enreg.-Tagung
Aktuelles und künftiges Gasmarktdesign

Regulierung von LNG-Anlagen in Deutschland

Christopher Bremme

10. Januar 2019

Agenda

LNG – ein hochpolitisches Thema

LNG in Deutschland

Regulierung von LNG in Deutschland

Zugang und Entgeltregulierung

Mögliche regelungsbedürftige Bereiche im deutschen Recht

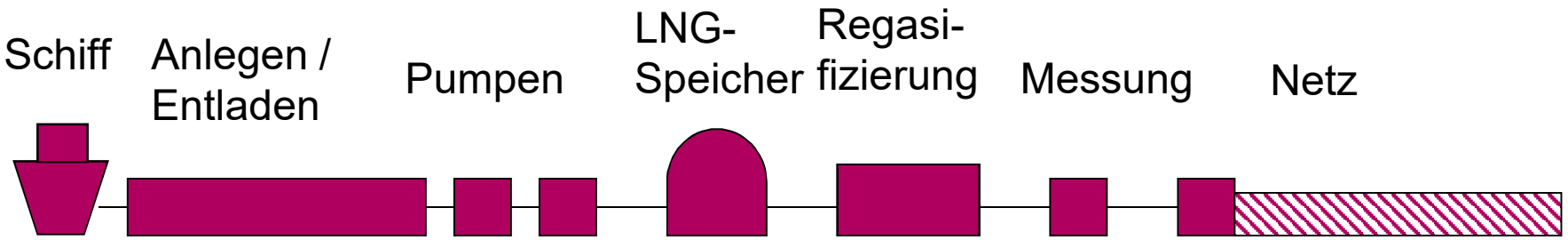
Europäisches Recht

Regulierung in anderen Mitgliedstaaten

Ausnahme gemäß § 28a EnWG

LNG – ein hochpolitisches Thema (1)

- Liquefied Natural Gas (LNG): verflüssigtes Erdgas
- Prozess: Erdgas wird in küstennahen oder schwimmenden Anlagen in Förderstaaten auf ca. -161 bis -167°C abgekühlt und verflüssigt. Damit Volumen auf ca. ein Sechshundertstel reduziert
- Verladung auf Tankschiffe und Verschiffung, anschließend Regasifizierung in Abnehmerstaaten und Einspeisung in Netz oder Lkw-Transport. Wichtige Standorte in für Verflüssigungsanlagen in Algerien, Australien, Indonesien, Qatar, Russland, USA, Norwegen.
- Wichtigste Abnehmerländer: Japan, China, Südkorea, Indien, Spanien
- 24 Importterminals in der Europäischen Union, etwa Belgien, Frankreich, Italien, Polen, Spanien, UK

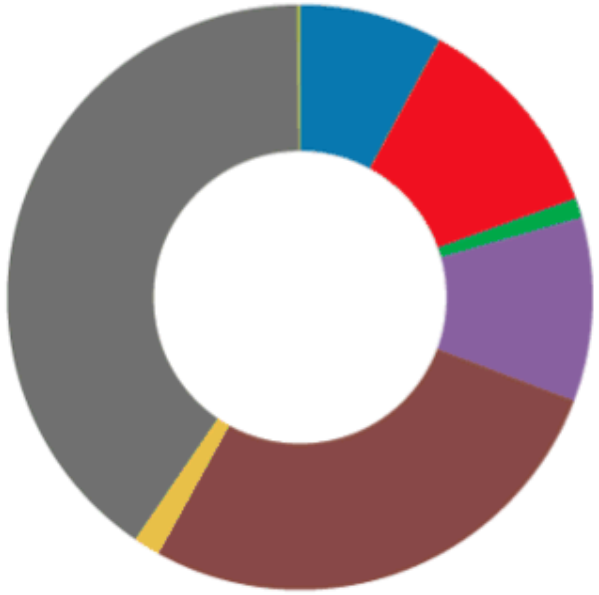


LNG – ein hochpolitisches Thema (2)

➢ 2017 machte LNG ca. 12% der Gaseinfuhren in der EU aus

In 2017 the total natural gas imports to EU were **408.7bcm – a 21.45bcm (5.5%)** year on year growth.
By providing **over 40%** of total natural gas imports, **Russia** continues to be the main EU supplier

By country, % | bcm



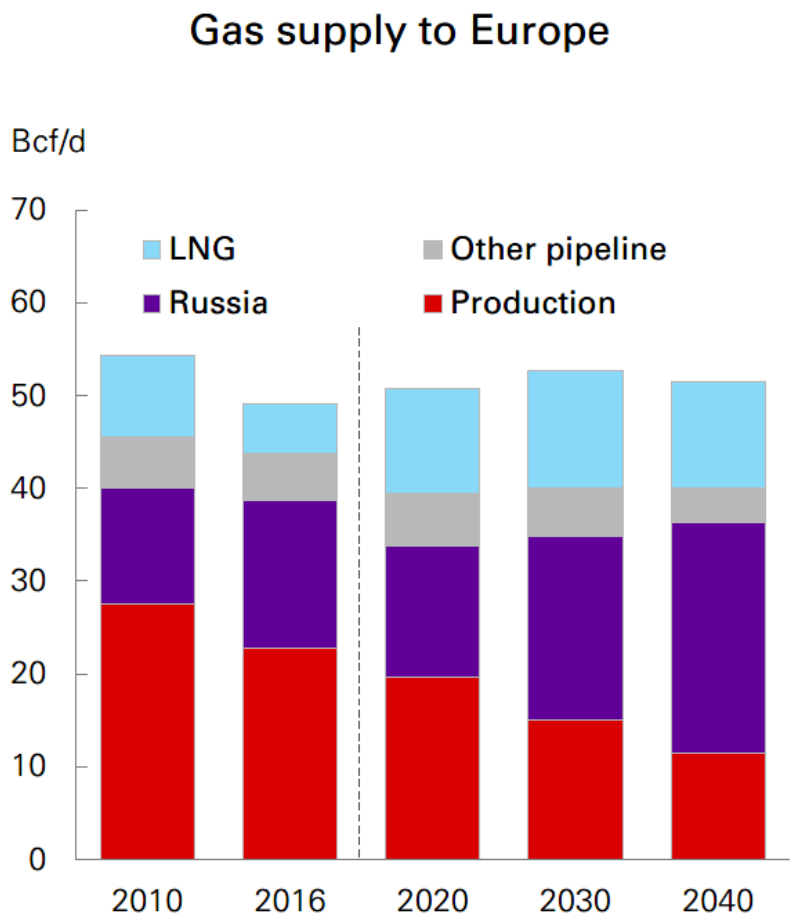
Turkey	0.14% | 0.6bcm -0.05bcm YoY
Algeria	7.91% | 32.3bcm -0.84bcm YoY
LNG	11.61% | 47.4bcm 5.51bcm YoY
Libya	1.08% | 4.4bcm -0.18bcm YoY
Netherlands	10.18% | 41.6bcm -10.25bcm YoY
Norway	27.28% | 111.5bcm 8.91bcm YoY
Other	1.49% | 6.1bcm 3.56bcm YoY
Russia	40.32% | 164.8bcm 14.81bcm YoY

	2017 bcm	2016 bcm
Russia	164.8	150.0
Norway	111.5	102.6
LNG	47.4	40.9
Netherlands	41.6	51.8
Algeria	32.3	33.2
Libya	4.4	4.6
Turkey	0.6	0.6
Other	6.1	2.5

Quelle: McKinsey & Company, The 2017 European gas market in 10 charts

LNG – ein hochpolitisches Thema (3)

- BP Energy Outlook 2018 erwartet bis 2040 weiteres Wachstum in der Versorgung von Europa mit LNG
- Wichtigster (leitungsgebundener) Lieferant für Gas bleibt Russland, mit wachsendem Anteil, wichtigster Lieferant von LNG-Gas auf absehbare Zeit Qatar



2018 BP Energy Outlook

© BP p.l.c. 2018

LNG – ein hochpolitisches Thema (4)

Donald J. Trump: “And we are already talking to the European Union about building anywhere from 9 to 11 ports, which they will pay for, so that we can ship our LNG over to various parts of Europe,” (Pressekonferenz, 30.07.2018)

Donald J. Trump
@realDonaldTrump
Folgen

European Union representatives told me that they would start buying soybeans from our great farmers immediately. Also, they will be buying vast amounts of LNG!

18:07 - 25. Juli 2018

19.072 Retweets **88.459** „Gefällt mir“-Angaben

Jean-Claude Juncker: “We are ready to invest in infrastructure and new terminals which could welcome imports of LNG from the United States and elsewhere, but mainly from the United States–if the conditions were right and [the] price is competitive.” Pressekonferenz, 30.07.2018

Peter Altmaier
@peteraltmaier
Folgen

The most important aspect is the independence from Russia. And that means LNG-infrastructure in Germany. I go for that!

Tweet vom 09.12.2018

Charlie Riedl, Vorsitzender der Vereinigung der US-LNG-Exporteure: Angesichts steigender Nachfrage und sinkender Eigenerzeugung in Europas Gasfeldern glauben wir, dass Flüssiggaslieferungen und Pipelinegas aus Russland eine Chance haben, im Wettbewerb miteinander zusätzliche Marktanteile zu gewinnen… Bei wettbewerbsfähigen Preisen für amerikanisches LNG erwarten wir, dass bis 2025 mindestens 50 Prozent der EU-Importe aus den Vereinigten Staaten kommen.“ (FAZ, 08.01.2019)

Jürgen Trittin, MdB: „Es gibt in Washington einen All-Parteien-Konsens, dass Nord Stream böse ist - so wie damals auch die alte Leitung durch die Ukraine böse war. Das Interesse daran ist in einer Senatsresolution transparent festgeschrieben: Es geht darum, stattdessen amerikanisches Flüssiggas nach Europa zu exportieren. … Es geht um massive ökonomische Interessen, um America First in der Energiepolitik.“ (Spiegel, 25.12.2018)

LNG in Deutschland

- Bislang kein Anlandeterminal in Deutschland
- Aufgrund günstigerer Preise für LNG und Diskussion um leitungsgebundene Versorgungssicherheit (Nord Stream 2 etc.) drei, u.U. vier Standorte in Diskussion:
  - Brunsbüttel – German LNG Terminal GmbH (Sponsoren Gasunie, Vopak sowie Marquard & Bahls). Kapazität ca. 5bcm. Investitionsentscheidung geplant 2019, Inbetriebnahme mglw. 2022. Aufnahme Anbindungsleitung in NEP 2018-2028 abgelehnt. Förderantrag beim Bund gestellt. RWE mit umfangreichen Kapazitätsbuchungen
  - Stade – LNG Stade GmbH (Sponsoren China Harbor, Macquarie, umwelttechnik & ingenieure GmbH, Partner Dow Deutschland). Kapazität bis zu ca. 12bcm. Wirtschaftlichkeitsprüfung bis 2020. Inbetriebnahme mglw. 2023. Förderantrag beim Bund gestellt. Noch nicht für NEP gemeldet
  - Wilhelmshaven (Floating Storage und Regasifizierungs-Einheit, FSRU). Uniper Projektentwickler, Mitsui O.S.K. Lines Erwerber, Betreiber und Finanzier. Kapazität bis zu 10bcm. Inbetriebnahme mglw. 2022. Noch nicht für NEP gemeldet
  - Rostock – Rostock LNG GmbH (Sponsoren Novatek und Fluxys). Kapazität ca. 0,4bcm. Wohl keine Regasifizierung und damit wohl keine LNG-Anlage iS Energierecht. Inbetriebnahme mglw. 2022

Regulierung von LNG-Terminals in Deutschland (1)

- Vor allem in Umsetzung der Gas-RiLi sind maßgebliche deutsche Regelungen (EnWG, ARegV, GasNZV) grundsätzlich auf Betrieb von LNG-Terminals vorbereitet, obwohl bislang nicht relevant (nicht aber GasNEV)
- Daneben trifft FerngasZVO (VO (EG) Nr. 715/2015) weitere Regelungen zu Drittzugang, Kapazitätszuweisung und Transparenz
- Eine Reihe von Bestimmungen des deutschen Rechts adressieren LNG-Anlagen unmittelbar, u.a.:
  - Definition LNG-Anlage (§ 3 Nr. 26 EnWG): Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas, einschl. Hilfsdienste und vorübergehende Speicherung und Einspeisung in Fernleitungsnetz

    Nicht Teil der Kopfstation sind Speicheranlagen, die der Speicherung zu Lagerzwecken dienen (dies sind Speicher iSd. § 3 Nr. 31 EnWG)
  - Betreiber einer LNG-Anlage (§ 3 Nr. 8 EnWG): Person, die Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas durchführt und für Betrieb der Anlage verantwortlich ist
  - Hilfsdienste beim Betrieb einer LNG-Anlage, wie insbes. Änderung des Aggregatzustands (§ 3 Nr. 23 EnWG)

Regulierung von LNG-Terminals in Deutschland (2)

- LNG-Anlagen Teil des Gasversorgungsnetzes (§ 3 Nr. 20 EnWG) und damit der Energieversorgungsnetze (§ 3 Nr. 4 EnWG). Aber widersprüchlich, da Begriff des „Netzbetreibers“ gerade den Betreiber einer LNG-Anlage ausschließt (§ 3 Nr. 27 EnWG). Frage, ob Betreiber einer LNG-Anlage Pflichten nach §§ 20 ff. EnWG unterliegen, die allein die „Betreiber“ von Energieversorgungsnetzen treffen. Dagegen könnte sprechen, dass EnWG Reihe spezifischer Regelungen für LNG-Anlagen trifft (z.B. § 6a EnWG), dafür, dass § 28a EnWG sonst wesentlich leerliefe. Letztlich vorsorglich klarzustellen
- LNG-Anlagen Unbundling-relevant: Gleichzeitiger Betrieb von LNG-Anlage und Übertragungs-/Fernleitungsnetz führt zu Bildung viEVU (§ 3 Nr. 38 EnWG). Cooling-on bei UTB-Unternehmensleitung (§ 10c Abs. 2 S. 1 EnWG). Auch Cooling-off? Ferner Pflicht zu getrennter Buchführung (§ 6b Abs. 3 Nr. 6 EnWG)
- Vertraulichkeits- und Offenlegungspflichten aus § 6a EnWG treffen auch Betreiber von LNG-Anlagen
- Verpflichtung des Betreibers zur Bereitstellung von notwendigen Informationen an andere Betreiber von verbundenen Gasversorgungsnetzen (§ 15 Abs. 2 S. 1 EnWG)
- Berücksichtigung von LNG-Wiederverdampfungsanlagen im Rahmen des NEPs
- Verhandelter Zugang zu Speichern einer LNG-Anlage, die zu Lagerzwecken genutzt werden (s. § 3 Nr. 31 i.V.m. § 28 EnWG)
- Neue LNG-Anlagen können von Verpflichtungen zu Unbundling, Drittzugang sowie Entgeltregulierung ausgenommen werden (§ 28a EnWG)

Regulierung von LNG-Terminals in Deutschland (3)

- Sofern Einordnung von LNG-Anlagen als Gasversorgungsnetze (und damit als Energieversorgungsnetze): weitreichende Verpflichtungen sowohl zugunsten als auch zulasten der Betreiber von LNG-Anlagen, auch wenn (vermutlich) nicht immer passgerechte Regelungen (s. z.B. § 22 EnWG, Beschaffung von Ausgleichsleistung)
- Derartige Rechte und Pflichten sind (wohl) etwa:
  - Genehmigung zum Betrieb nach § 4 EnWG erforderlich
  - Pflicht zum sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb, Ausbauverpflichtung (§ 11 Abs. 1 EnWG)
  - Pflicht der FNB zum Anschluss von LNG-Anlagen an das (Fernleitungs-)Netz (§ 17 Abs. 1 S. 1 EnWG). Aber auch Recht, Zugang zu verweigern, wenn technisch oder wirtschaftlich nicht zumutbar (§ 17 Abs. 2 EnWG)
  - Verbot missbräuchlichen Verhaltens (§ 30 EnWG)
  - Aufsicht durch BNetzA (§ 65 EnWG)

Zugang und Entgeltregulierung (1)

- Bedingungen für Zugang zu Energieversorgungsnetzen und damit (wohl) zu LNG-Anlagen müssen angemessen, transparent, diskriminierungsfrei sein (§ 20 Abs. 1 S. 1 EnWG). Hierfür spricht schon eine richtlinienkonforme Auslegung (Art. 32, 41 Gas-RiLi)
- Grundsätzlich müssen Entgelte für die Nutzung von LNG-Anlagen (wohl) angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein (§ 21 Abs. 1 EnWG). Hierfür spricht wiederum richtlinienkonforme Auslegung und FerngasZVO (Art. 19 Abs. 5)
- Entgelte wären zu bilden auf Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Betreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für effiziente Leistungserbringung und angemessener Verzinsung (§ 21 Abs. 2 EnWG i.V.m. ARegV)
- § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, ARegV reflektieren Art. 41 Abs. 8 GasRiLi, wonach bei Festsetzung oder Genehmigung der Tarife die Regulierungsbehörde sicherstellen muss, dass für Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber angemessene Anreize geschaffen werden, um sowohl kurz- als auch langfristig Effizienz zu steigern. Aber: Art. 41 Abs. 8 RiLi adressiert LNG-Betreiber nicht – jedoch § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, ARegV, da LNG-Anlagen (wohl) Teil des Energieversorgungsnetzes sind

Zugang und Entgeltregulierung (2)

- Fraglich, ob insbesondere ARegV im derzeitigen Stand geeignete Rechtsgrundlage für Entgeltbildung, selbst wenn sie grundsätzlich anwendbar wäre
- Insbesondere: Wie sähe ein Effizienzvergleich aus? Eine § 22 ARegV entsprechende Regelung über den internationalen Effizienzvergleich der ÜNB fehlt
- ARegV verweist vielfach auf GasNEV, etwa für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze und des Kapitalkostenabzugs. GasNEV gilt jedoch dem Wortlaut nach nur für Fernleitungs- und Verteilernetze (§ 1 GasNEV)
- Schlussfolgerung: Rechtsgrundlagen für die Entgeltregulierung müssten angepasst werden bzw. neu geschaffen werden („LNG-Entgelt-VO“)

GasNZV

GasNZV enthält bereits ausdrückliche Regelungen zum Anschluss von LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz, u.a.

- Kapazitäten werden nicht über Plattform vergeben, sondern nach Reihenfolge der Anfrage (§ 13 Abs. 3 GasNZV)
- Reservierung von Ein- und Ausspeisekapazität für die LNG-Anlage im Rahmen der technischen Kapazität des Netzes (§ 38 Abs. 1 GasNZV). Netzanschlusspflicht nach § 33 GasNZV bleibt unberührt
- Anschlusswillige, die wegen fehlender Kapazität nicht berücksichtigt werden, haben Anspruch auf Kapazitätsausbau, es sei denn, wirtschaftlich nicht zumutbar (§ 39)
- Aber: Anbindungsleitungen zwischen LNG-Anlage und Fernleitungsnetz können nicht Teil des NEP sein und sind als Kosten für die Errichtung durch Betreiber der LNG-Anlage zu tragen (s. Änderungsverlangen BNetzA zu NEP 2018 bis 2028 zu Brunsbüttel)

Mögliche regelungsbedürftige Bereiche im deutschen Recht

- Entscheidung für eine Anreizregulierung oder eine kostenorientiere Regulierung nach § 23a Abs. 2 S. 1 EnWG mit Genehmigung? Wie ist im letzteren Fall § 23a Abs. 2 S. 1 auszufüllen?
- Falls Anreizregulierung:
  - Wie sind Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen regulatorisch zu behandeln? § 23 ARegV erfasst nur Netze
  - Regulierungskonto angemessen? Wer trägt das Risiko einer Unterauslastung der Anlage?
  - Umlegung langfristige Buchung Terminal-Kapazitäten durch FNB aus Gründen Versorgungssicherheit auf Netzentgelte (wohl in Italien möglich)?
  - Wie wird Erlösobergrenze gebildet?
  - Was ist das Basisjahr?
  - Wie sind die Entgelte für LNG-Anlagen zu bilden, die erst in Betrieb genommen werden?
  - Anforderungen an vertragliche Dokumentation

Europäische Regulierung (1)

Gas-Richtlinie:

- LNG-Anlagen fallen unter Begriff des „Netzes“ (Art. 2 Nr. 13)
- Betreiber von LNG-Anlagen verantwortlich zur Gewährleistung eines offenen Marktes, haben diese unter wirtschaftlichen Bedingungen zu betreiben, warten und auszubauen und finanzielle Mittel bereitzustellen (Art. 13 Abs. 1 lit. (a))
- Fernleitungsnetzbetreiber müssen Verfahren und Tarife für nichtdiskriminierenden Anschluss von LNG-Anlagen festlegen und dürfen Anschluss nicht unter Berufung auf künftige Einschränkung von Netzkapazität oder Zusatzkosten ablehnen (Art. 23)
- Mitgliedstaaten haben System für Zugang Dritter zu LNG-Anlagen aufgrund veröffentlichter Tarife nach objektiven Kriterien nichtdiskriminierend zu gewährleisten (Art. 32 Abs. 1)
- Regulierungsbehörde soll Tarife oder Methoden für Zugang zu LNG-Anlagen festsetzen oder genehmigen können, die so gestaltet sein müssen, dass notwendige Investitionen so vorgenommen werden können, dass Lebensfähigkeit gewährleistet (Art. 41 Abs. 6 lit. a)). Ggf. muss Regulierungsbehörde Änderung verlangen können (Art. 41 Abs. 10)

Europäische Regulierung (2)

FerngasZVO:

- Ziel: Festlegung gerechter Regelungen für Zugangsbedingungen zu LNG-Anlagen unter Berücksichtigung nationaler und regionaler Märkte (Art. 1). FerngasZVO gilt aber nicht für nach Art. 36 Gas-RiLi ausgenommene neue Infrastrukturen (Art. 30 lit. b))
- Betreiber von LNG-Anlagen müssen ihre Dienstleistungen diskriminierungsfrei anbieten; keine willkürlich höheren Tarife, wenn außerhalb Gasjahr oder mit kürzerer Laufzeit als Standardvertrag (Art. 15 Abs. 1 lit. a), Abs. 3). Vertragliche Begrenzung der Mindestkapazität durch technische Sachzwänge zu begründen (Art. 15 Abs. 5)
- Größtmögliche Kapazität zur Verfügung zu stellen; Kapazitätszuweisungsmechanismen mit angemessenen ökonomischen Signalen; Maßnahmen gegen Kapazitätshortung vorzusehen; Sekundärvermarktung muss möglich sein (Art. 17)
- Transparenzpflicht (Art. 19)

Verordnung 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung:

- Vernetzter Binnenmarkt nur, wenn in Süd- und Osteuropa LNG-Hubs errichtet werden, Risikobewertung muss LNG-Anlagen einbeziehen

NC TAR:

- An Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen kann im Interesse höherer Versorgungssicherheit Abschlag auf die jeweiligen kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte angewandt werden (Art. 9 Abs. 2)

Regulierung in anderen Mitgliedstaaten

- Belgien (Zeebrügge): Standardverträge und Zugangsbedingungen unterliegen der Genehmigung durch CREG
- Frankreich (vier Anlagen, Fos Cavaou, Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne und Dunkerque, letztere ausgenommen): Entgelte und Bedingungen werden durch die Minister für Wirtschaft und Energie auf Empfehlung von CRE festgelegt. Diese erfassen alle Kosten, soweit sie denen eines effizienten Anlagenbetreibers entsprechen. Tarifmethodologie wird durch CRE festgelegt. Anreize zur Verbesserung insbes. der Qualität der Dienstleistungen, der Produktivität und der Marktintegration können gesetzt werden.
- Italien (drei Anlagen, Panigaglia, Porto Levante (offshore, tw. ausgenommen) und Toscana (offshore)): Tarife werden durch AEEG genehmigt. Bestehen aus fixen und variablem Teil, letzterer abhängig von der genutzten Kapazität
- Großbritannien (drei Anlagen, Grain, South Hook und Dragon, alle von Regulierung ausgenommen): Tarife müssen transparent sein und grds. von Ofgem genehmigt werden. Allerdings aufgrund der Ausnahme von der Regulierung verhandelter Zugang

Ausnahme gemäß § 28a EnWG (1)

- Neue Infrastrukturen wie LNG-Anlagen können von Unbundlingbestimmungen (§§ 8 bis 10e EnWG) und Regelungen zu Netzzugang und Entgeltregulierung (§§ 20 bis 28 EnWG) ausgenommen werden, wenn
  - durch Investition Wettbewerb und Versorgungssicherheit verbessert werden;
  - es sich um größere neue Infrastruktur handelt, deren Risiken so hoch sind, dass sie ohne die Ausnahme nicht umgesetzt würde;
  - das Eigentum an der Anlage von dem Eigentum an den Netzen getrennt ist, in denen die Infrastruktur geschaffen wird;
  - von den Nutzern Entgelte erhoben werden;
  - die Ausnahme nicht nachteilig für (i) Wettbewerb oder (ii) das effektive Funktionieren (a) des Erdgasbinnenmarktes oder (b) des Netzes ist, an das Infrastruktur angeschlossen wird

Ausnahme gemäß § 28a EnWG (2)

- In Deutschland naturgemäß noch kein Präzedenzfall für LNG-Anlage, aber zu OPAL
- 14 (bindende) Entscheidungen der Kommission zu Freistellungsanträgen für neue LNG-Anlagen in anderen Mitgliedstaaten:
  - Vielfach strengere Auflagen als von nationaler Regulierungsbehörde vorgesehen
  - Ausnahmen bis 25 Jahre
  - Nicht in allen Fällen volle Kapazität ausgenommen
  - teilweise Beschränkungen für Buchungen marktbeherrschender Unternehmen (Eemshaven, Shannon, Dunkerque)
- Nicht alle Betreiber haben Anträge gestellt, z.B. nicht für Zeebrügge (Belgien)

Linklaters LLP Berlin

Christopher.Bremme@linklaters.com
Potsdamer Platz 5
10785 Berlin
Postfach 30 18 50
10746 Berlin
Tel: (+49) 30 21496-0
Fax: (+49) 30 21496-100

Linklaters LLP is a limited liability partnership registered in England and Wales with registered number OC326345. It is a law firm authorised and regulated by the Solicitors Regulation Authority. The term partner in relation to Linklaters LLP is used to refer to a member of Linklaters LLP or an employee or consultant of Linklaters LLP or any of its affiliated firms or entities with equivalent standing and qualifications. A list of the names of the members of Linklaters LLP and of the non-members who are designated as partners and their professional qualifications is open to inspection at its registered office, One Silk Street, London EC2Y 8HQ, England or on www.linklaters.com. This document contains confidential and proprietary information. It is provided on condition that its contents are kept confidential and are not disclosed to any third party without the prior written consent of Linklaters. Please refer to www.linklaters.com/regulation for important information on our regulatory position.

Back-up

Preisdifferenzen LNG/Erdgas 1987-2017

Prices

US dollars per million Btu	LNG		Natural gas				
	Japan CIF[1]	Japan Korea Marker (JKM)[2]	Average German Import Price[3]	UK (Heren NBP Index)[4]	Netherlands TTF (DA Heren Index)[4]	US Henry Hub[5]	Canada (Alberta)[5]
1987	3.35	–	2.55	–	–	–	–
1988	3.34	–	2.22	–	–	–	–
1989	3.28	–	2.00	–	–	1.70	–
1990	3.64	–	2.78	–	–	1.64	1.05
1991	3.99	–	3.23	–	–	1.49	0.89
1992	3.62	–	2.70	–	–	1.77	0.98
1993	3.52	–	2.51	–	–	2.12	1.69
1994	3.18	–	2.35	–	–	1.92	1.45
1995	3.46	–	2.43	–	–	1.69	0.89
1996	3.66	–	2.50	1.87	–	2.76	1.12
1997	3.91	–	2.66	1.96	–	2.53	1.36
1998	3.05	–	2.33	1.86	–	2.08	1.42
1999	3.14	–	1.86	1.58	–	2.27	2.00
2000	4.72	–	2.91	2.71	–	4.23	3.75
2001	4.64	–	3.67	3.17	–	4.07	3.61
2002	4.27	–	3.21	2.37	–	3.33	2.57
2003	4.77	–	4.06	3.33	–	5.63	4.83
2004	5.18	–	4.30	4.46	–	5.85	5.03
2005	6.05	–	5.83	7.38	6.07	8.79	7.25
2006	7.14	–	7.87	7.87	7.46	6.76	5.83
2007	7.73	–	7.99	6.01	5.93	6.95	6.17
2008	12.55	–	11.60	10.79	10.66	8.85	7.99
2009	9.06	5.28	8.53	4.85	4.96	3.89	3.38
2010	10.91	7.72	8.03	6.56	6.77	4.39	3.69
2011	14.73	14.02	10.49	9.04	9.26	4.01	3.47
2012	16.75	15.12	10.93	9.46	9.45	2.76	2.27
2013	16.17	16.56	10.73	10.64	9.75	3.71	2.93
2014	16.33	13.86	9.11	8.25	8.14	4.35	3.87
2015	10.31	7.45	6.72	6.53	6.44	2.60	2.01
2016	6.94	5.72	4.93	4.69	4.54	2.46	1.55
2017	8.10	7.13	5.62	5.80	5.72	2.96	1.60

[1]Source: EDMC Energy Trend.
[2]Source: S&P Global Platts ©2018, S&P Global Inc.
[3]Source: 1987-1990 German Federal Statistical Office, 1991-2017 German Federal Office of Economics and Export Control (BAFA).
[4]Source: ICIS Heren Energy Ltd.
[5]Source: Energy Intelligence Group, Natural Gas Week.
[6]Source: ©OECD/IEA 2018, Oil, Gas, Coal and Electricity Quarterly Statistics www.iea.org/statistics.

Note: CIF = cost+insurance+freight (average prices).

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, 67th ed., 2018

Wichtigste Im- und Exporteure 2016/2017

Gas trade in 2016 and 2017

Billion cubic metres	2016 Pipeline imports	2016 LNG imports	2016 Pipeline exports	2016 LNG exports	2017 Pipeline imports	2017 LNG imports	2017 Pipeline exports	2017 LNG exports
US	79.5	2.4	58.6	4.3	80.7	2.2	66.1	17.4
Canada	21.1	0.3	79.5	†	24.0	0.4	80.7	†
Mexico	37.5	5.9	†	–	42.1	6.6	†	–
Trinidad and Tobago	–	–	–	14.3	–	–	–	13.4
Other S. & Cent. America	16.2	15.6	16.2	6.4	15.4	13.8	15.4	5.8
France	32.2	9.1	–	1.5	33.5	10.8	–	1.0
Germany	95.6	–	9.1	–	94.8	–	7.1	–
Italy	60.5	5.9	–	–	53.8	8.4	–	–
Netherlands	36.8	1.3	46.8	0.9	40.9	1.6	43.3	0.8
Norway	†	–	109.4	6.0	†	–	109.2	5.8
Spain	15.5	13.8	0.6	0.2	14.4	16.6	0.1	0.1
Turkey	36.9	7.8	0.6	–	42.8	10.9	0.6	–
United Kingdom	35.2	11.0	9.7	0.6	39.4	7.2	10.8	0.3
Other Europe	94.8	7.9	13.9	1.3	103.7	10.2	21.6	0.2
Russian Federation	18.1	–	200.1	14.6	18.9	–	215.4	15.5
Ukraine	10.5	–	–	–	13.3	–	–	–
Other CIS	29.3	–	68.5	–	30.1	–	67.5	–
Qatar	–	–	18.5	107.2	–	–	18.4	103.4
Other Middle East	25.8	13.7	8.0	18.8	22.2	13.0	12.5	19.1
Algeria	–	–	38.1	15.8	–	–	36.4	16.6
Other Africa	8.3	10.7	8.6	30.0	7.6	8.2	8.7	38.9
Australia	6.4	0.1	–	59.2	5.8	–	–	75.9
China	36.0	35.9	–	–	39.4	52.6	–	–
India	–	23.6	–	0.1	–	25.7	–	–
Japan	–	113.6	–	–	–	113.9	–	–
Indonesia	–	–	8.2	22.2	–	–	8.0	21.7
South Korea	–	45.7	–	0.1	–	51.3	–	0.1
Other Asia Pacific	18.1	32.5	20.0	53.4	17.7	40.0	18.8	57.2
Total World	**714.4**	**356.7**	**714.4**	**356.7**	**740.7**	**393.4**	**740.7**	**393.4**

Source: Includes data from FGE MENAgas service, IHS.

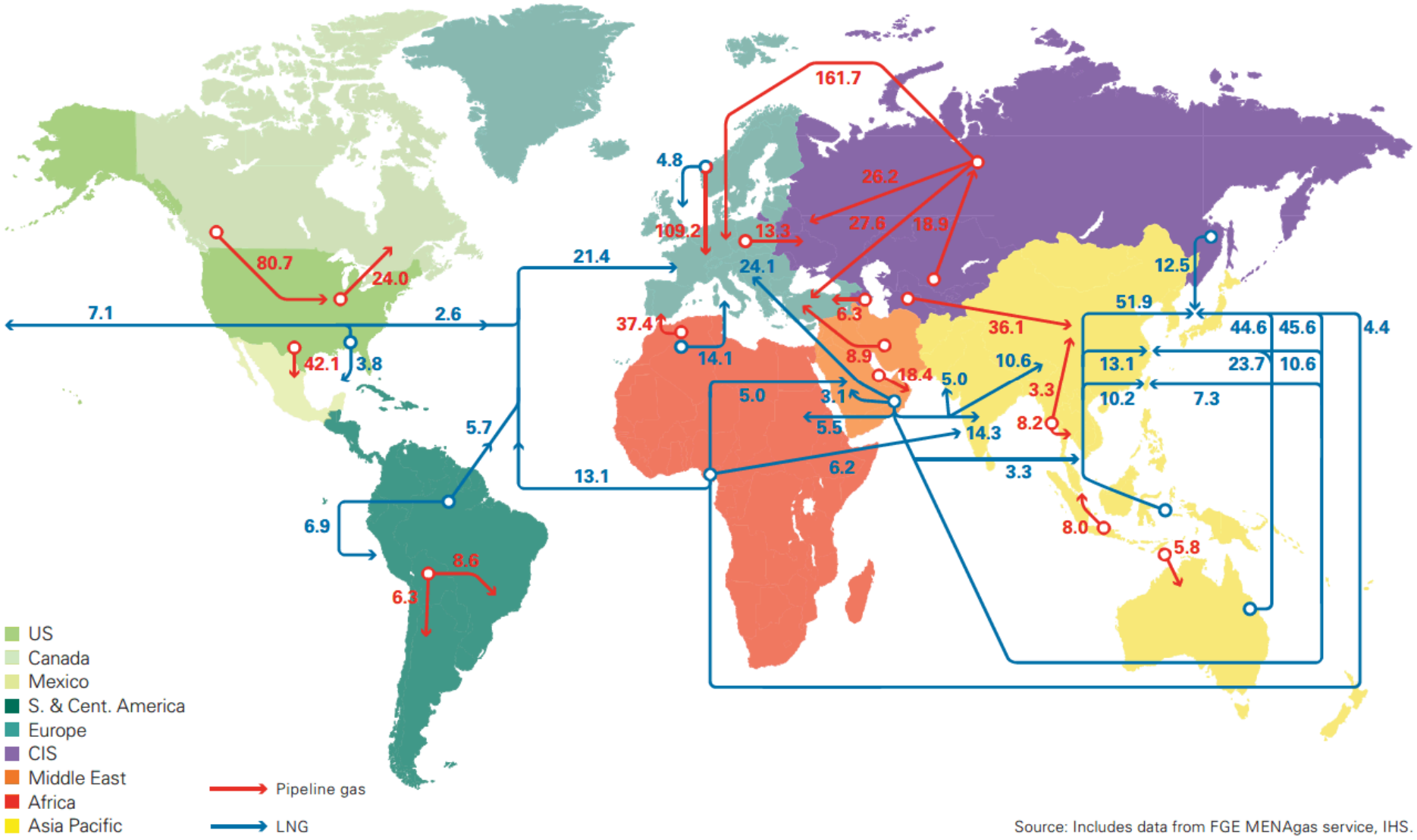
†Less than 0.05.

Note: As far as possible, the data above represents standard cubic metres (measured at 15°C and 1013 mbar) and has been standardized using a gross calorific value (GCV) of 40 MJ/m³.

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, 67th ed., 2018

Major trade movements 2017

Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Source: Includes data from FGE MENAgas service, IHS.

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, 67th ed., 2018