

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
– Drucksache 17/95 –**

Die Rolle von Flüssigerdgas (Liquid Natural Gas – LNG) für die Versorgungssicherheit Deutschlands

Vorbemerkung der Fragesteller

Weltweit steigende Bedeutung von LNG

Der Markt für LNG (Liquid Natural Gas – Flüssigerdgas) ist in der Vergangenheit weltweit jährlich um 8 Prozent gewachsen. In Zukunft gehen Schätzungen sogar von 10 bis 15 Prozent Steigerung pro Jahr aus.¹ Der Vorteil von LNG ist seine Flexibilität: Das Erdgas kann, nachdem es unter hohem Druck auf einen Bruchteil seines Volumens komprimiert und verflüssigt worden ist, unabhängig von Pipelines mit Tankschiffen über große Entfernungen transportiert werden. So können Gasvorkommen auch unabhängig vom Vorhandensein von Pipelines für die deutsche und europäische Gasversorgung nutzbar gemacht werden. Dies ermöglicht auch Gasproduzenten ohne Pipelineverbindung den Marktzutritt.

Länder wie Japan oder Südkorea, die über keine Gaspipelines mit Lieferländern verbunden sind, setzen für ihre Versorgung LNG ein. Praktisch alle Staaten West- und Mitteleuropas mit Küstenzugang betreiben LNG-Anlandeterminals oder bauen bzw. planen diese.

Anders in Deutschland: Der marktbeherrschende Gasversorger in Deutschland, E.ON-Ruhrgas (geschätzter Marktanteil bei Erdgas ca. 60 Prozent) ist zwar im Besitz einer Genehmigung zum Bau eines LNG-Anlandeterminals in Wilhelmshaven, zeigt jedoch kein Interesse, dieses auch zu bauen.

Bei einem deutlich wachsenden Biogasmarkt lässt sich eine LNG-Infrastruktur perspektivisch auch für Biogas nutzen.

Im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und FDP ist die Rede davon, dass „große Infrastrukturprojekte“ wie LNG „intensiv begleitet“ werden sollen. Was das jedoch konkret heißt, ist bislang unklar.

¹ Unter anderem laut Studie der Hypo Vereinsbank (2006): Verflüssigtes Erdgas (LNG) – Ein Markt im Fokus.

1. In welcher Weise setzt sich die Bundesregierung für eine Diversifizierung der Gasversorgung Deutschlands, z. B. durch die Errichtung einer LNG-Infrastruktur (Anlandeterminal), ein?
2. Was ist konkret mit der o. g. Ausführung im Koalitionsvertrag gemeint?

Grundsätzlich sind nach den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes die Energieversorgungsunternehmen für die Sicherung der Gasversorgung verantwortlich. Die Bundesregierung unterstützt die Unternehmen durch politisch flankierende Maßnahmen bei der Schaffung neuer Infrastrukturen und bei der Erschließung neuer Bezugsquellen, die zur Diversifizierung der Versorgung beitragen.

3. Gilt die Aussage „Die Bundesregierung beurteilt derartige Projekte, die zur Diversifizierung der Bezugsquellen bzw. der Transportwege beitragen und die Liquidität im Markt erhöhen können, grundsätzlich positiv“ bei der Beantwortung der Schriftlichen Frage 58 auf Bundestagsdrucksache 16/7639 zum geplanten Bauprojekt eines LNG-Terminals in Szczecin (Polen) weiterhin, und wenn ja, nur für Polen oder auch für die Bundesrepublik Deutschland?

Die Aussage gilt grundsätzlich für die Schaffung neuer Infrastrukturen.

4. Wie hoch ist der LNG-Anteil am Gasverbrauch in Deutschland, Portugal, Spanien, Frankreich, Italien, Belgien, Niederlande, Irland und Großbritannien (bitte aufschlüsseln nach Land und Jahr für die Jahre 2000 bis 2009)?
Gibt es Prognosen dieser Regierungen zu zukünftigen Marktanteilen von LNG (bitte ebenfalls aufschlüsseln)?

Land/Jahr	Gesamtverbrauch	LNG-Anteil	Angaben in Mio. Kubikmeter
Deutschland			
2000	87 728	0	
2001	91 729	0	
2002	91 150	0	
2003	101 323	0	
2004	100 030	0	
2005	98 099	0	
2006	99 775	0	
2007	97 744	0	
2008	95 793	0	
Portugal			
2000	2 280	303	
2001	2 543	283	
2002	3 113	414	
2003	3 017	545	

Land/Jahr	Gesamtverbrauch	LNG-Anteil	Angaben in Mio. Kubikmeter
2004	3 760	1 384	
2005	4 301	1 703	
2006	4 174	2 080	
2007	4 373	2 849	
2008	4 754	2 727	
Spanien			
2000	16 663	8 561	
2001	17 956	9 780	
2002	20 530	12 164	
2003	23 269	14 690	
2004	27 012	17 329	
2005	31 883	21 812	
2006	34 209	24 045	
2007	35 123	23 706	
2008	38 183	28 043	
Frankreich			
2000	39 753	9 442	
2001	41 718	9 342	
2002	42 220	13 255	
2003	44 448	12 501	
2004	45 491	9 365	
2005	47 170	11 987	
2006	45 816	12 902	
2007	44 427	11 250	
2008	45 901	10 928	
Italien			
2000	70 745	4 734	
2001	70 939	4 724	
2002	70 458	3 539	
2003	77 681	3 466	
2004	80 609	2 078	
2005	86 265	2 503	
2006	84 483	3 189	
2007	84 897	2 431	
2008	84 883	1 555	

Land/Jahr	Gesamtverbrauch	LNG-Anteil	Angaben in Mio. Kubikmeter
Belgien			
2000	15 683	4 370	
2001	15 483	2 412	
2002	15 957	3 583	
2003	17 000	3 184	
2004	17 324	2 861	
2005	17 030	3 231	
2006	17 529	4 208	
2007	17 660	2 669	
2008	17 330	2 324	
Niederlande			
2000	48 858	0	
2001	50 085	0	
2002	50 041	0	
2003	50 260	0	
2004	51 301	0	
2005	49 317	0	
2006	47 861	0	
2007	46 599	0	
2008	48 346	0	
Irland			
2000	4 013	0	
2001	4 200	0	
2002	4 288	0	
2003	4 303	0	
2004	4 432	0	
2005	4 181	0	
2006	4 729	0	
2007	5 108	0	
2008	5 217	0	
Großbritannien			
2000	101 812	0	
2001	101 337	0	
2002	100 043	0	
2003	100 518	0	

Land/Jahr	Gesamtverbrauch	LNG-Anteil	Angaben in Mio. Kubikmeter
2004	102 311	0	
2005	99 643	496	
2006	94 814	3 551	
2007	95 949	1 383	
2008	98 990	822	

Quelle: IEA

5. Sind in Deutschland LNG-Terminals in konkreter Planung (wenn ja, bitte aufschlüsseln nach Anlage und Bundesland)?

Konkrete Planungen für einen LNG-Terminal in Deutschland liegen derzeit nicht vor. Allerdings plant RWE derzeit die Anlandung von LNG in Wilhelmshaven mit der Excelerate-Technologie. Dabei wird das verflüssigte Erdgas noch auf dem Schiff regasifiziert und dann in das Erdgasnetz eingespeist. Die geringeren Kapitalkosten dieses Verfahrens im Vergleich zu herkömmlichen LNG-Anlagen sind vor allem vor dem Hintergrund der derzeit niedrigen Gaspreise auf dem Spotmarkt vorteilhaft. RWE hat die planerischen und genehmigungsrechtlichen Schritte eingeleitet.

6. Wenn nein, wie bewertet die Bundesregierung diese Situation im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb am Gasmarkt in Deutschland?

LNG kann zur Diversifizierung der Gasversorgung und zur Erhöhung der Liquidität beitragen. Dabei kommt es darauf an, Zugang zu LNG-Regasifizierungskapazitäten mit nachgelagerter Verbindung zum inländischen Gasnetz zu haben, unabhängig von deren Standort.

7. Wie viele LNG-Terminals sind in der EU in Betrieb, im Bau oder in Planung (bitte aufschlüsseln nach Anlage und Land)?

LNG-Anlagen in Betrieb

Belgien: Zeebrugge

Großbritannien: Isle of Grain, Teesside (Regasifizierung auf dem Schiff)

Frankreich: Montoir de Bretagne, Fos Tonkin

Italien: Panigaglia

Griechenland: Revithoussa

Portugal: Sines

Spanien: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto, El Ferrol;

LNG-Anlagen im Bau/verbindlich geplant

Frankreich: Fos Cavaou

Spanien: Gijon, Gran Canaria, Tenerife

Italien: Adriatic, Brindisi, Toscana offshore

Niederlande: Rotterdam

Großbritannien: Milford Haven (Dragon), Milford Haven (South Hook).

Quelle: Gas Infrastructure Europe; Brüssel

8. Wie haben sich die Importpreise für Pipelinegas und LNG-Gas in der EU in den letzten drei Jahren entwickelt (bitte gegebenenfalls aufschlüsseln nach Land)?

In der EU haben nur drei Länder Pipelinegas und LNG-Gas bezogen. Die Preise stellen sich wie folgt dar:

Belgien:

Importpreise (Durchschnitt) für Pipelinegas in Euro/MBtu

2006: keine Zahlen verfügbar

2007: 4,49

2008: 7,30,

LNG-Preise (Durchschnitt) in Euro/MBtu

2006: 5,05

2007: 4,61

2008: 7,33;

Spanien:

Importpreise (Durchschnitt) für Pipelinegas in Euro/MBtu

2006: 5,61

2007: 5,28

2008: 6,54,

LNG-Preise (Durchschnitt) in Euro/MBtu

2006: 5,09

2007: 4,72

2008: 6,33;

Vereinigtes Königreich:

Importpreise (Durchschnitt) für Pipelinegas in engl. Pfund/MBtu

2006: 4,09

2007: 2,60

2008: 5,06,

LNG-Preise (Durchschnitt) in engl. Pfund/MBtu

2006: 4,44

2007: 3,14

2008: 5,73.

Quelle: IEA Natural Gas Information 2009

9. Welche weitere Entwicklung erwartet die Bundesregierung hier?

Die Preisentwicklung wird entscheidend von der zukünftigen wirtschaftlichen Entwicklung und der Nachfrage abhängen. Die Internationale Energie-Agentur

(IEA) hält wegen des stark gestiegenen Angebots an LNG-Mengen temporäre Auswirkungen auf die Preisgestaltung für möglich.

10. Welche freien Lieferkapazitäten gibt es derzeit auf dem Weltmarkt (bitte das verfügbare Liefervolumen insgesamt und aufgeschlüsselt nach Lieferländern benennen)?

Belastbare Zahlen zu möglichen Liefermengen liegen der Bundesregierung nicht vor.

11. Wie hoch sind die durchschnittlichen Gaspreise in ct/kWh jeweils für private und gewerbliche Verbraucher ohne Steuern und Abgaben in Deutschland, Portugal, Spanien, Frankreich, Italien, Belgien, den Niederlanden, Irland und Großbritannien?

Gaspreise für Haushaltskunden 1. Halbjahr 2009 ohne Steuern in ct/kWh

	Verbrauch < 20 GJ	Verbrauch 20–200 GJ	Verbrauch > 200 GJ
Belgien	7,12	4,87	4,42
Deutschland	7,58	4,85	4,35
Irland	6,09	5,67	5,46
Spanien	6,35	5,27	4,24
Frankreich	8,71	4,68	4,27
Italien	5,50	5,11	4,52
Niederlande	7,49	5,20	4,83
Portugal	7,51	5,64	4,80
Vereinigtes Königreich	4,55	4,06	3,64

Gaspreise für Industriekunden 1. Halbjahr 2009 ohne Steuern in ct/kWh

	Verbrauch < 1 000 GJ	Verbrauch 1 000–10 000 GJ	Verbrauch 10 000–100 000 GJ	Verbrauch 100 000 GJ bis < 1 000 000 GJ
Belgien	4,48	3,89	3,14	2,89
Deutschland	4,34	4,22	3,91	3,18
Irland	5,18	3,78	3,35	3,14
Spanien	2,97	3,00	3,14	2,71
Frankreich	4,38	3,96	3,51	2,96
Italien	4,51	4,39	3,66	3,26
Niederlande	4,97	4,13	3,25	2,98
Portugal	5,28	4,32	3,53	2,56
Vereinigtes Königreich	4,15	3,21	2,88	2,57

Quelle: Eurostat

12. Wie hoch ist der aktuelle und der für die Zukunft erwartete auf den jeweiligen Staat bezogene LNG-Anteil am Gasverbrauch in diesen neun EU-Staaten?

Siehe Antwort zu Frage 4. Zahlen für den zukünftigen LNG-Anteil liegen nicht vor.

13. Welche Erkenntnisse liegen der Bundesregierung darüber vor, warum E.ON den LNG-Terminalbau in Wilhelmshaven nicht realisiert hat?

Nach Kenntnis der Bundesregierung hat E.ON gemeinsam mit den übrigen Unternehmen der Deutschen Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mbH (DFTG) 2007 im Rahmen eines sogenannten Open-season-Verfahrens Regasifizierungskapazität ausgeschrieben. Die Buchungszusagen von Interessenten waren zu gering, um den Terminal wirtschaftlich zu betreiben. E.ON hat daraufhin Regasifizierungskapazitäten am geplanten LNG-Terminal in Rotterdam erworben.

14. Wann hat E.ON die Genehmigung erhalten?

Ein LNG-Terminal in Wilhelmshaven war bereits in den 70er Jahren geplant worden. Aus dieser Zeit verfügt die DFTG über einen immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid, mehrere hierauf aufbauende Teilerrichtungsgenehmigungen für den Bau der landseitigen Anlagen und einen Planfeststellungsbeschluss für die seeseitigen Anlagen.

15. Gibt es nach Meinung der Bundesregierung Indizien dafür, dass E.ON auf der Basis seiner engen Verbindung mit Gazprom der größte Importeur russischen Pipelinegases ist?

Wenn ja, welche?

Die Bundesregierung sieht hier keinen Zusammenhang.

16. Welche Informationen liegen der Bundesregierung darüber vor, ob ein anderes Unternehmen ein LNG-Terminal in Wilhelmshaven plant, und wenn ja, wie weit sind die Planungen vorangeschritten?

Der Bundesregierung sind keine Planungen bekannt.

17. Gibt es weitere sinnvolle Standorte?

Wenn ja, welche?

Tiefseewasserhäfen mit einer guten Anbindung ans Erdgasnetz bieten sich an. Es ist Aufgabe der Projektbetreiber, technisch und wirtschaftlich sinnvolle Standorte auszuloten.

18. Wie verhält sich die Klimabilanz von LNG im Vergleich zu Erdgas, das durch Pipelines geleitet wird – abhängig von der Länge der Pipelines?

Der Bundesregierung liegt eine aktuelle Studie des Joint Research Centre der Europäischen Kommission „Liquefied Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration“ hierzu vor. Diese weist folgende Treibhausgasemissionen für den Pipeline- bzw. LNG-upstream-Pfad aus:

Pipeline gas aus

Nordwesteuropa	2–3	kg CO ₂ äq./GJ
Nordeuropa	4	kg CO ₂ äq./GJ
Russland	16–26	kg CO ₂ äq./GJ;

LNG-Gas aus

Nordeuropa	18–23	kg CO ₂ äq./GJ
Naher Osten	24–28	kg CO ₂ äq./GJ
Nordafrika	17–20	kg CO ₂ äq./GJ
Westafrika	38–39	kg CO ₂ äq./GJ.

19. Wie hoch sind die gesamten Energieaufwendungen bezüglich Förderung, Verflüssigung, Komprimierung und Gastransport im Vergleich von LNG und Pipelinegas (bitte aufschlüsseln für 1 000, 2 000, 3 000, 4 000 und 5 000 km)?

Die in der Antwort zu Frage 18 erwähnte Studie weist folgende Energieaufwendungen aus:

Pipeline gas aus

Nordwesteuropa	5–13	Prozent
Nordeuropa	5	Prozent
Russland	17–24	Prozent;

LNG-Gas aus

Nordeuropa	22–27	Prozent
Naher Osten	27–31	Prozent
Nordafrika	19–22	Prozent
Westafrika	28–29	Prozent.

20. Wie hoch ist der Gasverbrauch ab Erdgasfeld für ein GUD-Gaskraftwerk bei Einsatz von LNG verglichen mit Pipelinegas?

Anlagenspezifische Daten liegen der Bundesregierung nicht vor.

21. Welche Studien bezüglich der Klimabilanz von LNG liegen der Bundesregierung vor?

Siehe Antwort zu Frage 18.

22. Wie setzt sich die Preisbildung auf LNG-Märkten, insbesondere bei Verknappungen, zusammen?

Bei langfristigen LNG-Lieferverträgen mit einer Preisindexierung wird der Preis dadurch bestimmt. Beim LNG-Spotmarkt bilden Angebot und Nachfrage den Preis.

23. Welche Erdgasquellen und Exporthäfen kämen primär für den potenziellen Import von LNG nach Deutschland in Frage?

Grundsätzlich kommen sämtliche Quellen in Betracht. Welche Quellen realisierbar sind, hängt auch von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab.

