



*Energiegase:
Methan, Biogas, Wasserstoff, Synthesegase.*

TEIL 10 – LNG

WS 2023/24

Ruhruniversität Bochum

Lehrstuhl für Energieanlagen und Energieprozesstechnik

Teil 10 – LNG

1

Grundlagen

- Was ist LNG?
- Warum LNG?
- LNG Exportländer
- LNG Importländer

2

LNG Lieferkette

- Produktion
- Seetransport
- Regasifizierung/Wiederverdampfung

3

LNG small scale

- Lieferkette
- Rahmenbedingungen
- LNG als Kraftstoff

Teil 10 – LNG

1

Grundlagen

- Was ist LNG?
- Warum LNG?
- LNG Exportländer
- LNG Importländer

2

LNG Lieferkette

- Produktion
- Seetransport
- Regasifizierung/Wiederverdampfung

3

LNG small scale

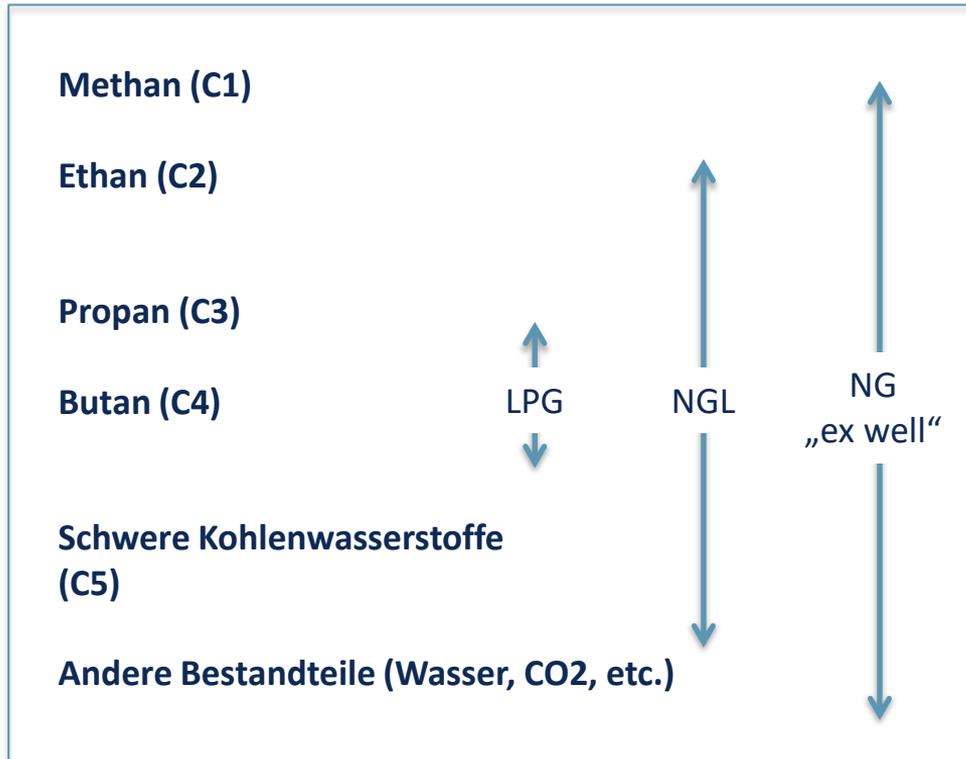
- Lieferkette
- Rahmenbedingungen
- LNG als Kraftstoff

Ankunft der Arwa Spirit mit LNG für Japan



Asia Excellence. Photo courtesy Chevron.

Quelle: IGU World LNG Report 2016



Begrifflichkeiten:

NG = Natural Gas

LPG = Liquefied Petroleum Gas

NGL = Natural Gas Liquids

LNG = Liquefied Natural Gas

CNG = Compressed Natural Gas



LNG steht für **Liquefied Natural Gas**.

LNG ist verflüssigtes Erdgas, das tiefkalt (kryogen) ist.

Erdgas wird bei atmosphärischem Druck bei einer Temperatur unter -162 Grad C flüssig -> LNG.

Das Expansionsverhältnis von flüssig zu gasförmig beträgt 1:600.

LNG ist Erdgas mit durchschnittlichem Brennwert von rund $11,5$ kWh / m³ je nach LNG Zusammensetzung.

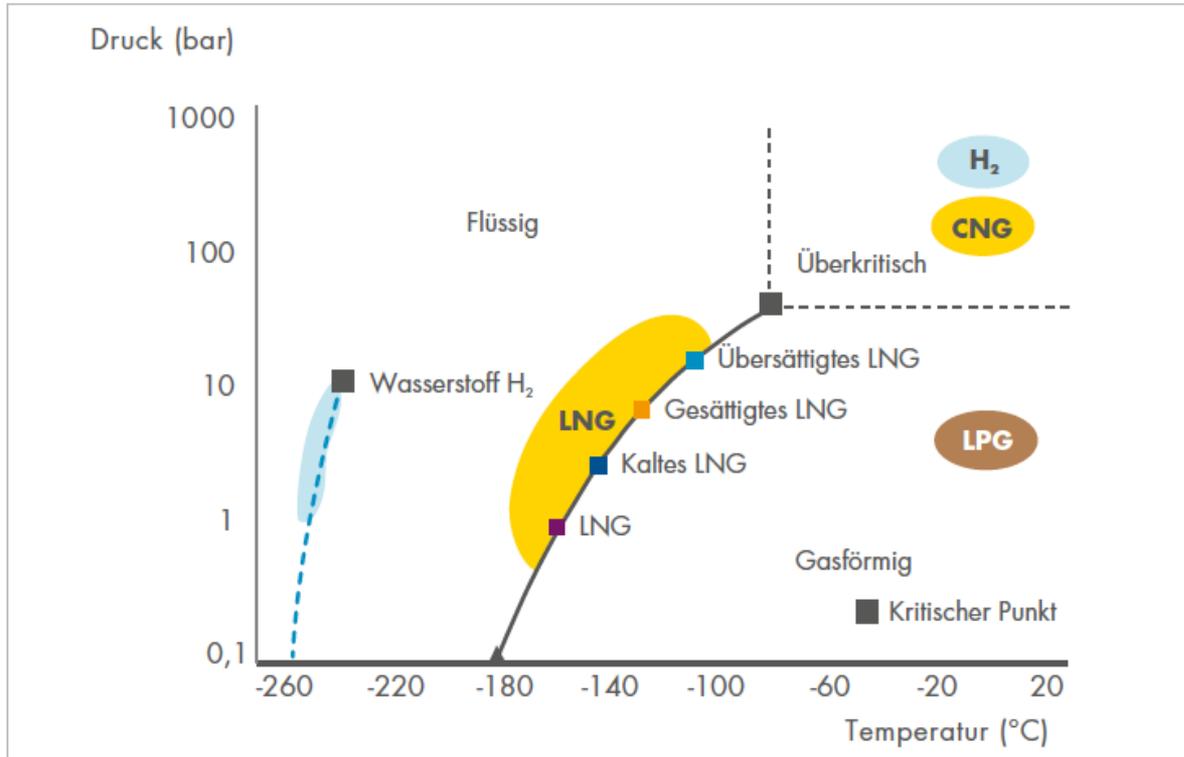
LNG ist ein Gemisch aus überwiegend Methan (bis zu 98%).

LNG hat eine sehr hohe Energiedichte.

LNG ist nicht gleich LNG (1)

Chemical	Chemical Formula	Low	High
Methane	CH ₄	87%	99%
Ethane	C ₂ H ₆	<1%	10%
Propane	C ₂ H ₈	>1%	5%
Butane	C ₄ H ₁₀	>1%	>1%
Nitrogen	N ₂	0.1%	1%
Other Hydrocarbons	Various	Trace	Trace

LNG ist nicht gleich LNG (2)



Quelle: Shell

Wichtige Umrechnungen

$$\begin{aligned} 1 \text{ m}^3 \text{ LNG} &= 600 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} \\ &= 6.900 \text{ kWh (11,5 kWh/m}^3) \end{aligned}$$

$$1 \text{ t LNG} = 2,22 \text{ m}^3 \text{ LNG (je nach LNG Zusammensetzung)}$$

$$\begin{aligned} 1 \text{ mtpa LNG} &= 2,2 \text{ Mio. m}^3 \text{ LNG/a} \\ &= 1,3 \text{ Mrd. m}^3 \text{ Erdgas/a} \\ &= 14,95 \text{ Mrd. kWh/a (11,5 kWh/m}^3) \end{aligned}$$

mtpa = million tons per annum

$$1 \text{ mmbtu} = 293,1 \text{ kWh}$$

mmbtu = million British thermal units

$$1 \text{ US\$/mmbtu} = 0,3 \text{ ct/kWh (bei 1 € = 1,15 US\$)}$$

Beispiel LNG Tanker (Q_{max})

$$266.000 \text{ m}^3 \text{ LNG} = 159 \text{ Mio. m}^3 \text{ Erdgas} = 1,8 \text{ Mrd. kWh} = 27 \text{ Mio. €}$$

Großhandelspreis Erdgas 1,5 cts/kWh

LNG Lieferkette



Warum LNG (1) ?

LNG ist eine Form des Transports von Erdgas.

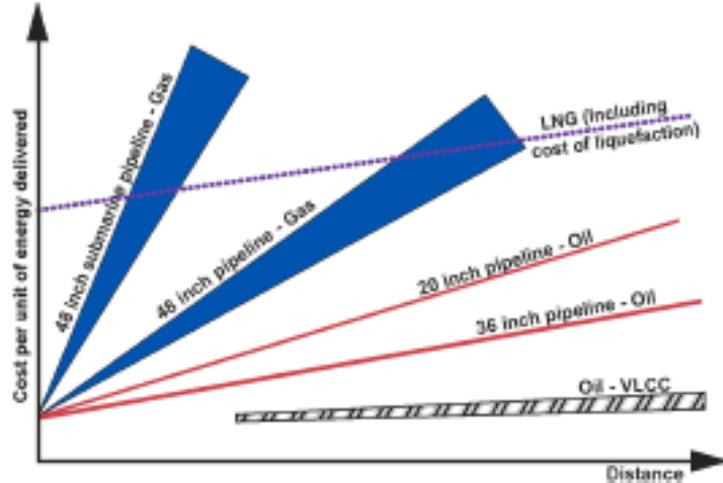
LNG wird dann eingesetzt, wenn der Erdgas Transport über Pipeline nicht möglich ist:

- sehr große Transportentfernungen
- Topografie lässt Bau von Pipelines nicht zu
- Geopolitik lässt Bau von Pipelines nicht zu

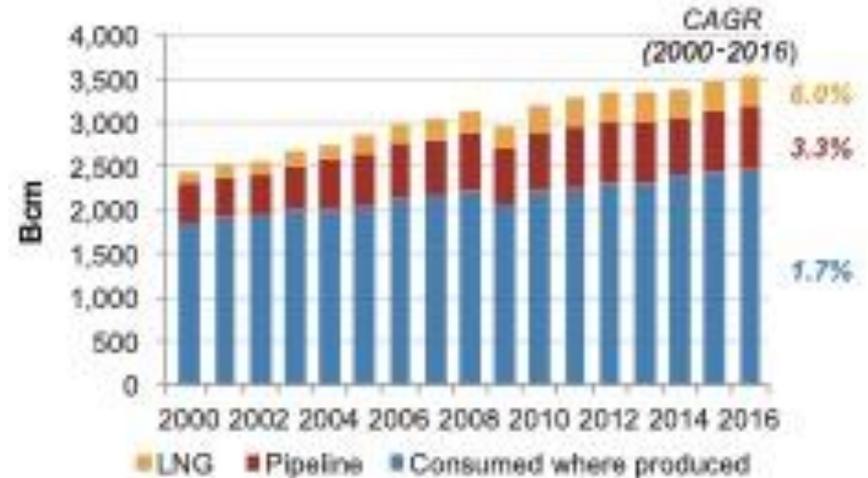
Aber: LNG ist anders als Pipelinegas flexibel d.h. es können verschiedene „destinations“ erreicht werden.

Gastransport: Pipeline vs. LNG

Gas transportation costs vary with distance, scale, and setting.



Source: Gas Strategies Consulting Ltd.



Quelle: IGU World LNG Report 2018

Warum LNG (2) ?

LNG wird (zunehmend) auch als Produkt genutzt

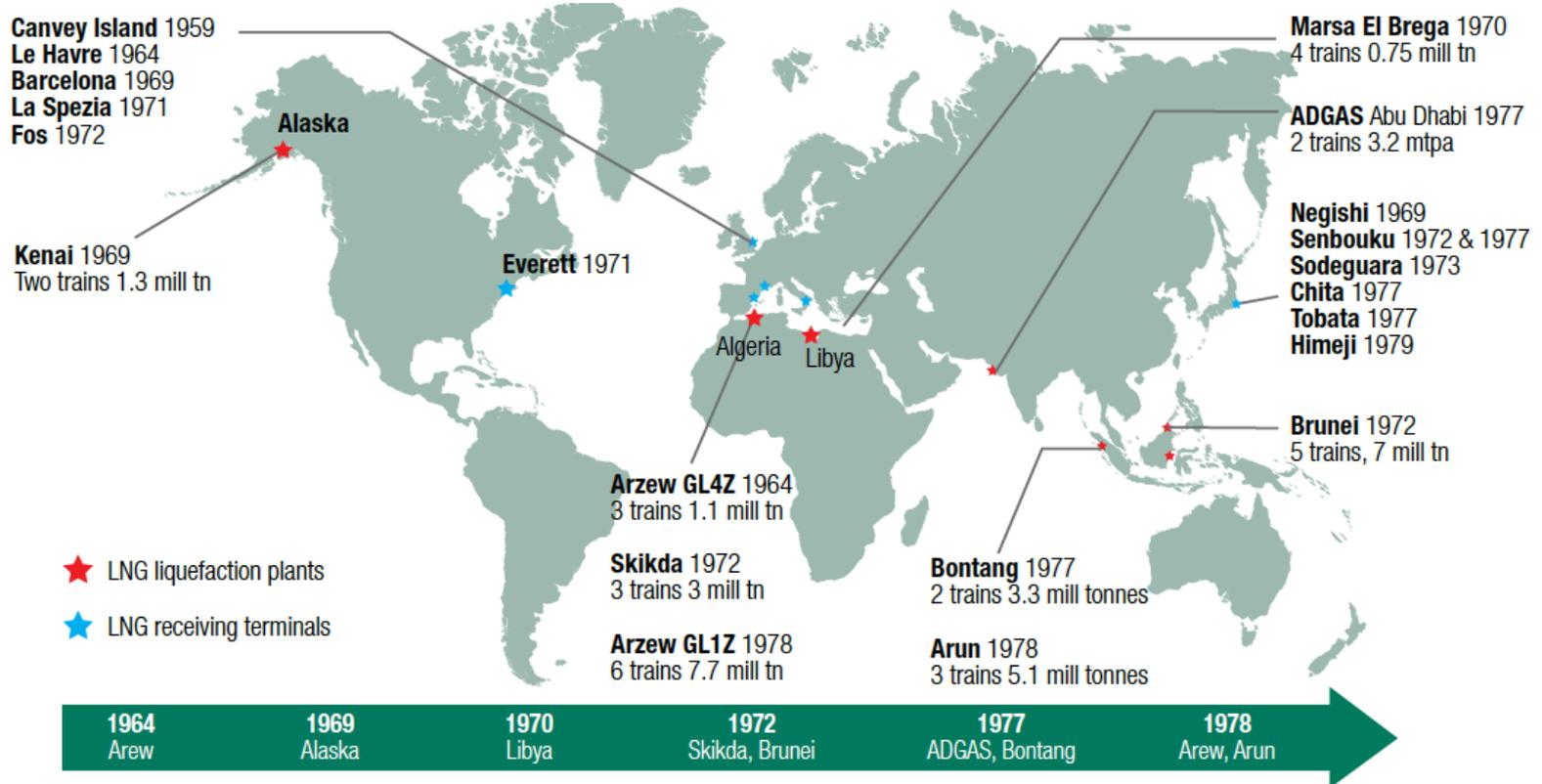
- als Kraftstoffalternative
 - zu Diesel für schwere LKWs und für den Antrieb von Schwermaschinen (z.B. Bergbau, Eisenbahn)
 - Zu Marine Gasoil (MGO) oder Schweröl in der See- und Binnenschifffahrt
- In der Energieversorgung von Regionen oder Industrien, die nicht an das Gasnetz angeschlossen sind

Dieser Anwendungsbereich wird üblicherweise unter dem Begriff „Small Scale LNG“ zusammengefasst !

Beispiele „Small Scale LNG“



Start des kommerziellen und globalen LNG Geschäfts



Quelle: BG Group; A brief history of LNG

LNG Verflüssigungsanlagen



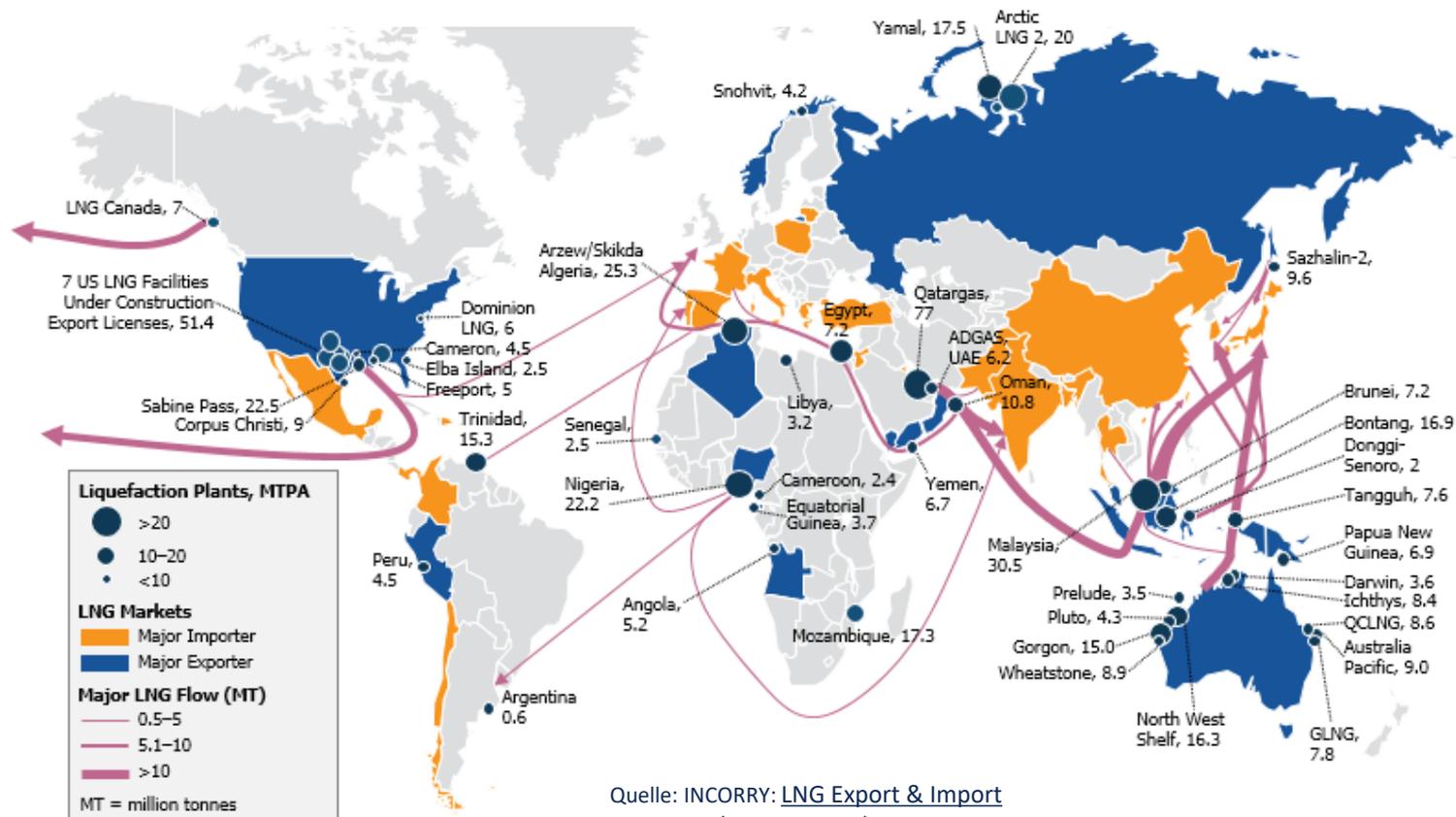
Quelle: IGU World LNG Report 2020 (Zahlen in Klammern beziehen sich auf weitere Informationen aus dem IGU Report)

LNG Regasifizierungsterminals



Quelle: IGU World LNG Report 2020 (Zahlen in Klammern beziehen sich auf weitere Informationen aus dem IGU Report)

LNG Handel 2021



Quelle: INCORRY: LNG Export & Import Countries (incorrys.com)

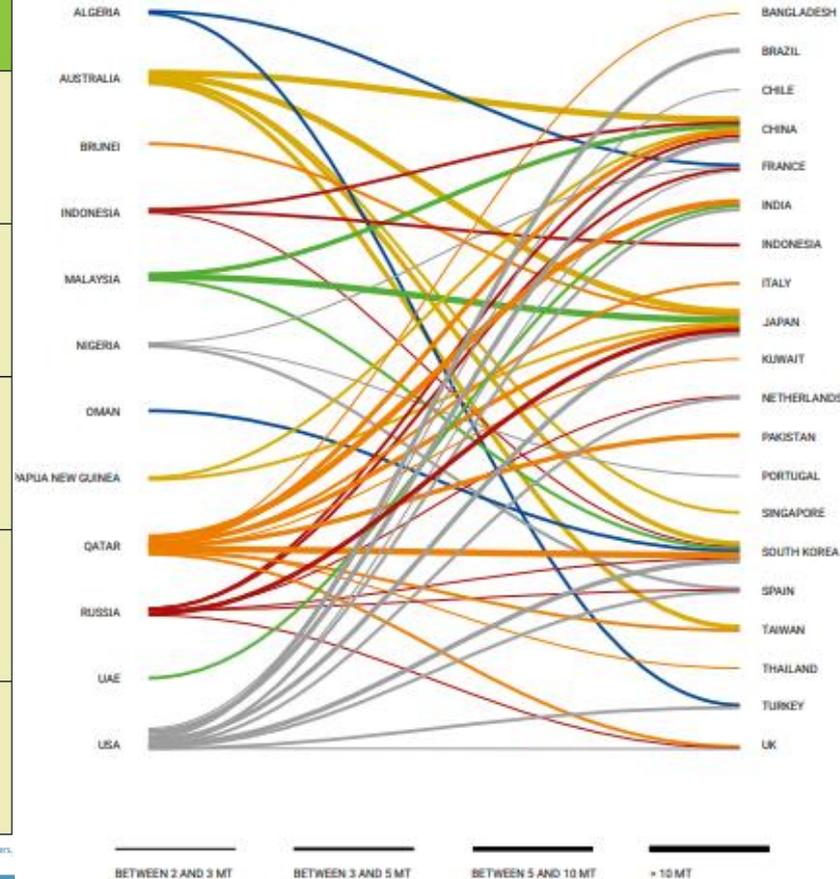
LNG heute

Major LNG flows in 2021

GIIGNL – Report 2021

EXPORT

IMPORT



2

LNG Trade

IGU – Report 2022

Global LNG trade increased to **372.3 MT¹** in 2021, an increase of **16.2 MT**.



China became the largest importer with a total of **79.3 MT** of import (+10.4 MT vs. 2020)



1st

Australia retained its position as the largest exporter in 2020 with a total of **78.5 MT** of exports

Australia

China

Japan imported **74.3 MT** (-0.1 MT vs. 2020)



Malaysia

Japan



2nd

Qatar was the second largest exporter, exporting **77.0 MT**

Qatar

The largest global LNG trade flow route continues to be intra-Asia Pacific trade **81.9 MT**



Indonesia

India



3rd

The USA exported **67.0 MT**, 22 MT more than in 2020

USA

India imported 2.6 MT less than in 2020 **24.0 MT**



United States

Indonesia



4th

Russia remained the world's fourth largest exporter at **29.7 MT**

Russia

European imports dropped to **75.1 MT** (-6.5 MT)



France

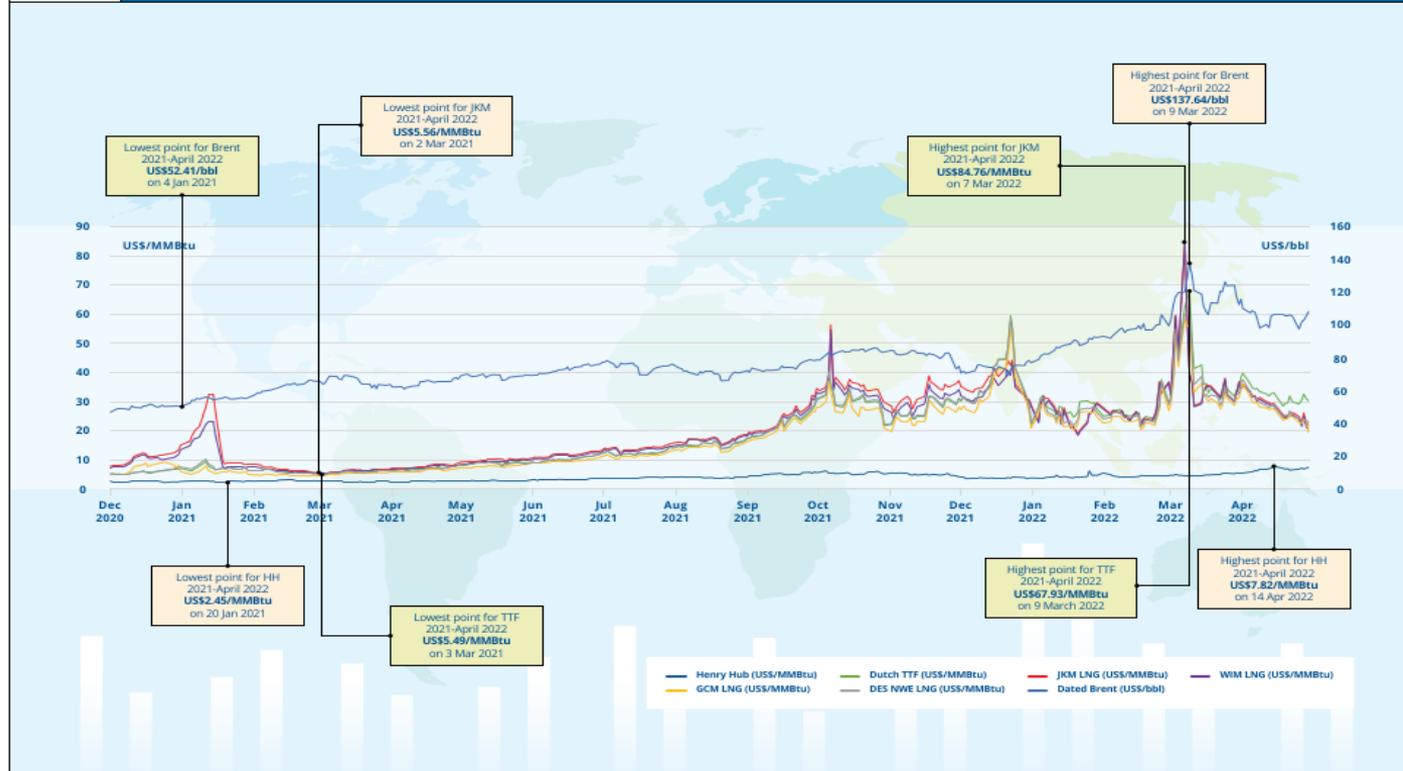
UK

¹ Source: GIIGNL. *The diagram only represents trade flows between the top 10 exporters and top 10 importers.

LNG heute (2022)

3

Price Trends



Source: S&P Global Commodity Insights

LNG heute (2022)

4

LNG Liquefaction Plants

Global liquefaction capacity reached **459.9 MTPA** in 2021.

Capacity Additions for 2021



6.9 MTPA
of liquefaction capacity brought online



1.5%
year-on-year growth vs 2020



Australia
87.6 MTPA
Market with the highest liquefaction capacity



USA
86.1 MTPA
Market with the second highest liquefaction capacity



Qatar
77.1 MTPA

Pre-FID



1034.5 MTPA

of liquefaction capacity currently in pre-FID stage

387.6 MTPA
from USA

136.7 MTPA
from Russia

45.5 MTPA
from Australia

210.4 MTPA
from Canada

52.2 MTPA
from Mozambique



FIDs and Under Construction



FID in 2022
50.0 MTPA



QatarGas
32 MTPA



138.5 MTPA

of liquefaction capacity under construction or approved for development as of April 2022



LNG heute (2022)

5

LNG Shipping

The global LNG fleet grew by **10% year-on-year** in 2021.

6.708

trade voyages, an increase of

12% year-on-year

641 / **64**
active vessels / new vessels¹



Including
45 / **5**
FSRUs / FSUs



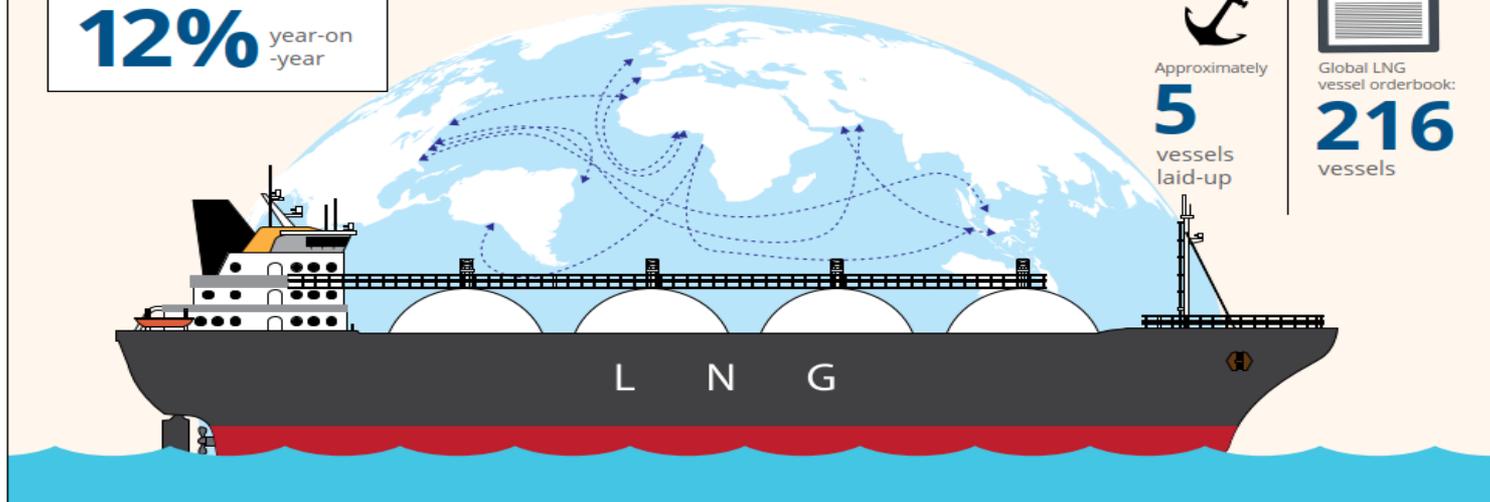
Approximately

5
vessels
laid-up



Global LNG
vessel orderbook:

216
vessels



¹ During 2021 and the first four months of 2022

LNG heute (2022)

6

LNG Receiving Terminals

49.8 MTPA of receiving capacity was added in 2021.

+5 new terminals in 2021

+5 expansion projects at existing terminals



China and Japan expanded existing LNG regasification plants

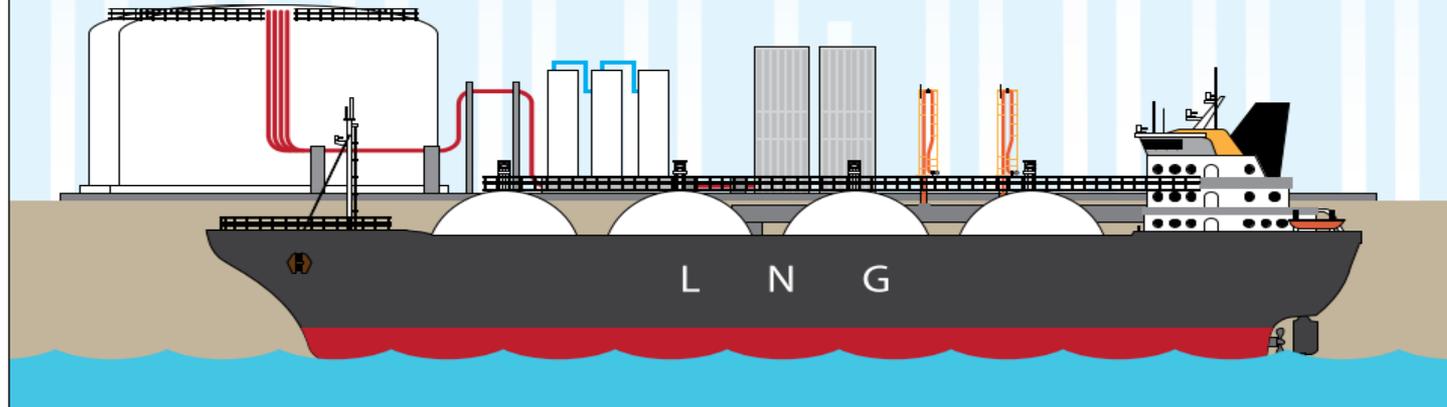
4 New FSRUs

Croatia, El Salvador, Indonesia and Turkey



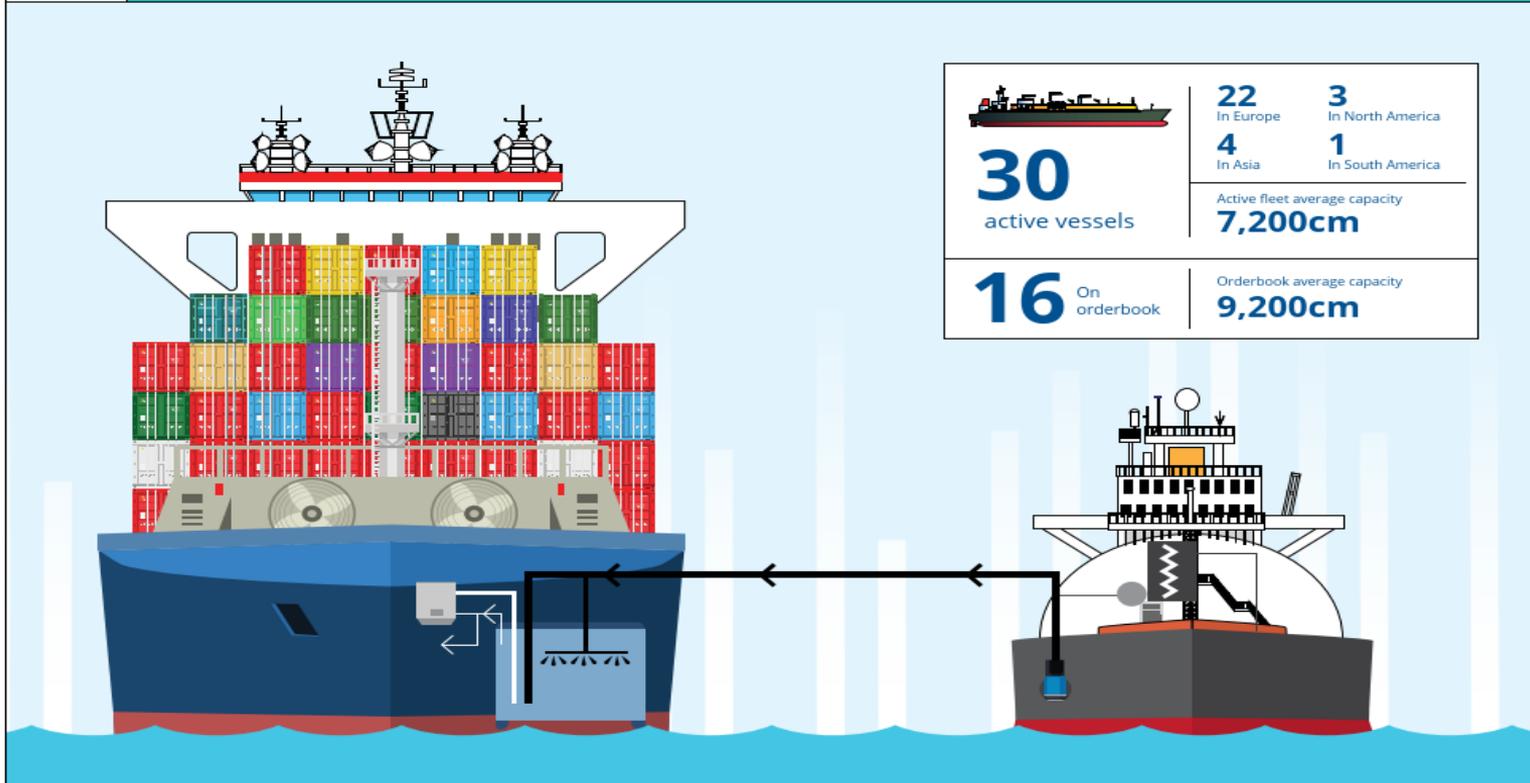
164.8 MTPA

of new regasification capacity under construction

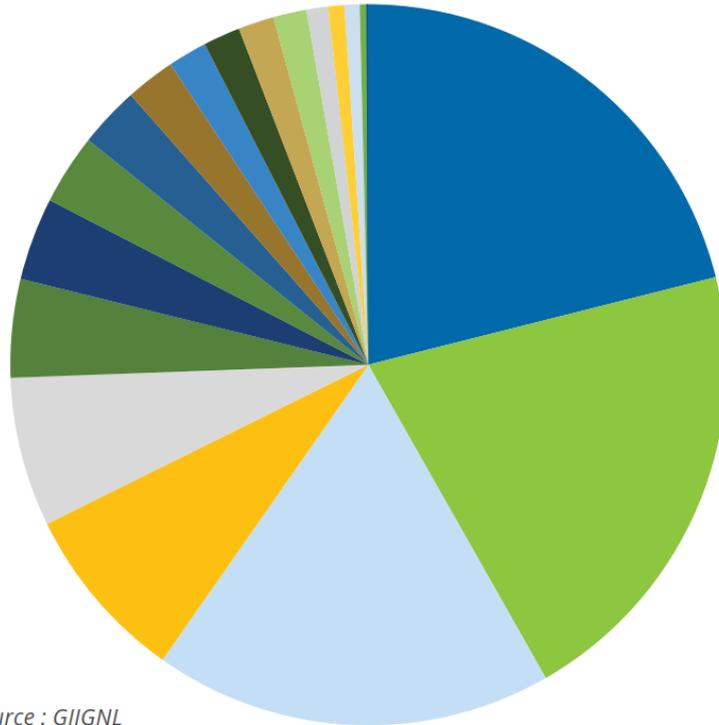


7

LNG Bunkering Vessels and Terminals



LNG Export nach Regionen



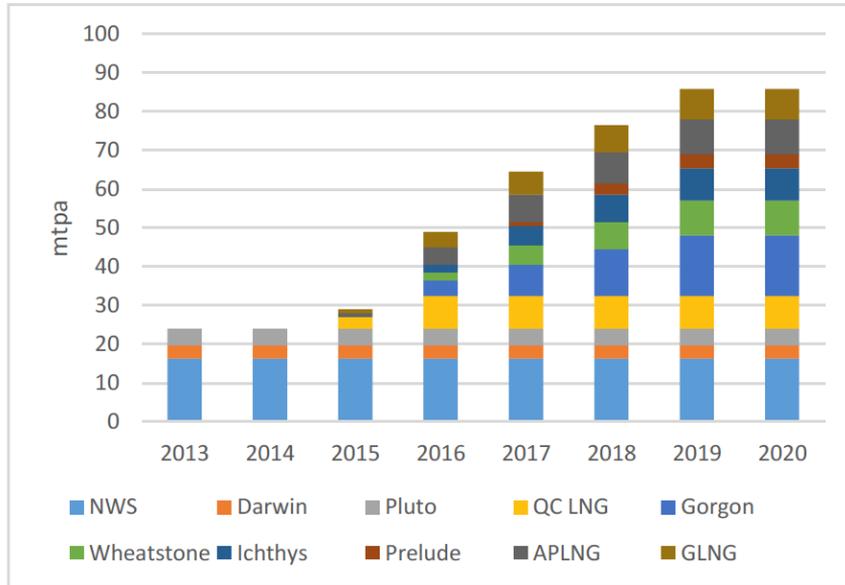
■ Australia, 78.5, 21%	■ Qatar, 77, 21%
■ United States, 67, 18%	■ Russia, 29.7, 8%
■ Malaysia, 24.9, 7%	■ Nigeria, 16.4, 4%
■ Indonesia, 13.8, 4%	■ Algeria, 11.8, 3%
■ Oman, 10.2, 3%	■ Papua New Guinea, 8.3, 2%
■ Egypt, 6.6, 2%	■ Trinidad and Tobago, 6.2, 2%
■ UAE, 6, 2%	■ Brunei, 5.6, 2%
■ Angola, 3.6, 1%	■ Equatorial Guinea, 2.7, 1%
■ Peru, 2.5, 1%	■ Cameroon, 1.2, 0%
■ Norway, 0.2, 0%	

Source : GIIGNL

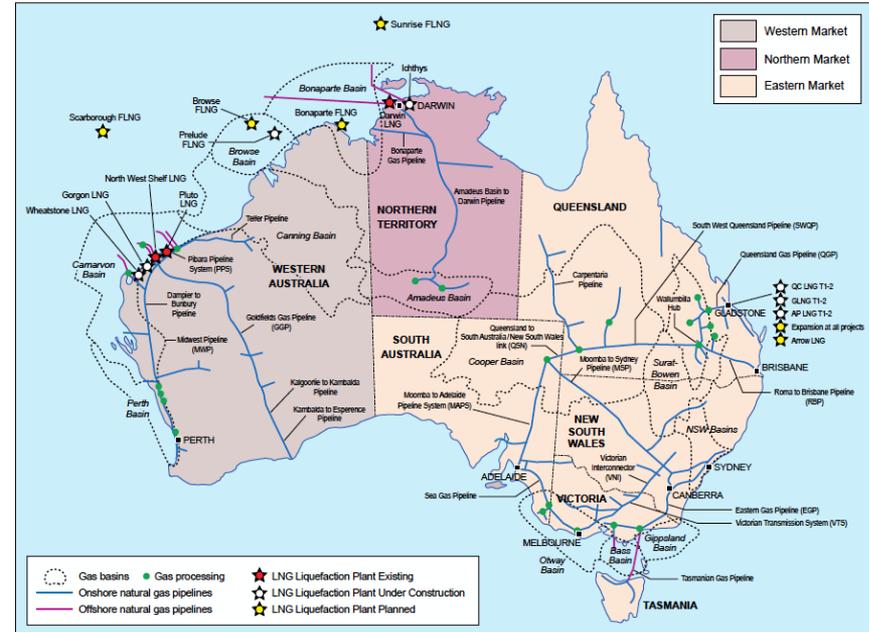
Quelle: IGU World LNG Report 2022 (and therefore GIIGNL)



Outlook for Australian LNG



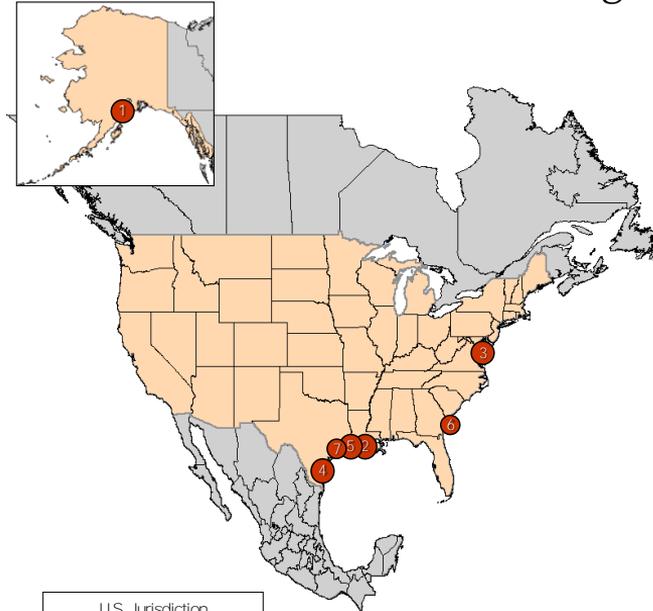
Location of Australian LNG projects



Quelle: Oxford Institute for Energy Studies

USA – LNG Terminals (in Betrieb)

North American LNG Export Terminals *Existing*



Export Terminals

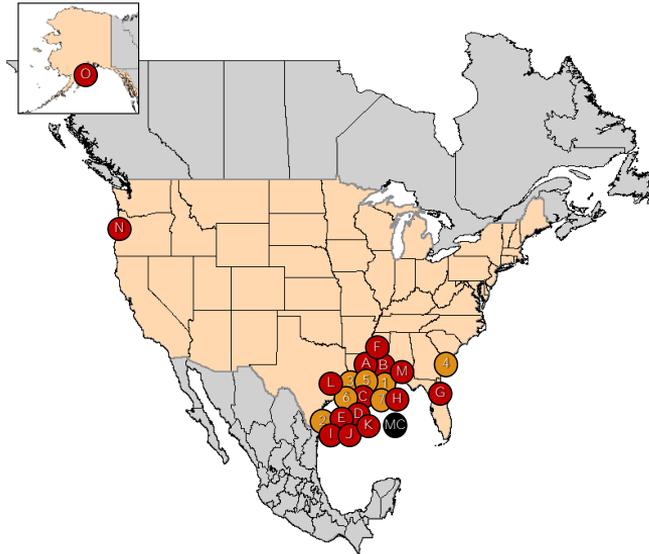
UNITED STATES

1. Kenai, AK: 0.2 Bcfd (Trans-Foreland)
2. Sabine, LA: 3.5 Bcfd (Cheniere/Sabine Pass LNG – Trains 1-5)
3. Cove Point, MD: 0.82 Bcfd (Dominion–Cove Point LNG)
4. Corpus Christi, TX: 1.44 Bcfd (Cheniere – Corpus Christi LNG Trains 1, 2)
5. Hackberry, LA: 1.4 Bcfd (Sempra–Cameron LNG, Trains 1, 2)
6. Elba Island, GA: 210 MMcf (Southern LNG Company Units 1-6)
7. Freeport, TX: 2.13 Bcfd (Freeport LNG Dev/Freeport LNG Expansion/FLNG Liquefaction Trains 1-3)

As of May 29, 2020

USA – LNG Terminals (in Planung)

North American LNG Export Terminals *Approved, Not Yet Built*



U.S. Jurisdiction & Status	
●	FERC - Approved, Under Construction
●	FERC - Approved, Not Under Construction
●	MARAD / U.S. Coast Guard

Export Terminals

UNITED STATES

APPROVED - UNDER CONSTRUCTION - FERC

1. Hackberry, LA: .71 Bcfd (Sempra-Cameron LNG Train 3) (CP13-25)
2. Corpus Christi, TX: 0.72 Bcfd (Cheniere-Corpus Christi LNG Train 2) (CP12-507)
3. Sabine Pass, LA: 0.7 Bcfd **Train 6** (Sabine Pass Liquefaction) (CP13-552)
4. Elba Island, GA: 140 MMcfd (Southern LNG Company Units 7-10) (CP14-103)
5. Cameron Parish, LA: 1.41 Bcfd (Venture Global Calcasieu Pass) (CP15-550)
6. Sabine Pass, TX: 2.1 Bcfd (ExxonMobil - Golden Pass) (CP14-517)
7. Calcasieu Parish, LA: 4.0 Bcfd (Driftwood LNG) (CP17-117)

APPROVED - NOT UNDER CONSTRUCTION - FERC

- A. Lake Charles, LA: 2.2 Bcfd (Lake Charles LNG) (CP14-120)
- B. Lake Charles, LA: 1.08 Bcfd (Magnolia LNG) (CP14-347)
- C. Hackberry, LA: 1.41 Bcfd (Sempra - Cameron LNG Trains 4 & 5) (CP15-560)
- D. Port Arthur, TX: 1.86 Bcfd (Port Arthur LNG Trains 1 & 2) (CP17-20)
- E. Freeport, TX: 0.72 Bcfd (Freeport LNG Dev Train 4) (CP17-470)
- F. Pascagoula, MS: 1.5 Bcfd (Gulf LNG Liquefaction) (CP15-521)
- G. Jacksonville, FL: 0.132 Bcfd (Eagle LNG Partners) (CP17-41)
- H. Plaquemines Parish, LA: 3.40 Bcfd (Venture Global LNG) (CP17-66)
- I. Brownsville, TX: 0.55 Bcfd (Texas LNG Brownsville) (CP16-116)
- J. Brownsville, TX: 3.6 Bcfd (Rio Grande LNG - NextDecade) (CP16-454)
- K. Brownsville, TX: 0.9 Bcfd (Annova LNG Brownsville) (CP16-480)
- L. Corpus Christi, TX: 1.86 Bcfd (Cheniere Corpus Christi LNG) (CP18-512)
- M. Sabine Pass, LA: NA Bcfd (Sabine Pass Liquefaction) (CP19-11)
- N. Coos Bay, OR: 1.08 Bcfd (Jordan Cove) (CP17-494)
- O. Nikiski, AK: 2.63 Bcfd (Alaska Gasline) (CP17-178)

APPROVED - NOT UNDER CONSTRUCTION - MARAD/Coast Guard
MC. Gulf of Mexico: 1.8 Bcfd (Delfin LNG)

CANADA

For Canadian LNG Import and Proposed Export Facilities:

<https://www.nrcan.gc.ca/energy/natural-gas/5683>

As of May 29, 2020

Teil 10 – LNG

1

Grundlagen

- Was ist LNG?
- Warum LNG?
- LNG Exportländer
- LNG Importländer

2

LNG Lieferkette

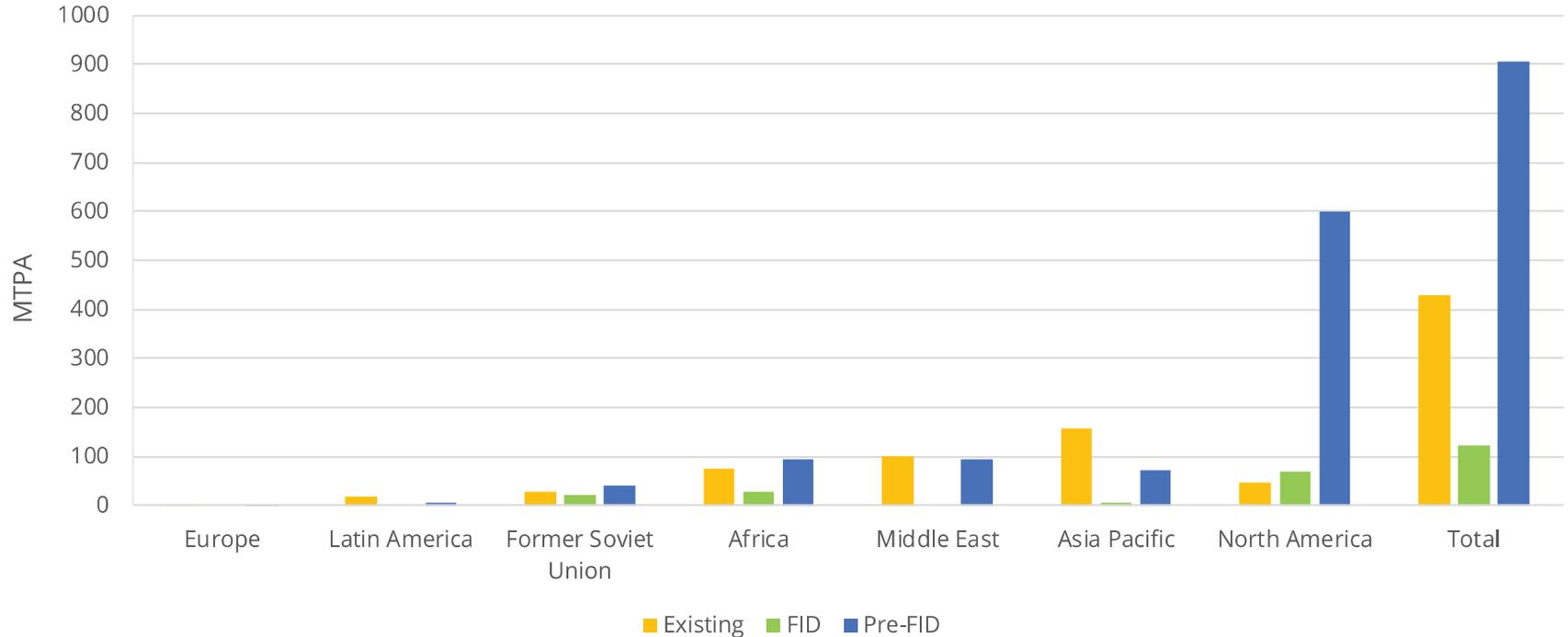
- Produktion
- Seetransport
- Regasifizierung/Wiederverdampfung

3

LNG small scale

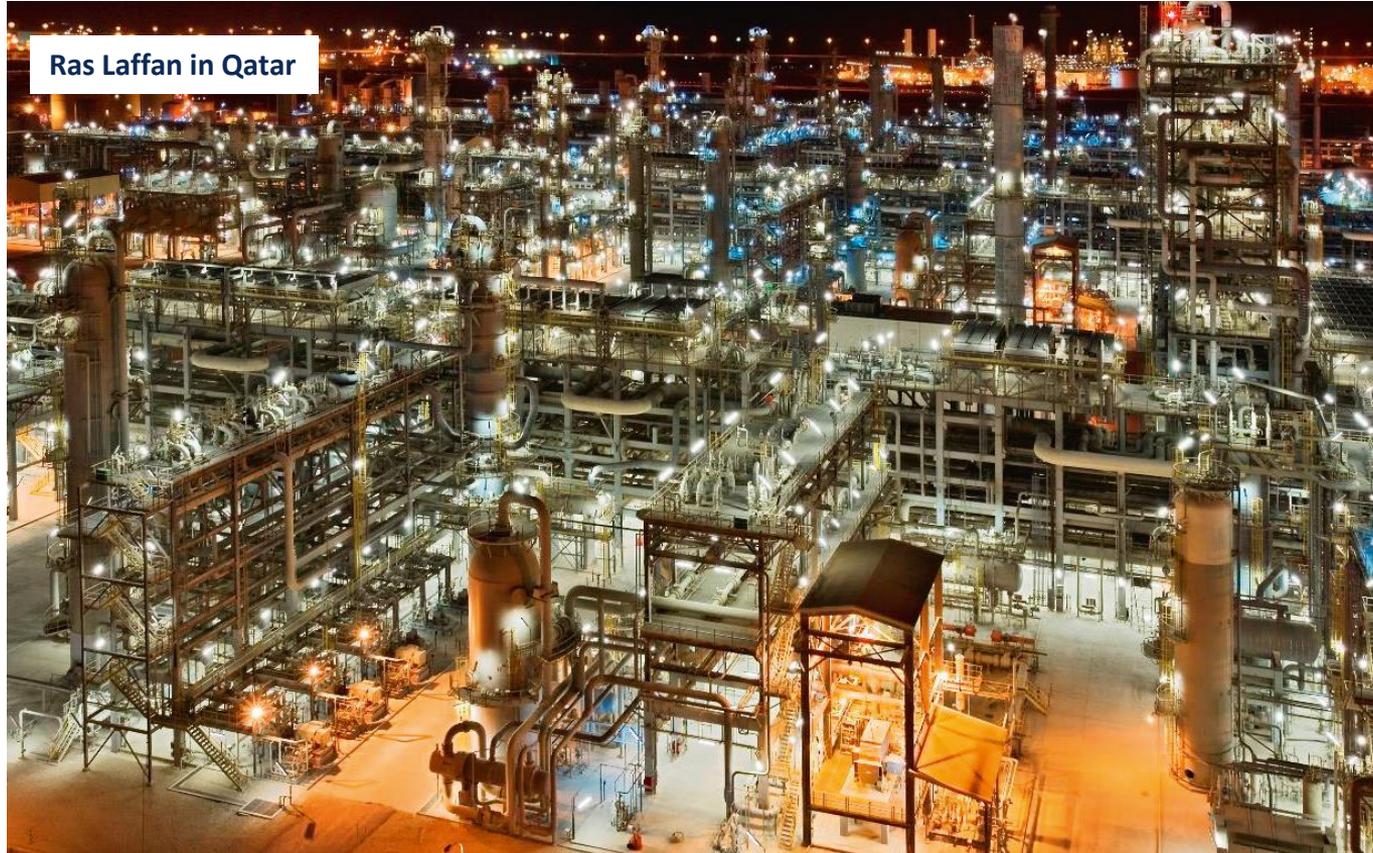
- Lieferkette
- Rahmenbedingungen
- LNG als Kraftstoff

Entwicklung der weltweiten Verflüssigungskapazitäten (Regionen)



Quelle: IGU World LNG Report 2016; IHS

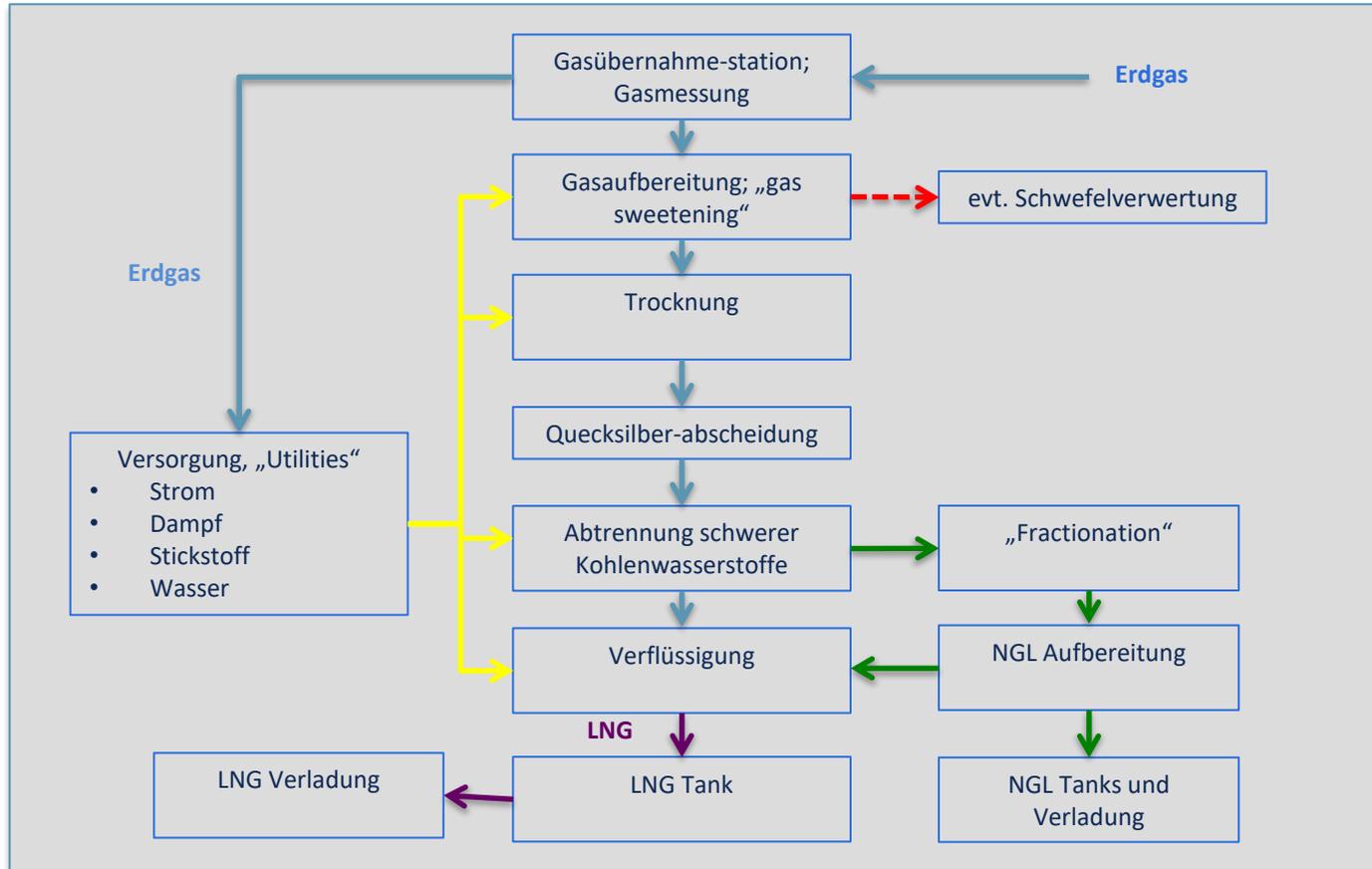
Verflüssigung



Snovith LNG westlich von Hammerfest in Norwegen



Komponenten einer LNG Verflüssigungsanlage (1)



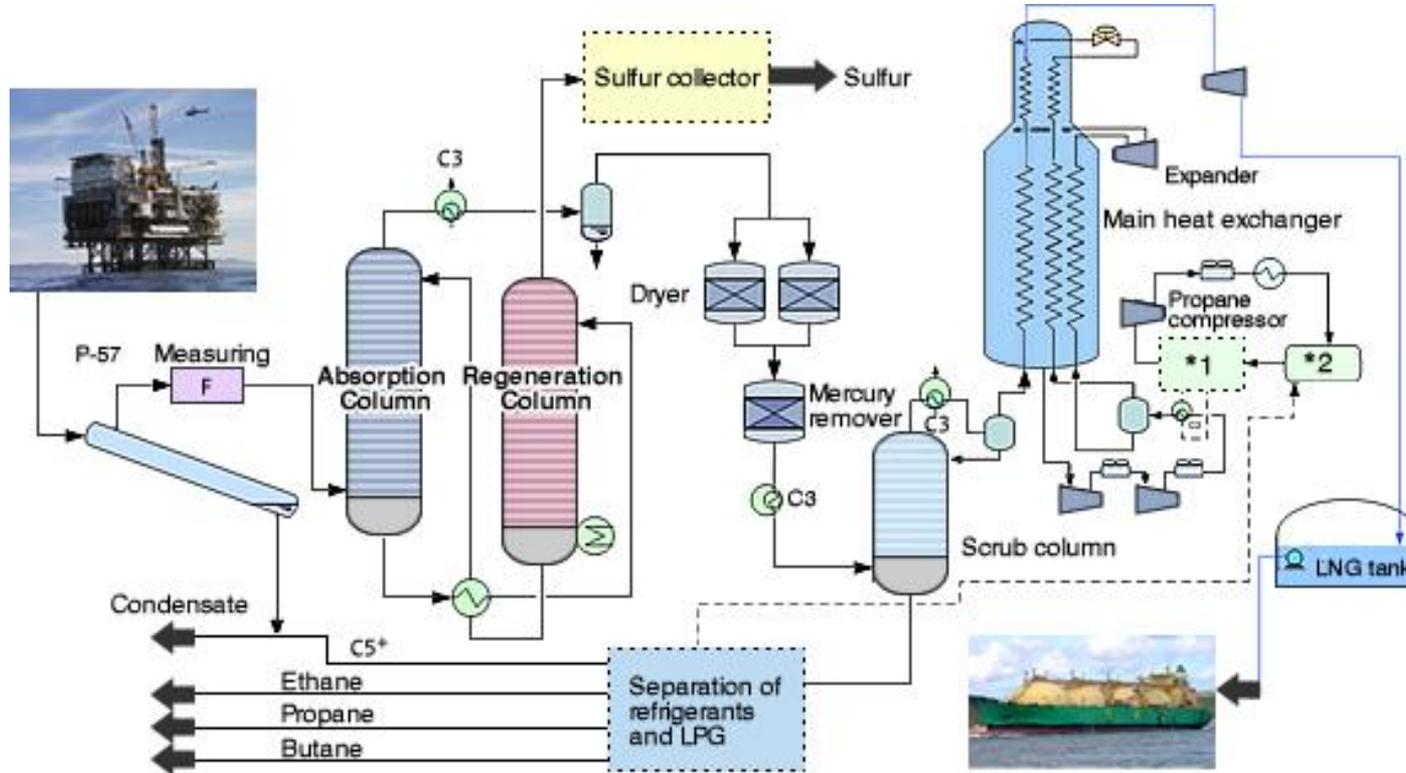
Komponenten einer LNG Anlage (2)

Der Kern einer LNG Anlage besteht aus mehreren „Verflüssigungs-Trains“, die parallel gefahren werden. Zur Anlage insgesamt gehören:

- Gasübernahmestation; Gasmessung; Druckregelung;
- Gasaufbereitung; „gas sweetening“
 - CO₂, H₂S und andere Schwefelkomponenten
- Trocknung
 - H₂O
- Quecksilber Abscheidung
- Abtrennung schwerer Kohlenwasserstoffe
 - Ethan, Propan, Butan
- Fractionation
 - Trennung Ethan, Propan, Butan in Produkte (NGLs) oder zur Nutzung als Kältemittel
- NGL Aufbereitung, Speicher und Verladung
- Gasverflüssigung
- LNG Tank
- Verladeeinrichtungen
- Flare (Fackel)

Hinzu kommen Infrastruktureinrichtungen, wie Energieversorgung, Hafenanlagen, Straßen, Flughafen, Wohnungen.

Verflüssigung – Übersicht zu Prozessstufen (Beispiel)



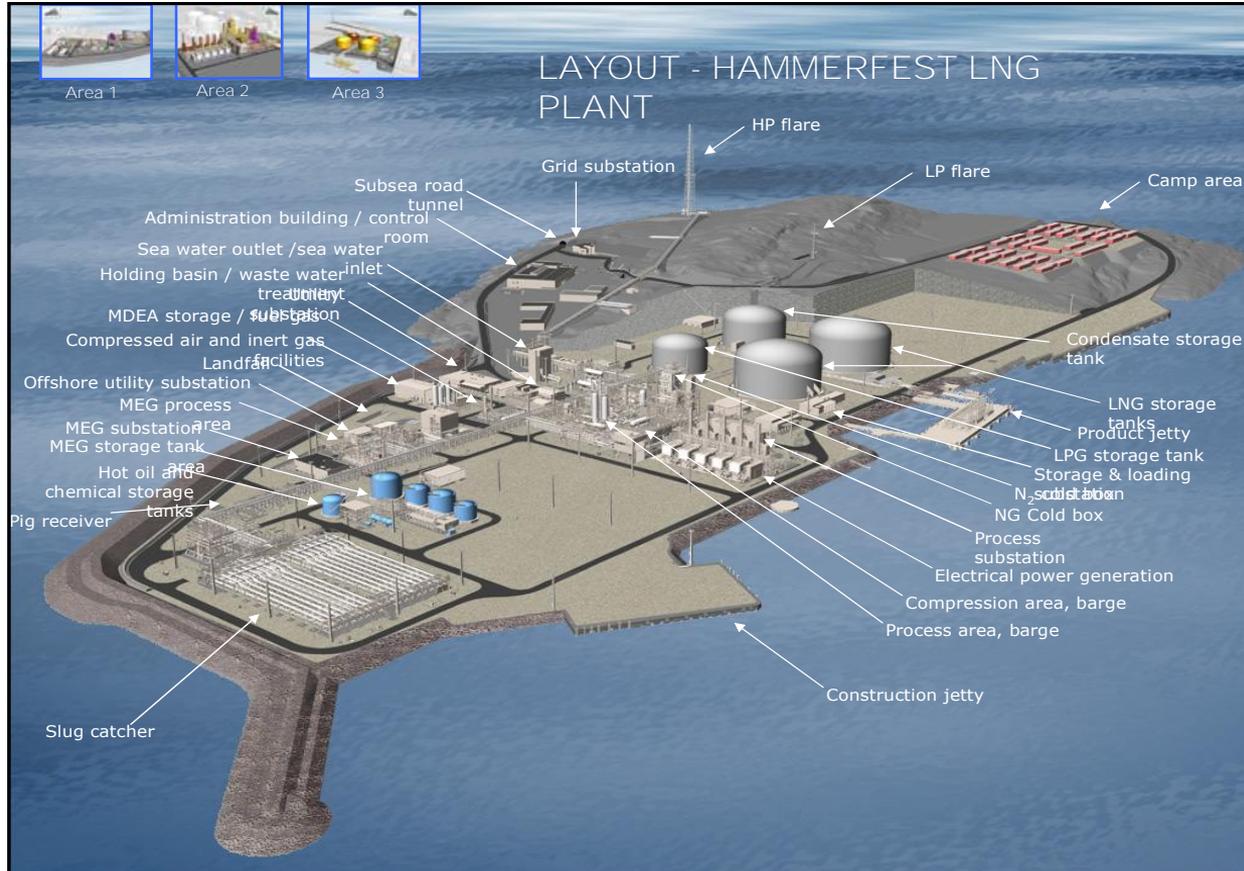
*1 Propane refrigerant consumed here.
*2 Propane refrigerant tank

Quelle: Chiyoda Corporation

Wichtige Verflüssigungsprozesse und Kältemittel:

- 1) **Single Mixed Refrigerant (SMR):** Es wird ein gemischtes Kältemittel (Stickstoff und Kohlenwasserstoffe) eingesetzt in einer Prozessstufe.
- 2) **Cascade method (CM):** Einzelne Kältemittel werden der Reihe nach (kaskadierend) verwendet in der Reihenfolge Propan, Ethylen und Methan.
- 3) **C3-Mixed Refrigerant (C3-M3):** C3-MR nutzt eine Vorkühlung über Propan als Kältemittel. In einer zweiten Stufe wird ein gemischtes Kältemittel (Stickstoff, Methan, Ethan, Propan, Butan) genutzt.
- 4) **Dual Mixed Refrigerant (DMR) :** Dieses Verfahren verwendet zwei gemischte Kältemittel d.h. eine Ethan- und Propanmischung und eine Mischung aus Stickstoff, Methan, Ethan und Propan.
- 5) **AP-X:** Es werden drei Kühlstufen verwendet. Die Vorkühlung erfolgt mit Propan, im Hauptkühlprozess wird ein MR eingesetzt. Nachgeschaltet ist eine Kühlstufe, die Stickstoff verwendet, um LNG noch weiter abzukühlen (subcool).

Snovith LNG westlich von Hammerfest in Norwegen



Wärmetauscher – Coil Wound Heat Exchanger (Linde)



Quelle: Linde

Installation eines „coil wound heat exchanger“ für eine LNG Anlage



Gewicht: bis 250 t

Fläche für Wärmetausch:

bis zu 40.000 m²

Anwendung: „large capacity LNG plants“
aber auch Luftzerlegungs-
anlagen; Verdampfer u.A.

Beispiele: Snohvit LNG, Norwegen
Brunei LNG, Brunei
Weatstone LNG, Australien
Sakhalin Energy, Rußland
Pluto LNG, Australien

Floating Liquefaction (off shore)



Prelude FLNG. Courtesy Photographic Services, Shell International Limited

Vor- und Nachteile Floating Liquefaction

Das FLNG Unit wird direkt am Gasfeld installiert, damit muss das Erdgas nicht erst über Pipelines bis zur Verflüssigungsanlage (on shore) transportiert werden und es können kleinere und auch abgelegene Gasvorkommen (off shore) genutzt werden.

- Hohe (technische) Komplexität
- Wetterabhängigkeit
 - Wind und Wellengang führen zu Bewegungen
 - hohe Windgeschwindigkeiten
 - Korrosion
- Größenbegrenzungen
- hohe Kosten

- + „Removable“ (vorteilhaft bei „kleineren“ Gasfeldern)

- + ggf. einfacheres Genehmigungsverfahren

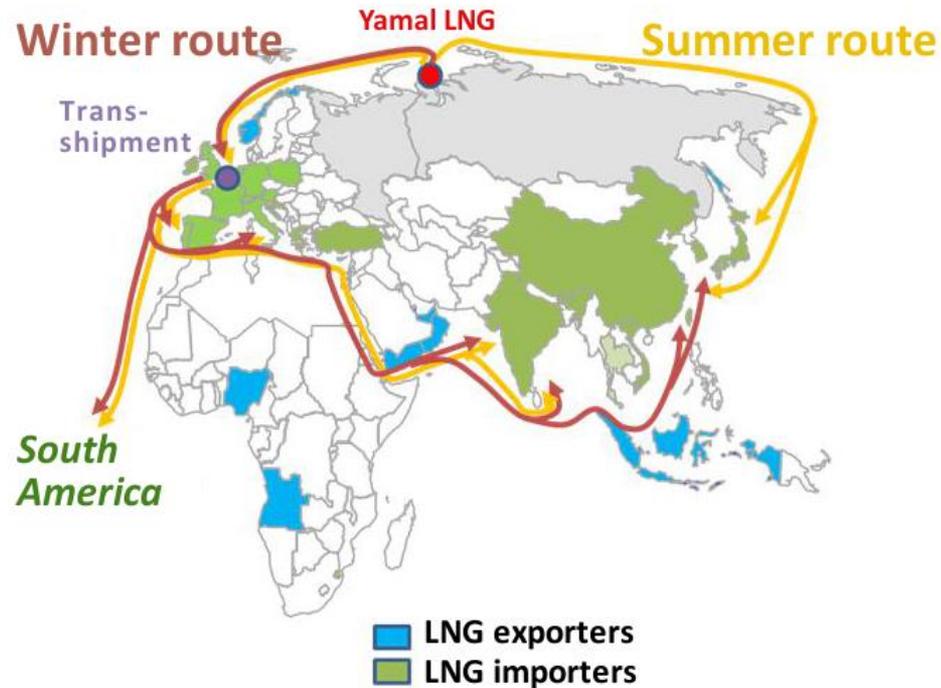
- + Bau im shippyard nicht on side -> vorteilhaft bei schwierigen Baubedingungen (remote)

**Jamal LNG auf der Jamal-Halbinsel/Russland; nördlich des Polarkreises
Kapazität 16.5 MTPA: 2017 (first train), 2018 (second train) 2019 (third train)**



© Yamal LNG – Alexander Evgrafov

Yamal LNG shipping options



Source: Total, Yamal LNG



Quelle: LNG World News

LNG Tankerflotte



Quelle: IGU World LNG Report 2020

LNG Tanker: Moss Design



Moss Design (Golar Mazon):

- Kugeltanks mit einem Durchmesser von 30-40 m
- Kapazität: 135.000 m³ LNG
- Länge: ca. 290 m
- Breite: ca. 47 m
- Tiefgang: ca. 10,5 m

LNG Tanker: Membrane Design

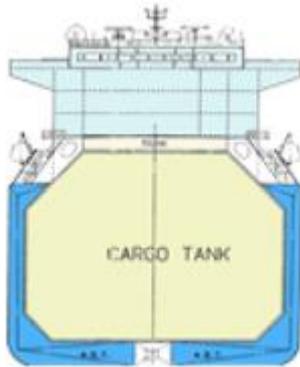


Q-Flex LNG carrier "Mesaimeer" 216.000 m³

Membrane Design (Mesaimeer)

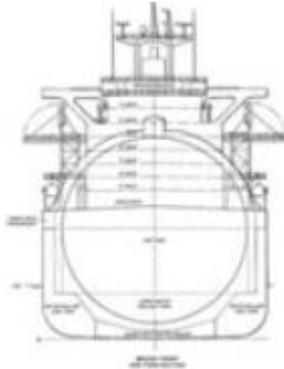
- heute überwiegend gebaut, da höhere Ladekapazität im Vergleich zu Kugeltanks bei gleicher Schiffsgröße möglich
- Kapazität 216.000 m³ LNG (Q flex)
- (Q max. 265.000 m³ LNG)
- Länge: ca 350 m
- Breite: ca. 54 m
- Tiefgang: ca. 12 m

Seetransport: LNG Tanker Design (Cargo Containment Systems)



Membrane Design

- Form der LNG Tanks wird dem Schiffsrumpf angepasst
- Schnelleres „cool down“, da weniger Tankmaterial
- Geringe Bauhöhe, damit bessere Sicht von der Brücke



Moss Design

- Schlechte Nutzung Schiffsraum (ball in the box)
- Tank ist unabhängig von der Schiffshülle, d.h. verbesserte Sicherheit
- Sehr geringes „heel“
- Hohe Bauhöhe

Seetransport: Membrantank von Innen



Quelle: Germanischer Lloyd, Kundenmagazin

Seetransport: Antriebssysteme

Dampfturbine:

Brennstoff: Boil Off Gas (BOG); Zufeuerung mit Schweröl

Prinzip: BOG und Schweröl wird verfeuert zur Dampferzeugung für die Dampfturbine, die Welle und Propeller antreibt

Einordnung: Veraltete Technologie

DFDE (Dual-Fuel Diesel-Electric):

Brennstoff: Diesel und BOG (boil off gas)

Prinzip: Diesel/Gasmotor treibt Generator an, der Strom für Elektromotoren für den Antrieb von Welle und Propeller erzeugt

Einordnung: um 25 bis 30 % besserer Wirkungsgrad im Vergleich zur Dampfturbine

TFDE (Tri-Fuel Diesel-Electric):

Brennstoff: BOG, Schweröl, Diesel

Einordnung: 10 bis 15 % weniger Kraftstoff als DFDE; Flexibilität im Brennstoffeinsatz (Kosten)

SSD (Slow Speed Diesel)

Brennstoff: Schweröl, Diesel

Prinzip: langsam laufender Diesel; BOG wird rückverflüssigt; einziges Antriebskonzept ohne „loss of cargo“

Einordnung: vorteilhaft, wenn Gaspreis > Diesel/Schwerölpreis

ME-GI (Electronical Controlled Gas Injection):

Brennstoff: BOG und Diesel

Einordnung: nochmal verbesserte Flexibilität beim Brennstoffeinsatz von 95% Erdgas bis 100% Schweröl

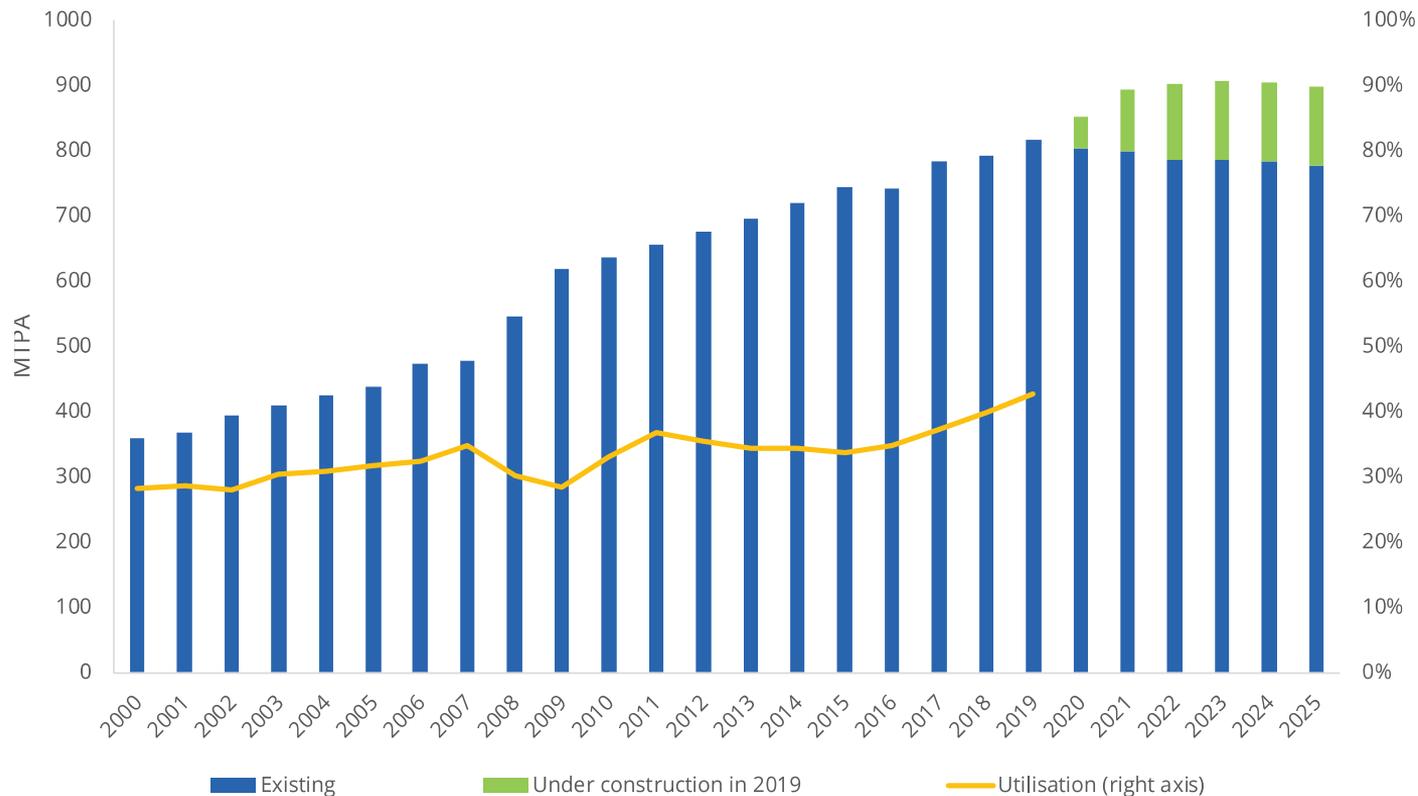
Regasifizierung - Wiederverdampfung



Canaport LNG receiving and regasification terminal in Saint John, New Brunswick –Canada

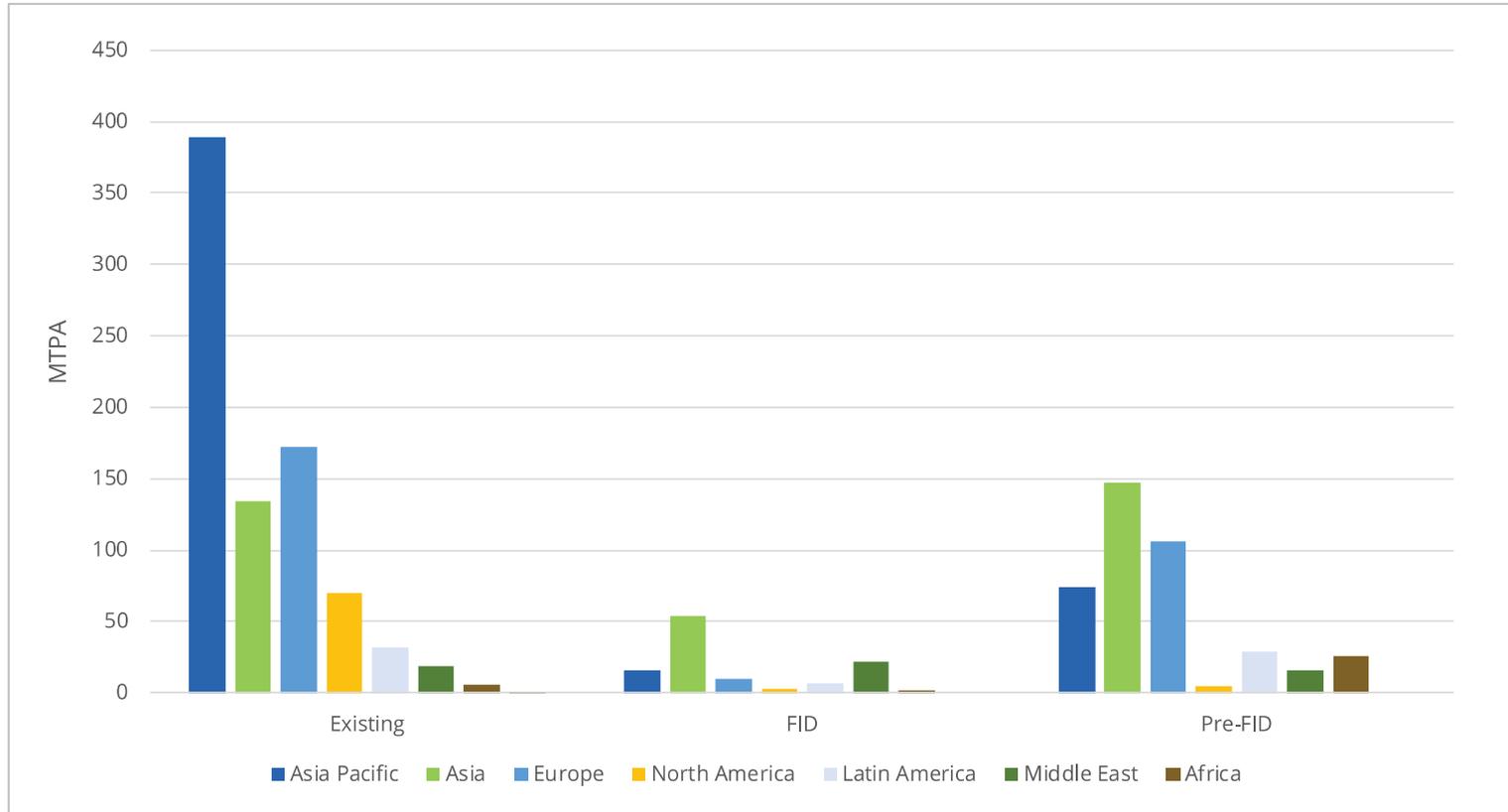
Quelle: HHP Insight

Globale Regasifizierungskapazitäten 2000 – 2025



Quelle: IGU World LNG Report 2020

Globale Regasifizierungskapazitäten 2000 – 2025



Quelle: IGU World LNG Report 2020

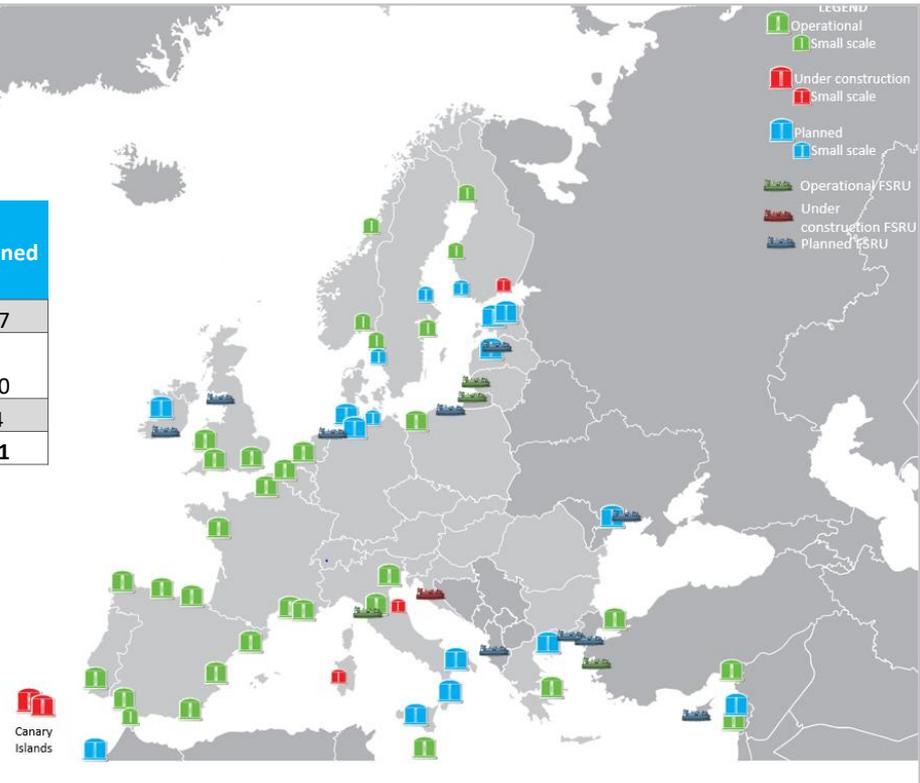
Regasifizierungsterminals in Europa

Number of LNG import terminals by type

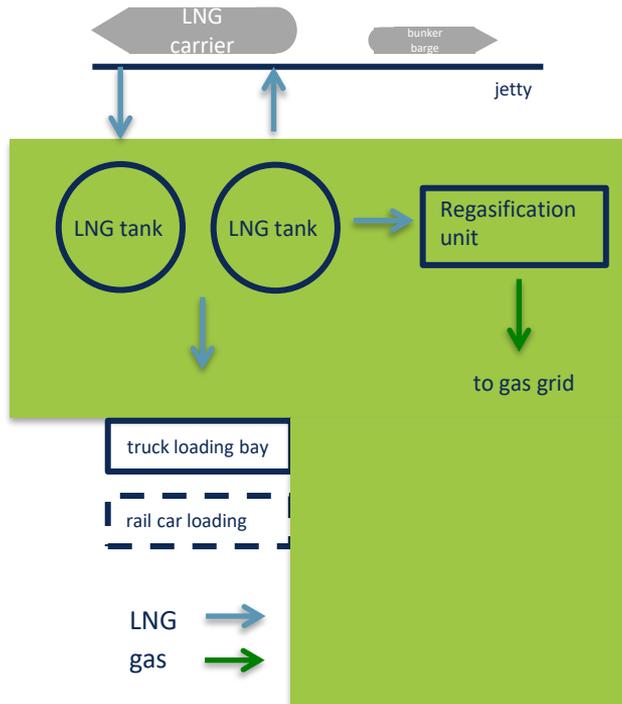
	operational	under construction (excl. expansions)	planned
Large-scale	29	3	17
FSRUs and others	7	1	10
Small-scale	7	3	4
Total	36	6	21

Annual regasification capacity of LNG import terminals (billion m³(N)/year)

	EU 28	Europe
operational	212	241
under construction	9	9
planned	108	140



Funktionen LNG Regasifizierungsterminal



- Jetty = Schiffsanleger
 - Entladung
 - Beladung
- LNG Tanks
 - Bullets: einige 100 – 1000 m³
 - full containment tank: einige 10.000 – 200.000 m³
- Boil off gas handling
- Regasifizierungseinrichtung
 - Verdampfer
 - Recondenser
 - Einrichtungen zur Messung und Gasabgabe
 - Qualitätsanpassung
- LKW Beladung

Regasifizierung: Gate Terminal Rotterdam



Regasifizierung: Terminal Tokyo Gas



Regasifizierung: Singapur LNG



Quelle: SLNG

FSRU Floating Storage and Regasification Unit



FSRU Floating Storage and Regasification Unit: Wilhelmshaven



Am 15. Dezember 2022 legte die vom LNG-Terminal [Sagunto](#) in Spanien kommende und mit 170.000 Kubikmetern Flüssiggas aus [Nigeria](#) beladene *Höegh Esperanza* am LNG-Terminal Wilhelmshaven an. Dabei war ein massives Polizeiaufgebot präsent, da Proteste von Umweltschützern befürchtet wurden. Als erstes deutsches LNG-Terminal wurde es am 17. Dezember 2022 von [Bundeskanzler Scholz](#) eröffnet und als wichtiger Schritt zum Ersatz ausbleibender russischer Erdgaslieferungen bezeichnet. Das Gas wurde nach Druckprüfungen und weiteren Vorarbeiten ab dem 21. Dezember 2022 ins deutsche Netz eingespeist.

Die Schiffsladung reicht zur Gasversorgung von 50.000 bis 80.000 Haushalten für ein Jahr. Das Schiff arbeitet voraussichtlich bis Februar 2023 im Testbetrieb. Der erste LNG-Tanker, der über die *Höegh Esperanza* entladen wird, legte am 3. Januar 2023 an.

Die mit der deutschen Bundesregierung vertraglich vereinbarte Dauerleistung der *Höegh Esperanza* beträgt 5 Milliarden Kubikmeter LNG pro Jahr (bcm/a), die Maximalleistung 7,5 bcm/a. Das Terminal soll etwa 6 % des deutschen Gasbedarfs decken.

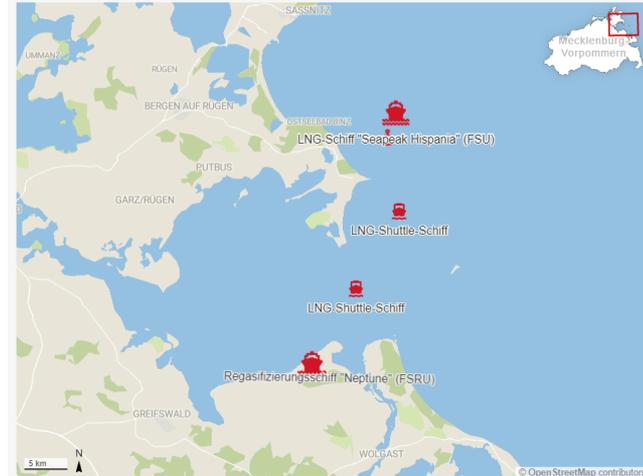
Quelle: *wikipedia*

FSRU Floating Storage and Regasification Unit: Lubmin



LNG-Terminal Lubmin

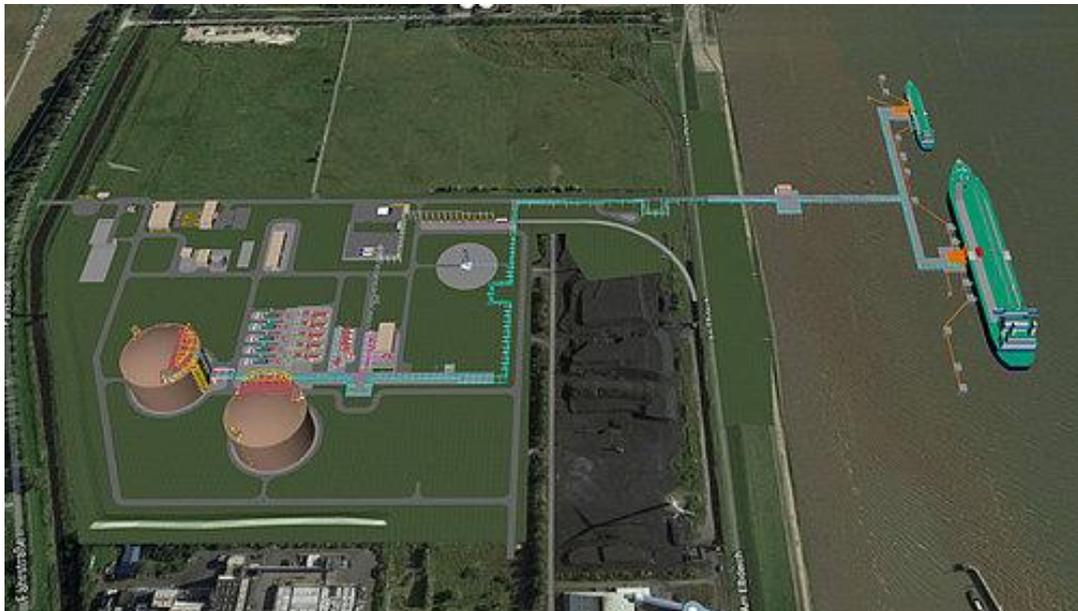
LNG-Tanker mit Ladung speisen das LNG in die "Seapeak Hispania". Dort wird es auf LNG-Shuttle-Schiffe umgeladen, die das Flüssiggas zum Industriehafen Lubmin bringen. Dort wird es auf der "Neptune" in Erdgas umgewandelt und ins Gasfernnetz eingespeist.



Als **LNG-Terminal Lubmin** wird ein im Jahr 2022 begonnenes Projekt zur Errichtung und zum Betrieb eines Flüssigerdgasterminals in Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern bezeichnet. Mit der Inbetriebnahme durch den Import von Flüssigerdgas (LNG) wird Mitte 2023^[1] bzw. Ende 2023^[2] gerechnet. Das vom Bund geplante LNG-Terminal sollen der deutsche Energieversorgungskonzern RWE und das norwegische Unternehmen *Stena Power* betreiben.^[3] Darüber hinaus wurde von privaten Betreibern mit dem Unternehmen *Deutsche ReGas 2022* in Lubmin das LNG-Terminal Deutsche Ostsee gebaut,^[4] das seit Dezember 2022 im Testbetrieb ist.

Quelle: *wikipedia*

FSRU Floating Storage and Regasification Unit: Brunsbüttel



Inbetriebnahme des LNG-Terminals in Brunsbüttel

8. Januar 2023: Als drittes deutsches Terminal für Flüssigerdgas (LNG) soll laut Bundeswirtschaftsminister Habeck nach den Anlagen in Wilhelmshaven und in Lubmin die Gasifizierungs-Anlage in Brunsbüttel (Schleswig-Holstein) bis zum 20. Januar ihren Betrieb aufnehmen.

Im Jahr 2023 sollen hier von LNG-Tankern 3,5 Milliarden Kubikmeter Gas ins Netz eingespeist werden. Bis Ende 2023 soll auch eine 55 Kilometer lange Rohrleitung nach Hetlingen im Kreis Pinneberg fertig sein. Dann könnten jährlich 7,5 Milliarden Kubikmeter Gas aus Brunsbüttel ins Netz gepumpt werden. Das Vorhaben liegt laut Regierung im Zeitplan, nach welchem auch ein stationäres Terminal in Brunsbüttel vorgesehen ist, das 2026 in Betrieb gehen soll.

Das Terminal in Brunsbüttel wird von RWE betrieben. Das Terminalschiff Höegh Gannet soll hier eingesetzt werden, das sich zurzeit noch im französischen Hafen Brest befindet.

Insgesamt sollen Wilhelmshaven, Lubmin und Brunsbüttel laut Habeck etwa ein Drittel der früher aus Russland gelieferten Gasmengen verarbeiten können. Für den Winter 2023/24 ist die Inbetriebnahme von drei weiteren LNG-Terminals an der deutschen Nord- und Ostseeküste geplant.

Plan: Import von Ammoniak via Ammoniak-Terminal Brunsbüttel

Projektpartner	<ul style="list-style-type: none">• RWE und Brunsbüttel Ports GmbH
Inbetriebnahme	<ul style="list-style-type: none">• 2026
Projektstufe I	<ul style="list-style-type: none">• Import von ca. 300.000 Tonnen / Jahr grünes Ammoniak
Projektstufe II	<ul style="list-style-type: none">• Errichtung NH₃-Cracker am Terminal in großindustriellem Maßstab zur Umwandlung von Ammoniak vor Ort in Wasserstoff.• Ausweitung Ammoniak-Import auf zwei Millionen Tonnen pro Jahr• Versorgung von industriellen Abnehmern über eine eigene H₂-Pipeline



FSRU Anlagenkonzepte und Installation



Quelle: www.rivieramm.com



Quelle: www.naturalgasworld.com



Quelle: www.daily-sun.com

LNG – FSRU / LNGC Side by Side

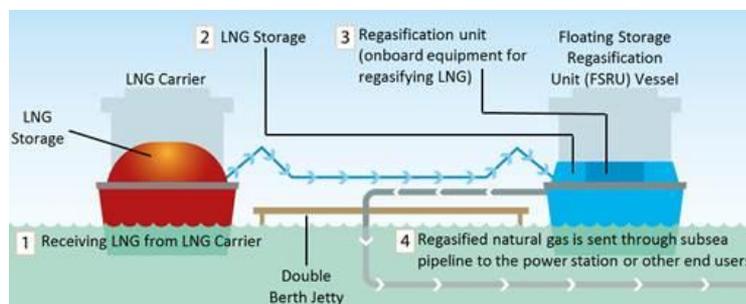
Quelle: www.vesselfinder.com



Quelle: [esanda](http://esanda.com) – Oil and gas training specialists



Quelle: ship.energy



Quelle: www.oedigital.com

Vorteile eines FSRU in Vergleich zum konventionellen onshore Terminal

- Einfacheres Genehmigungsverfahren
- Schneller in Betrieb
- Flexibilität
- Relokation, wenn kein Absatz, keine Nachfrage
- Übergangslösung bis on shore Terminal in Betrieb

Aber

- Komplexe Technologie auf engem Raum
- Höhere Wetterabhängigkeit

Teil 10 – LNG

1

Grundlagen

- Was ist LNG?
- Warum LNG?
- LNG Exportländer
- LNG Importländer

2

LNG Lieferkette

- Produktion
- Seetransport
- Regasifizierung/Wiederverdampfung

3

LNG small scale

- Lieferkette
- Rahmenbedingungen
- LNG als Kraftstoff

Small Scale LNG (SSLNG)



Definition Small Scale LNG: Menge

Anhaltspunkte:

- Verflüssigungsanlage < 1 mtpa
- Regasification < 1 mtpa
- LNG Tank < 30.000 m³
- LNG Tanker < 30.000 m³

Beispiele:

A: Liquefaction: 61.000 tpa (Australien, Kwinana)

B: Seetransport: Coral Methane (7.500 m³ LNG)

C: Regasification (Spanien)



Small Scale LNG - Anwendungsbereiche

LNG as transport fuel

- Einsatz von LNG als sauberer Kraftstoff
- Alternative zu Diesel
- Umweltschutzgründe
- Wirtschaftlichkeit

Remote demand

- Versorgung von Industrie, Kommunen ohne Anschluss an das Erdgasleitungsnetz
- Umweltschutzgründe
- Wirtschaftlichkeit

Peak Shaving

- Verflüssigung und Wiederverdampfung
- Deckung von Lastspitzen in Erdgasverteilnetz z.B. bei extrem niedrigen Temperaturen

Remote and stranded supply

- Kommerzialisierung kleiner Erdgasvorkommen ohne Zugang zum Erdgasleitungssystem

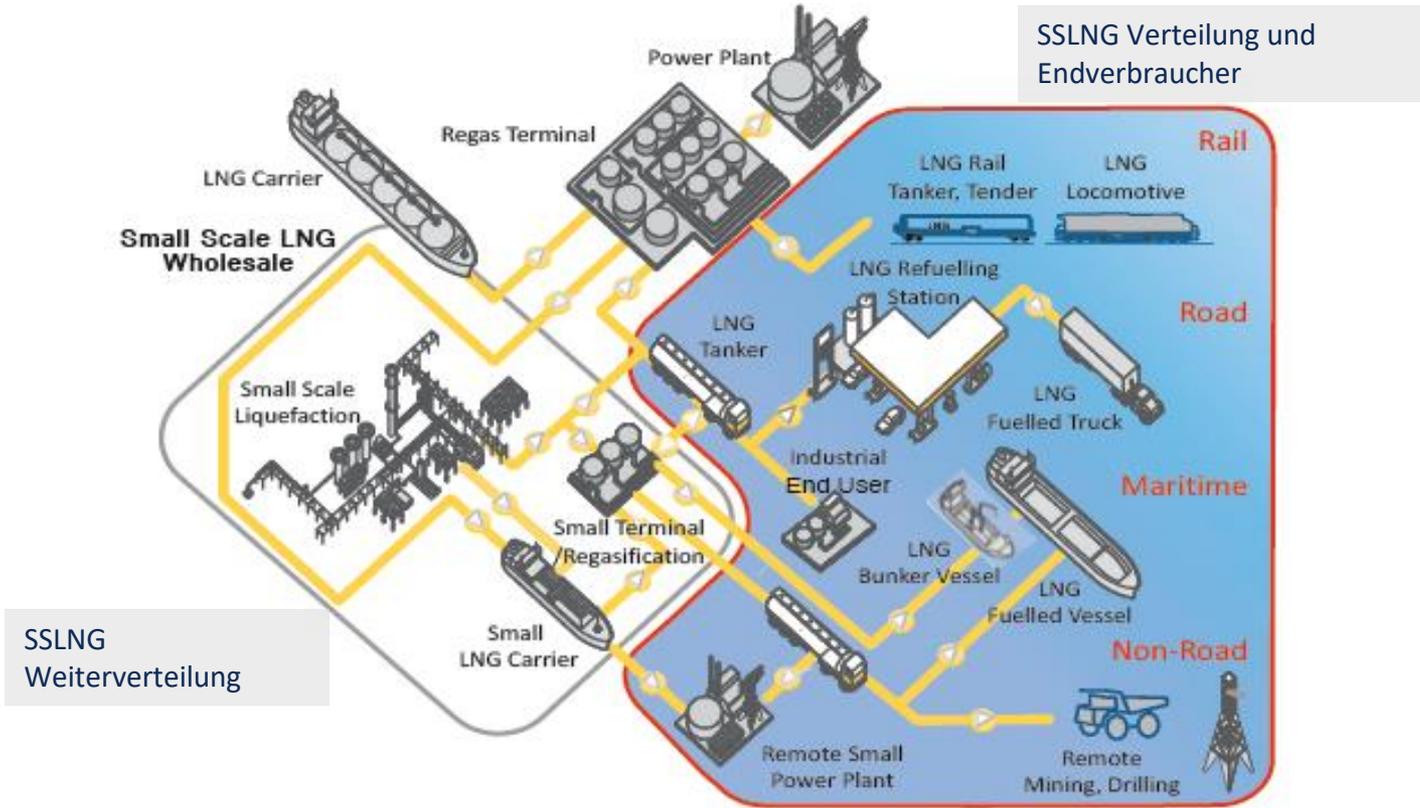
Direkte Belieferung von Kunden mit LNG



- Vollversorgung von Industriekunden
- Anlieferung LNG über Tankwagen oder Kesselwagen
- Nutzung von LNG
 - Erzeugung von Heiz- und Prozesswärme
 - KWK/BHKW Anwendungen
 - Kälte

Quelle: TEAM CONSULT, Berlin, Primagas

Small Scale LNG – Logistikkette



Quelle: Shell, IGU

Beispiel Small Scale LNG – Nynäshamn (Ostküste Schweden)



Quelle: Bomin Linde

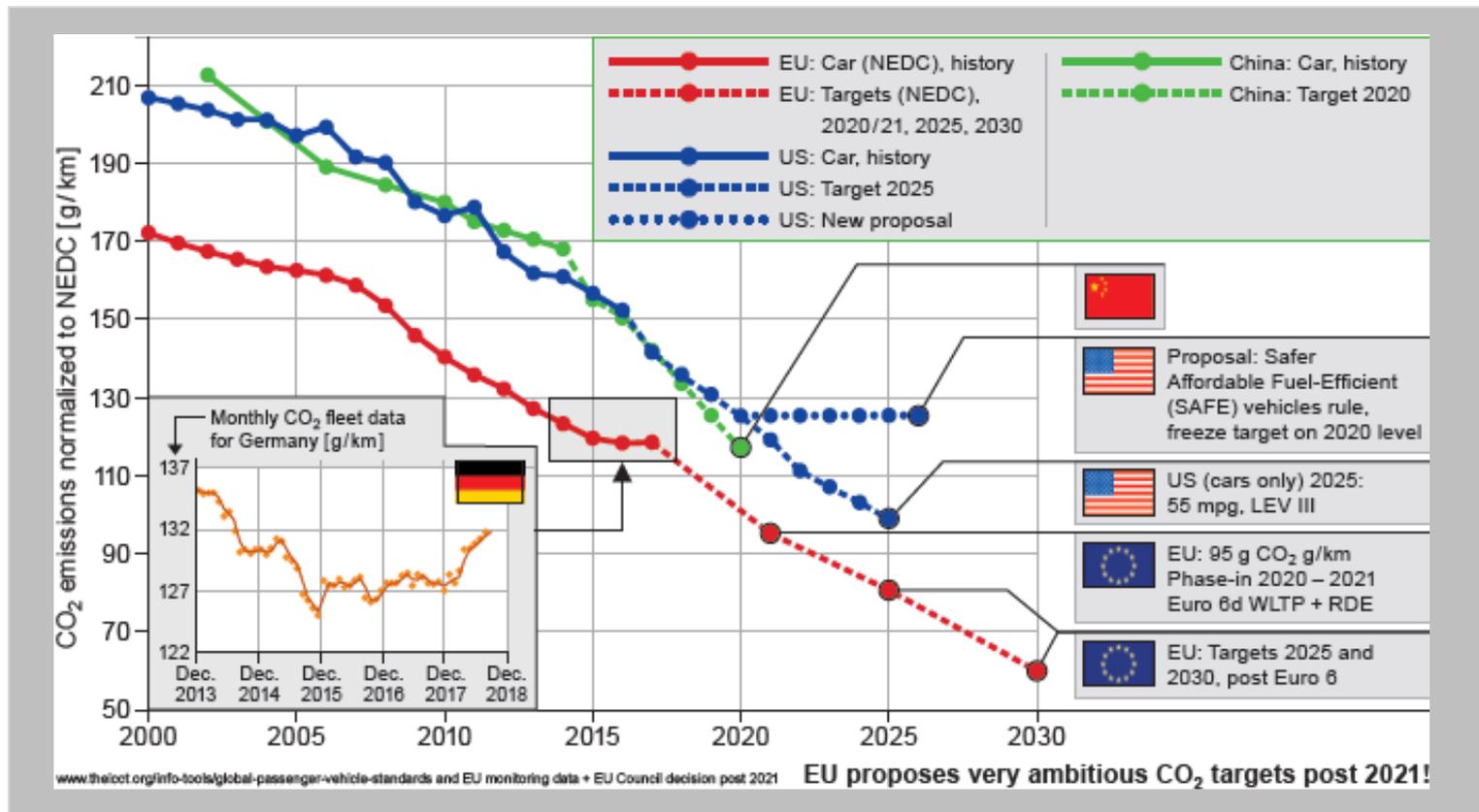
- Bauzeit 5 Jahre von erster Idee bis Betrieb
- Full containment LNG Tank
- Gewicht 21.000 t
- LNG Tankvolumen 20.000 m³
- Eigene Jetty bis 15.000 m³ Tanker
- Boil off gas Verflüssigung
- Pipelineanbindung an Raffinerie
- 2 LKW Beladestationen (> 20 LKWs/Tag)
- Erweiterungsmöglichkeiten
 - Zweiter Tank
 - LNG Export

Gas/LNG als Kraftstoff



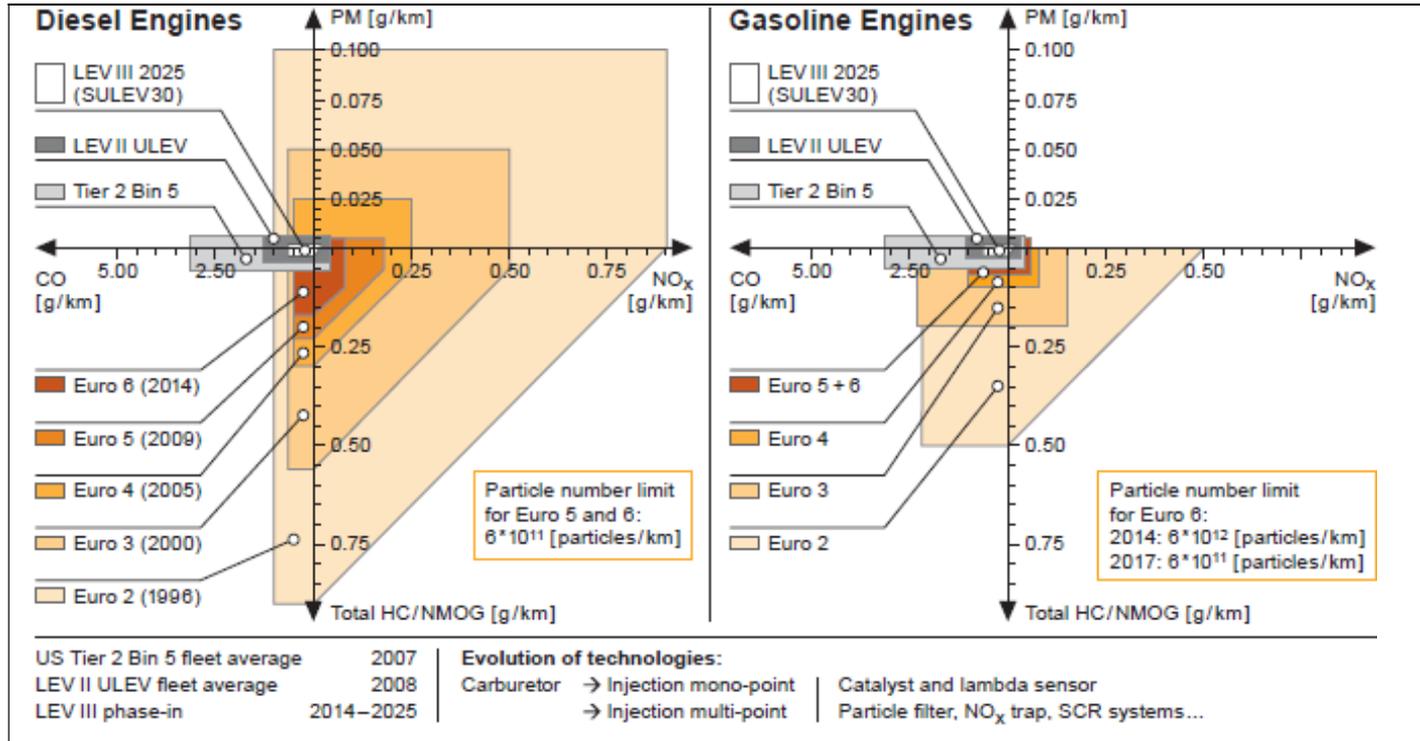
Quelle: BBC History Magazine

Treibhausgasemissionen im Verkehrsbereich



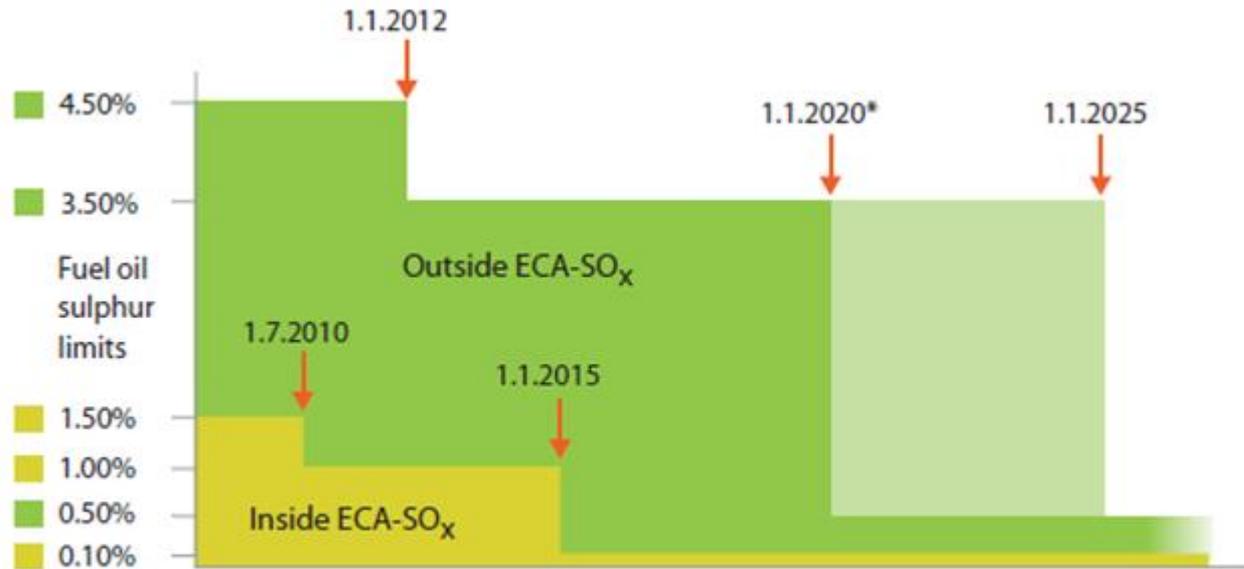
Quelle: Continental (Worldwide Emission Standards and Related Regulations Passenger Cars / Light and Medium Duty Vehicles May 2019)

Verschärfung von Grenzwerten für Emissionen im Straßenverkehr



Quelle: Continental (Worldwide Emission Standards and Related Regulations Passenger Cars / Light and Medium Duty Vehicles May 2019)

Emissionsgrenzwerte in der Seeschifffahrt (1)



Source: Lloyds Register, LNG-fuelled deep sea shipping, The outlook for LNG bunker and LNG-fuelled new-build demand up to 2025. August 2012.

*Depending on the outcome of a review of fuel oil availability, to be completed 2018, the 2020 date could be deferred to 2025

Emissionsgrenzwerte in der Seeschifffahrt (2)

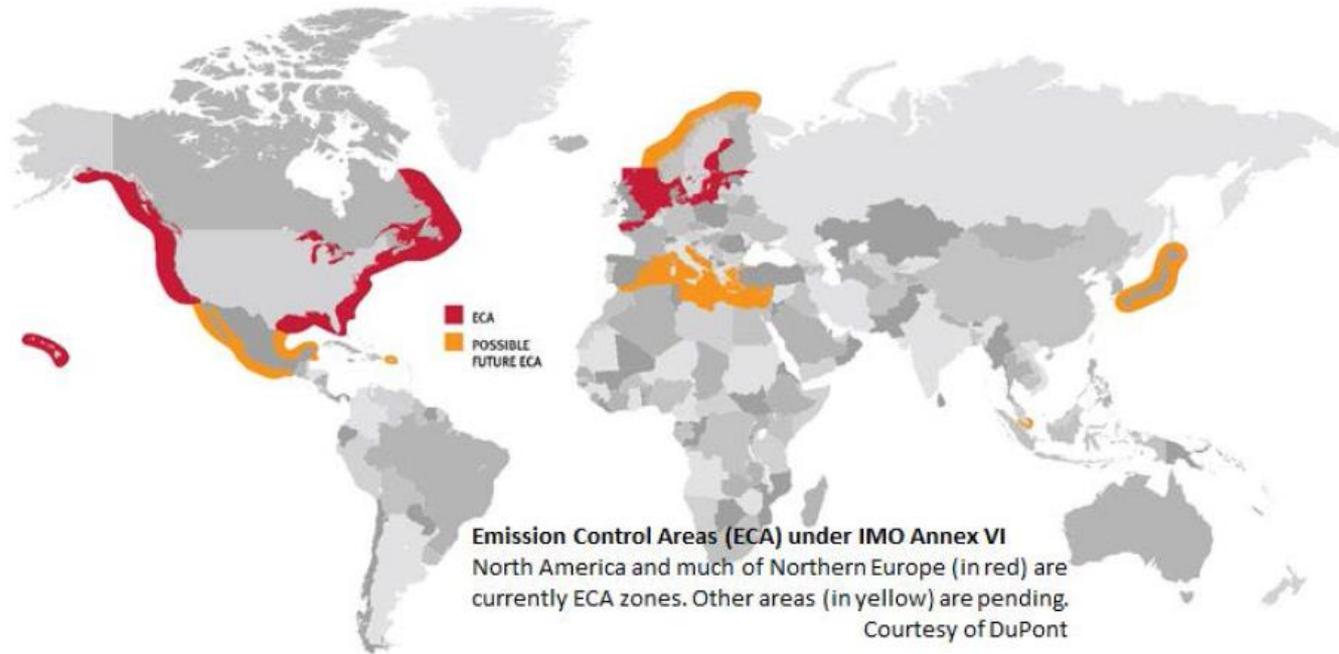


Figure 9 - ECA Areas Where All Ships Must Meet New Emission Limits by 2015

Quelle: IGU; Report on LNG as a Fuel
2015



Schwerlasttransport:

Auf der Langstrecke ist LNG die einzige wettbewerbsfähige Alternative zu Diesel und reduziert THG Emissionen sowie Lärm- und Feinstaubbelastung in Straßenverkehr.



Seeschifffahrt:

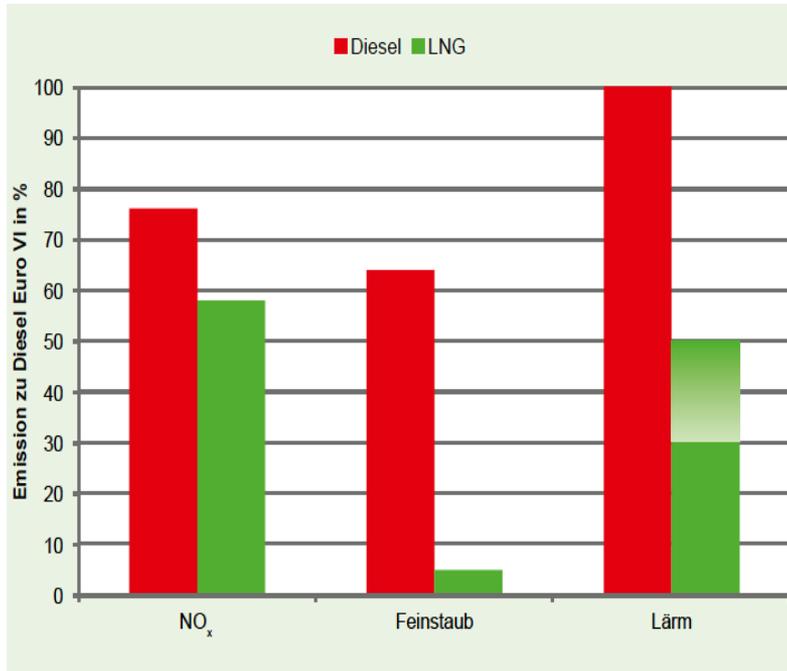
Schiffe in ECA Zonen müssen deutliche reduzierte Emissionsgrenzwerte für SO_x einhalten. LSFO (Low Sulphur Fuel Oil) muss ersetzt werden durch MGO (Marine Diesel) oder LNG.



Binnenschifffahrt:

Binnenschiffe können Preisvorteile von LNG gegenüber Diesel nutzen und gleichzeitig zur Reduzierung von Lärm- und Schadstoffemissionen beitragen.

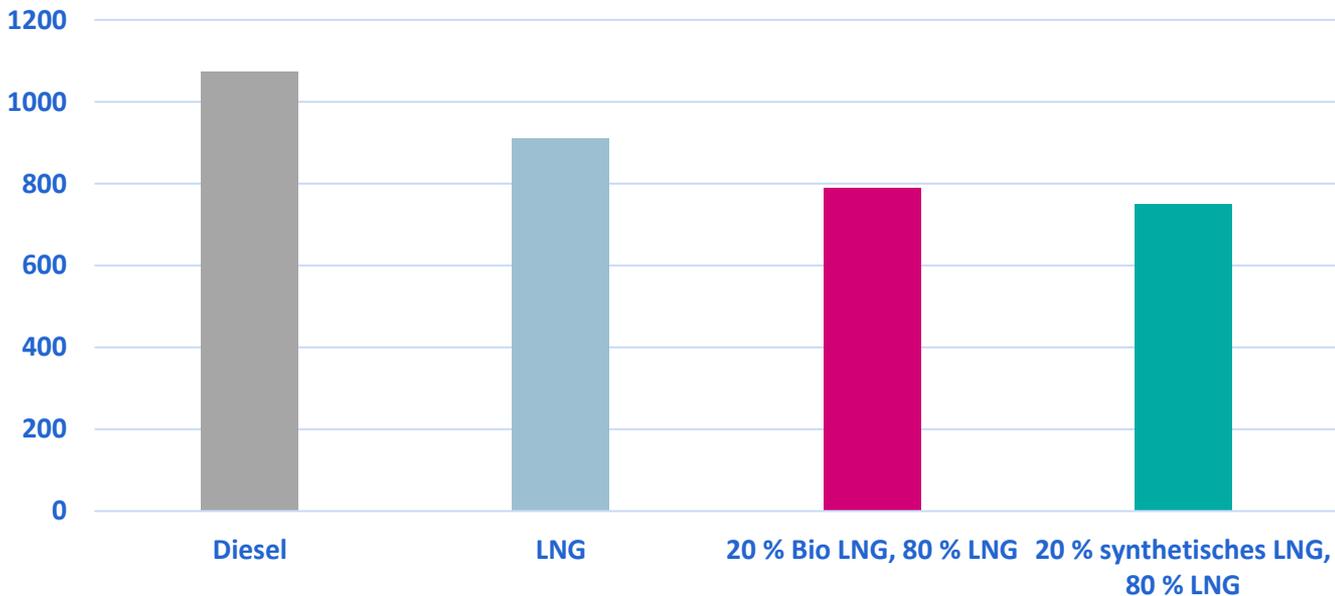
Treiber für die Nutzung von LNG als Kraftstoff



- **Reduzierung von Emissionen**
 - CO₂, CO, NO_x, SO_x
 - Feinstaub
 - Lärm
- **Diversifizierung der Energieversorgung im Transportbereich**
- **Wettbewerbsfähigkeit von LNG**
 - Langfristig günstiger als Marine Diesel; attraktiver Kraftstoff für schwere LKWs
 - LNG Lieferanten erwarten attraktives Marktsegment

THG-Emissionen bei schweren Lkw (HPDI) in Europa - Beimischung von BioLNG bzw. EE-LNG

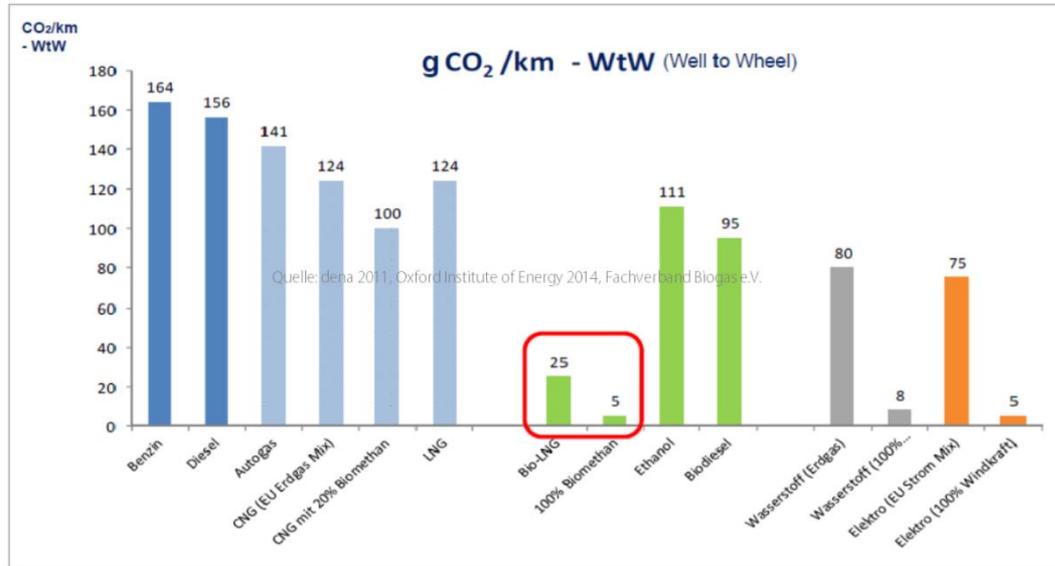
g CO₂-eq/km



THG-Emissionen von Bio-LNG im Vergleich mit anderen Treibstoffen



Bedeutung von Bio LNG – auf Basis des CO2 Ausstosses

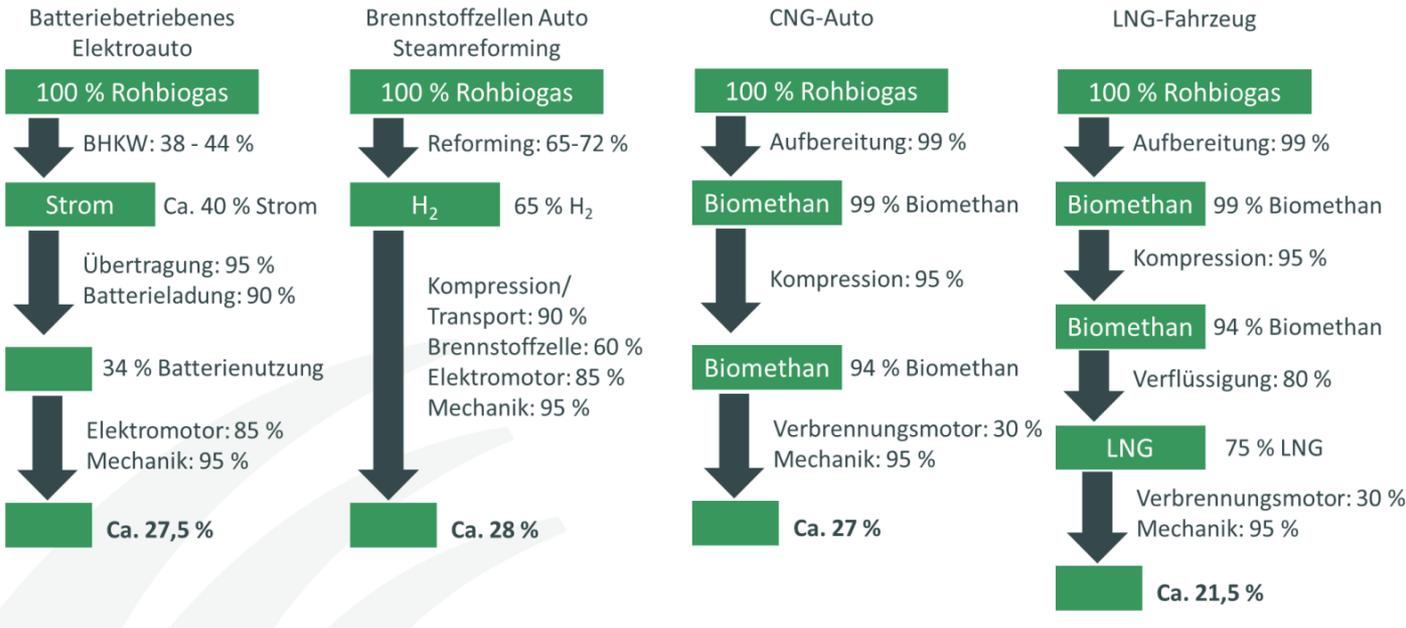


Hinweis: Well to Wheel = vom Bohrloch zum Rad (von der Förderung und Herstellung von Kraftstoffen bis zum Einsatz im Fahrzeug)

Achtung: Herstellung des Fahrzeugs nicht berücksichtigt.

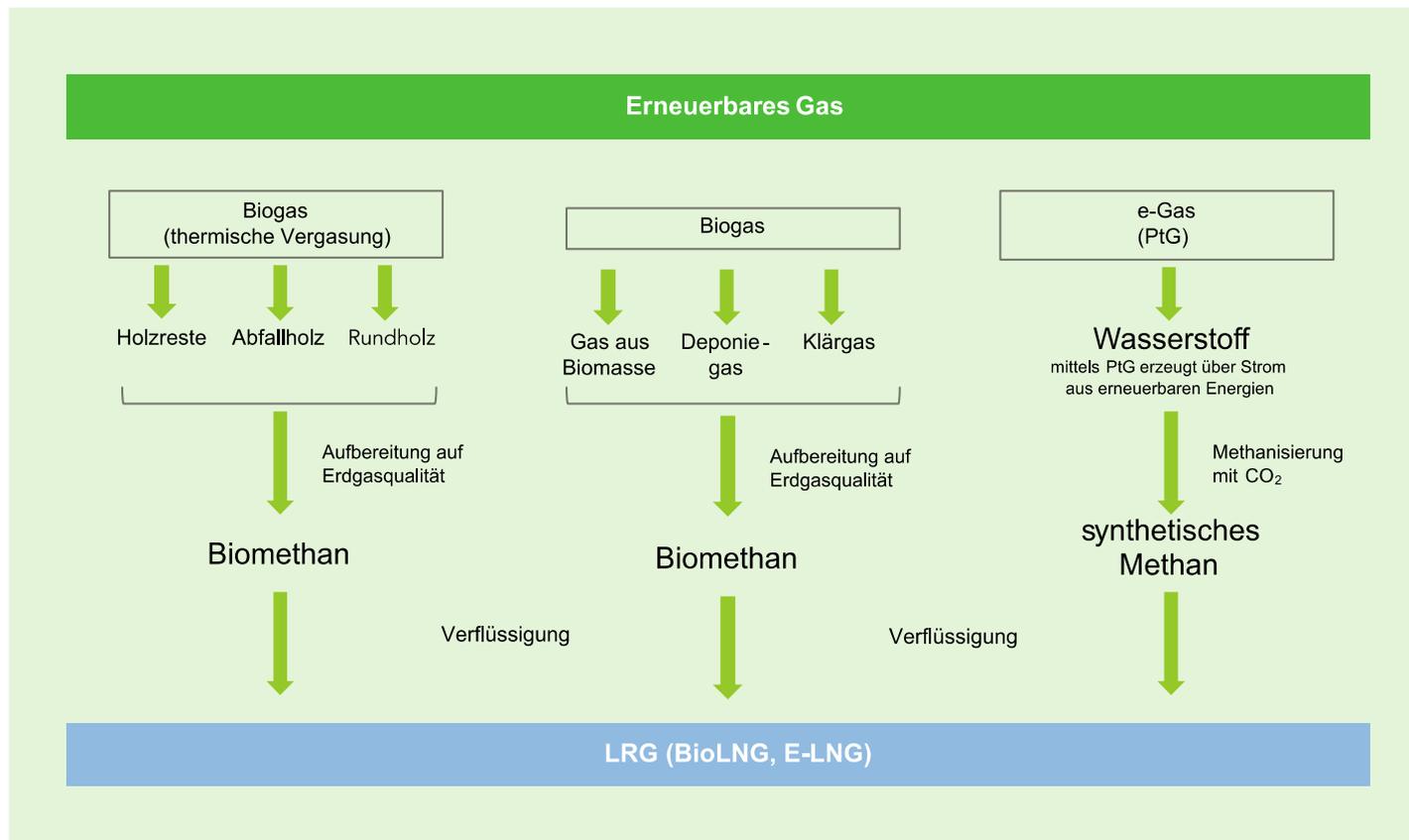
Herstellung von Bio-LNG im Vergleich zu anderen Umwandlungen

Gasmobilität - Wirkungsgrade

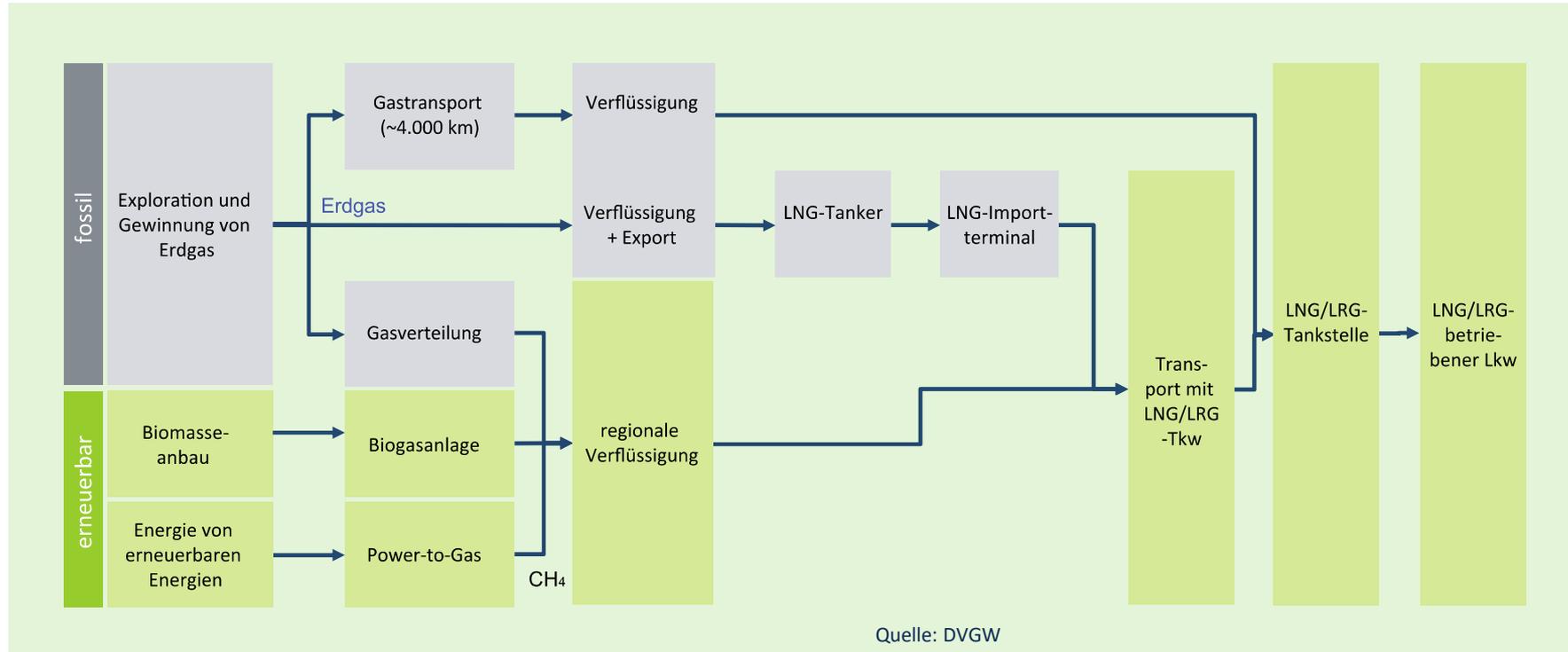


- Ähnliche Wirkungsgrade
- Substitution im Kraftstoffmarkt durch grüne Gase
- Kraftstoff für vier verschiedene Antriebstypen (Elektro, Brennstoffzelle, CNG, LNG)
- LNG vor allem für Schwerlastverkehr, Schiffe, etc.

Definitionen erneuerbarer Gase (Liquefied Renewable Gas, kurz LRG)



Bereitstellungspfade von LNG als Kraftstoff (LKW)



Eigenschaften von LNG im Vergleich zu Diesel zu anderen Kraftstoffen

KRAFTSTOFF	BESCHREIBUNG	BESTANDTEILE	UNTERER HEIZWERT		DICHTE [KG/M ³]	DRUCK [BAR]	TEMPERATUR [°C]
			MJ/KG	MJ/LITER			
Diesel	Aus Rohöl raffiniert	C9 - C22 (z.B. n-hexadecan, Iso-cetan)	41	34	820-845	Umgebung	Umgebung
Benzin	Aus Rohöl raffiniert	C4 - C12 (z.B. n-heptan, Iso-octan)	43	32	710-770	Umgebung	Umgebung
GTL	Gas-to-Liquids (Fischer-Tropsch)	C9/12 - C22	43	34	~775	Umgebung	Umgebung
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Niederdruck-Gas)	Propan, Butan	46	25	540	2-8	Umgebung
CNG	Compressed Natural Gas	Methan	50	~9	160-190	200-250	Umgebung
LNG	Liquefied Natural Gas (Übersättigt)	Methan	50	~21	400-500	8	-170 bis -130
CGH ₂	Compressed Gaseous Hydrogen	Wasserstoff	120	~4.2	28-40	250-700	Umgebung
CCH ₂	Cryo-compressed Hydrogen	Wasserstoff	120	9.6	80	4	-220

Quelle: Shell

Physikalische Eigenschaften von LNG im Vergleich zu andern Erdgaskraftstoffen

METHAN-FORMEN	DRUCK [BAR]	TEMPERATUR [°C]	ZUSTAND	VOLUMEN [LITER/KG]	ERFORDERLICHES VOLUMEN FÜR ENERGIEGEHALT WIE 1 L DIESEL
NG	1	25	Dampf	1563	1060
LNG	1	-161	Flüssig	2.38	1.6
Kaltes LNG	3	-146	Flüssig	2.5	1.7
Gesättigtes LNG	8	-130	Flüssig	2.75	1.9
Übersättigtes LNG	18	-110	Flüssig	3.1	2.1
CNG	200	25	Überkritisch	6.25	4.3
CNG	350	25	Überkritisch	4.4	3

Quelle: Shell

LNG als Kraftstoff - Schwerlastverkehr



Einsatzbereiche von Diesel, Gaskraftstoffen und Strom

	Diesel	CNG	LNG	H2	Strom
PKW (kurze Strecken)	++	++	--	+	++
PKW (lange Strecken)	++	++	--	+	+
LKW (3,5-7,5 t)	++	++	-	+	+
LKW (7,5-18 t)	++	+	+	-	-
LKW (> 18 t)	++	-	++	--	--

++ voll einsetzbar

- große Einschränkungen

+ kleine Einschränkungen

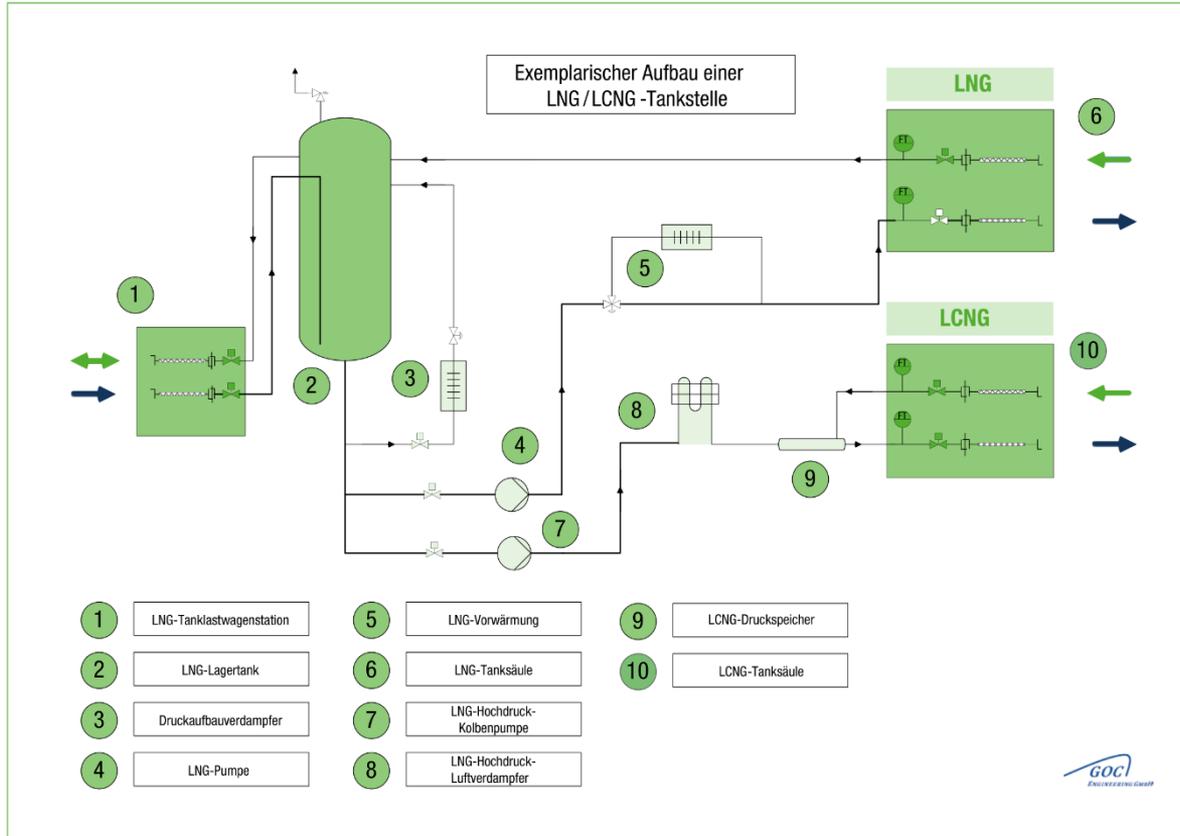
-- nicht einsetzbar

Fest installierte LNG-Tankstelle (links) und mobile Tankanlage (rechts)

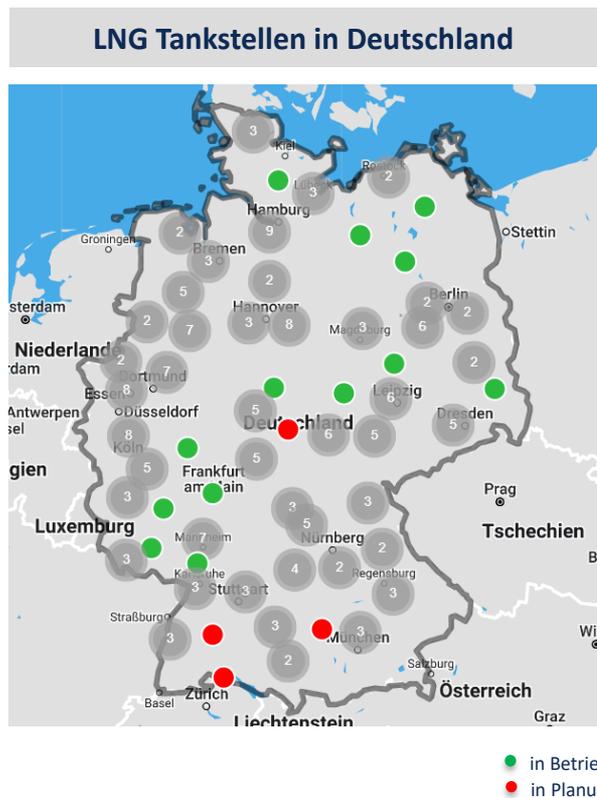


Quelle: Erdgas Mobil, Gazprom Germania GmbH

Schema einer LNG Tankstelle*



LNG Tankstellen in Deutschland (2022)



LNG als Kraftstoff etabliert sich, Förderprogramme auf Fahrzeugseite stützen Markthochlauf und erzeugen hohe Nachfrage bei Lkw:

- 2016: erste private Tankstelle eröffnet
- Ende 2018: 2 öffentliche Tankstellen
- Ende 2019: 11 öffentliche Tankstellen
- 2020: ~36 öffentliche Tankstellen und ~50 in der Planung
- 2022: 195 Karteneinträge (Betrieb & Planung)

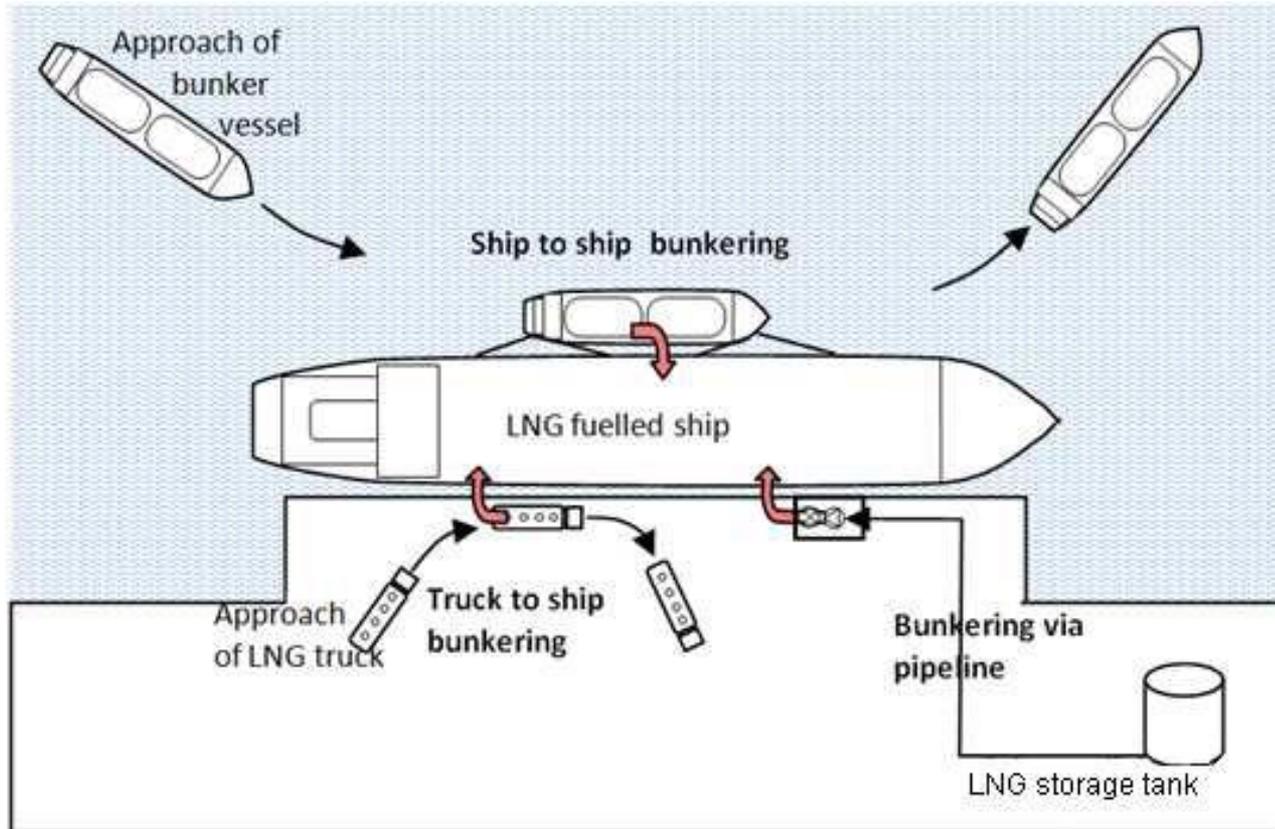
Quelle: [LNG-Taskforce und Initiative Erdgasmobilität – Deutsche Energie-Agentur \(dena\)](#)

LNG als Kraftstoff in der Schifffahrt



Fotos zeigen die Abgasfahne von schwerem Heizöl oder Diesel

LNG Bunkering



LNG Bunkerbarge – LNG Fähre der Viking Line



- Bunkerbarge ist flexibel im Ort der Betankung
- Kapazität : 70 t LNG
- Betankungsvorgang unterscheidet sich kaum von konventionellem bunkern von Diesel



IGU 2022
INTERNATIONAL GAS UNION
UNION INTERNATIONALE DU GAZ

**2022
WORLD LNG REPORT**

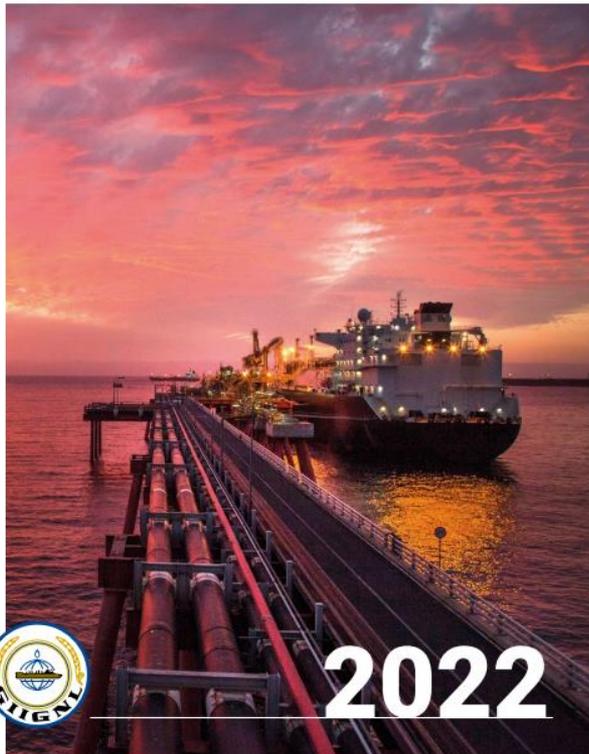
Knowledge Partner

RYSTAD ENERGY

<h3>Table of Contents</h3>		<h4>Message from the Secretary General of the International Gas Union</h4>		<h4>1. State of the LNG Industry</h4>		<h4>2. LNG Trade</h4>	
		7		8		14	
<h3>3. Price Trends</h3>		<h3>4. Liquefaction Plants</h3>		<h3>5. LNG Shipping</h3>		<h3>6. LNG Receiving Terminals</h3>	
<ul style="list-style-type: none"> 3.1 Asia Pacific LNG Market Price Trends 3.2 Atlantic LNG Market Price Trends 		<ul style="list-style-type: none"> 4.1 Overview 4.2 Global Liquefaction Capacity and Utilisation 4.3 Liquefaction Capacity By Market 4.4 Liquefaction Technologies 4.5 Floating Liquefaction (LNG-FPSOS) 		<ul style="list-style-type: none"> 5.1 Overview 5.2 LNG Carriers 5.3 Floating Storage and Regasification Unit Ownership (FSRU) 5.4 2022 LNG Orderbook 5.5 Vessel Costs and Delivery Schedule 5.6 Charter Market 5.7 Fleet Voyages and Vessel Utilisation 5.8 Near-Term Shipping Developments 		<ul style="list-style-type: none"> 6.1 Overview 6.2 Receiving Terminal Capacity and Global Utilisation 6.3 Receiving Terminal Capacity and Utilisation by Market 6.4 Receiving Terminal LNG Storage Capacity 6.5 Receiving Terminal Berthing Capacity 6.6 Floating and Offshore Regasification 6.7 Receiving Terminals with Reloading and Transshipment Capabilities 	
26		34		50		74	
<h3>7. LNG Bunkering Vessels and Terminals</h3>		<h3>8. Reference List</h3>		<h3>Appendices</h3>			
		<ul style="list-style-type: none"> 8.1 Data Collection 8.2 Data Collection for Chapter 2 8.3 Data Collection for Chapter 3 8.4 Preparation and Publication of the 2022 IGU World LNG Report 8.5 Definitions 8.6 Regions and Basins 8.7 Acronyms 8.8 Units 8.9 Conversion Factors 		<ul style="list-style-type: none"> 1. Table of Global Liquefaction Plants 2. Table of Liquefaction Plants Sanctioned or Under Construction 3. Table of Global Active LNG Fleet, as of end-of-April 2022 4. Table of Global LNG Vessel Orderbook, end-of-April 2022 5. Table of Global LNG Receiving Terminals 6. Table of LNG Receiving Terminals Under Construction 			
90		98		101			

The LNG industry

GIIGNL Annual Report



Contents

Key Figures	4
LNG trade in 2021	6
Contracts signed in 2021	8
Medium-term and long-term contracts in force in 2021	12
LNG shipping	20
LNG imports in 2021	36
Liquefaction plants	44
Regasification terminals	52
Retail LNG in 2021	65
World LNG Maps	66
About GIIGNL	70

*Quantities delivered under contracts of a duration of 4 years or less

GIIGNL Annual Report 2022 Edition - 5