

LNG-Boom in Deutschland

Pläne, Kritik, Fakten, Hintergründe



Autor:

Dr. Steffen Bukold (EnergyComment)

im Auftrag von Green Planet Energy e.G.

Hamburg

Januar 2023

Foto: Mike Mareen / Adobe Stock

Executive Summary

Der Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine seit dem Februar 2022 markiert nicht nur politisch eine Zäsur für Europa. Auch die Energieversorgung des Kontinents steht vor enormen Herausforderungen. Das gilt für Erdgas in besonderer Weise.

Der Dezember 2022 markiert daher tatsächlich eine Zeitenwende in der deutschen Gaspolitik. Das erste deutsche LNG-Importterminal nahm in Wilhelmshaven den Betrieb auf. Damit entsteht zum ersten Mal ein direkter Zugang zum boomenden globalen Markt für Flüssiggas-Tanker.

Aber auf welchen Pfad hat sich Deutschland mit diesem Schritt begeben? Bis vor einem Jahr war das Kürzel LNG nur in Fachkreisen bekannt. Jetzt hängt die Wirtschaft und die Wärmeversorgung des Landes zu erheblichen Teilen vom LNG-Markt ab. Aufklärung, Informationen und eine sachliche Diskussion sind nun nötig.

Es ist unstrittig, dass LNG-Lieferungen mit sehr hohen Klimaemissionen verbunden sind. Sie entstehen beim Fracking für Schiefergas, bei Pipelinetransporten, in den LNG-Exportterminals und während der Tankertransporte über die Weltmeere. Die Schätzungen zum Gesamtvolumen dieser Klimaschäden werden seit Jahren nach oben revidiert. Durchschnittlich müssen zu den Emissionen bei der Gasverbrennung noch einmal mindestens dieselben Klimaschäden durch die Vorkettenemissionen addiert werden.

Gleichzeitig wird in diesen Wochen deutlich, dass die deutsche LNG-Politik noch immer nicht in eine klima- und energiepolitische Strategie eingebettet ist. Es droht ein Überausbau der Infrastruktur mit dem Risiko eines fossilen Lock-ins bis weit in die 2040er Jahre. Klimaverträglichere Pfade wie Suffizienz, Effizienz und der schnellere Ausbau der Erneuerbaren Energien sollten gegenüber LNG Vorrang haben, drohen aber durch die neue fossile Infrastruktur vernachlässigt zu werden.

Bis zu 80 Mrd. Kubikmeter Erdgasimporte ermöglichen die aktuellen deutschen LNG-Terminalpläne bis zum Jahr 2027. Diese Menge könnte den gesamten aktuellen Gasbedarf Deutschlands decken und wirkt vor dem Hintergrund des Terminalbooms in den Nachbarländern, stabiler Pipelineimporte aus Norwegen und der steil sinkenden Gasnachfrage in den Klimaschutzplänen der Bundesregierung stark überdimensioniert.

Hinzu kommt, dass weder die schwimmenden Terminals (FSRU) noch die Landterminals für den späteren Import von grünem Wasserstoff geeignet sind. Selbst der Import von grünem Ammoniak wäre nur nach erheblichen Um- und Ausbauten möglich.

Bislang wird nur selten thematisiert, dass die Abhängigkeit von LNG-Importen auch neue Abhängigkeiten und Preisrisiken erzeugt. Schon der Ausfall von ein oder zwei Großterminals lässt die LNG-Preise weltweit in die Höhe schießen. Nur Qatar und vor allem die USA werden ihre Kapazitäten in großem Umfang ausbauen können, zumindest bis Mitte der 2030er Jahre, wenn der „Peak LNG“ den globalen LNG-Boom voraussichtlich beenden wird.

Ärmere Länder spüren die Folgen schon heute. Der Importsog Europas treibt die LNG-Preise weltweit auf Rekordhöhe. Mehrere südasiatische Länder mussten ihre Einfuhren drosseln oder vollständig stoppen. Stromkrisen und die Rückkehr zur Kohle sind die Folgen.

Gleichzeitig werden weltweit neue LNG-Exportprojekte vorangetrieben. Vom Senegal über Mosambik bis in die USA und Argentinien reicht die Serie neuer Tiefsee- und Schiefergasprojekte, mit erheblichen Risiken für Klima und Natur.

Bei aller berechtigten Kritik gilt jedoch: Die Versorgungskrise in Europa ist noch lange nicht ausgestanden. Ohne LNG wird es in den kommenden Jahren nicht gehen. Das Gasjahr 2023 könnte noch schwieriger werden als das letzte Jahr. Es wird bis zum nächsten Herbst einen neuen Wettlauf geben, die Speicher rechtzeitig zum Winter wieder aufzufüllen.

Erst nach dem Jahr 2025 wird sich die Lage voraussichtlich entspannen. Die LNG-Preise könnten dann drastisch sinken. Die kommerzielle Attraktivität von LNG für den europäischen Gasmarkt würde also just dann steigen, wenn die großen deutschen Landterminals den Betrieb aufnehmen. Auch die schwimmenden Terminals (FSRU) werden dann für die Importeure interessanter. Das könnte den Widerstand gegen ihren Abzug verstärken. Fossiler Lock-in oder Ausstieg aus fossilem Erdgas - die politische Auseinandersetzung wird sich in den nächsten Jahren zuspitzen.

* * *

Vor diesem Hintergrund soll dieser Bericht Argumente, Fakten und Hintergründe zum Thema LNG liefern.

Wie funktioniert die LNG-Technik? Wie groß ist der LNG-Markt? Wer sind die wichtigsten Akteure und Lieferanten? (**Kapitel 1**)

LNG-Lieferketten erzeugen hohe Klima- und Umweltbelastungen. Vor allem die Methan-Emissionen werden noch immer unterschätzt. **Kapitel 2** zeigt, wo und in welchem Umfang LNG-Lieferketten Klima und Umwelt schädigen.

Der Ausbau der deutschen LNG-Infrastruktur erfolgt in Rekordzeit, im neuen „Deutschlandtempo“. Fast im Monatstakt werden neue Terminalprojekte für die deutschen Küsten aus der Taufe gehoben oder wieder beerdigt. Ein Gesamtkonzept fehlt bisher. **Kapitel 3** stellt die Ausbaupläne in Deutschland und in Europa vor.

Kein Wunder, dass sich allmählich ein generelles Unbehagen und konkrete Kritik bemerkbar machen. **Kapitel 4** stellt die wichtigsten Gegenpositionen und Kritikpunkte zum LNG-Ausbau in Deutschland vor.

Inhaltsverzeichnis

	Executive Summary	2
	Einleitung: Zeitenwende im deutschen Gasmarkt	5
1.	Thema LNG: Technik, Märkte, Akteure, Preise	
1.1	Was ist LNG? Einige Basisinfos	6
1.2	Die LNG-Lieferkette: Tanker, Terminals, FSRU	6
1.3	Der globale LNG-Markt: Kennzahlen und Karten	9
1.4	Die wichtigsten Länder und Akteure	12
1.5	USA: Rasanter Ausbau zum größten LNG-Exporteur der Welt	15
1.6	Marktstrukturen und Preise: Auf dem Weg zum LNG-Oligopol?	19
2.	Klima & Umwelt - Schattenseiten des LNG-Booms	
2.1	Die Klimawirkung von Erdgas: Verbrennung und Methan-Emissionen	22
2.2	Emissionen entlang der LNG-Lieferkette	23
2.3	Die Super Emitter: Satelliten entdecken große Methanwolken	24
2.4	Emissionen von LNG-Lieferketten	25
2.5	Schadstoffemissionen und hoher Energieverbrauch durch LNG-Terminals	27
2.6	Die Methanpolitik der EU	28
3.	Zeitenwende: LNG-Terminals in Deutschland	
3.1	Die Krise der deutschen und europäischen Gasversorgung	30
3.2	Ausblick auf die LNG-Versorgung Europas nach 2023	32
3.3	Der LNG-Terminalausbau in der EU	33
3.4	Deutschland: Terminalausbau und neue LNG-Lieferverträge	36
4.	Kritik an der deutschen LNG-Politik	
4.1	Prinzipielle Ablehnung von LNG	41
4.2	Kritik am Überausbau der Kapazitäten	41
4.3	Kritik am Verfahren	43
4.4	Kritik: Terminals sind nicht "H2-Ready"	45
4.5	Neue Risiken und Abhängigkeiten durch LNG	46
4.6	Kritik: Folgen des europäischen Importsogs für andere Weltregionen	47
	Quellenverzeichnis	51

Einführung: Zeitenwende im deutschen Gasmarkt

Am 17. Dezember 2022 wurde das erste deutsche LNG-Terminal in Wilhelmshaven eröffnet. Kanzler, Wirtschaftsminister und Landespolitiker feierten eine für deutsche Verhältnisse rasend schnelle Planung, Genehmigung und Realisierung der Anlagen in weniger als einem Jahr. Deutschland kann nun erstmals direkt Erdgas in flüssiger Form (LNG) aus den Weltmärkten importieren. Bisher war das nur über Terminals in den Niederlanden, Belgien oder Frankreich möglich.

Am 21. Dezember nahm Uniper den Betrieb auf. Die ersten LNG-Mengen wurden verdampft und aus dem schwimmenden Terminal Höegh Esperanza in die neue Anbindungspipeline gespeist.

Das Tempo war notwendig, denn der Überfall Russlands auf die Ukraine und der fast vollständige Stopp russischer Gaslieferungen in die EU hatte die Abhängigkeit von russischem Pipelinegas drastisch vor Augen geführt. Es gelang zwar, die Gasspeicher bis zum Spätherbst vollständig zu füllen, aber dabei halfen günstige Umstände mit: Der Weltmarkt konnte dank der schwachen Nachfrage in China und Japan ungewöhnlich viel LNG bereitstellen; Industrie und Haushalte sparten erhebliche Mengen Gas ein und ein milder Herbst senkte den Bedarf. Das Gasjahr 2023 wird daher zu einer neuen, vermutlich noch größeren Herausforderung werden.

Wilhelmshaven ist nur der Anfang. Auch in Brunsbüttel, Stade und Lubmin sollen in den kommenden Monaten mindestens sieben schwimmende Terminals (FSRU) und in wenigen Jahren auch mindestens drei große Landterminals den Import großer LNG-Mengen aus den USA, Qatar und anderen Exportstaaten ermöglichen. Die Abhängigkeit von russischem Gas soll, und muss, dadurch auf Null sinken.

Doch in die Erleichterung über das neue "Deutschlandtempo" an den deutschen Küsten mischen sich immer mehr Fragen und Bedenken.

Unbehagen macht sich breit, denn nach den ersten verständlichen Hauruck-Reaktionen braucht es nun ein Gesamtkonzept. Neue Fragen tauchen auf: Wie passt das alles zu den längerfristigen energie- und klimapolitischen Zielen?

Das Thema LNG war bis vor wenigen Monaten hierzulande weitgehend unbekannt. Auf welchen technischen Pfad der Energieversorgung begibt man sich hier eigentlich? Welche Risiken und welche neuen Abhängigkeiten sind damit verbunden?

Wie passt der Neubau fossiler Gasinfrastrukturen in das Gesamtbild? Droht ein Wildwuchs von LNG-Terminals, die vielleicht gar nicht gebraucht werden? Sind die Terminals tatsächlich "H2-ready"? Oder kommt es zu einem fossilen Lock-in, mit dem die Gaslobby ihr Geschäftsmodell bis weit in die 2040er Jahre verlängern wird? Und welche internationalen Folgen hat der plötzliche Importsog Europas?

1. Thema LNG: Technik, Märkte, Akteure, Preise

1.1 Was ist LNG? Einige Basisinfos

LNG ist die Abkürzung für Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas. LNG ist also nichts anderes als Erdgas, das auf etwa -162 Grad Celsius abgekühlt wurde und dadurch vom gasförmigen in einen flüssigen Aggregatzustand wechselt.

Aber warum wird Erdgas mit enormem Energieeinsatz so stark abgekühlt? Der einzige Grund für diesen Aufwand ist der Transport. Wo der Bau von Pipelines nicht möglich oder nicht attraktiv ist, kann Erdgas nur als LNG in großen Mengen per Tanker von A nach B gebracht werden.

Durch die Verflüssigung sinkt das Gasvolumen um den Faktor 600. Auf einen großen LNG-Tanker passen 170.000 Kubikmeter LNG. Das sind also 100 Mio. Kubikmeter Erdgas, sobald das flüssige LNG wieder in den gasförmigen Zustand wechselt, d.h. regasifiziert oder verdampft wird.

International wird häufig in der Maßeinheit *bcm* gerechnet (billion cubic metres), also Milliarden Kubikmeter. Ein großer LNG-Tanker transportiert demnach 0,1 bcm Erdgas. Zum Vergleich: Deutschland verbraucht in einem normalen Gasjahr etwa 90 bcm Erdgas. Rein rechnerisch könnte der deutsche Gasbedarf also durch 900 Tankerladungen pro Jahr gedeckt werden. Oder anders ausgedrückt: Deutschland verbraucht alle 10 Stunden eine Gasmenge, die einer vollen LNG-Tankerladung entspricht.

Kennzahlen und Einheiten:

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

1 Mio. Tonnen LNG = 1,36 bcm Erdgas

1 kg LNG = 13,98 kWh (Durchschnittswert)

1.2 Die LNG-Lieferkette: Tanker, Terminals, FSRU

Die Lieferkette

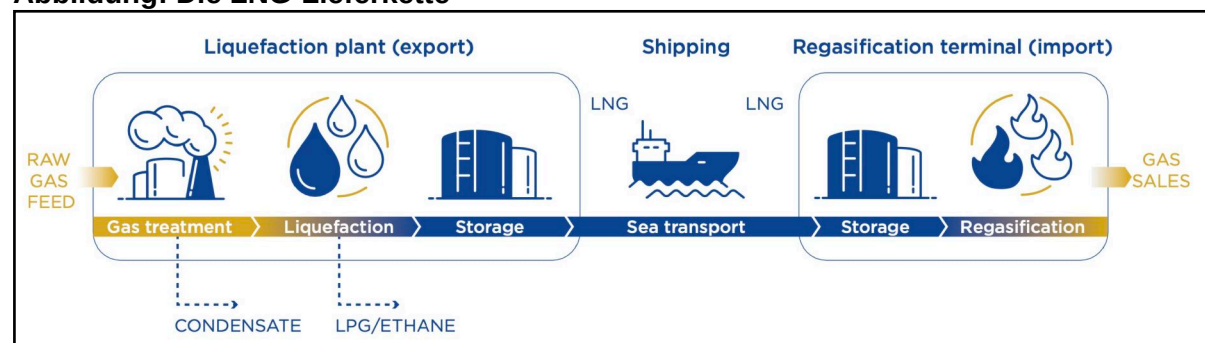
Der Transport von LNG ist aufwendig und teuer. Zunächst wird das Erdgas in einem Gasfeld, oder als Nebenprodukt in einem Ölfeld, an die Oberfläche befördert. Erdgas ist ein Gasgemisch, das überwiegend aus Methan (CH₄) besteht. Der Rest setzt sich aus schwereren Kohlenwasserstoffen wie z.B. Ethan oder Propan sowie zahlreichen Verunreinigungen wie z.B. Stickoxiden zusammen.

Aus dem Erdgasgemisch werden also erst die (an der Oberfläche) flüssigen Bestandteilen und Verunreinigungen entfernt (Gas Treatment). Das Gas gelangt dann per Pipeline an die Küste zum Exportterminal.

Dort werden bei der energieintensiven Verflüssigung/Abkühlung (Liquefaction) dann auch die schweren Gase (LPG, Ethan etc.) entfernt. Die dafür notwendige Energie wird durch Gasturbinen oder durch das Stromnetz bereitgestellt.

Nach einer kurzen Tanklagerung befördert ein LNG-Tanker das flüssige Erdgas zum Bestimmungshafen. Das LNG wird dort entweder in einem Landterminal oder in einem schwimmenden Terminal (FSRU) zwischengelagert und regasifiziert, also verdampft (Regasification). Dafür ist Wärme notwendig. Sie wird entweder der Umgebung entzogen (Fluss-/Meereswasser) oder in einem Brenner erzeugt. Im gasförmigen Zustand wird Erdgas dann in das lokale oder nationale Erdgasnetz eingespeist.

Abbildung: Die LNG-Lieferkette



Quelle: GIIGNL

Schon diese vereinfachte Schilderung macht deutlich, dass LNG-Lieferketten komplex und teuer sind. Von der Erschließung des Gasfeldes bis zur fertigen Lieferkette vergehen viele Jahre. Der Kapitalaufwand für das Gesamtprojekt liegt nicht selten deutlich über 10 Mrd. Dollar. Dadurch steigen die finanziellen Risiken.

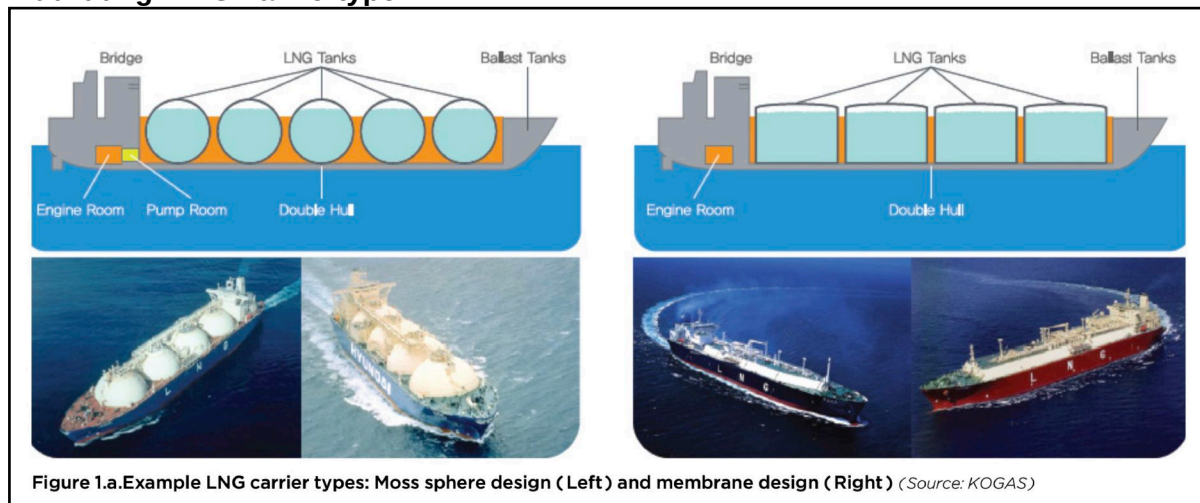
LNG-Tanker

LNG-Tanker haben in den letzten Jahrzehnten beachtliche Dimensionen erreicht. Die Standardgröße großer Tanker hat sich um die 175.000 Tonnen LNG eingependelt. Die meisten Importterminals und Importhäfen können diese Dimensionen abfertigen. Sehr viel größere Schiffe hätten außerdem im Panamakanal und im Suezkanal Probleme. Der Marktwert der Schiffe würde sinken, wenn sie nur noch auf bestimmten Routen einsetzbar wären.

Trotzdem entwickelt sich die Flotte weiter. Die bislang üblichen kugelförmigen Tankbehälter (Moss Sphere Design) werden allmählich durch effizientere und billigere Tanks abgelöst (Membrane Design). Die Antriebe werden effizienter und flexibler.

Vor allem aber konnten die Gasverluste in den Tanks während der Fahrt (Boil-Off Rate, also Verluste, durch das stetige Verdampfen des LNG) stark reduziert werden. Nur dadurch war es z.B. im Spätherbst 2022 möglich, dass Dutzende von LNG-Tankern wochenlang vor den europäischen Küsten taktisch auf höhere Gaspreise warten konnten, ohne erhebliche Teile der Ladung zu verlieren.

Abbildung: LNG-Tankertypen



Quelle: GIIGNL

FSRU- Schwimmende Terminals

Im Dezember 2022 nahm in Wilhelmshaven die erste FSRU, die Höegh Esperanza, den Betrieb auf. Weitere Schiffe werden folgen.

Aber was ist eine FSRU? Die Abkürzung steht für *Floating Storage and Regasification Unit*, also ein schwimmendes Lager- und Regasifizierungsschiff. Es übernimmt das LNG von einem LNG-Tanker aus Übersee und überführt es vom flüssigen in den gasförmigen Zustand, damit es in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Ein Schiff, das LNG nur vom LNG-Tanker übernimmt, aber nicht regasifiziert (verdampft), heißt dann passenderweise FSU - also eine Floating Storage Unit. Ein solches Schiff soll vor Lubmin eingesetzt werden, da die geringen Wassertiefen vor Ort verhindern, dass die LNG-Tanker aus Übersee direkt bis zum Hafen fahren können.

Wie gelangt nun das flüssige LNG in das Erdgasnetz? Da es zu lange dauern würde, bis das LNG von selbst verdampft, wird der Vorgang beschleunigt. Dafür gibt es im Prinzip zwei Verfahren.

Im *Closed-Loop-Verfahren* wird zirkulierendes Wasser durch einen Gasbrenner an Bord erhitzt. Über Wärmetauscher verdampft die Wärme das LNG zu Erdgas. Der Wasserbedarf ist hier gering, aber dafür entstehen durch den Brenner CO₂-Emissionen.

Im *Open-Loop-Verfahren*, das wohl aus Kostengründen auf der Höegh Esperanza zum Einsatz kommt, wird die Wärme dem Meerwasser (oder Flusswasser) über Wärmetauscher entnommen. Dafür muss ständig frisches Wasser in das Schiff gepumpt werden.

Ablagerungen und Pilz- oder Algenbewuchs an den Rohren ist eine unvermeidliche Begleiterscheinung (Bio-Fouling) dieses Verfahrens. Biozide, vor allem Chlor (das im Meerwasser enthaltene Salz/Natriumchlorid wird zu aktivem Chlor/NaOCl) oder mechanische Vorrichtungen müssen das System laufend reinigen.

Davon abgesehen gelten FSRU oder auch LNG-Importterminals an Land als vergleichsweise sicher, wenn man sie mit den energieintensiven Exportterminals vergleicht, die störanfälliger sind.

1.3 Der globale LNG-Markt: Kennzahlen und Karten

LNG: Eine Boom-Branche

Die LNG-Industrie gibt es seit fünf Jahrzehnten. Nennenswerte Mengen gibt es allerdings erst seit der Jahrhundertwende. Im Jahr 2021 wurden 372 Mio. Tonnen LNG gehandelt. Das entsprach 40% des internationalen, grenzüberschreitenden Gasmarktes. Der Rest wurde mit Pipelines über Landesgrenzen transportiert. Wenn man allerdings auch die nationalen Märkte mitberücksichtigt, dann hält der LNG-Handel nur einen Marktanteil von 15 Prozent.

Die LNG-**Exportterminals** haben weltweit eine Liquefaction Capacity, also eine Gasverflüssigungskapazität, von 460 Mio. Tonnen LNG. Die Terminals sind also im Durchschnitt gut ausgelastet.

Die Differenz zum Volumen des LNG-Handels erklärt sich ganz überwiegend durch technische Ausfälle. Bei den technisch anspruchsvollen Exportterminals gibt es immer wieder Probleme. Zuletzt sorgte im Frühsommer 2022 ein Brand beim amerikanischen Großterminal Freeport LNG dafür, dass die US-Exporte um fast 20 Prozent einbrachen. Die Reparaturen nahmen über sechs Monate in Anspruch.

Die Kapazitäten der **Importterminals**, also der Regasifizierungsanlagen im Bestimmungsland, sind mit 902 Mio. Tonnen fast doppelt so hoch wie die Exportkapazitäten.

Das ist nicht weiter überraschend, denn die Anlagen sind weitaus billiger und dienen häufig nur dazu, gelegentliche Engpässe in der Gasversorgung zu decken. Von diesen 902 Mio.t waren 143 Mio.t schwimmende Terminals, also FSRUs, die jetzt auch an der deutschen Küste die Versorgung mit Erdgas sichern sollen. Ende 2021 gab es weltweit 45 FSRU-Schiffe.

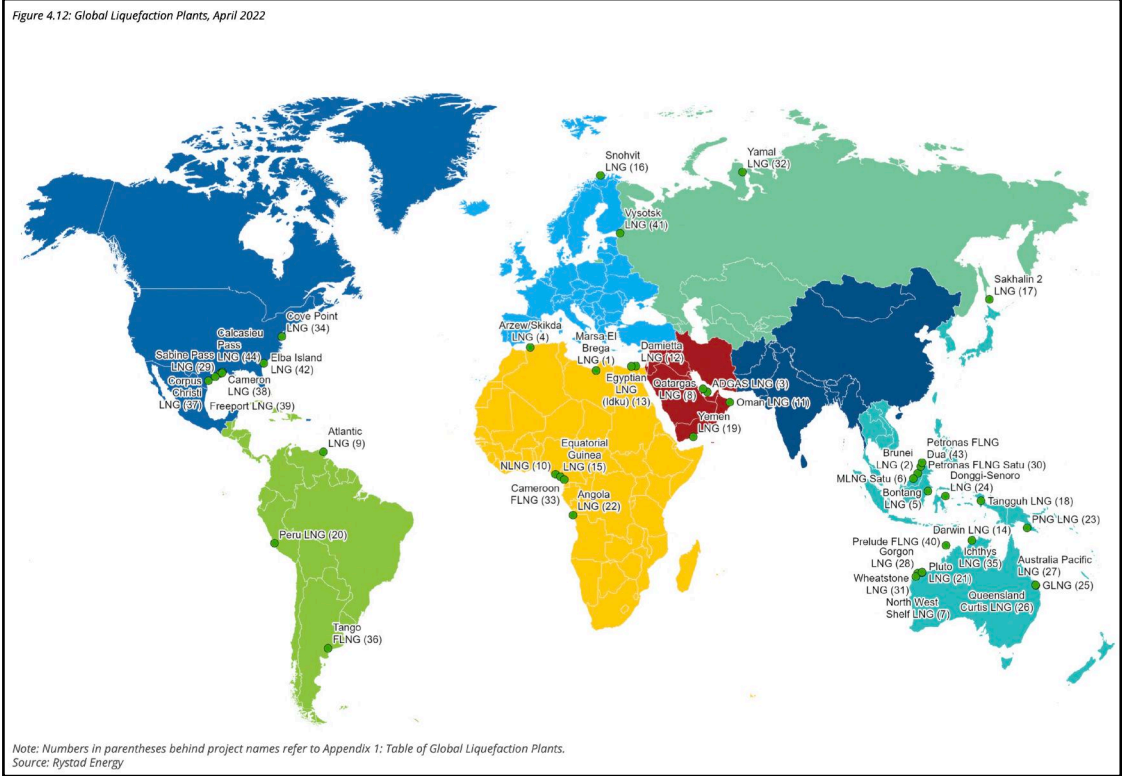
LNG-**Tanker** übernehmen den Transport des LNG zwischen Export- und Importterminal. Die Tankerflotte bestand Ende 2021 aus 641 Schiffen.

Die folgende Karte zeigt die Standorte der LNG-Exportterminals. Mit Ausnahme von Snøhvit LNG in Nordnorwegen, das nach einer sehr langen Reparaturpause erst vor kurzem wieder den Betrieb aufnahm, verfügt Europa über keine einzige Exportanlage.

Aus europäischer Sicht liegen die nächsten Terminals in Nordafrika, Russland und am Persischen Golf, also vor allem in Qatar. Daneben gibt es Terminals in Westafrika und vor allem in den USA. Der zweite Schwerpunkt liegt in Australien und Südostasien (Malaysia, Indonesien, Papua-Neuguinea).

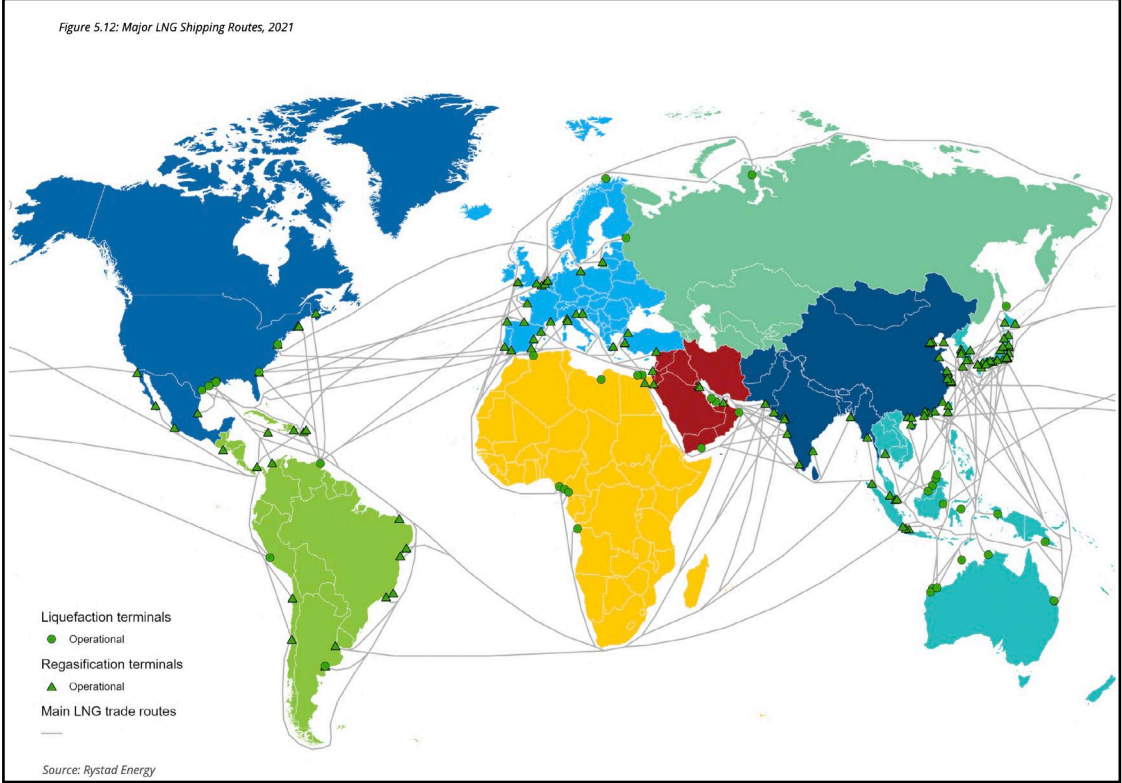
Die zweite Karte zeigt die wichtigsten LNG-Tankerrouten sowie die Standorte der Import/Regasifizierungs-Terminals und der Export-/Liquefaction-Terminals.

Abbildung: LNG-Exportterminals



Quelle: IGU

Abbildung: Tankerrouten

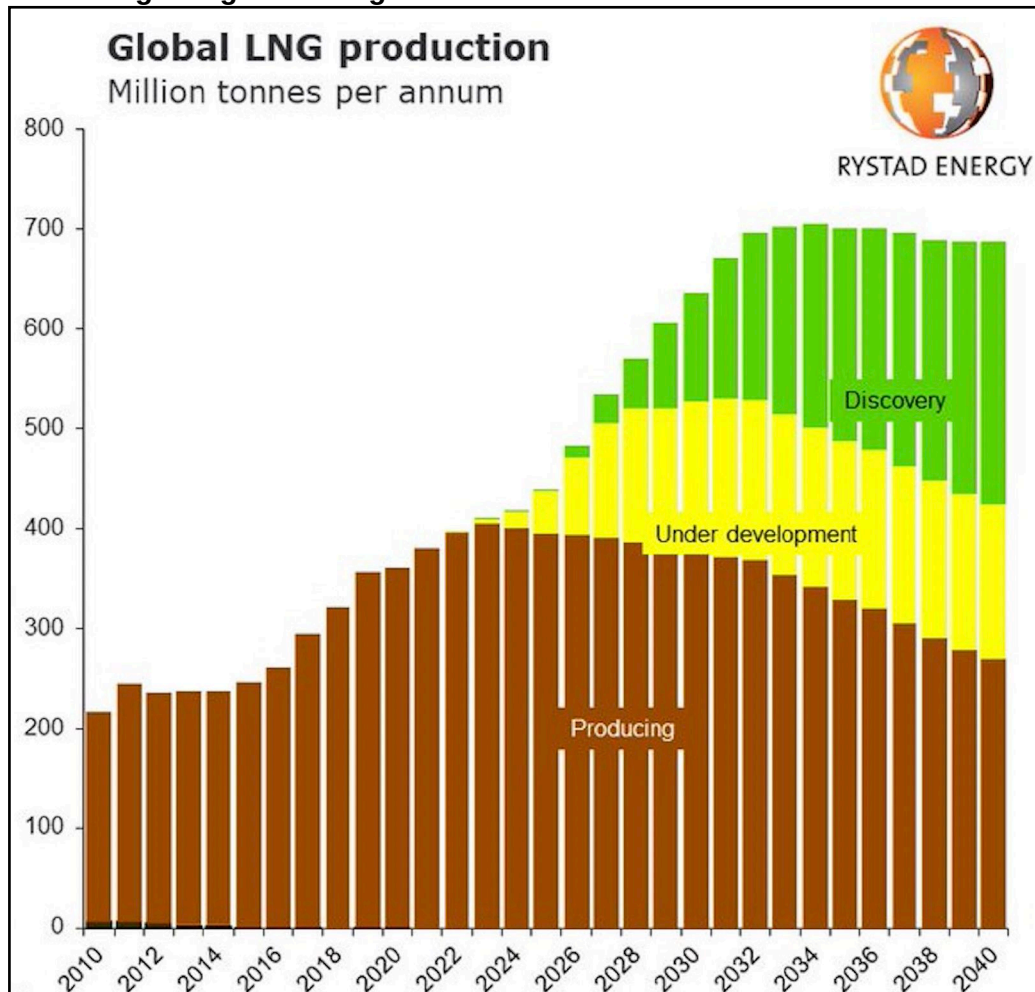


Quelle: IGU

„Peak LNG“ und hohe Kosten

Mitte der 2030er Jahre rechnet die Branche mit einem Plateau oder einem “Peak LNG”. Die Produktion könnte dann bei 704 Mio.t LNG liegen, was fast doppelt so viel wäre wie im Jahr 2021. Billigere Energieträger wie Photovoltaik und Wind sowie Engpässe bei den Ressourcen der Gasfelder stoppen den Boom der LNG-Branche und der Öl- und Gasindustrie insgesamt. [Q1,Q2 - vgl. Quellenverzeichnis im Anhang]

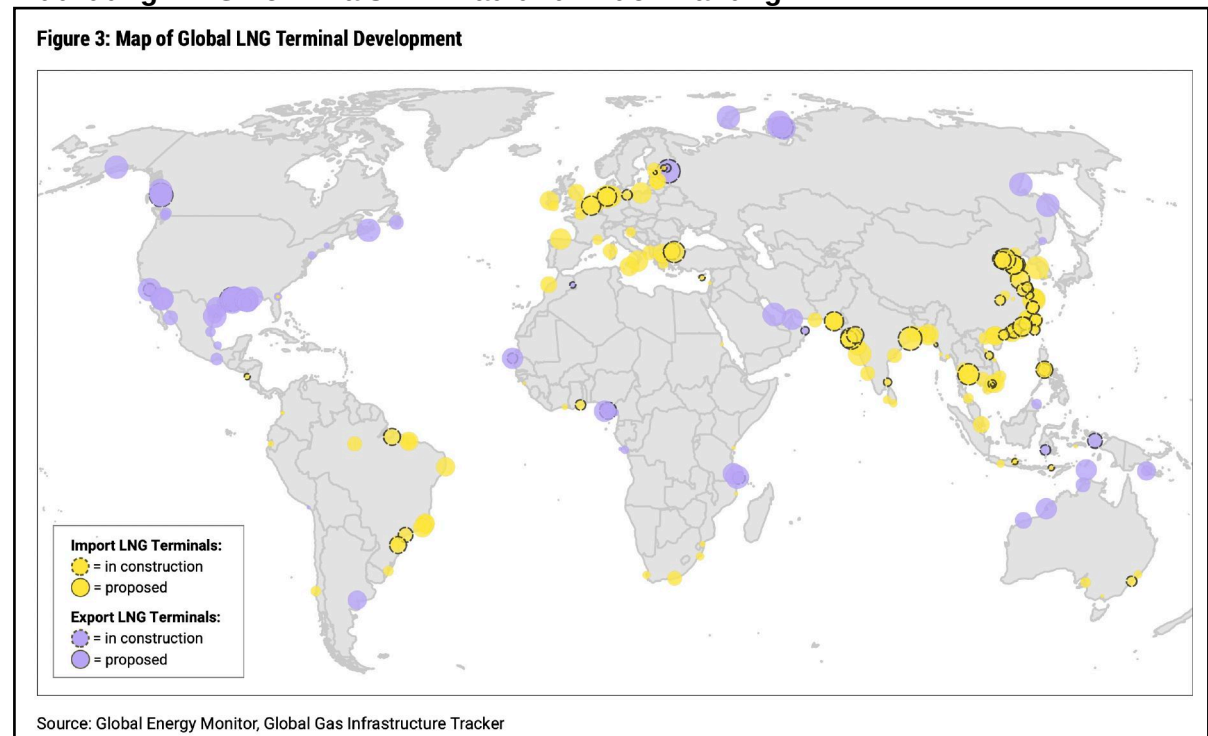
Abbildung: Prognose der globalen LNG-Produktion bis 2040



Quelle: Rystad Energy [Q1]

Der Ausbau wird enorme Kapitalmengen verschlingen. Global Energy Monitor (GEM) zählt im Moment 300 LNG-Projekte vor und in der Bauphase, die zusammen ca. 800 Mrd. Dollar kosten werden. Bei den Exportterminals liegt Nordamerika mit weitem Abstand an der Spitze. Bei den Importterminals sind es Ostasien und Europa.[Q3]

Abbildung: LNG-Terminals - im Bau und in der Planung



Quelle: Global Energy Monitor [Q3]

1.4 LNG-Markt: Die wichtigsten Länder und Akteure

Kopf-an-Kopf-Rennen im LNG-Markt

Der LNG-Markt wird von einer relativ geringen Zahl von Staaten geprägt.

Beim **Import** steht Ostasien mit großem Abstand an erster Stelle. Japan, China und Südkorea sind die größten LNG-Importeure der Welt. Die gesamte Region verfügt nur über geringe eigene Gasvorkommen. Auch Kohle und Öl sind knapp. Nur China konnte sich zunächst selbst versorgen, aber mittlerweile ist der Rohstoffbedarf der Wirtschaft so groß, dass auch dort LNG aus aller Welt anlandet.

Die LNG-Einfuhren nach Europa steigen im Moment steil an, da die russischen Pipelinemengen fast vollständig wegfallen. Das könnte noch längere Zeit so bleiben. Ostasien und Westeuropa waren und bleiben also die größten Absatzmärkte für LNG.

Beim **Export** liefern sich Qatar, Australien und die USA ein Kopf-an-Kopf-Rennen. Sie exportieren zusammen über die Hälfte des weltweiten LNG-Angebots. An vierter Stelle steht nach wie vor Russland, denn die LNG-Exporte Richtung Europa laufen trotz des Krieges ungehindert weiter. Insbesondere der französische Öl- und Gaskonzern TotalEnergies will sich, ähnlich wie die deutsche Wintershall DEA, nicht aus Russland zurückziehen.

Die USA spielten vor sechs Jahren noch überhaupt keine Rolle im LNG-Markt. Erst der Schiefergasboom stellte Überschüsse für den Gasexport zur Verfügung. Im Sommer 2022 standen die USA dann erstmals für kurze Zeit an Platz 1. Qatar expandiert ebenfalls und wird 2026/27 aufschließen, aber dann nehmen neue große US-Terminals den Betrieb auf.

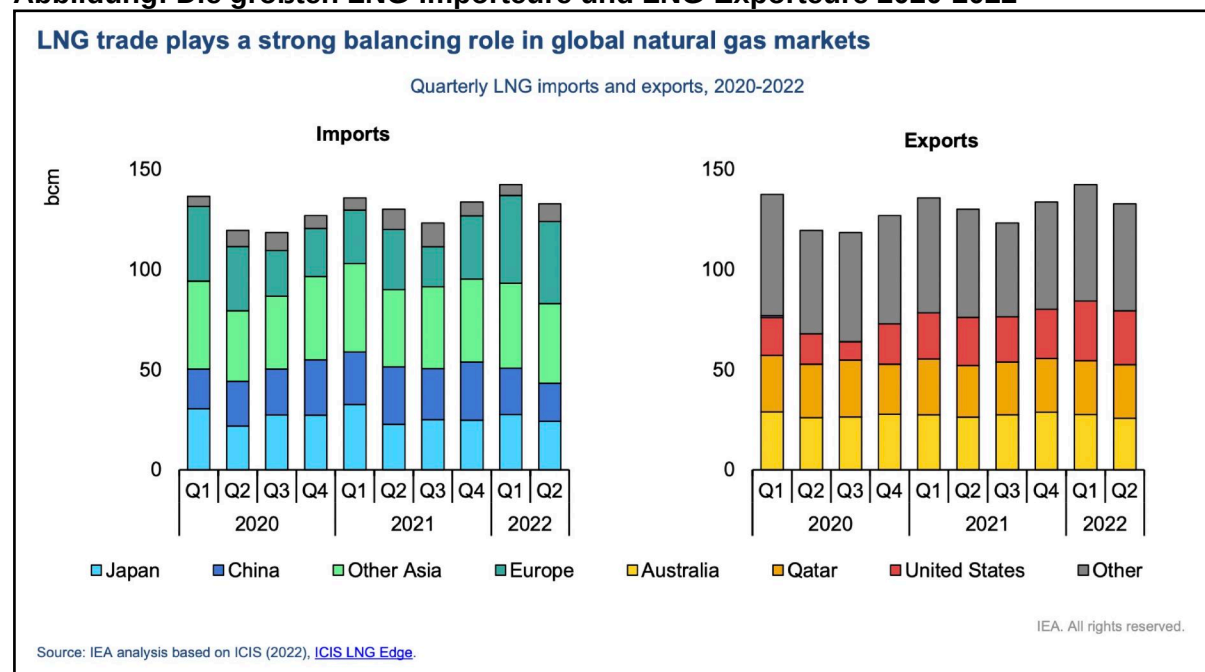
Die Wachstumsaussichten für Australien sind weniger günstig. Innenpolitische Widerstände, begrenzte Gasressourcen und sehr hohe Kosten werden wohl dafür sorgen, dass nur noch die bereits laufenden Terminalprojekte abgeschlossen werden.

Die vergleichbar hohen Exportmengen der drei Länder verdecken, dass die Exportmodelle sehr unterschiedlich sind. In Qatar liefert das größte Gasfeld der Welt den Rohstoff für eine LNG-Branche, die von staatlichen Monopolunternehmen gelenkt wird. Qatar setzt vor allem auf Exporte, mit unflexiblen Lieferverträgen und langen Laufzeiten.

In den USA gibt es dagegen einen komplexen Gasbinnenmarkt und eine ganze Reihe von privaten Terminalbetreibern. Gasexporte sind im Vergleich zum riesigen Binnenmarkt nur eine Randerscheinung. Die Terminalbetreiber reagieren relativ flexibel auf die Marktlage und auf Preisveränderungen. Ihre Abnehmer ("Offtaker") kaufen zum Teil für den Eigenbedarf (z.B. japanische Stromkonzerne), zum Teil handeln sie damit im Spotmarkt und können daher auch kurzfristig reagieren. Davon hat Europa im Jahr 2022 stark profitiert.

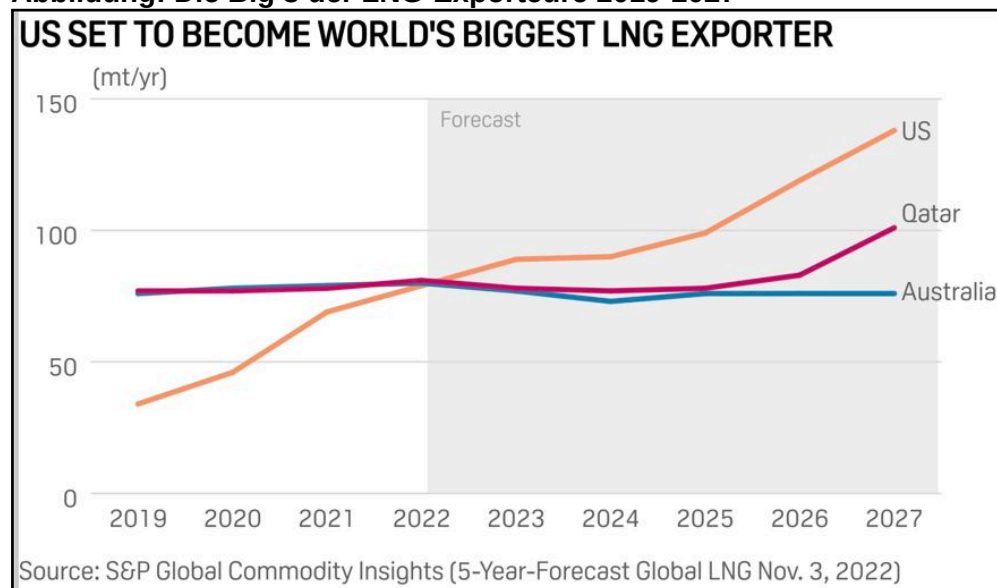
In Australien wiederum bauen Öl- und Gaskonzerne wie z.B. Shell große integrierte Gas- und LNG-Projekte. Sie erschließen Gasfelder, bauen die Pipelines und errichten die LNG-Exportterminals. Ihre Abnehmer binden sich langfristig und kommen vor allem aus Ostasien.

Abbildung: Die größten LNG-Importeure und LNG-Exporteure 2020-2022



Quelle: IEA

Abbildung: Die Big 3 der LNG-Exporteure 2019-2027

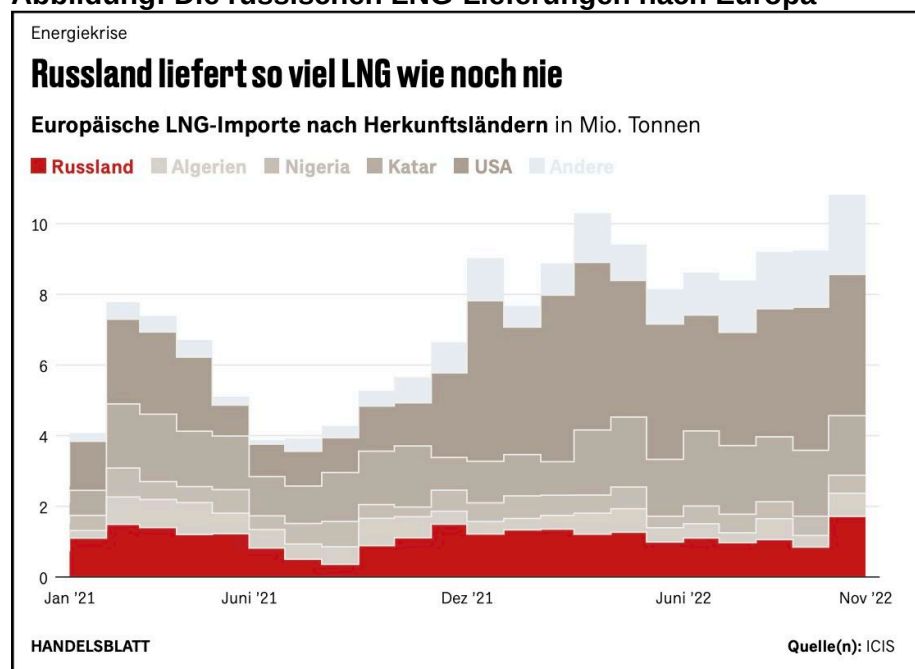


Quelle: S&P Global

LNG-Importe aus Russland bleiben hoch

Im vergangenen Jahr importierte die EU wider Erwarten - und unter dem Radar der meisten Medien - so viel russisches LNG wie nie zuvor. Anders als bei Öl oder Kohle gibt es bisher keine EU-Sanktionen gegen russische LNG-Importe. Russland steht mit einem Anteil von 16% der europäischen LNG-Importe (bis Nov.22) an zweiter Stelle hinter den USA (42%), aber noch vor Qatar (13,7%). Weltweit sind Japan, China und Frankreich die größten Kunden von russischem LNG.

Abbildung: Die russischen LNG-Lieferungen nach Europa



Quelle: Handelsblatt [Q6]

Die erste LNG-Tankerladung vom neuen russischen LNG-Terminal Portovaya fuhr ebenfalls überraschend nach Griechenland. Portovaya liegt an der russischen Ostseeküste, direkt neben den mittlerweile stillgelegten Nordstream Pipelines. Operator ist Gazprom.[Q4,Q5]

LNG in Qatar

Qatar ist ein kleines Land, aber es hat Zugang zum größten Gasfeld der Welt, dem North Field. Es erstreckt sich über die Grenze hinweg bis in den Iran. Dort wird es South Pars genannt. Neben den USA ist Qatar das einzige Land, das seine LNG-Exporte bis 2030 massiv ausweiten kann.

Qatar war lange Zeit der größte LNG-Exporteur der Welt, wurde aber 2022 von den USA überholt. Im Moment bauen sie ihre Anlagen massiv aus:

- Durch das North Field East Projekt (NFE) werden die qatarischen Mengen von derzeit 77 Mio.t/a bis 2026 auf 110 Mio. t/a ausgebaut.
- Durch das North Field South Projekt (NFS) steigen die Kapazitäten bis 2027 weiter bis auf 126 Mio. t/a LNG.

Fast alle großen westlichen Öl- und Gaskonzerne sind an den neuen Projekten beteiligt, wobei TotalEnergies und ExxonMobil an erster Stelle stehen. Auch ConocoPhillips, das LNG in wenigen Jahren nach Deutschland liefern will, ist Projektpartner.

Selbst damit wird Qatar allerdings noch immer hinter den USA bleiben. Dort könnten sich die Kapazitäten bis 2030 auf über 160 Mio.t fast verdoppeln. Trotzdem wird es wohl nicht an Kunden mangeln, denn Qatar kann zu sehr niedrigen Kosten produzieren.

Bisher fließt qatarisches LNG ganz überwiegend Richtung Asien, vor allem im Rahmen langfristiger Verträge. Im November 2022 wurde mit China einer der größten LNG-Deals aller Zeiten vereinbart. Qatar Energy wird die chinesische Sinopec ab 2026 mit 4 Mio. Tonnen LNG pro Jahr versorgen. Der Vertrag hat eine Laufzeit von 27 Jahren, also bis zum Jahr 2053.

1.5 USA: Rasanter Ausbau zum größten LNG-Exporteur der Welt

Der Schiefergasboom

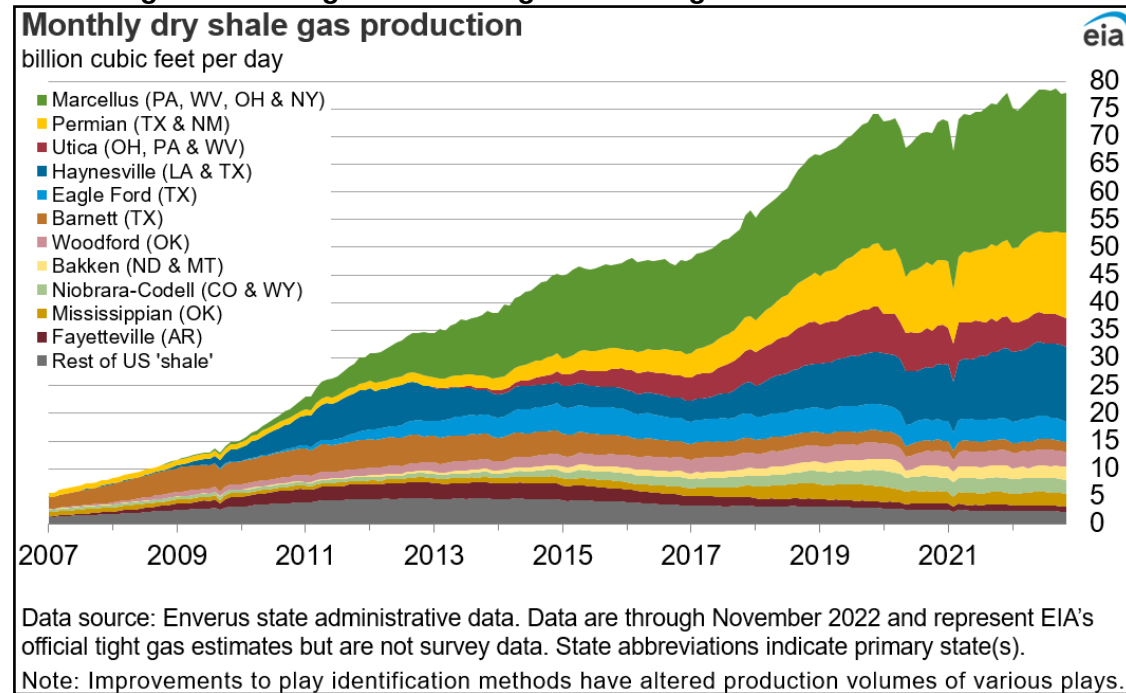
Bis vor knapp zehn Jahren stellte sich der amerikanische Gasmarkt auf *Gasimporte* ein. Die heimische Gasförderung konnte mit der steigenden Nachfrage nicht mehr Schritt halten. Zahlreiche LNG-Importterminals wurden daraufhin an den amerikanischen Küsten geplant.

Doch dann begann der Schiefergasboom. Er stellte die Lage in wenigen Jahren auf den Kopf. Gasmengen, die in dichtem Gestein waren und bis dahin als nicht förderbar galten, wurden durch neue Verfahren plötzlich zugänglich. Das war vor allem Fracking, also das Aufsprengen des Gesteins durch enormen Wasserdruck, das Offenhalten der winzigen Spalten durch Biozide und Sand, und durch kilometerlange horizontale Bohrungen. Mindestens ebenso wichtig war, dass die Behörden trotz der enormen Umwelt- und Klimaschäden beide Augen zudrückten. Nach vielen Tausend Probebohrungen sanken die Kosten dann in Regionen, die immer mehr Investoren und Gasfirmen anzogen. Die

Gasproduktion der USA stieg seither sprunghaft an. Die Preise fielen auf einen Bruchteil des europäischen und asiatischen Niveaus.

Statt Importterminals bauen die USA nun Exportterminals. Sie können die schon vorhandenen Infrastrukturen der Importprojekte nutzen, also Hafenanlagen, Pipelines oder Tanks. Diese "Brownfield"-Projekte gingen daher schneller als anderswo an den Start, wo vom Gasfeld bis zum Terminal alles neu gebaut werden muss ("Greenfield").

Abbildung: Der Anstieg der Schiefergasförderung in den USA 2007-2022



Quelle: EIA

Eine zweiter Vorteil ist der große amerikanische Gasbinnenmarkt. In fast allen Landesteilen gibt es große Gasfelder, vor allem im Süden des Landes. Ein dichtes Netz von Pipelines durchzieht weite Teile der USA. Die LNG-Exportterminals mussten also nur noch kurze Verbindungsleitungen bauen.

Das ist in den meisten anderen Weltregionen schwieriger. In Australien, Mosambik oder derzeit vor der Küste Senegals müssen parallel zu den Terminals die Gasfelder erschlossen werden, um die Rohstoffversorgung der Terminals zu gewährleisten. Die LNG-Projekte werden dadurch komplexer und teurer. Schon vor dem ersten Spatenstich müssen die langfristigen Abnahmeverträge mit den Großkunden stehen. Nur dann stellen Banken die milliarden schweren Kredite bereit.

In den USA ist Erdgas hingegen im Überfluss vorhanden und vergleichsweise billig. Bei einer Absatzflaute in Übersee können die Terminalbetreiber das bestellte Erdgas relativ problemlos in den großen Binnenmarkt zurück verkaufen. Die Risiken sind also weitaus geringer.

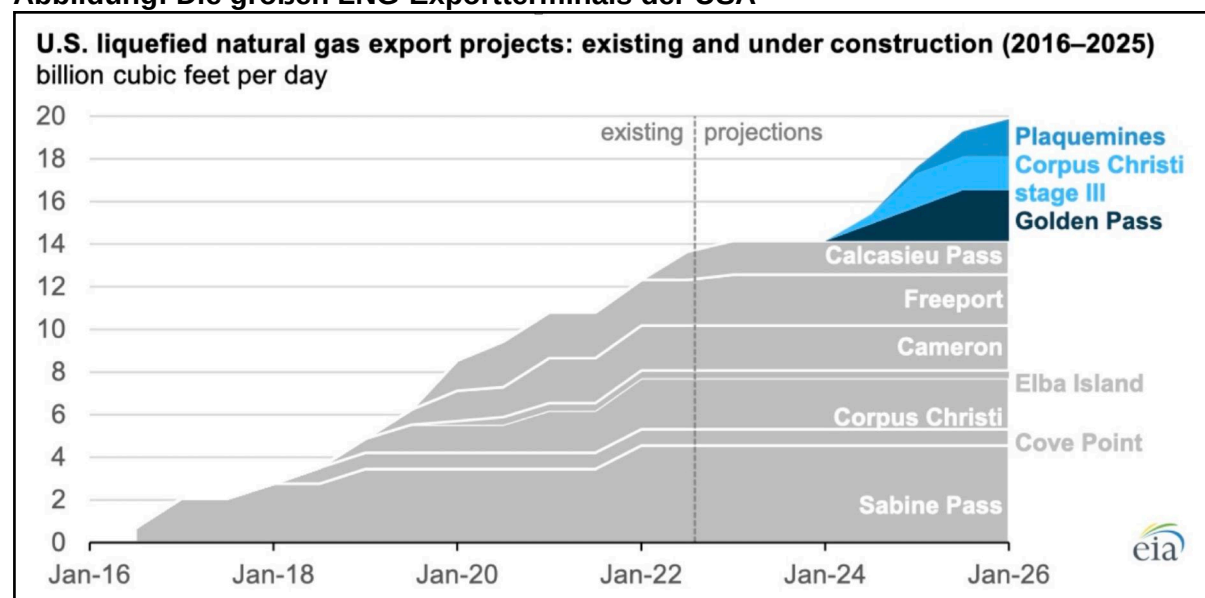
Rasanter Ausbau seit 2016

Der Export von LNG aus den USA begann erst vor knapp sieben Jahren im Februar 2016. Schon sechs Jahre später waren die USA das Land mit den größten Kapazitäten und den höchsten Exportmengen.

Im ersten Halbjahr 2022 wurden 11,1 Bcf/d LNG pro Tag aus den sechs Großterminals exportiert. Das sind auf das Jahr hochgerechnet ca. 115 bcm, also mehr als der gesamte deutsche Gasbedarf, der in normalen Jahren bisher bei ca. 90 bcm lag.

Im August 2022 wurde dann das Calcasieu Pass LNG Terminal eröffnet. Hinzu kommen voraussichtlich ab 2024 die Terminals Golden Pass, Corpus Christi Stage II und Plaquemines. Ab 2026 könnten die Exportkapazitäten dann bei knapp 20 Bcf/d liegen - also fast doppelt so hoch wie 2021.

Abbildung: Die großen LNG-Exportterminals der USA



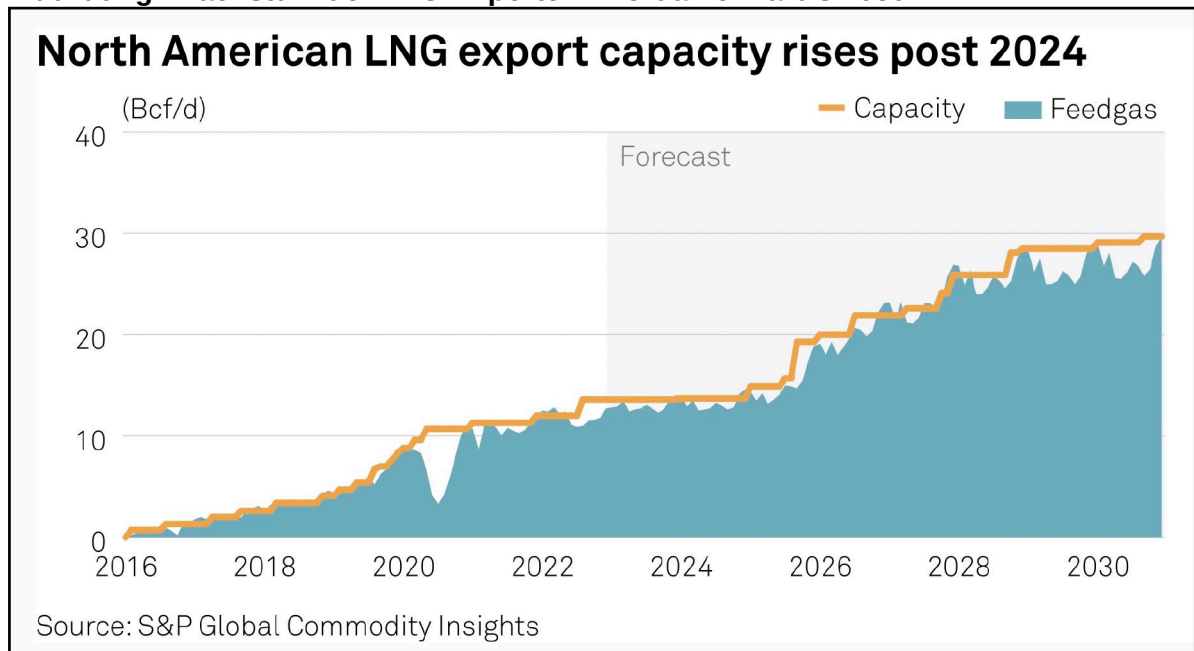
Quelle: EIA

Das Wachstum in den USA wird sich zumindest bis 2030 fortsetzen. Die aktuellen Planungen für Nordamerika (USA, Kanada, Mexiko) deuten bis 2030 auf eine Exportkapazität von enormen 30 bcf/d. Das sind umgerechnet über 300 bcm/a und damit fast drei Mal so viel wie 2021.

Das flexible LNG-Angebot der USA wurde bereits 2022 zum Rettungsanker für den europäischen Gasmarkt, der von einem auf den anderen Monat auf russisches Gas verzichten musste. Die US-Exporte nach Europa stiegen in diesem Jahr (Jan.-Nov.22) um 137% gegenüber dem Vorjahr. Der Marktanteil bei den europäischen LNG-Importen kletterte auf über 50%.

Der Anteil könnte 2023 weiter zulegen. Amerikanisches LNG ist verfügbar und kann Europa doppelt so schnell erreichen wie LNG aus Qatar, und drei Mal so schnell wie die Tanker aus Australien. Nur Algerien liegt noch günstiger, aber hier können die Exporte nicht steigen und die meisten Ladungen sind schon langfristig gebucht.

Abbildung: Wachstum der LNG-Exporte in Nordamerika bis 2030



Quelle: S&P Global

Das Geschäft ist für die USA in diesem Jahr äußerst profitabel. Die amerikanischen LNG-Exporteure nahmen in den ersten drei Quartalen des Jahres 2022 35 Mrd. Dollar ein. Ein Jahr davor waren es nur 8,3 Mrd. Dollar.[Q7]

1.6 Marktstrukturen und Preise: Auf dem Weg zum LNG-Oligopol?

Spotmarkt und Portfolio Player

Europa musste im Jahr 2022 seine LNG-Importe schlagartig erhöhen, um die russischen Lieferausfälle auszugleichen. Das war nur über den LNG-Spotmarkt möglich, also den Markt für kurzfristig verfügbare LNG-Tanker.

Der größte Teil des Handels findet allerdings nach wie vor im Rahmen langfristiger Lieferverträge statt (Term Contracts). Damit sichern z.B. japanische Stromkonzerne die Versorgung ihrer Gaskraftwerke über Jahrzehnte hinweg. Gleichzeitig garantieren solche Verträge die Einnahmen der LNG-Exportterminals. Die hohen anfänglichen Investitionskosten werden so besser kalkulierbar.

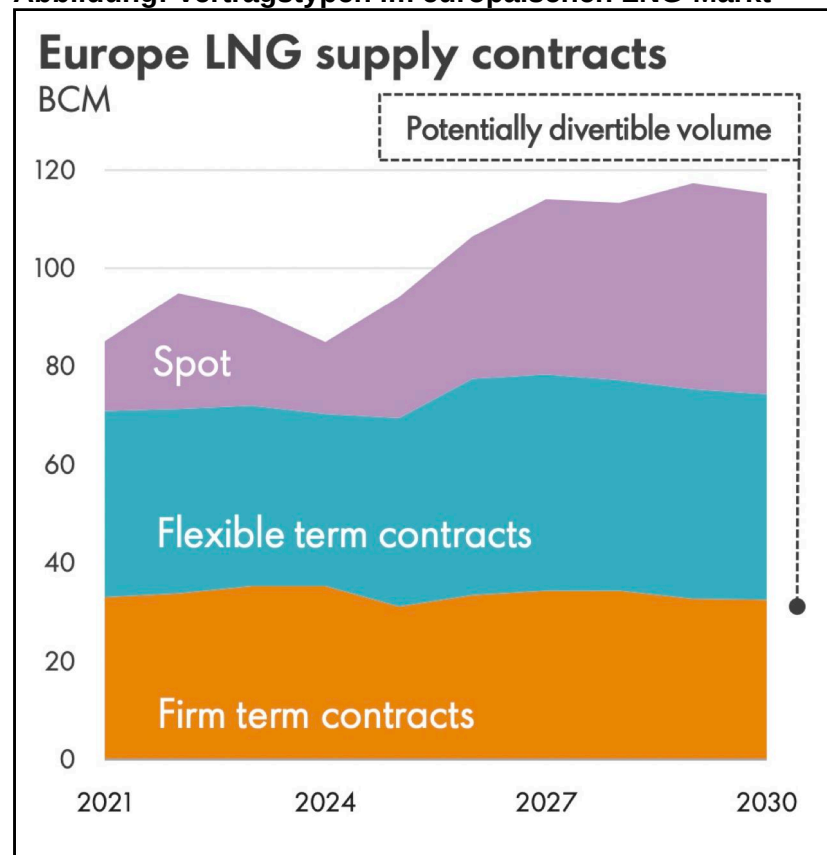
Kurzfristige LNG-Angebote kommen oftmals von einem der großen Portfolio Player. Das sind Unternehmen wie Shell, Total, BP, ConocoPhillips oder ein großer Rohstoffhändler. Aber auch mittelgroße Firmen wie RWE und Uniper sind hier aktiv.

Sie sichern sich durch längerfristige Verträge die LNG-Mengen eines oder mehrerer Exportterminals und verkaufen die Tankerladungen weltweit dann kurzfristig dort, wo sie den höchsten Gewinn erzielen können. Das ist naturgemäß mit hohen finanziellen Risiken

verbunden, wenn z.B. in einem unerwartet überversorgten Markt die Verkaufspreise einbrechen sollten. Diese Einzelrisiken müssen daher in einem möglichst großen Portfolio unterschiedlicher Märkte über einen längeren Zeitraum minimiert werden.

Die folgende Abbildung zeigt das Übergewicht langfristiger Lieferverträge (Term Contracts) bei der Versorgung Europas. Mehr als die Hälfte der Term Contracts davon gilt allerdings als flexibel, d.h. die Mengen oder die Destinationen (also die Absatzmärkte) können an die Marktlage angepasst werden. Addiert man dazu die kurzfristigen Spot Contracts, könnte Europa also relativ rasch den größten Teil seiner fossilen LNG-Importe stoppen, ohne Lieferverträge brechen zu müssen.

Abbildung: Vertragstypen im europäischen LNG-Markt

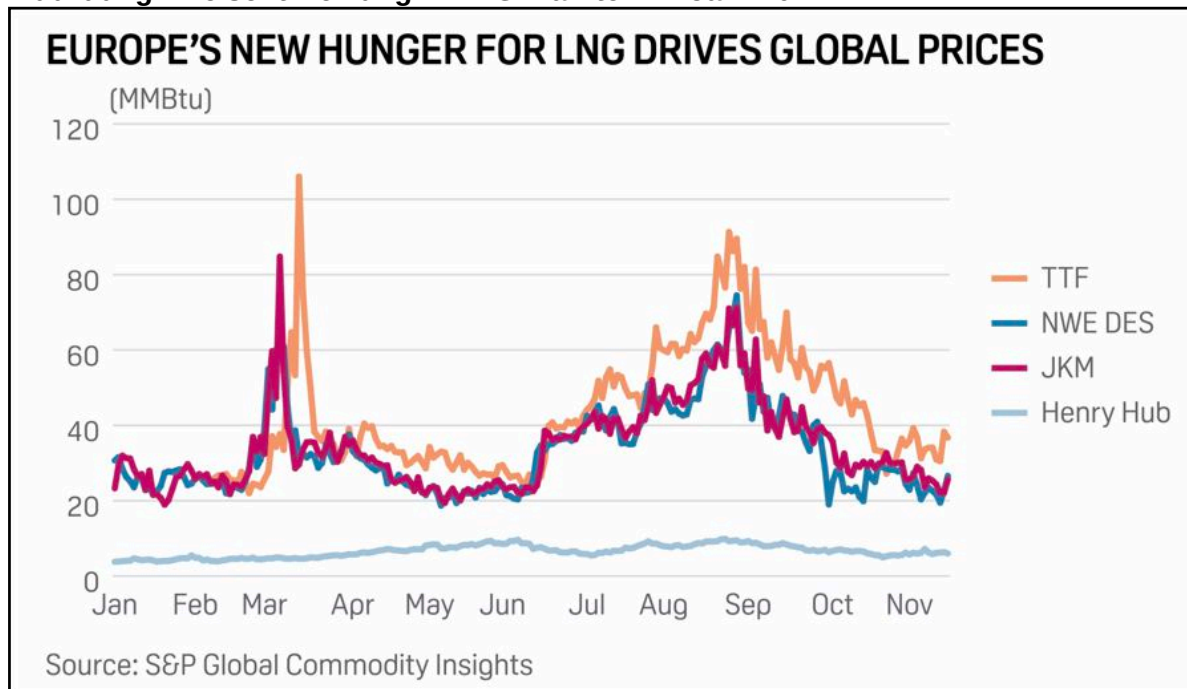


Quelle: Shell

Wer über LNG-Ladungen verfügt, macht seit Jahresbeginn 2022 traumhafte Gewinne. Der folgende Chart zeigt die LNG-Preise in mehreren Weltregionen. Pipelinegas kostete bis 2021 um die 20 €/MWh. Das sind umgerechnet knapp 7 \$/MMBtu. Im Laufe des Jahres 2022 stiegen die LNG-Preise in Nordwesteuropa (NWE DES) immer wieder auf das 10fache und sanken nur selten unter das 5fache dieses Preises.

Nach 2025 werden die LNG-Preise jedoch voraussichtlich fallen. Die kommerzielle Attraktivität von LNG für den europäischen Gasmarkt könnte also ungefähr zu dem Zeitpunkt steigen, wenn die großen deutschen Landterminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel oder Stade den Betrieb aufnehmen. Auch die schwimmenden Terminals (FSRU) werden dann für die Gasimporteure kommerziell interessanter. Das könnte den Widerstand gegen ihren Abzug verstärken.

Abbildung: Preisentwicklung in LNG-Märkten im Jahr 2022



TTF = Europa Gashubs, NWE DES = Europa LNG-Importpreise, JKM = Ostasien, Henry Hub = USA Hubpreise (Süden). Quelle: S&P Global [Q8]

Mit dem steilen Anstieg der LNG-Preise und der Terminalkosten wachsen die finanziellen Risiken. Einzelne Tankerladungen hatten früher einen Wert von 15-20 Mio. Dollar. Heute sind es immer wieder 175-200 Mio. Dollar. Der LNG-Markt wird daher immer stärker von Akteuren mit großen finanziellen Reserven kontrolliert.

Der Einfluss dieser großen Portfolio Player ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Allein Shell (70 Mio.t LNG), Total (40 Mio.t), Qatar Energy (70 Mio.t) und BP (30 Mio.t) kontrollieren mehr als die Hälfte des globalen LNG-Handels.

Auch regional verschieben sich die Gewichte. In wenigen Jahren werden die USA und Qatar mit weitem Abstand die größten Anbieter von LNG sein. Oligopolartige Strukturen, in denen eine Handvoll Akteure und Staaten den Ton angibt, könnten bald die Folge sein.[Q9]

LNG-Preise: Die Preisformeln

Risiken gibt es auch bei der Preisbildung. Sie prägen den Gasmarkt seit seiner Entstehung. Als in den 1960er Jahren das riesige Gasfeld in Groningen (Niederlande) die Produktion aufnahm, wurde Erdgas auf einen Schlag so billig, dass es alle Konkurrenten in Westeuropa, also vor allem Heizöl, aus dem Markt gedrängt hätte.

Die "Lösung" bestand darin, den Gaspreis über Formeln an die Preise für Rohöl oder Ölprodukte zu koppeln. Damit sollte der Ölmarkt geschützt werden.

Diese Ölpreisbindung (Oil Price Escalation) prägt auch den LNG-Markt bis zum heutigen Tag. Vor allem in Ostasien gab und gibt es keine öffentlichen Gashubs oder Gasbörsen, die einen fairen Gaspreis ermitteln könnten. Die meisten Geschäfte werden direkt zwischen

großen Akteuren abgeschlossen. Das Preisniveau muss daher täglich von gut vernetzten Fachjournalisten geschätzt werden.

Im großen amerikanischen Binnenmarkt ist das anders. Hier gab es von Anfang an die direkte Konkurrenz zahlreicher Gasanbieter. Diese Gas-on-Gas-Competition setzte sich schließlich auch in Westeuropa nach der Liberalisierung der Gasmärkte in der EU durch. Seit etwa zehn Jahren spielt die Ölpreisbindung auf dem Kontinent nur noch in Teilen Süd- und Südosteuropas eine größere Rolle.

Dieses Nebeneinander unterschiedlicher Preismodelle macht jedoch die Verhandlungen z.B. zwischen Deutschland und Qatar nicht gerade einfacher.

Wenn ein deutscher Importeur (EnBW, Uniper, RWE) LNG in Übersee im Rahmen eines langfristigen Liefervertrages bestellt, wird der Preis in den meisten Fällen an den Ölpreis gekoppelt sein. In Westeuropa könnte aber ein anderes Preisniveau herrschen, da sich hier die Preise an den Gashubs wie TTF oder NBP bilden. Wenn es ungünstig läuft, z.B. bei hohen Ölpreisen, kauft der Importeur also teuer ein und muss dann in Deutschland billig verkaufen, weil z.B. der Winter ungewöhnlich mild war.

2. Klima & Umwelt - Schattenseiten des LNG-Booms

2.1 Die Klimawirkung von Erdgas: Verbrennung und Methan-Emissionen

Klimaschäden durch Methan - Hintergrundinfos

Wenn Methan in die Atmosphäre gelangt, verursacht es einen weitaus größeren Klimaschaden als dieselbe Menge CO₂. Er ist im ersten Jahr am höchsten und sinkt dann nach etwa einem Jahrzehnt allmählich Richtung Null. Das macht den Vergleich mit CO₂ schwierig, das über Jahrhunderte einen vergleichsweise konstanten Treibhauseffekt hat.

Lange Zeit war es üblich, nur die durchschnittliche Wirkung von Methan über 100 Jahre zu berechnen (GWP100). Nach dem aktuellen Sachstandsbericht des Weltklimarats (IPCC AR6 2021) verursacht Methan aus fossilen Quellen (Öl, Gas, Kohle) dann eine Klimawirkung, die 29,8 mal höher ist als bei CO₂.

Mittlerweile wird immer häufiger auch ein Zeithorizont von 20 Jahren betrachtet (GWP20). Die Perspektive von 100 Jahren vernachlässigt, dass es schon in den nächsten Jahren zu irreversiblen Klimaschäden und Kipp-Punkten (Tipping Points) kommen kann. Auch peilen viele Staaten die Klimaneutralität bis 2045 oder 2050 an. Hier verzerrt ein Durchschnittswert über 100 Jahre die tatsächlichen Fortschritte.

Über einen Zeitraum von 20 Jahren (GWP20) wirkt fossiles Methan in der Atmosphäre laut IPCC (AR6 2021) etwa 82,5 mal stärker als CO₂. Ein Methanleck von 1.000 Tonnen erzeugt also denselben Klimaschaden wie eine Emissionsmenge von 82.500 Tonnen CO₂. [Q21]

Die genauen Werte für 20 bzw. 100 Jahre sind umstritten, da es in der Atmosphäre komplexe Interaktionen gibt, die nicht exakt quantifizierbar sind. Die Werte in der Fachliteratur schwanken daher, aber die Größenordnungen sind unumstritten.

Erdgasverbrennung und Methanemissionen

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, entscheidend unterstützt vom steilen Anstieg des LNG-Handels.

Die Nutzung von Erdgas hat weitreichende Klimafolgen. Bei der **Verbrennung** von 1 kg Erdgas (ca. 1,4 Kubikmeter) in der Heizung oder im Gaskraftwerk entstehen 2,7 kg CO₂. Die Vorkettenemissionen sind darin noch nicht enthalten.

Vor allem aber sind die **Methanemissionen** der Gaswirtschaft ein riesiges und noch immer unterschätztes Klimaproblem. Gleichzeitig lassen sie sich schneller und billiger reduzieren als viele CO₂-Emissionen. Umso unverständlicher ist es, dass so wenig geschieht.

Noch immer fehlt ein weltweites zuverlässiges Reporting von Methan-Emissionen, v.a. bei der Gas- und Ölförderung direkt an den Bohrlöchern, bei der Gasaufbereitung und entlang der Gaspipelines.

Dort, wo es Vorschriften gibt, fehlt es oftmals an der Durchsetzung. Das wird für die USA immer klarer dokumentiert, ist aber in anderen Teilen der Welt ähnlich verbreitet oder noch gravierender.

Um die 130 Mio.t Methan-Emissionen kommen pro Jahr aus dem Gas-, Öl- und Kohlesektor, so schätzt die IEA in einer Metastudie. Das erzeugt in einer 20-Jahres-Perspektive (GWP20) einen jährlichen Klimaschaden von 10,7 Mrd. Tonnen CO₂e. Zum Vergleich: Das entspricht knapp einem Drittel der CO₂-Menge, die bei der Verbrennung von Öl, Gas und Kohle weltweit jährlich entsteht.

Von diesen 130 Mio.t entfallen 35-40 Mio. Tonnen Methan-Emissionen auf die Gasbranche, davon ca. 80% im Upstream-Segment, v.a. durch Venting (direktes, absichtliches Ablassen von Methan in die Atmosphäre, z.B. an Bohrlöchern), sowie durch Flaring (unvollständiges Abfackeln), und Fugitive Emissions (v.a. Leckagen). [Q10]

2.2 Emissionen entlang der LNG-Lieferkette

Noch bevor LNG als Erdgas die Verbraucher erreicht und dort verbrannt wird, sind in der Lieferkette bereits erhebliche Emissionen entstanden. Sie sind im Einzelfall unterschiedlich hoch und werden bisher nur sehr unvollständig erfasst:

- Methan entweicht geplant bei der Erdgasförderung in die Atmosphäre (Venting).
- Methan entweicht ungeplant an der Bohrstelle oder bei der Gasaufbereitung (Leckagen).
- Erdgas wird abgefackelt (Flaring). Dabei entsteht CO₂; bei unvollständiger Verbrennung entweicht Methan.
- Der Energieaufwand bei der Förderung und beim Inlandtransport von Erdgas erzeugt Emissionen.
- Der Energieaufwand bei der Verflüssigung von Erdgas zu LNG erzeugt hohe Emissionen.
- Der Energieaufwand beim Transport von LNG per LNG-Tanker erzeugt Emissionen. Auch entweicht dabei Methan.
- Der Energieaufwand bei der Regasifizierung des LNG erzeugt (geringe) Emissionen.
- Die Verteilung von Erdgas im Leitungsnetz erzeugt Emissionen (Energieverbrauch der Kompressoren). Auch gibt es hier zahlreiche Leckagen.
- An den Verbrauchsstellen selbst (Kraftwerk, Heizung etc.) gibt es hohe CO₂-Emissionen sowie zahlreiche Methan-Leckagen.

Eine Studie des Rocky Mountain Institute (RMI) kam zu dem Ergebnis, dass Russland, Turkmenistan und die USA (v.a. Texas) die Öl- und Gasfelder mit den höchsten Methanemissionen betreiben. Das RMI schätzt zudem, dass die amerikanische Umweltbehörde EPA die Methanemissionen der Gasbranche in den USA um mindestens den Faktor 2 unterschätzt. In Algerien und Nigeria ist die Situation ähnlich bedenklich.[Q11]

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.

Neue Erkenntnisse über Methan-Emissionen der Gaswirtschaft

Es gab im Jahr 2022 zahlreiche neue Studien zum Thema Methan-Emissionen, vor allem für die USA. Studien aus und über Deutschland sind nach wie vor rar. Die letzten Veröffentlichungen des Umweltbundesamtes über zu grenzüberschreitenden Lieferketten greifen noch immer auf die veralteten Daten des Nordstream-Konsortiums und von Gasprom zurück.[Q13]

Fast alle internationalen Untersuchungen zeigen höhere Methan-Emissionen als bislang vermutet. Sie bewegen sich auf ein Volumen zu, das 3 Prozent der geförderten Erdgasmengen entspricht. Sie bestätigen damit die von Howarth/Jacobson schon vor Jahren geschätzten Mengen (2,6% Upstream und 3,5% Upstream+Downstream).[Q12]

Das klingt im ersten Moment nicht spektakulär. Aber Methan verursacht in der Atmosphäre wie oben erwähnt je nach Zeithorizont einen 29,8fach (GWP100) oder 82,5fach (GWP20) höheren Klimaschaden als zu CO₂ verbranntes Methan. Diese 3,5 Prozent Methan, die direkt in die Atmosphäre entweichen, bedeuten, dass der Klimaschaden durch die Gaswirtschaft deutlich unterschätzt wird.

Über einen Zeithorizont von 20 Jahren ist der **gesamte** Treibhauseffekt durch Erdgas demnach **doppelt so hoch** wie der Klimaschaden, der nur bei der Verbrennung von Erdgas beim Verbraucher entsteht.

Fast alle Einzelstudien aus den letzten Monaten z.B. über Offshore Plattformen, stillgelegte Bohrlöcher, Super Emitter, Gasfackeln oder Schieferölregionen bestätigen diesen Befund. Einige Studienergebnisse waren jedoch positiver als erwartet. Das gilt für moderne LNG-Tanker und auch für die norwegische Gaswirtschaft. Auch die Downstream-Emissionen in Europa scheinen relativ moderat zu sein. [Q82]

2.3 Die Super Emitter: Methanwolken entlang der Gaslieferketten

Die verbesserte Aufklärung durch Satelliten zeigt fast täglich neue große Methanwolken. Außerhalb der USA, wo das Thema Methan in der Klimadebatte mittlerweile eine große Rolle spielt, finden die Vorfälle jedoch nur selten den Weg in die Medien. Hier einige Beispiele aus den letzten Monaten:

In den letzten Wochen sorgte ein enormes Leck in einer Gaspipeline im ländlichen Pennsylvania für eine der größten Methanwolken in diesem Jahr. Der Betreiber Equitrans Midstream Corp. nahm sich 13 Tage Zeit, das Leck abzudichten.

Etwa 1,2-1,3 Mrd. Kubikfuß Methan sind in dieser Zeit in die Atmosphäre gelangt. Das entspricht einer Treibhausgaswirkung (GWP20) von 1,7 Mio. Tonnen CO₂e (CO₂-Äquivalente). Zum Vergleich: Das sind fast 3 Prozent der jährlichen CO₂-Emissionen Deutschlands.

Es war das größte Einzelleck in den USA seit dem Aliso Canyon Leak in Kalifornien im Jahr 2015, das mehr als 100 Tage andauerte und umgerechnet einen Klimaschaden (GWP20) von 8 Mio. Tonnen CO₂ anrichtete.

Beide Vorfälle werden allerdings durch die Anschläge auf die Nord-Stream-Pipelines im September 2022 in den Schatten gestellt. Das UBA schätzt den Methanaustritt in die Atmosphäre auf 300.000 Tonnen. Das wäre ein Klimaschaden (GWP20) von über 24 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten. [Q23, Q24]

Große Methanwolken werde regelmäßig auch in Russland und Algerien entlang von Gaspipelines oder in der Nähe von Gasanlagen erfasst. Ein Leck im Mai 2022 in Algerien emittierte 118 Tonnen Methan pro Stunde. Acht dieser Lecks würden dieselbe Klimabelastung (CO₂e) erzeugen wie ganz Deutschland (GWP20). Kleinere Lecks emittieren Methan nicht selten über Jahrzehnte hinweg, ohne jemals abgedichtet zu werden.[Q22]

2.4 Emissionsdaten einzelner LNG-Lieferketten

LNG-Tankertransport: Zahlen aus der Praxis

Eine aktuelle Studie 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.[Q25]

Die Resultate waren in zweierlei Hinsicht überraschend. Die CO₂-Emissionen waren niedriger als erwartet. Dafür sorgten neue, effizientere Antriebe. Auch stellten weder das BOG (Boil-off Gas), also die Verdampfung der LNG-Ladung, noch Lecks in den Tanks ein größeres Problem dar. Moderne Tankisolierungen verhindern inzwischen weitgehend den Ladungsverlust durch Verdampfungen (Boil-off Gas).[Q26]

Dafür waren jedoch die Methanemissionen im Schiffsantrieb weitaus höher als erwartet. Sie entstanden ganz überwiegend bei den Gasmotoren. Der Methanschlupf (Anteil des unverbrannten Methans am Methandurchsatz des Motors) lag hier durchschnittlich bei 3,8%, in einem Motor waren es sogar 16%.

Während der Rundreise (USA-Belgien-USA) emittierte der Tanker 4600 Tonnen CO₂ und 68,1 Tonnen Methan. Das entspricht insgesamt einem Klimaschaden von 10.200 t CO₂e (GWP20). Umgerechnet auf die Ladung bedeutet das: Selbst ein optimaler LNG-Tankertransport erhöht die Klimaschäden von Erdgas um etwa 5,5 Prozent. Die Zahl gilt für den Tankertransport im engeren Sinn.

Eine Studie aus dem Jahr 2018 zu LNG-Exporten vom Sabine Pass LNG-Terminal (USA) nach China erfasste die gesamte Lieferkette vom Bohrloch bis zum Zielhafen. Hier wurden 117 gCO₂e/kWh in der Kette (GWP20) erfasst, wobei die Bohrloch-Emissionen in diesem Fall unter dem US-Durchschnitt lagen. [Q27]

Da bei der Verbrennung von Erdgas etwa 200g CO₂/kWh entstehen, bedeutet dieses Ergebnis, dass selbst bei *überdurchschnittlich günstigen* Bedingungen in den Lieferketten über 50% Treibhausgaswirkung addiert werden müssen, um die gesamten Klimaschäden zu erfassen. Statt der üblichen 200g CO₂/kWh Wärme bei der Erdgasverbrennung müssen also mindestens 300g CO₂ angerechnet werden; statt 400g CO₂/kWh Strom bei der Gasverstromung (bei 50% Wirkungsgrad) mindestens 600g CO₂.

IEA Tracker: Bewertung der Erdgaslieferketten in die EU

Die Emissionen der Erdgas-Lieferketten für die EU sind von Fall zu Fall unterschiedlich hoch. Zumeist verursachen die Upstream-Methanemissionen an der Bohrstelle, der Energieeinsatz für die Aufbereitung von Erdgas, und lange Transportstrecken über alte Pipelines oder LNG-Tanker die größten Klimaschäden.

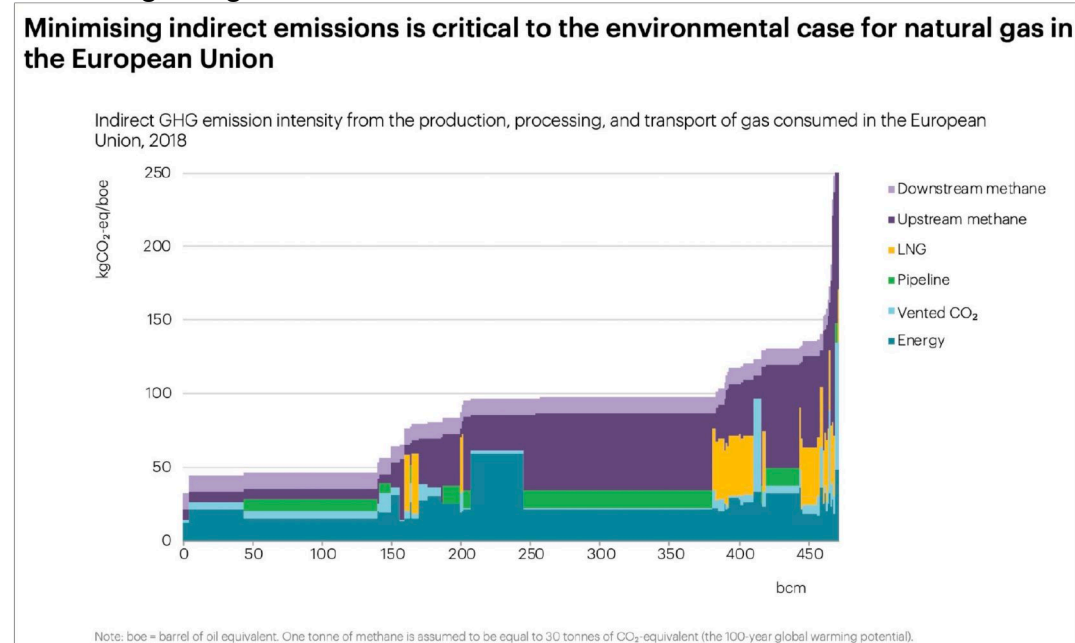
Aus energetischer Sicht erfordert vor allem die Verflüssigung/Abkühlung von Erdgas zu LNG (Liquefaction) die größten Energiemengen. Dafür werden 8-14% der bereitgestellten Erdgasmengen verbraucht.

Erdgasstrom, der aus LNG-Lieferungen mit hohen Upstream-Emissionen hergestellt wird, kommt dadurch in ähnliche Größenordnungen wie die Verstromung von Steinkohle, vor allem wenn man die kurzfristigen Klimaeffekte (GWP20) betrachtet.[Q28]

Aus deutscher Sicht zeigt Pipelinegas aus Norwegen und den Niederlanden die mit Abstand niedrigsten Emissionen. Am schlechtesten schneidet LNG aus Algerien oder Nigeria sowie Pipelinegas aus Russland ab. Amerikanisches LNG liegt dazwischen.

Das sind Durchschnittswerte. Im Einzelfall können sich die Emissionen zwischen einzelnen Lieferketten stark unterscheiden, selbst wenn sie aus demselben Land stammen. Erdgas aus einem konventionellen Erdgasfeld in den USA könnte weitaus niedrigere Upstream-Emissionen aufweisen als Erdgas, das als Beifang aus einem Schieferölfeld im Permian Becken in den USA stammt.

Abbildung: Erdgas-Lieferketten in die EU



Quelle: IEA

2.5 Schadstoffemissionen und hoher Energieverbrauch durch LNG-Terminals in den USA

LNG-Exportterminals sind große Industriebetriebe. Immer wieder kommt es zu Unfällen. Aber auch im Normalbetrieb ist die Umweltbelastung enorm.

Die vier LNG-Großterminals an der amerikanischen Golfküste emittieren jedes Jahr zusammen 10 Mio.t CO₂, vor allem durch die Verbrennung von Erdgas in den Gasturbinen. Das geplante Commonwealth LNG Terminal (Louisiana) will im direkten Betrieb jedes Jahr 3,5 Mio. Tonnen CO₂ emittieren. Hier sind die Emissionen in der Vorkette vom Bohrloch über die Pipelines noch gar nicht enthalten.

Wenn das Terminal stattdessen Strom aus dem regionalen Stromnetz verwendet, wird LNG schlagartig zum größten Verbraucher in der Region. Das Freeport LNG Terminal benötigt unter Volllast 800 MW Strom. Das entspricht der Leistung eines großen Kohlekraftwerks.

Auch die Schadstoffbelastung ist enorm. So hat z.B. das LNG-Terminal in Corpus Christi (US-Golfküste) die Grenzwerte seit Betriebsstart im Jahr 2018 bereits in mehreren Hundert Fällen überschritten. Das gilt für Ruß, Kohlenmonoxid und VOC (Flüchtige Organische Verbindungen). Hinzu kommen massive Belästigungen der Anwohner durch Abfackelungen, Hitzewellen und gleißendes Licht.

Die Anlage 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.

Die Gasturbinen verstoßen seit Jahren gegen Schadstoffgrenzwerte, u.a. bei den karzinogenen Stoffen Formaldehyd und Benzol, die bei der starken Erhitzung von Methan entstehen. Die Bundesbehörden setzten daraufhin eine Frist bis zum 5. September, um die Emissionsstandards (NESHAP) einzuhalten.

Der Terminalbetreiber Cheniere Energy drohte daraufhin mit einem Exportstopp und jahrelangen Reparaturzeiten - eine Maßnahme, die vor allem die Gasversorgung Europas gefährdet hätte und daher politisch hochsensibel war. Cheniere organisiert etwa 50% der LNG-Exporte der USA.

Zuletzt beantragte Cheniere im November 2022 eine Frist von 18 Monaten, um seine Turbinen zu modernisieren. Nach firmeneigenen Tests haben 21 der 44 Gasturbinen im Sabine Pass Terminal die Grenzwerte überschritten.

An Geldmangel sollte die Modernisierung nicht scheitern. Die Gewinne bei Cheniere Energy Inc. steigen in diesem Jahr steil an. Der Vorsteuergewinn soll im Jahr 2022 auf 11-11,5 Mrd. Dollar springen. Das mehrjährige Aktienrückkaufprogramm wurde um 4 Mrd. Dollar angehoben. [Q14-Q20]

2.6 Die Methanpolitik der EU

Die EU-Methanstrategie

Die staatliche Klimapolitik reagierte erst spät auf das Methanproblem. Nach einem ersten Entwurf für eine Methanstrategie im Jahr 2020 legte die EU-Kommission vor einem Jahr ihren Vorschlag für eine Regulierung der Methan-Emissionen vor. Sie griff damit ein Ergebnis der Klimakonferenz COP26 auf - den "Global Methane Pledge". Demnach wollen 150 Länder ihre Methan-Emissionen bis 2030 um 30 Prozent reduzieren.

Doch dann geschah erst einmal wenig. Auch die RePowerEU-Strategie im Mai 2022 hielt sich beim Thema Methan zurück. Erst am 19. Dezember 2022 befasste sich der zuständige EU-Ministerrat mit dem Vorschlag der EU-Kommission.

Heraus kam ein reichlich verwässerter Entwurf, der nun mit dem Europäischen Parlament abgestimmt werden soll. Dort wird im Februar abgestimmt. Anschließend beginnen die Verhandlungen mit den EU-Mitgliedstaaten.

EU-weit sollen nach dem aktuellen Entwurf Methan-Emissionen in der Öl-, Gas- und Kohlebranche schneller entdeckt, beseitigt und überwacht werden. Das soll auch für Altlasten gelten, also stillgelegte Bergwerken und versiegelte Bohrlöcher. Das Abfackeln von Erdgas soll nur noch unter eng gefassten Bedingungen erlaubt sein. Die Unternehmen sollen die Emissionen auf Anlagenebene erkennen und beseitigen.

Ausnahmen sind allerdings für Bohrlöcher unter 200 Meter Wassertiefe möglich. Offshore Öl- und Gaslöcher, die in einer Wassertiefe über 700 Meter liegen, werden von der Regelung vollständig ausgenommen, da die Messung hier schwierig sei. Die Inspektionen für alle übrigen Anlagen sollen allerdings nur alle sechs Monate stattfinden.

Die Anforderungen bei Erdgasimporten (also Methanimporten) werden nur schrittweise verschärft. Die Importeure sollen Informationen über die Methan-Emissionen ihrer Lieferanten vorlegen. Zusätzlich wird die EU die weltweite Überwachung von Methanemissionen unterstützen und die Informationen der Öffentlichkeit zugänglich machen.

Auf diplomatischer Ebene sollen Lieferantenstaaten gedrängt werden, die Emissionen ihrer Lieferketten zu senken. Diese Initiative soll 2025 überprüft werden, um dann eventuell schärfere Maßnahmen einzuführen. Perspektivisch sollen dort dieselben Regeln gelten wie in der EU.

Wenn es die Gasmarktsituation zulässt, soll die EU-Kommission bis 2027 einen Vorschlag zur Verringerung der Methan-Emissionen der EU-Gasimporte vorlegen. Schärfere Emissionsanforderungen an Erdgasimporte wären dann - zusätzlich zum außenpolitischen Tabu - ein weiteres Hindernis für Gasimporte aus Russland. Die an vielen Orten alte und störanfällige Infrastruktur verursacht dort schon im Normalbetrieb hohe Methan-Emissionen.

Kritik: Zu wenig, zu langsam

Schon jetzt gibt es harsche Kritik am vorsichtigen Methankurs der EU, der wohl auch unter dem Eindruck der aktuell schwierigen Versorgungslage entstand.

Der Entwurf konzentriert sich demnach zu sehr auf Methan-Emissionen, die in der EU das Klima belasten. Der weitaus größte Teil entsteht jedoch in den Lieferketten, also durch die Gasimporte.

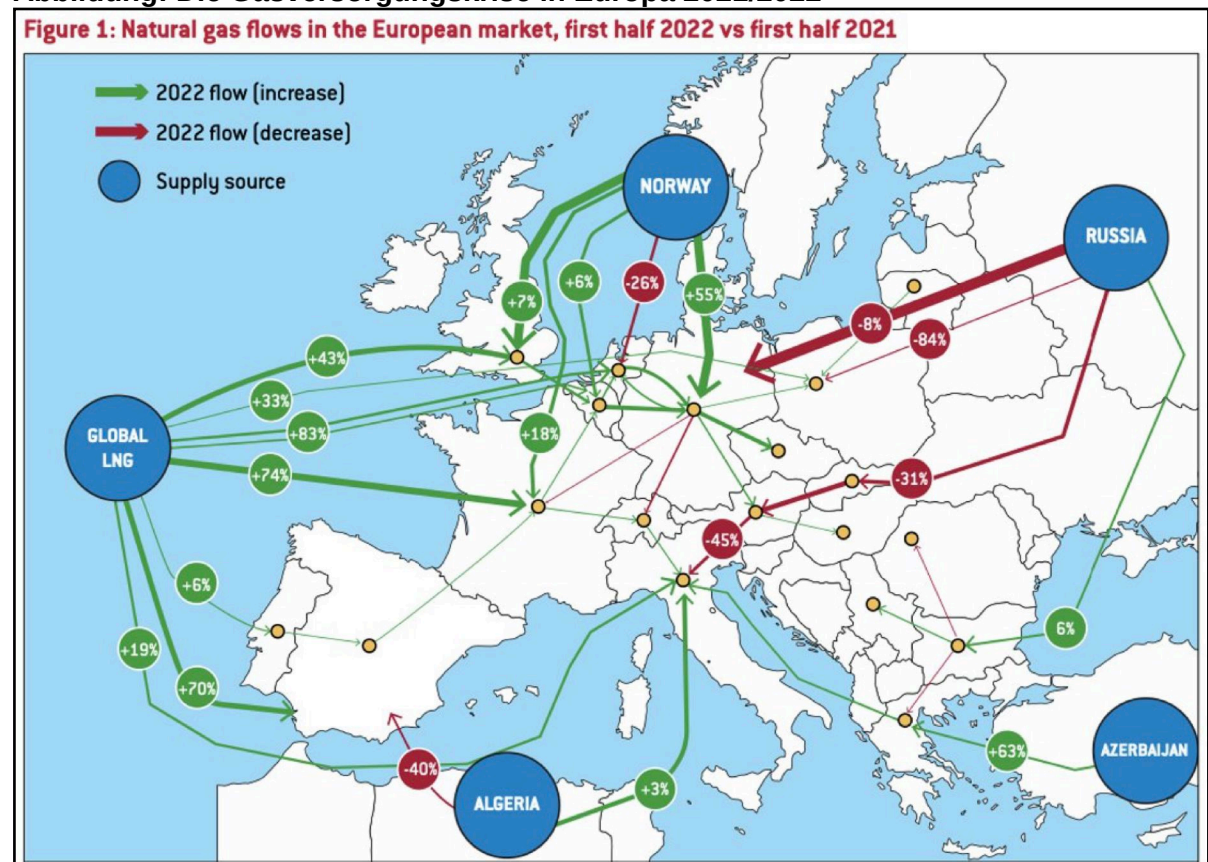
Auch enttäuscht die Geschwindigkeit. In anderen Ländern wie in den USA geht es schneller voran. Gleichzeitig haben sich die Instrumente zur weltweiten Erfassung von Methanlecks sprunghaft verbessert. Das gilt für viele Einzelinitiativen und auch die Vereinten Nationen. Moderne Satellitentechnik macht es immer leichter, auch in den Lieferantenstaaten die Methan-Emissionen kleinteilig zu beobachten. [Q29-Q31]

3. Zeitenwende: LNG-Terminals in Deutschland

3.1 Die Krise der deutschen und europäischen Gasversorgung

Der Ausfall der russischen Pipelinegaslieferungen löste in Deutschland eine rasante energiepolitische Umorientierung Richtung LNG aus. Die Karte zeigt, welche Gasmengen plötzlich wegfielen (rot) und welche Mengen das Defizit ausglich (grün).

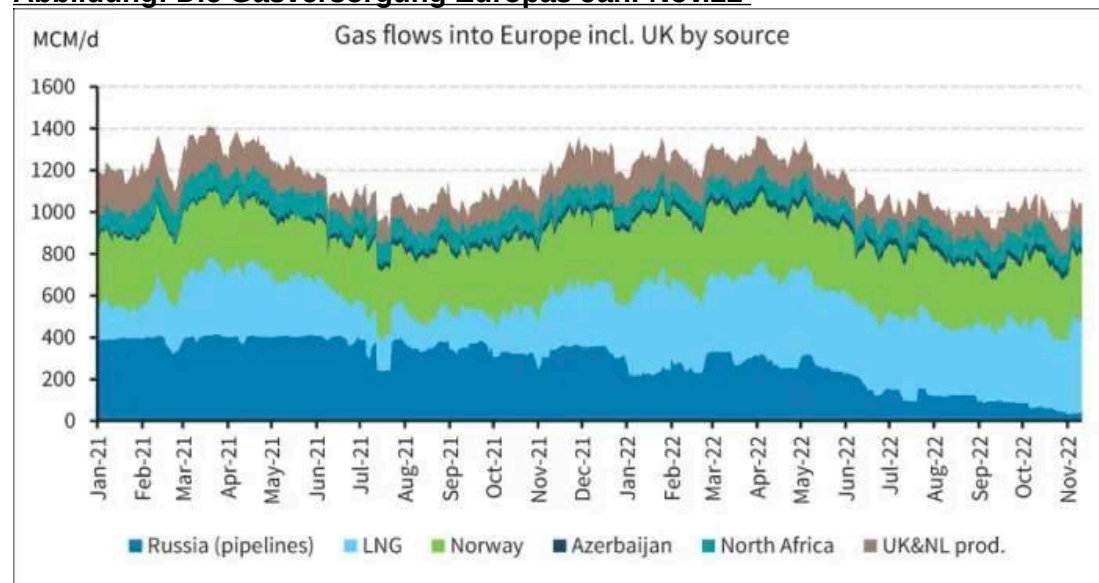
Abbildung: Die Gasversorgungskrise in Europa 2021/2022



Quelle: Bruegel [Q32]

Die nächste Grafik verdeutlicht im Zeitverlauf, wie die russischen Lieferungen (dunkelblau) ab dem Frühjahr 2022 versiegen, während die LNG-Lieferungen (hellblau) deutlich an Gewicht gewinnen. Die Mengen der übrigen Lieferanten, also v.a. Norwegen, blieben in etwa konstant.

Abbildung: Die Gasversorgung Europas Jan.-Nov.22



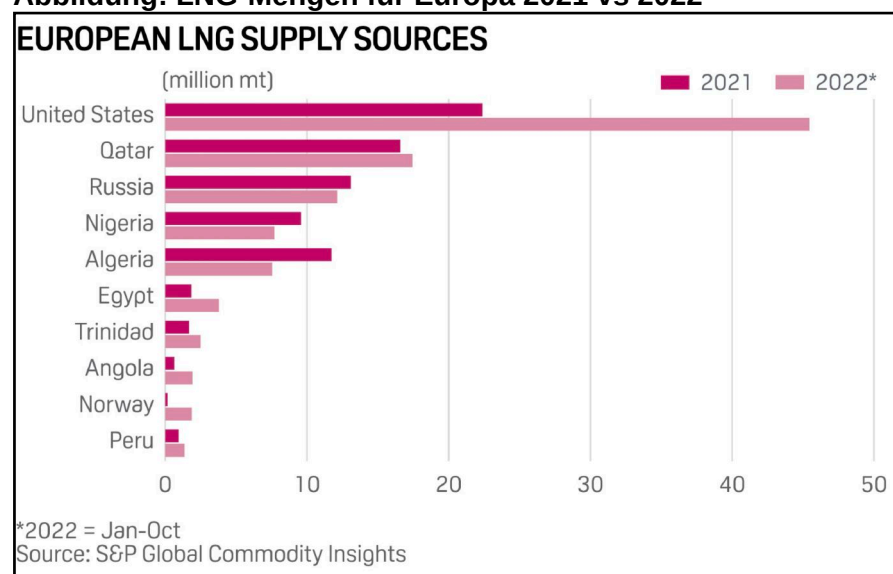
Quelle: Financial Times [Q33]

Die Zahl der LNG-Tanker, die Europa anlaufen, steigt schon seit dem Dezember 2021 sprunghaft an. Etwa 80 bis 90 Schiffe löschen allein in Nordwesteuropa jeden Monat ihre Ladung. Die zusätzlichen LNG-Mengen kommen fast ausschließlich aus den USA. Im Zeitraum bis Oktober 2022 konnten die Liefermengen von dort verdoppelt werden.

Die Rahmenbedingungen für Europa waren unerwartet günstig, denn die asiatische, insbesondere die chinesische LNG-Nachfrage war im Jahr 2022 geringer als im Jahr davor. Das machte LNG für die Versorgung Europas verfügbar.

Bis zum Oktober blieben die chinesischen LNG-Importe ca. 40 bcm unter den Prognosen. Das entsprach ziemlich genau den zusätzlichen Mengen, die nach Europa flossen.

Abbildung: LNG-Mengen für Europa 2021 vs 2022



*2022 = Jan-Oct
Source: S&P Global Commodity Insights

Quelle: S&P Global

3.2 Ausblick auf die LNG-Versorgung nach 2023

Die Situation bleibt zunächst schwierig

Gas wird auch 2023 in der EU knapp bleiben, selbst wenn die Gasnachfrage auf dem geringeren Niveau von 2022 bleiben sollte, also etwa 360 bcm.

1. Im Jahr 2022 lieferte Russland immerhin noch 60 bcm Erdgas per Pipeline. Diese Mengen könnten 2023 fast vollständig wegfallen.

2. Der chinesische LNG-Nachfrage war 2022 unerwartet gering. Statt wie erwartet um 20 bcm zu steigen, fiel die Nachfrage um 20 bcm. Covid-Lockdowns, moderate Sommer-temperaturen und abschreckend hohe Weltmarktpreise hatten den üblichen Importsog Chinas abgeschwächt. Das könnte sich 2023 ändern, zumal nach der Neuorientierung in der Coronapolitik.

3. Die ungewöhnlich milden Herbsttemperaturen in Europa müssen sich 2023 nicht wiederholen.

Die IEA erwartet eine Versorgungslücke für die EU im Umfang von 57 bcm, also ein Sechstel des aktuellen Verbrauchs, wenn die günstigen Sonderfaktoren des Jahres 2022 im Jahr 2023 wegfallen sollten. Etwa die Hälfte davon kann durch bereits laufende Maßnahmen aufgefangen werden. Der Rest erfordert zusätzliche Anstrengungen in allen Bereichen, insbesondere beim Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Die LNG-Importe der EU stiegen von 80 bcm im Jahr 2021 auf etwas über 130 bcm im Jahr 2022. Im Jahr 2023 werden noch größere Mengen benötigt. Aber das globale LNG-Angebot wird 2023 voraussichtlich nur um 23 bcm zulegen, da nur wenige neue Terminals den Betrieb aufnehmen. LNG bleibt also knapp.[Q34]

Entspannung erst nach 2025

Ohne russisches Gas wird die Versorgungslage noch zwei oder drei Jahre angespannt bleiben. Viel hängt dabei vom Wetter auf der Nordhalbkugel ab. Ein sehr kalter Winter in Europa, ein extremer Winter oder extremer Sommer in Ostasien, oder unerwartete Ausfälle von großen Exportterminals könnten dafür sorgen, dass die Einspeicherung der Reserven auch bis zum Herbst 2023 und 2024 zur Zitterpartie wird.

Erst ab 2026 wird voraussichtlich ausreichend LNG auf dem Weltmarkt verfügbar sein, um die Preise zu drücken. Bis dahin wird eine ganze Serie neuer Großterminals den Betrieb aufnehmen. Parallel dazu sinkt voraussichtlich die Gasnachfrage.

Die Gasmarktspezialisten von WoodMackenzie rechnen damit, dass das LNG-Angebot bis 2030 schrittweise um 45% steigen wird. Etwa 78 Mio. Tonnen LNG Kapazitäten haben in den letzten beiden Jahren die FID erhalten, also die endgültige Investitionsentscheidung. In den Jahren 2023-2025 kommen voraussichtlich FIDs für weitere 90 Mio. Tonnen LNG hinzu. An die 400 Mrd. Dollar soll der Ausbau dieser Exportterminals kosten. [Q35]

Nach 2025 werden die LNG-Preise in diesem Szenario fallen. Die kommerzielle Attraktivität von LNG-Importen könnte also just zu dem Zeitpunkt steigen, wenn die großen deutschen Landterminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade den Betrieb aufnehmen. Auch die schwimmenden Terminals (FSRU) werden dann für die Gasimporteure kommerziell interessanter. Das könnte ihren Abzug verzögern.

3.3 LNG-Terminalausbau in der EU

Die Situation vor 2022

Europa erlebte zu Beginn dieses Jahrhunderts die erste große Welle von LNG-Importterminals. Aber die Importe blieben weitgehend 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 nur selten ausgelastet.

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.

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 ändert sich nun, da sich der Importsog Richtung Europa verstetigt.

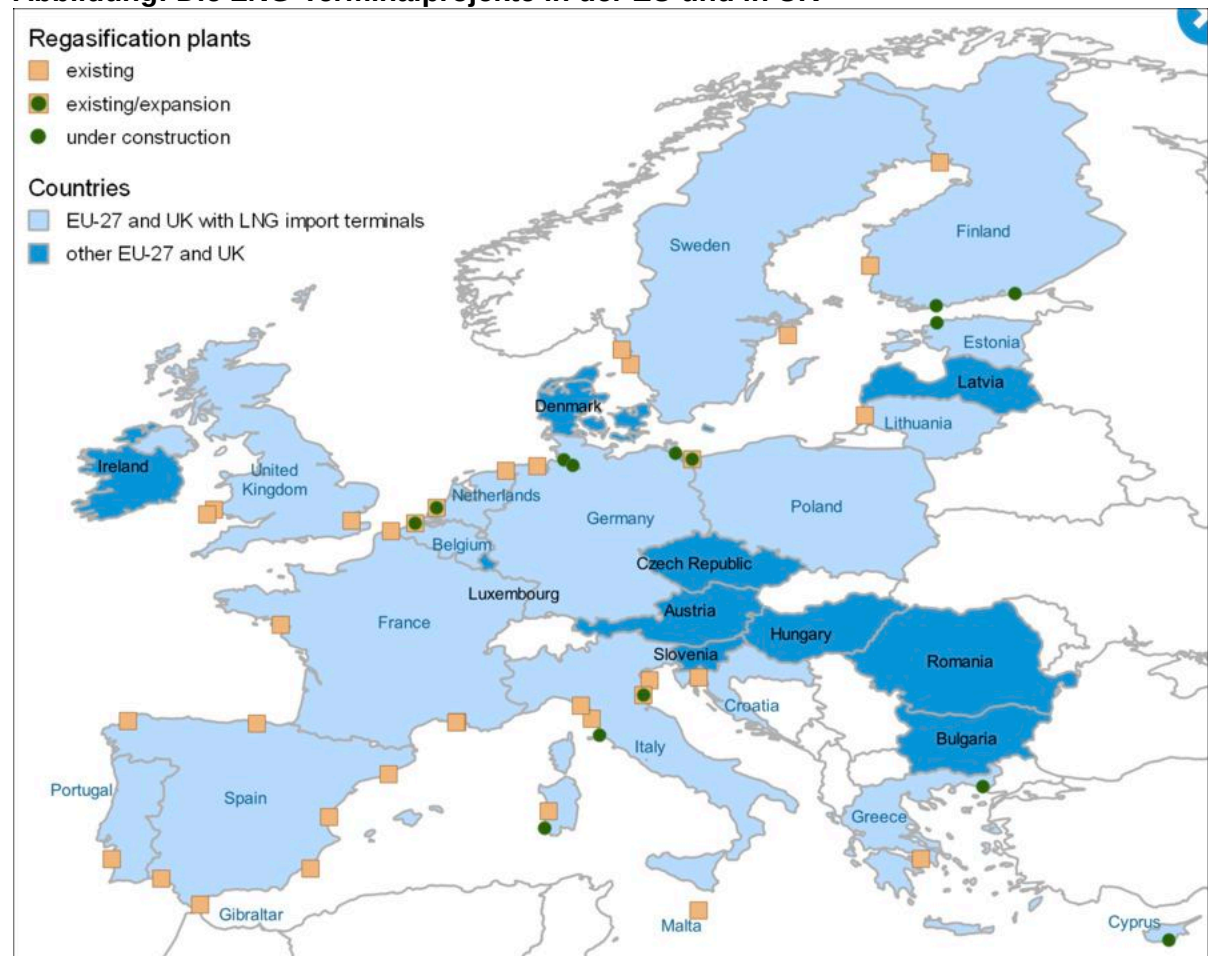
Neue LNG-Terminals 2022-2024

Ende 2021 lagen die Importkapazität der europäischen LNG-Terminals bei 209 bcm/a. Im Jahr 2022 kommen 18 bcm dazu, darunter die Terminals in Eemshaven (NL) und Wilhelmshaven. Zum Vergleich: Russland exportierte vor dem Krieg ca. 150 bcm/a nach Europa.

Nach den aktuellen Planungen (Stand November 2022) wird die Importkapazität der europäischen LNG-Terminals (EU-27 plus UK) bis Ende 2023 um 55 bcm und bis Ende 2024 um weitere 16 bcm pro Jahr steigen. Das wäre also ein Anstieg um insgesamt etwa ein Drittel in nur zwei Jahren.

Außer in Deutschland und in den Niederlanden gibt es Projekte in Estland, Finnland (beide Ende 2023), Frankreich, Griechenland und Italien. Hinzu kommen mehrere Erweiterungen bestehender Terminals, u.a. in den Niederlanden und Frankreich. [Q36-39]

Abbildung: Die LNG-Terminalprojekte in der EU und in UK



Quelle: EIA [Q36]

Sprunghafter Ausbau in den Niederlanden

Für die deutsche Versorgung sind besonders die niederländischen Terminals von Bedeutung, über die Deutschland schon seit längerem mitversorgt wird. Hier gibt es eine ganze Reihe von neuen Projekten.

- Das neue niederländische LNG-Importterminal in Eemshaven hat Anfang Dezember die volle Kapazität erreicht. Das erste regasifizierte Gas wurde Mitte September in das Netz von Gasunie eingespeist. Es umfasst zwei FSRU, die zusammen eine Importkapazität von 8 bcm/a haben (8 Mrd. Kubikmeter Erdgas pro Jahr). Die Kapazitäten von 8 bcm/a sind schon nahezu ausgebucht. Im Moment wird ein Ausbau von 8 bcm auf 9-10 bcm/a geplant.
- Das niederländische Gate LNG Terminal in Rotterdam (Gasunie/Vopak) hat seine Kapazitäten mittlerweile von 12 bcm/a auf 16 bcm/a erweitert. Bis 2026 sollen dort sogar 20 bcm/a abgefertigt werden können.

- Die niederländische VTTI (Vitol, Adnoc u.a.) plant ein weiteres Terminal mit 5 bcm/a bis Ende 2024. Er wird vermutlich in der Provinz Zeeland gebaut.
- Der Netzbetreiber Gasunie erwägt den Bau eines weiteren Terminals im Hafen von Terneuzen. Die Kapazität ist noch unklar.

Die Dynamik in den Niederlanden zeigt, dass jede Liste nur eine Momentaufnahme sein kann. Allein dort addieren sich die bestehenden und geplanten LNG-Importkapazitäten im Moment auf etwa 40 bcm Erdgas pro Jahr. Das entspricht etwa der Hälfte des deutschen Gasbedarfs.[Q40-43]

Ausbau in Europa bis 2028

Der belgische Thinktank Bruegel hat im Dezember die Ausbaupläne für Europa insgesamt aktualisiert. Demnach sollen bis zum Jahr 2028 LNG-Importterminals mit einer Kapazität von 166 bcm den Betrieb aufnehmen.

Die Bruegel-Zahlen zeigen Ausbauziele für einzelne Jahre:

- 2022 +10 bcm
- 2023 +51 bcm (davon 44 bcm FSRU)
- 2024 +17 bcm
- 2025 +34 bcm
- 2026 +35 bcm
- 2027 +13 bcm
- 2028 +6 bcm

Eine ähnlich gelagerte Zusammenstellung von Global Energy Monitor kommt für Europa auf geplante neue Importkapazitäten von 180 bcm.[Q44-45]

3.4 Deutschland: Terminalausbau und neue LNG-Lieferverträge

Vorgeschichte

Erste Pläne für ein 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 schwinden. Auch ein neuer Anlauf im Jahr 2021 zu einem "Green Hub" an der Nordseeküste scheiterte. [Q46-47]

Erst der Ukrainekrieg und die Vervielfachung der Gaspreise von 20 auf zeitweise über 200 €/MWh sorgen nun für einen starken politischen und auch kommerziellen Schub zugunsten neuer LNG-Terminals an der deutschen Küste.

Das LNG-Beschleunigungsgesetz

Durch den Bau von LNG-Terminals an der deutschen Küste, höhere indirekte LNG-Importe über Terminals in Nachbarstaaten, sowie Maßnahmen zur Energieeinsparung und zum Wechsel zu anderen Energieträgern will die Bundesregierung die Abhängigkeit von russischen Gasimporten beenden.

Ein Instrument der neuen Gaspolitik ist das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG). Es soll den Bau der LNG-Infrastruktur gleichzeitig beschleunigen und befristen:

“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.” [Q48]

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.” [Q49]

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.

Die LNG-Neubaupläne in Deutschland

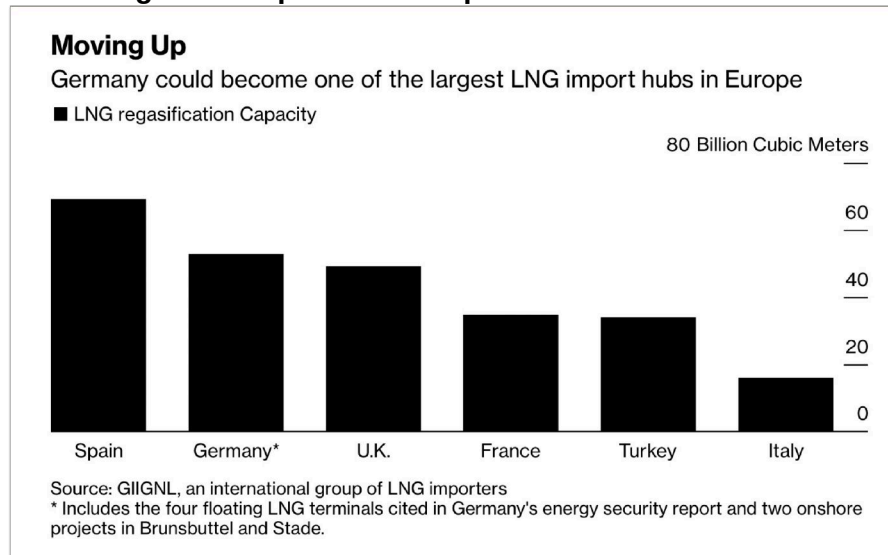
Der Umfang der geplanten deutschen LNG-Infrastruktur ist noch immer nicht völlig klar. Immer wieder werden Projektvorschläge begraben (FSRU Hamburg) oder entstehen neu (zusätzliche FSRU in Lubmin und Wilhelmshaven).

Die Bundesregierung hat bislang keine aktuelle Bedarfsanalyse vorgestellt. Es bleibt daher etwas unklar, an welcher Nachfrage sich der LNG-Ausbau orientieren soll. Abwechselnd mahnen die Medien vor einem Überausbau und einem Unterausbau der Importkapazitäten.

In jedem Fall gilt jedoch, dass sich die Position Deutschlands in der europäischen Terminallandschaft schlagartig verändern wird.

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 Abbildung zeigt die Größenverhältnisse, wenn nur vier FSRU sowie zwei Landterminals gebaut werden sollten.

Abbildung: Ausbaupläne in Europa



Quelle: Bloomberg [Q50]. Stand Mai 2022.

Bei diesen Dimensionen stellt sich die Frage, ob Deutschland mit seinen Plänen über das Ziel hinausschießt und einen unnötigen fossilen Lock-in riskiert, selbst wenn wie erwartet die russischen Gaslieferungen bis auf weiteres vollständig ausfallen.

Das gilt umso stärker, da gleichzeitig die Gasnachfrage in Deutschland sinken dürfte und die europäischen Nachbarn ihre Terminalinfrastruktur ebenfalls massiv ausbauen. Allein in den Niederlanden summieren sich die geplanten Terminalkapazitäten mittlerweile auf 40 bcm.

Befürworter eines massiven Terminalausbaus verweisen dagegen auf die Vorteile einer eigenen Importinfrastruktur für die Versorgungssicherheit.

Auch sind die Kosten der Terminals im Vergleich zu den aktuell horrenden Gasimportkosten relativ gering und können über viele Jahre abgeschrieben werden.

Plausibel ist auch die Annahme, dass eine gut ausgebaute Infrastruktur temporäre Engpässe verhindert und einen preisdämpfenden Effekt hat. Bei einem deutschen Gasbedarf von 70 bcm (2022) spart schon eine minimale jahresdurchschnittliche Gaspreisdämpfung von z.B. 128 auf 127 Euro/MWh umgerechnet 0,7 Mrd. Euro pro Jahr an Gasimportkosten ein.

Die LNG-Terminalprojekte

Im Moment (Stand Dezember 2022) sind 11 Importterminals in Deutschland realisiert, im Bau, fest geplant oder zumindest angekündigt. Es handelt sich um sieben oder acht schwimmende FSRU-Terminals und drei große Landterminals. Vermutlich werden jedoch letztendlich nicht alle Projekte auch tatsächlich realisiert.

Die FSRU-Terminals sollen bis Ende 2023 betriebsbereit sein. Die Landterminals planen den Betriebsstart im Zeitraum 2025 bis 2027.[Q51]

a) FSRU-Terminals (Dez. 2022-Dez. 2023)

1. FSRU Wilhelmshaven I

Betreiber: Uniper

Kapazität: 7 bcm

2. FSRU Wilhelmshaven II

Betreiber: TES / Eon

Kapazität: 5 bcm

3. FSRU Wilhelmshaven III

Betreiber: NWO

Kapazität: unklar

4. FSRU Stade

Betreiber: Hanseatic Energy Hub

Kapazität: 5 bcm

5. FSRU Brunsbüttel

Betreiber: RWE

Kapazität: 5 bcm

6. FSRU Lubmin I

Betreiber: Deutsche ReGas

Kapazität: 5 bcm

7. FSRU Lubmin II

Betreiber: Deutsche ReGas

Kapazität: 7 bcm

8. FSRU Lubmin III

Betreiber: RWE / Stena Power

Kapazität: 5 bcm

b) Landterminals (2025-2027)

9. Landterminal Wilhelmshaven

Betreiber: Tree Energy Solutions (TES)

Kapazität: 16-20 bcm

10. Landterminal Stade

Betreiber: Hanseatic Energy Hub

Kapazität: 13 bcm

11. Landterminal Brunsbüttel

Betreiber: Gasunie

Kapazität: 8bcm

Die bisher vereinbarten Lieferkontrakte

Mittlerweile haben deutsche Importeure und LNG-Händler längerfristige Verträge abgeschlossen, die Deutschland mit LNG versorgen werden, direkt über deutsche Terminals oder indirekt über Terminals in Nachbarländern, insbesondere die Niederlande. [Q52]

a) **EnBW - Venture Global**

Der baden-württembergische Versorger EnBW und der amerikanische Terminalbetreiber Venture Global LNG haben vereinbart, dass ab 2026 aus den neuen US-Terminals Plaquemines und Calcasieu Pass über 20 Jahre hinweg 2 Mio. Tonnen LNG pro Jahr geliefert werden.

EnBW buchte außerdem 3 bcm/a Gasifizierungskapazitäten für 25 Jahre im Hanseatic Energy Hub, also dem geplanten LNG-Landterminal in Stade. Er soll 2027 (ursprünglich 2026) den Betrieb aufnehmen. Der Vertrag würde also erst 2052 auslaufen - sieben Jahre nach der geplanten Klimaneutralität Deutschlands.

b) **Trafigura**

Der global aktive Rohstoffhändler Trafigura legt mit Berliner Absicherungen eine Anleihe über 3 Mrd. Dollar auf, um SEFE, den verstaatlichten Gashändler (ex Gazprom Germania) mit Gas zu versorgen. Trafigura wird dafür Gas aus seinem eigenen LNG-Portfolio oder über langfristige LNG-Verträge mit den USA nach Deutschland liefern.

c) **Ineos - Brunsbüttel**

Die amerikanische Sempra Infrastructure und die britische INEOS haben Anfang Dezember einen LNG-Liefervertrag für das Port Arthur LNG-Terminal vereinbart. Demnach erhält INEOS ab 2027 1,4 Mio. Tonnen LNG pro Jahr über einen Zeitraum von 20 Jahren. Also bis zum Jahr 2047.

Das LNG soll über das Landterminal Brunsbüttel die INEOS-Anlagen und INEOS-Kunden in der Region versorgen. Hierfür hatte INEOS bereits im Sommer einen Vertrag für Regasifizierungskapazitäten unterschrieben.

d) **Qatar - Brunsbüttel**

Ab 2026 will ConocoPhillips qatarisches LNG nach Deutschland liefern. Das LNG soll über das LNG-Landterminal in Brunsbüttel, der gerade gebaut wird, die deutsche Gasversorgung sichern. Das US-Unternehmen will 2 Mio.t LNG über 15 Jahre hinweg, also bis zum Jahr 2041 importieren.

Am Brunsbüttel-Terminal ist neben der KfW und Gasunie auch RWE beteiligt. Qatar wird derzeit über eine Pflichtwandelanleihe zum größten Aktionär von RWE.

e) RWE - Adnoc (UAE)

Die staatliche Öl- und Gasgesellschaft von Abu Dhabi, Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), und RWE haben einen Vertrag über LNG-Lieferungen unterzeichnet. Die Mengen sind noch unklar.

f) Uniper - Wilhelmshaven/Brunsbüttel

Uniper importiert bereits über niederländische und britische Terminals LNG nach Westeuropa. Über das Gate Terminal (NL) sind es ab 2023/24 zunächst 4 und später 5 bcm Erdgas pro Jahr.

Ab 2023 beginnt Uniper zudem, LNG über die FSRU in Wilhelmshaven und Brunsbüttel zu importieren. Der mittlerweile verstaatlichte Konzern handelte im Jahr 2021 weltweit mit 360 LNG-Tankerladungen auf mehreren Kontinenten.

g) Uniper und Woodside

Woodside Energy Trading (Australien/Singapur) und Uniper haben einen langfristigen LNG-Liefervertrag abgeschlossen.

Von 2023 bis voraussichtlich 2039 liefert Woodside bis zu 0,8 Mio. Tonnen LNG pro Jahr. Die Mengen werden aus dem globalen Portfolio von Woodside an deutsche oder andere europäische Terminals geliefert.

g) Uniper und JERA

Die japanische JERA hat mit Uniper einen vorläufigen Kooperationsvertrag (MoU) über die Beschaffung und den Verkauf von LNG und grünem Ammoniak geschlossen.

JERA (ein Joint-Venture der japanischen Stromkonzerne Tepco und Chubu Electric) kooperiert im LNG-Markt mit der amerikanischen ConocoPhillips, um in den USA Exportterminals für Wasserstoff oder Ammoniak zu errichten.

Kosten der neuen Terminalinfrastruktur

Bis zum Spätherbst ging das Wirtschaftsministerium (BMWK) von 3,4 Mrd. Euro Kosten für das Haushaltsjahr 2022 aus, davon 2,7 Mrd. Euro für die schwimmenden FSRU-Terminals und 0,7 Mrd. Euro für die KfW-Beteiligung am Landterminal Brunsbüttel. Zu diesem Zeitpunkt war allerdings klar, dass noch nicht alle Posten und auch nicht die Folgejahre berücksichtigt waren.

Im November konkretisierte das BMWK die Schätzung dann Richtung 6,56 Mrd. Euro für die deutschen LNG-Infrastrukturen plus 739 Millionen Euro für die Beteiligung der staatlichen Förderbank KfW am Landterminal in Brunsbüttel.

Im Dezember 2022 schließlich schätzte das BMWK die Gesamtkosten nach Medienberichten auf 9,7 Mrd. Euro, nun allerdings erstmals für den gesamten Zeitraum von 2022 bis 2038. Von den Kosten müssen die Einnahmen aus den Regasifizierungsgebühren abgezogen werden. Die Höhe dieser Einnahmen ist noch nicht klar.[Q53-55]

4. Kritik an der deutschen LNG-Politik

Das Ziel der Bundesregierung, die Gasversorgung nach dem plötzlichen Ausfall der russischen Lieferungen kurzfristig durch LNG-Importe zu ersetzen, wird nahezu einhellig unterstützt.

Die Kritik entzündet sich jedoch am **Umfang**, an der **Art** der Umsetzung dieses Ziels und an den **Folgen** des deutschen Importsogs. Sechs Argumente bzw. Positionen prägen die Diskussion.

4.1 Prinzipielle Ablehnung von LNG

Der Ausbau der LNG-Importkapazitäten wird nur vereinzelt grundsätzlich abgelehnt. Ein rascherer Ausbau der erneuerbaren Energien und von Wärmepumpen, mehr Energieeinsparung und weitere Maßnahmen sind in dieser Perspektive ausreichend, die Abhängigkeit von russischem Erdgas rechtzeitig und klimaverträglich zu reduzieren.

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

4.2 Kritik am Überausbau

Der geplante Ausbau der deutschen LNG-Infrastruktur ist überdimensioniert und droht über das eigentliche Ziel, also die Reduzierung der Abhängigkeit von Russland, hinauszuschießen. Demnach reicht es aus, den Ausbau auf eine zeitlich eng begrenzte Nutzung von schwimmenden Terminals (FSRU) zu beschränken.

Der Bau der Landterminals ist dagegen unnötig, zumal ihre Weiternutzung als Wasserstoff-Importterminals technisch nicht möglich ist.

Die Kapazitäten der geplanten FSRU und Landterminals summieren sich, wie im vorigen Kapitel dargestellt, auf ca. 80 bcm Erdgas pro Jahr. Diese Summe würde den Ausfall der russischen Gasimporte (ca. 50 bcm) deutlich überschreiten.

Andererseits ist unklar, ob alle Projekte die Ziellinie erreichen. Auch dürfen Kapazitätswahlen nicht mit der tatsächlichen Nutzung verwechselt werden. Technische Störungen, ungünstige Fahrpläne oder ökonomische Erwägungen der Terminalbetreiber werden mit Sicherheit dazu führen, dass die Importmengen deutlich unter den Kapazitäten liegen werden, so einige Gegenargumente gegen diese Position.

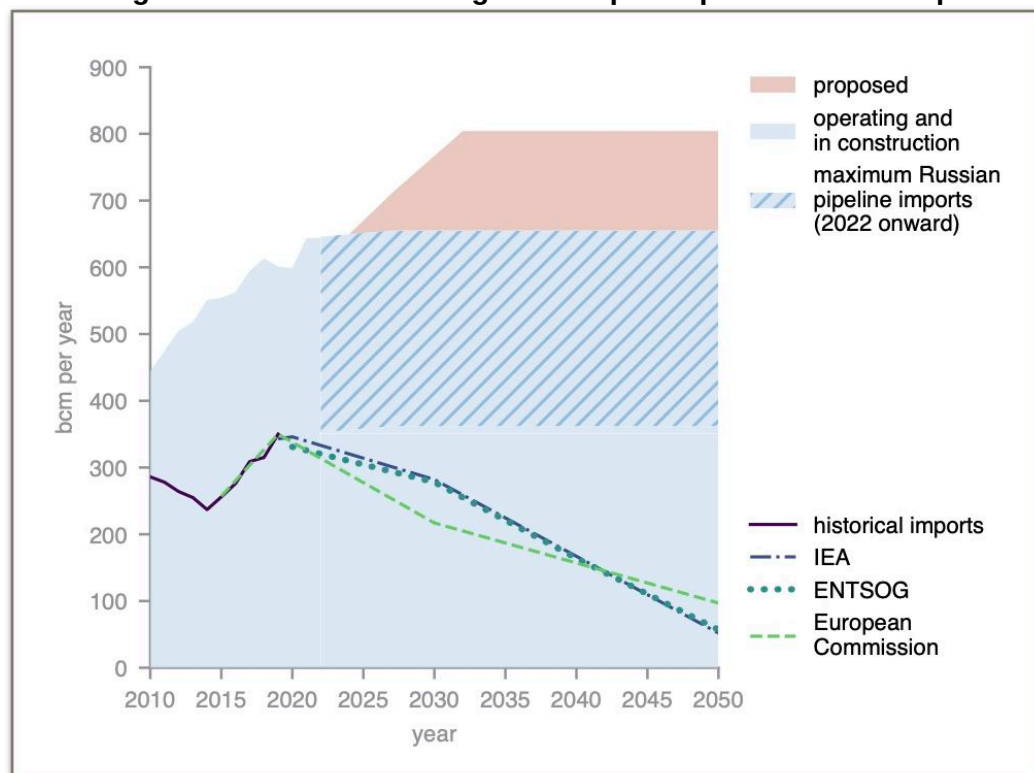
Unklar ist, ob oder wie rasch die FSRU wieder abziehen. Die Charterverträge scheinen über 10-15 Jahre zu laufen. Unklar bleibt, wie flexibel die Verträge sind. Je nachdem wären längere oder auch kürzere Laufzeiten möglich. Auch hier werden ökonomische Erwägungen den Ausschlag geben.

Trotzdem passt der Aufbau von ca. 80 bcm LNG-Importkapazitäten für fossiles Gas nicht in die Zeit, denn die Pipelinegasimporte aus Norwegen und anderen Ländern bleiben bis auf weiteres stabil. Der gesamte deutsche Gasverbrauch wird im Jahr 2022 unter 80 bcm liegen.

Die Internationale Energieagentur (IEA) rechnet im Jahr 2022 mit einer Gasnachfrage für die gesamte EU von 360 bcm. Das sind 50 bcm weniger als 2021. Die Klimapläne der EU erwarten bis 2030 einen steilen Rückgang auf nur noch 242 bcm und bis 2050 von nur noch 45 bcm. In demselben Tempo wird auch der deutsche Gasverbrauch sinken.[Q56]

Die Abbildung zeigt den Zusammenhang zwischen den Importmöglichkeiten (LNG und nicht-russische Pipelines) und den Szenarien der IEA, der EU-Kommission und der europäischen Gaswirtschaft (ENTSOG). Unberücksichtigt bleiben hier allerdings die z.T. fehlenden Verbindungen zwischen Importterminals und den europäischen Verbrauchszentren, also z.B. von Spanien nach Frankreich und Deutschland.

Abbildung: Erwartete Gasnachfrage und Importkapazitäten in Europa bis 2050



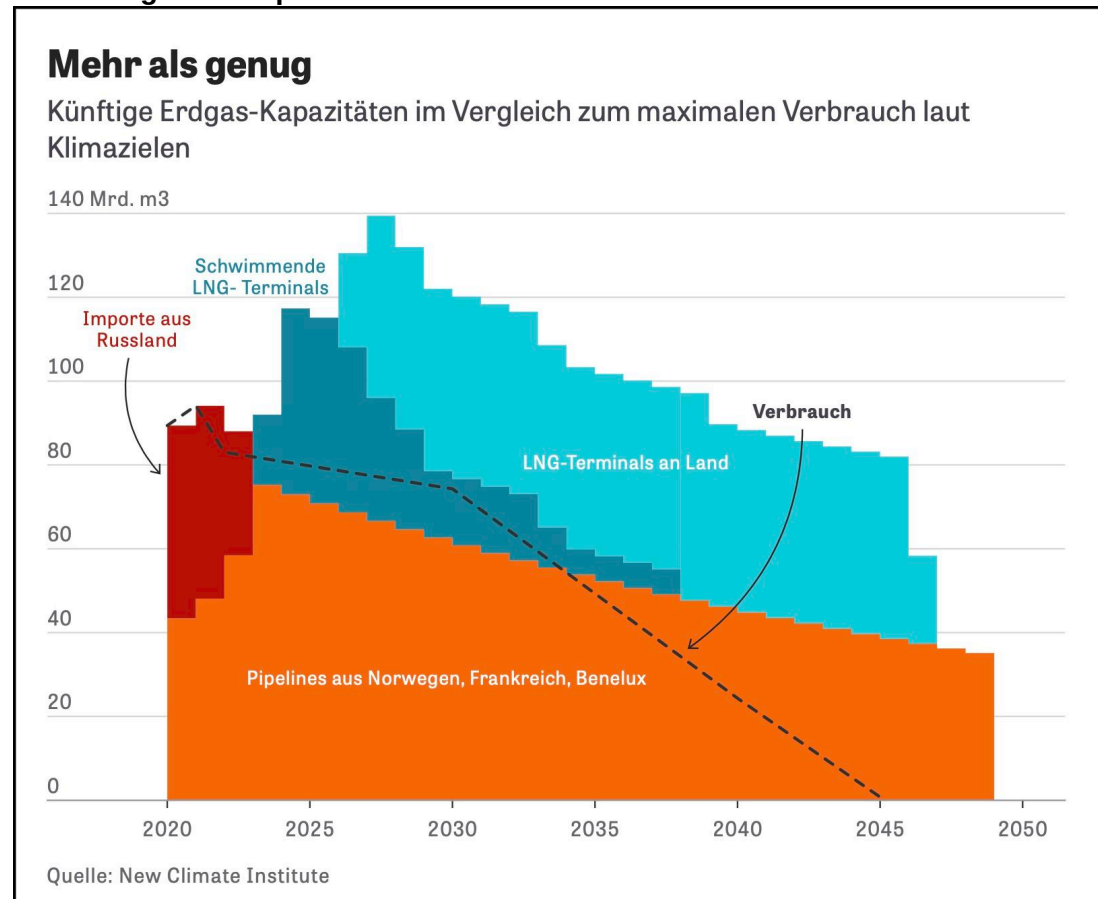
Quelle: Global Energy Monitor [Q57]

Ähnliches gilt für Deutschland. Eine Kurzstudie des New Climate Institute hält den LNG-Ausbau Deutschlands vor dem Hintergrund sinkender Gasnachfrage für überzogen. Er stehe in einem klaren Gegensatz zu den Klimaschutzzielen. Um die Klimaziele zu erreichen, müsste der heimische Gasverbrauch bis 2030 um ein Fünftel und bis 2035 um die Hälfte sinken.[Q59]

Zu jedem Zeitpunkt bis zum Jahr 2045 lasse sich, so die Studie, Deutschlands Gasverbrauch vollständig mit den Lieferungen via Pipeline aus Norwegen, Belgien, den Niederlanden und Frankreich plus den Kapazitäten der acht schwimmenden LNG-Terminals

decken. Die drei fest installierten LNG-Terminals sind demnach unnötig. Ab dem Jahr 2034 werden rechnerisch auch die schwimmenden Terminals nicht mehr benötigt. Zu ähnlichen Ergebnissen kam der Forschungsverein FfE in seiner im Oktober 2022 veröffentlichten Studie zum Terminalausbau in Deutschland. [Q59]

Abbildung: Überkapazitäten durch den deutschen LNG-Terminal-Ausbau



Quelle: New Climate Institut [Q58]

4.3 Kritik am Verfahren

Das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) ermöglicht es, zahlreiche Prüfverfahren und Mitwirkungsmöglichkeiten der Zivilgesellschaft außer Kraft zu setzen oder zu begrenzen. Die Kritik entzündet sich vor allem daran, dass ein großer Teil dieser Beschleunigungen inhaltlich nicht gerechtfertigt sei oder sogar rundweg gegen geltendes Recht verstoße.

In einem Gutachten für die Deutsche Umwelthilfe werden Annahmen und Verfahren im LNG-Beschleunigungsgesetz hinterfragt. Die wichtigsten Kritikpunkte sind: [Q60]

1. Der unterstellte Eilbedarf, der die Begründung für die beschleunigten Verfahren liefert, besteht demnach nur für FSRUs, die zeitnah den Betrieb aufnehmen können. Die Landterminals werden im günstigsten Fall schon aus technischen Gründen erst in einigen Jahren fertiggestellt sein. 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 ist in Lubmin (Zufahrtswege), Brunsbüttel (gefährliche Industrieanlagen in unmittelbarer Nähe) und Stade (nautische Risiken) nicht der Fall.

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.

4. Auch wird der faktische Ausschluss der Zivilgesellschaft aus dem Genehmigungsverfahren kritisiert. 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. [Q60]

Kurz vor der Ankunft der ersten FSRU-Terminalschiffe Ende 2022 konzentrierte sich die politische Diskussion unter anderen auf die folgenden Kritikpunkte: [Q61-64]

Mangelhafte Projektanträge und Genehmigungsverfahren

Die Klima- und Umweltfolgen der Terminals und Pipelines bleiben vielfach unberücksichtigt. Das gilt insbesondere für die geplanten Landterminals, beklagen NGOs wie die Deutsche Umwelthilfe (DUH).

Zeitlich unbegrenzte Betriebsgenehmigungen für neue fossile Infrastrukturen sind nicht von vornherein mit dem Klimaschutzgesetz vereinbar, solange der Wechsel zu klimaneutralen Gasen (Wasserstoff, Ammoniak) im Dunkeln bleibt. Hier müssen die Klimafolgen sorgfältiger geprüft und abgewogen werden.

Terminal in Lubmin (ReGas)

Gegen das FSRU-Terminal der ReGas in Lubmin gibt es knapp 1100 Einwendungen. Sie betreffen vor allem die fehlende Prüfung der Klima- und Umweltfolgen, so z.B. für das Vogelschutz- und Heringslaichgebiet im Greifswalder Bodden und für den täglichen Verkehr der Tanker, die das LNG von einem größeren Tankschiff (FSU) auf der Ostsee durch den flachen Bodden befördern müssen. Trotzdem erhielt das Terminal im Dezember 2022 eine vorläufige Betriebsgenehmigung.

Belastung der Nordsee durch Biozide in Wilhelmshaven

Im Oktober 2022 wurde bekannt, dass die FSRU Höegh Esperanza, die im Dezember in Wilhelmshaven den Betrieb aufnehmen soll, ein sog. Open Loop System verwendet.

Dabei wird laufend Seewasser in die Regasifizierungsanlage des Schiffes gepumpt, um das LNG aufzutauen. Dabei entstehende Ablagerungen (Biofouling) werden mit Chlor beseitigt, das aus dem Meerwassersalz gewonnen wird. Der giftige Stoff soll dann wieder in die Nordsee ausgespült werden.

Der Einsatz der Hoegh Esperanza war davor wegen der hohen Umweltbelastung in Australien gescheitert (Crip Point LNG/Victoria).

4.4 Terminals sind nicht “H2-Ready”

Die deutsche Nationale Wasserstoffstrategie erwartet, dass ab 2025 immer größere Mengen von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten nach Deutschland importiert werden, um die Klimaziele insbesondere 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 LNG-Gesetz schreibt den Terminals Wasserstoffimporte erst nach 2043 vor. Das sei zu spät, kritisieren Umweltverbände. Die Nutzung von fossilem Erdgas wird dadurch praktisch bis zur letzten Minute vor der geplanten Klimaneutralität Deutschlands erlaubt.

Trotzdem seien die Terminals - so wird von politischer Seite immer wieder betont - mit dem klimapolitischen Zielen kompatibel, da sie “H2-Ready” seien. Der Übergang zum Import klimaneutraler Gase, also z.B. grünem Wasserstoff oder grünem Ammoniak - hergestellt aus Wind- und Solarstrom in Übersee - sei bereits eingeplant.

Das muss jedoch bezweifelt werden. Studien zeigen, dass es hier erhebliche Hürden gibt. [Q65-66].

Die schwimmenden LNG-Terminals (FSRU) sind ohnehin nicht für einen Umbau geeignet oder vorgesehen. Zudem bleiben sie im Eigentum der Reeder und werden nur für einen bestimmten Zeitraum gemietet. Ein Umbau beträfe also nur die geplanten Landterminals.

1. LNG-Importterminals sind für den Import von flüssigem Wasserstoff (LH2-Terminal) jedoch grundsätzlich nicht geeignet. Der Übergang fordert einen fast vollständigen Neubau, da Wasserstoff weitaus höhere und andere technische Anforderungen stellt (niedrigere Temperaturen, dichtere Komponenten, andere Stahlsorten etc.).

Größere Mengen von Import-Wasserstoff sind ohnehin erst nach dem Jahr 2030 verfügbar. Exportterminals sind noch nicht in Sicht. Außerdem gibt es nach wie vor große technische und ökonomische Probleme beim Wasserstofftransport. Abgesehen von kleineren Pilotprojekten gibt es für LH2 noch keine funktionierenden Lieferketten.

2. Etwas besser sieht es bei Ammoniak aus. Es könnte in Übersee aus Wasserstoff hergestellt werden. Der Umbau von LNG-Importterminals zu Ammoniak-Importterminals ist mit einem überschaubarem technischen und ökonomischen Aufwand möglich.

Die Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff in Ammoniak-Cracker-Anlagen ist allerdings teuer und geht mit hohen Energieverlusten einher. Und auch hier sind bislang keine großen Ammoniak-Mengen in Sicht. “Green Ammonia” wird wohl erst nach 2030 in nennenswerten Mengen auf den Weltmarkt kommt.

3. Ein dritter Weg wird im TES-Landterminal in Wilhelmshaven geplant. Ein Umbau wäre nicht erforderlich, da weiterhin LNG, also Methan, importiert wird.

Dabei müsste Methan (CH₄) schon im Exportland grün produziert werden, zum Beispiel aus Biogas oder aus Grünem Wasserstoff. Der Kohlenstoff wird dann im Importland wieder

entfernt und als CO₂ in CCS-Endlagerstätten wie z.B. alte, entleerte Gasfelder entsorgt, oder ins Exportland zurückverschifft.

Diese technische Variante wäre mit extrem hohen Energieverlusten und einem sehr hohen technischen Aufwand verbunden. Die Projektträger des TES-Terminals konnten sich vielleicht auch deshalb noch nicht zu einer endgültigen Investitionsentscheidung (FID) durchringen.

Für alle hier skizzierten technischen Varianten gilt, dass sie im aktuellen Umfeld ohne massive staatliche Subventionen keine Realisierungschancen haben.

4.5 Neue Risiken und Abhängigkeiten durch LNG

Neue Abhängigkeiten

Der Wechsel von russischem Pipelinegas zu LNG-Importen verändert die Situation in Europa grundlegend: An die Stelle eines dominanten Lieferanten von Pipelinegas (Russland) tritt der Weltmarkt für LNG-Tanker.

Auch im LNG-Markt gibt es Abhängigkeiten, wenn auch weniger einseitig. Die Terminalbetreiber in den USA und Australien, qatarische Staatskonzerne und internationale Gaskonzerne prägen den LNG-Markt und konkurrieren untereinander. Allerdings ist Russland noch immer ein großer LNG-Lieferant für die EU.

LNG wird in den kommenden Jahren teuer bleiben. Der zusätzliche Importsog Deutschlands wird auf ein knappes LNG-Angebot treffen. Der größte Teil davon ist bereits in langfristigen Kontrakten gebunden. Nur der Rest steht noch zur Verfügung.

In den ersten neun Monaten des Jahres 2022 importierte Europa 95 Mio.t LNG. Das sind 32%, also ein knappes Drittel, der gesamten globalen LNG-Importe. Vor einem Jahr lag der Anteil Europas nur bei 21%. Der Mehrbedarf wurde ganz überwiegend durch LNG aus den USA gedeckt.

Eine Analyse der Uni Köln (EWI) im Auftrag des Lobbyverbandes Zukunft Gas warnt sogar vor einer einseitigen Abhängigkeit Europas von amerikanischen LNG-Lieferungen. Bis 2030 könnte der US-Anteil auf 40% der europäischen Gasimporte steigen.[Q67]

Technische Anfälligkeiten und Preissprünge

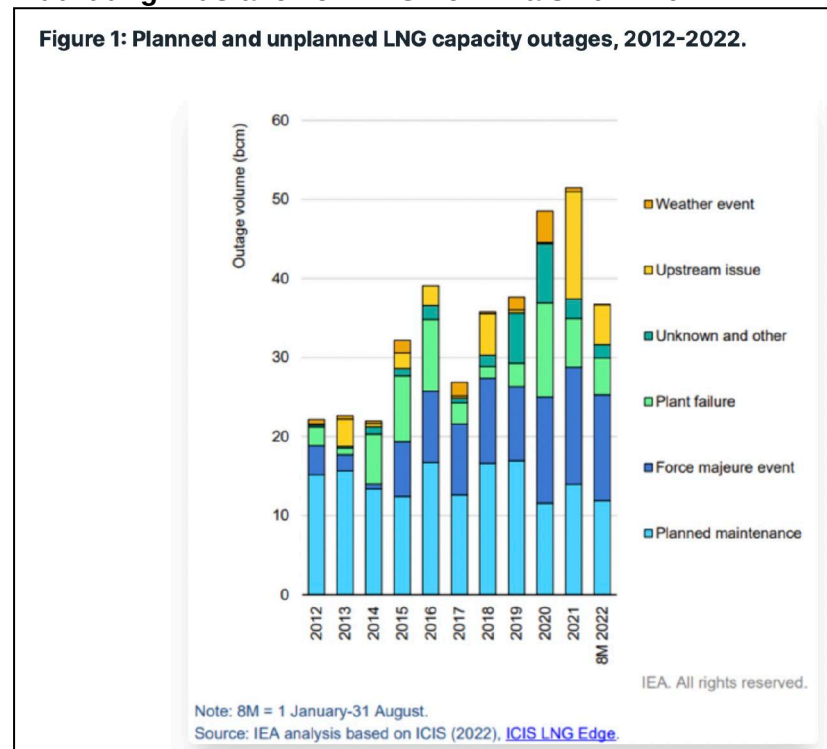
Typisch für LNG-Märkte sind die starken Preisschwankungen in angespannten Marktsituationen. So hatte z.B. der Ausfall des amerikanischen Terminals Freeport LNG im Sommer 2022 weltweite Konsequenzen. Der Weltmarktpreise für LNG stiegen umgehend um 9 Prozent.

Auch das australische Großterminal Prelude LNG vor der australischen Westküste kämpft seit Jahren mit technischen Problemen. Die Liste lässt sich fortsetzen bis zum einzigen europäischen LNG-Exportterminal: Das nordnorwegische Snøhvit-Terminal fiel in den letzten Jahren immer wieder über längere Zeiträume aus. Auch Darwin LNG, Nigeria LNG

und Atlantic LNG (Trinidad) hatten in diesem Jahr große Probleme mit der Gasversorgung. Insgesamt kämpfen im Moment 14 große Terminals mit technischen Problemen. [Q68]

Die Abbildung zeigt die Bilanz für die Jahre 2012 bis 2022 (August). Zwischen 20 und 50 bcm konnten in jedem Jahr durchschnittlich nicht geliefert werden. Das laufende Jahr 2022 verläuft besonders schlecht, denn schon nach acht Monaten fehlen dem Markt knapp 40 bcm.

Abbildung: Ausfälle von LNG-Terminals 2012-2022



Quelle: IEA

Allerdings könnte sich die Lage nach 2025 etwas anspannen. Die Versorgungslage im LNG-Markt wird dann generell besser, da eine Reihe neuer Exportterminals den Betrieb aufnimmt. Hinzu kommt, dass die neuen amerikanischen Terminals flexibler auf Marktpulse reagieren als z.B. qatarische Anbieter, die sich auf fixe Langfristverträge spezialisieren.

4.6. Kritik: Folgen des europäischen Importsogs für andere Weltregionen

Folgen für Südasien

Zum ersten Mal müssen Schwellenländer wie Pakistan, Bangladesch oder Thailand mit Industrieländern wie Deutschland um LNG-Lieferungen konkurrieren. Das Ergebnis: LNG wandert in die kaufkraftstarken Industrieländer ab.

Kohle statt Gas

Der europäische Importsog bremst insbesondere den Umstieg mehrerer Länder in Südasiens von Kohle auf Gas oder löst Stromkrisen aus, da der Gasmangel nicht kompensiert werden kann.

Kurzfristige Lieferungen sind für viele Länder außerhalb Europas seit dem Frühjahr 2022 kaum noch verfügbar oder nur noch zu sehr hohen Preisen. Bis dahin konnten südasiatische Importeure einen Gasmangel kurzfristig am Weltmarkt decken. Doch seit dem Frühjahr steigen dort die Preise steil an, da die Nachfrage das verfügbare Angebot übertrifft.

Außerdem nutzen Lieferanten und Händler die vertraglichen Möglichkeiten, aus fest vereinbarten Lieferverpflichtungen auszusteigen. Aus Kostengründen hatten Länder wie Pakistan oder Bangladesch eher geringe Vertragsstrafen bei Nicht-Lieferung vereinbart. Dieser Fall war ohnehin bis vor kurzem die absolute Ausnahme.

Indien

Länder wie Indien haben zwar ausreichend LNG importiert, finden aber im Inland keine Abnehmer, da die Preise für die Industriebetriebe zu hoch sind.

Das könnte für Deutschland sogar rechtliche Konsequenzen haben. Der indische LNG-Importeur Gail India hatte einen Liefervertrag mit Gazprom Marketing and Singapore (GMTS) bis zum Jahr 2041 abgeschlossen. GMTS war eine Tochterfirma von Gazprom Germania, die mittlerweile von Deutschland verstaatlicht wurde (SEFE). Seit Mai kann GMTS/SEFE kein LNG mehr nach Indien liefern. Gail musste daher teuer im Spotmarkt nachkaufen. Im Moment wird ein Schiedsverfahren erwogen.[Q69]

Pakistan

Vor allem Pakistan ist nun von ausbleibenden LNG-Lieferungen betroffen. Nach mehreren Hitzewellen und der Flutkatastrophe im Jahr 2022 verschärfte der Gasmangel im Sommer/Herbst nun auch noch die Stromkrise im Land. Weltweite Ausschreibungen für zusätzliche LNG-Lieferungen bleiben über Monate hinweg ohne Erfolg. In Pakistan muss nun im Winter die Erdgasversorgung rationiert werden.

Bangladesh - Thailand - Sri Lanka

In Bangladesch entsteht etwa drei Viertel des Stroms aus Erdgas. Bereits am 4. Oktober fiel der Strom in weiten Landesteilen für 10 Stunden aus. 80% der Bevölkerung waren davon betroffen.

Selbst im vergleichsweise wohlhabenden Thailand sorgen die hohen Gaspreise für Probleme in der Wirtschaft und im Stromsektor insgesamt. Noch kritischer ist die Lage in Sri Lanka.

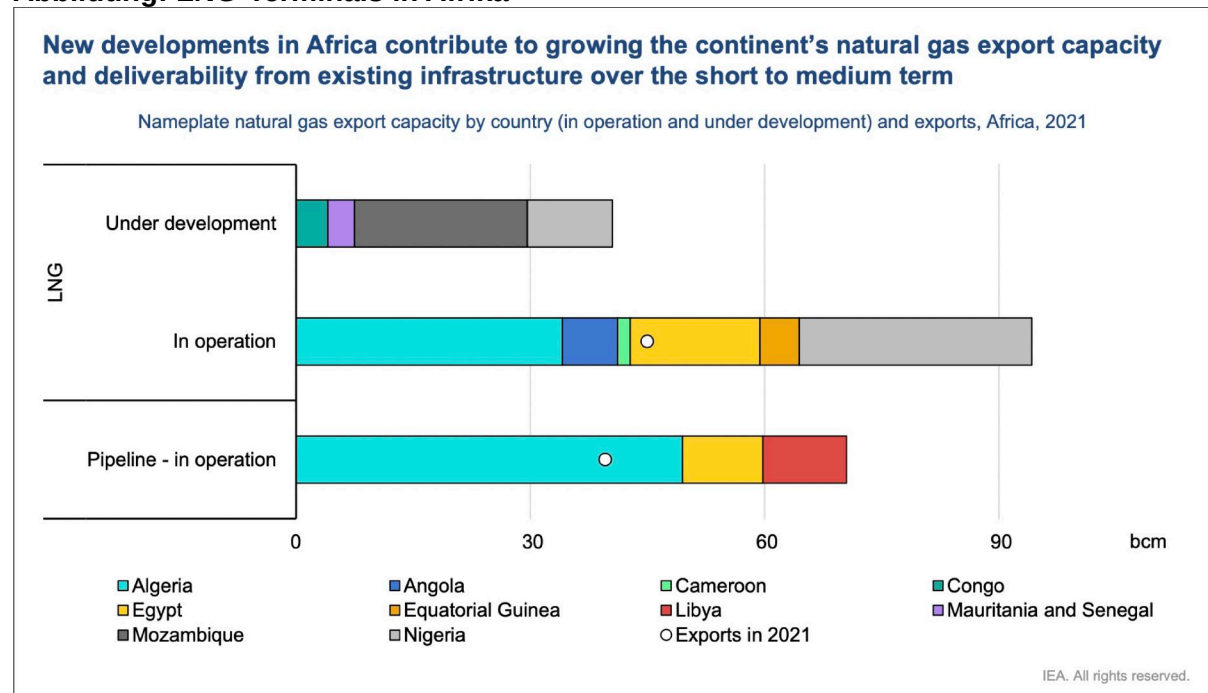
Der Weg zurück zur Kohle ist ebenfalls nicht attraktiv. Die Preise für hochwertige australische Kraftwerkskohle sind in den letzten zwei Jahren fast genauso stark gestiegen wie die LNG-Preise. Selbst die Preise für billigere, stark umwelt- und klimaschädliche indonesische Sorten zogen an.

Folgen für Afrika: Der LNG-Boom nimmt Fahrt auf

Der Ausfall russischer Gaslieferungen und der dadurch ausgelöste LNG-Boom beschleunigt weltweit die Erschließung neuer Gasfelder und den Bau neuer LNG-Exportterminals.

Vor allem in Afrika wächst das Interesse. Die Grafik zeigt, in welchen afrikanischen Ländern LNG- und Pipelineprojekte bereits in Betrieb sind oder derzeit gebaut werden. Bisher standen die Mittelmeerranrainer Algerien und Ägypten sowie die westafrikanischen Länder Nigeria, Äquatorialguinea und Angola im Vordergrund. Demnächst kommen Terminals in Mosambik, Senegal/Mauretanien und Kongo dazu.

Abbildung: LNG-Terminals in Afrika



Quelle: IEA [Q73]

LNG aus Senegal für Deutschland

Ab dem Jahr 2023 wird Senegal zum LNG-Lieferanten für Europa. Das Offshore Gasprojekt Tortue Ahmeyin, das an der Grenze zwischen Senegal und Mauretanien liegt, nimmt dann unter der Leitung von BP den Betrieb auf.

Es soll in der ersten Phase 2,5 Mio. Tonnen LNG (3,4 bcm Gas) pro Jahr produzieren. In der zweiten Phase könnte diese Menge verdoppelt werden. Ein Teil des Gases ist für den Binnenmarkt in Senegal und Mauretanien vorgesehen.

Berlin unterstützt den Senegal bei der Ausbeutung seiner Gasressourcen, beim Bau von Gaskraftwerken und beim Export von Erdgas über LNG-Exportterminals. Einzelheiten sind rar. Unklar ist im Moment auch, in welchem Umfang deutsche Gaskonzerne wie z.B. Uniper involviert sind.

Klar ist hingegen, dass das Berliner Engagement im Widerspruch zu den Zusagen der Bundesregierung bei der COP26 in Glasgow steht. Damals wurde vereinbart, die Unterstützung neuer fossiler Projekte zu stoppen.

NGOs kritisieren die Risiken für Klima, Umwelt und Wirtschaft. Mehrere Nationalparks und das größte Kaltwasserkorallenriff der Welt befinden sich in unmittelbarer Nähe der geplanten Anlagen. Auch die Fischwirtschaft, einer der wichtigsten Wirtschaftszweige der Region, ist gefährdet.[Q74-76]

Erstmals LNG aus Mosambik

Nach jahrelangen Verzögerungen kommt seit dem November 2022 erstmals LNG aus dem ostafrikanischen Land Mosambik. Der Bau der insgesamt drei Terminals wurde vor allem durch die militärischen Konflikte im Land immer wieder verzögert. [Q77-78]

- Den Anfang macht nun das Coral South Offshore Projekt (3,4 Mio. Tonnen LNG). Operator ist Eni. BP will die Mengen abnehmen und vermarkten.
- Das Onshore-Projekt Mozambique LNG (13,1 Mio.t) kommt wegen der innenpolitischen Situation bislang kaum voran. Projektführer ist hier TotalEnergies.
- Das dritte Projekt ist das Rovuma LNG Terminal. Projektführer ExxonMobil plant dort ein Terminal mit 15,2 Mio.t LNG, hat aber noch keine endgültige Entscheidung (FID) getroffen.

LNG aus Tansania

Auch Tansania will in diesen Monaten Vorverträge für den Bau von LNG-Exportterminals unterzeichnen. Projektpartner sind Equinor und Shell. Das gesamte Exportprojekt inklusive der Erschließung der Gasfelder soll einen Umfang von 40 Mrd. Dollar haben.[Q79]

Schiefergas aus Argentinien

Auch außerhalb Afrikas wächst das Interesse an LNG-Exporten. In Argentinien werden die Schiefergasvorkommen in der Region Vaca Muerta ab 2023 in eine neue Gaspipeline eingespeist. Das Fracking-Gas soll dann nicht nur Argentinien versorgen. Das Land will auch zu einem LNG-Exporteur werden und plant die ersten Exportterminals.[Q80]

LNG aus Kanada für die EU?

Eher unsicher sind die Aussichten Deutschlands für kanadische LNG-Lieferungen. Der Ausbau bzw. Neubau von LNG Exportterminals an der kanadischen Ostküste trifft auf zahlreiche politische Widerstände. Es wird wohl mehrere Jahre dauern, bis dort eventuell ein Terminal in Betrieb geht, der vor allem den europäischen Markt bedient.

Wahrscheinlicher ist der Ausbau der Infrastruktur an der kanadischen Westküste. Von dort aus werden dann in erster Linie die ostasiatischen Importeure versorgt.[Q81]

Quellenverzeichnis

- [Q1] Rystad Energy: <https://www.rystadenergy.com/news/spurred-by-the-energy-crisis-global-lng-investments-will-now-peak-at-42-billion-i>, 24.Aug.22.
- [Q2] WoodMackenzie: How Europe's energy crisis changes the LNG market. High prices, gas demand destruction and a global LNG supply boom, 2.Dez.22.
- [Q3] Global Energy Monitor: Global Gas Infrastructure Tracker, Oktober 2022.
- [Q4] Financial Times: Europe's imports of Russian seaborne gas jump to record high, 28.Nov.22.
- [Q5] Bloomberg: Russia Poised to Ship First Cargo From New LNG Plant to Greece, 9.Sep.22.
- [Q6] Handelsblatt: Milliarden für Putin: LNG-Importe aus Russland steigen auf Rekordhoch, 5.Dez.22.
- [Q7] Reuters: Column: U.S. LNG exports both a lifeline and a drain for Europe in 2023, 20.Dez.2022.
- [Q8] S&P Global: The LNG games: Changing market dynamics make for intriguing World Cup fixtures, 21.Nov.22.
- [Q9] Reuters: Gas crisis lands LNG cargo market in hands of energy giants, 27.Sep.22.
- [Q10] IEA: Methane Tracker 2022, Paris 2022.
- [Q11] Bloomberg: World's Dirtiest Oil and Gas Fields Are in Russia, Turkmenistan and Texas, 23.6.2022.
- [Q12] Howarth,R./Jacobson,M. 2021: How green is blue hydrogen? Energy Sci. Eng. 2021; 00: 1–12, April 2021.
- [Q13] Umweltbundesamt: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. Abschlussbericht, (UBA Climate Change 61/2021), Dessau-Roßlau Sep. 2021. Kurz nach Redaktionsschluss erschien eine neue Publikation des UBA: Christian Böttcher: Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung, Dezember 2022. Sie behandelt allerdings nur die Methan-Emissionen innerhalb Deutschlands.
- [Q14] Reuters: Texas repeatedly raises pollution limits for Cheniere LNG plant, 25.6.2022.
- [Q15] Tagesschau.de: LNG-Anlagen in den USA: Die vermeintlich saubere Energie, 15.6.2022.
- [Q16] Reuters: Top U.S. LNG producer Cheniere asks Biden admin to drop pollution rule, 8.7.2022.
- [Q17] <https://insideclimatenews.org/news/02122022/ferc-liquefied-natural-gas-louisiana/> 2.Dez.22.
- [Q18] Reuters: Biden administration denies Cheniere's request to sidestep LNG pollution rule, 7.Sep.22.
- [Q19] Reuters: Cheniere seeks 18 months to upgrade LNG turbines that failed pollution tests-document, 8.Nov.22.
- [Q20] Reuters: Cheniere Energy boosts buyback, earnings forecast, 12.Sep.22.

- [Q21] IPCC <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>, 2021.
- [Q22] Bloomberg: Giant Methane Cloud Seen Near Algeria Gas Pipeline That Feeds Spain, 23.6.2022.
- [Q23] Bloomberg: Giant Methane Leak Tops List of Worst US Climate Disasters in 2022, 13.Dez.22.
- [Q24] Umweltbundesamt: Lecks in Nord Stream 1 und 2 führen zu erheblichem Klimaschaden, 28.Sep.22.
- [Q25] 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>).
- [Q26] IGU: 2022 World LNG Report, Juni 2022.
- [Q27] Jonathan Stern: Measurement, Reporting, and Verification of Methane Emissions from Natural Gas and LNG Trade: creating transparent and credible frameworks, OIES Januar 2022.
- [Q28] Steffen Bukold: LNG-Terminals in Deutschland. Notwendiges Kriseninstrument oder Trojanisches Pferd der fossilen Gaswirtschaft? (Greenpeace Deutschland Studie), Juli 2022.
- [Q29] Pressemitteilung 15. Dezember 2021: Dekarbonisierung der Gasmärkte, Förderung von Wasserstoff und Verringerung der Methanemissionen: Kommission schlägt neuen EU-Rahmen vor (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6682).
- [Q30] BMWK: Pressemitteilung 19.Dez.2022 (<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/12/20221219-verbindliche-regulierung-der-methanemissionen-fuer-den-europaeischen-energiesektor-beschlossen.html>).
- [Q31] Kira Taylor (Euractiv.com): Kampf gegen Klimakiller Methan: EU-Länder wollen Regeln verwässern, 19.Dez.22.
- [Q32] Bruegel: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>.Download 20.Dez.22.
- [Q33] Financial Times: Germany's gas problem maybe isn't such a big problem any more, 14.Nov.22.
- [Q34] IEA: How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023, Paris December 2022
- [Q35] Simon Flowers (WoodMackenzie): How Europe's energy crisis changes the LNG market, 2.Dez.22.
- [Q36] EIA: Europe's LNG import capacity set to expand by one-third by end of 2024, 30.Nov.22-
- [Q37] Financial Times: New Dutch terminal boosts EU drive to cut reliance on Russian gas, 9.Sep.22.
- [Q38] Financial Times: Europe's new dirty energy: the 'unavoidable evil' of wartime fossil fuels, 5.Sep.22.
- [Q39] S&P Global: FEATURE: Europe's dash for new LNG import infrastructure picks up pace, 10.Aug.22.

[Q40] S&P Global: Dutch LNG terminal at Eemshaven to reach full capacity by end-Nov or early Dec: Gasunie, 9.Sep.22.

[Q41] Financialpost.com: New Gas Terminals Arrive to Ease Putin's Grip on Europe, 8.Sep.22.

[Q42] S&P Global: Dutch LNG terminal at Eemshaven to reach full capacity by end-Nov or early Dec: Gasunie, 9.Sep.22.

[Q43] Reuters: VTTI plans new 5 bcm floating LNG platform in Netherlands by 2024, 12.Dez.22.

[Q44] Bruegel: <https://www.bruegel.org/dataset/national-energy-policy-responses-energy-crisis>, Stand 15.Dez.22.

[Q45] Global Energy Monitor: Briefing December 2022 - When is enough, enough?, Dez. 2022.

[Q46] Andy Gheorghiu: LNG terminals for Germany: Part I – Brief history and state of play, 19.4.2022.

[Q47] Andy Gheorghiu: LNG terminals for Germany: Part II - Climate impacts, possible suppliers and priorities in an energy and climate crisis, 21.4.2022.

[Q48] 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 – LNGG).

[Q49] Bundesregierung: LNG-Beschleunigungsgesetz: Nationale Energieversorgung sichern, 10.5.2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/sichere-gasversorgung-2037912>, Download am 20.5.2022.

[Q50] Bloomberg: Germany Poised to Become LNG Powerhouse With Law to Cut Red Tape, 10.5.2022.

[Q51]: Zusammenstellung aus mehreren Quellen: Handelsblatt; Fraunhofer ISI, New Climate Institute, FfE, Terminalgesellschaften.

[Q52] Zusammenstellung aus mehreren Quellen: <https://ventureglobalng.com/press/venture-global-and-enbw-announce-expansion-of-lng-partnership/> 6.Okt.22; Bloomberg: German Utility Signs 25-Year Deal To Import Gas Via New Terminal, 8.Dez.22; Financial Times: Trafigura secures \$3bn loan facility to provide Germany with natural gas, 5.Dez.22; <https://semprainfrastructure.com/news-and-events/news-releases/sempra-infrastructure-announces-sale-and-purchase-agreement-with-ineos-for-port-arthur-lng-phase-1> 1.Dez.22; SZ: Ineos will über Brunsbüttel Gas aus den USA bekommen, 2.Dez.22; Klimareporter.de: Katar-Deal gefährdet Klimaschutz, 30.Nov.22; S&P Global: Germany's Uniper to intensify LNG focus as part of plans to replace Russian gas, 3.Nov.22; Heiko Lohmann: Gasmarkt Deutschland, Oktober 2022; Bloomberg: Germany's Uniper Strikes Deal for More LNG as Gas Crunch Worsens, 5.Sep.2022; https://www.jera.co.jp/english/information/20220905_969 Collaboration with Uniper on LNG and Clean Ammonia transactions from the United States, 5.Sep.22.

[Q53] SPON: Schwimmende LNG-Terminals werden noch teurer als geplant, 9.Dez.22.

[Q54] Bloomberg: Germany's Floating Gas Terminal Budget Triples to €9.7 Billion, 9.Dez.22.

[Q55] SPON: Schwimmende LNG-Terminals deutlich teurer als geplant, 20.Nov.22.

[Q56] IEA: World Energy Outlook 2022, Paris 2022 (Table 8.2).

[Q57] Global Energy Monitor: Europe Gas Tracker Report, April 2022.

[Q58] New Climate Institute: Pläne für deutsche Flüssigerdgas-Terminals sind massiv überdimensioniert, Dezember 2022.

[Q59] FfE: LNG-Terminals im Kontext rückläufiger Gasverbräuche, Oktober 2022.

[Q60] 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.

[Q61] DUH: Stationäres LNG-Terminal in Stade: Deutsche Umwelthilfe fordert Ablehnung des Genehmigungsantrages für Hafenanlagen, 1.Sep.22.

[Q62] DUH: Deutsche Umwelthilfe schlägt Alarm: Uniper plant mit LNG-Terminal Wilhelmshaven große Mengen umweltschädlicher Biozide ohne Umweltver-träglichkeitsprüfung in die Nordsee einzuleiten, 12.Okt.22.

[Q63] Deutsche Umwelthilfe reicht Klage ein: LNG-Pipeline in Wilhelmshaven soll maximal zehn Jahre fossiles Erdgas transportieren dürfen, 20.Sep.22.

[Q64] NDR.de: Deutsche ReGas: Inbetriebnahme des LNG-Terminals verschiebt sich, 29.Nov.22.

[Q65] Vgl. hierzu zusammenfassend: Steffen Bukold: LNG-Terminals in Deutschland. Notwendiges Kriseninstrument oder Trojanisches Pferd der fossilen Gaswirtschaft? (Greenpeace Deutschland Studie), Juli 2022 (Kapitel 4).

[Q66] Fraunhofer ISI: Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia, November 2022.

[Q67] EWI: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/gasmaerkte-2030/>; Download am 2.Dez.2022.

[Q68] IEEFA: Despite high prices, the global LNG industry has struggled to keep plants online, 14.Dez.22.

[Q69] Bernd Müller: Absage von LNG-Lieferungen nach Indien: Deutschland droht Schiedsverfahren, heise.de, 14.Nov.22.

[Q70] Bloomberg: Europe's Energy Crunch Will Trigger Years of Shortages and Blackouts, 8.Nov.2022.

[Q71] Bloomberg: India Grapples With LNG Glut as Consumers Balk at High Gas Rates, 10.Nov.22.

[Q72] Dawn: 'Govt has no option but to ration gas in winter', 11.Nov.22.

[Q73] IEA: World Energy Outlook 2022, Paris 2022.

[Q74] Bloomberg: Europe Optimal Market for Senegal's Gas, President Sall Says, 8.Sep.22.

[Q75] DUH <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/neue-gasfoerderung-im-senegal-deutsche-umwelthilfe-urgewald-und-klima-aktivist-yero-sarr-fordern-kl/> 21.Jul.22

[Q76] taz: Gas aus Afrika für Europa : Alternative zu Russland, 19.Sep.22.

[Q77] Reuters: Mozambique's first LNG exports to Europe seen by early November, 21.Okt.22.

[Q78] S&P Global: Mozambique gears up for first LNG export from Eni's Coral South project, 31.Okt.22.

[Q79] Bloomberg: Tanzania to Sign Key \$40 Billion LNG-Project Accords Next Month, 7.Nov.22.

[Q80] Natural Gas Intelligence: Argentina Scores Financing for Second Phase of Key Natural Gas Pipeline System, 13.Dez.22.

[Q81] The Bottom Line: Why Canadian liquefied natural gas is not the answer for the European Union's short-term energy needs, International Institute for Sustainable Development, 16.Aug.22.

[Q82] Christian Böttcher (Umweltbundesamt): Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung, Dezember 2022.

- - -

Titelbild

Mike Mareen / Adobe Stock