, Nigeria) in andere Weltregionen. Ähnliches gilt für die wichtigsten Exporteure Nordamerikas (Kanada, Trinidad & Tobago) und Asiens (Indonesien, Malaysia) und sogar für das immer noch stark auf Asien fokussierte Katar, obwohl bei letzterem ein deutlicher Trend hin zu steigenden Anteilen in Europa und den USA unübersehbar ist.

¹⁵ Nach Cedigaz (2000) wurden 1970 ca. 4% und 1980 ca. 13% der weltweit verbrauchten Gasmengen von rund 1,0 bzw. 1,5 Bio. m³/a international gehandelt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass vor 1992 der innersowjetische Handel nicht als Export bzw. Import gewertet wurde.

4. Preisbildungssysteme für Erdgas

4.1. Ausgewählte Importpreise

Da sich für Erdgas kein einheitlicher Weltmarkt herausgebildet hat, existiert bis heute kein Referenzpreis, der - modifiziert um Transportkosten - weltweit relevant wäre. Vielmehr sind in den einzelnen Weltteilmärkten unterschiedliche Preisbildungssysteme entwickelt worden, die den unterschiedlichen Rahmenbedingungen Rechnung tragen sollten. Infolge dessen haben sich die Preise in den einzelnen Teilmärkten zum Teil deutlich voneinander unterschieden.

Auf Grund der historisch unterschiedlich gewachsenen Gaswirtschaften der einzelnen Länder existiert auch kein einheitlicher Gaspreis innerhalb der jeweiligen Regionen. Neben Preisen für einheimische Produktionsmengen (wellhead price) sind Importpreise für LNG und Pipelinegas (border price), Großhandelspreise (wholesale prices) sowie das Preisniveau für Kraftwerke, Industrie- und Haushaltskunden (end-user price) wichtige Indikatoren, um die preisliche Versorgungslage einer Volkswirtschaft oder eines Wirtschaftsraums einzuschätzen. Da die eigene Förderung für die meisten Verbrauchsstaaten nur eine untergeordnete Rolle spielt und die Weitergabe der Bezugspreise an den Endkunden von einer Vielzahl nationaler bzw. lokaler Strukturmerkmale gekennzeichnet ist, bieten sich für ein direktes Gegenüberstellen die Importpreise an. Dies hat zudem den Vorteil, dass ein besser geeigneter Vergleich mit dem Erdölpreis möglich ist, da die Endkundenpreise bei Erdöl ebenfalls durch starke Marktstrukturunterschiede sowie abweichende Steuerregimes bestimmt sind.

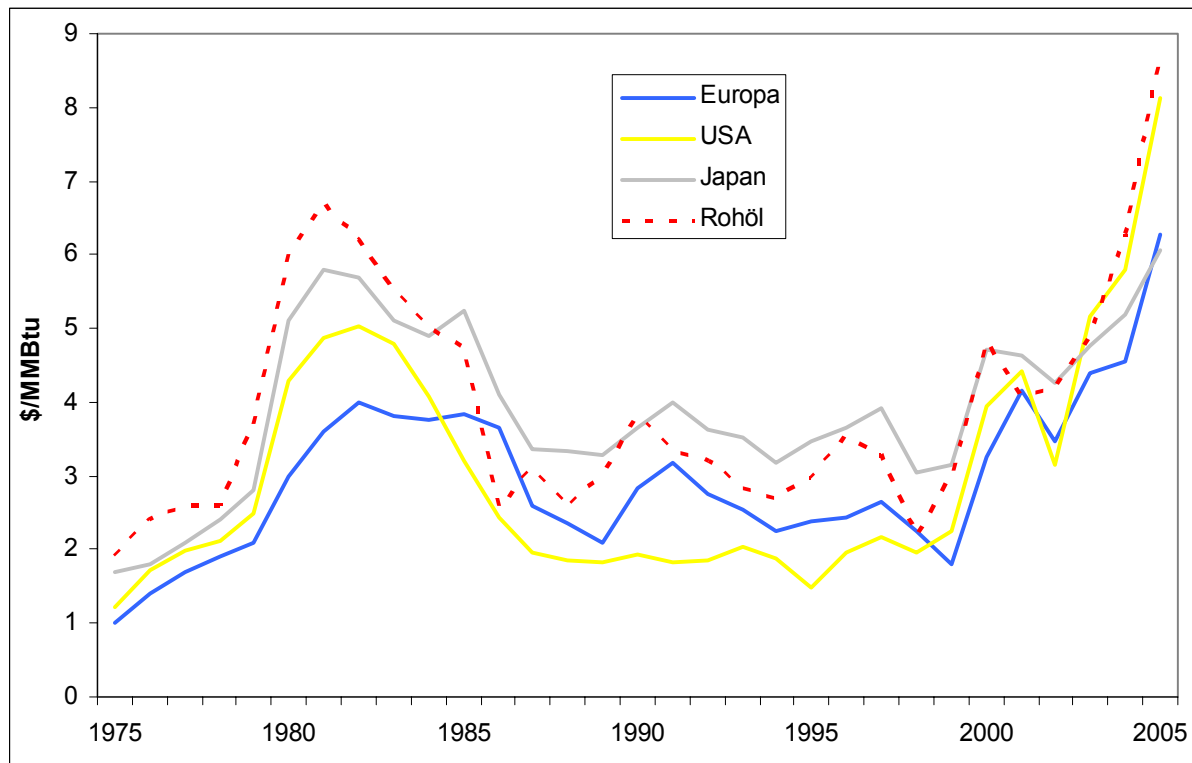
Abbildung 6 illustriert die Entwicklung ausgewählter Importpreise in den drei wichtigsten Regionen für die letzten drei Jahrzehnte sowie den Rohölpreis. Für die USA wurde ein gewichteter Importpreis bestehend aus LNG- und Pipelineimportpreisen ausgewiesen, selbiges gilt für Europa. Japans dargestellter Importpreis besteht nur aus gewichteten LNG-Importpreisen. Darüber hinaus ist in der Abbildung der Rohölpreis in Form eines gewichteten Bezugspreises für die OECD-Staaten dargestellt.

Grundsätzlich lassen sich zwei Entwicklungslinien der Preisentwicklung feststellen. Zum einen ist nach wie vor der Rohölpreis von entscheidender Bedeutung. Dies lässt sich zum einen durch institutionelle Faktoren wie die vertragliche Bindung an verschiedene Ölpreise (in Europa und Asien) und zum anderen durch ökonomische Gründe wie die zum Teil auch kurzfristigen Substitutionsmöglichkeiten im Heiz- und Kraftwerksbereich erklären.

Des Weiteren haben sich die Preise in den drei Regionen seit Ende der 1990er Jahre merklich angenähert. So lagen die japanischen Importpreise in den 1980er im Durchschnitt noch ca. 1,30 \$/MMBtu über den europäischen und ca. 1,20 \$/MMBtu über den amerikanischen Importpreisen. Auch im nächsten Jahrzehnt übertrafen die japanischen Bezugspreise die europäischen um über 1,00 \$/MMBtu und die amerikanischen sogar um fast 1,60 \$/MMBtu. In den ersten Jahren des neuen Jahrtausends reduzierte sich dieser Abstand auf unter 0,80 \$/MMBtu im Vergleich zu Europa und unter 0,30 \$/MMBtu gegenüber den USA. Das Jahr 2003 stellte zudem ein Novum in der Preisentwicklung dar, da zum ersten Mal die

japanischen Preise unter denen der USA lagen. Dieser Zustand behauptete sich auch in 2005. Darüber hinaus lagen auch erstmalig die europäischen Importpreise über den japanischen.

Abbildung 6: Erdgasimportpreise in den Weltteilmärkten und Rohölpreis



Quelle: BP, EIA.

Somit lässt sich anhand der Preisdaten zwar zusätzlich zu den seit Jahrzehnten ähnlichen Preisbewegungen auch eine Annäherung der Preisniveaus beobachten. Hieraus kann jedoch nicht zwangsläufig auf eine vollzogene oder zumindest begonnene Entwicklung hin zu einem einheitlichen Weltmarkt geschlossen werden.

Die Preisunterschiede in den Hauptimportregionen sind nicht nur auf unterschiedliche Zusammensetzungen der Lieferländer und die verschiedenen Transportentfernungen zurückzuführen. Vielmehr machen sich auch unterschiedliche Preisbildungsmechanismen bemerkbar. In Europa findet traditionell eine Bindung an konkurrierende Energieträger in der Anwendung, vor allem leichtes und schweres Heizöl, statt. Ausgehend von einem verhandelten Ausgangspreisniveau werden die Veränderungen der Preise für die im Vertrag festgelegten relevanten Substitutionsenergieträger in vorher definierten Intervallen angepasst. Auch der Umfang der Anpassung und die Gewichtung der einzelnen Konkurrenzenergien sind ebenso Vertragsparameter wie Preiszuschläge für besonders flexible Lieferungen. Einige Abkommen weisen zudem Preisuntergrenzen auf.¹⁶

¹⁶ Ausführliche Erläuterungen zur Heizölbindung in Europa finden sich bei Schiffer (2002).

Eine Ausnahme in Europa sind die neu abgeschlossenen Importverträge Großbritanniens. Während die in der Vergangenheit ausgehandelten Bezugsverträge ebenfalls mit Heizölpreisklauseln versehen waren, orientieren sich die seit 2002 unterzeichneten Verträge mit Norwegen und den Niederlanden an einem Erdgaspreisindex (basierend auf den Frontmonatpreisen an der Intercontinental Exchange in London).¹⁷ Auch für die 2007 anlaufenden LNG-Importverträge mit Katar sind ähnliche Preisregelungen vorgesehen (Anbindung an Spotpreise des National Balancing Points).¹⁸ Allerdings besteht über die Interconnector-Pipeline zwischen Bacton und dem belgischen Zeebrugge eine Anbindung an die kontinentaleuropäischen Erdgasmärkte, so dass die Heizölpreisbindung über diesen Importkanal auch weiterhin von gewisser Bedeutung in Großbritannien bleibt.

Die Preisbildung in Nordamerika ist durch einen offenen Gasmarkt und einen ausgeprägten Gas-zu-Gas-Wettbewerb gekennzeichnet. Preise werden transparent durch Angebot und Nachfrage an verschiedenen Märkten (Hubs) in der Nähe von Produktionsregionen oder Pipelineknotenpunkten gebildet. Kanadische Pipelinelieferungen orientieren sich bspw. am AECO Hub in Alberta, LNG-Importverträge richten ihre Preise in der Regel nach dem Spotpreis des Henry Hub in Louisiana, jeweils ergänzt um Transportzuschläge.

Ähnlich wie in Kontinentaleuropa orientiert sich die Preisbildung in den asiatischen LNG-Importstaaten am Erdöl, allerdings nicht am Heizöl- sondern am Rohölpreis. Dieser liegt in Japan (und anderen Ländern dieser Region) unter anderem aufgrund wesentlich langfristigerer Verträge deutlich über den durchschnittlichen Rohölbezugskosten Europas und Nordamerikas. Diesen als Versorgungssicherheitsprämie zu interpretierenden Preisaufschlag („Asia Premium“) sind japanische Ölimporteure in der Regel bereit zu zahlen, da sie weder über eigene Reserven noch über nennenswerte nahe gelegene Alternativen zum Erdölbezug aus dem Mittleren Osten verfügen. Allerdings bleiben die asiatischen LNG-Importpreise auch nach Abzug dieser Sicherheitsprämie im langfristigen Durchschnitt deutlich über denen der anderen Regionen, da die Wettbewerbssituation auf dem Heizölmarkt in der Regel nicht zu einer vollen Weitergabe des Anstiegs der Rohölimportkosten führt. Dieser dämpfend wirkende Effekt entfällt somit für die asiatischen Importeure.¹⁹ Eine Besonderheit einiger asiatischer LNG-Importverträge stellt zudem die so genannte S-Komponente dar. Diese bewirkt bei stark sinkenden Ölpreisen eine nur begrenzte Übertragung auf die Gaspreise, im Gegenzug werden starke Ölpreiszunahmen ab einem bestimmten Niveau nur abgedämpft übernommen oder gedeckelt. Im Vergleich zu den eher linearen Anstiegen der europäischen Preisformeln nehmen asiatische Importverträge damit den Verlauf einer S-Kurve an.²⁰

¹⁷ Vgl. Cavill (2003).

¹⁸ Vgl. EGM (2005).

¹⁹ Vgl. Fujime (2002) und Ball et al. (2003).

²⁰ Vgl. Chabrelie (2003).

4.2. Preise im kurzfristigen Handel

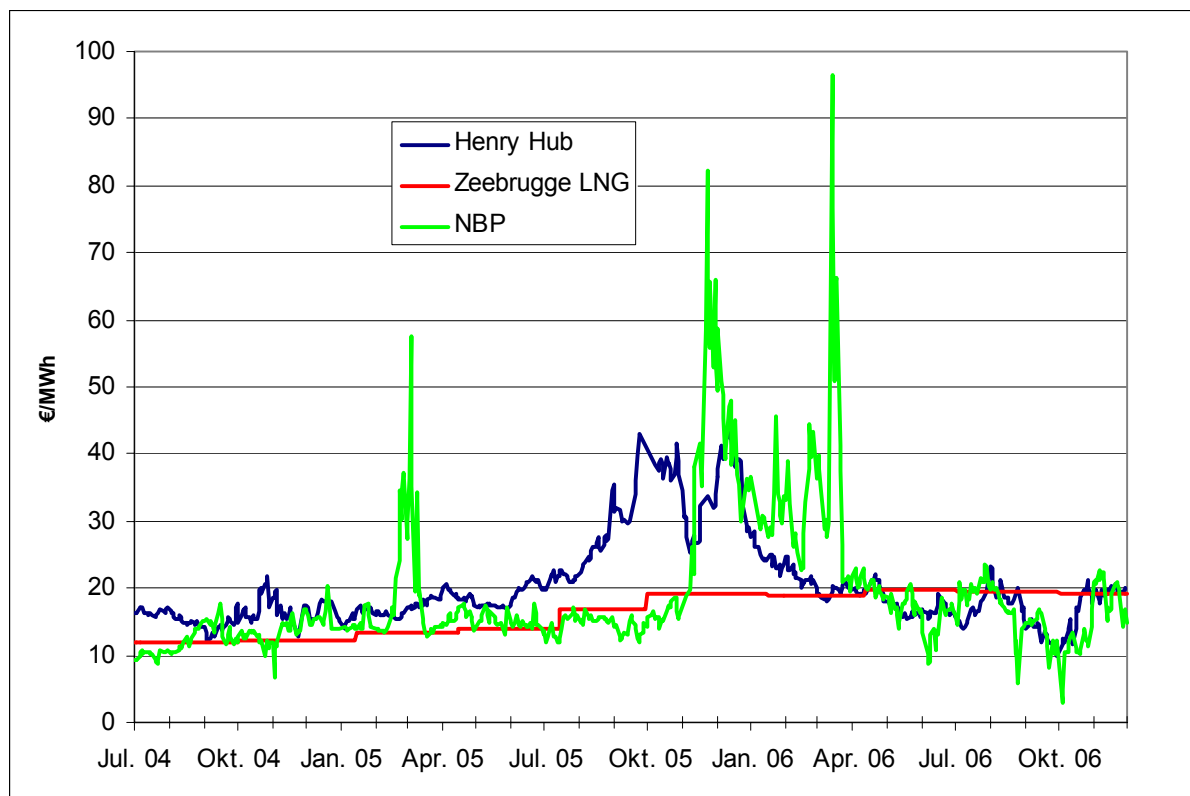
Traditionell weist der internationale Erdgashandel wie oben dargelegt eine starke Regionalisierung auf. Ein Großteil der Handelsgeschäfte erfolgt dabei nach wie vor über langfristige Lieferverträge, die in der Regel nur wenig Flexibilität zulassen und nicht selten bis zu 30 Jahren Laufzeit umfassten. Als Hauptursache für dieses Phänomen lassen sich die zum Teil sehr weiten Transportentfernungen und die Leitungsgebundenheit der Gaslieferungen identifizieren. Dabei machte es in der Vergangenheit nur wenig Unterschied, ob die physische Erfüllung der Verträge über Pipelines oder mittels Tanker erfolgte. Zwar weisen LNG-Tanker grundsätzlich ein höheres Maß an Flexibilität auf, aufgrund der hohen Kapitalkosten und technischer Restriktionen waren die Anlagen bzw. ihre Betreiber auf ein ähnlich konstantes und verlässliches Lieferregime wie bei Pipelines angewiesen. Obwohl also Tanker grundsätzlich jeden Rückverdampfungsterminal weltweit ansteuern konnten, entsprach diese Lieferkette eher denen der statischen Pipelinewirtschaft.

Technische Neuerungen, Kostensenkungen sowie zahlreiche neue entstandene Verflüssigungskapazitäten haben dies in den letzten Jahren geändert. Seit 1997 ist ein deutlicher Anstieg der kurzfristigen Handelsmengen zu beobachten. Darunter fallen einerseits Verträge mit (in der Gaswelt) kurzen Laufzeiten von ca. 1 bis 5 Jahren, aber auch solche Tankermengen, die auf kurzfristige Preissignale reagieren. Der Anteil dieser Handelsvolumen erhöhte sich von lediglich 1,5% in 1997 auf 8,9% in 2003.²¹ Dies zeigt deutlich die gesteigerte Möglichkeit von Produzenten und Händlern, kurzfristig auf Preisunterschiede zu reagieren, die bspw. durch unterschiedliche Marktrahmenbedingungen wie die oben angeführten Preisbildungssysteme, regionale Wittereinflüsse oder spezielle Ereignisse bedingt werden. Neben geringeren tatsächlich freiliegenden Kapazitäten werden zunehmend auch Mengen, die eigentlich bereits unter einem langfristigen Vertrag verkauft sind, an andere, lukrativere Märkte umgeleitet. Bedingung ist dabei, dass die Summe aus Transportkostendifferenz und Konventionalstrafe für nicht erfüllte Lieferungen geringer ist als die Preisunterschiede und außerdem freie Kapazitäten im Importland bestehen.

Besonders interessant ist dabei der Handel im nordatlantischen Becken. So kann ein flexibler Lieferant bspw. zwischen beiden marktlich gebildeten Preisen am amerikanischen Henry-Hub und dem britischen NBP sowie den ölpreisdominierten Importpreisen in Kontinentaleuropa wählen. Diese Arbitragemöglichkeiten sollen anhand der jüngsten Preisentwicklungen der beiden Hubs sowie eines typischen Langfristvertrags verdeutlicht werden. Als besonders interessant erscheinen für diesen Vergleich die zwischen der staatlichen algerischen Sonatrach und der belgischen Importgesellschaft Distrigas vereinbarten Vertragspreise, da die Lieferungen in Zeebrugge anlanden, wo sie physisch direkt mit den ebenfalls dort eintreffenden Gasflüssen aus Großbritannien zusammentreffen.

²¹ Vgl. Jensen (2004).

Abbildung 7: Vergleich verschiedener Erdgaspreisindizes



Quelle: Heren, EIA.

Auch wenn die extremen Preisspitzen in der Regel auf Ausnahmesituationen zurückzuführen sind (bspw. die Auswirkungen der Hurrikans im letzten Sommer oder der Ausfall der wichtigsten Speicheranlage in Großbritannien im März 2006), verdeutlichen die Preisreihen, wie volatil die Hubpreise im Vergleich zu den langfristigen Lieferverträgen sind. Im Gegensatz zu den vertraglich fest indizierten Preisen in Kontinentaleuropa reagieren die freien Marktpreise auf sich verschiebende Gleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage und spiegeln damit Knappheiten unmittelbar wieder. Ebenfalls deutlich werden die Arbitragemöglichkeiten, die sich für LNG-Produzenten oder Handelsunternehmen aus den unterschiedlichen Preisen ergeben. Weitere Austauschmöglichkeiten ergeben sich zudem mit dem asiatischen Markt, allerdings schwanken hier die Preise aufgrund der geglätteten Ölpreisbindung deutlich geringer. Tankerumleitungen finden hier eher aufgrund bilateraler Absprachen statt, anstelle auf Arbitragen zwischen zwei Handelspreisen zu beruhen. Nicht selten liegen aufgrund kurzfristiger Engpässe eines einzelnen Importeurs die Preise für ein kurzfristiges LNG-Cargo mehr als doppelt so hoch wie bspw. die Notierungen am Henry Hub. Von solchen Umständen abgesehen ist ein Umleiten eines LNG-Tankers für die meisten Anbieter im Atlantikraum nach Ostasien aus Transportkostengründen meistens weniger attraktiv. So sind die Transportkosten zwischen Nigeria oder Trinidad in Richtung USA und Europa ungefähr gleich hoch, während sie für Japan deutlich darüber liegen, was entsprechende höhere Preisunterschiede erfordert.

4.3. Fazit

Die vorangehenden Ausführungen verdeutlichen, warum Fragen nach „dem“ Gaspreis pauschal nicht zu beantworten sind. Zum einen unterscheidet sich regional die Bedeutung der unterschiedlichen Preisbildungsmechanismen historisch bedingt deutlich, zum anderen etablieren sich insbesondere in Europa und Nordamerika zunehmend Märkte mit kurzfristigen Spotpreisen. Entsprechend schwierig gestaltet sich die Prognose zukünftiger Preisentwicklungen.

Inwieweit der zu beobachtende Trend zunehmenden Kurzfristhandels und sinkender Bedeutung der Ölpreisbindung sich weiter fortsetzen wird, hängt nicht zuletzt von den Entwicklungen in Kontinentaleuropa ab. Bislang dominiert in dieser Region, die einen signifikanten Anteil am weltweiten Gasverbrauch hält, noch die Indexierung der Gaspreise an den Ölpreis. Dies lässt sich auch noch in zahlreichen neu abgeschlossenen oder verlängerten Verträgen beobachten. Allerdings sind die Laufzeiten der Neuverträge in den letzten Jahren tendenziell gesunken. Ob zukünftig diese mittel- und langfristigen Verträge auch weiterhin mengenmäßig dominieren, hängt dabei direkt von den einzelnen Marktbedürfnissen importabhängiger Nationen ab.

Unablässig für die Entwicklung von Wettbewerb ist jedoch die Herausbildung von Kurzfristmärkten, die nicht *ersetzend* sondern *ergänzend* zum Vertragsmarkt benötigt werden. Mittlerweile gibt es in Europa erste Ansätze für liquide kurzfristige Gasmärkte, die zunehmend als Referenzpunkte dienen können. Neben dem stark durch physischen Handel dominierten Marktplatz in Zeebrugge ist hier vor allem der niederländische virtuelle Handelsplatz TTF von Bedeutung, nicht zuletzt aus Ermangelung eines relevanten Marktplatzes in Deutschland. Ob jedoch der Kontinent der Entwicklung des mittlerweile fast vollständig wettbewerblich organisierten britischen Gasmarktes folgen wird oder die Ölpreisbindung auch in Zukunft marktbeherrschend sein wird, ist derzeit Gegenstand zahlreicher Kontroversen.

Darüber hinaus hat die technische Entwicklung, insbesondere die Kostensenkungen im LNG-Bereich, dazu geführt, dass die bislang aufgrund der Transportrestriktionen getrennten drei regionalen Märkte zunehmend interagieren. Inwieweit die sich abzeichnenden Arbitragemöglichkeiten zukünftig Einfluss auf die regionalen Preise nehmen werden ist zurzeit ebenfalls umstritten. Zusammenfassend ergibt sich damit eine Vielzahl von Faktoren, die die zukünftige Preisentwicklung für Erdgas maßgeblich beeinflussen werden.

5. Ausblick

Die geologische Gasverfügbarkeit ist global betrachtet auch in mittlerer bis langer Frist gewährleistet. Die bereits identifizierten Reserven mit einer gegenwärtigen statischen Reichweite von über 65 Jahren weltweit werden über die üblichen wirtschaftlichen Planungshorizonte von Investitionen im Gassektor hinausreichen. Andererseits wurde deutlich, dass eine derartige statische Betrachtung ohne Berücksichtigung der ökonomischen Dynamik (sich ändernde Produktion vs. Explorationserfolge) nur von wenig Aussagekraft ist.

Die Daten zur Ressourcenverfügbarkeit zeigen, dass bei einem zu unterstellendem technischen Fortschritt und bei Einbeziehung möglicher Preisanstiege mit einer zukünftigen weiteren Erschließung von Reserven zu rechnen ist. Eine physische Knappheit ist daher zurzeit global nicht absehbar. Allerdings können regional durchaus Reserven begrenzt und Fördermengen bereits stagnierend oder gar rückläufig sein. Dies gilt beispielsweise für die Nordsee wie auch für zahlreiche nordamerikanische Produktionsstätten. Die von diesen Regionen abhängigen Verbraucher müssen zunehmend auf alternative Gasquellen ausweichen, und auf entsprechende Produktions- und Transportinfrastruktur zurückgreifen.

Entscheidend für die Beurteilung der aktuellen und zukünftigen Versorgungssituation ist daher die Frage, unter welchen ökonomischen Rahmenbedingungen, d.h. insbesondere zu welchen Kosten, diese Mengen zukünftig zur Verfügung stehen und welche Investitionen in Produktions- und Transportinfrastruktur notwendig sind. Während eine umfassende Analyse dieser Aspekte in diesem Aufsatz nicht erfolgen konnte, konnten doch einige ökonomische Trends aufgezeigt werden:

Gegenwärtig überwiegt der regionale Gashandel. Zwischen den deutlich abgegrenzten drei weltweiten Handelsregionen werden nur vergleichsweise geringe Mengen ausgetauscht. Langfristige Vertragsbeziehungen dominieren dabei den Gashandel. Demgegenüber existiert ein Trend, Mengen kurzfristiger zu handeln. Darüber hinaus bilden sich an verschiedenen Handelsplätzen marktliche Preise für Erdgas. Pioniere für diese Entwicklung sind Nordamerika sowie – insbesondere mit großer Bedeutung für Europa – Großbritannien. Gesunkene Transportkosten vor allem im LNG-Bereich ermöglichen dabei zunehmend Interaktion zwischen diesen vormals weitestgehend separierten Märkten. Dass die Entwicklung dieser Technologie grundsätzlich zu einer Veränderung des Status Quo regional getrennter Gasmärkte führen kann, zeigt sich an den zunehmenden Mengen, die über Atlantik und Pazifik zwischen den großen Teilmärkten transportiert werden.

Diese beiden Entwicklungen (zunehmender Kurzfristhandel und zunehmende interregionale Lieferungen) werden häufig als Anzeichen für einen Trend hin zu einem globalen Gasmarkt gewertet.

Vom gegenwärtigen Standpunkt aus ist jedoch unklar, ob die bestehenden Hürden – wie beispielsweise die bislang feste vertragliche Bindung der Lieferbeziehungen innerhalb Kontinentaleuropas – überwunden werden können, sowie ob die technischen Entwicklungen, auf denen diese Annahmen basieren, die Erwartungen erfüllen werden können und in ausreichender Kapazität zur Verfügung stehen werden, um eine derartige Entwicklung zu ermöglichen. Somit ist kurzfristig sicher mit einer weiteren Zunahme des internationalen bzw. interregionalen Handels zu rechnen, der Weg hin zu einem integrierten Weltmarkt wie bei den Energieträgern Kohle und Öl ist jedoch noch weit.

Somit kann zwar ein positives Resümee hinsichtlich der zukünftigen Verfügbarkeit von Erdgas gezogen werden. Für die Frage, wie die Erdgasversorgung marktlich organisiert sein wird, lassen die verschiedenen Trends zurzeit jedoch keine eindeutige Prognose zu.

Literaturverzeichnis

- Adelman, M. (1993). Modelling World Oil Supply. In: The Energy Journal, Vol. 14, Nr. 1, S. 1-32.
- Adelman, M./Lynch, M. (2002). Natural Gas Supply to 2100. Hoersholm/Lexington: International Gas Union/DRI-WEFA.
- Ball, A./Schneider, K./Melanie, J./Curtotti, R./Park, C./Kang, J./Lim, J. (2003). LNG in Korea – opportunities for growth. ABARE Research Report 03.4. Canberra: Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics.
- Beauchamp, B. (2004). Natural gas hydrates: myths, facts and issues. In: C.R. Geoscience, Nr. 336, S. 751-765.
- BGR (2003). Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- BGR (2006). Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- BP (2006). Statistical Review of World Energy 2006. London: BP.
- Campbell, C. (2003). Industry urged to watch for regular oil production peaks, depletion signals. In: Oil & Gas Journal, Vol. 101, Nr. 27, S. 38-45.
- Cavill, H. (2003). The development of the UK Gas Market. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 27, Nr. 2, S. 109-115.
- Cedigaz (2000). Natural Gas in the World – 2000 Edition. Paris: Cedigaz.
- Cedigaz (2006). Trends & Figures in 2005. Paris: Cedigaz.
- Chabrelie, M. (2003). A New Trading Model for the Fast-changing LNG Industry. Paper presented on 1st Asia Gas Buyers' Summit, March 2003. Mumbai.
- EGM (2005). European LNG market will switch to spot gas as a price basis. In: European Gas Markets, Vol. 12, No. 03.2, p. 8.
- EIA (2006). International Energy Outlook 2006. Washington: Department of Energy/Energy Information Administration.
- Esso (2006). Oeldorado 2006. Hamburg: Esso.
- EU (2006). European Energy and Transport. Trends to 2030 – update 2005. Luxembourg: European Commission.
- EWI/Prognos (2005). Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose. München: Oldenbourg Industrieverlag.

- Fujime, K. (2002). LNG Market and Price Formation in East Asia. Tokio: Institute of Energy Economics Japan.
- GM (2006). Unconventional gas takes on LNG for US market control. In: Gas Matters, April 2006, pp 1-9.
- IEA (2004). World Energy Outlook 2004. Paris: Organization for Economic Cooperation and Development.
- IEA (2006). World Energy Outlook 2006. Paris: Organization for Economic Cooperation and Development.
- Jensen, J. (2004). The Development of a Global LNG Market. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Imam, A./Startzman, R./Barrufet, M. (2004). Multicyclic Hubbert model shows global conventional gas output peaking in 2019. In: Oil & Gas Journal, Vol. 102, Nr. 31, S. 20-27.
- Kvenvolden, K. (2000). Gas Hydrates and Humans. In: Annals New York Academy of Science, Vol. 912, S. 17-22.
- Laherrere, J. (2000). Oceanic hydrates: more questions than answers. In: Energy Exploration & Exploitation, Vol. 18, Nr. 4, S. 349-383.
- Laherrere, J. (2004). Natural gas future supply. Konferenzpräsentation IIASA-IEW 2004, Paris.
- Nakicenovic, N. (2000). Global Natural Gas Perspectives. Hoersholm/Laxenburg: International Gas Union/ International Institute for Applied Systems Analysis.
- Odell, P. (2004). Why Carbon Fuels Will Dominate The 21st Century's Global Energy Economy. Brentwood: Multi Science Publishing.
- O&GJ (2005). Worldwide look at reserves and production. In: Oil & Gas Journal, Vol. 103, Nr. 47, S. 24-25.
- Rojey, A. (2002). Natural Gas Fundamentals. Paris: Institut Francais du Petrole.
- Schiffer, H. (2002). Energiemarkt Deutschland. 8. Auflage. Köln: TÜV-Verlag.
- Seeliger, A. (2006). Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- USGS (2000). World Petroleum Assessment 2000. Reston: United States Geological Survey.