

Engerer, Hella; Horn, Manfred

## Article

# Europäische Erdgasversorgung erfordert Diversifizierung und Ausbau der Infrastruktur

DIW Wochenbericht

## Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

*Suggested Citation:* Engerer, Hella; Horn, Manfred (2006) : Europäische Erdgasversorgung erfordert Diversifizierung und Ausbau der Infrastruktur, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 73, Iss. 42, pp. 553-559

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/151468>

### 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.*

## Europäische Erdgasversorgung erfordert Diversifizierung und Ausbau der Infrastruktur

Hella Engerer  
hengerer@diw.de

Manfred Horn  
mhorn@diw.de

*Erdgas könnte künftig – auch wegen der im Vergleich zu Kohlen geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen – einen steigenden Beitrag zur Energieversorgung in Europa leisten. Da die Erdgasgewinnung in den meisten europäischen Ländern bereits zurückgeht oder in absehbarer Zeit zurückgehen wird, ist dies aber nur möglich, wenn die Erdgasimporte erheblich erhöht werden können. Die bisher vertraglich gesicherten Erdgasimporte aus Russland und nichteuropäischen Staaten reichen dafür noch nicht aus; zusammen mit der eigenen Gewinnung werden diese Importe im Jahr 2020 etwa zwei Drittel des prognostizierten Verbrauchs decken. Vor allem in Russland sowie in den Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres, im Mittleren Osten und in Nordafrika sind zwar große Reserven vorhanden, angesichts politischer Unsicherheiten in den meisten potentiellen Lieferländern ist es aber nicht gesichert, dass die zur Erschließung dieser Reserven und zum Ausbau der Infrastruktur notwendigen Investitionen ausreichend schnell getätigt werden. Bundesregierung und Europäische Kommission sollten deshalb den Dialog mit diesen Ländern intensivieren, um die Diversifizierung und den dazu notwendigen Ausbau der Infrastruktur zu unterstützen.*

### Noch erhebliche Deckungslücke der europäischen Erdgasversorgung bis 2020

Nach dem aktuellen Trend-Szenario der Europäischen Kommission<sup>1</sup> wird der Erdgasverbrauch in Europa (EU-25) von 2005 bis 2020 um 25 % steigen (Abbildung 1),<sup>2</sup> das entspricht einer Zunahme um 118 auf 583 Mrd. m<sup>3</sup>. Die Erdgasimporte müssen stärker erhöht werden als der Verbrauch, da die Erdgasgewinnung in den EU-25-Ländern nach 2005 und in den EU-30-Ländern nach 2010 (vor allem wegen der rückläufigen Produktion in Norwegen) deutlich zurückgeht (Abbildung 2).<sup>3</sup> Im Trend-Szenario der Europäischen Kommission steigen die jährlichen Importe von 2005 bis 2020 um 227 auf 475 Mrd. m<sup>3</sup> (EU-25) bzw.

<sup>1</sup> European Commission: European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2005, Luxemburg 2006. Gegenüber früheren Szenarien (vgl. European Commission: European Energy and Transport Trends Scenarios on Key Drivers. Luxembourg, September 2004) geht die Kommission von einem etwas geringeren Wirtschaftswachstum (2 % pro Jahr bis 2030) und von deutlich höheren Energiepreisen aus (Rohölpreis von real 58 US-Dollar je Barrel im Jahr 2030; Preisbasis 2005).

<sup>2</sup> In den EU-30-Ländern (EU-30) steigt der Verbrauch in diesem Zeitraum um 30 %. Zu diesen Ländern zählen die derzeitigen Mitgliedsländer (EU-25), sowie die Kandidatenländer Rumänien, Bulgarien, Türkei sowie Norwegen und die Schweiz. Das Trend-Szenario der EU für die EU-30-Länder liegt im Jahr 2020 mit einem Erdgasverbrauch von 670 Mrd. m<sup>3</sup> um 36 Mrd. m<sup>3</sup> unter der Prognose der IEA für OECD Europe (vgl. International Energy Agency: World Energy Outlook 2005. Middle East and North Africa Insights, Paris 2005).

<sup>3</sup> Abgesehen von Norwegen und den Niederlanden, die ihre Erdgasgewinnung noch einige Jahre steigern bzw. auf hohem Niveau halten können, hat die Produktion in den übrigen Ländern ihren Höhepunkt bereits überschritten. Großbritannien, das derzeit in Europa (ohne Russland) nach Norwegen am meisten Erdgas produziert, wurde 2006 zum Nettoimporteur von Erdgas und dürfte bis 2020 etwa 80 % seines Erdgasbedarfes importieren. Vgl. Parliamentary Office of Science and Technology: The Future of UK Gas Supplies. Postnote, No. 230, Oktober 2004.

### Inhalt

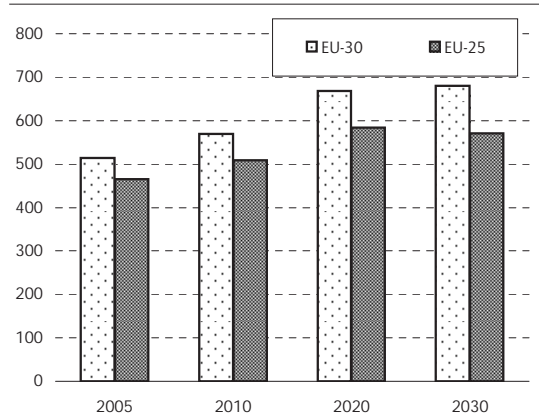
Europäische Erdgasversorgung erfordert Diversifizierung und Ausbau der Infrastruktur  
Seite **553**

### Zahlenbeilage

Abbildung 1

### Erdgasverbrauch in Europa<sup>1</sup> nach dem aktuellen Trend-Szenario der Europäischen Kommission

In Mrd. m<sup>3</sup>



**1** Die Ländergruppe EU-30 umfasst die Länder der EU-25 sowie Bulgarien, Rumänien, Türkei, Norwegen und Schweiz.

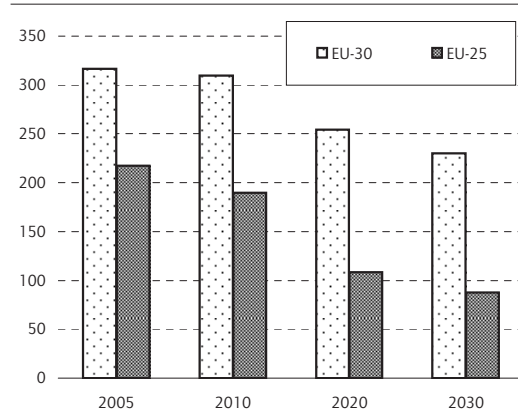
Quellen: European Commission: European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2005. Luxemburg 2006.

DIW Berlin 2006

Abbildung 2

### Erdgasgewinnung in Europa<sup>1</sup> nach dem aktuellen Trend-Szenario der Europäischen Kommission

In Mrd. m<sup>3</sup>



**1** Die Ländergruppe EU-30 umfasst die Länder der EU-25 sowie Bulgarien, Rumänien, Türkei, Norwegen und Schweiz.

Quellen: European Commission: European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2005. Luxemburg 2006.

DIW Berlin 2006

um knapp 216 auf 414 Mrd. m<sup>3</sup> (EU-30) (Abbildung 3).

Im Jahr 2020 kommen in Europa (EU-25) nur noch etwa 19 % des Erdgasverbrauchs aus der eigenen Gewinnung. Nach Angaben von E.ON Ruhrgas sind weitere 47 % des Erdgasbedarfs bereits vertraglich gesichert, so dass die Herkunft von zwei Dritteln des Erdgasaufkommens in den EU-25-Ländern im Jahr 2020 heute bereits feststeht (Abbildung 4). Diese Importe werden aus Norwegen (10 %), Russland (20 %), Algerien (7 %) und sonstigen Nicht-EU-Ländern (10 %) kommen. Weitere 11 % des Erdgasaufkommens könnten 2020 durch weit vorangeschrittene Projekte abgedeckt werden; die Herkunft von etwa 23 % des Verbrauchs ist derzeit noch offen.<sup>4</sup>

### Erdgasreserven und Lieferwege

Grundsätzlich sind die Aussichten für die Beschaffung zusätzlicher Erdgas Mengen für Europa günstig, da etwa 80 % der nachgewiesenen Weltgasreserven in Europa und angrenzenden Regionen (GUS, Mittlerer Osten und Nordafrika) liegen (Tabelle). Erdgas aus Russland, Zentralasien und Nordafrika kann überwiegend über Pipelines zu den Märkten in Europa transportiert werden, Erdgas aus dem Mittleren Osten und vom Persischen Golf überwiegend als verflüssigtes Gas (LNG) in Tankern.<sup>5</sup>

Der Mittlere Osten verfügt über 40 % der konventionellen Weltgasreserven, seine Dominanz ist damit

bei Erdgas weniger stark ausgeprägt als beim Öl (über 60 %). Immerhin knapp ein Drittel der konventionellen Weltgasreserven befinden sich in den GUS-Staaten, ein Großteil davon in der Russischen Föderation (mit der Deutschland bereits Ende der 60er Jahre mit dem „Erdgas-gegen-Röhren-Geschäft“ zwischen Ruhrgas und Gazprom eine enge gaswirtschaftliche Verflechtung eingegangen ist). Etwa 8 % der konventionellen Gasreserven liegen in Afrika – davon über die Hälfte in Nordafrika, das mit den Erdgasnetzen in Europa bereits über mehrere Pipelines verbunden ist.

Ein Teil des im Mittleren Osten und in der ehemaligen Sowjetunion gewonnenen Erdgases kann allerdings ebenso kostengünstig in asiatische Staaten (insbesondere China, Korea, Pakistan, Indien) geliefert werden.<sup>6</sup> Derzeit wird zum Beispiel zwischen Russland und China über den Bau einer Gas-Pipe-

**4** Nach E.ON Ruhrgas könnte der Anteil von verflüssigtem Erdgas (LNG = Liquid Natural Gas) am Erdgasaufkommen der EU-25-Länder bis 2020 auf 22 % steigen. Daran könnten Nigeria und Katar mit jeweils 3 Prozentpunkten beteiligt sein.

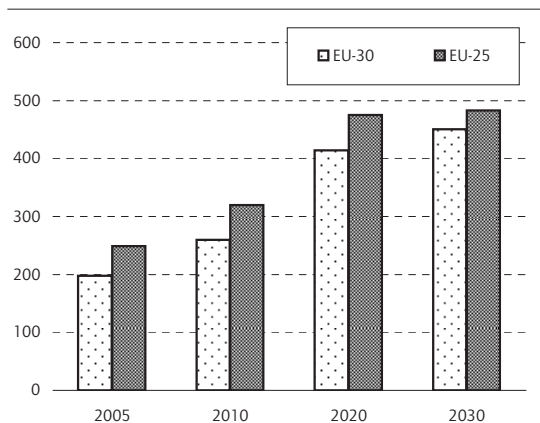
**5** Die Kosten für Verflüssigung, Transport und Speicherung von LNG konnten aufgrund technischer Fortschritte in den vergangenen Jahren gesenkt werden. Pipelines müssen zunehmend in entlegenen Gebieten bzw. offshore gebaut werden, das ist aber teurer als der Bau von Leitungen über kurze Entfernungen über Land. Damit verändert sich die Wettbewerbssituation beider Transportarten. Ab einer Entfernung von ca. 4 000 km ist derzeit der Transport mit LNG-Tankern kostengünstiger als mit Pipelines.

**6** Ebenso wie die Verbraucherländer versuchen, die Sicherheit ihrer Erdgasversorgung durch regionale Diversifizierung der Importe zu erhöhen, versucht auch Gazprom, die Sicherheit ihres Absatzes durch regionale Diversifizierung ihrer Exporte und durch eigene Vertriebsaktivitäten auf den ausländischen Märkten zu erhöhen. Vgl. Petroleum Intelligence Weekly, Jg. XLV, Nr. 18, Mai 2006.

Abbildung 3

### Erdgasimporte Europas<sup>1</sup> nach dem aktuellen Trend-Szenario der Europäischen Kommission

In Mrd. m<sup>3</sup>



**1** Die Ländergruppe EU-30 umfasst die Länder der EU-25 sowie Bulgarien, Rumänien, Türkei, Norwegen und Schweiz.

Quellen: European Commission: European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2005. Luxemburg 2006.

DIW Berlin 2006

line von Ostsibirien nach China verhandelt.<sup>7</sup> Sollten derartige Pläne realisiert werden, würde Europa seine überragende Stellung als Erdgasabnehmer von russischem Erdgas verlieren, und es würde ein „eurasischer“ Gasmarkt entstehen. Auch die USA treten inzwischen als Konkurrent um russische Ressourcen auf, wie das Shtokman-LNG-Projekt in der Barentsee zeigt.<sup>8</sup>

### Russland: Exportpotential begrenzt

Im Jahr 2004 gewann *Russland* nach eigenen Angaben 632 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas,<sup>9</sup> es war damit weltweit der größte Erdgasproduzent. Im Jahr 2005 hat sich die Produktion nach vorläufigen Angaben weiter leicht erhöht. Russland hat damit fast wieder das Produktionsniveau von 1992 erreicht. Der wichtigste russische Erdgasproduzent ist die staatliche Gazprom mit einer Gewinnung von 548 Mrd. m<sup>3</sup>.<sup>10</sup> Gazprom kontrolliert im Wesentlichen den Gasexport nach Europa. Nach ihren Angaben betrug im Jahr 2005 der Export an Länder außerhalb der GUS und des Baltikums 156 Mrd. m<sup>3</sup>; die wich-

**7** Kramer, A.E.: For China, a Long Wait for Russian Gas Supply. Herald Tribune vom 13. Juli 2006.

**8** Mit zunehmender Bedeutung von LNG werden die bisher noch voneinander abgeschotteten regionalen Märkte langfristig stark miteinander verknüpft, so dass auch beim Erdgas ein Weltmarkt entstehen wird, wie er bei Erdöl schon lange existiert.

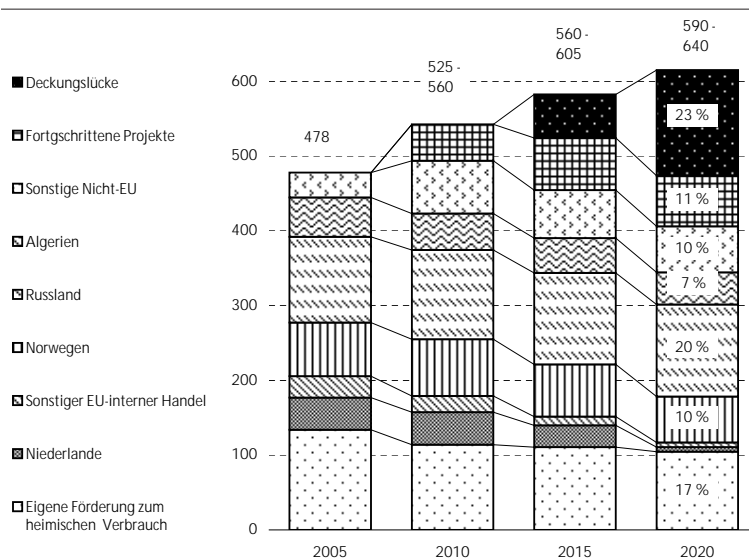
**9** 2005 betrug die Produktion nach Angaben von BP 598 Mrd. m<sup>3</sup> (vgl. Tabelle).

**10** Weitere Anbieter – darunter Ölunternehmen und unabhängige Produzenten – haben in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Ihre Produktion stieg von 2000 bis 2004 von 60 auf 87 Mrd. m<sup>3</sup>.

Abbildung 4

### Entwicklung des Erdgasaufkommens in Europa (EU-25) nach E.ON

In Mrd. m<sup>3</sup>



Quelle: E.ON Ruhrgas AG. Der Gasmarkt in Europa, SWP Berlin, 1. Juni 2006.

DIW Berlin 2006

Tabelle

### Erdgasreserven und Erdgasgewinnung

	Erdgasreserven <sup>1</sup>		Erdgasgewinnung		Reserven/Produktion	
	In Bill. m <sup>3</sup>		In Mrd. m <sup>3</sup>		In Jahren	
	2000	2005	2000	2005	2000	2005
Nordamerika	7,3	7,5	749,8	750,6	10	10
Süd- und Zentralamerika	6,9	7,0	96,5	135,6	72	52
Europa	5,2	5,7	289,1	300,8	18	19
Darunter:						
Deutschland	0,1	0,2	16,9	15,8	6	12
Großbritannien	0,8	0,5	108,3	88,0	7	6
Italien	0,2	0,2	16,2	12,0	14	14
Niederlande	1,8	1,4	57,3	62,9	31	22
Norwegen	1,3	2,4	54,0	85,0	23	28
Rumänien	0,4	0,1	13,8	12,9	27	9
GUS	56,7	58,3	674,6	760,3	84	77
Darunter:						
Russland	48,1	47,8	545,0	598,0	88	80
Aserbaidschan	0,9	1,4	5,3	5,3	160	259
Kasachstan	1,8	3,0	10,8	23,5	170	128
Turkmenistan	2,9	2,9	43,8	58,8	65	49
Usbekistan	1,9	1,9	52,6	55,7	36	33
Mittlerer Osten	52,5	72,1	213,6	292,5	246	247
Darunter:						
Iran	23,0	26,7	60,2	87,0	382	307
Katar	11,2	25,8	29,1	43,5	383	593
Saudi-Arabien	6,1	6,9	49,8	69,5	122	99
Vereinigte Arabische Emirate	6,0	6,0	39,8	46,5	151	130
Afrika	11,2	14,4	124,5	163,0	90	88
Darunter:						
Algerien	4,5	4,6	84,4	87,8	54	52
Ägypten	1,0	1,9	18,3	34,7	55	55
Libyen	1,3	1,5	5,4	11,7	243	127
Nigeria	3,5	5,2	10,8	21,8	325	240
Asien/Pazifik	10,3	14,8	273,7	360,1	38	41
<b>Welt insgesamt</b>	<b>150,2</b>	<b>179,9</b>	<b>2 421,8</b>	<b>2 763,0</b>	<b>62</b>	<b>65</b>

**1** Ohne unkonventionelle Reserven.

Quelle: BP: Statistical Review of World Energy 2006 und 2002, London 2006 und 2002.

DIW Berlin 2006

tigsten Abnehmerländer sind Deutschland, Italien und Frankreich.

Russland hat sich in seinem aktuellen Energieprogramm ambitionierte Ziele zur langfristigen Steigerung der Erdgasproduktion gesetzt.<sup>11</sup> Im Jahr 2010 wird in der optimistischen Variante ein Produktionsvolumen von 645 bis 665 Mrd. m<sup>3</sup> (pessimistische Variante: 635 Mrd. m<sup>3</sup>) und im Jahr 2020 von 710 bis 730 Mrd. m<sup>3</sup> (pessimistische Variante: 680 Mrd. m<sup>3</sup>) erreicht. Gemäß diesem Energieprogramm werden vor allem die unabhängigen Produzenten ihre Gewinnung steigern.<sup>12</sup> Neben den traditionellen westsibirischen Förderregionen soll die Produktion besonders auf der Halbinsel Jamal und in Ostsibirien zunehmen. Angesichts der bisher zögerlichen Investitionstätigkeit ist es allerdings fraglich, ob diese ehrgeizigen Ziele im vorgesehenen Zeitrahmen umgesetzt werden können. Der russische Gasexport soll sich auf 275 bis 280 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2020 erhöhen. Auf den europäischen Markt würden davon 160 bis 165 Mrd. m<sup>3</sup> geliefert.<sup>13</sup> Die Exporte in die Europäische Union würden demzufolge also nicht nennenswert steigen.<sup>14</sup>

### Zentralasien: Zunehmende Gasexporte

Von den GUS-Ländern verfügen insbesondere Kasachstan, Turkmenistan, Usbekistan und Aserbaidschan über große Erdgasreserven (Tabelle). Nach dem Zerfall der Sowjetunion haben diese Länder teilweise mit ausländischen Partnern begonnen, ihre Gasfelder zu erschließen. *Turkmenistan* hat 2004 und 2005 etwa 59 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas produziert, davon gingen etwa 44 Mrd. m<sup>3</sup> in den Export; neben dem Hauptabnehmer Ukraine wurde auch der Iran beliefert. Künftig könnte auch der Absatzmarkt China eine Rolle spielen. *Usbekistan* hat 2005 56 Mrd. m<sup>3</sup> gewonnen und exportiert jährlich etwa 5 bis 7 Mrd. m<sup>3</sup>. *Kasachstan* hat seine Produktion seit dem Jahr 2000 mehr als verdoppelt und förderte im Jahr 2005 etwa 24 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas, im Jahr 2004 hat das Land erstmals mehr Erdgas exportiert als importiert. Die Nettoexporte der gesamten Region im Jahr 2010 könnten nach Schätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) 72 bis 84 Mrd. m<sup>3</sup> erreichen.<sup>15</sup>

### Mittlerer Osten: Starker Ausbau der LNG-Kapazitäten

*Iran* verfügte 2005 mit 15 % über die nach Russland zweitgrößten Erdgasreserven der Welt. Etwa die Hälfte dieser Reserven entfällt auf das „South Pars“-Feld im Persischen Golf. Dieses Feld ist Teil des weltweit größten Kohlenwasserstoffvorkommens, das sich auch nach Katar ausdehnt und innerhalb

von mindestens 25 Jahren erschlossen werden soll.<sup>16</sup> Bereits in zehn Jahren soll mithilfe dieses Projektes die Gasgewinnung des Iran von etwa 87 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2005 mehr als verdoppelt werden.<sup>17</sup> Der Iran würde damit – trotz eines steigenden Inlandsbedarfs – zum Nettoexporteur von Erdgas. Nach Schätzungen der IEA können die jährlichen Nettoexporte bis 2010 auf 5,5 Mrd. m<sup>3</sup> und bis 2020 auf 31 Mrd. m<sup>3</sup> steigen.<sup>18</sup> Nach den bisher vorliegenden Planungen dürfte der größte Teil dieser Exporte in die unmittelbare Nachbarschaft und nach Asien gehen.

*Katar* verfügt über die drittgrößten Erdgasreserven der Welt. Der größte Teil davon liegt im Persischen Golf im Nordfeld (Fortsetzung des iranischen „South Pars“-Feldes). 2005 produzierte Katar etwa 44 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas. Bis 2010 wird die Produktion nach Einschätzung der IEA auf etwa 115 Mrd. m<sup>3</sup> steigen. Das Land wird dann zum größten Erdgasproduzenten im Mittleren Osten. Die Jahresproduktion soll bis 2020 nochmals etwa verdoppelt werden. Bei solchen Produktionssteigerungen könnten die Nettoexporte bis 2020 (um 100 Mrd. m<sup>3</sup>) auf knapp 120 Mrd. m<sup>3</sup> steigen, der überwiegende Teil davon dürfte LNG sein. Aufgrund von Lieferverträgen mit Spanien, Italien, Großbritannien und Frankreich ist Katar der Einstieg in den europäischen Markt gelungen. Katar ist außerdem der größte Flüssiggaslieferant für Asien. Eine Weiterführung der bestehenden Pipeline nach Pakistan ist seit Jahren geplant. Zusätzliche LNG-Lieferungen sind in die USA vorgesehen.<sup>19</sup>

<sup>11</sup> Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda, vom 28. August 2003 ([www.mte.gov.ru/docs/32/189.html](http://www.mte.gov.ru/docs/32/189.html)).

<sup>12</sup> Deren Produktion wird laut Energieprogramm auf 105 bis 115 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2010 und 140 bis 150 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2020 zunehmen. Die von Gazprom angestrebte Produktion wird 560 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2010, 590 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2020 und 630 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2030 erreichen. Vgl. IEA: Optimising Russian Natural Gas. Reform and Climate Policy, Paris 2006.

<sup>13</sup> Die Berechnungen für den Export sind Bestandteil der Energieszenarien, die u.a. eine deutliche Senkung der Energieintensität (um 26 bis 27 % bis 2010 und 45 bis 55 % bis 2020) aufgrund eines umfassenden Strukturwandels der russischen Wirtschaft beinhalten. Derartige Strukturveränderungen, insbesondere eine deutlich geringere Bedeutung energieintensiver Branchen, zeichnen sich indes noch nicht ab.

<sup>14</sup> Allerdings ist hierbei die Möglichkeit der Durchleitung von Erdgas aus Turkmenistan, Kasachstan oder Usbekistan nicht berücksichtigt. So hat Russland auf der Grundlage eines Vertrages aus dem Jahr 2003 jährlich bis zu 80 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas aus Turkmenistan bezogen, das im Wesentlichen der Belieferung der Ukraine dient. Im Spätsommer 2006 wurde die jährliche Bezugsmenge auf 50 Mrd. m<sup>3</sup> verringert. Der Preis wurde gleichzeitig von 65 auf 100 US-Dollar je 1 000 m<sup>3</sup> erhöht.

<sup>15</sup> IEA: Caspian Oil and Gas, Paris 1998.

<sup>16</sup> Vgl. Hilmar Rempel: Erdöl und Erdgas im Iran. *Commodity Top News*, Nr. 23/2005, 4.

<sup>17</sup> Horn, M./Kempf C.: Iran: Streit um Urananreicherung gefährdet Ausbau der Öl- und Erdgasgewinnung und führt zu Spannungen auf dem Ölmarkt. *Wochenbericht des DIW* Nr. 23/2006, 343–351.

<sup>18</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005. Middle East and North Africa Insights, Paris 2005.

<sup>19</sup> Darüber hinaus entwickelt sich das Land zum Zentrum eines Gasverbundnetzes in den Golfstaaten. Durch das Dolphin-Projekt werden die Vereinigten Arabischen Emirate und Oman mit Naturgas versorgt.

Die Gasindustrie im *Irak* ist aufgrund der UN-Sanktionen und der Kriege, in die dieses Land in den letzten Jahrzehnten verwickelt war, völlig unterentwickelt. Langfristig könnte die Produktion deutlich stärker als der Inlandsverbrauch steigen, so dass bis zum Jahr 2020 ein Exportüberschuss von knapp 10 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr möglich ist. Exporte in die Türkei bzw. nach Europa via Türkei setzen allerdings die Reparatur und den Ausbau des Gasnetzes im nördlichen Teil des Landes voraus.

*Saudi-Arabien* wird sein Erdgas wohl auch künftig hauptsächlich zur Deckung des inländischen Bedarfs benötigen, während *Kuwait* seinen Bedarf langfristig sogar nur mit steigenden Nettoimporten decken kann. Etwas günstiger ist die Situation in den *Vereinigten Arabischen Emiraten*, die bereits 2003 etwa 7 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas (in Form von LNG) exportierten. Aufgrund des steigenden Inlandsverbrauchs dürften deren Exporte langfristig aber eher leicht sinken. Die übrigen Golfstaaten – vor allem *Kuwait* und *Oman* – können ihre Exporte nur in bescheidenem Umfang steigern.

### Afrika: Exportoffensive via Pipelines und mit LNG

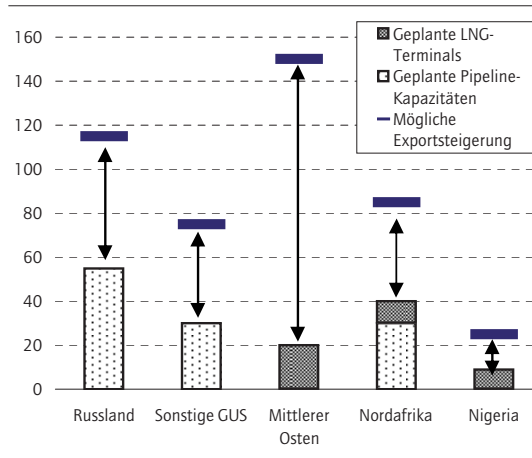
Ein wichtiger Erdgaslieferant für Europa ist seit langem *Algerien*. Das Land produzierte 2005 knapp 88 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas und war damit der viertgrößte Erdgasproduzent der Welt. Bis 2020 kann die Produktion nach Angaben der IEA bis auf 160 Mrd. m<sup>3</sup> gesteigert werden. Algerien exportierte 2002 etwa 64 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas, davon 60 % mit Pipelines via Marokko bzw. Tunesien nach Spanien bzw. Italien sowie 40 % in Form von LNG, das vor allem nach Europa und in die USA geliefert wird. Die Erdgasexporte werden nach Schätzung der IEA bis 2020 auf etwa 115 Mrd. m<sup>3</sup> steigen.

In *Ägypten* haben sich seit Anfang der 90er Jahre aufgrund von Explorationserfolgen vorwiegend ausländischer Unternehmen die Erdgasreserven vervierfacht, sie machen derzeit ungefähr 1 % der Weltreserven aus. Ägypten könnte seine Erdgasproduktion bis 2020 auf über 70 Mrd. m<sup>3</sup> verdoppeln und seine Exporte auf 19 Mrd. m<sup>3</sup> steigern. Der größte Teil der ägyptischen Exporte wird in Form von LNG erfolgen, weniger als 5 Mrd. m<sup>3</sup> mittels zweier Pipelines (einer Überlandleitung nach Jordanien, Libanon, Syrien bis in die Türkei und einer Unterwasserleitung nach Israel).

*Libyen* hat im Jahr 2005 4,5 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas per Pipeline nach Italien geliefert, langfristige Verträge über die Lieferung von 8 Mrd. m<sup>3</sup> über diese Leitung wurden bereits abgeschlossen. In einer zweiten Phase soll die Kapazität dieser Leitung auf 11 Mrd. m<sup>3</sup>

Abbildung 5

### Mögliche Exportsteigerungen nach Regionen und geplante Importkapazitäten für Europa bis 2020



Quelle: IEA: World Energy Outlook 2005. Middle East and North Africa Insights, Paris 2005. Schätzungen des DIW Berlin. **DIW Berlin 2006**

erhöht werden. Die LNG-Exporte könnten nach Angaben der IEA von 1 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2003 auf 10 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2030 steigen.

*Nigeria* verfügt über große Erdgasreserven – vor allem in Form von Erdgas, das als assoziiertes Gas bei der Erdölgewinnung anfällt. Mit der Inbetriebnahme der Erdgas-Verflüssigungsanlage in Bonny Island ist Nigeria zu einem bedeutenden LNG-Exporteur geworden. 2005 exportierte Nigeria etwa 12 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas als LNG.<sup>20</sup> Mit europäischen Ländern (Frankreich, Italien, Spanien, Portugal) wurden langfristige Lieferverträge über insgesamt 6,2 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr geschlossen.<sup>21</sup> Werden die aktuellen Planungen realisiert, so könnte die Exportkapazität bis 2010 von 25 auf 50 Mrd. m<sup>3</sup> verdoppelt werden.<sup>22</sup>

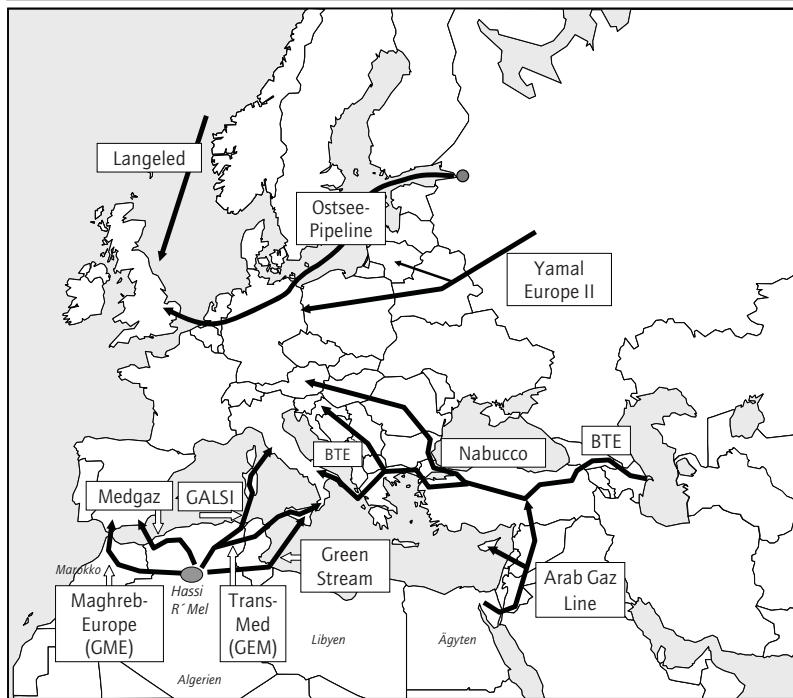
### Exportpotentiale insgesamt

Die zwischen 2003 und 2020 möglichen Exportsteigerungen der betrachteten Länder und Regionen (Russland und Zentralasien, Mittlerer Osten, Nordafrika und Nigeria) summieren sich auf 450 Mrd. m<sup>3</sup> (Abbildung 5). Das erscheint im Vergleich zu einem bis 2020 zusätzlichen Importbedarf Europas von 216 (EU-30) bzw. 227 Mrd. m<sup>3</sup> (EU-25) ausreichend. Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass es zur Ausschöpfung dieses Potentials

<sup>20</sup> Vgl. BP: Statistical Review of World Energy 2006, 31. London 2006.  
<sup>21</sup> Vgl. Nigeria LNG Limited ([www.nlng.com](http://www.nlng.com)).  
<sup>22</sup> Vgl. Abdul-Kadir K. Ahmed: Nigeria LNG: Keys to Investment & Development. Nigeria LNG Limited ([www.iea.org/Textbase/work/2005/LNGGasMarkets/session\\_7/1\\_Abdul-Kadir\\_Ahmed.pdf](http://www.iea.org/Textbase/work/2005/LNGGasMarkets/session_7/1_Abdul-Kadir_Ahmed.pdf)).

Abbildung 6

## Geplante Erdgas-Pipelines zur Versorgung Europas



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

DIW Berlin 2006

großer Investitionen bedarf, deren Realisierung auch angesichts politischer Risiken in vielen der betrachteten Länder keineswegs gesichert ist. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass die Staaten im Mittleren Osten aufgrund ihrer geographischen Lage bereits heute mehr Erdgas nach Asien als nach Europa liefern und dieser Markt künftig aufgrund des höheren Wachstums noch an Bedeutung gewinnen dürfte. Auch Russland mit seinen großen Reserven in Ostsibirien und die übrigen GUS-Staaten mit erheblichen Vorkommen in Zentralasien – vor allem in Kasachstan, Usbekistan und Turkmenistan – werden künftig zunehmend Erdgas nach Asien liefern. Nordamerika ist ebenfalls für die genannten LNG-Produzenten ein interessanter Absatzmarkt.

### Pipeline-Projekte

Zunehmende Erdgasimporte aus Drittstaaten setzen eine entsprechende Infrastruktur voraus. Die Europäische Union hat im Jahr 2003 neue Prioritäten für den Ausbau der Gasfernleitungen gesetzt.<sup>23</sup> Inzwischen wurde bei einigen der von der EU unterstützten Routen (Transeuropäische Netze) mit dem Bau begonnen oder es wurden Machbarkeitsstudien in Auftrag gegeben (Abbildung 6).

Mit dem Bau der Ostsee-Pipeline von St. Petersburg nach Greifswald wird sich die Transportka-

pazität für Erdgasimporte aus Russland deutlich erhöhen. Der erste Leitungsstrang soll 2010 mit einer Kapazität von 27,5 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr in Betrieb gehen. Ein zweiter Strang könnte später die Kapazität verdoppeln. Für den Bau wurde ein Joint-Venture gegründet, an dem die russische Gazprom mit 51 Prozent und E.ON sowie BASF zunächst mit jeweils 24,5 Prozent beteiligt sind. Der Bau der Ostsee-Pipeline schafft eine direkte Verbindung von Russland in westeuropäische Abnehmerländer. Bislang gelangt russisches Erdgas über die Ukraine (Kapazität 140 Mrd. m<sup>3</sup>) sowie Weißrussland und Polen (Jamal-Pipeline, Kapazität 33 Mrd. m<sup>3</sup>) nach Westeuropa; eine Erweiterung der Jamal-Pipeline um einen zweiten und ggf. dritten Strang wird diskutiert.<sup>24</sup>

Für die Anbindung kaspischer Gasfelder wurde das Pipeline-Projekt Baku-Tiflis-Erzurum (BTE) mit einer Kapazität von 30 Mrd. m<sup>3</sup> entwickelt, dessen Trasse entlang der 2005 eröffneten Erdölpipeline Baku-Tiflisi-Ceyhan (BTC) und weiter über Griechenland nach Italien verlaufen soll. Ein für die europäische Erdgasversorgung wichtiges Projekt ist auch die geplante Nabucco-Pipeline von der Türkei über Bulgarien, Rumänien und Ungarn nach Österreich. Mit ihr könnte Erdgas aus Gasfeldern am Kaspischen Meer oder aus dem Iran transportiert werden. Über den Bau der Pipeline, die zunächst eine Kapazität von 8 bis 13 Mrd. m<sup>3</sup> haben und 2011 in Betrieb gehen soll, ist zwar noch nicht endgültig entschieden, im Sommer 2006 wurde aber eine gemeinsame Erklärung des EU-Energiekommissars und der Minister der Transitländer zum Bau der Pipeline mit finanzieller Unterstützung durch die EU unterzeichnet. Würden beide Projekte (BTE und Nabucco-Pipeline) realisiert, könnte ein erheblicher Teil des Exportpotentials in Zentralasien für Europa gesichert werden.

Für die zunehmenden Erdgaslieferungen aus Nordafrika sind ebenfalls zusätzliche Pipelines geplant. Die Pipeline „Medgaz“ soll Algerien mit Spanien verbinden. Im Rahmen des Galsi-Projekts wird eine Route von Algerien nach Sizilien geprüft. Zudem werden die Kapazitäten der Pipelines „Trans-med“ nach Italien (via Tunesien) sowie Algerien-Spanien (via Marokko) erhöht. Realisiert wurde im Jahr 2004 das Green-Stream-Pipeline-Projekt (Kapazität: 8 Mrd. m<sup>3</sup>), das den Erdgastransport von Libyen nach Sizilien ermöglicht.

<sup>23</sup> Vgl. Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1354/96/EG.

<sup>24</sup> In der Vergangenheit kam es insbesondere zwischen Russland und der Ukraine zu Streitigkeiten über die Transitgebühren und zur Reduzierung oder Unterbrechung von Lieferungen. Dabei wurde zwar auch die Frage nach der Zuverlässigkeit und Stabilität der Versorgung Westeuropas aufgeworfen; Lieferungen an westeuropäische Abnehmer waren aber letztlich nur kurzfristig unterbrochen.

### LNG-Projekte

In Europa wird LNG bislang nur von einigen europäischen Ländern importiert (Frankreich, Belgien, Italien, Spanien, Portugal, Griechenland und Türkei). Die LNG-Importe haben in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen; 2005 lagen sie bei insgesamt 47,6 Mrd. m<sup>3</sup>, das waren etwa 11,5 % des europäischen Gasverbrauchs.<sup>25</sup> LNG wird über 13 Terminals in den europäischen Markt eingespeist. Den Neubau von Terminals hat insbesondere Großbritannien beschlossen (Abbildung 7). Zusätzlich zu den in der Abbildung dargestellten Projekten bestehen zahlreiche Vorschläge zur Errichtung weiterer LNG Terminals – so seit längerer Zeit auch in Wilhelmshaven. Meist sind hierbei noch keine Entscheidungen über den Zeitpunkt und die Kapazitäten des Neubaus entwickelt worden. In Italien sind zusätzliche LNG-Kapazitäten von 45 bis 70 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr geplant.

### Ausbau der Infrastruktur insgesamt

Insgesamt könnten bei Realisierung der genannten Projekte (ohne Erweiterung der Jamal-Pipeline und ohne Aufstockung der Kapazitäten der Ostsee- und der Nabucco-Pipeline) jährlich etwa 160 Mrd. m<sup>3</sup> zusätzlich nach Europa gelangen, davon 120 Mrd. m<sup>3</sup> über Pipelines und 39 Mrd. m<sup>3</sup> als LNG (Abbildung 5). Das würde aber nicht ausreichen, um den zusätzlichen Importbedarf der EU im Trend-Szenario (über 200 Mrd. m<sup>3</sup>) decken zu können. Sollte der Erdgasverbrauch wie von der Europäischen Kommission erwartet steigen, müssten nach 2010 sowohl die Kapazitäten der bestehenden oder neu zu bauenden Gaspipelines als auch der Anlagen zur Produktion und zum Transport von LNG weiter erhöht werden.

### Fazit

Nach vorliegenden Prognosen wird der Erdgasverbrauch in der Europäischen Union mittel- bis langfristig weiter steigen, während die Erdgasgewinnung sinkt. Auch die Erdgasgewinnung in Norwegen wird in wenigen Jahren zurück gehen. Importe aus anderen traditionellen Lieferländern der EU wie Russland und Algerien werden allein nicht ausreichen, um den Bedarf bis 2020 zu decken. Es müssen also weitere Lieferanten – vor allem im Mittleren Osten und in Afrika – gewonnen werden.

Grundsätzlich sind Erdgasreserven, mit denen die Versorgung der Europäischen Union in den nächsten 20 Jahren sichergestellt werden könnte, in ausreichend großen Mengen vorhanden. Zudem ist ein Großteil des für 2020 zu erwartenden Gasaufkom-

Abbildung 7

### LNG-Terminals zur Versorgung Europas in Bau und Planung

Zusätzliche Kapazitäten in Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr



Quelle: CRE Commission de Régulation de l'Énergie, Paris 2006. Darstellung des DIW Berlin.

DIW Berlin 2006

mens in Europa bereits vertraglich gesichert, und Projekte zum weiteren Ausbau der Produktionskapazitäten (Erdgas und LNG) und der Infrastruktur sind in Planung bzw. in Bau. Deutsche Unternehmen haben mit der russischen Gazprom den gemeinsamen Bau und Betrieb einer Erdgaspipeline durch die Ostsee sowie die Erschließung von Erdgasfeldern in Russland vereinbart. Eine zu starke Konzentration auf einen Partner und die gleichzeitige Vernachlässigung anderer Optionen könnten allerdings die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb auf dem Gasmarkt gefährden. Solche Risiken können dadurch begrenzt werden, dass auch das Gespräch mit anderen potentiellen Lieferanten und Lieferländern intensiviert und darauf hingewirkt wird, dass sich dort das Investitionsklima verbessert. Wegen der politische Instabilität und Rechtsunsicherheit in vielen aktuellen und potentiellen Lieferländern kann dieses Ziel aber nur mit aktiver Unterstützung der Bundesregierung und der Europäischen Union erreicht werden.

<sup>25</sup> Vgl. BP: Statistical Review of World Energy, London 2006.





## Nachrichten aus dem DIW Berlin

### DIW Berlin erfolgreichstes Leibniz-Institut auf dem Gebiet der Sozialwissenschaften

Das DIW Berlin hat im Zeitraum 2002 bis 2004 2,7 Millionen Euro Drittmittel aus Fördergeldern der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) eingeworben und war damit das erfolgreichste Institut der Leibniz-Gemeinschaft auf dem Gebiet der Sozial- und Verhaltenswissenschaften. Dies geht aus dem jüngst veröffentlichten Förder-Ranking der DFG hervor.

In fast allen Fachrichtungen gehören Leibniz-Institute zu den führenden Forschungseinrichtungen in Deutschland. An die Spitze setzte sich das Leibniz-Institut für Meereswissenschaften in Kiel, das von 2002 bis 2004 DFG-Bewilligungen in Höhe von 18,9 Millionen Euro einwarb; das sind fast 6 Millionen Euro mehr, als die auf Rang zwei und drei folgenden Institute erreichten – das Max-Planck-Institut für Biochemie Martinsried (13 Mill. Euro) und das Deutsche Krebsforschungszentrum Heidelberg der Helmholtz-Gemeinschaft (12,9 Mill. Euro).

Zur Leibniz-Gemeinschaft gehören 84 außeruniversitäre Forschungsinstitute und Serviceeinrichtungen für die Forschung. Die Ausrichtung der Leibniz-Institute reicht von den Natur-, Ingenieur- und Umweltwissenschaften über die Wirtschafts-, Sozial- und Raumwissenschaften bis hin zu den Geisteswissenschaften. Leibniz-Institute arbeiten interdisziplinär und verbinden Grundlagenforschung mit Anwendungsnähe. Sie pflegen intensive Kooperationen mit Hochschulen, Industrie und anderen Partnern im In- und Ausland. Das externe Begutachtungsverfahren der Leibniz-Gemeinschaft setzt Maßstäbe. Jedes Leibniz-Institut hat eine Aufgabe von gesamtstaatlicher Bedeutung. Bund und Länder fördern die Institute der Leibniz-Gemeinschaft daher gemeinsam. Die Leibniz-Institute beschäftigen rund 13 500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und haben einen Gesamtetat von 1,1 Milliarden Euro.

#### Impressum

DIW Berlin  
Königin-Luise-Str. 5  
14195 Berlin

#### Herausgeber

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann (Präsident)  
Prof. Dr. Georg Meran (Vizepräsident)  
Dr. Tilman Brück  
Dörte Höppner  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Dr. Bernhard Seidel  
Prof. Dr. Viktor Steiner  
Prof. Dr. Alfred Steinherr  
Prof. Dr. Gert G. Wagner  
Prof. Dr. Axel Werwatz, Ph. D.  
Prof. Dr. Christian Wey

#### Redaktion

Kurt Geppert  
Dr. Elke Holst  
Manfred Schmidt  
Dr. Mechthild Schrooten

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49 – 30 – 89789-249  
presse@diw.de

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 7477649  
Offenburg  
leserservice@diw.de  
Tel. 01805 – 198888, 12 Cent/min.

Reklamationen können nur innerhalb von vier Wochen nach Erscheinen des Wochenberichts angenommen werden; danach wird der Heftpreis berechnet.

#### Bezugspreis

Jahrgang Euro 180,-  
Einzelheft Euro 7,- (jeweils inkl. Mehrwertsteuer und Versandkosten)  
Abbestellungen von Abonnements spätestens 6 Wochen vor Jahresende

ISSN 0012-1304

Bestellung unter [leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de)

#### Konzept und Gestaltung

kognito, Berlin

#### Satz

eScriptum, Berlin

#### Druck

Walter Grützmaker GmbH & Co. KG, Berlin

Der nächste Wochenbericht  
erscheint am 23. Oktober 2006.

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an die Stabsabteilung Information und Organisation des DIW Berlin ([Kundenservice@diw.de](mailto:Kundenservice@diw.de)) zulässig.

**DEUTSCHLAND**

 Ausgewählte saisonbereinigte Konjunkturindikatoren<sup>1</sup>

	Arbeitslose		Offene Stellen		Auftragsengang (Volumen) <sup>2</sup>														
					Verarbeitendes Gewerbe						Vorleistungsgüter- produzenten	Investitionsgüter- produzenten	Gebrauchsgüter- produzenten	Verbrauchsgüter- produzenten					
	Insgesamt		Inland		Ausland														
	in 1 000				2000 = 100														
	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	
2004	J	4 298		315		100,2		95,0		106,8		101,0		101,5		88,0		95,6	
	F	4 270	4 299	303	308	101,3	101,5	95,8	96,1	108,3	108,4	102,7	102,5	102,3	102,8	88,1	88,3	96,0	96,3
	M	4 271		287		103,1		97,6		110,0		103,8		104,8		88,9		97,5	
	A	4 313		276		104,1		97,2		112,8		104,7		106,0		87,9		98,9	
	M	4 331	4 320	277	278	106,8	104,5	98,3	97,0	117,2	113,8	106,4	104,9	109,5	106,4	90,6	88,7	100,0	98,7
	J	4 363		277		102,5		95,4		111,3		103,8		103,8		87,5		97,1	
	J	4 403		273		103,2		96,0		112,2		102,5		105,9		87,4		98,2	
	A	4 434	4 415	269	271	103,7	103,4	96,3	95,8	112,8	112,8	103,8	103,1	106,0	105,9	86,1	86,4	98,2	98,5
	S	4 452		268		103,3		95,2		113,4		103,0		105,8		85,7		99,2	
	O	4 483		272		102,8		95,7		111,8		101,9		106,1		84,5		97,6	
	N	4 526	4 511	283	279	101,9	103,3	94,5	96,0	111,2	112,5	101,4	101,4	104,2	107,2	85,0	84,7	100,1	99,1
	D	4 596		299		105,3		98,0		114,4		101,0		111,5		84,5		99,6	
2005	J	4 728		319		105,1		96,5		115,7		103,8		108,1		86,2		103,1	
	F	4 809	4 752	340	331	104,0	104,9	95,2	95,9	114,9	116,0	101,6	102,6	107,5	108,6	86,1	86,0	103,3	103,4
	M	4 837		366		105,6		96,2		117,3		102,3		110,2		85,7		103,7	
	A	4 813		386		104,0		95,8		114,3		101,3		108,1		87,2		101,7	
	M	4 836	4 828	398	390	104,7	105,9	95,5	96,9	116,2	117,1	102,4	102,7	108,9	110,6	84,4	86,9	102,5	103,0
	J	4 837		407		108,9		99,3		120,9		104,4		114,9		89,0		104,9	
	J	4 840		415		109,6		98,8		123,2		106,7		114,6		87,6		105,5	
	A	4 828	4 836	439	428	108,9	109,9	98,8	99,2	121,5	123,2	106,1	106,7	113,6	115,1	89,3	88,7	104,8	104,8
	S	4 844		455		111,1		100,0		125,0		107,4		117,1		89,0		104,1	
	O	4 839		472		112,4		99,7		128,0		108,8		118,1		89,8		106,7	
	N	4 816	4 820	475	470	115,1	113,4	101,7	100,1	131,9	130,0	110,4	110,3	122,4	119,1	90,9	90,6	106,3	106,5
	D	4 765		475		112,8		99,0		130,0		111,6		116,7		91,0		106,6	
2006	J	4 696		476		113,8		100,9		129,8		109,4		120,8		89,5		104,8	
	F	4 631	4 673	480	478	116,4	115,2	102,6	101,9	133,8	131,8	113,5	112,2	123,1	121,4	90,3	90,5	104,7	104,9
	M	4 616		485		115,3		102,1		131,7		113,7		120,2		91,7		105,1	
	A	4 620		501		119,2		104,2		137,8		117,2		124,9		91,4		108,0	
	M	4 560	4 584	523	514	117,8	118,3	105,1	104,3	133,8	135,8	116,0	117,1	123,1	123,4	93,9	91,9	107,0	107,0
	J	4 530		549		117,9		103,5		135,9		118,1		122,1		90,4		105,9	
	J	4 468		587		118,6		104,9		135,8		116,4		124,7		91,0		106,7	
	A	4 469	4 471	587	583	122,3		107,3		141,1		118,4		130,3		95,0		106,6	
	S	4 421		601															
	O																		
	N																		
	D																		

<sup>1</sup> Saisonbereinigt nach dem Berliner Verfahren (BV4). Dieses Verfahren hat die Eigenschaft, dass sich beim Hinzufügen eines neuen Wertes davorliegende saisonbereinigte Werte in der Zeitreihe auch dann ändern können, wenn deren Ursprungswert unverändert geblieben ist. Die Vierteljahreswerte wurden aus den saisonbereinigten Monatswerten errechnet.

<sup>2</sup> Außerdem arbeitstäglich bereinigt.

**DEUTSCHLAND**noch: Ausgewählte saisonbereinigte Konjunkturindikatoren<sup>1</sup>

	Beschäftigte im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe		Produktion <sup>2</sup>										Umsätze des Einzelhandels		Außenhandel (Spezialhandel) <sup>2</sup>				
			Verarbeitendes Gewerbe		Investitionsgüterproduzenten		Gebrauchsgüterproduzenten		Verbrauchsgüterproduzenten		Bauhauptgewerbe				Ausfuhr		Einfuhr		
	in 1 000		2000 = 100										2003 = 100		Mrd. Euro				
	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	mtl.	vj.	
2004	J	6 050		100,8		103,1		88,2		97,7		81,5		101,3		58,1		45,1	
	F	6 042	6 050	101,5	101,5	103,3	103,8	87,7	88,5	97,5	97,5	86,3	84,1	101,2	101,7	58,7	176,2	46,2	137,0
	M	6 037		102,2		105,2		89,6		97,2		84,4		102,6		59,4		45,7	
	A	6 033		102,5		105,2		88,6		98,0		80,8		101,9		61,5		47,0	
	M	6 024	6 029	105,3	103,7	109,1	106,9	92,4	89,6	99,6	98,5	82,1	81,1	99,5	101,4	62,5	184,3	48,1	142,3
	J	6 020		103,1		106,5		88,0		97,7		80,2		102,7		60,3		47,2	
	J	6 014		102,9		106,1		88,5		97,6		79,1		103,0		61,0		48,7	
	A	6 009	6 012	104,0	103,5	108,2	107,2	87,5	87,7	98,2	97,9	79,1	78,9	101,2	102,1	60,7	182,0	48,1	145,7
	S	6 004		103,5		107,2		87,2		98,0		78,5		102,0		60,3		48,9	
	O	5 997		103,0		107,6		86,2		96,8		77,5		102,0		61,8		48,7	
	N	5 985	5 991	102,4	102,5	104,9	105,8	85,5	85,7	98,4	97,6	77,2	77,1	103,4	102,9	62,2	185,0	49,5	146,2
	D	5 978		102,1		104,9		85,5		97,7		76,7		103,3		61,1		47,9	
2005	J	5 969		104,5		108,3		86,4		99,2		79,6		102,3		63,0		49,6	
	F	5 962	5 965	103,8	104,3	107,6	108,2	87,0	86,5	99,4	99,7	73,9	75,5	103,1	102,9	61,9	188,3	48,4	147,6
	M	5 952		104,5		108,8		86,2		100,4		73,1		103,2		63,4		49,6	
	A	5 944		105,1		110,6		88,0		98,5		76,2		103,8		61,6		49,2	
	M	5 938	5 940	103,5	104,9	106,9	109,7	83,4	87,2	99,5	99,4	74,7	75,8	103,7	103,9	63,5	189,8	51,3	151,1
	J	5 926		106,3		111,7		90,3		100,2		76,5		104,3		64,7		50,6	
	J	5 917		106,5		111,2		86,3		101,3		75,6		102,6		65,1		51,4	
	A	5 914	5 916	106,1	106,8	110,2	111,5	88,5	87,7	100,7	101,4	76,8	76,0	105,4	104,1	66,4	199,3	53,3	158,1
	S	5 908		107,9		113,0		88,3		102,1		75,6		104,3		67,8		53,4	
	O	5 903		108,5		112,7		89,0		103,7		75,9		103,4		68,1		55,0	
	N	5 902	5 903	109,3	109,2	115,3	114,6	90,4	90,0	101,7	102,6	75,9	76,1	104,2	103,9	67,4	205,1	53,6	165,9
	D	5 897		109,9		115,8		90,5		102,5		76,5		104,0		69,5		57,4	
2006	J	5 889		108,6		114,2		91,2		101,0		72,8		105,0		68,9		56,6	
	F	5 886	5 889	110,1	109,6	116,4	115,5	90,6	91,1	101,4	101,0	77,3	75,5	104,4	104,5	72,2	211,6	59,7	175,6
	M	5 886		110,2		115,9		91,6		100,6		76,4		104,2		70,5		59,3	
	A	5 885		110,3		113,8		90,0		103,8		78,0		102,9		74,1		61,7	
	M	5 885	5 887	111,6	111,1	117,7	115,6	95,3	91,9	101,5	102,5	80,9	79,3	107,3	105,0	70,2	217,3	57,5	180,5
	J	5 898		111,4		115,3		90,3		102,3		78,9		104,6		72,9		61,3	
	J	5 894		111,6		116,2		92,7		101,6		80,7		104,2		73,4		61,1	
	A			113,2		116,8		96,2		102,2		82,0		106,2		72,4		59,9	
	S																		
	O																		
	N																		
	D																		

<sup>1</sup> Saisonbereinigt nach dem Berliner Verfahren (BV4). Dieses Verfahren hat die Eigenschaft, dass sich beim Hinzufügen eines neuen Wertes davorliegende saisonbereinigte Werte in der Zeitreihe auch dann ändern können, wenn deren Ursprungswert unverändert geblieben ist. Die Vierteljahreswerte wurden aus den saisonbereinigten Monatswerten errechnet.

<sup>2</sup> Außerdem arbeitstäglich bereinigt.