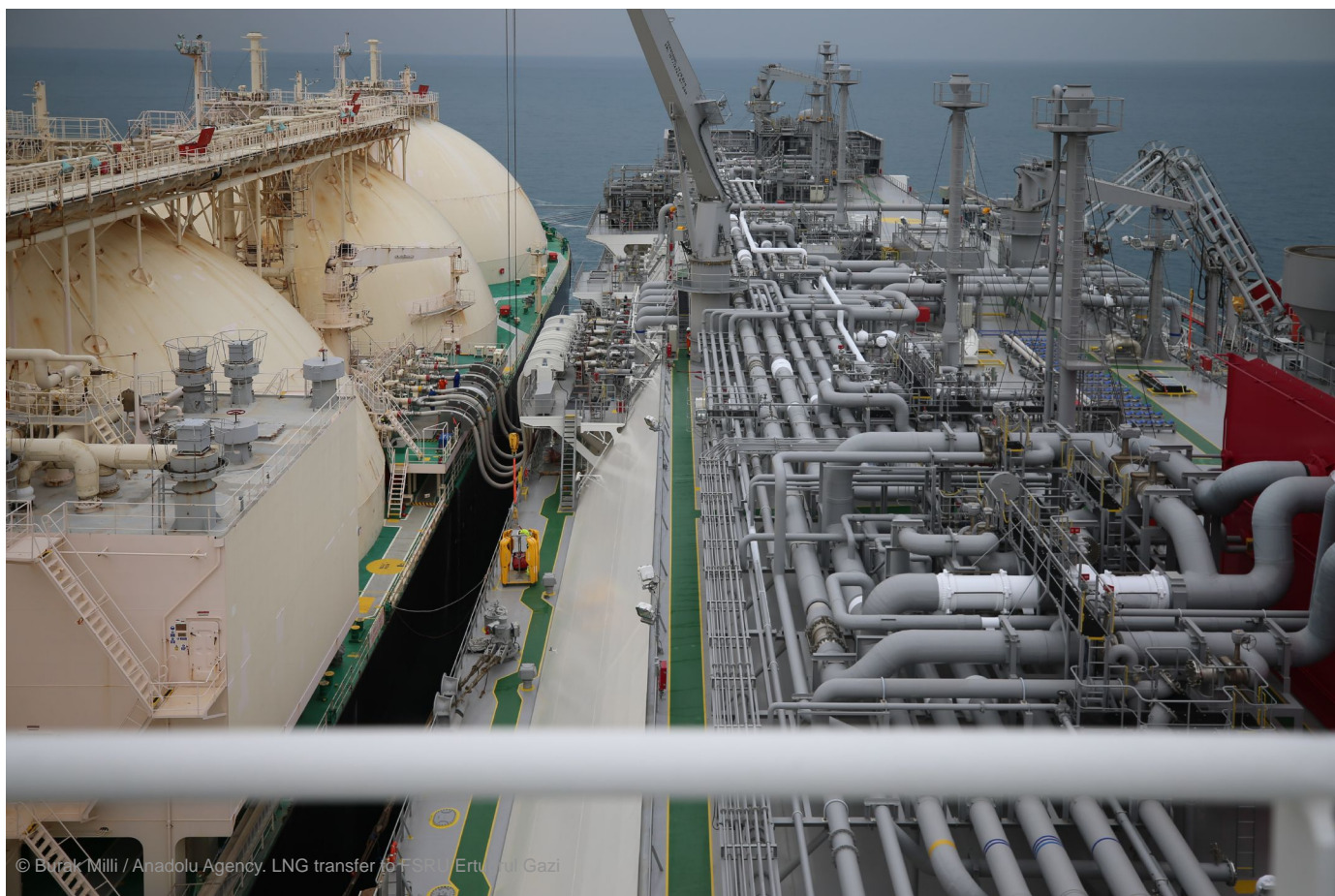


LNG-Terminals in Deutschland

Notwendiges Kriseninstrument oder Trojanisches Pferd der fossilen Gaswirtschaft?



© Burak Milli / Anadolu Agency. LNG transfer to FSRU Ertuğrul Gazi

Autor:

Dr. Steffen Bukold (EnergyComment)

im Auftrag von Greenpeace Deutschland e.V.

Hamburg

Juli 2022

Inhaltsverzeichnis

0. Executive Summary	3
1. Der LNG Markt	7
2. LNG-Terminalprojekte in Deutschland	23
3. Kritik an der deutschen LNG-Politik	31
4. Sind deutsche Terminals H2-Ready?	42
5. Klima- und Umweltschäden durch LNG-Lieferketten	52
Quellenverzeichnis	63
Anhang	69

Executive Summary

Die Gaskrise und die neue Berliner Gaspolitik

Seit dem Herbst 2021 befindet sich Deutschland in einer **Gaskrise**. Die Preise im Großhandel sprangen innerhalb eines Jahres von 20 auf aktuell 160 €/MWh. Seit Juni fließt nur noch ein Bruchteil der russischen Gaslieferungen über die Grenze. Privathaushalte und Betriebe sehen sich drastisch erhöhten Kosten und eventuell sogar Versorgungsunterbrechungen im kommenden Winter gegenüber.

Gleichzeitig rücken die Folgen der globalen **Klimakrise** immer näher. Zahlreiche Regionen, auch in Europa, leiden in diesem Jahr unter Hitzewellen, Wassermangel und Ernteaufschlägen. Der beschleunigte Ausstieg aus fossiler Energie, also auch aus Erdgas, ist dringender denn je.

Wie soll auf diese **doppelte Krise** reagiert werden? Die Bundesregierung plant einen **massiven Ausbau der LNG-Importkapazitäten an der Küste**. Die Weltmärkte sollen verflüssigtes, tiefgekühltes Erdgas (LNG) in Tankern liefern, um russisches Gas zu ersetzen.

LNG soll über etwa ein Dutzend neuer Terminals ins Land kommen. Zum Teil über vorübergehend angemietete, schwimmende Terminals (FSRU), zum Teil über große Landterminals. Spätestens in den 2040er-Jahren sollen diese Landterminals dann auf grüne Gasimporte wechseln, also vor allem auf den Import von Wasserstoff und Ammoniak. "H2-ready" sollen die Terminals daher gebaut werden.

Eine neue Sackgasse: Schießt Berlin über das Ziel hinaus?

Es ist naheliegend und vernünftig, die Gasversorgung kurzfristig durch die rasche, vorübergehende Anmietung von FSRUs zu sichern. Die Kritik an der neuen Berliner Gaspolitik entzündet sich vielmehr am Umfang der Ausbaupläne und an der Gewichtung der Maßnahmen.

Die Reduzierung des Gasverbrauchs, die Förderung von Wärmepumpen, mehr Gebäudedämmung und eine neue Industriestandortpolitik stehen zwar auch auf der Agenda, treten aber hinter dem massiven Infrastrukturausbau zugunsten fossiler Erdgasimporte zurück.

Das steht jedoch im direkten Widerspruch zu den Zielen der deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik. Wird die geplante deutsche **LNG-Terminallandschaft also zum Trojanischen Pferd der fossilen Gaswirtschaft?** Ist die neue Berliner Gaspolitik eine notwendige Krisenprävention oder schießt sie weit über das Ziel hinaus? Welche Risiken sind damit verbunden?

Dieser Bericht

Das Thema LNG ist erst seit kurzem in den Medien präsent. Selbst in der deutschen Energieszene sind Kenntnisse über den internationalen LNG-Markt und LNG-Technik noch rar gesät. Dieser Bericht soll daher Fakten und Argumente bereitstellen, die für die deutsche Debatte über die Zukunft von fossilem Gas bzw. LNG relevant sein können.

1.

Im **ersten Kapitel** werden **Basisinfos** zum LNG-Markt und speziell zum Thema **FSRU** vorgestellt: Mengen, Akteure, Terminals, Technik und Schiffsflotten. Wer wird in Zukunft Europa mit LNG versorgen?

Besondere Probleme könnten aus dem absehbaren **Duopol** im LNG-Markt entstehen, denn nur **Qatar** und die **USA** werden ihre Exportmengen in absehbarer Zeit nennenswert ausweiten. Damit steigt die Abhängigkeit Europas von einzelnen Großterminals in Übersee und von strategischen Zielen der Exportländer.

Die kommerziell riskanten Forderungen Qatars an europäische Abnehmer oder der aktuelle Ausfall des amerikanischen Großterminals Freeport demonstrieren diese Herausforderungen.

Auch klima- und umweltpolitische Grundsätze gehen über Bord, wenn **RWE** und **EnBW** amerikanisches Schiefergas bis in die Zeit nach 2045 bestellen oder wenn RWE und **Uniper** in sensiblen Meeresregionen vor Australien neue LNG-Projekte unterstützen.

2.

Im **zweiten Kapitel** geht es um die aktuelle **deutsche LNG-Politik**. Das deutsche LNG-Beschleunigungsgesetz und die Fortschrittsberichte des BMWK detaillieren die Ausbaupläne Deutschlands: Welche **Terminals** sind an welchen Standorten geplant? Wo könnten schwimmende Anlagen (FSRU) vor Anker gehen, wo könnten Landterminals entstehen?

Eine Liste mit Standorten, Akteuren und Kapazitäten gibt einen Überblick, kann angesichts der zum Teil noch vagen Pläne nur eine Momentaufnahme sein.

3.

Das **dritte Kapitel** widmet sich der **Kritik** an der Berliner **LNG-Politik**. Selbst wenn nicht alle Projekte realisiert werden sollten, wird Deutschland aus dem Stand zu einem der größten LNG-Importeure der Welt. Die Importkapazitäten übertreffen die bisherigen russischen Gaslieferungen dann bei weitem.

Die Ausbaupläne wirken daher überzogen. Ihre Nutzung wird das **deutsche CO2-Restbudget** weitgehend **verbrauchen**, wenn sie nicht rasch wieder stillgelegt werden. Es wirkt widersprüchlich, wenn die **EU-Klimapläne** einen zügigen Ausstieg aus fossilem Erdgas anvisieren, aber gleichzeitig in Deutschland eine umfangreiche Infrastruktur für den Import von Erdgas **bis in die 2040er Jahre** hinein steuerfinanziert wird.

Zudem treffen dies Pläne auf einen Weltmarkt, in dem LNG noch über Jahre hinaus **knapp** und **sehr teuer** sein wird. Der deutsche Import-sog wird weniger zahlungskräftige Länder aus dem Markt drängen. Sie sehen sich dann Energiekrisen gegenüber oder kehren zur Kohle zurück. Zudem wird die LNG-Renaissance in der EU den Hochlauf der deutschen **Wasserstoffwirtschaft** eher behindern als fördern und dadurch die Klimaziele doppelt gefährden.

Auch **rechtlich** gibt es starke Bedenken. Die Beschleunigung der Verfahren zur unmittelbaren Krisenabwehr im kommenden Winter erscheint gerechtfertigt, aber das kann nur für die **FSRU**-Terminals gelten. Die großen **Landterminals** können ohnehin erst in mehreren Jahren den Betrieb aufnehmen. Ihre Genehmigung muss sorgfältig abgewogen und **im Kontext der europäischen Klima- und Energiepolitik** begründet werden.

4.

Die neuen Terminals sollen „**H2-Ready**“ gebaut werden. Dieses Label soll sicherstellen, dass Anlagen für fossile Erdgasimporte mit den klimapolitischen Zielen kompatibel sind. Im **vierten Kapitel** wird diese etwas nebulöse Anforderung im Detail beleuchtet.

Dabei wird deutlich, dass **LNG-Terminals nicht für den Import von Wasserstoff geeignet** sind. Die wichtigsten technischen Komponenten müssten abgebaut und ersetzt werden. Überschaubar und vertretbar wären die Investitionen nur dann, wenn statt Wasserstoff grüner **Ammoniak** importiert wird. Da Ammoniak nur in begrenztem Umfang in Deutschland nachgefragt wird, müsste es in Wasserstoff konvertiert werden. Die dafür notwendigen Ammoniak-Cracker sind jedoch mit erheblichen Kosten und hohen Energieverlusten verbunden.

Grundsätzlich gilt in beiden Fällen, dass hier technisches **Neuland** betreten wird. Der Umbau von LNG-Terminals in Ammoniak- oder Wasserstoffterminals wurde bisher noch nie realisiert. Viele Komponenten dafür sind noch nicht auf dem Markt verfügbar.

5.

Das **fünfte Kapitel** zeigt die **klimapolitischen Folgen von LNG und fossilem Erdgas** in der Gesamtschau. Erst seit wenigen Jahren gelingt es schrittweise, die gesamten Emissionen der Gaswirtschaft vom

Bohrloch über Pipelines, LNG-Exportterminal, LNG-Tankertransport und Importterminal bis zum Endverbraucher zu erfassen.

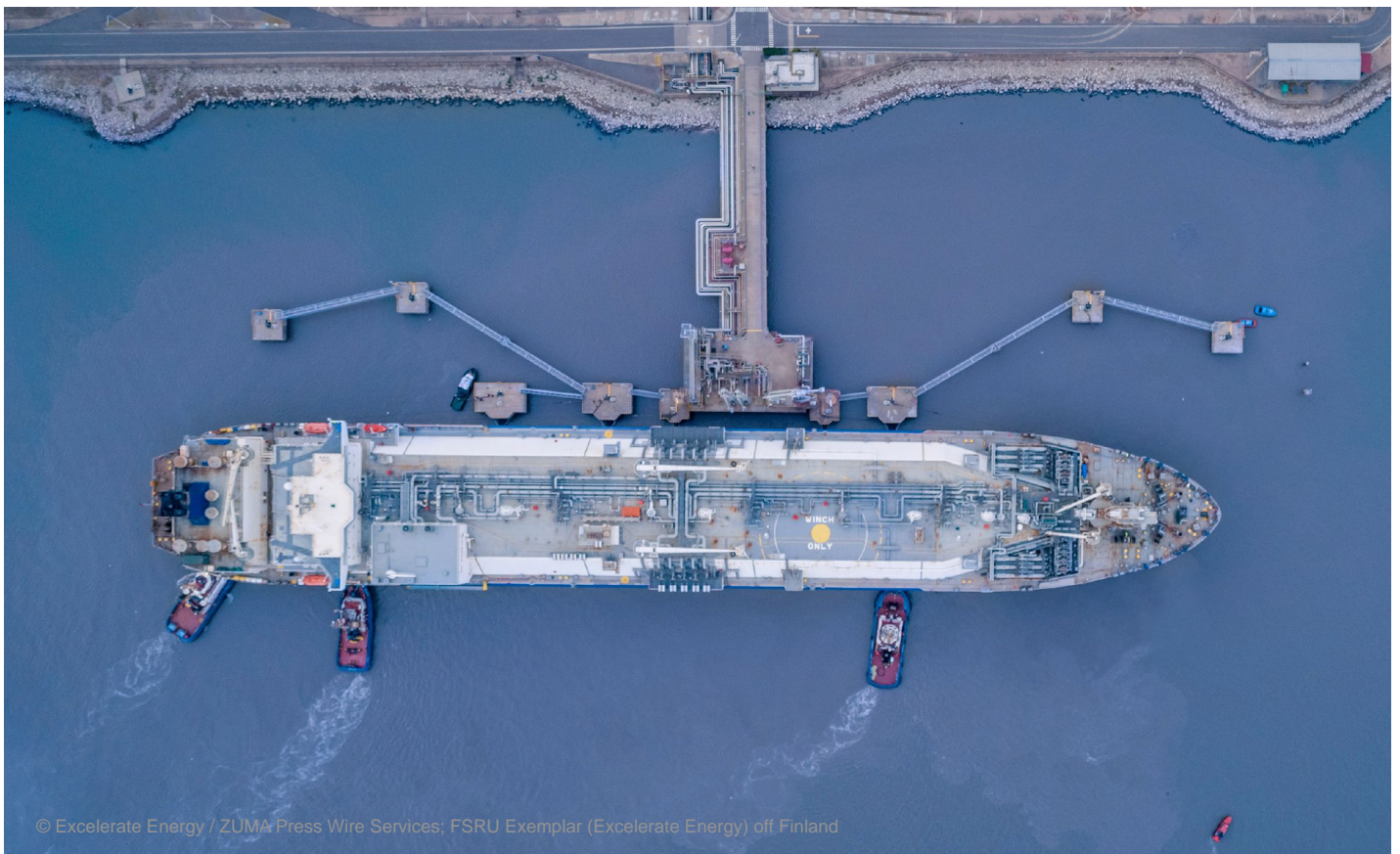
Gemeinsamer Tenor der Analysen ist, dass die Klima- und Umweltbelastung höher ausfällt als bisher angenommen. Immer wieder tauchen bislang vernachlässigte Aspekte auf, so z.B. die enorme Schadstoffbelastung der Luft durch LNG-Exportterminals oder die hohen Methanemissionen von Schiffsmotoren.

Die neuen Fallstudien machen deutlich, dass der Einsatz von **Erdgas und LNG mit den Zielen des Klimaschutzes unvereinbar** ist. Das gilt für LNG-Importe aus den USA oder aus Algerien und für russisches Pipelinegas in besonderem Maße.

6.

Das **Fazit** ist daher, dass der Neubau der deutschen LNG-Infrastruktur auf die unmittelbare **Krisenabwehr** beschränkt werden sollte, also auf den vorübergehenden Einsatz schwimmender Importterminals (FSRU).

Der umfangreiche Neubau großer Landterminals würde die Nutzung von fossilem Erdgas bis in die 2040er Jahre festschreiben. Er steht im **Widerspruch** zu den nationalen und europäischen **Klimaschutzzielen** und erzeugt neue unabsehbare **Kosten- und Mengenrisiken**. Nicht die Rettung der deutschen Gaswirtschaft, sondern der rasche Ausstieg aus fossilem Erdgas sollte oberste Priorität haben.



1. Der LNG-Markt

Basisinfos zum Einstieg

Daten zum LNG-Markt sind oftmals „unhandlich“. Abwechselnd werden Maßeinheiten aus der Erdgaswelt und aus der LNG-Welt genutzt. Vorab einige Zahlen zur groben Orientierung:

Ein großer LNG-Tanker befördert ca. 170.000 Kubikmeter LNG. Das sind nach der Regasifizierung, also nach der Verdampfung des kalten, flüssigen LNG in den gasförmigen Zustand, ca. 0,1 bcm Erdgas (billion cubic metres). 1 bcm sind 1 Mrd. Kubikmeter.

Der Erdgasverbrauch Deutschlands liegt bei etwa 90 bcm pro Jahr oder umgerechnet knapp 0,25 bcm pro Tag. Der Gasbedarf Deutschlands könnte also rechnerisch durch die Ladung von 900 LNG-Tankern pro Jahr oder 2-3 LNG-Tankern pro Tag gedeckt werden.

Umrechnung Erdgas - LNG:

1 bcm Erdgas (1 Mrd. Kubikmeter Erdgas) = 0,735 Mio. Tonnen LNG

1 Mio. Tonnen LNG = 1,36 bcm Erdgas

1.1 Der Weltmarkt

Die Struktur des LNG-Marktes

Der LNG-Markt wächst seit Jahrzehnten. Er legte 2021 um 4,5% auf 372,3 Mio. Tonnen LNG-Importe zu. LNG-Tanker liefern mittlerweile 40% des international gehandelten Erdgases. Berücksichtigt man allerdings auch nationale Lieferströme, fällt der Marktanteil von LNG auf 14% des globalen Erdgasangebots. [Q80 - vgl. Quellenverzeichnis im Anhang]

Der Markterfolg von LNG ist zum einen die Folge des weltweit steigenden Gasverbrauchs, zum anderen das Ergebnis geografischer Faktoren, also den tendenziell wachsenden Entfernungen zwischen Exporteuren und Importeuren. Interkontinentales Pipelinegas gibt es nur zwischen Russland/Zentralasien und Europa. In allen anderen Weltregionen kommen LNG-Tanker zum Einsatz.

Hinzu kommt der Vorteil, dass LNG-Tanker im Vergleich zu Pipelines mehr Flexibilität bei der Auswahl der Lieferanten bzw. der Abnehmer ermöglichen. Dadurch ähnelt der Gasmarkt immer stärker dem globalen Ölmarkt.

Etwa drei Viertel der weltweiten LNG-Nachfrage kommen aus Asien. China überholte im letzten Jahr Japan als größter Importeur. Die größten Exporteure sind Australien, USA und Qatar. An vierter Stelle stand bisher Russland. Voraussichtlich werden in einigen Jahren die USA und Qatar den Markt dominieren.

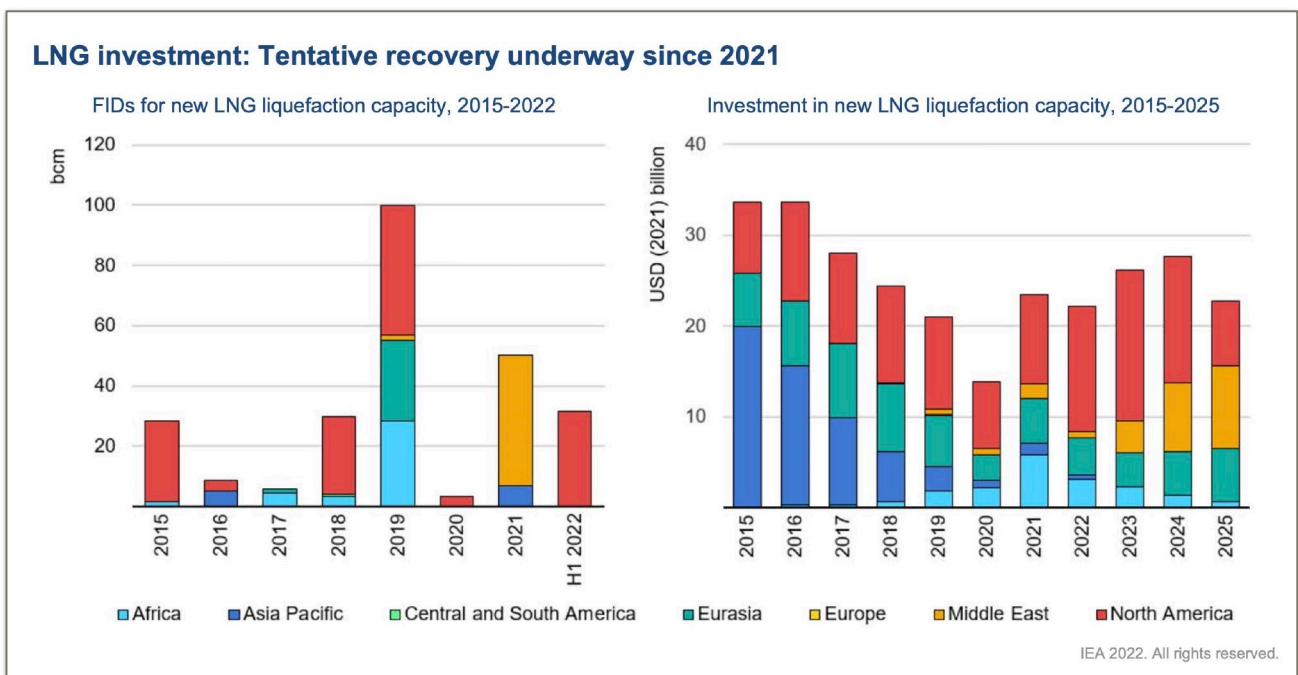
Exportterminals sind normalerweise voll ausgelastet. Technisch bedingte Störungen sind jedoch nicht selten. Importterminals weisen dagegen große Überkapazitäten auf. Die globale Regasifizierungskapazität stieg 2021 um 46 Mio. t LNG pro Jahr (Mtpa) auf 993 Mtpa. Im Jahr 2021 nahmen 7 neue Regasifizierungsterminals mit einer Kapazität von 22,6 Mtpa den Betrieb auf. Weitere 190 Mtpa sind im Bau oder in der Planung, vor allem in Asien.

Die aktive LNG-Flotte wuchs im letzten Jahr auf 641 Schiffe, darunter 45 FSRU (schwimmende Regasifizierungsterminals), die demnächst auch in Deutschland zum Einsatz kommen sollen, und 31 LNG-Bunkerschiffe (schwimmende Lager). [Q1, Q80]

Die Investitionen in Exportterminals stiegen im letzten Jahr auf 23 Mrd. Dollar. In den kommenden Jahren erwartet die IEA ähnliche Summen. [Q81]

Auf dem Weg zu einem Duopol?

Das aktuelle massive LNG-Ausbauprogramm in Qatar täuscht darüber hinweg, dass sich der Trend in anderen Weltregionen in Richtung mo-



Quelle: [Q81]

dularer, kleinerer LNG-Projekte bewegt. Das soll angesichts der enormen Schwankungen beim Gaspreis und sehr langer Amortisationszeiten die Risiken der Investoren verringern.

Neben Qatar wird daher vor allem die USA eine zentrale Rolle im LNG-Markt spielen. Der große US-Binnenmarkt für Erdgas, viele Akteure und zahlreiche attraktive Küstenstandorte machen die USA zu einer Art Swing Producer im Weltmarkt, der flexibel auf veränderte Marktbedingungen reagieren kann.

In Australien werden derzeit noch mehrere Megaprojekte fertiggestellt. Die Perspektiven für milliardenschwere neue Großprojekte sind jedoch ungewiss. Dasselbe gilt für die russischen LNG-Großprojekte, die durch die Sanktionen des Westens ausgebremst werden. Auch das seit vielen Jahren geplante Großprojekt in Mosambik kommt angesichts der unsicheren innenpolitischen Lage nicht mehr voran.

Die Marktexperten von WoodMackenzie erwarten daher einen Trend zu einem Duopol (Qatar/USA), dessen Marktanteil von heute 39% bis 2030 auf 50% steigen könnte. Voraussichtlich 71% des Nachfragewachstums wird auf das Konto der beiden Länder gehen.[Q95]

Das setzt LNG-Importeure erheblichen **Mengen- und Preisrisiken** aus. Exportrestriktionen (technisch oder politisch) in nur einem Land könnten enorme Versorgungsprobleme verursachen.

Hinzu kommt das Problem, dass sich US-Exporteure an den Henry-Hub-Preisen orientieren, also dem amerikanischen Benchmarkpreis für Erdgas im US-Binnenmarkt. Qatar wiederum besteht auf der Ölpreisbindung der LNG-Tarife, da dies die Situation in Asien am besten darstellt. Europas Gaspreise sind jedoch stark am Spotpreis der Gas-hubs wie TTF orientiert. Diese drei Preismarker liegen im Moment weit auseinander. In den USA oder Qatar eingekauftes LNG könnte also bei ungünstigen Marktbedingungen bei der Ankunft in Europa nur mit Verlust verkäuflich sein. Die Risiken für die Importeure steigen dadurch.

Auch die Klimaschutzziele der EU erschweren kommerziell attraktive LNG-Angebote. Sowohl die amerikanischen Akteure als auch Qatar streben lange Laufzeiten der Lieferkontrakte an. Das kollidiert über kurz oder lang mit den Ausstiegsszenarien aus fossiler Energie in der EU.

Für Qatar und andere Exporteure sind daher asiatische Käufer interessanter, die keine Probleme damit haben, Verträge mit einer Laufzeit von 20 Jahren oder mehr einzugehen und die eine Ölpreisbindung der LNG-Preise bevorzugen.

In einem Verkäufermarkt werden europäische LNG-Importe also tendenziell **riskant, knapp und teuer** bleiben. Das folgende Schaubild

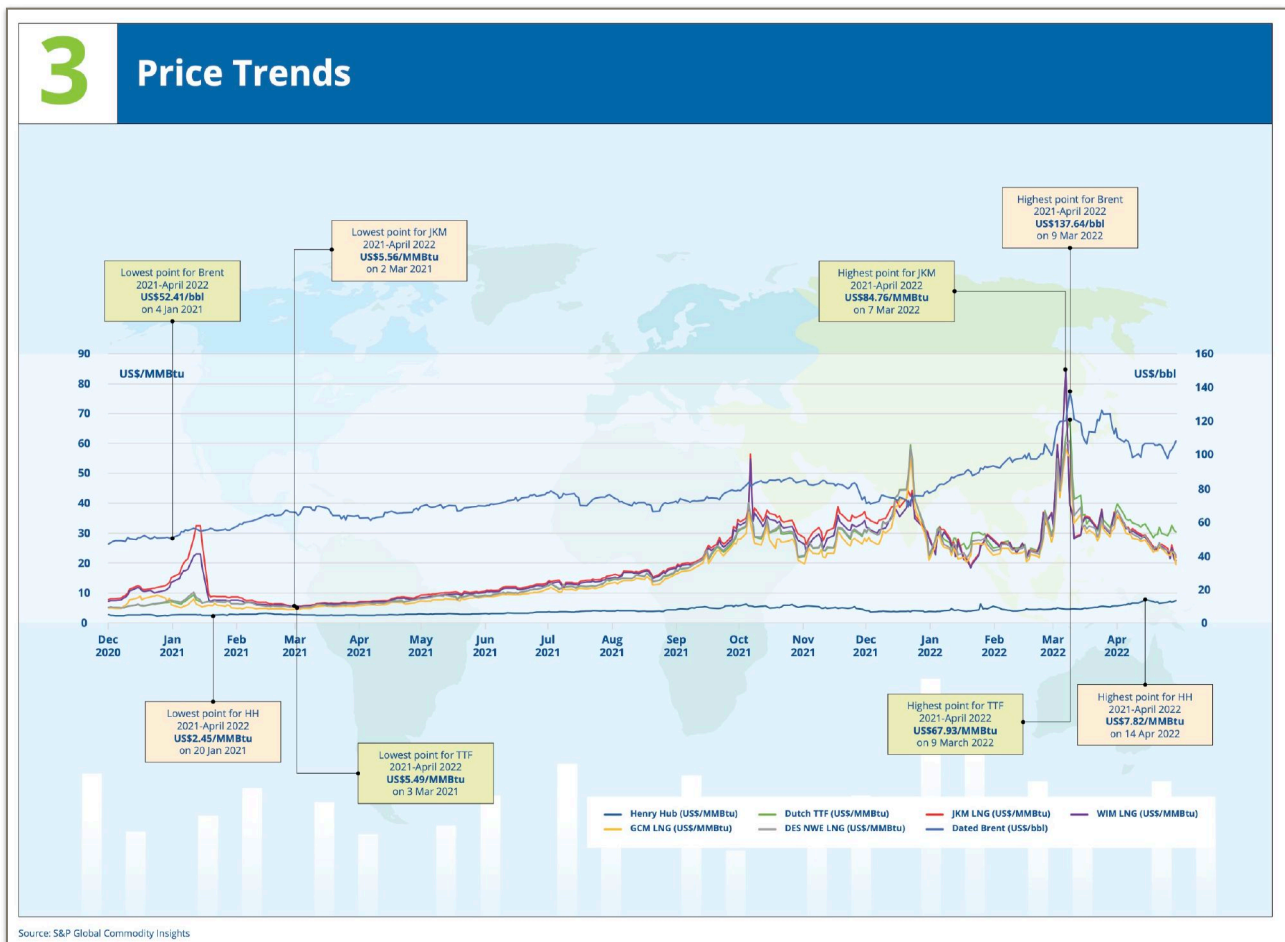
zeigt die Preisentwicklung für LNG und für Rohöl (Brent) seit Dezember 2020 (JKM = asiatische Spotpreise, NWE = Nordwesteuropa).

Störanfälligkeit - Freeport & Sachalin

Angesichts der russischen Lieferausfälle bei Pipelinegas tritt die Störanfälligkeit von LNG-Lieferungen etwas in den Hintergrund. Technische Probleme sind jedoch an der Tagesordnung.

Die Risiken der LNG-Abhängigkeit wurden zuletzt am 8. Juni 2022 deutlich. Ein Feuer legte das große LNG-Exportterminal Freeport in den USA lahm. Ein Ventilproblem führte zum Überdruck in einer Pipeline. LNG und verdampftes Methan wurden frei und fingen sofort Feuer.

Freeport mit seinen 15 Mio.t LNG p.a. an Verflüssigungskapazität lieferte zu diesem Zeitpunkt etwa 10% der europäischen LNG-Importe. Die Gaspreise in Europa stiegen nach der Meldung sofort steil an. Die Anlage kann wohl erst im Herbst teilweise wieder angefahren werden und ist frühestens ab dem Winter wieder voll einsetzbar. [Q94]



Quelle: [Q80]

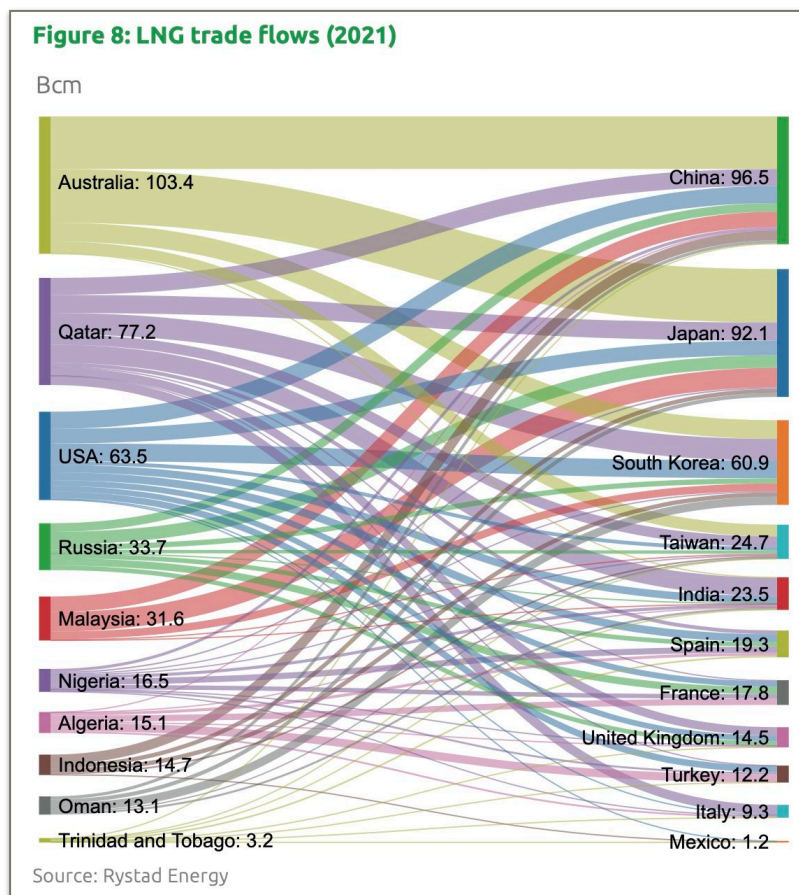
Die Schattenseite der Abhängigkeit von LNG-Importen bekommt auch **Japan** zu spüren. Japanische Gaskonzerne hielten bisher an ihrem Engagement in den LNG-Anlagen auf der benachbarten russischen Sachalin-Halbinsel fest. Doch nun will Moskau die gigantischen Anlagen selbst übernehmen.

Putin veröffentlichte ein Dekret, dass dem Staat volle Kontrolle über das große Öl- und Gasprojekt Sachalin-2 an der Pazifikküste einräumt. Betroffen sind Shell, Mitsui und Mitsubishi. Japan bekommt bisher 10% seines LNG aus diesen Anlagen. Ein ähnliches Schicksal droht dem großen Arctic LNG 2 Projekt im Norden Russlands, an dem ebenfalls japanische Firmen beteiligt sind. [Q93]

Handelsströme, Terminalstandorte und Akteure

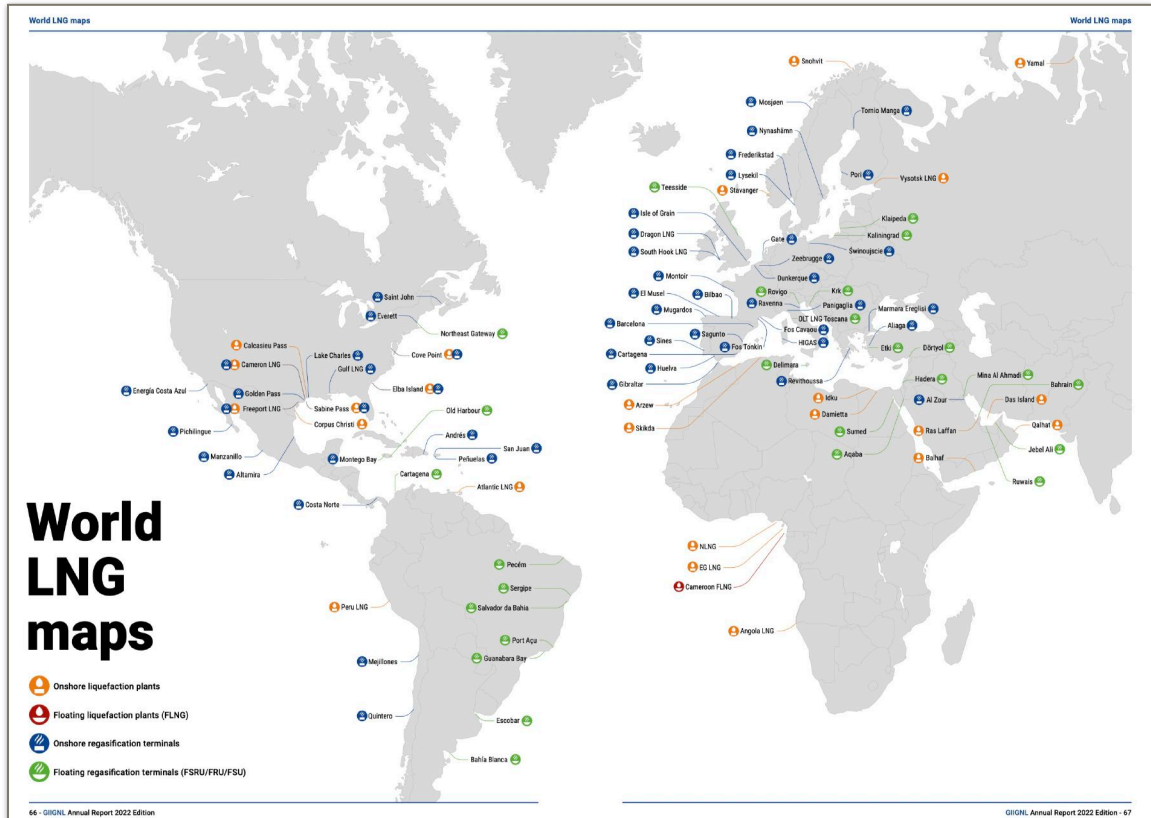
Das folgende Schaubild zeigt die wichtigsten (nicht alle) LNG-Handelsströme im Jahr 2021. Australien, Qatar und die USA stehen an der Spitze. Die russischen LNG-Exportmengen waren 2021 ebenfalls hoch, werden aber 2022 sinken.

Abb. Weltmarkt LNG: Exportmengen und Importmengen nach Land 2021



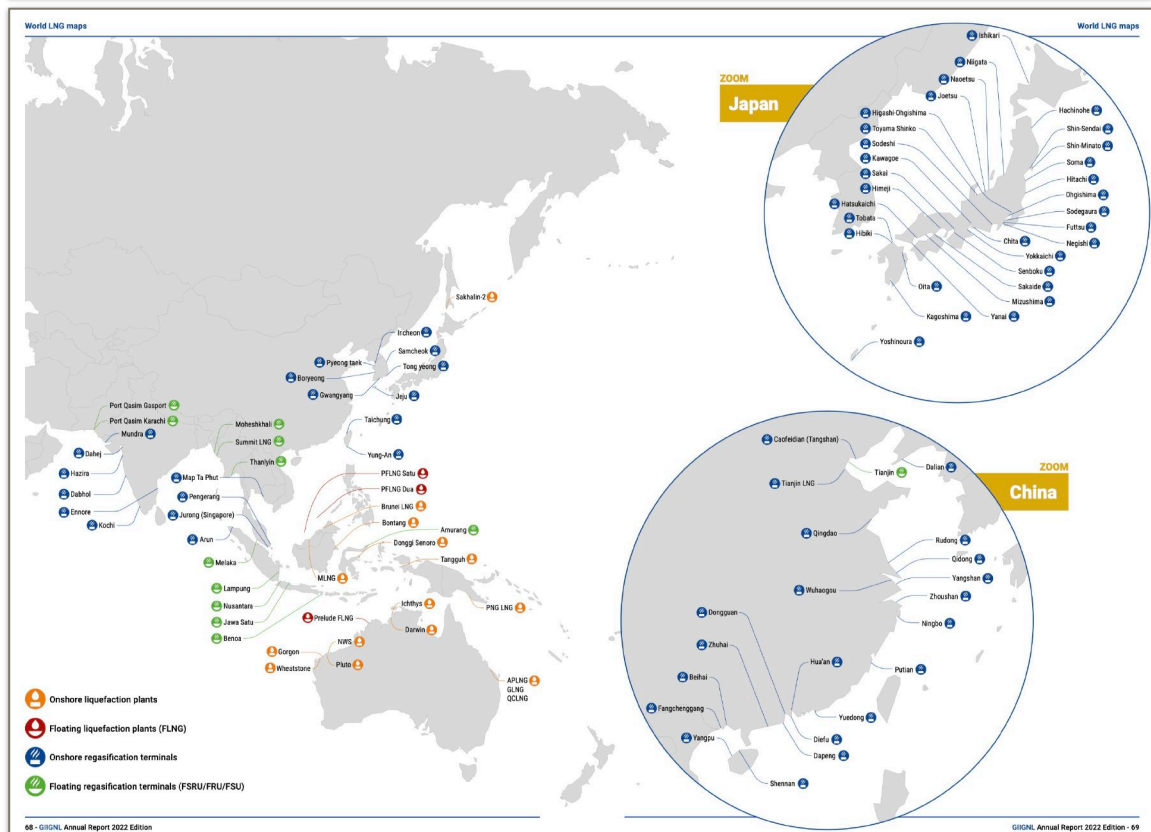
Quelle: [Q31]

Die nächsten beiden Schaubilder zeigen die Standorte aller größeren LNG-Terminals für den Import und den Export von LNG weltweit. Wegen der hohen Terminaldichte werden Japan und China gesondert dargestellt.



World LNG maps

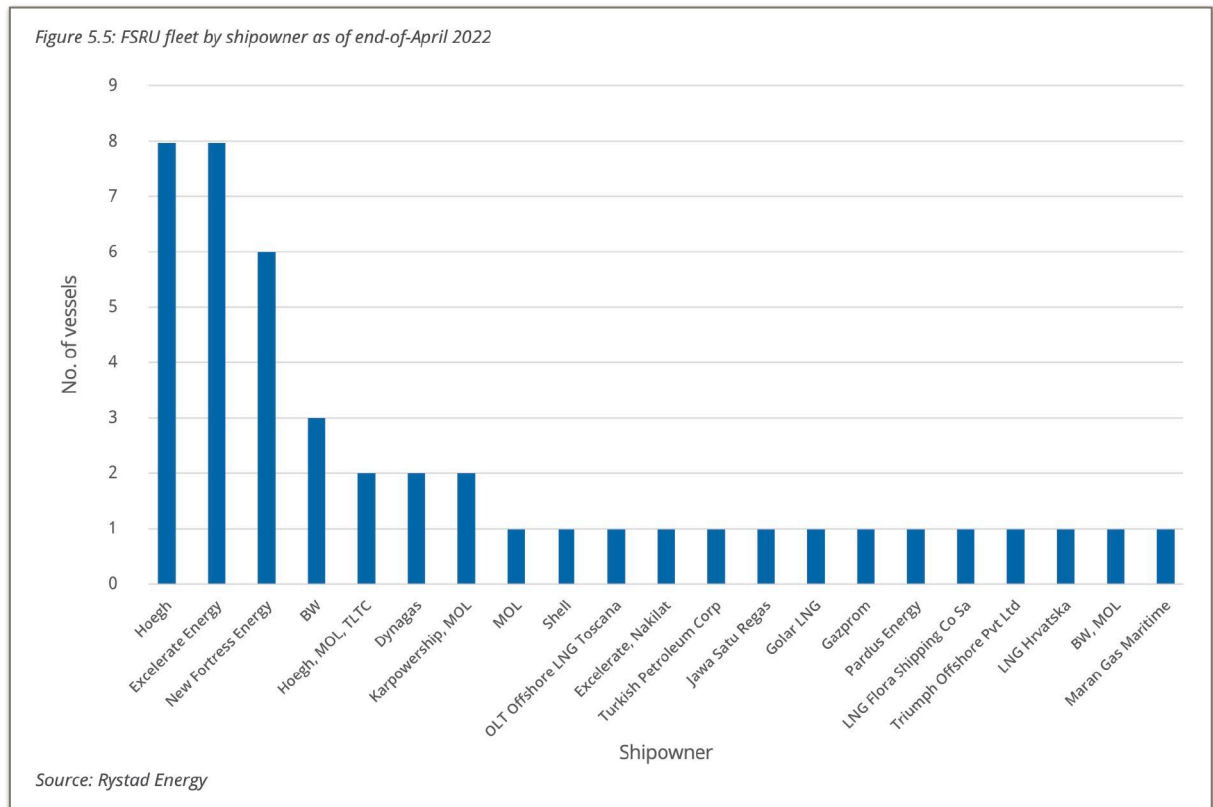
- Onshore liquefaction plants
- Floating liquefaction plants (FLNG)
- Onshore regasification terminals
- Floating regasification terminals (FSRU/FRU/SU)



Quelle: [Q1]

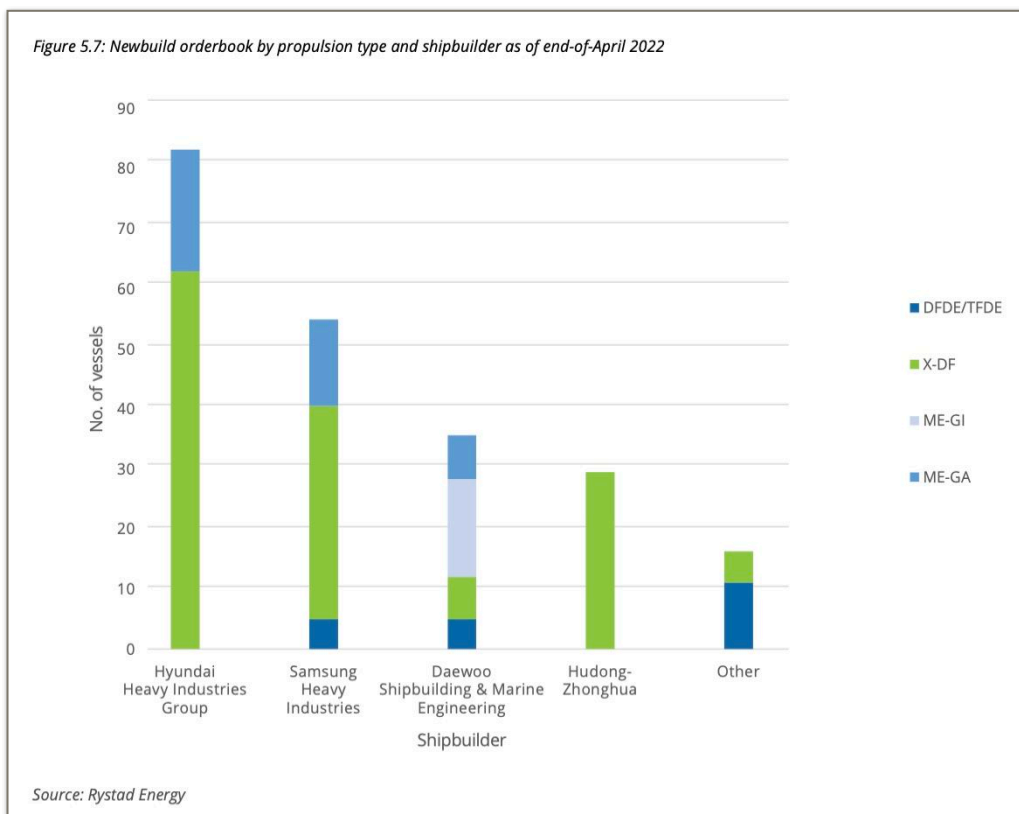
- Onshore liquefaction plants
- Floating liquefaction plants (FLNG)
- Onshore regasification terminals
- Floating regasification terminals (FSRU/FRU/SU)

Die Eigentümer der LNG-Tankerflotten [Q80]



Quelle: [Q80]

Wer baut LNG-Tanker?



Quelle: [Q80]

1.2 Der europäische LNG-Markt

Marktentwicklung bis 2022

Europa erlebte zu Beginn dieses Jahrhunderts die erste Welle von LNG-Importterminals. Aber die LNG-Importwelle blieb aus, denn Europa setzte verstärkt auf billiges russisches Gas. LNG floss daher vor allem nach Asien. Die Gaspolitik Chinas und die Fukushima-Katastrophe erhöhten dort den Bedarf. Die EU-Terminals wurden kaum genutzt.

Das änderte sich erst im Herbst 2021, als sich die Gaspreise in Europa vor allem aufgrund der russischen Gaspolitik plötzlich vervielfachten. Die EU steht nun mitten in der zweiten Investitionswelle für neue LNG-Importterminals.

Doch der Markt ist jetzt ein Verkäufermarkt, denn LNG ist knapp. Die Exporteure bestehen auf langen Vertragslaufzeiten und in vielen Fällen auf einer Ölpreisbindung der LNG-Preise. Das erhöht die kommerziellen Risiken für Importeure in einem liberalisierten EU-Gasmarkt. [Q85]

Das Jahr 2022 - Importsog der EU

Der Importsog Europas hat einen ohnehin nur knapp versorgten LNG-Weltmarkt zusätzlich belastet. Rekordpreise ziehen Ladungen aus anderen Weltregionen an. Der Mengenbedarf ist nach dem Ausfall russischer Lieferungen so hoch, dass andere Länder, die auf LNG gesetzt haben, zum Teil leer ausgehen. Sie weichen vor allem auf Steinkohle aus, wo die Preise jedoch ebenfalls auf Rekordniveau liegen.

Länder wie Pakistan werden dadurch aus dem Markt gedrängt. Um den Preis zu senken, hatten pakistanische Importeure den Lieferanten günstige Konditionen bei einer Nicht-Erfüllung der Lieferverpflichtungen eingeräumt. Die Handelspartner Eni und Gunvor müssen nun 30% des Kontraktpreises an Pakistan zahlen, aber das wird durch die Preishausse in anderen Märkten mehr als wettgemacht. Dermaßen profitorientierte Geschäftsstrategien sind selbst im LNG-Markt ungewöhnlich.[Q86]

Die IEA schätzt, dass Europa etwa 60% der neuen globalen LNG-Angebote im Zeitraum bis 2025 auf sich ziehen wird. Zusätzliche Mengen sind begrenzt, da relativ wenige neue Exportterminals den Betrieb aufnehmen können - ein Erbe niedriger Öl- und Gaspreise in den Vorjahren und der Bauverzögerungen während der Corona-Pandemie. Erst danach könnte sich die Situation entspannen. Das LNG-Angebot kann bis 2025 wohl nur um 4% pro Jahr wachsen. Davor waren es durchschnittlich 7% pro Jahr. [Q81]

In Mengen übersetzt sind das weltweit zusätzliche 85 bcm/a im Zeitraum 2021-25 (das entspricht rechnerisch in etwa dem deutschen Gasverbrauch). Es müssten jedoch 50-100 bcm/a zusätzlich in die EU fließen, je nachdem, wie stark Moskau die Gaslieferungen reduziert.

Die IEA empfiehlt daher, den Gasbedarf rasch zu bremsen. Der beschleunigte Ausbau von Wind- und Solarstrom, von Wärmepumpen und Anpassungen im Verbraucherverhalten sind die wichtigsten Schlüssel auf diesem Weg. [Q81]

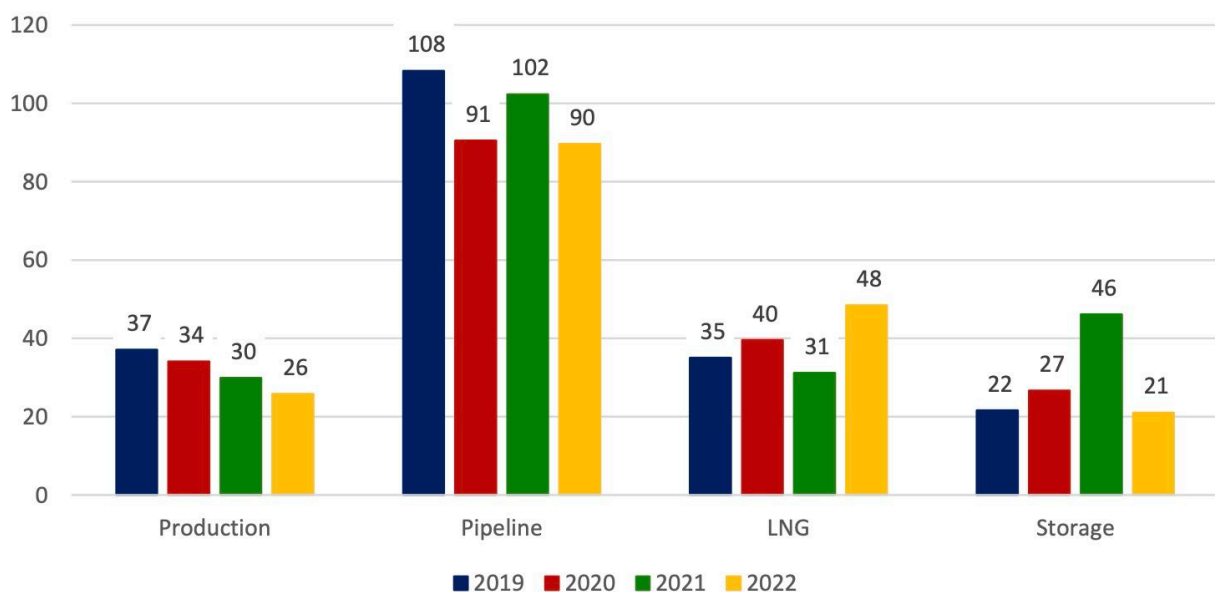
Die LNG-Importe der EU - Basiszahlen

Im gesamten Jahr 2021 importierte die EU 80 bcm LNG, nach 84 bcm im Jahr 2020. Die größten Importeure waren Spanien (21,4 bcm) und Frankreich (18,1 bcm), gefolgt von Italien, den Niederlanden und Portugal. UK importierte 15,1 bcm. [Q60]

Die größten Mengen kamen im letzten Jahr aus den USA (22,3 bcm) in die EU, gefolgt von Qatar (16,3 bcm) und Russland (16 bcm). Es folgen Nigeria, Algerien sowie Trinidad & Tobago.

Im Jahr 2022 gewann LNG für die europäische Gasversorgung rasant an Bedeutung. Die Speicher leerten sich und die Gasversorgung aus Russland war unsicher. In den ersten vier Monaten wurden 48 bcm LNG importiert. Das konnte den Rückgang der Pipelineimporte und den Rückgang der europäischen Gasproduktion zunächst kompensieren, bis dann im Juni 2022 die russischen Gaslieferungen kollabierten. [Q30]

Figure 1.8: January-April supply to the European market 2019-2022 (Bcm)



Source: Data from ENTSOG, Gas Infrastructure Europe, Eurostat, and Kpler

Quelle: [Q30]

Importterminals

Für die LNG-Importe verfügen die EU bzw. Europa schon heute über zahlreiche Importterminals. Die folgende Übersicht zeigt Standorte, Art und Größe der Anlagen. Stand ist Ende 2021.

		Storage		Send-out		Owner	Operator	Third Party Access	Additional Services offered	Start-up date
Market	Site	Number of tanks	Total capacity (liq m ³)	Number of vaporizers	Nominal capacity (MTPA)					
EUROPE										
Belgium	Zeebrugge	5	566,000	12	6.6	Fluxys LNG	Fluxys LNG	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Transshipment, Truck loading	1987
Croatia	Krk LNG Croatia (FSRU)	4	140,206		1.9	LNG Hrvatska (HEP, Plinacro)	FSRU: Golar LNG Terminal: LNG Croatia		Bunkering, Truck loading	2021
Finland	Tomio Manga	1	50,000		0.4	Manga LNG (Gasum, Outokumpu, SSAB and EPV Energy)			Bunkering, Truck loading	2018
	Pori	1	28,500		0.1	Gasum	Gasum	Yes	Bunkering, Truck loading	2016
France	Dunkerque LNG	3	600,000	10	9.6	Dunkerque LNG - Consortium led by Fluxys with AXA Investment Managers & Crédit Agricole Assurances (60.76%) - Korean investors consortium led by IPM Group in cooperation with Samsung Asset Management (39.24%)	Gaz-Opale (Dunkerque LNG, Fluxys)	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Truck loading	2016
	Fos Cavaou	3	330,000	4	6.8	Fosmax LNG (Elengy 100%)	Elengy	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Transshipment, Truck loading	2009
	Fos Tonkin	1	80,000	6	1.2	Elengy	Elengy	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Truck loading	1972
	Montoir-de-Bretagne	3	360,000	11	8.0	Elengy	Elengy	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Transshipment, Truck loading	1980
Gibraltar	Gibraltar	5	5,000	3	0.1	Shell (51%), Government of Gibraltar (49%)	Gasnor			2019
Greece	Revithoussa	3	225,000	6	5.1	DESFA S.A (Snam, Enagas, Fluxys, Govnt)	DESFA S.A.	Yes		2000
	Oristano, Sardinia	6	10,800		0.2	HIGAS: Avenir LNG (80%), CPL Concordia (10%), Gas and Heat (10%)	HIGAS	Yes	Truck loading	2021
	Toscana FSRU Toscana	4	137,500	3	2.8	OLT (First State Investments 48.24%, SNAM 49.07%, Golar 2.69%)	OLT Offshore LNG Toscana	Yes		2013
Italy	Panigaglia	2	100,000	4	2.5	GNL Italia S.p.A.	GNL Italia S.p.A.	Yes		1969
	Ravenna	2	20,000		0.7	Depositi Italiani GNL	Depositi Italiani GNL			2021
	Rovigo (Gravity-Based Structure)	2	250,000	5	5.6	Adriatic LNG (ExxonMobil (70.7%), Qatar Petroleum (22%), SNAM (7.3%))	Adriatic LNG	Yes		2009
Lithuania	Klaipeda Höegh Independence (FSRU)	4	170,000	4	2.9	Owner: Höegh LNG Charterer: Klaipedos Nafta	Höegh LNG	Yes	Reloading	2014
	KN LNG Reloading Station	5	1,000			Klaipedos Nafta	Klaipedos Nafta		Bunkering, Reloading, Truck cool-down, Truck loading	2017
Malta	Delimara Armada LNG Mediterrana (FSU)	4	125,000		0.5	Owner: BumiArmada Charterer: Electrogas Malta (GEM Holdings Limited (33.34%), Siemens (33.33%), SOCAR (33.33%))	Reganosa			2017
Netherlands	Gate	3	540,000	8	8.8	Gasunie (50%), Vopak (50%)	Gate Terminal	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Transshipment, Truck loading	2011
Norway	Fredrikstad	9	5,900		0.1	Gasum	Gasum	Yes	Bunkering, Truck loading	2011
	Mosjøen	8	6,500	4	0.4	Gasnor	Gasnor	Partly	Truck loading	2007

Forts...

...Forts.

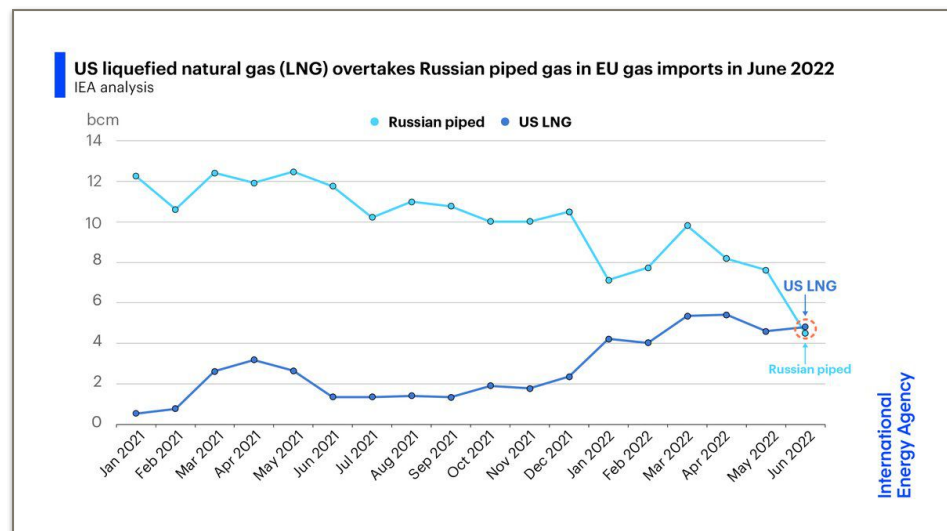
Market	Site	Storage		Send-out		Owner	Operator	Third Party Access	Additional Services offered	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity (llq m ³)	Number of vaporizers	Nominal capacity (MTPA)					
EUROPE										
Poland	Świnoujście	2	320,000	5	3.7	GAZ-SYSTEM S.A.	GAZ-SYSTEM S.A.	Yes	Truck loading	2016
Portugal	Sines	3	390,000	7	5.6	Ren Atlântico	Ren Atlântico	Yes	Cool-down, Reloading, Truck loading	2004
Russia	Kaliningrad <i>No vessel chartered</i>									2019
	Barcelona	6	760,000	13	12.6	Enagás	Enagás	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Transshipment, Truck loading	1969
	Bilbao	3	450,000	4	5.1	Enagás (50%), EVE (50%)	Bahía de Bizkaia Gas, SL (BBG)	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Truck loading	2003
	Cartagena	5	587,000	9	8.7	Enagás	Enagás	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Transshipment, Truck loading	1989
Spain	El Musel (mothballed)	2	300,000	4	5.1	Enagás	Enagás	Yes	Reloading, Truck loading	Construction completed in 2013
	Huelva	5	619,500	9	8.7	Enagás	Enagás	Yes	Bunkering, Cool-down, Reloading, Truck loading	1988
	Mugardos	2	300,000	3	2.6	Tojeiro Group (51%), Xunta Galicia (24%), Sojitz (15%), Sonatrach (10%)	Reganosa	Yes	Bunkering, Cool-down, Gassing up, Reloading, Truck loading	2007
	Sagunto	4	600,000	5	6.4	Infraestructuras de Gas [Enagas and Oman Oil Company S.A.O.C.] (50%), Iniciativas de Gas [Enagás and Osaka Gas] (50%)	Saggas	Yes	Cool-down, Reloading, Truck loading	2006
Sweden	Lysekil	1	30,000		0.2	Gasum	Gasum		Bunkering, Truck loading	2014
	Nynashamn	1	20,000		0.4	AGA Gas	AGA Gas		Bunkering, Truck loading	2011
	Dörttyol <i>FSRU Ertuğrul Gazi</i>		170,000		4.1	Owner: Botas Charterer: Botas	FSRU: Botas Terminal: Botas			2018
Turkey	Etki <i>FSRU Turquoise</i>		170,000		5.7	Owner: Pardus Energy Charterer: Etki Terminal	Pardus Energy		Bunkering, Reloading	2016
	Izmir Aliaga	2	280,000	11	10.7	EgeGaz	EgeGaz	Yes	Bunkering, Reloading, Truck loading	2006
	Marmara Ereglisi	3	255,000	7	4.6	Botas	Botas	No	Truck loading	1994
	Dragon	2	320,000	6	5.6	Shell (50%), Ancala (50%)	Dragon LNG	Yes		2009
UK	Grain	8	1,000,000	14	14.3	National Grid	Grain LNG	Yes	Cool-down, Reloading, Transshipment, Truck loading	2005
	South Hook LNG	5	775,000	15	15.4	QatarEnergy (67.5%), Exxon Mobil (24.15%), TotalEnergies (8.35%)	South Hook LNG Terminal Company Ltd	Yes		2009
	Teesside GasPort <i>Awaiting recommissioning</i>					Trafigura				2007
EUROPE TOTAL			11,097,906		183.7					

Quelle: [Q1]

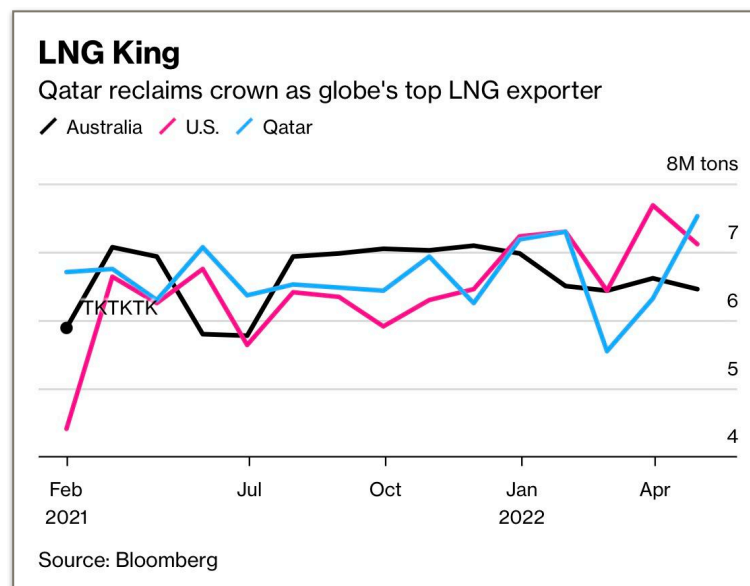
1.3 USA: Der wichtigste LNG-Lieferant für Europa

Im Juni 2022 erlebte der europäische Gasmarkt seine eigene „Zeitenwende“. Erstmals übertrafen die LNG-Importe aus den USA die stark reduzierten russischen Pipelinegasmengen.

Die USA wurden innerhalb weniger Jahre zum größten LNG-Exporteur der Welt, dicht gefolgt oder zeitweise überflügelt von Qatar. US-Anbieter konnten dabei auf billiges Schiefergas zurückgreifen, das bis zum Jahr 2021 immer wieder ein Überangebot von Erdgas in den USA verursacht hatte. LNG-Exporte wurden in dieser Situation zu einer Art Überdruckventil für einen übersorgten Markt.



Quelle: IEA



Quelle: [Q25]

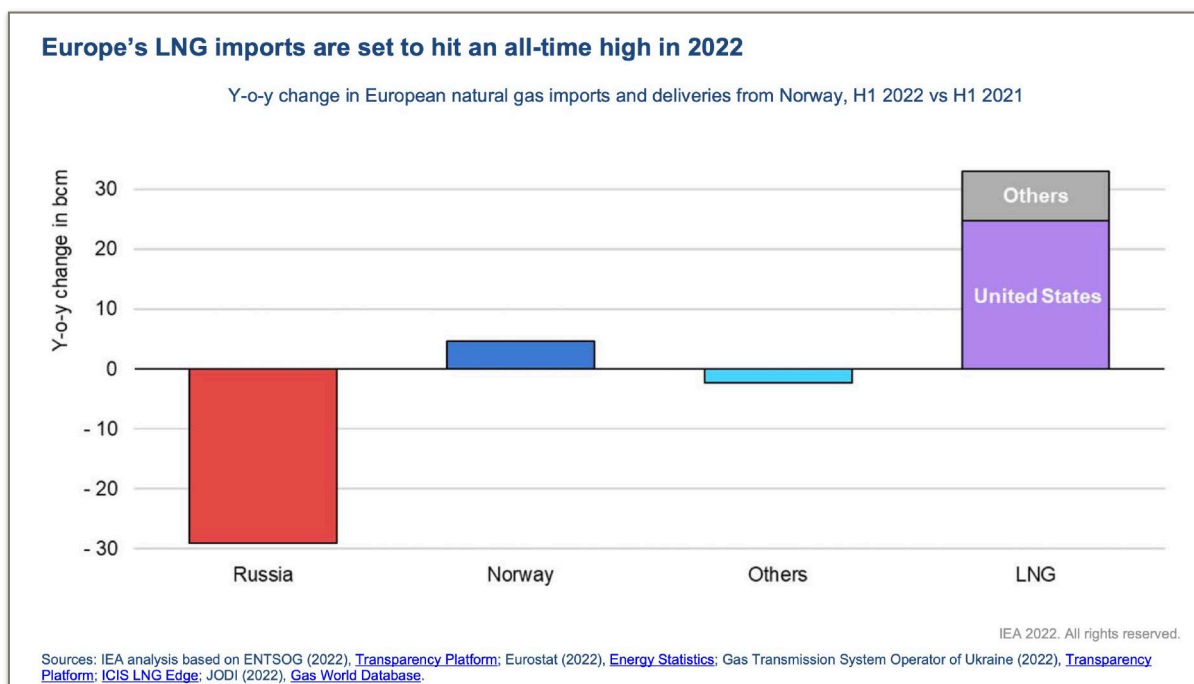
Die Ära billigen Schiefergases geht jedoch zu Ende. Nachdem die Preise lange zwischen 2 und 4 \$/mmBtu lagen (6-12 €/MWh) pendelten, legen sie inzwischen parallel zu den wachsenden LNG-Exporten, höherem Binnenverbrauch und schrumpfenden Investitionen in der Schiefergasbranche immer schneller zu.

Im Mai 2022 wurde sogar die Marke von 9 \$/mmBtu zeitweise überschritten (27 €/MWh). Vor allem durch das Feuer im LNG-Terminal Freeport (siehe oben) sanken sie inzwischen wieder auf 6 \$/mmBtu, da mehr Gas für den Binnenmarkt bereitsteht. Der Preis liegt damit knapp unter dem Niveau, das bis zum Sommer 2021 auch in Europa üblich war.

Die LNG-Exporte der USA kletterten in den letzten Jahren immer höher. Im Frühjahr 2022 lagen sie bei 12,3 Mrd. Kubikfuß pro Tag. Das sind auf das Jahr gerechnet 127 bcm. Die Menge könnte also rechnerisch den gesamten deutschen Gasverbrauch problemlos decken (80-90 bcm).[Q20]

Die USA sind schon im laufenden Jahr der wichtigste LNG-Lieferant für Europa. Auch die zukünftigen LNG-Importe werden ganz überwiegend (75%) aus amerikanischen Gasfeldern stammen. [Q81]

Das Wachstum der US-Exportkapazitäten wird sich fortsetzen. Bis 2026 werden voraussichtlich 150 Mio.t LNG pro Jahr erreicht (20 bcf/d) (vgl. Abb. nächste Seite).



Quelle: [Q81]

RWE und EnBW bestellen US-Gas

Die hohen LNG-Preise und die staatliche LNG-Förderung aus Berlin haben auch die deutschen Energiekonzerne Richtung USA in Bewegung gebracht.

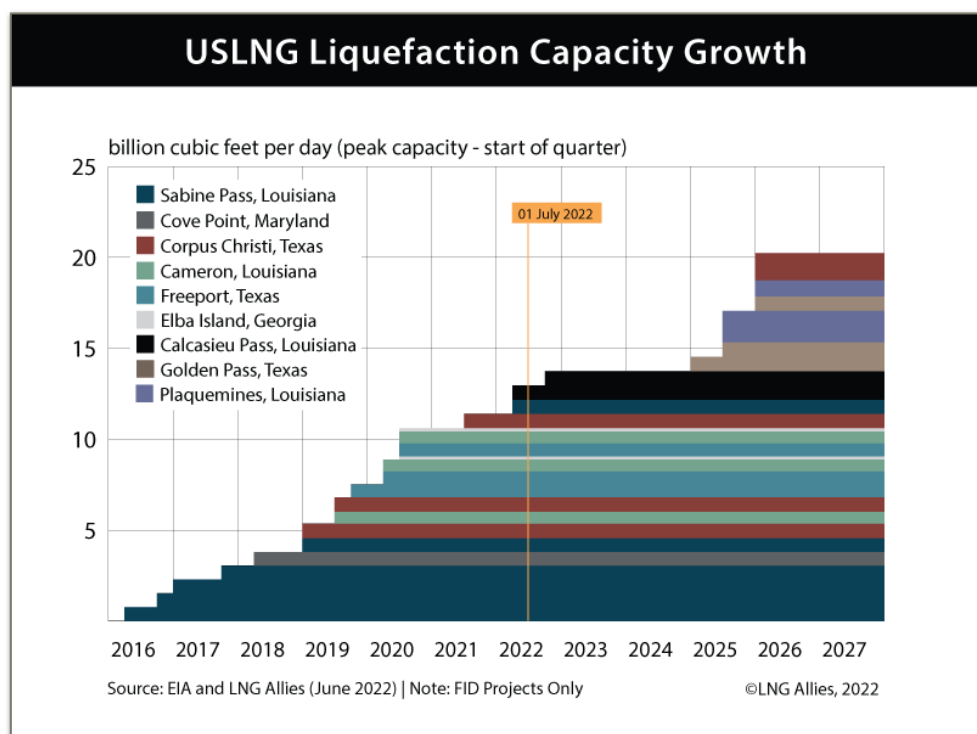
RWE ist bereits seit vielen Jahren weltweit im LNG-Handel tätig, allerdings mit Schwerpunkt Asien. Im Mai 2022 unterzeichnete RWE ein Heads of Agreement mit Sempra Infrastructure (USA).

RWE Supply & Trading will von Sempra Infrastructure 2,25 Mio.t LNG pro Jahr beziehen. Das LNG soll vom geplanten Port Arthur LNG Terminal (Phase 1) bereitgestellt werden. Port Arthur verfügt über alle Baugenehmigungen und wird zwei Trains umfassen, die zusammen bis zu 13,5 Mtpa LNG produzieren sollen. Die endgültige Entscheidung steht aber noch aus. [Q102, Q73]

Auch der deutsche Energiekonzern **EnBW** steigt in das LNG-Geschäft ein. EnBW kauft über 20 Jahre hinweg 1,5 Mio.t LNG pro Jahr von Venture Global (USA). Startjahr ist 2026. Das LNG soll aus den Terminals Plaquemines und CP2 kommen. [Q103] Die Laufzeit wäre also bis 2046 - ein Jahr nach der geplanten Klimaneutralität Deutschlands.

Bis dahin werden sowohl RWE als auch EnBW voraussichtlich für erhebliche Importe von amerikanischem Shale Gas (Frackinggas) nach Deutschland sorgen.

Auch im benachbarten Kanada macht sich der deutsche Importsog bemerkbar. Die deutschen LNG-Pläne lassen Projekte wiederauferstehen, die bereits in den Schubladen verschwunden waren. Das gilt für den Atlantikterminal von Pieridae und einen Terminal in Brunswick von Repsol, der ursprünglich als Importterminal geplant war.



Quelle: LNG Allies

1.3 Was ist eine FSRU?

Der Import von LNG erfolgt über Terminals, in denen das tiefgekühlte und daher flüssige Erdgas (LNG = Liquefied Natural Gas) verdampft und vorübergehend gespeichert werden kann.

Das geschieht in einem **Terminal an Land** oder in einem schwimmenden Terminal, einer **FSRU**. FSRU ist die Abkürzung für *Floating Storage and Regasification Unit*, also eine schwimmende Speicher- und Wiederverdampfungsanlage. Die FSRU-Schiffe sind entweder umgebaute LNG-Tanker oder werden direkt als FSRU konzipiert.

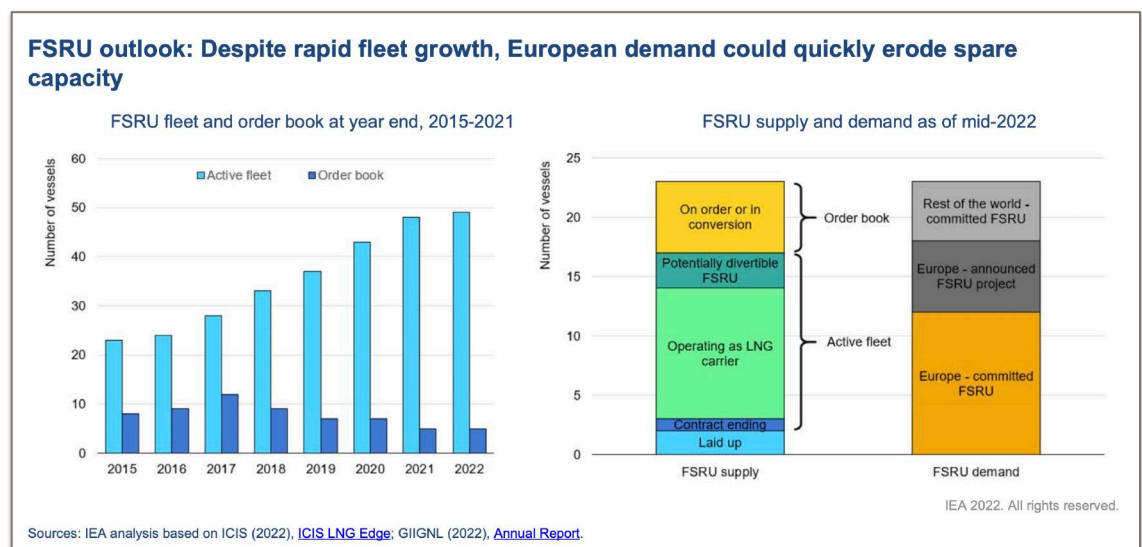
FSRU sind technisch gesehen relativ simpel. Die operativen Kosten und Risiken sind gering. Die Technik gilt als ausgereift. Lecks würden erhebliche Klimaschäden verursachen (Methanemissionen), aber die Entzündungs- oder Explosionsgefahr gilt als relativ gering, da das LNG zu Erdgas verdampft und aufsteigt.

Anfang 2022 gab es weltweit 48 FSRU-Schiffe. Mitte 2022 hatten europäische Importeure 12 zusätzliche FSRU gesichert, die an einem Ort in Betrieb oder in Bau waren. Davon sollen 4, eventuell sogar 5 Schiffe an der deutschen Küste vor Anker gehen.

Die Größe der modernen FSRU richtet sich häufig nach den Größen moderner LNG-Tanker, deren Ladung sie ja komplett übernehmen sollen. Das sind zur Zeit 170-175.000 Kubikmeter LNG. Die Anlage für die Regasifizierung befindet sich normalerweise im Bug des Schiffes und ist fest in die Schiffsstruktur integriert.

Der Bau der Schiffe kostet zurzeit um die 300-400 Mio. Dollar, je nach Marktlage. Hinzu kommen die Kosten für den Anleger und die hafenseitige Infrastruktur. FSRU kosten im Durchschnitt etwa ein Viertel mehr als LNG-Tanker derselben Größe.

Die FSRU werden vom Betreiber des Terminals entweder gekauft oder gemietet. Die Charterpreise schwanken stark. Im Moment sind FSRU weltweit stark nachgefragt. Die Preise pro Tag stiegen daher in den letzten Jahren von 100.000 auf 200.000 Dollar pro Tag. [Q81,Q57, Q63,Q38,Q48,Q47]



Quelle: [Q81]

Abb. Die FSRU-Flotte weltweit

FSRU fleet

The total FSRU fleet consisted of **48 units** at the end of 2021. Total FSRU cargo capacity at the end of 2021 stood at around 7.1 million cubic meters.

The orderbook comprised 5 FSRUs, 1 of which was scheduled for 2022 delivery.

FSRU FLEET AT THE END OF 2021

Built/ Converted	Vessel Name	Storage Capacity (m ³)	CCS*	Nominal Send-out Capacity (MTPA)	Owner	Builder	Location
1977/2010	Golar Freeze	125,000	Moss	3.6	New Fortress Energy	Keppel Shipyard	Old Harbour, Jamaica
1977/2012	Nusantara Regas Satu (ex Khannur)	125,000	Moss	3.0	New Fortress Energy	Jurong Shipyard	Nusantara, Indonesia
1981/2008	Golar Spirit	129,000	Moss	1.8	New Fortress Energy	Keppel Shipyard	Laid up
2003/2013	FSRU Toscana (ex Golar Frost)	137,500	Moss	2.8	OLT Offshore	Drydocks World Dubai	Toscana, Italy
2004/2009	Golar Winter	138,000	Membrane	3.8	New Fortress Energy	Keppel Shipyard	Pecem, Brazil
2005	Excellence	138,000	Membrane	3.8	Excelerate Energy	DSME	Mcheshkhali, Bangladesh
2005	Excelsior	138,000	Membrane	3.5	Excelerate Energy	DSME	Hadera, Israel
2006	Summit LNG (ex Excelerate)	138,000	Membrane	3.8	Excelerate Energy	DSME	Summit LNG, Bangladesh
2008	Explorer	150,900	Membrane	6.0	Excelerate Energy	DSME	Jebel Ali, Dubai, UAE
2009	Express	151,000	Membrane	3.8	Excelerate Energy	DSME	Ruwais, Abu Dhabi, UAE
2009	Exquisite	150,900	Membrane	4.8	Nakilat-Excelerate Energy	DSME	Port Qasim Karachi, Pakistan
2009	Neptune (ex GDF Suez Neptune)	145,130	Membrane	3.7	Höegh LNG	SHI	LNGC
2010	Cape Ann (ex GDF Suez Cape Ann)	145,130	Membrane	3.7	Höegh LNG	SHI	Tianjin, China
2010	Exemplar	150,900	Membrane	4.8	Excelerate Energy	DSME	LNGC
2010	Expedient	150,900	Membrane	5.2	Excelerate Energy	DSME	GNL Escobar, Argentina
2014	Experience	173,400	Membrane	6.0	Excelerate Energy	DSME	Guanabara Bay, Brazil
2014	Golar Eskimo	160,000	Membrane	3.8	New Fortress Energy	SHI	Aqaba, Jordan
2014	Golar Igloo	170,000	Membrane	5.8	New Fortress Energy	SHI	Mina Al Ahmadi, Kuwait
2014	Höegh Gallant	170,000	Membrane	2.8	Höegh LNG	HHI	Old Harbour, Jamaica
2014	Independence	170,000	Membrane	2.9	Höegh LNG	HHI	Klaipeda, Lithuania
2014	PGN FSRU Lampung	170,000	Membrane	2.7	Höegh LNG	HHI	Lampung LNG, Indonesia
2015	BW Singapore	170,000	Membrane	5.7	BW Gas	SHI	Sumed, Egypt
2015	Golar Tundra	170,000	Membrane	5.5	Golar LNG	SHI	LNGC
2016	Höegh Grace	170,000	Membrane	2.8	Höegh LNG	HHI	Cartagena, Colombia
2017	BW Integrity	170,000	Membrane	5.0	BW Gas	SHI	Port Qasim GasPort, Pakistan
2017	Höegh Giant	170,000	Membrane	3.7	Höegh LNG	HHI	Jaigarh, India
2017	MOL FSRU Challenger	263,000	Membrane	4.1	MOL	DSME	LNGC (Hong Kong)
2017	S188 (ex Exmar FSRU)	25,000	Other	4.6	Exmar Offshore	Wison Zhoushan	Laid up (Eemshaven, Netherlands)
2018	Golar Nanook	170,000	Membrane	5.5	New Fortress Energy	SHI	Sergipe, Brazil
2018	Höegh Esperanza	170,000	Membrane	3.7	Höegh LNG	HHI	LNGC
2018	Höegh Gannet	170,000	Membrane	5.7	Höegh LNG	HHI	LNGC (Santos, Brazil)
2018	Karunia Dewata	26,000	Other	0.4	JSK Group	PaxOcean Zhoushan	Benoa, Indonesia
2018	Marshal Vasilievskiy	174,000	Membrane	2.0	Gazprom	HHI	Kaliningrad, Russia
2009/2019	BW Paris (ex BW GDF Suez Paris)	162,500	Membrane	4.2	BW Gas	Keppel Shipyard	LNG (Philippines)
2019	BW Magna	173,400	Membrane	5.7	BW Gas	DSME	Port Açu, Brazil
2019	Höegh Galleon	170,000	Membrane	3.7	Höegh LNG	SHI	LNGC (Port Kembla, Australia)
2019	Turquoise (ex Turkey FSRU)	170,000	Membrane	5.7	Kolin Construction	HHI	Etki, Turkey
2020	Excelerate Sequoia	173,400	Membrane	6.0	Maran Gas Maritime	DSME	Bahia, Brazil
2016/2020	FSRU Hua Xiang(ex. Hua Xiang 8)	14,000	Other	0.1	Zhejiang Huaxiang	Fengshun Ship Hvy	Amurang, Indonesia
2020	FSRU Jawa Satu	170,000	Membrane	2.4	PT Jawa Satu Regas	SHI	Java, Indonesia
2005/2020	LNG Croatia (ex Golar Viking)	140,208	Membrane	1.9	LNG Hrvatska	Huarun Dadong	Kirk, Croatia
2020	Torman	28,000	Other	2.0	Gasfin Development	Jiangnan SY Group	Tema LNG, Ghana
2020	Vasant 1	180,000	Membrane	5.0	Swan Energy	HHI	Jafrabad, India
2003/2021	BW Tatiana (ex Gallina)	137,001	Moss		BW Gas Inenergy JV	Keppel Shipyard	El Salvador
2021	Ertugrul Gazi	170,000	Membrane	4.1	BOTAS	HHI	Dörtüy, Turkey
1994/2021	LNGT Powership Africa (ex Dwiputra)	127,386	Moss		KARMOL	Sembcorp	Senegal
2021	Transgas Force	174,000	Membrane		Dynagas	HZ	LNGC
2021	Transgas Power	174,000	Membrane		Dynagas	HZ	LNGC

FSRU ORDERBOOK AT THE END OF 2021

Built	Vessel Name	Storage Capacity (m ³)	CCS*	Nominal Send-out Capacity (MTPA)	Owner	Builder	Location
1991/2022	LNGT Powership Asia (ex NW Shearwater)	127,500	Moss		KARMOL	Sembcorp	Brazil
2002/2023	ETYFA Prometheas(ex Galea)	136,967	Moss		DEFA	COSCO HI (Shanghai)	Cyprus
2010/2023	TBN (ex Gaslog Chelsea)	153,000	Membrane		Gaslog	Keppel Shipyard	Greece
1994/2023	TBN (ex LNG Vestia)	127,547	Moss		KARMOL	Keppel Shipyard	Mozambique
2023	TBN	170,000	Membrane		Wison Offshore	Wison (Nantong)	

Clarksons Research, GIIGNL

* Cargo Containment System

GIIGNL Annual Report 2022 Edition - 23

Quelle: [Q1]

2. Die deutsche LNG-Politik

Erste Pläne für einen LNG-Terminal in Wilhelmshaven gab es schon in den 1970er Jahren. Die Pläne verschwanden in den Schubladen und wurden erst 2005 von Eon wieder hervorgeholt. Eon entschied sich dann aber 2008 für ein Investment in Rotterdam (Gate LNG Terminal).

Zehn Jahre später gab es einen erneuten Anlauf für eine Anlage in Wilhelmshaven, aber billiges russisches Gas ließ das Interesse bei Uniper (damals Eon, heute Fortum) schwinden. Auch ein neuer Anlauf im Jahr 2021 zu einem “Green Hub” an der Nordseeküste scheiterte. [Q111,Q112]

Erst der Ukrainekrieg und die Vervielfachung der Gaspreise von 20 auf aktuell 170 €/MWh sorgen nun für einen starken politischen und auch kommerziellen Schub zugunsten neuer LNG-Terminals an der deutschen Küste.

2.1 Die Ziele der Bundesregierung: Das LNGG

Das LNG-Beschleunigungsgesetz

Durch den Bau von LNG-Terminals an der deutschen Küste sowie höhere indirekte LNG-Importe über Terminals in Nachbarstaaten will die Bundesregierung die Abhängigkeit von russischen Gasimporten beenden.

Mit dem **LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG)** (Fassung vom 18. Mai 2022, Drucksache 20/1889 [Q62]) soll der Bau der Infrastruktur gleichzeitig **beschleunigt und befristet** werden:

“Ziel des Gesetzes ist es, alle Zulassungs- und Genehmigungsverfahren sowie die Vergabe öffentlicher Aufträge und Konzessionen erheblich schneller zu durchlaufen, als dies nach aktueller Rechtslage möglich ist, und so zu zügigen Genehmigungen und Einbindung von LNG in den deutschen Markt zu gelangen.”

“Das Gesetz sieht zudem vor, dass die Genehmigungen für die LNG-Anlagen in Übereinstimmung mit den deutschen Klimazielen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet werden. Ein Weiterbetrieb dieser Anlagen über diesen Zeitpunkt hinaus kann nur für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate genehmigt werden.” [Q62]

Die Bundesregierung führt vor allem die folgenden **Gründe** für das LNGG an:

“Alle im Gesetz bezeichneten Vorhaben liegen im überragenden öffentlichen Interesse und im Interesse der öffentlichen Sicherheit.”

“Der Entwurf des LNG-Beschleunigungsgesetzes sieht vor, dass die landgebundenen LNG-Terminals und die für die Anbindung erforderlichen Erdgasleitungen bereits auch für die spätere Umstellung auf Wasserstoff geeignet sind. Das Gesetz steht damit im Einklang mit den Klimaschutzzielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes.”

“Die Genehmigungen für die LNG-Anlagen sollen zudem in Übereinstimmung mit den deutschen Klimazielen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet werden. Die Anlagen können über diesen Zeitpunkt hinaus nur betrieben werden, wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate genutzt werden.” [Q35]

Allerdings schreibt das Gesetz nicht vor, die Terminals von vornherein “H2-ready” zu bauen. Lediglich die Anbindungsleitungen sollen so ausgebaut werden, dass sie “wasserstofffest” sind.

Bisherige Fortschritte

Im “Zweiten Fortschrittsbericht” [Q66] vom 1. Mai 2022 skizziert die Bundesregierung die bisherigen Fortschritte der LNG-Politik:

“Die Bundesregierung hat über die Unternehmen RWE und Uniper mittlerweile vier (statt wie ursprünglich geplant drei) schwimmende LNG-Terminals (Floating Storage and Regasification Units, FSRU) optioniert, um die Versorgungssicherheit in Deutschland weiter zu erhöhen.”

“Zwei Standortentscheidungen sind zugunsten von Wilhelmshaven und Brunsbüttel bereits gefallen, die Arbeiten in Wilhelmshaven beginnen schon in Kürze. Die erste FSRU soll noch in diesem Jahr in Wilhelmshaven an den Start gehen. Anfang 2023 ist die Inbetriebnahme einer weiteren FSRU in Brunsbüttel vorgesehen.” [Q66]

Die bisherigen russischen Gasimporte sollen durch die bereits umgesetzten und geplanten Maßnahmen ersetzt werden:

“Die Bundesregierung sichert den LNG-Gaseinkauf und Gasweiterverkauf über die Niederlande von bis zu einer Mrd. m3 bereits 2022 kurzfristig ab.”

“Mit der Anmietung der insgesamt vier schwimmenden LNG Terminals (FSRU) können schrittweise bis Sommer 2024 rund 33 Mrd. m3 LNG in der Endstufe angelandet werden. Bereits zum Winter 2022/2023 können so 7,5 Mrd. m3 LNG dem Markt zusätzlich zur Verfügung stehen.”

“Weitere LNG -Terminals, wie das Terminal Brunsbüttel mit einer Kapazität von acht Mrd. m3, befinden sich in Planungsprozessen und stehen ab 2026 für die Versorgung bereit.”

“Gemeinsam mit kurzfristigen Anstrengungen von Unternehmen und Privathaushalten zur Reduktion des Gaseinsatzes durch Energieeffizienz, Energieeinsparung und Elektrifizierung kann bis Ende des Jahres der Anteil russischer Gaslieferung am Gasverbrauch so auf etwa 30 Prozent gesenkt werden.”

“So ist in der Summe die schrittweise Reduktion von russischem Gas auf nur noch zehn Prozent des Gasverbrauchs bis zum Sommer 2024 möglich.” [Q66]

Der Text ist eindeutig: **LNG spielt in der deutschen Gaspolitik zukünftig die Schlüsselrolle.** Maßnahmen wie Effizienzsteigerung, Sparmaßnahmen oder Substitution von Erdgas durch andere Energieträger sollen ebenfalls eine Rolle spielen. Konkrete Ziele werden jedoch nicht genannt.

Am 19. Juli 2022 konkretisierte das BMWK die Planungen für den Einsatz der vier FSRU. [Q115] Als Standorte neben Wilhelmshaven und Brunsbüttel machten Lubmin und Stade das Rennen. Die Details sind im folgenden Kapitel zu finden.

2.2 Die Terminalprojekte (FSRU/Landterminals)

In der Anlage 2 des LNG-Gesetzes werden mögliche Einzelvorhaben skizziert (vgl. unten). Der mittlerweile verabschiedete Gesetzesentwurf des LNGG sieht **bis zu 12 Terminal-/FSRU-Projekte** und bis zu 8 Erdgasleitungen vor.

Bis Mitte Mai war von 11 Terminalprojekten die Rede. Eine FSRU in Wilhelmshaven (EON/TES) wurde in letzter Minute hinzugefügt. Ein Terminal in den Niederlanden (Eemshaven) mit zwei FSRU könnte

ebenfalls LNG für den deutschen Markt bereitstellen. Am 19.7.2022 wurden die Planungen erneut geändert [Q115].

Wilhelmshaven:

FSRU (Standort Voslapper Groden)

FSRU (Standort NWO-Terminal)

FSRU (Standort: Jade-Weser-Port)(nachträglich hinzugefügt)

LNG-Terminal (Standort: Voslapper Groden)

Brunsbüttel:

FSRU in Brunsbüttel (Standort Hafen)

LNG-Terminal (German LNG Terminal)

Stade:

FSRU (Standort Hafen)

LNG-Terminal (Hanseatic Energy Hub)

Hamburg:

keine FSRU

Rostock:

keine FSRU

Lubmin:

FSRU (BMWK)

FSRU (Deutsche ReGas)

Eemshaven (“EemsEnergyTerminal”)

Ebenfalls relevant, aber nicht im deutschen LNGG aufgeführt, ist wie erwähnt der Terminal in Eemshaven in den Niederlanden. Gasunie verwirklicht dort im Moment ein Projekt mit zwei FSRU. Der niederländische Gasversorger hat im Mai ein Schiff von New Fortress Energy für fünf Jahre gemietet. Schon im April hatte Gasunie die FSRU S188 bei der belgischen Reederei Exmar in Auftrag gegeben, die im August ankommen soll. Eemshaven kann dann 8 bcm pro Jahr in das Gasnetz einspeisen und damit u.a. auch Deutschland versorgen. Später könnte dort auch ein Land-Terminal entstehen, das u.a. Wasserstoffimporte abwickeln soll. [Q1,Q12,Q14, Q11, Q108]

Anschluss ins Hinterland

Die Terminals werden über neue Gaspipelines an das deutsche Gasnetz angeschlossen. Alternativ kann der Transport per Bahn erfolgen, so z.B. Überlegungen für das Terminal in Brunsbüttel. [Q98]

Direkter Zugriff auf LNG Tanker seit Juni 2022

Durch die Kontrolle über die Gazprom Germania kann Berlin mittlerweile auf drei LNG Tanker zugreifen: Die Ob River, die Amur River und

die Clean Energy. Alle drei Schiffe wurden von Dynagas gechartered. [Q109]

Einige Details zu den LNG-Terminals: Geplante Kapazitäten und Projektträger

Die folgenden Informationen beziehen sich auf geplante, nicht auf realisierte Projekte. Sie stellen also nur eine Momentaufnahme dar. Zahlreiche Änderungen, Projektstreichungen oder das Auftauchen neuer Akteure sind wahrscheinlich. [Q8,Q9,Q10,Q11,Q12,Q16,Q52,Q53, Q74, Q115]

Kapazität der vier bestellten FSRU

Berlin hat durch die Vermittlung von RWE und Uniper mittlerweile 4 FSRU geleast mit einer Kapazität von zusammen mindestens 20 bcm/a. Darunter befinden sich zwei FSRU von Hoegh (Hoegh Giant, Hoegh Esperanza) sowie zwei neue FSRU von Dynagas (Transgas Force, Transgas Power). Sie werden den Standorten Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade und Lubmin zugeteilt. [Q115]

LNG-Terminal Wilhelmshaven („Avanthy“, „Green Hydrogen Hub“)

Projektgesellschaft ist TES (Tree Energy Solutions, gehört AtlasInvest/Belgien), anscheinend in enger Kooperation mit EON. Die geplante Kapazität des Landterminals liegt bei 16-20 bcm/a und soll bis 2025 bereitstehen. Gespräche mit Investoren wurden vor kurzem gestartet. [Q97, Q104]

Der Import von Grünem Methan ist ab 2027 geplant, in Verbindung mit CO₂-Handel/Transport. Das CO₂ wird im Exportland verwendet, um aus Wasserstoff das (leichter transportierbare) Methan herzustellen. In Deutschland wird das CO₂ extrahiert und zurückverschifft oder endgelagert (CCS).

FSRU Wilhelmshaven (1)

Projektgesellschaft: Uniper.

Die FSRU Esperanza soll im Sommer 2022 ankommen. Das Gewerbeaufsichtsamt Oldenburg hat dem Energiekonzern Uniper im Juli 2022 die Zulassung für den Beginn der Arbeiten am Terminal auf dem Anleger und an Land erteilt. Die FSRU hat eine Kapazität von maximal 7,5 bcm/a und soll dann im Dezember den Betrieb aufnehmen. [Q96]

Die Einspeisung ins das deutsche Erdgasnetz soll allerdings nur bei 5 bcm/a liegen.

Uniper will dort in einem späteren Stadium auch ein Ammoniak-Importterminal errichten (inkl. Elektrolyseur/Ammoniak-Cracker). Der Ammoniak-Transport soll entweder per Schiene ins Hinterland erfolgen oder es findet vor Ort ein Cracking des Ammoniak in Wasserstoff statt.

Alle Planungen von Uniper erscheinen jedoch im Moment ungewiss, da sich der Konzern nach dem Stopp russischer Gaslieferungen in einer lebensbedrohlichen finanziellen Krise befindet und Staatshilfe benötigt (Stand 22. Juli 2022). Die Bundesregierung will daher zunächst die Kreditlinie der KfW für Uniper von 2 auf 9 Mrd. Euro aufstocken. Sie wird kurz danach durch direktes Eigenkapital und vor allem hybrides Eigenkapital (Pflichtwandelanleihen) des Bundes in Höhe von bis zu 7,7 Mrd. Euro ersetzt. Durch diese Kapitalerhöhung wird der Bund mit einem Aktienanteil von 30% Großaktionär bei Uniper.

Im nächsten Schritt müssen nun die EU-Kommission und die Uniper-Aktionäre dem Plan der Bundesregierung zustimmen.

FSRU Wilhelmshaven (2)

Projektgesellschaft: NWO (Nord-West Oelleitung).

Die NWO gehört zu 59% BP, 20% Shell, 20% Holborn Europe Raffinerie (Libyen). Die Anlage inklusive FSRU soll bis Ende 2023 fertiggestellt sein. Sie nutzt die bereits vorhandene Infrastruktur der NWO.

FSRU Wilhelmshaven (3)

Das „12. Projekt“: EON, TES und Engie wollen eine dritte FSRU nach Wilhelmshaven holen. Sie soll in der ersten Jahreshälfte 2023 in Betrieb gehen. Nähere Details sind noch nicht bekannt. [Q74, Q106]

FSRU Brunsbüttel

Die Bauarbeiten für das FSRU-Terminal sollen Anfang September beginnen. Der Betriebsstart ist für Ende 2022 geplant.

Ab 2023 sollen durchschnittlich 3,5 bcm/a ins Netz fließen. Nach Inbetriebnahme einer neuen ,55 Kilometer langen Gasleitung wird die Menge dann im Jahr 2024 auf 5 bcm/a steigen.

2026 wird das schwimmende Terminal nach den aktuellen Planungen durch ein Terminal an Land ersetzt.

German LNG Terminal (Brunsbüttel)

Projektgesellschaften: Gasunie (40%), KfW (50%), RWE (10%)

Eine Kapazität von 8-10 bcm/a soll ab 2026 bereitstehen. Gasunie ist auch im Gate Terminal (Rotterdam) und Eemshaven engagiert. In Brunsbüttel könnte LNG u.a. Erdgas für Yara, einen der größten Düngemittelhersteller der Welt, bereitstellen. [Q111, Q112]

Shell will dort anscheinend erhebliche Importkapazitäten buchen. RWE will direkt neben dem LNG-Terminal bis 2026 einen Ammoniak-Importterminal bauen. Der Standort ist umstritten, da sich mehrere Störfallbetriebe in unmittelbarer Nähe befinden.

FSRU und Land-Terminal Hanseatic Energy Hub (Stade)

Projektpartner: Partners Group (CH), Buss (D), Fluxys (B), Dow Chemical

Betriebsstart der FSRU ist voraussichtlich Ende 2023. Die Höhe der Netzeinspeisung ist noch unklar [Q115].

Eine FID (Final Investment Decision) für den Landterminal soll erst Ende des Jahres 2022 erfolgen [Q97]. Die geplante Kapazität beträgt 13 bcm/a ab 2026, eventuell sogar schon ab 2024. EnBW beabsichtigt, 3 bcm/a der Importkapazitäten buchen.

FSRU Rostock

Ein FSRU-Standort Rostock ist mit der abschlägigen BMWK-Entscheidung unwahrscheinlich geworden. Der Hafen Rostock wird ohnehin durch die geplante Ersatzversorgung der Großraffinerie PCK Schwedt über den Seeweg nach Rostock stark beansprucht werden. LNG-Anlandung und erhöhter Ölumschlag gleichzeitig hätten die Infrastruktur überlastet.

FSRU in Hamburg

Die FSRU-Pläne für Hamburg rücken durch die BMWK-Entscheidung für andere Standorte in weite Ferne. Der Standort galt ohnehin nicht als ideal, da es Sicherheitsbedenken gab angesichts des dicht besiedelten Hafens, der nahen Großstadt und der nautischen Probleme.

FSRU in Lubmin (Bund)

Das BMWK hat Lubmin als vierten Standort der staatlich angemieteten FSRU vorgesehen. [Q115] Der Betriebsstart ist für frühestens Ende 2023 vorgesehen. Die Höhe der Netzeinspeisung ist noch unklar.

Gegen Lubmin spricht die viel zu geringe Wassertiefe. Zur direkten Anlandung von LNG wären massive Ausbaggerungen nötig. Für Lubmin spricht hingegen die gute Hinterlandanbindung der Gasinfrastruktur, die ursprünglich für die beiden Nord Stream Pipelines vorgesehen war.

Die Anlandung soll nun weit vor dem Hafen erfolgen. Ein LNG-Storage-Tanker übernimmt dort die Ladung der LNG-Tanker aus Übersee. Kleinere Shuttle-Tanker bringen die LNG-Mengen in den Hafen, wo sie regasifiziert (verdampft) und ins Erdgasnetz eingespeist werden.

FSRU in Lubmin („Regas“)

Ein privater Investor, die Deutsche ReGas, hat die Installation einer FSRU für den Dezember 2022 angekündigt. Das wurde von lokalen Behörden und dem Land Mecklenburg-Vorpommern bestätigt. Die Kapazität soll bei 4,5 bcm/a liegen.

Die in der Branche völlig unbekannte Firma, die erst vor wenigen Monaten in Lubmin gegründet wurde, gehört anscheinend einer Potsdamer Beratungsfirma und einem baden-württembergischen Investor.

Nach eigenen Angaben hat die Firma im Juli mit TotalEnergies ein Term Sheet (eine unverbindliche Rahmenvereinbarung) über die Bereitstellung einer FSRU durch den französischen Energiekonzern vereinbart. Demnach würde die FSRU "German Baltic Sea" am 1. Dezember 2022 den Betrieb aufnehmen, so ReGas.

Operativ ist dieselbe Lösung wie für das staatliche FSRU-Projekt vorgesehen: Die Anlandung soll weit vor dem Hafen erfolgen. Ein LNG-Storage-Tanker übernimmt die Ladung der LNG-Tanker aus Übersee. Kleinere Shuttle-Tanker bringen die LNG-Mengen in den Hafen, wo sie regasifiziert (verdampft) und ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Die Realisierungschancen dieses Projekts sind im Moment unklar.

3. Kritik an der deutschen LNG-Politik

Im folgenden werden die wichtigsten Kritikpunkte an den Ausbauplänen der Bundesregierung näher beleuchtet. Die Aspekte der „H2-Readiness“ und der Klimaschäden durch LNG werden dann noch einmal gesondert in den Kapiteln danach analysiert.

Drei Positionen

In der deutschen Diskussion wird das Ziel der Bundesregierung, die Abhängigkeit von russischem Gas zu verringern, nahezu einhellig unterstützt. Die Kritik entzündet sich jedoch an der Umsetzung dieses Ziels. Hier gibt es **drei Positionen**:

a) Prinzipielle Ablehnung von LNG

Der Ausbau der LNG-Importkapazitäten wird grundsätzlich abgelehnt. Ein rascherer Ausbau der erneuerbaren Energien, energischere Maßnahmen bei der Energieeinsparung und weitere Maßnahmen sind demnach ausreichend, die Abhängigkeit von russischem Erdgas rasch und vor allem **klimaverträglich** zu reduzieren.

Die **hohen Emissionen der LNG-Lieferketten** stehen im Widerspruch zu den Klimazielen Deutschlands und der EU. Die Nutzung von fossilem Erdgas könnte durch den Ausbau der LNG-Infrastruktur sogar eine Renaissance erleben, so die Befürchtung.

b) Kritik an Art und Umfang der LNG-Importinfrastruktur

Der geplante Ausbau der deutschen LNG-Infrastruktur ist demnach **überdimensioniert** und droht über das eigentliche Ziel, also die Reduzierung der Abhängigkeit von Russland, hinauszuschießen.

Es sei vielmehr ausreichend, den Ausbau auf die vorübergehende Nutzung von **FSRU zu beschränken**. Der Bau der Landterminals sei unnötig, zumal ihre Weiternutzung als Wasserstoff-Importterminals technisch fraglich sei. Zudem werde LNG **teuer und knapp** bleiben. Die deutsche Energieversorgung sollte daher die Nutzung so gering wie möglich halten.

c) Kritik am Verfahren

Zur Beschleunigung der Ausbaupläne sieht das LNG-Gesetz vor, zahlreiche Prüfverfahren und Teilhabemöglichkeiten der Zivilgesellschaft außer Kraft zu setzen oder zumindest erheblich einzuschränken. Hier

wird vor allem kritisiert, dass ein großer Teil dieser Beschleunigungen inhaltlich nicht gerechtfertigt sei oder sogar rundweg gegen geltendes Recht verstoße.

Die folgenden Ausführungen stellen einzelne Kritikpunkte im Detail vor. Weitere Details finden sich in den Folgekapiteln sowie in Kapitel 1.

Kritik: LNG wird knapp und teuer bleiben

Der zusätzliche Importsog Deutschlands wird auf ein knappes LNG-Angebot treffen, so BNEF und ICIS. Etwa 70% der LNG-Produktion ist bereits in langfristigen Kontrakten gebunden. Nur der Rest steht noch theoretisch zur Verfügung. [Q72]

Neue Tanker sind ebenfalls knapp: Die Werften sind auf Jahre hinaus bereits ausgebucht. Die Charraten für LNG-Tanker sind dementsprechend stark gestiegen. Da 2023 neue Emissionsgrenzen für Seeschiffe in Kraft treten, könnte das Tankerangebot zusätzlich sinken.

Hinzu kommt die europäische Welle von FSRU-Bestellungen, davon allein 4 oder 5 für Deutschland. Aber auch hier werden die Verhandlungen schwierig werden, denn die ambitionierten EU-Klimaziele stehen dem Abschluss langfristiger LNG-Lieferverträge entgegen. Importeure können keine langfristigen Abnahmemengen zusagen. Hohe Preise sind daher unvermeidlich.

Die unterschiedlichen Vorstellungen über die Vertragslaufzeiten zeigen sich schon jetzt bei den Verhandlungen mit **Qatar**.

Qatar gehört zusammen mit Australien und den USA zu den größten LNG-Exporthäusern der Welt. Im Moment werden dort die Kapazitäten im Rahmen der North Field Expansion von 77 auf 126 Mio.t LNG pro Jahr ausgeweitet. Die zusätzlichen Kapazitäten sollen 2026 bzw. 2027 zur Verfügung stehen. Die Projektpartner sind fünf westliche Öl- bzw. Gasmultis, allerdings ohne deutsche Beteiligung (Shell, ExxonMobil, TotalEnergies, Eni, ConocoPhillips). Es ist damit ungewiss, ob deutsche Importeure auf qatarisches LNG Zugriff haben werden, trotz der diplomatischen Bemühungen Berlins. [Q101]

Seit dem Besuch des deutschen Außenministers in Qatar sind die Verhandlungen anscheinend nicht vorangekommen. Qatar will Vertragslaufzeiten von über 20 Jahren und eine strikte Destination Clause, die den Abnehmern den Re-Export oder Wiederverkauf der Ladungen verbietet. [Q29]

Auch besteht Qatar auf einer Ölindexierung der LNG-Preise, also eine ähnliche Lösung wie im asiatischen Markt. Die deutschen Importeure präferieren dagegen eine Bindung der LNG-Preise an die westeuropäischen Gashubpreise (TTF). Im Verkäufermarkt LNG werden die

deutschen Kunden wohl nachgeben müssen und hohe finanzielle Risiken eingehen. In einem ungünstigen Fall beziehen sie dann teures LNG aus Qatar, das sie in Europa nur mit Verlust absetzen können. [Q29]

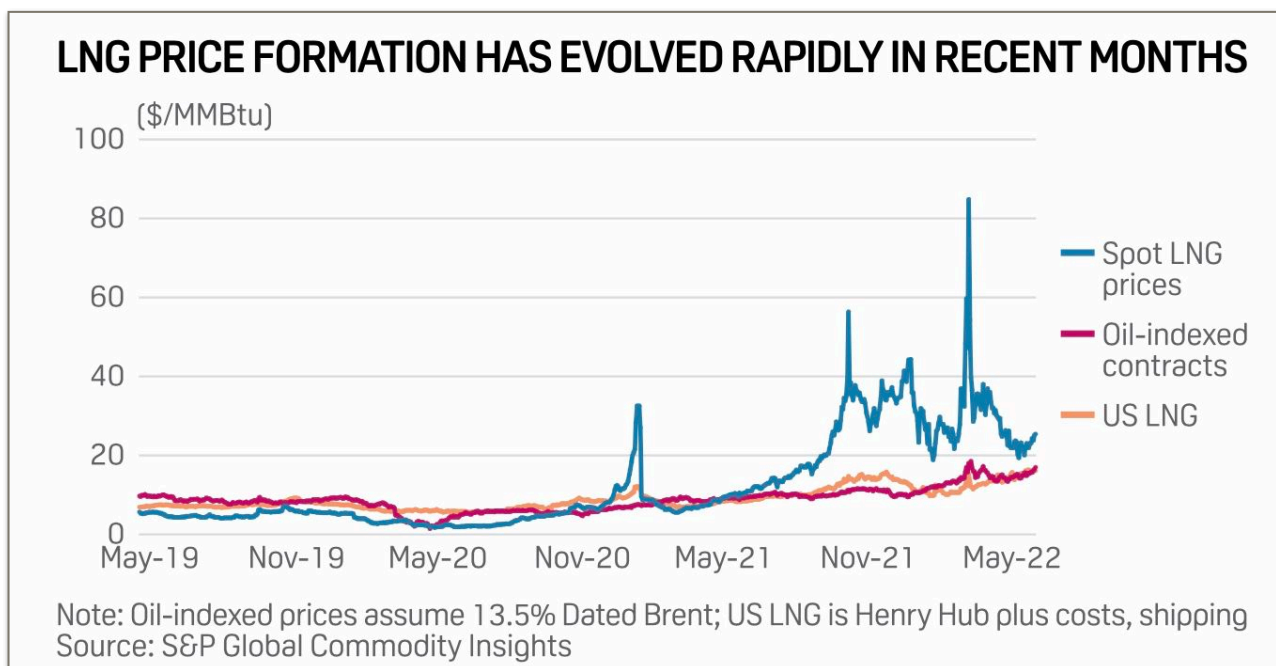
Die Knappheit im LNG-Markt wird auch 2023 spürbar bleiben, wenn die asiatische Nachfrage wie erwartet wieder steil steigen wird. Sie trifft dann auf einen ebenfalls höheren Bedarf der EU. [Q30]

Europa und Asien werden deshalb in einen Bieterwettstreit treten, der alle anderen Regionen mit weniger Kaufkraft abhängt und zu völlig überhöhten Preisen führen könnte, da das weltweite Angebot kaum ausreicht, falls russisches Gas ausbleiben sollte. [Q55, Q32]

Damit drehen sich die Spielregeln im globalen LNG-Markt um. Europa hatte bisher eine ausgleichende Wirkung, da es nur hier große Speicher und große Mengen an Pipelinegas gab. Gelegentliche Nachfragespitzen in Asien führten zwar auch in der Vergangenheit immer wieder zu hohen LNG-Preisen. Sie gaben dann aber schnell wieder nach. Doch das würde sich ändern, wenn der EU-Importsog den erwarteten Umfang erreichen sollte.

Kritik: Wasserstoffstrategie wird behindert (Q46)

Die deutsche Nationale Wasserstoffstrategie erwartet, dass ab 2025 immer größere Mengen von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten nach Deutschland importiert werden, um die Klimaziele insbesondere



Quelle: S&P Global

in der Industrie zu erreichen. Wasserstoff soll also rasch fossiles Erdgas ersetzen.

Eine Laufzeit der LNG-Terminals als fossile Gasimportterminals bis Ende 2043 steht dem entgegen. Das LGG schreibt den Terminals Wasserstoffimporte erst nach 2043 vor. Das sei zu spät, kritisieren Umweltverbände. Die Nutzung von fossilem Erdgas wird dadurch praktisch festgeschrieben. [Q36, Q46]

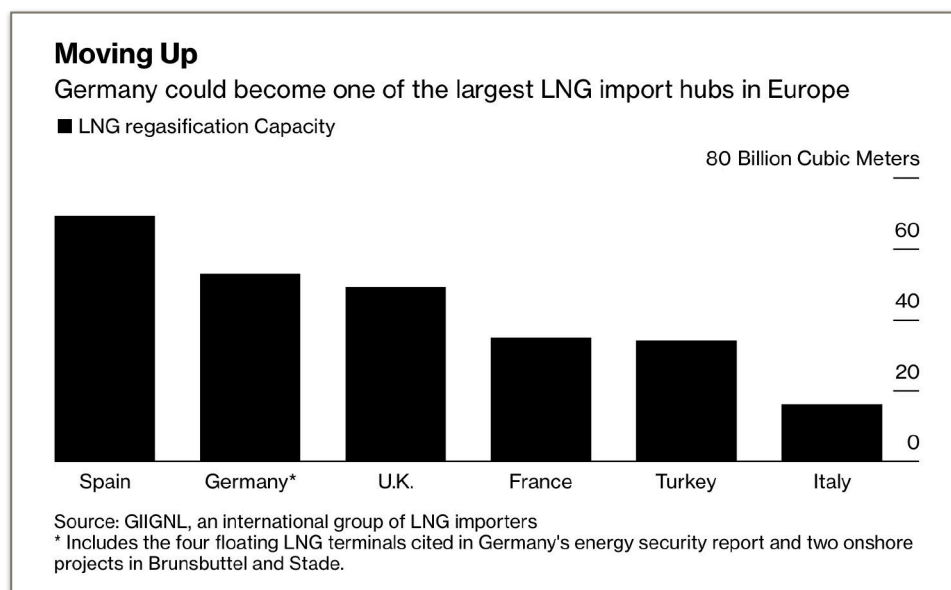
Einige Terminaloperator halten das realistische "LNG-Window" angesichts der globalen Klimaziele sogar für zu klein. Die Investitionen in neue LNG-Terminals lohne sich demnach nicht, weil Wasserstofftransporte und CO₂-Transporte schon in wenigen Jahren das nachhaltigere Geschäftsmodell bieten werden. LNG sei eine Sackgasse. [Q27]

Kritik: Ausbau ist überdimensioniert

Deutschland wird selbst dann, wenn nicht alle geplanten Terminals realisiert werden, aus dem Stand zum EU-Land mit den zweithöchsten LNG-Importkapazitäten nach Spanien. Die folgende Abbildung zeigt die Größenverhältnisse, wenn nur die 4 bereits bestellten FSRU sowie 2 Landterminals (Stade, Brunsbüttel) bereitstehen sollten. [Q34]

Die meisten Umweltverbände sehen zwar die Notwendigkeit, die Gasversorgung durch FSRU kurzfristig zu sichern, lehnen aber den Bau von Landterminals ab. Ein Ausbau wie vom BMWK geplant würde sogar Überkapazitäten schaffen.

Das BMWK warnt hingegen, dass die geplanten Kapazitäten die russischen Gasimporte von 45-46 bcm auch mittelfristig nicht vollständig ersetzen können. Das BMWK wagt allerdings keine Prognose, welche Gasmengen in den kommenden Jahren benötigt werden. [Q99].



Quelle: [Q34]

Diese Position wird jedoch in Frage gestellt. Die russischen Gasimporte sind schon in der ersten Jahreshälfte 2022 stark gesunken. Zum einen sank der Bedarf in Deutschland aufgrund der hohen Preise und milder Wintertemperaturen. Teures LNG und Klimaschutzmaßnahmen werden die Gasnachfrage in Deutschland auch in den nächsten Jahren rasch senken. Damit sinkt auch der Importbedarf. [Q99]

Zusätzlich wurde russisches Gas durch höhere LNG-Importe über Drittstaaten (v.a. Benelux) und höhere Pipelineimporte aus Norwegen ersetzt. Statt 45 bcm würden daher weniger als 30 bcm aus dem Osten benötigt. Das ist allerdings nur die deutsche Perspektive. Andere Staaten könnten wegen der russischen Lieferausfälle einen höheren Bedarf an russischem Transitgas haben.

Die Kritik nimmt auch die fehlende konkrete Bedarfsplanung der Bundesregierung ins Visier, die Alternativen oder gegenläufige Trends nicht ausreichend berücksichtige. [Q23]

Dazu gehört die voraussichtlich fallende **Gasnachfrage** in Deutschland und in der EU insgesamt. Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet 2022 einen Rückgang der globalen Gasnachfrage um 1%. In Europa wird sie voraussichtlich **sogar um 6% schrumpfen**, vor allem im Stromsektor, aber auch bei der Raumwärme aufgrund eines milden Winters und hoher Preise. Auch sei ein schnellerer Ausbau erneuerbarer Energien möglich. Die Potenziale zur Gaseinsparung werden kaum genutzt. [Q58]

Bereits vorhandene LNG-Terminals in der EU und in UK könnten besser genutzt werden, auch für die deutsche Gasversorgung:

- UK ist bisher unzureichend an den Kontinent angeschlossen
 - Spanien kann bisher nur geringe Mengen nach Norden senden
 - Pipelines sind bisher einseitig auf den Ost-West-Flow orientiert
- [Q39]

Auc gibt es gibt schon heute zahlreiche LNG-Neubauprojekte und LNG-Ausbauprojekte. Die Importkapazitäten der EU werden also in jedem Fall steigen. Bis 2023 werden zusätzliche 28 bcm, bis 2029 sogar zusätzliche 59 bcm Regasifizierungskapazitäten dazukommen. Vor allem die Projekte in Deutschlands Nachbarländern Frankreich, Niederlande und Polen werden zusätzliches LNG bereits liefern, bevor die ersten Landterminals in Deutschland überhaupt starten können. [Q50]

Ähnliche Ergebnisse liefert ein Überblick von ICIS (vgl. Abb. nächste Seite). Die aktuelle Regasifizierungskapazität Europas steht bei 215 bcm/a. In diesem Jahr könnten 17 bcm hinzukommen (inkl. FSRU Wilhelmshaven). Bis 2024 wäre ein Ausbau von 45 bcm/a möglich, so die aktuellen Planungen. Bis 2028 wären es sogar 99 bcm/a. Der Schwerpunkt des Ausbaus liegt in Nordwesteuropa (54 bcm/a) , also Frankreich, Belgien, Niederlande sowie Deutschland. [Q19]

Die NGO Global Energy Monitor, die sich auf die Erfassung fossiler Projekte weltweit konzentriert, kommt in ihren Analysen zu dem Ergebnis, dass die EU bereits jetzt über mehr als ausreichende Importkapazitäten verfügt und dass dieser Überschuss in den nächsten Jahren auch ohne neue LNG-Terminals wachsen wird. [Q72]

Selbst wenn die gesamten russischen Gasexporte ausfallen sollten, zeigen die Szenarien von IEA, ENTSOG und EU demnach, dass die bestehende Gasinfrastruktur langfristig ausreicht und durch den Ausbau der Erneuerbaren sowie die fallende Gasnachfrage nicht ausgelastet wird (vgl. Abb. nächste Seite).

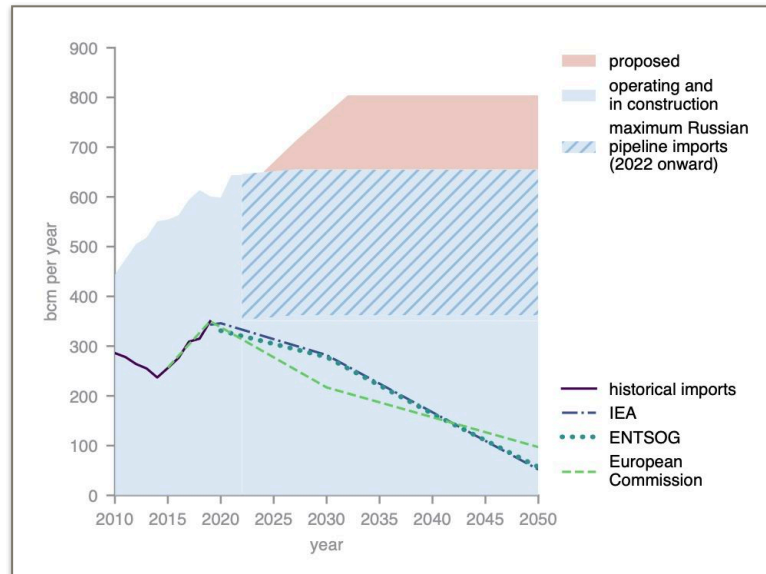
Die aktuellen Ausbaupläne der EU zielen auf eine zusätzliche Importkapazität via Pipelines und LNG von 160,2 bcm/a (ohne Nord Stream 2). Die Kosten liegen bei 26,4 Mrd. Euro, davon 12,3 Mrd. Euro für LNG-Importterminals. Sie verteilen sich auf 4 Importterminals (Neubau oder Ausbau), die bereits gebaut werden (4,3 bcm/a) und 26 geplante Importterminals (102,7 bcm/a).

PLANNED EUROPEAN LNG PROJECTS						
Country	Type	Terminal	New/Expansion	Status	Operational start earliest	Regasification capacity (mcm/d)
Belgium	Onshore	Zeebrugge	Expansion 1	FID taken	1/1/2024	18
Belgium	Onshore	Zeebrugge	Expansion 2	FID taken	1/1/2026	5
Croatia	FSRU	Krk	Expansion	Planned	10/1/2022	1
Cyprus	FSRU	Cyprus	New	Announced	7/1/2023	2
Estonia	Onshore	Paldiski	New	Planned	1/1/2025	7
Estonia	FSRU	Alexela's Paldisk	New	Announced	10/1/2022	7
Finland	Onshore	Hamina LNG	New	FID taken	10/1/2022	1
Finland	FSRU	FSRU	New	Announced	1/1/2025	0
France	FSRU	Le Havre	New	Announced	Not specified	6
Germany	FSRU	Wilhelmshaven	New	Announced	12/22/2022	28
Germany	Onshore	Wilhelmshaven	New	Announced	1/1/2025	23
Germany	Onshore	Brunsbüttel LNG	New	Announced	1/1/2025	23
Germany	Onshore	Hanseatic Energy Hub terminal	New	Announced	1/1/2026	36
Greece	FSRU	Elpedison LNG	New	Announced	1/1/2025	20
Greece	FSRU	Alexandroupolis	New	FID taken	1/1/2023	17
Greece	FSRU	Volos	New	Announced	10/1/2023	13
Greece	FSRU	Dioriga Gas	New	Announced	1/1/2023	7
Ireland	Onshore	Shannon LNG	New	Announced	Not specified	32
Italy	Onshore	Adriatic LNG	Expansion	Announced	Not specified	3
Lithuania	FSRU	Klaipeda LNG	Expansion	Announced	Not specified	0
Latvia	Onshore	Skulte	New	Announced	10/1/2024	11
Netherlands	FSRU	Exmar	New	Announced	8/1/2022	11
Netherlands	Onshore	Gate terminal	Expansion 1	FID taken	10/1/2024	1
Netherlands	Onshore	Gate terminal	Expansion 2	FID taken	1/1/2025	1
Netherlands	Onshore	Gate terminal	Expansion 3	FID taken	1/1/2026	1
Poland	Onshore	Swinoujscie	Expansion	FID taken	12/1/2023	6
Poland	FSRU	Gdansk	New	Announced	1/1/2028	17
United Kingdom	Onshore	Isle of Grain	Expansion	Announced	1/1/2025	14

Source: ICIS

Quelle: [Q19]

Abb. EU-27 Gasimporte und Importkapazität



Quelle: [Q72]

Abb. Ausbaupläne Stand Februar 2022

Table 7. Planned EU LNG import terminals			
Projects included on the fifth PCI list are marked by ‡ (European Commission 2021).			
Country	Terminal name	Capacity (bcm/y)	Cost (million €)
Construction			
Cyprus	Cyprus LNG Terminal ‡	0.8	312
Finland	Hamina LNG Terminal	0.1	100
Poland	Świnoujście Polskie LNG Terminal Expansion	2.5	427
Poland	Świnoujście Polskie LNG Terminal Expansion 2	0.8	148
<i>Construction Subtotal</i>		4.3	987
Proposed			
Belgium	Zeebrugge LNG Terminal, 2024 Expansion	6.4	116
Belgium	Zeebrugge LNG Terminal, 2026 Expansion	1.8	450
Croatia	Krk LNG Terminal Phase 2	4.4	479
Denmark	Frederikshavn LNG Terminal	0.1	13
Estonia	Paldiski LNG Terminal	2.5	400
Finland	Rauma LNG Terminal		
France	Fos Cavaou LNG Terminal Expansion 1	2.7	1,571
France	Fos Cavaou LNG Terminal Expansion 2	5.4	1,006
France	Montoir LNG Terminal Expansion	2.5	500
Germany	Brunsbüttel LNG Terminal	8	450
Germany	Stade LNG Terminal	12	1,000
Germany	Wilhelmshaven FSRU Terminal	10	636
Greece	Alexandroupolis LNG Terminal	6.1	290
Greece	Dioriga FSRU Terminal	2.6	300
Ireland	Predator FSRU Terminal	3.3	
Ireland	Shannon LNG Terminal Phase I	2.8	650
Ireland	Shannon LNG Terminal Phase II	2.1	388
Ireland	Shannon LNG Terminal Phase III	3.3	610
Latvia	Skulte LNG Terminal	6.2	110
Malta	Delimara Onshore LNG Terminal		
Netherlands	Gate LNG Terminal Expansion	1.5	277
Poland	Polish Baltic Sea Coast Terminal ‡	6.1	620
Romania	Constanta LNG Terminal	8.2	1,509
Spain	Gran Canaria LNG Terminal	1.4	272
Spain	Mugardos LNG Terminal Expansion	3.6	36
<i>Proposed Subtotal</i>		102.7	11,322
Total		107.0	12,309

Quelle: [Q72]

Die genannten Zahlen berücksichtigen nur die Pläne bis zum Februar 2022. Seither haben Estland, Griechenland, Italien, die Niederlande und vor allem Deutschland zusätzliche Projekte angekündigt. Der Umfang der Neubau- und Ausbaupläne erhöhte sich vor allem in Deutschland (vgl. Abb. unten).

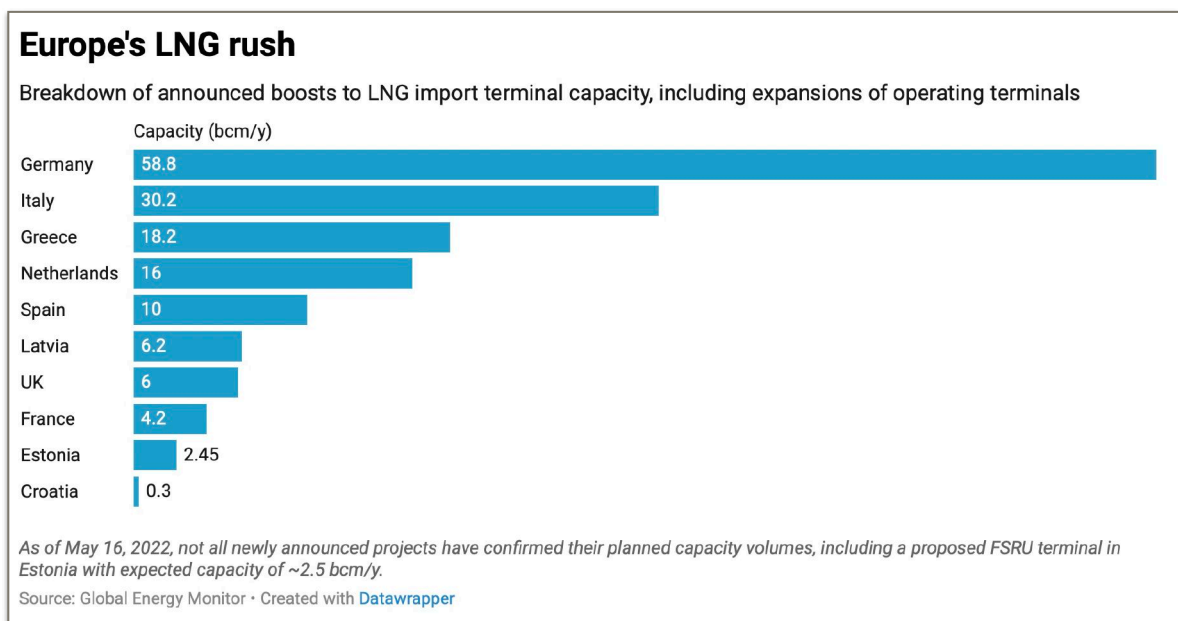
In einem Kurzpapier vertritt auch das **DIW** die These, dass auf zusätzliche LNG-Terminals an Land verzichtet werden kann. Einsparungen sowie zusätzliche Importe aus anderen Ländern seien dafür ausreichend, so die Autoren. Die Argumente konzentrieren sich allerdings auf die deutsche Situation und weniger auf die Rolle Deutschlands als wichtiges Gastransitland [Q69, Q61].

Auch die Autoren einer mittelfristigen Energiemarktmodellierung von **Artelys** halten mit Blick auf das Jahr 2025 zusätzliche LNG-Terminals nicht für notwendig [Q68]. Die Gasnachfrage der EU werde 2025-2030 um 68 bcm fallen, so die Klimaziele der EU. Zudem gehöre LNG zu den teuersten Energieträgern. Sie plädieren daher für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien, bieten in der Studie allerdings keine Übergangslösung für die Zeit bis 2025 an.

Die Stimmen, die eine Überdimensionierung befürchten, mehrten sich in den letzten Monaten:

- „Die durch Sorge um kurzfristige Versorgungssicherheit geplanten Investitionen sind klar überdimensioniert“, warnt Matthias Buck vom Berliner Thinktank Agora Energiewende.

Abb. Geplanter Kapazitätsausbau (Stand 16. Mai 2022)



Quelle: [Q71]

- Es gebe einen regelrechten „Hype“ um den Bau neuer Terminals, sagt Ana Maria Jaller-Makarewicz von der amerikanischen Denkfabrik Institut für Energiewirtschaft und Finanzanalyse: „Alle wollen nur noch bauen, bauen, bauen.“
- Ökonom Georg Zachmann von der Brüsseler Denkfabrik Bruegel warnt vor dem sinkenden Gasbedarf in der EU: „Daher fürchte ich, dass, wenn wir in fünf Jahren 70 Milliarden Kubikmeter zusätzliche Kapazitäten gebaut haben sollten, diese kaum mehr genutzt würden.“ [Q105]

Kritik: Klima- und Umweltfolgen

Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) verweist auf die hohen CO₂-Emissionen, die indirekt durch die Gasimporte über die geplanten LNG-Terminals entstehen werden. [Q51] Allein die 7 LNG-Projekte mit den besten Realisierungschancen (4 FSRU, Terminal Stade, Terminal Wilhelmshaven, Terminal Brunsbüttel) ermöglichen im Laufe ihrer Betriebszeit den Import einer Gasmenge, die bei der Verbrennung **2,13 Mrd. Tonnen CO₂** verursachen.

Diese Menge würde drei Viertel des gesamten deutschen CO₂-Restbudgets aufzehren, das nach dem Pariser Klimaabkommen ab 2023 bei 2,87 Mrd.t CO₂ liegen wird.

Die Berechnung geht dabei von folgenden Importmengen und Betriebszeiten aus:[Q51]

- FSRU „Höegh Giant“, 7,5 bcm/a (Betrieb 2023-2032)
- FSRU „Höegh Esperanza“, 7,5 bcm/a (Betrieb 2023-2032)
- FSRU „Transgas Force“, 7,5 bcm/a (Betrieb 2024-2033)
- FSRU „Transgas Power, 7,5 bcm/a (Betrieb 2024-2033)
- LNG-Terminal Brunsbüttel, 8 bcm/a (Betrieb 2026-2043)
- LNG-Terminal Wilhelmshaven, 20 bcm/a (Betrieb 2026-2043)
- LNG-Terminal Stade, 13 bcm/a (Betrieb 2026-2043)

Umweltfolgen

NGOs verweisen auch auf die möglichen Umweltschäden durch den Bau der LNG-Terminals in Deutschland [Q21, Q22]:

- Beim Bau der Terminals in Wilhelmshaven werden Stahlrohrpfähle in den Meeresgrund gerammt. Die dabei entstehenden Schallemissionen gefährden die Gesundheit der Schweinswale in der Jade-Mündung und im Nationalpark Wattenmeer.
- Ein Unterwasser-Biotop könnte durch die Bauarbeiten in Wilhelmshaven teilweise zerstört werden.

Kritik an den geänderten Verfahren im LNGG

LNG-Terminals benötigen eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Das Verfahren dauert normalerweise mehrere Jahre. Nach Paragraph 8a des BImSchG gibt es jedoch die Möglichkeit, die Anlage schon vorab vorläufig zuzulassen, wenn mit einer Genehmigung gerechnet werden kann und ein öffentliches Interesse besteht. [Q100]

In einem Gutachten für die Deutsche Umwelthilfe hinterfragt die Autorin Ziehm jedoch diese Rechtfertigung sowie zahlreiche Annahmen und Verfahren im LNG-Beschleunigungsgesetz. Die wichtigsten Kritikpunkte sind: [Q65]

1. Der unterstellte **Eilbedarf**, der die Begründung für die beschleunigten Verfahren liefert, besteht demnach nur für zwei FSRU, aber nicht für bis zu 18 Vorhaben an bis zu 6 Standorten. Nur die beiden FSRU können "zeitnah" in Betrieb gehen, so auch die Planungen des BMWK. Die Landterminals werden im günstigsten Fall schon aus technischen Gründen erst in einigen Jahren den Betrieb aufnehmen können.

Ein Eilbedarf, der Vorgaben des Klima- und Umweltschutzes sowie des Vergaberechts abkürzt, kann also nicht begründet werden.

2. Bei der "Eignungsfeststellung" sei geklärt worden, dass die sechs **Standorte** der LNG-Terminals „von herausragender Eignung“ seien. Das bezweifelt die Autorin:

- Die Fahrtrinne für die Zufahrt nach Lubmin ist für LNG-Tanker nicht tief genug.
- Der Standort in Brunsbüttel befindet sich in einer komplexen störfallrechtlichen Gemengelage mit atomaren Anlagen und Sondermüllverbrennungsanlagen.
- Der Standort Stade wurde in früheren LNG-Infrastrukturanalysen bereits ausgeschlossen, da er schwerwiegende nautische Probleme aufweist (zu wenig Platz für Wendemanöver).

3. Der LNG-Ausbauplan steht im Widerspruch zu den **Klimazielen**, insbesondere Art. 20a GG, dem Klimaschutzgesetz und dem Klima-Beschluss des Bundesverfassungsgerichts. Das nationale Restbudget an Treibhausgasen darf also nicht schon bis 2030 weitgehend aufgezehrt sein.

Der Ausbau der Regasifizierungskapazitäten für fossiles Erdgas auf bis zu 70 bcm steht dazu offenbar im Widerspruch, denn:

- Die Klimabilanz ihres Betriebs wird nicht geprüft.
- Die Vereinbarkeit mit den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes wird nicht belegt.

- Klimaschonende Alternativen wie Erneuerbare Energien, Einsparpotenziale, Energieeffizienz werden nicht geprüft.
- Die Betriebsgenehmigung der Terminals bis Ende 2043 wird hinsichtlich der Lock-in Effekte nicht thematisiert.

4. Ein Verzicht auf **Umweltverträglichkeitsprüfungen** für die FSRU sei nicht mit Europarecht vereinbar. Das sei nur für Ausnahmefälle und einzelne Projekte zulässig und auch nur dann, wenn die UVP sich nachteilig auf den Zweck des Projekts auswirken. Das wird jedoch nicht belegt.

5. Beim Thema **Naturschutz** wird die Eingriffsregelung faktisch abgeschafft. Der zeitliche Rahmen für Ersatz- und Ausgleichsmaßnahmen ist unklar, obwohl diese Maßnahmen die Vorhaben nicht verhindern oder verzögern können.

6. Die Autorin kritisiert auch den **faktischen Ausschluss der Zivilgesellschaft** aus dem Genehmigungsverfahren. Relevante Unterlagen werden nur wenige Tage zur Verfügung gestellt. Einwendungen können nur bis eine Woche nach Ablauf der Auslegungsfrist erhoben werden. Dadurch wird ein effektiver Rechtsschutz verhindert. [Q65]

4. Sind deutsche Terminals H2-Ready?

4.1 Worum geht es?

Die neue LNG-Infrastruktur an den deutschen Küsten soll “H2-ready” sein, also von vornherein so geplant werden, dass sie für den Import von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten geeignet ist.

Das betrifft nur die Landterminals und die landseitige Infrastruktur, also v.a. die Pipelines Richtung Hinterland. Die schwimmenden LNG-Terminals (FSRU) werden nur für einen begrenzten Zeitraum gemietet und anschließend an die Eigentümer zurückgegeben.

4.2 Der Begriff: H2-ready

Das Attribut “H2-Ready” wird bisher nur für Kraftwerke (bzw. Gasturbinen), Pipelines oder Heizungen verwendet. Bei LNG-Terminals ist noch immer unklar, was „H2-Readiness“ eigentlich bedeuten soll.

Das ist nicht weiter verwunderlich, denn mit LH2 (Liquid H2), Ammoniak, LOHC oder Green LNG in allen Schattierungen gibt es sehr unterschiedliche technische Alternativen. Auch gibt es bisher keine nennenswerten Praxiserfahrungen bei der Anpassung von LNG-Terminals.

Bei Kraftwerken ist man bereits einen Schritt weiter. Der TÜV SÜD hat in Zusammenarbeit mit Siemens eine Richtlinie für “H2-Readiness” entworfen und bietet dafür eine Zertifizierung an. Nicht überraschend hat Siemens Energy als erste Firma diese Zertifizierung für seine Gasturbinen erhalten. [Q41, Q43]

Wichtig dabei ist, dass sich das “H2-Ready” nicht auf das Kraftwerk, sondern auf eine **Roadmap** bezieht. Sie beschreibt lediglich, wie das Kraftwerk für die Verbrennung von Wasserstoff (in reiner Form oder beigemischt) angepasst werden könnte.

Der Verband der europäischen Kraftwerksturbinenhersteller EUGINE geht in eine ähnliche Richtung. Mit den “H2-Readiness“-Stufen A1 bis C3 klassifizieren sie den Anteil der möglichen H2-Beimischung (A-C) und den Umfang der dafür notwendigen Anpassungen (1-3). [Q42]

Diese Klassifizierung ist jedoch auf LNG-Terminals bzw. deren Anpassung an Wasserstoffimporte nicht übertragbar. Vor allem spielt hier der Anteil der H2-Beimischung keine Rolle, da es nicht sinnvoll wäre, LNG, LH2 und Ammoniak in einem Tank zu mischen.

4.3 Anpassung der LNG-Terminals: Die technischen Pfade

1. Große Umbauten an den deutschen LNG-Terminals könnten aus klimapolitischer Sicht nur dann vermieden werden, wenn weiterhin LNG importiert wird, dann allerdings **“Grünes LNG”**. Das ist aus naheliegenden Gründen die präferierte Variante der meisten Terminalbetreiber und zum Teil auch der Gaswirtschaft.

Dabei müsste z.B. Methan (CH_4) schon im Exportland grün produziert werden (z.B. Biogas oder Methanisierung von Grünem Wasserstoff), oder Methan wird nur als Carrier für H_2 verwendet. Der Kohlenstoff wird dann im Importland wieder entfernt (Reforming), als CO_2 in CCS-Lagerstätten abtransportiert oder ins Exportland zurückverschifft.

Die Kette wäre also bei Grünem LNG: Grüner Wasserstoff → Methan → LNG → Methan → H_2 ; plus Rücktransport des CO_2 bzw. Endlagerung des CO_2 via CCS.

Der Einsatz dieser LNG-Variante scheint sich wegen der sehr hohen Energieverluste und der aufwendigen Prozesstechnik bisher nicht durchzusetzen. Doch das ist nur eine Momentaufnahme. Im Moment gelten aus aussichtsreichere Varianten die folgenden Technikpfade:

- **Flüssiger Wasserstoff** (Liquid Hydrogen, LH_2)
- **Grüner Ammoniak** (Green Ammonia, NH_3)
- **Grünes Methanol** (Green Methanol, CH_4O)
- **LOHC** (Liquid Organic Hydrogen Carrier wie z.B. Methylcyclohexan, C_7H_{14} , als Carrier für H_2)

Bei diesen vier Varianten müssen die LNG-Terminals allerdings mehr oder weniger stark angepasst werden. So benötigt z.B. flüssiger Wasserstoff eine Infrastruktur für wesentlich tiefere Temperaturen als LNG, während Ammoniak, LOHC oder Methanol weitaus geringere Temperaturanforderungen als LNG stellen, aber dafür andere Anpassungen erfordern.

Die **LOHC**-Variante benötigt z.B. einen zusätzlichen Speicher für das dehydrierte LOHC, da der Carrier wieder zurücktransportiert werden muss.

Das deutsche TransHyDE-Projekt Campfire testet das Potential von LOHC als Carrier für den Wasserstofftransport. Über eine Pipeline gelangt dann Grüner Wasserstoff von einer Offshore-Anlage auf die Insel Helgoland. Für den weiteren Transport soll der Wasserstoff an organische Trägerflüssigkeiten (LOHC) gebunden werden. Dadurch lässt sich Wasserstoff ähnlich transportieren wie z.B. Methanol und kann mit bereits bestehender Infrastruktur verschifft werden. Im Hamburger Hafen

wird zusätzlich eine Dehydrieranlage gebaut, die den Wasserstoff wieder vom LOHC löst. [Q54]

Auch auf der Donau laufen erste Pilotprojekte für LOHC-Wasserstofftransporte zwischen Österreich und Bayern. Allerdings gibt es weltweit noch keine Projekte für einen internationalen oder interkontinentalen Seetransport mit dieser Technologie.

Ammoniak wiederum benötigt, falls es nicht direkt verwendet werden kann, einen Cracker, um es in Wasserstoff und Stickstoff aufzuspalten.

Generell haben diese Varianten unterschiedliche Anforderungen an die Leistung der Bauteile (z.B. Dichte der Stoffe und Leistungsfähigkeit der Pumpen) und an das Temperaturverhalten der Komponenten (siehe unten). Die **Abbildung** auf der nächsten Seite zeigt die Haupt- und Nebenvarianten der fünf technischen Pfade.

4.4 Vergleich der Energieeffizienzen (Q5)

Die technischen Pfade haben nicht nur große verfahrenstechnische Unterschiede. Auch die Energieeffizienz der Lieferketten fällt sehr unterschiedlich aus.

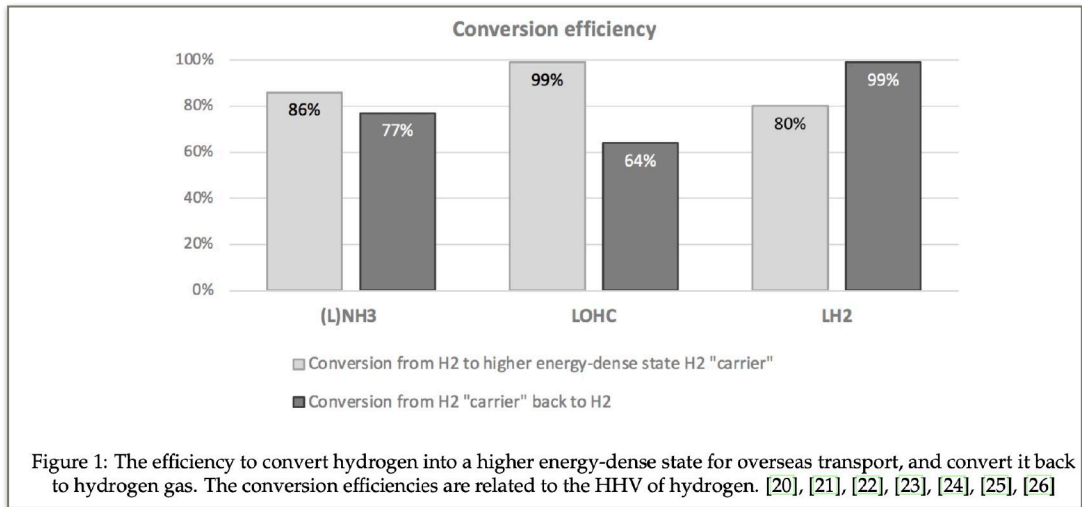
Ein Nachteil der Ammoniak-Variante ist z.B. der hohe Energieeinsatz, der nötig wird, um Ammoniak wieder in Wasserstoff und Stickstoff zu spalten. Das muss im Empfängerland geschehen, wo die Energiekosten normalerweise eher hoch sind.

Der Vorteil von LOHC wiederum liegt zwar darin, dass H₂ ohne Abkühlung oder hohen Druck transportiert werden kann. LOHC hat ähnliche Eigenschaften wie andere Ölprodukte, so dass die vorhandene Infrastruktur für das Handling genutzt werden kann. Aber auch hier ist ein hoher Energieeinsatz erforderlich, um beim Empfänger den Wasserstoff aus dem Carrier herauszulösen und anschließend den Carrier wieder zum Lieferanten zurückzutransportieren.

Die nächste Abbildung zeigt die Energieeffizienz einiger Varianten. Bei Ammoniak und LOHC geht insgesamt mehr als ein Drittel der transportierten Energiemenge bei den Konversionsschritten verloren.

Sowohl für das Ammoniak-Cracking als auch für die Dehydrierung der LOHC sind hohe Temperaturen erforderlich. Bei LH₂ geht zwar "nur" ein Fünftel der Energie verloren, aber dafür ist hier das technische Handling wegen der extremen Temperaturanforderungen am schwierigsten.

Abb. Energieeffizienz - Vergleich der Verfahren



Quelle: [Q5]

Abb. Neun technische Varianten für grüne Wasserstoff- oder Methanpfade



Quelle: [Q2]

4.5 Anpassung eines LNG-Terminals für LH2-Importe

Keine Erfahrung mit LH2 - Abschreibungen kaum zu vermeiden

Es gibt derzeit noch keine funktionierenden kommerziellen Lieferketten für LH2 per Tankschiff. Viele regulatorische und ökonomische Fragen sind noch ungelöst. [Q2]

Die ersten Pilottransporte zwischen Australien und Japan mit dem relativ kleinen Tanker Suiso Frontier, dem ersten LH2-Tanker der Welt, verliefen nur teilweise erfolgreich. Ende Januar brach bei der Beladung ein Feuer aus. Unüberwindliche technische Probleme zeigten sich jedoch nicht. [Q3]

Der Forschungsbedarf bleibt dennoch erheblich, sowohl bei den Schiffen als auch bei den Terminals, so die DVWG. Das deutsche Forschungsprojekt "HySupply" soll die zahlreichen offenen Fragen des LH2-Seeverkehrs aus deutscher Sicht untersuchen. [Q44]

Kein Business-Modell

Die Konversion eines LNG-Terminals zu einem LH2-Importterminal ist nur mit großem Aufwand machbar. Ein realistisches Geschäftsmodell gibt es dafür nicht, so der belgische LNG-Terminalbetreiber Fluxys. [Q37, Q50].

Normale LNG-Terminals können deshalb nicht sinnvoll auf Wasserstoff umgerüstet werden, so Experten von Bruegel. Viele müssen daher in einigen Jahren abgeschrieben werden, wenn die LNG-Importe nicht mehr benötigt werden. [Q105]

Technische Anpassungen [Q5]

Die wichtigsten technischen Unterschiede zwischen LNG und LH2 sind:

- die niedrigere Temperatur von LH2 (-253 Grad Celsius vs -163 Grad)
- die niedrigere Dichte von LH2

LH2 hat eine weitaus geringere Dichte als LNG. In einem Standard-Tank von z.B. 57.000 Kubikmeter können daher 26.000 Tonnen LNG, aber nur 4050 Tonnen LH2 gespeichert werden. Zwar ist der Heizwert (je Masseneinheit) von LH2 mehr als doppelt so hoch, aber das reicht nicht aus, um den Dichtenachteil auszugleichen. In einem Tankbehälter kann daher mit LNG eine 2,3fach höhere Energiemenge gespeichert werden als mit LH2.

Aufgrund der großen stofflichen Unterschiede ist ein LNG-Importterminal auch technisch nicht für den Import von LH2 geeignet. Umfangreiche Umbauten sind notwendig. Wichtige Komponenten können

nicht weiter verwendet werden und müssen ersetzt werden. Zusätzliche technische Maßnahmen zur Verbesserung der Betriebssicherheit werden notwendig: [Q5]

a) Insbesondere die internen und externen **Rohrleitungen** können nicht weiter verwendet werden, da sie in einem LNG-Terminal nicht vakuumisoliert sind. Bei LH2 würde sich flüssiger, leicht entflammbarer Sauerstoff an der äußeren Oberfläche bilden.

b) Auch das **Pumpensystem** muss modifiziert werden (spezielle Inducer), was jedoch grundsätzlich möglich wäre und kommerziell verfügbar ist.

c) Bei den **BOG-Kompressoren** (Boil-off Gas) stellen die Betriebstemperaturen von minus 250 Grad für LH2 (statt -163 Grad bei LNG) ein schwer überwindbares technisches Hindernis dar. Die Anbieter sind noch dabei, kommerziell nutzbare BOG-Kompressoren auf den Markt zu bringen, die für sehr große Anlagen wie Importterminals geeignet sind.

d) Bei den **Vaporizern (Verdampfer)** könnte ähnlich wie bei LNG ein Super-ORV Design zum Einsatz kommen, das Meerwasser/Flusswasser als Wärmequelle nutzt. Auch hier gibt es allerdings noch keine kommerziell nutzbaren Angebote im industriellen Maßstab im Markt.

Davon abgesehen wäre die Funktion und das Verfahren aber ähnlich [Q57, Q63, Q38, Q48, Q47]. Die Vaporizer (Verdampfungsanlagen) überführen das tiefgekühlte LNG oder LH2 in einem kontrollierten Prozess in den gasförmigen Zustand. Zum Einsatz kommen häufig ORV (Open Rack Vaporizer), also Wärmetauscher, die durch Meerwasser oder Flusswasser erwärmt werden. Sie kommen in den meisten Regasifizierungsterminals an der Küste zum Einsatz. Eine Alternative, vor allem in FSRU, sind SCV (Submerged Combustion Vaporizer). Hier wird das Wasser durch Gasbrenner erwärmt und dann den Wärmetauschern zugeführt.

Bei der Verdampfung gibt es offene und geschlossene Kreisläufe: Open Loop, Closed Loop oder Kombinationen davon. FSRU nutzen häufig einen Closed Loop. Dafür verbrauchen sie 1-2% der LNG-Mengen zur Wärmeerzeugung, falls keine alternativen Wärmequellen vorhanden sind. Wasser/Glykol oder Propan dienen als Verdampfungsmittel, das wiederverwendet wird (Integrated Fluid Vaporiser).

Landterminals verwenden häufig Open-Loop Systems in diversen Varianten, wobei Meereswasser oder Flusswasser über die Röhren der Wärmetauscher geleitet wird. Das Wasser muss (chemisch) gereinigt werden, um Biofouling zu verhindern. Die Wärmetauscher wiederum erwärmen das flüssige LNG, das dadurch allmählich verdampft.

Idealerweise sollten Landterminals in der Nähe eines Kraftwerks oder eines Industriebetriebs gebaut, um deren Abwärme zu nutzen bzw. um Kälte zu liefern.

e) Der **LNG-Tank** muss für den Einsatz mit LH2 mit großem Aufwand angepasst werden, v.a. das Dämmmaterial an der Innenwand. Nur der Betonmantel des LNG-Tanks kann weiter genutzt werden. Üblicher Nickel-Stahl könnte spröde werden. Stattdessen müsste spezieller rostfreier Stahl (z.B. 304L/316L) für LH2 verwendet werden, der allerdings heutzutage auch bei einigen LNG-Terminals zum Einsatz kommt.

Die Dämmung eines LH2-Tanks müsste etwa 10fach besser sein als die Dämmung eines LNG-Tanks, um die Boil-Off Rate (Abdampftrate) auf dasselbe Niveau zu bringen (Q49). Ein LNG-Tank mittlerer Größe verliert 0,2% seines Volumens pro Tag durch Verdampfung. Bei H2 wären es bei gleicher Isolierung 5% pro Tag. [Q49]

Entweder müsste also innerhalb des LNG-Tanks ein zusätzlicher vakuumisolierter LH2-Tank gebaut werden, was hohe Kosten verursacht. Die andere Option wären *Membrane Insulation Panels* in Verbindung mit einem Recondenser für den BOG Flow. Das wäre weniger teuer, verringert jedoch die Flexibilität des Send-Out Volumens, wenn z.B. zu bestimmten Zeiten nur geringe H2-Mengen eingespeist werden sollen.

Vorteil von LH2: Höhere Exergie

Die extrem niedrige Temperatur von LH2 könnte allerdings energetisch genutzt werden. Die nutzbare thermische Exergie ist so hoch, dass die Energiebilanz des LH2-Terminals prinzipiell dadurch sogar positiv werden könnte. Im Moment gibt es dafür jedoch noch keine Praxisbeispiele.

4.6 Anpassung eines LNG-Terminals für Ammoniak-Importe

Die Konversion eines LNG-Terminals zu einem Ammoniak-Importterminal wäre ebenfalls aufwendig, aber deutlich leichter und billiger als bei einem LH2-Terminal.

Die folgende Tabelle (nächste Seite) zeigt die Unterschiede zwischen Ammoniak und LNG. Der Heizwert von Ammoniak ist deutlich geringer als bei LNG, dafür sind die Temperaturanforderungen moderater. Die Dichte wiederum ist höher.

Table 1. Properties of LNG and Anhydrous Ammonia

Property	LNG	Anhydrous Ammonia	Ammonia versus LNG
Boiling point at 1 atm (°F)	-259	-28	Higher cooling media temperature
Density (lb/ft ³)	26.4	42.1	Less liquid storage volume caused by heavier liquid, higher pressure drop, higher load on pipe support, structure and foundations
Heat of vaporization (Btu/lb)	220	598	Lower vaporization (boil-off gas) rate
Heating value (Btu/lb)	23,709	9,551	Lower flare radiation
°F – degrees Fahrenheit atm - atmospheric pressure lb/ft ³ – pounds per cubic foot Btu/lb – British thermal units per pound			

Quelle: [Q4]

Die Anpassungskosten liegen nach Branchenschätzungen um die 15% eines Neubaus, allerdings ohne Ammoniak-Cracker. [Q37] Experten des Fraunhofer ISI schätzen die Mehrkosten auf 6-12%. [Q99]

Außerdem gehen etwa 15-30% der Ausgangsenergie bei der Umwandlung von Ammoniak in Wasserstoff in den Crackern verloren. Unklar bleibt, ob dies technisch problemlos machbar ist, denn es gibt bisher keine großtechnischen Erfahrungen.[Q107]

Notwendige Investitionen für eine Anpassung von LNG-Terminals an den Ammoniakimport sind insbesondere: [Q4, Q37]

- Die **LNG-Pumpen** im Tank und in der Peripherie müssen weitgehend ersetzt werden, um sie an die höheren Temperaturen und stoffliche Unterschiede (v.a. höhere Dichte) anzupassen.
- Anpassungen beim **Tank** wären notwendig, falls für Ammoniak ungeeignete Stahlsorten verwendet wurden.
- Anpassungen beim **BOG-System** (Boil-off Gas) wären wegen der höheren Boil-Off Temperatur von Ammoniak und der höheren Enthalpie (Verdampfungswärme) unumgänglich. Ein effizienter Betrieb wäre z.B. mit einer Anpassung bei Zahl und Größe der BOG-Kompressoren möglich.
- Der Bau eines **Ammoniak-Crackers** wird notwendig, falls H₂ und nicht NH₃ eingesetzt werden soll. Zwar könnte Ammoniak auch direkt verwendet werden, aber der Bedarf in Deutschland ist begrenzt und bei der Verstromung gibt es kaum Erfahrung. Erste größere Pilotprojekte laufen hierzu in Japan.

- Im Moment werden in Deutschland etwa 30 TWh Erdgas für die Ammoniaksynthese eingesetzt. Es könnte also nur ein geringer Anteil der in den geplanten LNG-Terminals umsetzbaren **Ammoniak-Mengen** direkt **stofflich** genutzt werden. [Q50]
- **Kontrollsysteme** und **Sensoren**: Umfangreiche Anpassungen und neue Komponenten sind hier notwendig, z.B. bei Kontrollventilen, Sicherheitsventilen oder Sensoren aller Art, die auf Kohlenwasserstoffe und nicht auf Ammoniak kalibriert sind. Da Ammoniak toxisch ist, muss auch die Leak Detection angepasst werden.

Kosten für den Umbau eines LNG-Terminals für Ammoniakimporte (Q4)

Die folgende Tabelle zeigt in der zweiten Spalte die CAPEX-Anteile der Komponenten eines LNG-Importterminals und in den folgenden beiden Spalten die prozentualen Umbaukosten.

Insgesamt erfordert ein Umbau, so Black & Veatch Analysen, 11-20 Prozent der ursprünglichen LNG-Terminalkosten. Bei LNG-Terminalkosten von ursprünglich z.B. 1,0 Mrd. Euro kostet der Umbau zum Ammoniak-Importterminal also 110-200 Mio. Euro. [Q4]

Falls nicht Ammoniak, sondern Wasserstoff zum Einsatz kommen soll, müssten noch die erheblichen Investitionskosten und operativen Kosten für einen Ammoniak-Cracker addiert werden.

Table 2. CAPEX Breakdown*

Impacted Systems	LNG Import CAPEX (%)	Modification Cost Impact (%) (1)	Total CAPEX Impact (%)	Remark
Storage tank	45 to 50	3	1.0 to 1.5	Full containment, 63-percent capacity
BOG system	10 to 15	5 to 8	5.0 to 8.0	Based on two x 50-percent compressors as current design. A new compressor package is required. The total CAPEX impact is the new compressor CAPEX.
LP/HP pump	3 to 5	1 to 3	1.0 to 3.0	As the pumps need to be replaced, the total CAPEX impact is the new pumps CAPEX.
Piping	5 to 10	40	2.0 to 4.0	Including pipe support and flare stack piping arrangement
Instrument and control system	3 to 5	70	2.0 to 3.5	Including control valves, fire & gas sensor, inline devices, etc.
Total			11.0 to 20.0	

* Based on LNG Facility CAPEX.

Quelle: [Q4]

Ammoniak schon beim Bau der LNG-Terminals mitdenken

Günstiger wäre es, wenn bereits beim Bau des LNG-Terminals der geplante Einsatz von Ammoniak mitgedacht wird. Tankbehälter und BOG-Kompressoren könnten dann entsprechend ausgewählt werden.

Die folgende Tabelle zeigt, dass die Mehrkosten dadurch auf 6,5%-11,5% der Terminal-Capex fallen, also in etwa die Hälfte der Kosten, die bei einer nachträglichen Umrüstung entstehen.

Table 7. CAPEX and Pre-Investment Breakdown

Impacted Systems	LNG Import CAPEX (%)	Pre-Investment Cost Impact (%)	Total CAPEX Impact (%)	Remark
Storage tank	45 to 50	5	2.0 to 2.5	Full containment
BOG system	10 to 15	30 to 40	3.0 to 6.0	Based on three x 33-percent compressors instead of two x 50-percent
HP/Low-pressure pump	3 to 5	0	0	The pumps need to be replaced (no pre-investment)
Piping	5 to 10	10	0.5 to 1.0	Including pipe support and flare stack piping arrangement
Instrument and control system	2 to 4	50	1.0 to 2.0	Including control valves, fire & gas sensor, in-line devices, etc.
Total			6.5 to 11.5	

The pre-investment cost impact will vary based on the capacity of the facility.

Quelle: [Q4]

5. Klima- und Umweltschäden durch LNG-Lieferketten

Erdgas rückt ins Zentrum der Klimapolitik

Es ist nur noch eine Frage der Zeit, bis Erdgas aus klimapolitischer Sicht zum wichtigsten fossilen Energieträger wird. In den kommenden Jahren wird eine Stagnation beim globalen Ölverbrauch und ein Rückgang bei der Kohleverstromung erwartet. Nur der Erdgasverbrauch wächst weiter, unterstützt vom steilen Anstieg der LNG-Lieferungen.

Die Nutzung von Erdgas hat weitreichende Klimafolgen. Bei der Verbrennung von 1 kg Erdgas (ca. 1,4 Kubikmeter) in der Zentralheizung oder im Gaskraftwerk entstehen 2,7 kg CO₂. Die Vorkettenemissionen sind darin noch nicht enthalten. Im deutschen Strommix sieht das UBA den CO₂-Emissionsfaktor von Erdgas beim Brennstoffeinsatz bei 201g CO₂ je Kilowattstunde Wärme; beim Stromverbrauch sind es 399g CO₂ je kWh Strom. [Q17]

Die Lieferkette (Q17)

Schon bevor LNG als Erdgas die Verbraucher erreicht, sind jedoch in der Lieferkette bereits erhebliche Emissionen entstanden:

- Erdgas wird bei der Förderung abgefackelt (Flaring)
- Methan entweicht bei der Erdgasförderung geplant (Venting)
- Methan entweicht ungeplant (Leckagen, unvollständige Verbrennung)
- Der Energieaufwand bei der Förderung und beim Inlandstransport von Erdgas
- Der Energieaufwand bei der Verflüssigung von Erdgas zu LNG
- Der Energieaufwand beim Transport von LNG per LNG-Tanker
- Der Energieaufwand bei der Regasifizierung des LNG
- Energieaufwand und Methanemissionen bei der Verteilung von Erdgas im Leitungsnetz
- Energieaufwand und Methanemissionen bei den Verbrauchsstellen selbst

Methanemissionen

Die Internationale Energieagentur hat im Oktober 2021 einen Bericht zum Thema Methanemissionen veröffentlicht und mit Stand Februar 2022 teilweise aktualisiert [Q17, Q75, Q67].

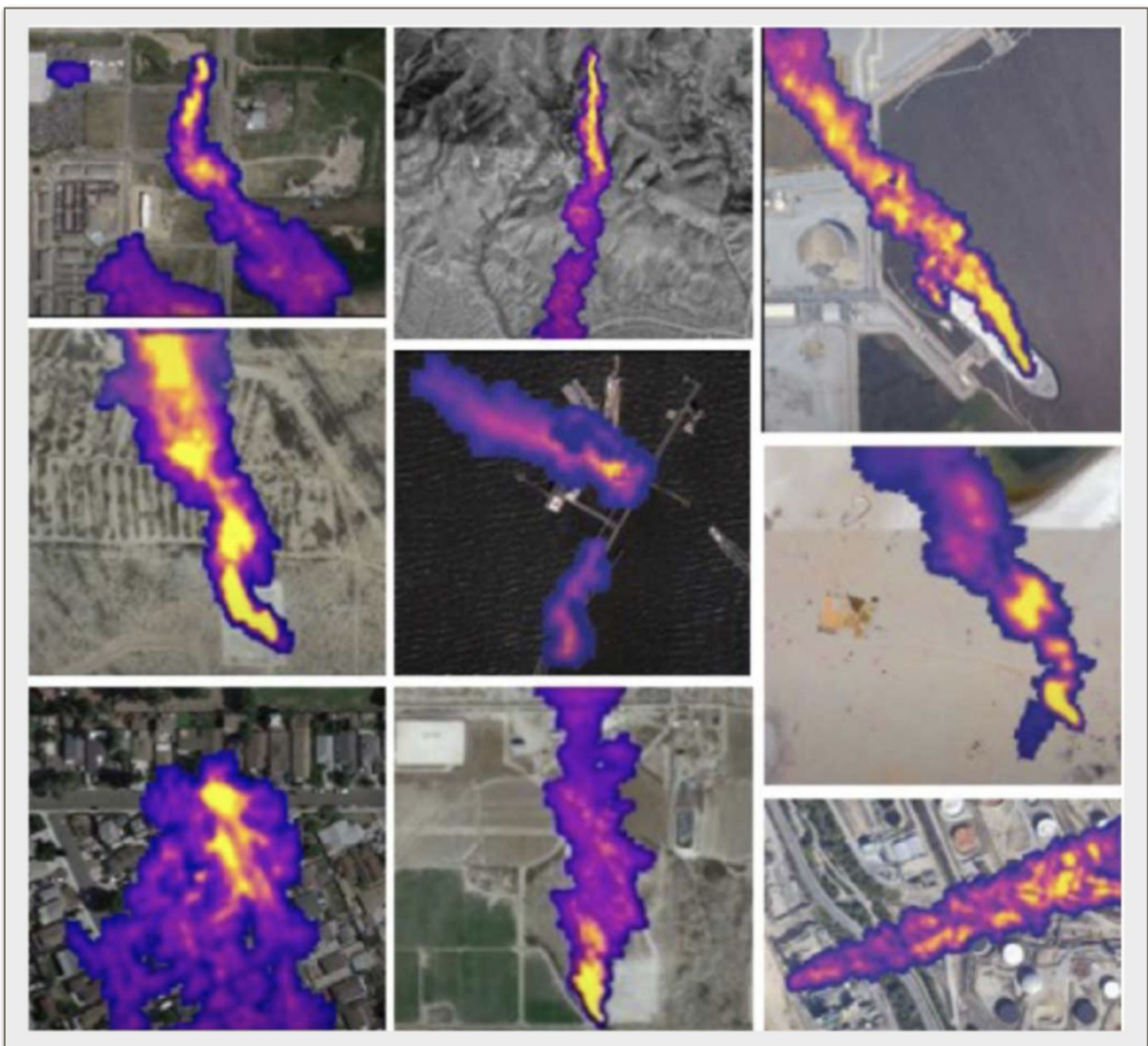
Demnach wurden im Jahr 2020 knapp 120 Mio. Tonnen Methan durch die Bereitstellung und den Verbrauch von Öl, Gas und Kohle frei. Die drei fossilen Branchen, also auch Erdgas, tragen jeweils etwa ein Drittel dazu bei. Die Methanemissionen der fossilen Energieträger entsprechen der Klimawirkung einer jährlichen CO₂-Menge von 3,6 Gt bzw. 9,6 Gt, je nach Zeithorizont (GWP 20 bzw. GWP100).

Regelmäßig können z.B. entlang algerischer Gaspipelines und Gasanlagen große Methanwolken erfasst werden. Ein Leck im Mai 2022 emittierte 118 Tonnen Methan pro Stunde. Acht dieser Lecks würden dieselbe Klimabelastung (CO₂e) erzeugen wie ganz Deutschland (GWP₂₀ mit Faktor 87). Kleinere Lecks emittieren Methan nicht selten über Jahrzehnte hinweg, ohne jemals abgedichtet zu werden. [Q89]

Eine aktuelle Studie des Rocky Mountain Institute (RMI) kam zu dem Ergebnis, dass Russland, Turkmenistan und die USA (Texas) die Öl- und Gasfelder mit den höchsten Methanemissionen betreiben [Q90]. Das RMI schätzt, dass die amerikanische Umweltbehörde EPA die Methanemissionen der Gasbranche in den USA um mindestens den Faktor 2 unterschätzt.

Sowohl Algerien als auch die USA stellen Gas für wichtige LNG-Routen nach Europa zur Verfügung. Dasselbe galt bis vor kurzem für Russland. Der LNG-Import ist also direkt und indirekt für große und nach wie vor unzureichend erfasste Klimaschäden verantwortlich.

Abb. Methanwolken über amerikanischen Öl- und Gasfeldern 2021 (RMI)



Quelle: [Q90]

Klimaemissionen der Lieferketten - Stand der Forschung

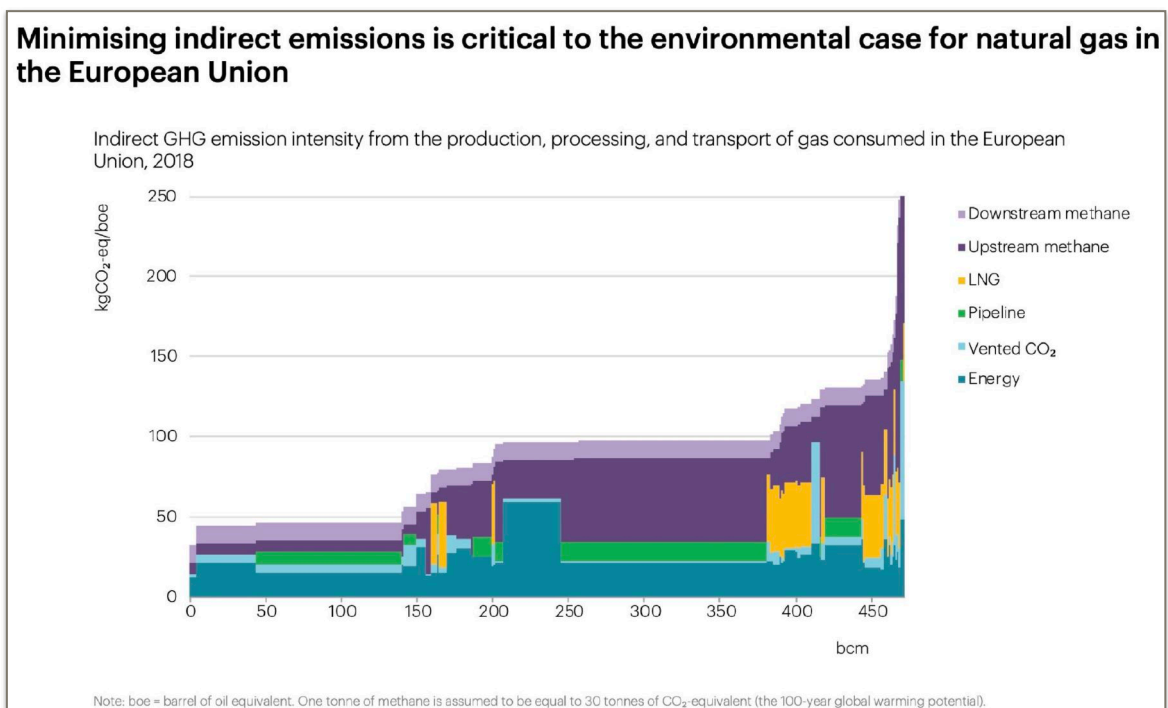
a) IEA Tracker: Erdgasimporte der EU

Die Emissionen der Erdgas-Lieferketten für die EU sind unterschiedlich hoch. Zumeist verursachen die Upstream-Methanemissionen bei der Förderung und der Energieeinsatz für die Förderung/Aufbereitung von Erdgas die größten Klimaschäden.[Q17]

Eine durchschnittliche Vorkette erzeugt laut IEA-Tracker **ca. 60g CO₂e/ kWh** (GWP 100 von 30). Legt man ein GWP100 mit Faktor 36 zugrunde, sind es etwa **70g**. Damit zeigen die Lieferketten der EU im globalen Vergleich durchschnittliche Werte. In besonders klimaschädlichen Ketten spielen auch die LNG-Emissionen (gelb) eine große Rolle (vgl. Abb. unten)

b) Umweltbundesamt - Studienergebnisse

Eine aktuelle UBA-Studie kommt zu dem zusammenfassenden Ergebnis, dass die Erdgasimporte aus Norwegen und den Niederlanden die niedrigsten THG-Emissionen in der Vorkette aufweisen (vgl. Abb. nächste Seite). [Q77]



Quelle: [Q76]

Die THG-Emissionen von russischem Erdgas sind wegen der großen Transportdistanz deutlich höher. Das gilt noch stärker für LNG-Importe aus den USA und Nigeria, die im Vergleich mit Abstand an der Spitze stehen.

c) Emissionen von LNG-Lieferketten in den USA

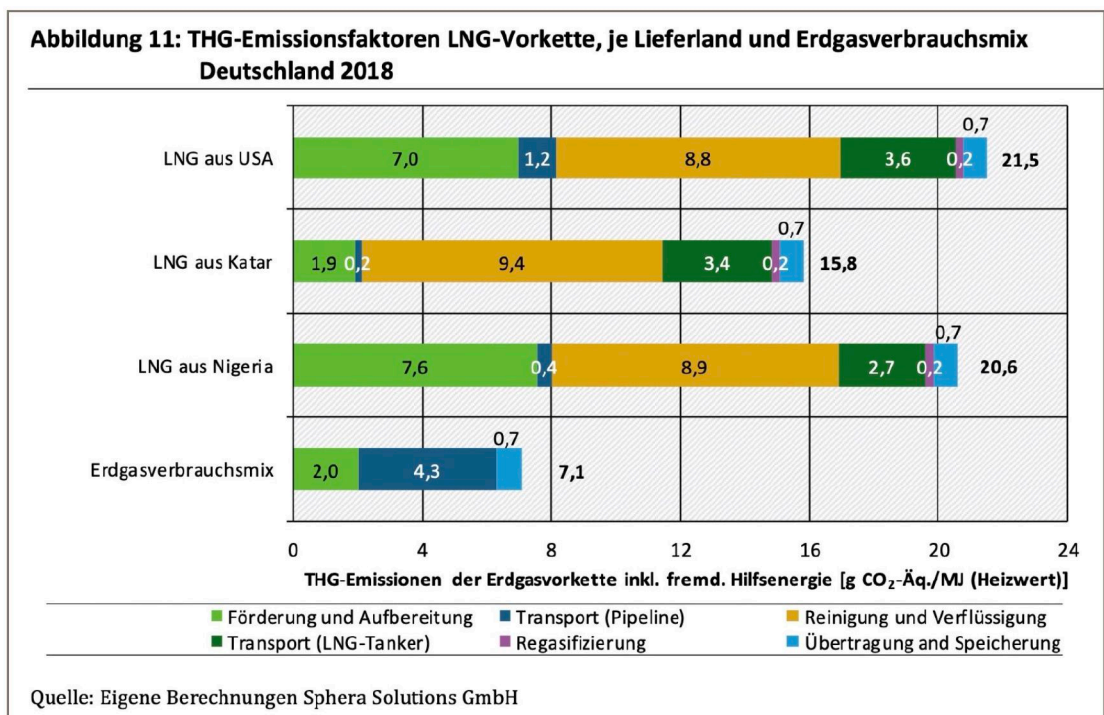
Eine Metastudie sieht die Vorkettenemissionen von Erdgas, das mit LNG-Tankern geliefert wird, bei umgerechnet 58-148 gCO₂e/kWh. Der Durchschnitt liegt bei 83 gCO₂/kWh. Die Betrachtung der Vorkette endet hier im Zielhafen. [Q78]

Die Methanverluste liegen je nach LNG-Kette bei 0,2% bis 4,0%. Der Durchschnitt liegt bei 0,9%. Die Autoren merken an, dass die Zahl belastbarer, detaillierter Analysen gering ist und die tatsächlichen Emissionswerte vermutlich höher liegen.

Die Verflüssigung/Abkühlung von Erdgas zu LNG (Liquefaction) ist der Wertschöpfungsschritt mit dem höchsten Energieverbrauch. Dafür werden 8-14% der bereitgestellten Erdgasmengen verbraucht.

d) Fallstudie Rotterdam

Wie fällt ein Vergleich zwischen Pipelinegas, LNG-Importen und Kohle aus? Das staatliche US-Forschungsinstitut NETL hat dafür die Emissionen für die Destination Rotterdam untersucht, einschließlich der Verbrennung im Gaskraftwerk. Die Auswahl der Lieferströme ist auch für die deutsche Perspektive relevant und repräsentativ. [Q79]

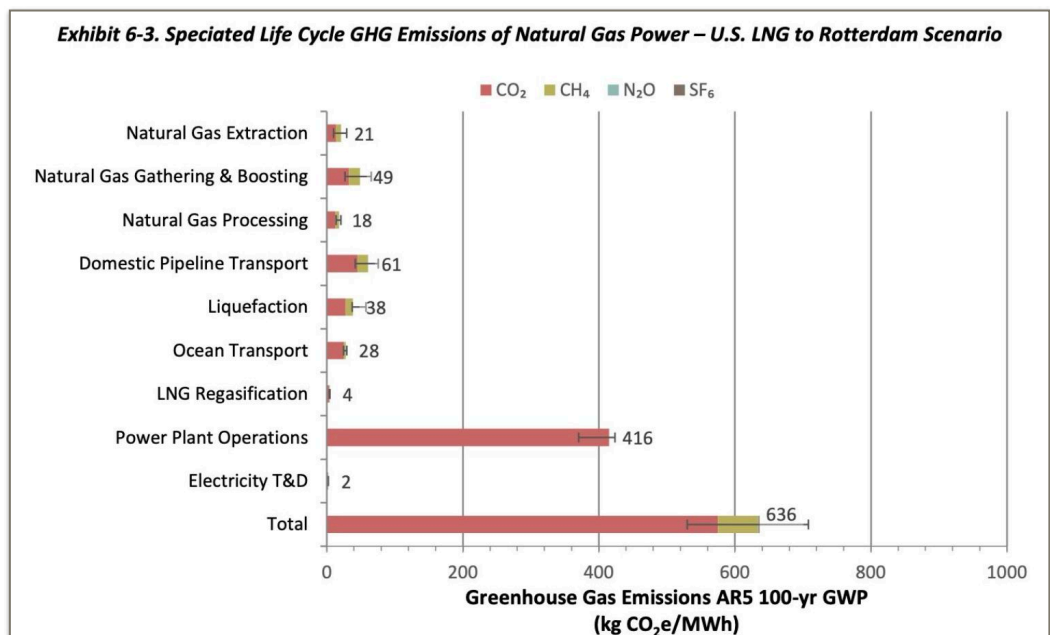


Quelle: [Q77]

Bei einer langfristigen Bewertung (GWP100, Faktor 36) kommt LNG aus Algerien auf ähnlich hohe Gesamtemissionen wie russisches Pipelinegas mit ca. 700g CO₂e/kWh. Amerikanisches LNG liegt nur leicht darunter mit 636g CO₂e/kWh. Dabei entfällt auf die Verbrennung im Gaskraftwerk der größte Anteil.

Bei einer kurzfristigen Bewertung (GWP20) liegen LNG aus Algerien und russisches Pipelinegas fast genauso hoch wie Steinkohle. US-LNG hat hier die beste Bilanz, weist aber mit 719g ebenfalls eine sehr hohe Klimabelastung auf.

Allein auf die LNG-Kette (Liquefaction, Tanker, Regasifizierung) entfallen bei einem LNG-Transport aus den USA 90g CO₂e/kWh im 20-Jahre-Horizont bzw. 70g CO₂e/kWh im 100-Jahre-Horizont.



Quelle: Q79

APPENDIX A: LIFE CYCLE RESULTS

Exhibit A-1. Life Cycle GHG Emissions for Natural Gas and Coal Power in Europe (IPCC AR5 GWP) (kg CO₂e/MWh)

Life Cycle Process	100-yr GWP				20-yr GWP			
	New Orleans to Rotterdam, Netherlands	Oran, Algeria to Rotterdam, Netherlands	Yamal, Russia to Rotterdam, Netherlands	European Regional Coal	New Orleans to Rotterdam, Netherlands	Oran, Algeria to Rotterdam, Netherlands	Yamal, Russia to Rotterdam, Netherlands	European Regional Coal
Natural Gas/Coal Extraction	21	66	61	9	31	145	134	14
Natural Gas Gathering & Boosting	49	48	45	0	72	74	69	0
Natural Gas Processing	18	18	17	0	25	25	23	0
Domestic Pipeline Transport	61	61	166	0	83	84	373	0
Liquefaction	38	39	0	0	53	39	0	0
Tanker/Rail Transport	28	40	0	11	32	75	0	11
LNG Regasification	4	4	0	0	5	5	0	0
Power Plant Operations	416	416	416	1,063	416	416	416	1,063
Electricity T&D	2	2	2	2	1	1	1	1
Total (Expected)	636	694	705	1,085	719	865	1,016	1,090
Low	615	644	668	969	701	811	941	973
High	709	750	778	1,408	825	982	1,183	1,602

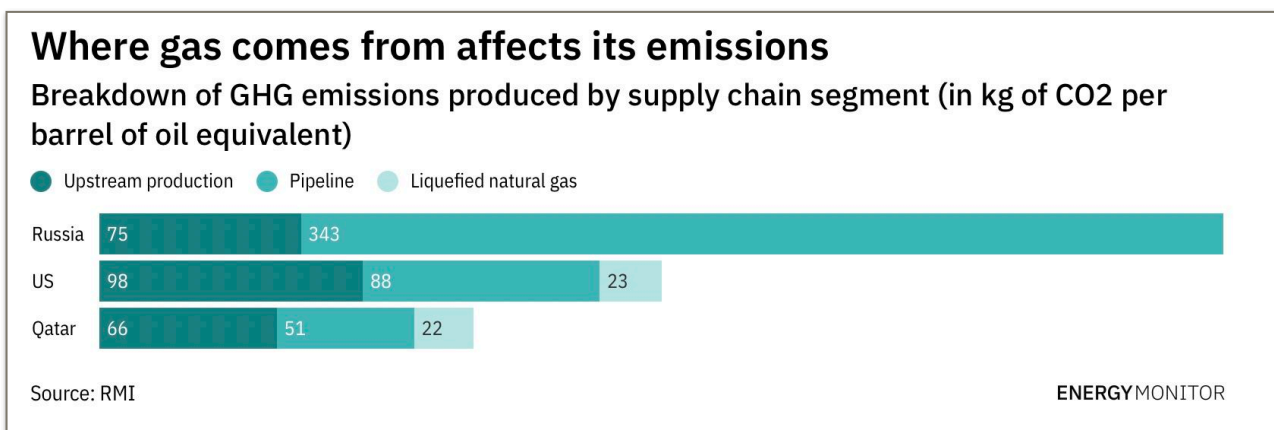
Quelle: Q79

e) RMI-Studie 2022

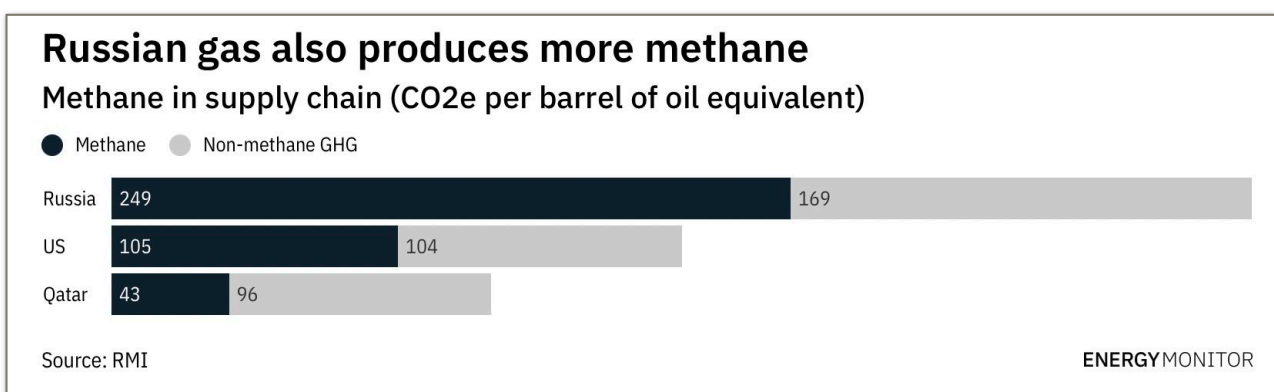
Eine Studie des amerikanischen Think Tank RMI kommt zu dem Ergebnis, dass der Gastransport nach Deutschland durch russische Pipelines das Klima dreifach stärker belastet als LNG aus den USA oder LNG aus Qatar. [Q33]

Trotzdem sind auch die US-Werte hoch. Die Menge von 209kgCO₂e/boe Erdgas sind umgerechnet auf den Heizwert 123 gCO₂e/kWh für die Produktion von Erdgas und den LNG-Transport von US-Gas von der Förderstelle bis zum Zielhafen.

Bei russischem Pipelinegas nach Deutschland sind es 246 gCO₂e/kWh. Es entstehen hier also höhere Emissionen durch die Bereitstellung des Gases als durch die Verbrennung (201g).



Quelle: [Q33]



Quelle: [Q33]

f) WoodMackenzie

Die hohen Werte der oben erwähnten Studien sind jedoch nicht unumstritten. Das Beratungshaus WoodMackenzie kommt auf niedrigere Emissionswerte (vgl. Abb. unten).

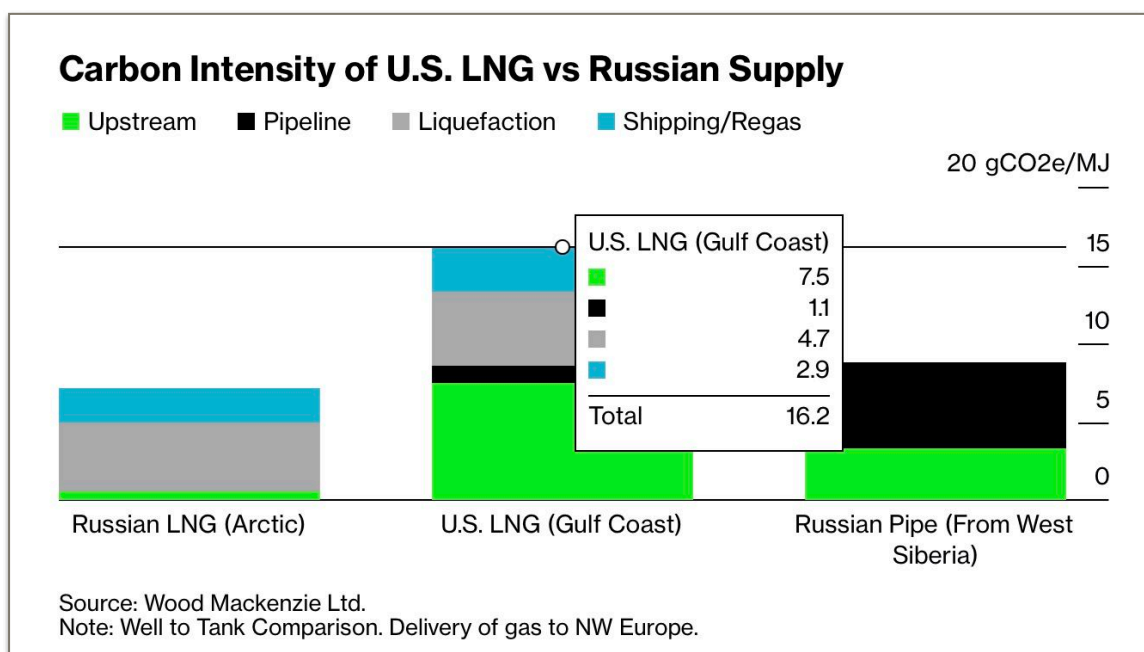
Sie sehen die Gesamtemissionen für LNG-Erdgas von den USA bis Nordwesteuropa bei 16,2 gCO₂/MJ, also umgerechnet 58 gCO₂e/kWh Erdgas. Russisches Pipelinegas und russisches LNG schneiden hier deutlich besser ab als in der erwähnten Studie des RMI. [Q40]

g) OIES 2022 (Q70)

Eine aktuelle Auswertung des OIES vergleicht ebenfalls die Emissionen verschiedener Lieferketten. Sie betonen dabei, wie unterschiedlich die Bilanz russischer Pipelinelieferungen ausfallen kann. Die Emissionsprofile von Nordstream 1 und Yamal-Europe unterscheiden sich stark. Dasselbe gilt für amerikanische LNG-Exporte, wenn man Gas aus dem Anadarko Basin z.B. mit dem Marcellus Shale vergleicht.

Im Jahr 2018 wurden die amerikanischen LNG-Exporte aus dem Sabine Pass LNG-Terminal (Cheniere Energy) in einer Einzelstudie untersucht.

In der Lieferkette von der amerikanischen Förderstelle bis zum LNG-Zielhafen in China entstanden demnach 1,18 tCO₂e/tLNG (GWP100) bzw. 1,64 tCO₂e/tLNG (GWP20). Der Wert von 1,64 tCO₂e/tLNG entspricht 117 gCO₂e/kWh (Umrechnung: 1 kg LNG = 13,98 kWh).



Quelle: [Q40]

h) LNG-Tankertransport: Zahlen aus der Praxis

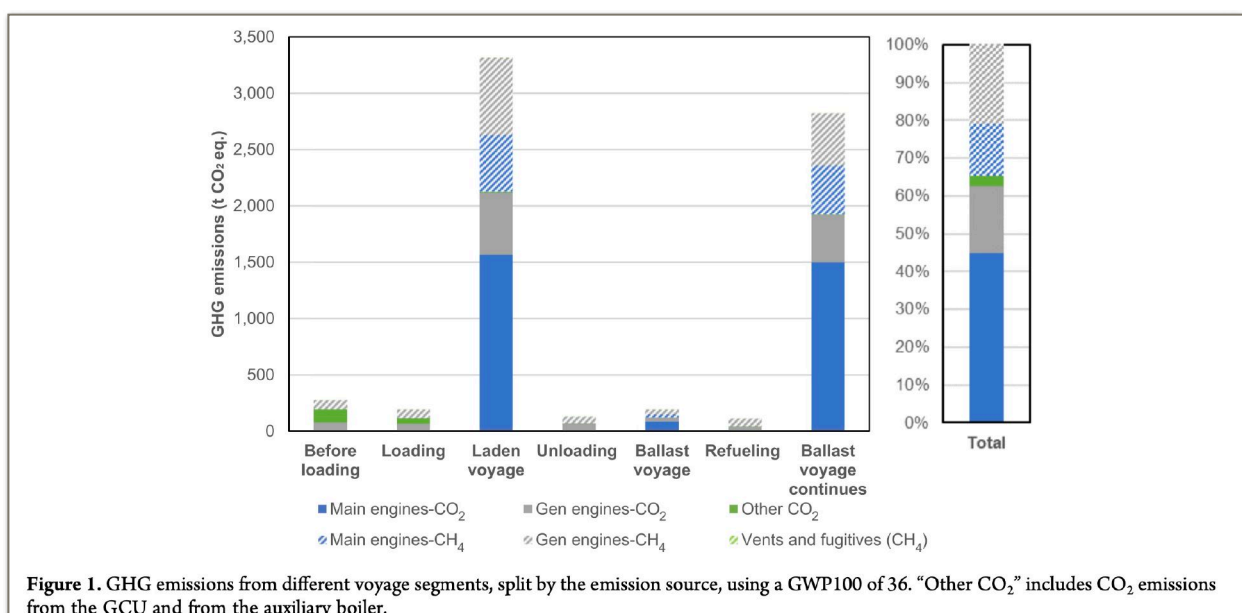
Eine aktuelle Studie von Paul Balcombe u.a. [Q82] untersuchte in diesem Jahr erstmals vor Ort die Klimaemissionen eines LNG-Tankers auf seiner Fahrt von den USA nach Belgien und zurück. Der große LNG-Tanker war auf dem neuesten Stand der Technik. Insofern bleibt die Analyse auch für die kommenden Jahre interessant.

Die Resultate waren in zweierlei Hinsicht überraschend. Die CO₂-Emissionen waren niedriger als erwartet. Dafür sorgten neue, effiziente Antriebe. Auch stellten weder das BOG (Boil-off Gas), also die Verdampfung der LNG-Ladung, noch Lecks in den Tanks ein nennenswertes Problem dar.

Moderne Tankisolierungen verhindern inzwischen den Ladungsverlust durch Verdampfungen (Boil-off Gas). Zusammen mit effizienteren Antriebssystemen ermöglicht das heute einen flexibleren LNG-Handel, der über weite Entfernungen gehen kann. Viele moderne LNG-Tanker verwenden Dual-Fuel Antriebe (v.a. XDF), die nur wenig Diesel verwenden (Pilot Fuel) und ansonsten Methan verwenden. [Q80]

Dafür wären jedoch die **Methanemissionen im Schiffsantrieb** weit aus höher als erwartet. Sie entstanden ganz überwiegend bei den Gasmotoren. Der Methanschluß (Anteil des unverbrannten Methans am Methandurchsatz des Motors) lag hier durchschnittlich bei 3,8%, in einem Motor waren es sogar 16%. Die Methanemissionen waren vor allem dann hoch, wenn die Maschinen nicht mit Vollast liefen. Bei Vollast halbieren sich die Methanemissionen.

Abb. Verteilung der THG-Emissionen während des LNG-Tankertransports



Quelle: [Q82]

Während der Rundreise (USA-Belgien-USA) emittierte der Tanker 4600 Tonnen CO₂ und 68,1 Tonnen Methan. Das entspricht insgesamt einem Klimaschaden von 7050 t CO₂e (100-Jahre-Perspektive, GWP100 mit Faktor 36) bzw. 10.500 t CO₂e (20-Jahre-Perspektive, GWP20 mit Faktor 87). Je Kilogramm LNG-Ladung sind das 156g CO₂e bzw. 11,1 g CO₂e je kWh (Hu) der LNG-Lieferung (GWP20). Da Erdgas bei der Verbrennung ca. 200g CO₂ erzeugt, erhöht ein **moderner LNG-Tankertransport die Klimaschäden** von Erdgas also um etwa **5,5 Prozent**.

Die zusätzlichen Klimaschäden durch die Verflüssigung bzw. Regasifizierung von Erdgas in den Häfen sind hier noch nicht enthalten. Die Zahl bezieht sich lediglich auf den Tankertransport im engeren Sinn.

Vergleich mit anderen Studien

Bisherige Studien (Roman-White, NETL, think-step) kamen bei GWP100 überwiegend auf ähnliche Gesamtemissionen, aber geringere Methananteile, so die Studie. Bei GWP20 übertreffen die Werte der aktuellen Studie die bisherigen Ergebnissen um 20-47%, da in diesem kürzeren Zeitraum die hohen Methananteile prägend sind. Die Roman-White Studie [vgl. hierzu Q70] kam bei einer Untersuchung des Methanschlupfs auf 2,3%; Balcombe u.a. in dieser Studie auf 3,8%. Die Studie von thinkstep führte nur einen minimalen Methananteil auf, ohne das jedoch näher zu begründen.

i) "Carbon-Neutral LNG"?

Die LNG-Branche bietet mittlerweile "Carbon-Neutral LNG" an, um der klimapolitischen Kritik entgegenzutreten. Das sollte jedoch nicht

Abb. THG-Emissionen von LNG-Tankertransporten in verschiedenen Studien

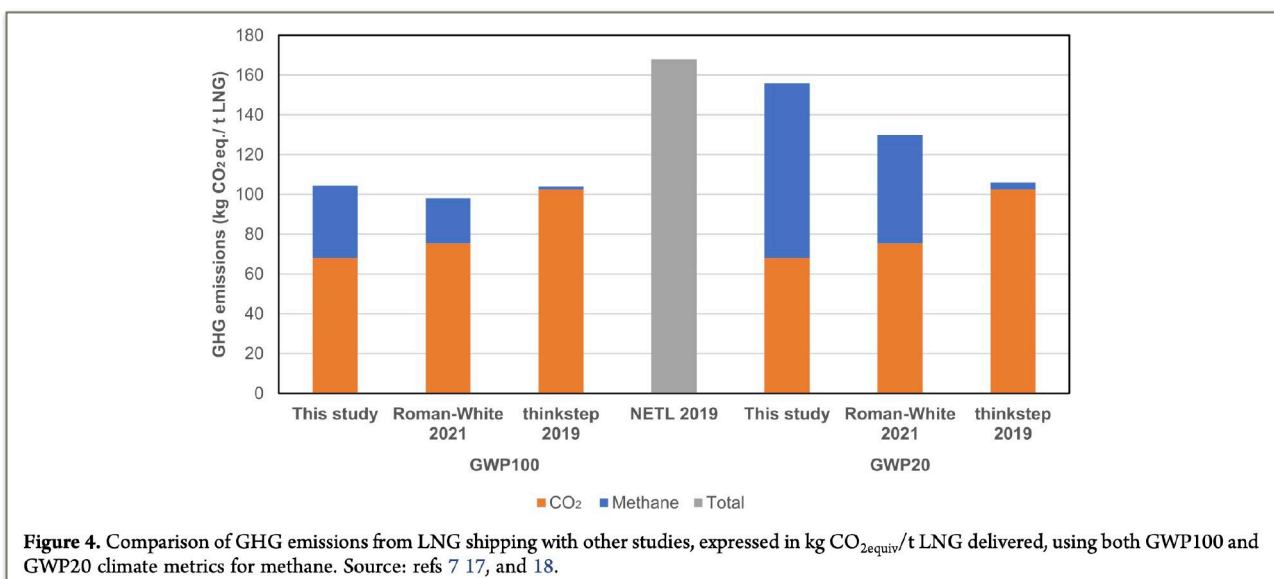


Figure 4. Comparison of GHG emissions from LNG shipping with other studies, expressed in kg CO₂equiv./t LNG delivered, using both GWP100 and GWP20 climate metrics for methane. Source: refs 7 17, and 18.

Quelle: [Q82]

mit „Grünem LNG“ verwechselt werden, das aus Biogas oder Grünem Wasserstoff hergestellt werden könnte.

Bei „Carbon-Neutral LNG“ handelt es sich um normales, aus fossilem Erdgas hergestelltes LNG, das über oftmals intransparente Offset-Maßnahmen oder (geplante) CCS-Projekte das Etikett der CO₂-Neutralität anstrebt. [Q59, Q70]

Besonders die CCS-Projekte der Gaswirtschaft stehen in der Kritik, da sie lediglich die CO₂-Emissionen bei der Verflüssigung von LNG neutralisieren können, die ca. 10% der Gesamtemissionen einer LNG-Lieferkette vom Förderloch bis zum Zielhafen ausmachen. Selbst die Machbarkeit dieses Teilschritts ist unklar, wie das bislang erfolglose CCS-Projekt von Chevron im Gorgon LNG Terminal zeigt. [Q72, Q87]

Zusätzliche Umweltschäden durch LNG-Exportterminals

USA - Cheniere droht Washington

Die vier Großterminals an der amerikanischen Golfküste emittieren jedes Jahr 10 Mio.t CO₂. [Q88] Aber das ist nicht die einzige Belastung. Auch die **Schadstoffbelastung** ist enorm [Q91].

Das große Terminal von Cheniere Energy in Corpus Christi (US-Golfküste) hat die Grenzwerte seit Betriebsstart im Jahr 2018 bereits in mehreren Hundert Fällen überschritten. Das gilt für Ruß, CO und VOC (Flüchtige Organische Verbindungen). Hinzu kommen massive Belästigungen der Anwohner durch Abfackelungen, Hitzewellen und gleißendes Licht.

Das Terminal gilt mittlerweile als Hauptverursacher für die schlechte Luftqualität in der Region. Statt Verstöße zu ahnden, hat die zuständige Behörde (Texas Commission on Environmental Quality) mehrfach die erlaubten Schadstoffmengen erhöht. Von 293 Verstößen, die im Jahr 2020 festgestellt wurden, wurden nur 19 weiter verfolgt. In keinem einzigen Fall kam es zu Geldbußen oder anderen Sanktionen. [Q91]

Im Juli 2022 forderte Cheniere Energy von Washington sogar eine vollständige Ausnahmeregelung für seine Emissionen karzinogener Stoffe. Andernfalls, so drohte das Management, müsste die Firma ihre Exportterminals für einen längeren Zeitraum stilllegen und damit die Versorgung Europas mit LNG gefährden. [Q113]

Australisches LNG - RWE und Uniper gefährden Meeresregion

Die westaustralische Umweltbehörde will dem LNG-Projekt NWS (North-West Shelf) des australischen Öl- und Gaskonzerns **Woodside** eine Produktionserlaubnis über 50 Jahre gewähren. Die LNG-Anlage in Karratha verflüssigt bereits seit 30 Jahren Gas aus den umliegenden Feldern, die jedoch allmählich erschöpft sind. Nun sollen weiter entfernt liegende Felder für weitere 50 Jahre, also mindestens **bis zum Jahr 2070** (!) die große LNG-Anlage mit ihren 16,9 Mio.t LNG pro Jahr am Laufen halten. [Q92]

RWE Supply & Trading GmbH (Tochtergesellschaft von RWE) sowie Woodside Energy Trading Singapore (Tochtergesellschaft des australischen Energiekonzerns Woodside) vereinbaren, dass Woodside ab dem Jahr 2025 RWE jährlich 0,84 Mio.t LNG bereitstellt. Die Vereinbarung soll sieben Jahre lang laufen. Woodside und RWE arbeiten schon seit längerem im LNG-Handel zusammen.[Q6] Auch die deutsche **Uniper** ist an dem Woodside-Projekt beteiligt und will von dort LNG beziehen.[Q114]

Das neue Erdgas soll aus dem Offshorefeld Scarborough gefördert werden. Es liegt vor der Westküste Australiens. Das Gas wird anschließend im Pluto LNG Terminal verflüssigt. Nach Train 1 soll dort nun Train 2 gebaut werden. Das erste LNG aus Train 2 soll 2026 verschickt werden. Das Terminal hat dann eine Kapazität von 9 Mtpa. [Q18]

Die Erdgasbohrungen, der Aufbau der Gasinfrastruktur und der damit verbundene Schiffsverkehr stellen eine erhebliche **Belastung für Flora und Fauna** in der Region dar. Hinzu kommen mögliche Unfälle, etwa Schiffskollisionen oder Blowouts, die zu einer Verschmutzung der Meeresregionen mit großen Mengen an Schiffsdiesel oder Kondensaten führen könnten. Die Projekte stoßen daher auf erheblichen lokalen und überregionalen Widerstand. [Q114]

Quellenverzeichnis

- Q1 GIIGNL: The LNG Industry, GIIGNL Annual Report, Neuilly-sur-Seine 5.5.2022.
- Q2 LNG.Agentur Niedersachsen: Synergieeffekte beim Import von Energieträgern mit einem niedersächsischen LNG-Terminal, April 2021.
- Q3 S&P Global Platts: Hydrogen carrier Suiso Frontier under investigation after Jan. 25 fire, 5.4.2022.
- Q4 Black&Veatch: Hybrid LNG & Ammonia Infrastructure: Key to a Green Economy, 2021.
- Q5 Reneke Kolff: Converting the LNG-Peakshaver to be fit for processing LH2, Delft 2021.
- Q6 RWE: RWE and Australian Woodside sign agreement for LNG supply, Essen 19.2.2021
Essen, 19 February 2021
- Q7 Bella Burgemeister: Handel und Klimawandel - Kauft kein australisches Erdgas, taz 2.8.2021.
- Q8 RWE: RWE charters two floating LNG terminals and takes over operational responsibility, Essen 5.5.2022.
- Q9 Reuters: Factbox: Germany's LNG import project plans, 16.5.2022.
- Q10 Heiko Lohmann: Energate Gasmarkt, Berlin Mai 2022.
- Q11 Heiko Lohmann: Energate Gasmarkt, Berlin März 2022.
- Q12 Heiko Lohmann: Energate Gasmarkt, Berlin April 2022.
- Q13 Simon Göß (Energy Brainpool): Rocket program for German LNG terminals, 13.5.2022.
- Q14 Offshore Energy Biz: Gasunie expects Exmar's FSRU at Eemshaven in August, 25.4.2022 <https://www.offshore-energy.biz/gasunie-expects-exmars-fsru-at-eemshaven-in-august/>
- Q15 Uniper: Dynagas Ltd. und Uniper vermitteln die Vercharterung von zwei FSRUs für Deutschland, 5.5.2022
- Q16 Bloomberg: Germany Rents Floating LNG Hubs to Cut Reliance on Russian Gas, 5.5.2022.
- Q17 Steffen Bukold: Klimaschäden durch Erdgas - Daten und Diskussionen (GPE), Hamburg 2021.
- Q18 ABC: Woodside's controversial Scarborough LNG project gets final approval amid climate warnings, 6.4.2022, <https://www.abc.net.au/news/2022-04-07/woodside-scarborough-lng-approval-despite-climate-emissions/100971214>
- Q19 ICIS: Europe's LNG capacity boom could lead to step-change in regas volumes, 3.5.2022.
- Q20 Financial Times: US natural gas prices surge as Europe turns away from Russian energy, 4.5.2022.

Q21 Joachim Wille/Jörg Staudé: Flüssiggas-Terminals ohne Mehrwert, 4.5.2022, <https://www.klimareporter.de/europaische-union/fluessiggas-terminals-ohne-mehrwert>

Q22 DUH: Baustart LNG-Terminal Wilhelmshaven: Deutsche Umwelthilfe legt Widerspruch gegen vorzeitigen Beginn der Arbeiten ein und fordert sofortigen Baustopp, 4.5.2022.

Q23 Malte Kreuzfeldt: Neue Studie zu LNG-Terminals: Kritik an Flüssiggas-Plänen, 4.5.2022, <https://taz.de/Neue-Studie-zu-LNG-Terminals/!5847733/>

Q24 Seb Kennedy: Soaring costs curb enthusiasm for US LNG, 2.5.2022, <https://www.energymonitor.ai/finance/soaring-costs-curb-enthusiasm-for-us-lng>

Q25 Bloomberg: Qatar Reclaims Crown From U.S. as World's Top LNG Exporter, 2.5.2022.

Q26 German LNG Terminal GmbH: Technische Universität Hamburg untersucht Perspektiven geplanter Terminalinfrastruktur für eine zukünftige Energieversorgung im norddeutschen Raum, 26.8.2021, <https://www.presseportal.de/pm/142930/5003119>

Q27 FAZ: LNG ist in ein, zwei Dekaden obsolet, 8.5.2022.

Q28 CLEW: Ukraine war puts plans for German LNG terminals back on the table, 2.5.2022, <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/liquefied-gas-does-lng-have-place-germanys-energy-future>

Q29 Reuters: Germany, Qatar at odds over terms in talks on LNG supply deal, 9.5.2022.

Q30 OIES: Quarterly Gas Review: Short- and Medium-Term Outlook for Gas Markets, Mai 2022.

Q31 Rystad Energy/IGU/SNAM: Global Gas Report 2022, 2022.

Q32 Reuters: Global LNG markets sail into the unknown ahead of winter, 26.5.2022.

Q33 Nick Ferris: Weekly data: EU gas supplier switch could benefit climate as well as security, 6.5.2022, <https://www.energymonitor.ai/tech/cleaner-fuels/weekly-data-eu-gas-supplier-switch-could-benefit-climate-as-well-as-security>

Q34 Bloomberg: Germany Poised to Become LNG Powerhouse With Law to Cut Red Tape, 10.5.2022.

Q35 Bundesregierung: LNG-Beschleunigungsgesetz: Nationale Energieversorgung sichern, 10.5.2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/sichere-gasversorgung-2037912>, Download am 20.5.2022.

Q36 DUH: Deutsche Umwelthilfe legt rechtliche Bewertung des LNG-Beschleunigungsgesetzes vor: Regierung darf Klimaschutz und Energiesicherheit nicht gegeneinander ausspielen, 12.5.2022

Q37 Bloomberg: How Germany's LNG Terminals Will Morph Into Green Hydrogen Hubs, 12.5.2022.

Q38 Handelsblatt: Energie-Hoffnung Flüssigerdgas: So funktioniert ein schwimmendes LNG-Terminal, 16.5.2022.

Q39 Financial Times: Europe's push to plug its energy gaps, 15.5.2022.

Q40 Bloomberg: Europe Makes U-Turn on American Gas With Fracking Fears at Bay, 17.5.2022.

Q41 TÜV Süd: Siemens Energy is the first manufacturer to receive certification from TÜV Süd for "h2-ready" power plant concept, 16.11.2021.

Q42 Eugene: Hydrogen-readiness of engine power plants – A common definition, September 2021.

Q43 TÜV Süd: Siemens Energy erhält als erster Hersteller Zertifikat für „H2-Ready“-Kraftwerkskonzept, 14.4.2022.

Q44 Archyworldys: "A lot of LNG technology comes from Europe", 14.4.2022, <https://www.archyworldys.com/a-lot-of-lng-technology-comes-from-europe/>

Q45 BUND: LNG-Terminals: "Es droht der nächste fossile Lock-In", 21.4.2022.

Q46 NABU: LNG-Beschleunigungsgesetz gefährdet deutsche Klimaziele. BUND, NABU und WWF kündigen Widerspruch an, 19.5.2022.

Q47 Magnus Eikens: How does regasification of LNG work?, 26.1.2021, <https://www.econnectenergy.com/articles/how-does-regasification-of-lng-work>

Q48 ESFC: LNG regasification terminal design, o.J. <https://esfccompany.com/en/services/lng-regasification-terminals/lng-regasification-terminal-design/>

Q49 Escola Europea: From LNG to Hydrogen? Pitfalls and Possibilities, 14.8.2018, <https://escolaeuropea.eu/news/environmental-news/from-lng-to-hydrogen-pitfalls-and-possibilities/>

Q50 Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE: Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, <https://doi.org/10.24406/igcv-n-648722>, 2022.

Q51 DUH: Neue Berechnung der Deutschen Umwelthilfe: LNG-Pläne der Bundesregierung würden Großteil des deutschen CO₂-Restbudgets verbrauchen – Klimagrenze damit unerreichbar, 19.5.2022.

Q52 Hydrogen Central: TES Initiates The 'Fast-tracking' of its Green Gas Terminal, 'Part of The Green Hydrogen Hub' in Wilhelmshaven to Secure Alternative and Sustainable Energy for Germany, 3.3.2022, <https://hydrogen-central.com/tes-green-gas-terminal-green-hydrogen-hub-wilhelmshaven-sustainable-energy-germany/>

Q53 TES: TES und E.ON kündigen strategische Partnerschaft zum Import von grünem Wasserstoff an, Essen/Brüssel 30.3.2022 <https://tes-h2.com/de/tes-and-e-on-announce-strategic-partnership-to-import-green-hydrogen/>

Q54 BMBF: Leitprojekte - TransHyDE, <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>, Download am 15.5.2022.

Q55 Bloomberg: Natural Gas Market Is Hurling Toward Historic Winter Shortages, 23.5.2022.

Q56 BMWK: FAQ-Liste - LNG-Terminal in Deutschland, Berlin 6. März 2022.

Q57 Brian Songhurst: Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals, OIES Sep. 2019.

Q58 IEA: GAs Market Report Q2 2022, Paris April 2022.

Q59 OIES: Voluntary markets for carbon offsets - Evolution and lessons for the LNG market, Okt. 2021.

Q60 European Commission: Quarterly report on European gas markets Vol. 14/4, Brüssel 2022.

Q61 GLI: Neues LNG-Beschleunigungsgesetz geht zulasten von Klimaschutz sowie Klage- und Beteiligungsrechten - Positionspapier, Berlin April 2022.

Q62 Deutscher Bundestag Drucksache 20/1889, 18.5.2022 Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP – Drucksache 20/1742 – Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz – LGG)

Q63 Mike Wyllie: Developments in the ‘LNG to Power’ market and the growing importance of floating facilities, OIES Juli 2021.

Q64 Deutscher Bundestag Drucksache 20/1492, Kosten im Zusammenhang mit der Anmietung und dem Betrieb von schwimmenden Speicher- und Regasifizierungseinheiten (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) zum Import von verflüssigtem Erdgas (LNG), 13.4.2022.

Q65 Cornelia Ziehm: Rechtliche Bewertung des „Entwurfs der Formulierungshilfe der Bundesregierung“ für den „Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases - LNG- Beschleunigungsgesetz“, 10.5.2022.

Q66 BMWK: Zweiter Fortschrittsbericht Energiesicherheit, Berlin 1.5.2022

Q67 IEA: Global Methane Tracker 2022; <https://www.iea.org/articles/methane-tracker-data-explorer>.

Q68 Artelys: Does phasing-out Russian gas require new gas infrastructure? Briefing note, 2022.

Q69 DIW: Energieversorgung in Deutschland auch ohne Erdgas aus Russland gesichert, DIW aktuell Nr.83, 8.4.2022.

Q70 Jonathan Stern: Measurement, Reporting, and Verification of Methane Emissions from Natural Gas and LNG Trade: creating transparent and credible frameworks, OIES Januar 2022.

Q71 Global Energy Monitor: European Gas Crisis 2022; <https://globalenergymonitor.org/projects/europe-gas-tracker/european-gas-crisis-2022/> (Download am 31. Mai 2022).

Q72 Global Energy Monitor: Europe Gas Tracker Report, April 2022.

Q73 Sempra Infrastructure: Sempra Infrastructure and RWE Sign Heads of Agreement for U.S. LNG Supply, 25.5.2022.

- Q74 LNG Prime: E.ON teams up with TES and Engie on fifth German FSRU project, 1.6.2022.
- Q75 IEA: Curtailing Methane Emissions from Fossil Fuel Operations - Pathways to a 75% cut by 2030, Paris.
- Q76 IEA: The Role of Gas in Today's Energy Transitions, Paris 2019.
- Q77 Umweltbundesamt (UBA): Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. Abschlussbericht, (UBA Climate Change 61/2021), Dessau-Roßlau Sep. 2021.
- Q78 J. Speirs/P. Balcombe et al.: Natural gas fuel und greenhouse gas emissions in trucks and ships; in: Progress in Energy 2 (2020), 20.1.2020.
- Q79 NETL: Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States: 2019 Update (National Energy Technology Laboratory DOE/NETL-2019/2041).
- Q80 IGU: 2022 World LNG Report, Juni 2022
- Q81 IEA: Gas Market Report, Q3-2022, Paris 2022
- Q82 Paul Balcombe u.a.: Total Methane and CO2 Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements, in: Environ. Sci. Technol. 2022, 56, 13, 9632–9640, Juni 2022 (<https://doi.org/10.1021/acs.est.2c01383>)
- Q83 Ruhnau, Oliver; Stiewe, Clemens; Muessel, Jarusch; Hirth, Lion (2022) : Gas demand in times of crisis. The response of German households and industry to the 2021/22 energy crisis, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg
- Q84 Bloomberg: G-7 Leaders Favor LNG Investment in U-Turn Due to Energy Crisis, 28.6.2022.
- Q85 Timera Energy: Regas value under the new LNG market regime, 30.5.2022.
- Q86 Bloomberg: Europe's Plan to Quit Russian Fuel Plunges Pakistan Into Darkness, 14.6.2022.
- Q87 S&P Global: FEATURE: LNG industry putting more emphasis on emissions reductions than carbon offsets, 3.6.2022.
- Q88 Tagesschau.de: LNG-Anlagen in den USA: Die vermeintlich saubere Energie, 15.6.2022.
- Q89 Bloomberg: Giant Methane Cloud Seen Near Algeria Gas Pipeline That Feeds Spain, 23.6.2022.
- Q90 Bloomberg: World's Dirtiest Oil and Gas Fields Are in Russia, Turkmenistan and Texas, 23.6.2022.
- Q91 Reuters: Texas repeatedly raises pollution limits for Cheniere LNG plant, 25.6.2022.
- Q92 LNG Prime: EPA backs Woodside's NWS LNG extension plan, 30.6.2022.
- Q93 Reuters: Russia seizes control of Sakhalin gas project, raises stakes with West, 1.7.2022.
- Q94 Reuters: U.S. regulator bars Freeport LNG plant restart over safety concerns, 1.7.2022.

- Q95 Simon Flowers (WoodMackenzie): What price LNG - The conundrum for buyers sourcing competitive gas, 16.6.2022.
- Q96 Ndr.de: LNG-Terminal in Wilhelmshaven darf ab sofort gebaut werden, 5.7.2022.
- Q97 Reuters: Factbox - Germany's LNG import project plans, 4.7.2022.
- Q98 FAZ: LNG soll jetzt mit der Bahn durch Deutschland fahren, 4.4.2022.
- Q99 taz: LNG-Terminals an der Nordseeküste - Flüssiggas ohne Vorsicht, 8.6.2022.
- Q100 FAZ: So gelingt der schnelle Bau von LNG-Terminals, 1.3.2022.
- Q101 Bloomberg: Qatar to Demand EU Sign Long-Term LNG Deals If It Wants More Gas, 23.6.2022.
- Q102 Energate Messenger: Chemiekonzern Ineos steigt in LNG-Markt ein, 23.6.2022.
- Q103 Energate Messenger: EnBW und Venture Global LNG unterzeichnen Verträge, 21.6.2022.
- Q104 S&P Global: TES focused on accelerating bankable hydrogen-ready terminals in Europe, 23.6.2022.
- Q105 FAZ: Investitionsruine LNG-Terminal, 4.7.2022.
- Q106 LNG Prime: E.ON teams up with TES and Engie on fifth German FSRU project, 1.6.2022.
- Q107 Spiegel Online: LNG-Terminals und Wasserstoff: »Die Terminals können sie dann größtenteils verschrotten«, 31.5.2022.
- Q108 Chemietechnik.de: Gasunie chartert schwimmendes LNG-Terminal für Eemshaven, 18.5.2022.
- Q109 S&P Global: Feature: Germany in race against time to deploy new LNG import terminals, 1.7.2022.
- Q110 Ndr.de: LNG-Terminal in Hamburg: Für Kerstan eine Zwischenlösung, 3.6.2022.
- Q111 Andy Gheorghiu: LNG terminals for Germany: Part I – Brief history and state of play, 19.4.2022 (<https://energytransition.org/2022/04/lng-terminals-for-germany-part-i-brief-history-and-state-of-play/>)
- Q112 Andy Gheorghiu: LNG terminals for Germany: Part II - Climate impacts, possible suppliers and priorities in an energy and climate crisis, 21.4.2022 (<https://energytransition.org/2022/04/lng-terminals-for-germany-part-ii-climate-impacts-possible-suppliers-and-priorities-in-an-energy-and-climate-crisis/>)
- Q113 Reuters: Top U.S. LNG producer Cheniere asks Biden admin to drop pollution rule, 8.7.2022.
- Q114 Greenpeace.de: Tiefseegasprojekt bedroht Wale, 7.7.2022 (<https://www.greenpeace.de/klimaschutz/energiewende/gasausstieg/tiefseegasprojekt-bedroht-wale-klima>).
- Q115 BMWK: Pressemitteilung - Habeck: Standortentscheidung für zwei weitere schwimmende Flüssigerdgasterminals ist gefallen – Zusätzliches fünftes privates Terminal kommt hinzu, 19.7.2022.

Anhang

Bestehende und geplante LNG-Exportterminals weltweit [Q80]

Appendix 1: Table of Global Liquefaction Plants

Reference Number	Market	Liquefaction Plant Train	Infrastructure Start Year	Liquefaction Capacity (MTPA)	Owners	Liquefaction Technology
1	Libya	Marsa El Brega LNG T1-4 ¹	1970	3.20	LNOC	AP-SMR
2	Brunei	Brunei LNG T1-T2	1972	2.88	Shell*; Brunei Government; Mitsubishi Corp	AP-C3MR
2	Brunei	Brunei LNG T3-T4	1973	2.88	Shell*; Brunei Government; Mitsubishi Corp	AP-C3MR
2	Brunei	Brunei LNG T5	1974	1.44	Shell*; Brunei Government; Mitsubishi Corp	AP-C3MR
3	UAE	ADGAS LNG T1-2	1977	2.60	ADNOC LNG* (0%); Abu Dhabi NOC; Mitsui; BP; TotalEnergies;	AP-C3MR
4	Algeria	Arzew GL1Z T1-T6	1978	7.90	Sonatrach*	AP-C3MR
4	Algeria	Arzew GL2Z T1-T6	1981	8.40	Sonatrach*	AP-C3MR
5	Indonesia	Bontang LNG TC-TD	1983	5.60	Pertamina*; PT VICO Indonesia; Total	AP-C3MR
6	Malaysia	MLNG Satu T1-T3	1983	8.40	Petronas*; Mitsubishi Corp; Sarawak State	AP-C3MR
5	Indonesia	Bontang LNG TE	1989	2.80	Pertamina*; PT VICO Indonesia; Total	AP-C3MR
7	Australia	North West Shelf LNG T1-T2	1989	5.00	Woodside*; BHP; BP; Chevron; Shell; Mitsubishi Corp; Mitsui	AP-C3MR
7	Australia	North West Shelf LNG T3	1992	2.50	Woodside*; BHP; BP; Chevron; Shell; Mitsubishi Corp; Mitsui	AP-C3MR
5	Indonesia	Bontang LNG TF	1993	2.80	Pertamina*; PT VICO Indonesia; Total	AP-C3MR
3	UAE	ADGAS LNG T3	1994	3.20	ADNOC LNG* (0%); Abu Dhabi NOC; Mitsui; BP; Total	AP-C3MR
6	Malaysia	MLNG Dua T4-T5	1995	6.40	Petronas*; Mitsubishi Corp; Sarawak State	AP-C3MR
6	Malaysia	MLNG Dua T6	1995	3.20	Petronas*; Mitsubishi Corp; Sarawak State	AP-C3MR
8	Qatar	Qatargas 1 T1	1996	3.20	Qatargas* (0%); QatarEnergy; Exxon-Mobil; TotalEnergies; Marubeni; Mitsui	AP-C3MR
5	Indonesia	Bontang LNG TG	1997	2.80	Pertamina*; PT VICO Indonesia; Total	AP-C3MR
8	Qatar	Qatargas 1 T2	1997	3.20	Qatargas* (0%); QatarEnergy; Exxon-Mobil; TotalEnergies; Marubeni; Mitsui	AP-C3MR
8	Qatar	Qatargas 1 T3	1998	3.20	Qatargas* (0%); QatarEnergy; Exxon-Mobil; TotalEnergies; Marubeni; Mitsui	AP-C3MR
5	Indonesia	Bontang LNG TH	1999	2.95	Pertamina*; PT VICO Indonesia; Total	AP-C3MR
8	Qatar	Rasgas 1 T1	1999	3.30	Qatargas* (0%); QatarEnergy; ExxonMobil; ITOCHU; Korea Gas; Sojitz; Sumitomo; Samsung; Hyundai; SK Energy; LG International; Daesung; Hanwha Energy	AP-C3MR
9	Trinidad and Tobago	Atlantic LNG T1	1999	3.00	Atlantic LNG* (0%); Shell; BP; China Investment Corporation; NGC	ConocoPhillips Optimized Cascade
10	Nigeria	NLNG T1-T2	1999	6.60	NNPC (Nigeria)*; Shell; TotalEnergies; Eni	AP-C3MR
8	Qatar	Rasgas 1 T2	2000	3.30	Qatargas* (0%); QatarEnergy; ExxonMobil; ITOCHU; Korea Gas; Sojitz; Sumitomo; Samsung; Hyundai; SK Energy; LG International; Daesung; Hanwha Energy	AP-C3MR

Reference Number	Market	Liquefaction Plant Train	Infrastructure Start Year	Liquefaction Capacity (MTPA)	Owners	Liquefaction Technology
11	Oman	Oman LNG T1-T2	2000	7.10	Oman LNG* (0%); Omani Government; Shell; TotalEnergies; Korea LNG; Mitsubishi Corp; Mitsui; Partex (Gulbenkian Foundation); ITOCHU	AP-C3MR
9	Trinidad and Tobago	Atlantic LNG T2	2002	3.30	Atlantic LNG* (0%); Shell; BP	ConocoPhillips Optimized Cascade
10	Nigeria	NLNG T3	2002	3.30	NNPC (Nigeria)*; Shell; TotalEnergies; Eni	AP-C3MR
6	Malaysia	MLNG Tiga T7-T8	2003	7.70	Petronas*; Sarawak State; JX Nippon Oil and Gas; Mitsubishi Corp	AP-C3MR
9	Trinidad and Tobago	Atlantic LNG T3	2003	3.30	Atlantic LNG*; Shell; BP	ConocoPhillips Optimized Cascade
7	Australia	North West Shelf LNG T4	2004	4.60	Woodside*; BHP; BP; Chevron; Shell; Mitsubishi Corp; Mitsui	AP-C3MR
8	Qatar	Rasgas 2 T3	2004	4.70	Qatargas* (0%); QatarEnergy; Exxon-Mobil	AP-C3MR/ SplitMR
8	Qatar	Rasgas 2 T4	2005	4.70	Qatargas* (0%); QatarEnergy; Exxon-Mobil	AP-C3MR/ SplitMR
9	Trinidad and Tobago	Atlantic LNG T4	2005	5.20	Atlantic LNG* (0%); Shell; BP; NGC	ConocoPhillips Optimized Cascade
10	Nigeria	NLNG T4	2005	4.10	NNPC (Nigeria)*; Shell; TotalEnergies; Eni	AP-C3MR
12	Egypt	Damietta LNG T1	2005	5.00	Union Fenosa*; Eni; EGPC (Egypt)	AP-C3MR/ SplitMR
13	Egypt	Egyptian LNG (Idku) T1-T2	2005	7.20	Shell*; Petronas; EGPC (Egypt); EGAS; Total	ConocoPhillips Optimized Cascade
10	Nigeria	NLNG T5	2006	4.10	NNPC (Nigeria)*; Shell; TotalEnergies; Eni	AP-C3MR
11	Oman	Oman LNG T3 (Qalhat)	2006	3.30	Oman LNG* (0%); Omani Government; Shell; Mitsubishi Corp; Eni; Gas Natural SDG; ITOCHU; Osaka Gas; TotalEnergies; Korea LNG; Mitsui; Partex (Gulbenkian Foundation)	AP-C3MR
14	Australia	Darwin LNG T1	2006	3.70	Santos*; Inpex; Eni; Tokyo Electric; Tokyo Gas	ConocoPhillips Optimized Cascade
8	Qatar	Rasgas 2 T5	2007	4.70	Qatargas* (0%); QatarEnergy; Exxon-Mobil	AP-C3MR/ SplitMR
10	Nigeria	NLNG T6	2007	4.10	NNPC (Nigeria)*; Shell; TotalEnergies; Eni	AP-C3MR
15	Equatorial Guinea	EG LNG T1	2007	3.70	Marathon Oil*; Sonagas G.E.; Mitsui; Marubeni	ConocoPhillips Optimized Cascade
16	Norway	Hammerfest LNG T1	2007	4.20	Equinor*; Petoro; TotalEnergies; Neptune Energy; Wintershall Dea	Linde MFC
7	Australia	North West Shelf LNG T5	2008	4.60	Woodside*; BHP; BP; Chevron; Shell; Mitsubishi Corp; Mitsui	AP-C3MR
8	Qatar	Qatargas 2 T4-T5	2009	15.60	Qatargas* (0%); QatarEnergy; ExxonMobil; Total	AP-X
8	Qatar	Rasgas 3 T6-T7	2009	15.60	Qatargas* (0%); QatarEnergy; Exxon-Mobil	AP-X

Reference Number	Market	Liquefaction Plant Train	Infrastructure Start Year	Liquefaction Capacity (MTPA)	Owners	Liquefaction Technology
17	Russia	Sakhalin 2 T1-T2	2009	9.60	Sakhalin Energy Investment Company* (0%); Gazprom; Shell; Mitsui; Mitsubishi Corp	Shell DMR
18	Indonesia	Tangguh LNG T1	2009	3.80	BP*; CNOOC; JOGMEC; Mitsubishi Corp; Inpex; JX Nippon Oil and Gas; Sojitz; Sumitomo; Mitsui	AP-C3MR/ SplitMR
19	Yemen	Yemen LNG T1-T2 ¹	2009	6.70	Total*; Yemen Gas Company; Hunt Oil; Korea Gas; SK Energy; Hyundai; Social Security and Pensions (GASSP)	AP-C3MR/ SplitMR
8	Qatar	Qatargas 3 T6	2010	7.80	Qatargas* (0%); QatarEnergy; ConocoPhillips; Mitsui	AP-X
18	Indonesia	Tangguh LNG T2	2010	3.80	BP*; CNOOC; JOGMEC; Mitsubishi Corp; Inpex; JX Nippon Oil and Gas; Sojitz; Sumitomo; Mitsui	AP-C3MR/ SplitMR
20	Peru	Peru LNG T1	2010	4.45	Hunt Oil*; Repsol; SK Energy; Marubeni	AP-C3MR/ SplitMR
8	Qatar	Qatargas 4 T7	2011	7.80	Qatargas* (0%); QatarEnergy; Shell	AP-X
21	Australia	Pluto LNG T1	2012	4.90	Woodside*; Kansai Electric; Tokyo Gas	Shell Propane Pre-cooled Mixed Refrigerant
4	Algeria	Skikda GL1K T1 (rebuild)	2013	4.50	Sonatrach*	AP-C3MR/ SplitMR
22	Angola	Angola LNG T1	2013	5.20	Angola LNG* (0%); Chevron; Sonangol; BP; Eni; Total	ConocoPhillips Optimized Cascade
4	Algeria	Arzew GL3Z (Gas-si Touil) T1	2014	4.70	Sonatrach*	AP-C3MR/ SplitMR
23	Papua New Guinea	PNG LNG T1-T2	2014	6.90	ExxonMobil*; Oil Search; PNG Government; Santos; JX Nippon Oil and Gas; Mineral Resources Development; Marubeni	AP-C3MR
24	Indonesia	Donggi-Senoro LNG T1	2015	2.00	Donggi-Senoro LNG (DSLNG)* (0%); Mitsubishi Corp; Pertamina; Korea Gas; MedcoEnergi	AP-C3MR
25	Australia	GLNG T1	2015	3.90	Santos*; Petronas; TotalEnergies; Korea Gas	ConocoPhillips Optimized Cascade
26	Australia	Queensland Curtis LNG T1-T2	2015	8.50	Shell*; CNOOC	ConocoPhillips Optimized Cascade
25	Australia	GLNG T2	2016	3.90	Santos*; Petronas; TotalEnergies; Korea Gas	ConocoPhillips Optimized Cascade
27	Australia	Australia Pacific LNG T1-T2	2016	9.00	Origin Energy*; ConocoPhillips; Sinopec Group	ConocoPhillips Optimized Cascade
28	Australia	Gorgon LNG T1-T2	2016	10.40	Chevron*; ExxonMobil; Shell; Osaka Gas; Tokyo Gas; Chubu Electric	AP-C3MR/ SplitMR
29	United States	Sabine Pass T1-T2	2016	10.00	Cheniere Energy*	ConocoPhillips Optimized Cascade
6	Malaysia	MLNG T9	2017	3.60	Petronas*; JX Nippon Oil and Gas; Sarawak State	AP-C3MR/ SplitMR

¹ Yemen LNG has not exported since 2015 due to an ongoing civil war.

Reference Number	Market	Liquefaction Plant Train	Infrastructure Start Year	Liquefaction Capacity (MTPA)	Owners	Liquefaction Technology
28	Australia	Gorgon LNG T3	2017	5.20	Chevron*; ExxonMobil; Shell; Osaka Gas; Tokyo Gas; Chubu Electric	AP-C3MR/ SplitMR
29	United States	Sabine Pass T3-T4	2017	10.00	Cheniere Energy*	Cono-coPhillips Optimized Cascade
30	Malaysia	Petronas FLNG Satu	2017	1.20	Petronas*	AP-N
31	Australia	Wheatstone LNG T1	2017	4.45	Chevron*; Kuwait Petroleum Corp (KPC); Woodside; JOGMEC; Mitsubishi Corp; Kyushu Electric; Nippon Yusen; Chubu Electric; Tokyo Electric	Cono-coPhillips Optimized Cascade
32	Russia	Yamal LNG T1	2017	5.50	Yamal LNG* (0%), Novatek; CNPC; TotalEnergies; Silk Road Fund	AP-C3MR
31	Australia	Wheatstone LNG T2	2018	4.45	Chevron*; Kuwait Petroleum Corp (KPC); Woodside; JOGMEC; Mitsubishi Corp; Kyushu Electric; Nippon Yusen; Chubu Electric; Tokyo Electric	Cono-coPhillips Optimized Cascade
32	Russia	Yamal LNG T2	2018	5.50	Yamal LNG* (0%), Novatek; CNPC; TotalEnergies; Silk Road Fund	AP-C3MR
33	Cameroon	Cameroon FLNG	2018	2.40	Golar*	Black and Veatch PRICO
34	United States	Cove Point LNG T1	2018	5.25	Dominion Cove Point LNG LP*	AP-C3MR
29	United States	Sabine Pass T5	2019	5.00	Cheniere Energy*	Cono-coPhillips Optimized Cascade
32	Russia	Yamal LNG T3	2019	5.50	Yamal LNG* (0%), Novatek; CNPC; TotalEnergies; Silk Road Fund	AP-C3MR
35	Australia	Ichthys LNG T1-T2	2019	8.90	Inpex*; TotalEnergies; CPC ; Tokyo Gas; Kansai Electric; Osaka Gas; Chubu Electric; Toho Gas	AP-C3MR/ SplitMR
36	Argentina	Tango FLNG	2019	0.50	Exmar*	Black and Veatch PRICO
37	United States	Corpus Christi T1	2019	4.50	Cheniere Energy*	Cono-coPhillips Optimized Cascade
38	United States	Cameron LNG T1	2019	4.00	Cameron LNG* (0%); Sempra; Mitsui; TotalEnergies; Mitsubishi Corp; Nippon Yusen Kabushiki Kaisha	AP-C3MR/ SplitMR
37	United States	Corpus Christi T2	2019	4.50	Cheniere Energy*	Cono-coPhillips Optimized Cascade
39	United States	Freeport LNG T1	2019	5.10	Freeport LNG*; Zachry Hastings; Osaka Gas; Dow Chemical Company; Global Infrastructure Partners	AP-C3MR
40	Australia	Prelude FLNG	2019	3.60	Shell*	Shell DMR
41	Russia	Vysotsk LNG T1	2019	0.66	Novatek*, Gazprombank	Air Liquide Smartfin
42	United States	Elba Island T1-T3	2019	0.75	Southern LNG* (0%); Kinder Morgan; EIG Partners	Shell MMLS
39	United States	Freeport LNG T2-T3	2020	10.20	Freeport LNG*; Zachry Hastings; Osaka Gas; Dow Chemical Company; Global Infrastructure Partners	AP-C3MR
38	United States	Cameron T2-T3	2020	8.00	Cameron LNG* (0%); Sempra; Mitsui; TotalEnergies; Mitsubishi Corp; Nippon Yusen Kabushiki Kaisha	AP-C3MR/ SplitMR

Reference Number	Market	Liquefaction Plant Train	Infrastructure Start Year	Liquefaction Capacity (MTPA)	Owners	Liquefaction Technology
42	United States	Elba Island T4-T10	2020	1.75	Southern LNG* (0%); Kinder Morgan; EIG Partners	Shell MMLS
43	Malaysia	Petronas FLNG Dua	2021	1.50	Petronas*	AP-N
37	United States	Corpus Christi T3	2021	4.50	Cheniere Energy*	ConocoPhillips Optimized Cascade
32	Russia	Yamal LNG T4	2021	0.90	Yamal LNG* (0%), Novatek; CNPC; TotalEnergies; Silk Road Fund	Novatek Arctic Cascade
29	United States	Sabine Pass T6	2022	5.00	Cheniere Energy*	ConocoPhillips Optimized Cascade
44	United States	Calcasieu Pass LNG (T1 - T12)	2022	7.51	Venture Global LNG*	BHGE SMR

Appendix 2: Table of Liquefaction Plants Sanctioned or Under Construction

Reference Number	Market	Liquefaction Plant Train	Infrastructure Start Year	Liquefaction Capacity (MTPA)	Owners	Liquefaction Technology
44	United States	Calcasieu Pass LNG (T13 - T18)	2022	3.76	Venture Global LNG*	BHGE SMR
45	Russia	Portovaya LNG T1-T2	2021	1.50	Gazprom*	Linde LIM-UM3
18	Indonesia	Tanggung LNG T3	2022	3.80	BP*; CNOOC; JOGMEC; Mitsubishi Corp; Inpex; JX Nippon Oil and Gas; Sojitz; Sumitomo; Mitsui	AP-C3MR/ SplitMR
46	Mozambique	Coral-Sul FLNG	2022	3.40	Eni*; ExxonMobil; CNPC; ENH (Mozambique); Galp Energia SA; Korea Gas	AP-DMR
47	Russia	Arctic LNG 2 T1	2022	6.60	Novatek*; CNOOC; CNPC; TotalEnergies; JOGMEC; Mitsui	Linde MFC4
48	Mauritania	Tortue/Ahmeyim FLNG T1	2023	2.50	BP*; Kosmos Energy; Petrosen; Société Mauritanienne des Hydrocarbures	Black and Veatch PRICO
47	Russia	Arctic LNG 2 T2	2024	6.60	Novatek*; CNOOC; CNPC; TotalEnergies; JOGMEC; Mitsui	Linde MFC4
49	Mexico	Energía Costa Azul T1	2024	3.25	Semprea*	AP-C3MR
10	Nigeria	NLNG T7	2024	8.00	NNPC (Nigeria)*; Shell; TotalEnergies; Eni	AP-C3MR
50	United States	Golden Pass LNG T1-T2	2024	10.40	Golden Pass Products*; QatarEnergy; ExxonMobil	AP-C3MR/ SplitMR
51	Canada	LNG Canada T1-T2	2025	14.00	Shell*; Petronas; Mitsubishi Corp; PetroChina; Korea Gas	Shell DMR
52	Mozambique	Mozambique LNG (Area 1) T1-T2	2025	12.88	Total*; Mitsui; ONGC (India); ENH (Mozambique); Bharat Petroleum Corp (BPCL); PTTEP (Thailand); Oil India	AP-C3MR
50	United States	Golden Pass LNG T3	2025	5.20	Golden Pass Products*; QatarEnergy; ExxonMobil	AP-C3MR/ SplitMR
47	Russia	Arctic LNG 2 T3	2026	6.60	Novatek*; CNOOC; CNPC; TotalEnergies; JOGMEC; Mitsui	Linde MFC4
8	Qatar	QatarGas North Field East Expansion (T1 - 4)	2025	32.00	Qatargas* (0%); QatarEnergy	AP-X
53	Russia	Ust Luga LNG T1 - T2	2025	13.00	Gazprom* (90%); RusGazDobycha (10%)	Linde MFC2
21	Australia	Pluto LNG T2 (Expansion)	2026	5.00	Woodside* (51%); Global Infrastructure Partners (GIP) (49%)	Shell Propane Pre-cooled Mixed Refrigerant

Quelle: [Q80] (IGU)

LNG-Exportterminals und LNG-Tankerrouten

Figure 4.12: Global Liquefaction Plants, April 2022

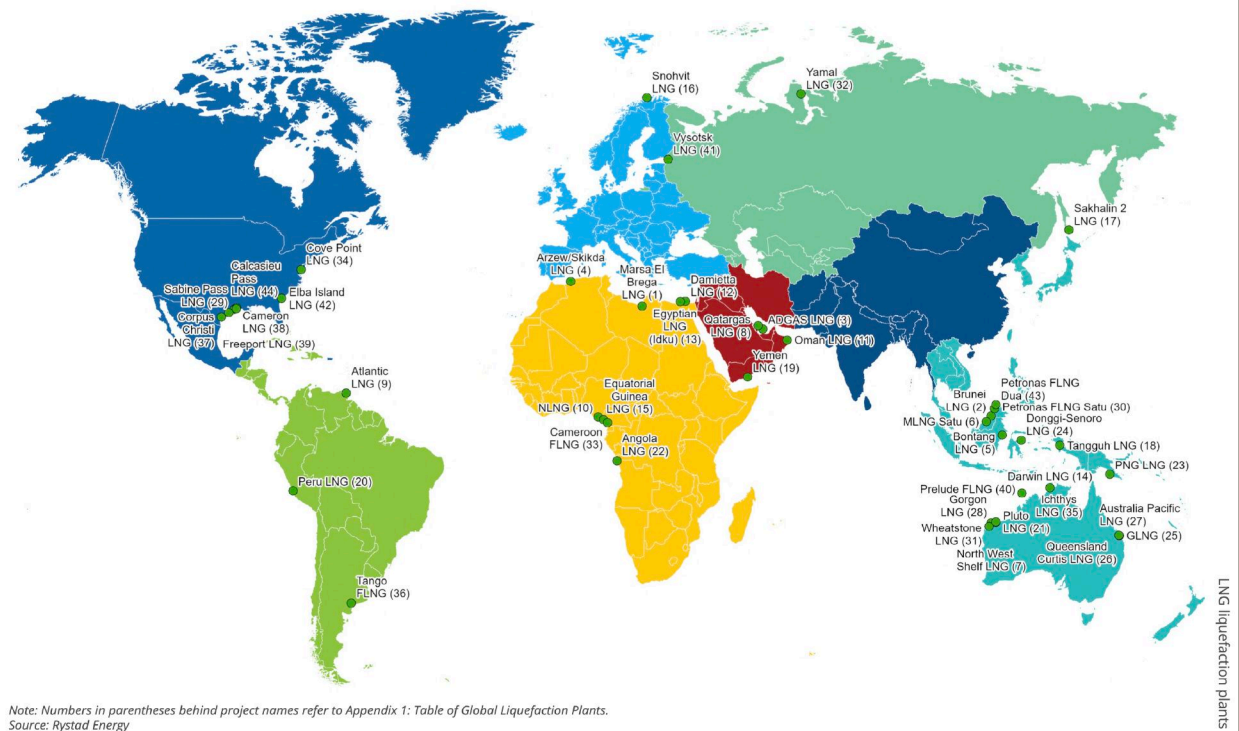
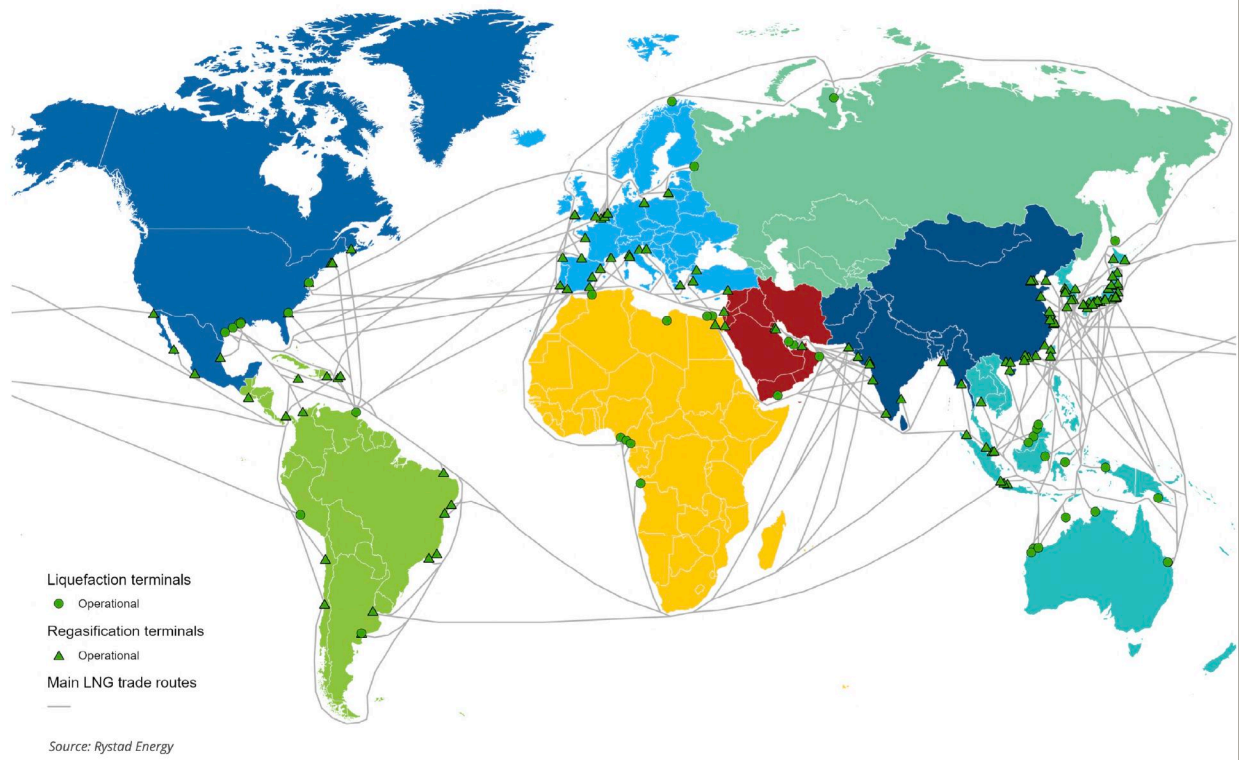


Figure 5.12: Major LNG Shipping Routes, 2021



Quelle: [Q80] (IGU)