In der Gasfalle:

Warum Klimaschutz und Energiesicherheit den Gasausstieg erfordern



FOSSILES GAS SPRENGT DIE KLIMAGRENZEN

Die Kosten des Klimawandels steigen, und die Aussicht, die Erderhitzung auf 1,5 °C zu begrenzen, rückt in weite Ferne. Dennoch setzt die globale Gasindustrie auf Wachstum, obwohl das verbleibende Kohlenstoffbudget praktisch aufgebraucht ist.

Die Gasindustrie hat seit 2020 noch einen Gang zugelegt

8 % mehr Gasproduktion

17 % mehr LNG-Exportkapazität

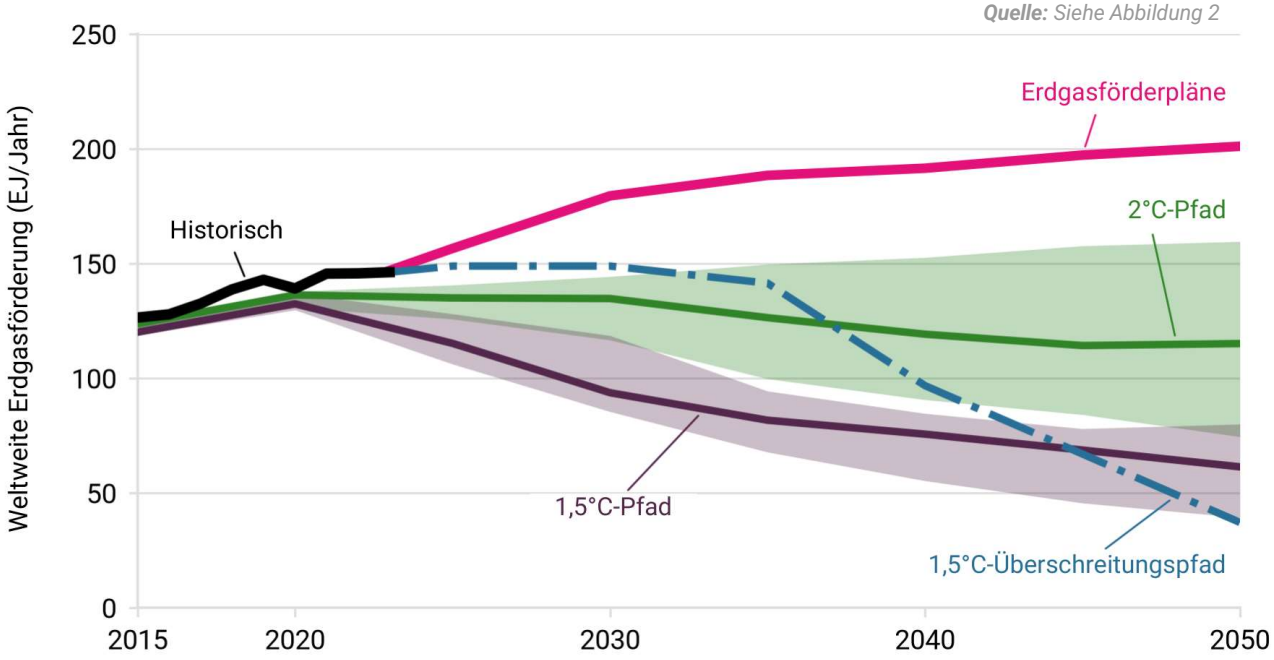
26 % mehr LNG-Importkapazität

7 % längeres Gasleitungsnetz

51 % größere LNG-Tankerflotte

15 % mehr Gas-Stromerzeugungskapazität

Quelle: Siehe Abbildung 2



Der Ausbau der Gasversorgung steht im Widerspruch zu den Klimazielen

Allein die Förderung aus bestehenden Gasfeldern könnte **das verbleibende 1,5°C-Kohlenstoffbudget aufbrauchen** (Oil Change International, 2026b).

Selbst im ehrgeizigsten Klima-Szenario wird die Erwärmung vorübergehend **1,7–1,8°C** erreichen (UNEP, 2026). Die staatlichen Förderziele und -prognosen für Erdgas liegen für 2030 um **92 % über dem Niveau**, das mit dem 1,5-°C-Ziel vereinbar wäre (SEI et al., 2025).

DAS FALSCHE VERSPRECHEN VON ENERGIESICHERHEIT

Russlands Invasion in der Ukraine im Jahr 2022 und die Krise im Nahen Osten im Jahr 2026 haben die Anfälligkeit gasabhängiger Volkswirtschaften offenbart. Dennoch hat die Gasindustrie beide Krisen genutzt, um Regierungen glauben zu machen, dass mehr LNG und zusätzliche Gasinfrastruktur sie vor genau den Risiken schützen könnten, die durch die Abhängigkeit von Erdgas entstehen.

Gasabhängigkeit bietet keine Energiesicherheit, sondern verursacht hohe Kosten

Versorgungsschocks zeigen, **wie teuer Gasabhängigkeit werden kann**. Die Nahostkrise 2026 ließ die Gaspreise auf den höchsten Stand seit 2022 steigen. Europa entstanden dadurch im Sommer zusätzliche Importkosten von schätzungsweise 18 bis 33 Milliarden Euro (ACER, 2026b). In den Entwicklungsländern Asiens drohen Wachstumsverluste und steigende Inflation (ADB, 2026). Mehr Infrastruktur und eine Diversifizierung der Lieferanten bieten keinen vollständigen Schutz vor globalen Gaspreisschocks.

Exporteure wetten darauf, dass die Klimaziele verfehlt werden

Zwei Energiekrisen innerhalb von fünf Jahren haben die Gasinvestitionen sprunghaft steigen lassen, insbesondere in Exporte von Flüssigerdgas (LNG). Allein 2025 wurden neue LNG-Exportkapazitäten von fast 100 bcm pro Jahr genehmigt, vor allem in den USA (IEA, 2026f). Doch **bereits die bestehenden Exportkapazitäten übersteigen die prognostizierte LNG-Nachfrage in einem Klimaneutralitäts-Szenario**. Angesichts weiterer Milliardeninvestitionen haben Exporteure ein starkes Interesse daran, Kunden durch langfristige Verträge und politischen Einfluss über Jahrzehnte zu binden.

Gasexpansion auf Kosten der Allgemeinheit

Hohe Gaspreise bescheren Produzenten Rekordgewinne, belasten aber die Importländer. Sinkende Preise gefährden dagegen die Rentabilität neuer Projekte, insbesondere in aufstrebenden Exportländern, die auf fossile Einnahmen zur Finanzierung ihrer Entwicklung setzen. Zugleich kann die Stromerzeugung aus Gas nicht mehr mit den günstigeren erneuerbaren Energien konkurrieren. Unabhängig vom Preis birgt der weitere Ausbau der Gaswirtschaft das Risiko, dass die Mehrheit die Kosten trägt, während **wenige große Energiekonzerne die Gewinne einstreichen.**

Die heutigen Gasinvestitionen gefährden die Energiewende von morgen

Das Risiko, dass Investitionen in Gasinfrastruktur vorzeitig an Wert verlieren, zeichnet sich bereits ab („stranded assets“). Weltweit waren die LNG-Importterminals im Jahr 2025 nur zu 39 % ausgelastet (IGU 2026b), während gleichzeitig der Ausbau weiter vorangetrieben wurde. Langfristige Verträge, die zur Sicherung der heutigen Versorgung abgeschlossen wurden, können bei sinkender Nachfrage zu kostspieligen Verpflichtungen werden, während ungenutzte Infrastruktur und finanzielle Verpflichtungen **Ressourcen von den für die Energiewende notwendigen Investitionen abziehen**.

Mehr heimische Gasförderung bietet keinen Ausweg

Die Verlagerung der Gasförderung ins Inland würde kaum dauerhafte Entlastung bieten. Die Erschließung neuer konventioneller Öl- und Gasfelder dauert im Durchschnitt fast 20 Jahre von der Erteilung der Explorationslizenz bis zur ersten Förderung, während die Verbraucher im Inland aufgrund der vernetzten Märkte dennoch den internationalen Preisen ausgesetzt sind. Neue Förderkapazitäten könnten den **Gasverbrauch auf längere Sicht zementieren**, anstatt Importe zu ersetzen, und damit die ohnehin unvereinbare Entwicklung der Emissionen mit den Klimazielen weiter verschärfen.

ERNEUERBARE ENERGIEN SCHAFFEN ECHTE SICHERHEIT

Erneuerbare Energien stärken die Energiesicherheit, senken Kosten und fördern eine gerechte Energiewende.

Auch wirtschaftlich spricht alles gegen Gas

Erneuerbare Energien sind bei der Stromerzeugung bereits günstiger als neue Gaskraftwerke, während die Elektrifizierung auch in anderen Sektoren den Gasbedarf senkt. Die weltweiten Investitionen in saubere Energie werden 2026 voraussichtlich fast doppelt so hoch sein wie die Ausgaben für fossile Brennstoffe (IEA, 2026i). Für importabhängige Volkswirtschaften zahlt sich dies in Form niedrigerer Brennstoffkosten und einer größeren Widerstandsfähigkeit gegenüber künftigen Energiekrisen aus.

Doch der Investitionsboom lässt einen Großteil der Entwicklungsländer außen vor. Außerhalb Chinas **investieren Entwicklungsländer nach wie vor mehr in fossile Brennstoffe als in saubere Energie**, obwohl eine massive Ausweitung der Investitionen in saubere Energie erforderlich wäre, um die Klimaziele zu erreichen. Hohe Finanzierungskosten und begrenzte öffentliche Mittel machen erschwingliche Finanzierungen, gezielte Unterstützung und internationale Zusammenarbeit unerlässlich.

DEN GLOBALEN GASAUSSTIEG GEMEINSAM ANGEHEN

Die Staaten haben sich auf den Ausstieg aus fossilen Energien verständigt, doch ein koordinierter Plan fehlt. Um die Gasfalle zu überwinden, müssen Förder- und Importländer den Rückgang von Angebot und Nachfrage aufeinander abstimmen. Zugleich muss der Übergang für betroffene Länder finanzierbar bleiben.



Die COP31 muss die von der brasilianischen COP30-Präsidentschaft angestoßene **globale Roadmap für den Ausstieg aus fossilen Energien** in konkrete Maßnahmen übersetzen. Nationale Ausstiegspläne sollten messbare Ziele für die Reduktion von Gasförderung und -verbrauch sowie für Infrastrukturinvestitionen festlegen und regelmäßig international überprüft werden.



Wo ein globaler Konsens fehlt, können einzelne Länder vorangehen. Der Santa-Marta-Prozess bietet eine Grundlage, um **den Rückgang von Gasförderung und -nachfrage abzustimmen**, betroffene Volkswirtschaften zu unterstützen und widersprüchliche nationale Investitionsentscheidungen zu vermeiden.



Internationale **öffentliche Finanzmittel müssen verstärkt in erneuerbare Energien, Stromnetze, Elektrifizierung und die Unterstützung fossilabhängiger Volkswirtschaften fließen**. Zwar haben die Unterzeichner der Clean Energy Transition Partnership ihre öffentliche Finanzierung fossiler Energien deutlich reduziert, doch wurde weniger als die Hälfte der gestrichenen Mittel durch zusätzliche Finanzierungen für saubere Energien ersetzt.



Rund 70 % der Methanemissionen aus fossilen Energien ließen sich mit bestehenden Technologien vermeiden. Gemeinsame Standards, unabhängige Überwachung und Importvorschriften können die Emissionsminderung beschleunigen. Der weitere Gasausstieg bleibt notwendig, um auch die CO_2-Emissionen zu senken, die durch Methanmaßnahmen nicht erfasst werden.



Deutschlands internationale Führungsrolle misst sich an seiner nationalen Energiepolitik. Sein Fahrplan für den Ausstieg aus fossilen Energien setzt ein wichtiges Signal. Um Glaubwürdigkeit zurückzugewinnen, braucht es jedoch einen Kurswechsel, der die Gasabhängigkeit verringert und die Energiewende beschleunigt.

Inhalt

Ist das goldene Zeitalter des fossilen Erdgases vorbei? **2**

Zeit für den Ausstieg aus der Gasabhängigkeit **7**

Gas bietet keine Energiesicherheit, sondern lediglich eine teure Notlösung 8

Exporteure setzen auf eine Welt ohne Netto-Null 12

Gas ist eine riskante Wette, egal wie hoch der Preis ist 15

Die heutigen Gasinvestitionen gefährden den Energiewandel von morgen 17

Eine Umstellung auf heimische Gasförderung bietet keinen Ausweg 21

Wie sieht es mit erneuerbaren Energien aus? 25

Die Gasfalle durchbrechen – als gemeinsames Unterfangen **27**

Quellenangaben **32**

Ist das goldene Zeitalter des fossilen Gases vorbei?

Für einen Moment im Jahr 2021 schien es, als würde das goldene Zeitalter von Erdgas zu Ende gehen. Ein Jahrzehnt, nachdem die Internationale Energieagentur (IEA) die Aussicht auf ein goldenes Zeitalter für diesen Brennstoff untersucht hatte, vollzog sie eine bemerkenswerte Kehrtwende. Ihre wegweisende „Net Zero Roadmap" kam zu dem Schluss, dass eine Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5°C einen raschen Rückgang des Verbrauchs fossiler Brennstoffe erfordern würde, wodurch kein Spielraum für neue Öl- und Gasfelder bliebe, abgesehen von denen, deren Erschließung bereits feststeht (IEA, 2021). Die Agentur bekräftigte diese Erkenntnis im Jahr 2023, prognostizierte einen Rückgang der weltweiten Gasnachfrage um fast 80 % zwischen 2022 und 2050 und schloss in ihrem Netto-Null-Pfad die Notwendigkeit neuer Öl- und Gasprojekte mit langer Vorlaufzeit im Upstream-Bereich aus (IEA, 2023). Auch als die IEA ihre Szenarien im Jahr 2025 unter dem Druck der Trump-Regierung überarbeitete, behielt ihr aktualisierter Netto-Null-Pfad die Notwendigkeit eines steilen Rückgangs des Verbrauchs fossiler Brennstoffe bei (IEA, 2025d; Reuters, 2025a). Und die Wissenschaft warnt schon seit Langem vor den Klimarisiken der Gasnutzung. Laut IPCC geht der Verbrauch von Erdgas ohne Emissionsminderung in Szenarien, die die globale Erwärmung auf 1,5 °C begrenzen und keine oder nur eine geringe vorübergehende Überschreitung zulassen, zwischen 2019 und 2050 im Median um 70 % zurück (IPCC, 2022) .

Auch der zweifelhafte Ruf von Gas als sauberer fossiler Brennstoff ist endlich stärker in den Fokus gerückt. Fortschritte bei der Satellitenüberwachung haben Methanlecks und das gezielte Ablassen von Methan sichtbar gemacht, die zuvor unentdeckt geblieben waren. Unterdessen hat der Schiefergasboom energieintensivere Förderverfahren mit zusätzlichen Risiken für Methanleckagen ausgeweitet, während das Wachstum des globalen LNG-Handels der Lieferkette weitere emissionsintensive Schritte hinzugefügt hat. Methanleckagen während der Förderung und des Transports können in Verbindung mit der energieintensiven Verflüssigung und dem Transport die Emissionsvorteile, die Gas gegenüber Kohle bei der Verbrennung genießt, aufwiegen (Howarth, 2024). Es verbreitet sich zunehmend die Erkenntnis, dass auch „Natural Gas" ein fossiler Brennstoff ist, wenn auch vielleicht nicht schnell genug.

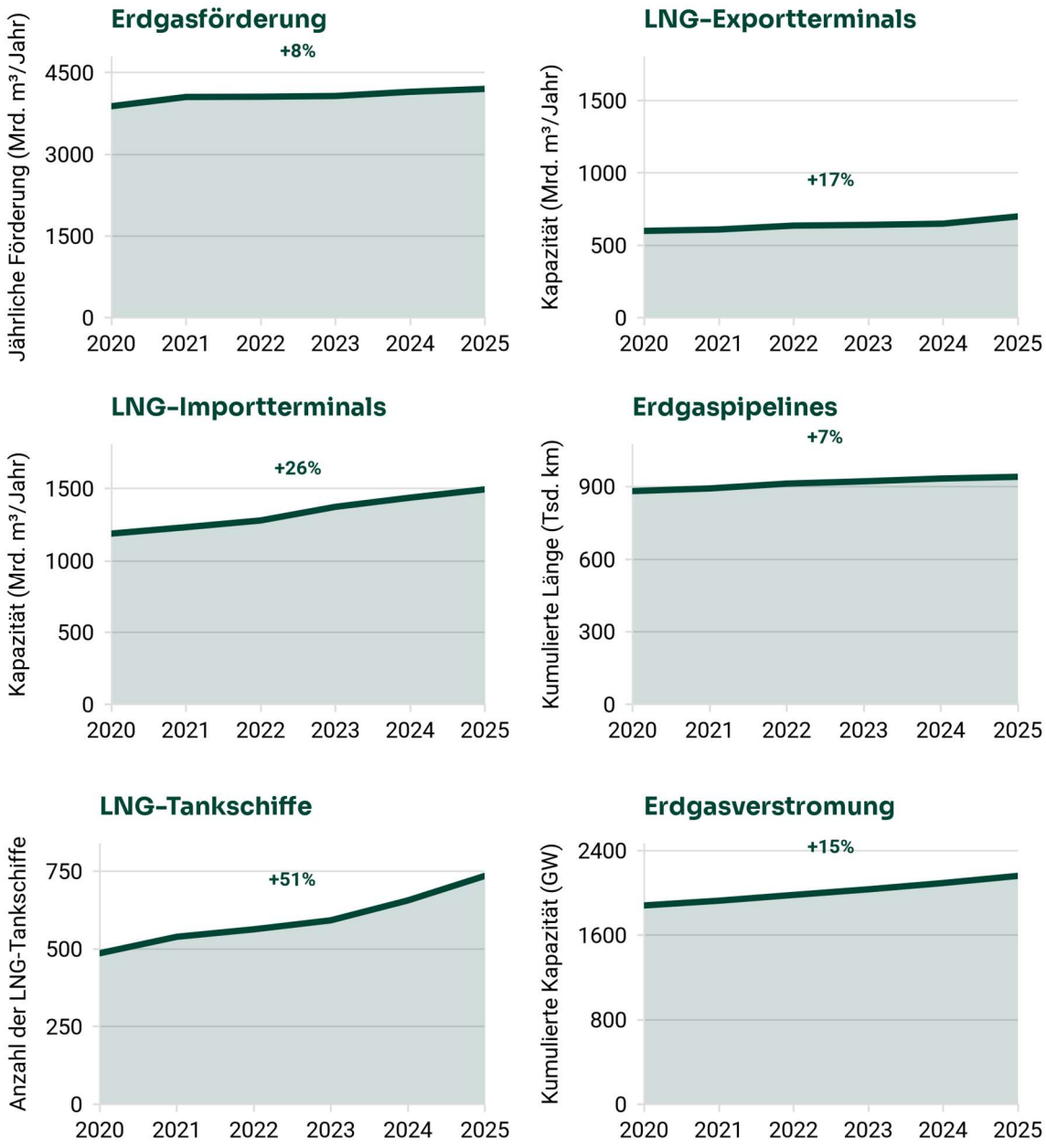
Die Notwendigkeit eines Ausstiegs aus fossilen Energien findet zunehmend politische Anerkennung, doch über den Weg dorthin herrscht weiterhin Uneinigkeit. Auf der COP26 haben mehr als 100 Länder die „Global Methane Pledge" ins Leben gerufen und sich verpflichtet, die Methanemissionen bis 2030 um mindestens 30 % zu senken (UNEP & CCAC, 2022). Zwei Jahre später einigten sich auf der COP28 fast 200 Länder darauf, sich in den Energiesystemen von fossilen Brennstoffen abzuwenden (UNFCCC, 2023). Doch die anschließenden Verhandlungen gerieten ins Stocken, und auf der COP30 gelang es nicht, sich auf einen Fahrplan zur Umsetzung dieser Verpflichtung zu einigen (Carbon Brief, 2024, 2025). Der brasilianische COP-Vorsitz hat seitdem außerhalb der formellen Verhandlungen einen Fahrplan für den Ausstieg aus fossilen Brennstoffen (Transitioning Away from Fossil Fuels, TAFF) auf den Weg gebracht, zu dem 115 Länder Beiträge geleistet haben (COP30-Vorsitz, 2026). Parallel dazu trafen sich im April 2026 57 Länder in Santa Marta, Kolumbien, um die internationale Zusammenarbeit voranzutreiben; Tuvalu und Irland werden 2027 eine Folgekonferenz ausrichten (Regierung der Niederlande, 2026).

Der Gasmarkt entwickelt sich unterdessen in eine andere Richtung. Der weltweite Gasverbrauch erreichte 2025 einen weiteren Rekord und stieg um 1 %, nachdem er 2024 bereits um 2,8 % zugenommen hatte. Ein Großteil des jüngsten Wachstums entfiel auf etablierte Märkte. In der Europäischen Union stieg die Nachfrage um 3 % und in den Vereinigten Staaten um etwas mehr

als 1 %, was vor allem auf kältere Winter sowie – in Europa – auf eine geringere Wind- und Wasserkraftproduktion zurückzuführen war, wodurch die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken anstieg (IEA, 2026e). Und die Investitionspläne deuten darauf hin, dass sich die Branche auf eine deutlich höhere zukünftige Nachfrage vorbereitet. Weltweit befinden sich Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von mehr als 1 TW in Planung oder Entwicklung, was einem Anstieg von 31 % im Jahr 2025 entspricht, wobei allein auf die Vereinigten Staaten fast ein Viertel der geplanten Kapazität entfällt, was zum Teil auf die Erwartungen eines steigenden Strombedarfs durch Rechenzentren zurückzuführen ist (GEM, 2026a).

Die Gasindustrie reagiert darauf mit einer rasanten Expansion entlang der gesamten Lieferkette, von den Förderbohrlöchern bis hin zu LNG-Terminals und -Tankern (siehe Abbildung 1**).** Die weltweite Gasproduktion erreichte 2025 einen Rekordwert von mehr als 4.100 bcm, wobei ein Großteil des Anstiegs auf Nordamerika entfiel (IGU, 2026a). LNG ist dabei zu einem besonderen Schwerpunkt der Expansion geworden. Der weltweite LNG-Handel wuchs im Jahr 2025 um mehr als 6 % auf fast 440 Millionen Tonnen, während die Branche ihre jährliche Verflüssigungskapazität um 30 Millionen Tonnen und ihre Regasifizierungskapazität um mehr als 60 Millionen Tonnen erweiterte (IGU, 2026b). Die weltweite LNG-Schiffsflotte wuchs im selben Jahr um mehr als 8 %, wobei 79 neue Schiffe ausgeliefert wurden und weitere 301 im Bau waren (IGU, 2026b). Investitionszusagen deuten auf weiteres Wachstum hin: Zwischen 2025 und 2030 sollen voraussichtlich mehr als 330 bcm zusätzliche jährliche LNG-Exportkapazität in Betrieb gehen – die größte Expansion in der Geschichte der Branche (IEA, 2026f).

Abbildung 1: Die Welt plant weiterhin mit mehr Gas

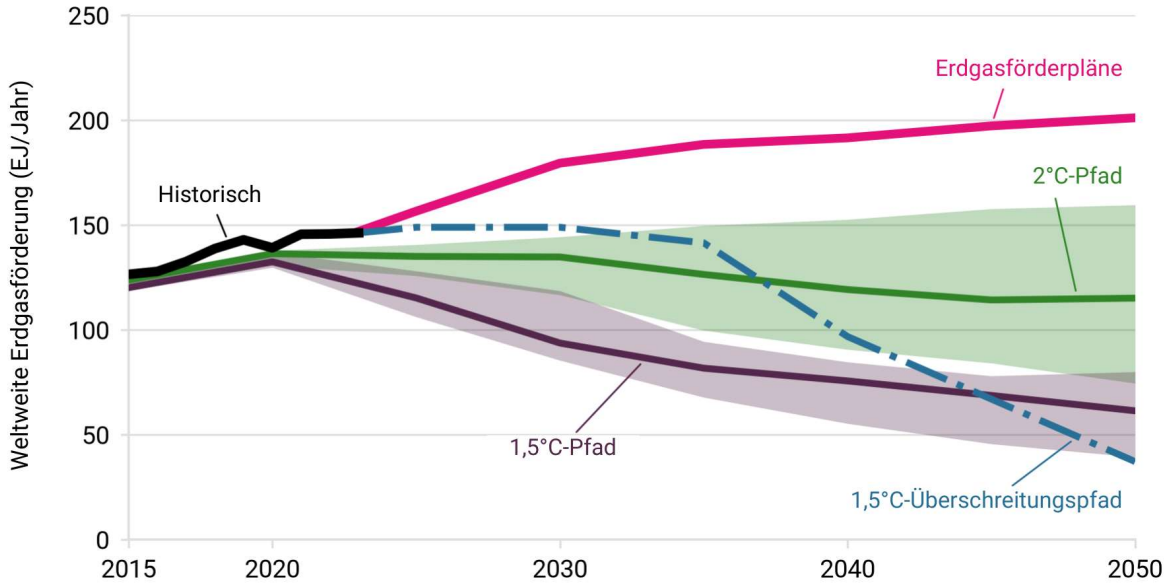


Quelle *GEM (2026b, 2026c); Energy Institute(2023); IGU (2026b)*

Anmerkungen *Die Gasproduktion entspricht der jährlichen Fördermenge. Infrastrukturindikatoren geben die kumulierte Kapazität, Länge oder Flottengröße auf der Grundlage der zugrunde liegenden Projektdaten an. Bei den LNG-Frachtschiffen handelt es sich um Schiffe, die Ende 2025 in Betrieb sind und nach Auslieferungsjahr gruppiert sind, nicht um die historische Betriebsflotte.*

Und wie sieht es mit dem Klima aus? Es gibt bereits heute keinen Spielraum mehr für weitere Gasemissionen, da eine Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5°C ohne oder mit nur geringfügiger Überschreitung nun außer Reichweite ist. Allein die Emissionen, die mit bereits erschlossenen oder zur Erschließung vorgesehenen Gasvorkommen verbunden sind, würden das verbleibende fossile CO_2-Budget ausschöpfen, das einer 50-prozentigen Wahrscheinlichkeit entspricht, die globale Erwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen (Oil Change International, 2026b). Selbst der ehrgeizigste verbleibende Klimapfad sieht einen vorübergehenden Temperaturanstieg auf 1,7 bis 1,8 °C vor. Dafür müssten die globalen Emissionen bis 2035 um 45 % sinken und anschließend erhebliche Mengen CO_2 aus der Atmosphäre entnommen werden (UNEP, 2026), auch wenn die Aussichten auf groß angelegte Kohlenstoffentfernungen nach wie vor höchst ungewiss sind. Dennoch bewegt sich die Gasindustrie in die entgegengesetzte Richtung. Die staatlichen Förderpläne und die der großen Gasproduzenten für 2030 liegen 92 % über dem mit dem 1,5-°C-Ziel vereinbaren Niveau und übertreffen selbst das mit dem 2-°C-Ziel vereinbare Niveau um 33 % (siehe Abbildung 2). Angesichts der aktuellen Politik, die auf eine Erwärmung um 2,8°C in diesem Jahrhundert hindeutet, droht der anhaltende Ausbau der Gasförderung, selbst die verbleibenden Wege zu einem sichereren Klima weiter außer Reichweite zu rücken (UNEP, 2026).

Abbildung 2: Weltweite Gasförderung



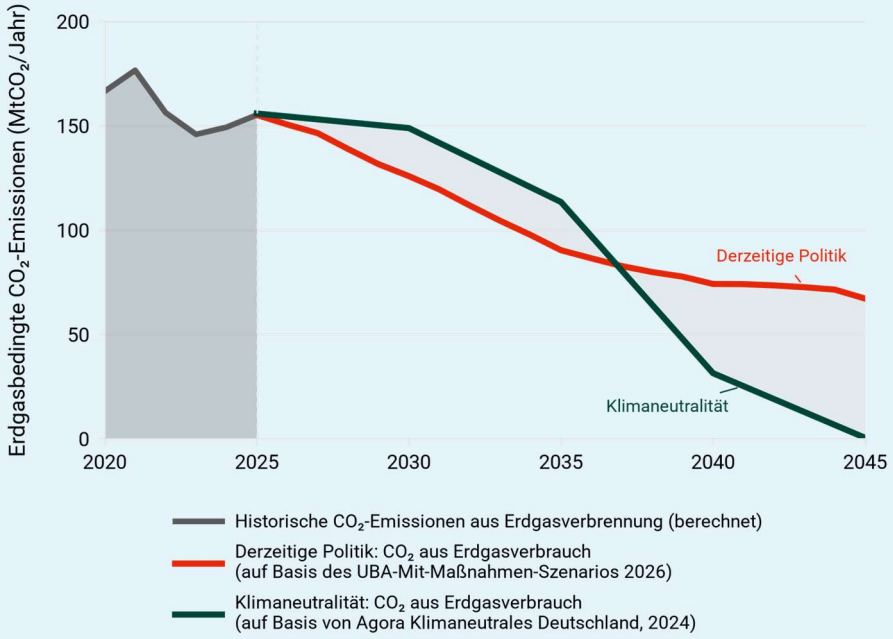
Quelle *SEI, Climate Analytics und IISD (2025) ; UNEP (2026)*

Anmerkungen *Die nationalen Förderpläne kombinieren Regierungsziele und Prognosen von 18 großen Gasproduzenten, hochgerechnet auf die weltweite Förderung. Die IPCC-AR6-Pfade zeigen die mittlere Gasversorgung unter 1,5°C- und 2°C-Szenarien, wobei die schattierten Bereiche das 25. bis 75. Perzentil darstellen. Der UNEP-Pfad (2026) zeigt die Gasversorgung im Szenario mit der geringsten Überschreitung, bei dem die Erwärmung einen Höchstwert von 1,7–1,8°C erreicht, bevor sie bis 2100 wieder auf 1,5°C zurückgeht. Die weltweite Gasversorgung dient als Näherungswert für die Produktion.*

Kasten 1: Deutschlands Gaswende ist nicht auf Kurs

Deutschland hat sich zum Ausstieg aus fossilen Brennstoffen verpflichtet, tut sich jedoch schwer, sich im eigenen Land vom Gas zu lösen. Die im September 2026 vorgelegte deutsche TAFF-Roadmap (s. S.31) sendet ein wichtiges internationales Signal aus, doch die nationale Energiepolitik bewegt sich in eine andere Richtung. Nach dem Atomausstieg und angesichts des schrittweisen Kohleausstiegs wird Erdgas zum wichtigsten verbleibenden fossilen Energieträger in der Stromerzeugung. Das von Wirtschaftsministerin Katherina Reiche vorgesehene Förderprogramm für 9 GW neue Kraftwerkskapazität zur längerfristigen Strombereitstellung, von dem voraussichtlich vor allem Gaskraftwerke profitieren, verstärkt diese Abhängigkeit. Würden diese neuen Kapazitäten ausschließlich als Gaskraftwerke errichtet, könnten sie bis 2045 66–83 Millionen Tonnen CO_2 verursachen; einbezieht man die vorgelagerten Methanemissionen, stiegen diese Werte sogar auf bis zu 125 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent (FÖS, 2026a). Unterdessen hat das neue Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) die Vorgabe abgeschafft, dass neue Heizungsanlagen mindestens 65 % erneuerbare Energie nutzen müssen, wodurch weitere Investitionen in Gasheizungen ermöglicht werden. Eine Bewertung der ursprünglichen Vorschläge zum GModG legt nahe, dass die Reform allein bis 2030 jährlich 5–8 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent und bis 2040 14–22 Millionen Tonnen zusätzlich verursachen könnte, verglichen mit den bisherigen Heizungsvorschriften (Öko-Institut, 2026). Deutschlands Gaswende war bereits vor diesen jüngsten politischen Entscheidungen aus der Bahn geraten. Auf einem klimaneutralen Pfad sinken die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von fossilem Gas bis 2045 auf nahezu null (siehe Abbildung 3). Bei der derzeitigen Politik bleiben sie bei rund 70 Millionen Tonnen, was immer noch fast der Hälfte des heutigen Niveaus entspricht. Und diese Prognosen berücksichtigen noch nicht einmal das GModG oder das neue Kraftwerksprogramm der Regierung (UBA, 2026b). Deutschlands ohnehin schon erhebliche Klimalücke könnte sich daher weiter vergrößern.

Abbildung 3: Deutschlands Gaswende ist nicht auf Kurs



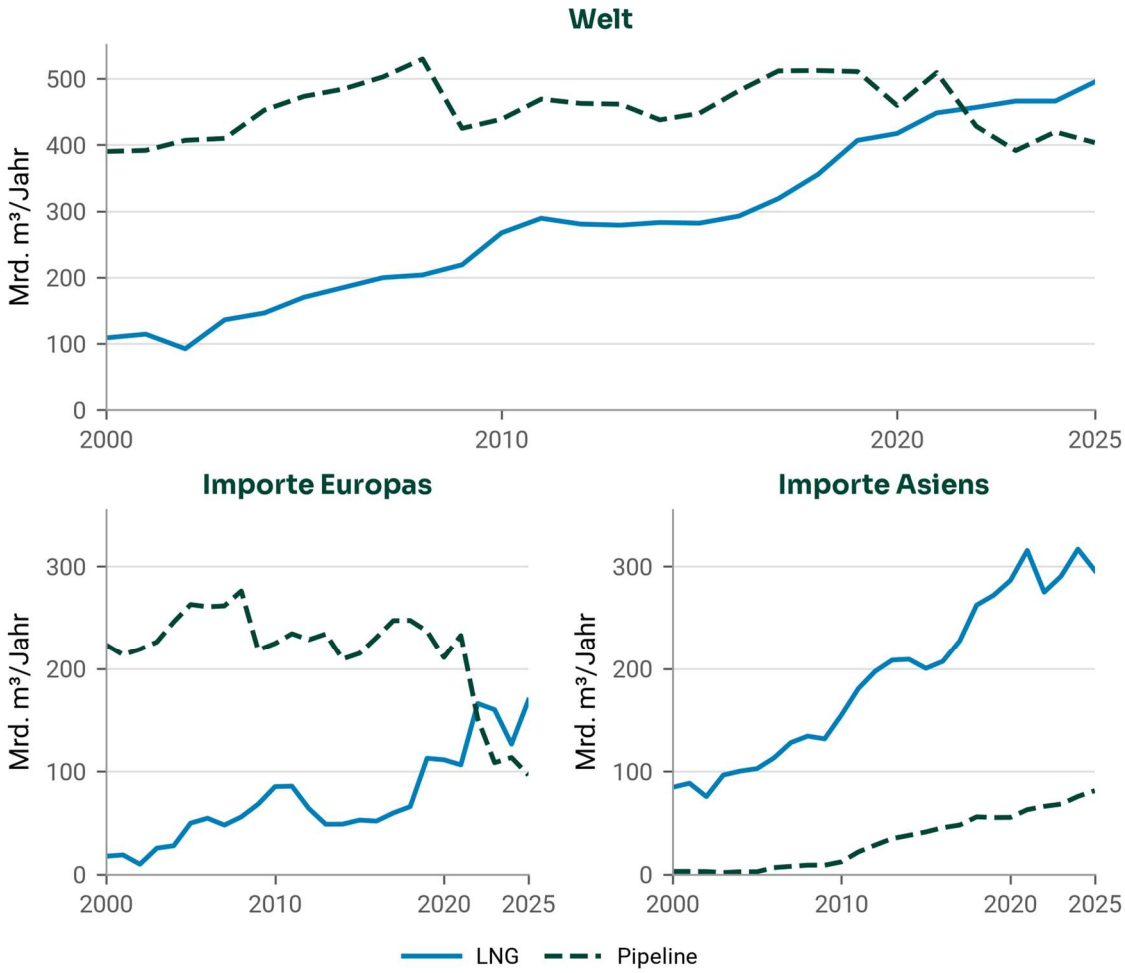
Quelle *UBA (2026b) ; AGEB(2025) ; Agora Energiewende (2024)*

Anmerkungen *Die CO_2-Emissionen werden anhand des Gasverbrauchs unter Verwendung eines Emissionsfaktors von 55,8 t CO_2/TJ berechnet. Emissionen aus der vorgelagerten Gasförderung und -bereitstellung sind nicht berücksichtigt.*

Zeit für den Ausstieg aus der Gasabhängigkeit

Angesichts der rasanten Expansion von Flüssigerdgas (LNG) vermarktet die Gasindustrie dessen vermeintliche Flexibilität als Garant für Energiesicherheit (Weltwirtschaftsforum, 2025). Im Gegensatz zu Pipelines können LNG-Tanker Produzenten und Verbraucher über Kontinente hinweg verbinden, wodurch Importländer ihre Lieferanten diversifizieren und auf Versorgungsengpässe reagieren können. LNG hat erheblich an Bedeutung gewonnen und den interregionalen Pipeline-Gashandel sowohl weltweit als auch in Europa im Jahr 2022 mengenmäßig überholt (siehe Abbildung 4). Russlands Invasion in der Ukraine im Jahr 2022 verlieh diesem Argument neue Kraft, da Europa sich bemühte, russisches Pipelinegas durch LNG aus anderen Quellen zu ersetzen. Seitdem preisen Branchenvertreter LNG als zunehmend flexible und widerstandsfähige Säule des globalen Energiesystems an (IGU, 2026c). Die International Gas Union, die Lobbyorganisation der Branche, lobt den LNG-Investitionsboom sogar dafür, dass er den globalen Gasmärkten geholfen habe, die Krise im Nahen Osten von 2026 besser zu bewältigen als den Schock von 2022, und fordert noch mehr Investitionen in die LNG-Versorgung, Regasifizierungskapazitäten und Speichermöglichkeiten, um das Lieferantenportfolio weiter zu diversifizieren (IGU, 2026a).

Abbildung 4: Der LNG-Handel hat stark zugenommen und den Pipeline-Handel weltweit überholt



Quelle *Energy Institute (2026)*

Anmerkungen *Die Daten umfassen interregionale Gasimporte, wobei der Handel innerhalb der vom Energy Institute erfassten Regionen nicht berücksichtigt wird. Asien umfasst China, Indien, OECD-Asien und Sonstiges Asien und schließt den Handel zwischen diesen Regionen ein.*

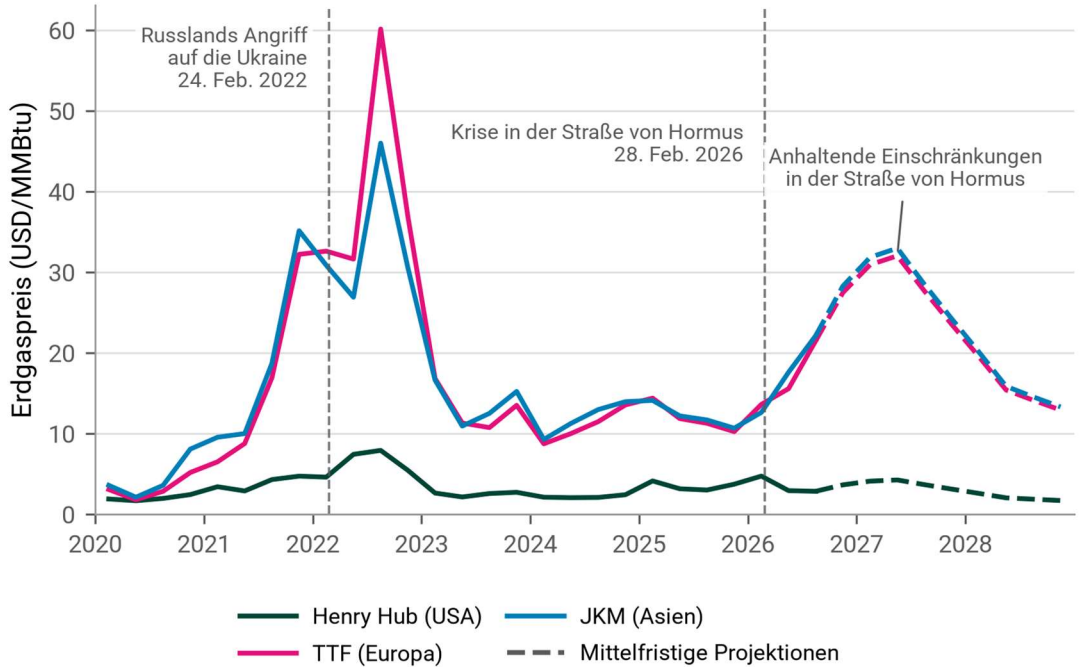
Die Gasindustrie verzerrt die Realität der Energiewende und verkauft eine immer größere Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen als Weg zu einer saubereren und sichereren Energiezukunft. Die Fakten erzählen jedoch eine andere Geschichte und liefern überzeugende Gründe, auf Gas zu verzichten:

Gas bietet keine Energiesicherheit, sondern lediglich eine teure Notlösung

In den vergangenen fünf Jahren gab es zwei schmerzhafte Beispiele dafür, wie die Abhängigkeit von volatilen globalen Gasmärkten die nationale Energiesicherheit untergraben kann. Russlands Invasion in der Ukraine und der darauf folgende Einbruch der russischen Pipeline-Lieferungen ließen die europäischen Großhandelsgaspreise im August 2022 auf einen Monatsdurchschnitt von fast 70 $/MMBtu in die Höhe schnellen, verglichen mit etwa 2–12 $/MMBtu im vorangegangenen Jahrzehnt (siehe Abbildung 5). Vier Jahre später unterbrach der Krieg der Vereinigten Staaten und

Israels gegen den Iran die LNG-Lieferungen durch die Straße von Hormus, eine Passage, über die zuvor fast ein Fünftel der weltweiten LNG-Lieferungen transportiert wurde. Die Gaspreise in Europa und Asien stiegen während der Nahostkrise 2026 erneut stark an und erreichten ihren höchsten Stand seit der Energiekrise 2022. Der europäische TTF-Referenzpreis lag im Durchschnitt 32 % über dem Vorjahresniveau, während die asiatischen Spotpreise für LNG um 45 % stiegen (IEA, 2026c).

Abbildung 5: Zwei Energiekrisen innerhalb von fünf Jahren haben die Gasmärkte geprägt



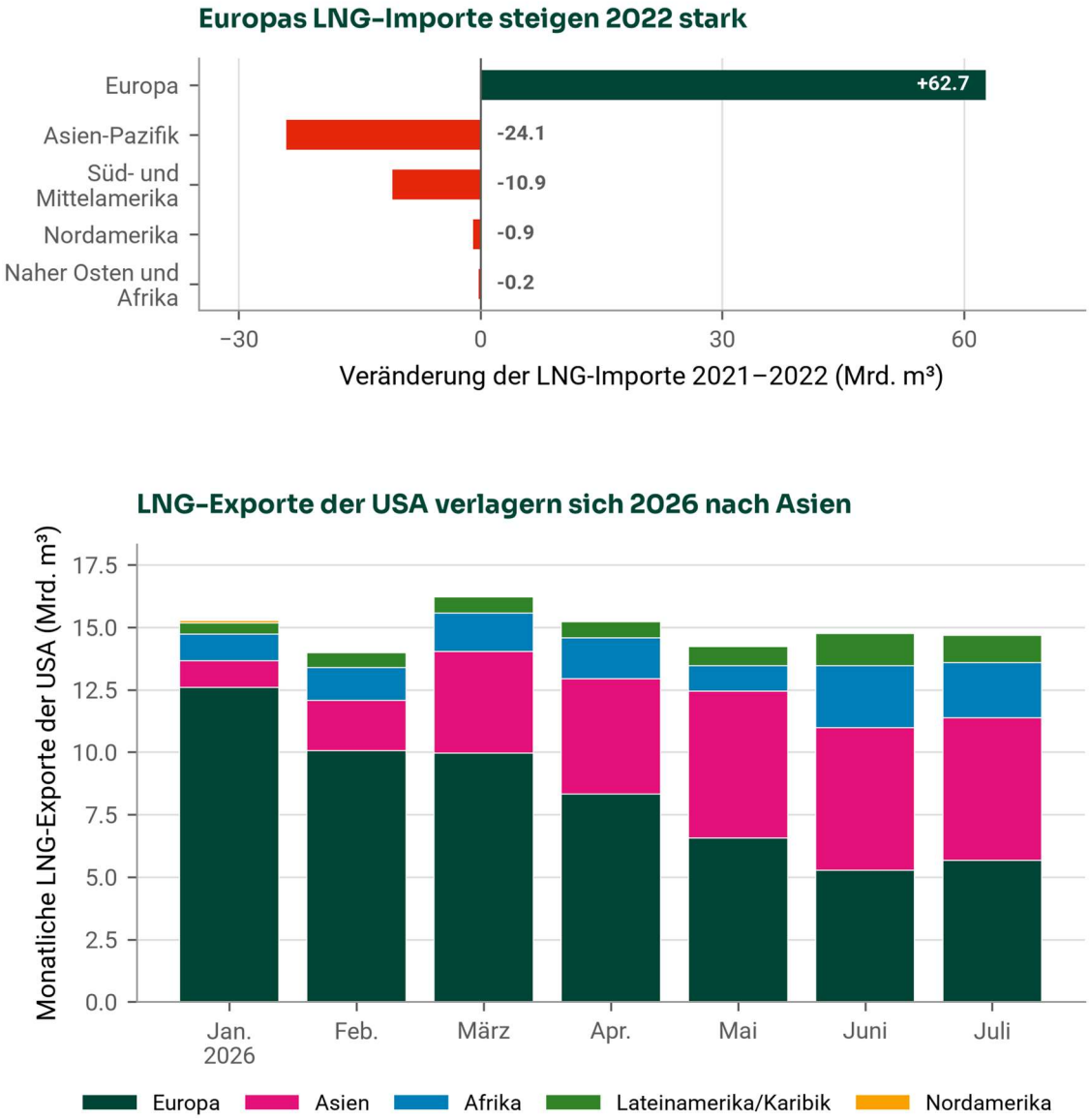
Quelle *ACER (2026a) ; Energy Institute (2026) ; Oxford Institute for Energy Studies (2026) ; World Bank (2026)*

Anmerkungen *TTF (Europa), JKM (Asien) und Henry Hub (USA) sind regionale Referenzwerte für den Großhandelspreis von Erdgas. Die historischen Werte sind Quartalsdurchschnitte. Die mittelfristigen Prognosen gehen von anhaltenden Unterbrechungen der LNG-Exporte durch die Straße von Hormuz, beschädigten Produktionsanlagen in Katar und verzögerten Kapazitätserweiterungen aus (The Oxford Institute for Energy Studies, 2026). Die prognostizierte TTF-Preisentwicklung wird auf alle drei Referenzwerte angewendet. Die Prognosen dienen der Veranschaulichung und stellen keine unabhängigen Vorhersagen für jeden einzelnen Markt dar.*

Für Gas importierende Länder ist die Versorgungssicherheit zunehmend zu einer Frage geworden, wer sich die höchsten Preise leisten kann. Langfristige Verträge bieten zwar eine gewisse Stabilität, doch ein erheblicher Anteil des weltweiten LNG wird auf Spot- und Kurzfristmärkten gehandelt, wobei die Abhängigkeit Europas von solchen Käufen in letzter Zeit zugenommen hat (GECF, 2026). Während der Krise von 2022 zog Europa LNG-Ladungen aus Asien und Lateinamerika ab (siehe Abbildung 6), wodurch preissensible Länder wie Pakistan und Bangladesch mit Stromengpässen konfrontiert waren (IEA, 2025b). Die Krise im Nahen Osten im Jahr 2026 kehrte die Wettbewerbslage um. Durch die Unterbrechung der Exporte aus Katar stiegen die asiatischen LNG-Preise über das europäische Niveau (siehe Abbildung 5), wodurch flexible Ladungen nach Osten gelenkt wurden. Bis zum späten Frühjahr war der Anteil Europas an den US-LNG-Exporten stark gesunken, während die Lieferungen nach Asien zunahmen (siehe Abbildung 6). Dennoch führte der daraus resultierende Preisschock im Sommer 2026 zu einem Anstieg der europäischen Gasimportkosten um schätzungsweise 18–33 Milliarden Euro, auch ohne eine Zunahme der Importmengen (ACER, 2026b) und drohte gleichzeitig ein langsameres Wirtschaftswachstum und eine höhere Inflation in den Entwicklungsländern Asiens (ADB, 2026). Beide Krisen zeigen, wie der globale LNG-Markt den Höchstbietenden begünstigt, wobei Haushalte

und Unternehmen die Kosten durch steigende Energiekosten tragen und die Steuerzahler für die staatlichen Hilfsmaßnahmen aufkommen müssen.

Abbildung 6: LNG-Lieferungen gingen an den Höchstbietenden



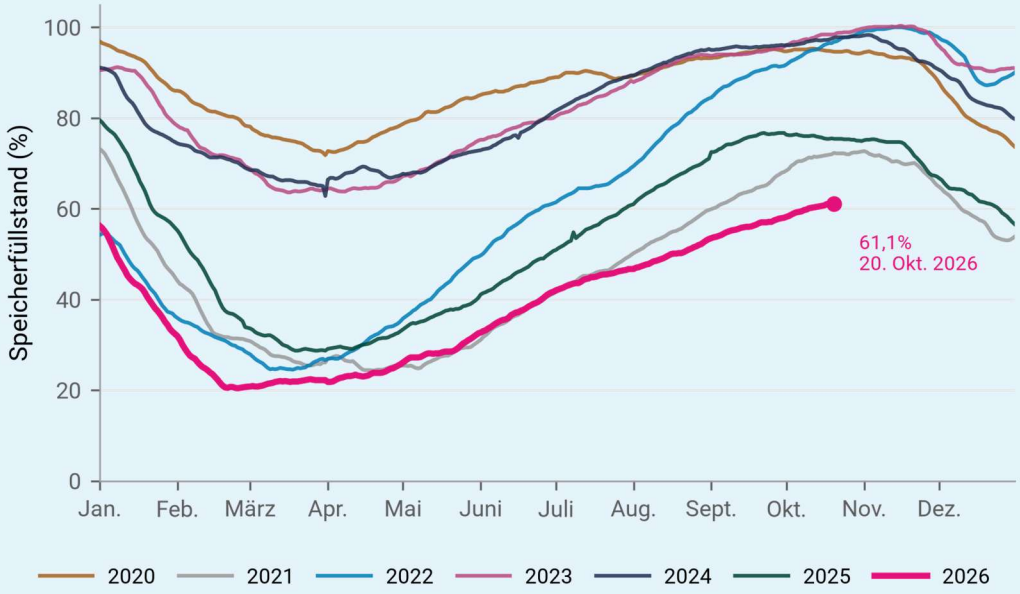
Quelle *Energy Institute (2023) ; US-Energieministerium (2026a)*

Anmerkungen *Oberes Diagramm: Veränderung der jährlichen Brutto-LNG-Importe von 2021 bis 2022 in bcm. Unteres Diagramm: Monatliche US-LNG-Exporte von Januar bis Juli 2026 in bcm. Die Diagramme zeigen unterschiedliche Mengen und Zeiträume; auch die regionalen Definitionen unterscheiden sich.*

Kasten 2: Deutschlands Versorgungssicherheit mit Gas hat einen hohen Preis

Deutschland geht mit ungewöhnlich niedrigen Gasspeicherständen in den Winter 2026/27. Am 21. Oktober 2026 waren die Speicher zu knapp 60 % gefüllt, verglichen mit rund 75 % im Vorjahr (BNetzA, 2026a) (siehe Abbildung 7). Hohe Gaspreise während der Befüllsaison haben den traditionellen Anreiz untergraben, im Sommer günstig einzukaufen und im Winter zu verkaufen, wodurch erhebliche Speicherkapazitäten ungenutzt blieben. Das Problem kann sich selbst verstärken, da der Druck, die niedrigen Bestände wieder aufzufüllen, die Sommerpreise noch weiter in die Höhe treibt. Die Regierung griff schließlich im September ein und wies die staatliche SEFE an, bis Mitte Dezember weitere 8 TWh zu beschaffen und zu speichern (Reuters, 2026c). Unabhängig davon plant Deutschland eine strategische Gasreserve von 24 TWh, deren Befüllung im Sommer 2027 beginnen soll (FNB Gas, 2026).

Abbildung 7: Deutschlands Gasspeicher liegen auf einem Rekordtief



Quelle *GIE (2026)*

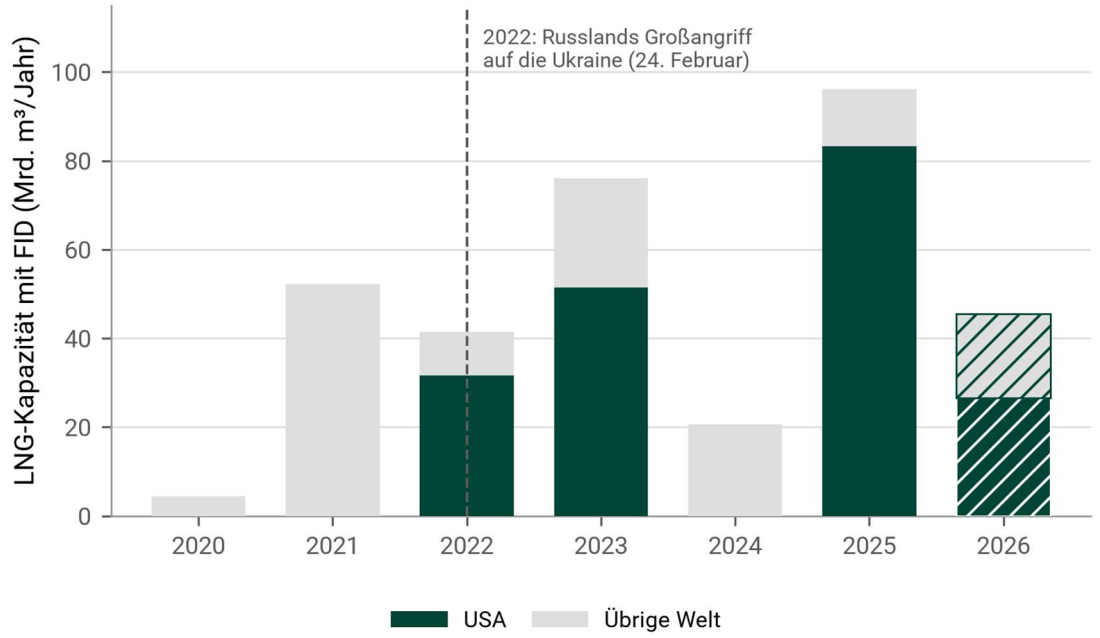
Deutschland hat seine Gasverträge diversifiziert, auch wenn ein Großteil der zugesagten Lieferungen erst in einigen Jahren erfolgen wird. Die neuen LNG-Verträge umfassen Lieferanten von den Vereinigten Staaten über Oman und Argentinien bis hin zu Kanada, doch bei mehreren Großverträgen werden die Lieferungen erst ab 2027 beginnen. Unterdessen sind die direkten LNG-Importe des Landes weiterhin stark konzentriert: Im Jahr 2025 stammten 96 % aus den Vereinigten Staaten (BNetzA, 2026b). Deutschlands Abhängigkeit von internationalen Lieferanten und deren politischen Prioritäten bleibt daher bestehen.

Die Regierung hält eine physische Verknappung dennoch für unwahrscheinlich, vor allem weil Deutschland zusätzliches LNG auf den internationalen Märkten beziehen kann (BNetzA, 2026a). Stabile Pipeline-Importe und freie LNG-Aufnahmekapazitäten bedeuten, dass das Risiko einer angespannten Versorgungslage gering ist. Diese Flexibilität hat jedoch einen erheblichen Preis. Die europäischen Großhandelsgaspreise sind in diesem Jahr um mehr als 150 % gestiegen (Reuters, 2026b). Um zusätzliche LNG-Ladungen zu gewinnen, muss man mit asiatischen Käufern um knappe Vorräte konkurrieren, wobei die Kosten letztendlich von Haushalten, Industrie und Steuerzahlern getragen werden. Deutschland verfügt zwar über ausreichend Infrastruktur, um das benötigte Gas zu importieren. Ob es dieses Gas auch zu bezahlbaren Preisen beschaffen kann, ist jedoch eine andere Frage.

Exporteure setzen auf eine Welt ohne Netto-Null

Gemessen am explosiven Ausbau der LNG-Exportkapazitäten setzt die Gasindustrie darauf, dass die Nachfrage auch in den kommenden Jahrzehnten stark bleiben wird. Die Vereinigten Staaten bauen ihre LNG-Exporte zwischen 2025 und 2027 um fast 30 % aus (EIA, 2026) (siehe Abbildung 8), während Katar plant, seine Exportkapazität bis 2030 fast zu verdoppeln, obwohl die Krise im Nahen Osten seinen Zeitplan durcheinandergebracht hat (QNA, 2024; Reuters, 2026d). Kurzfristige Versorgungsengpässe mögen einen Teil der Dringlichkeit erklären, doch die Investition von Milliarden in neue Terminals erfordert Vertrauen in zukünftige Absatzmöglichkeiten, lange nachdem die Krise überwunden ist.

Abbildung 8: Die USA treiben den weltweiten LNG-Exportboom voran

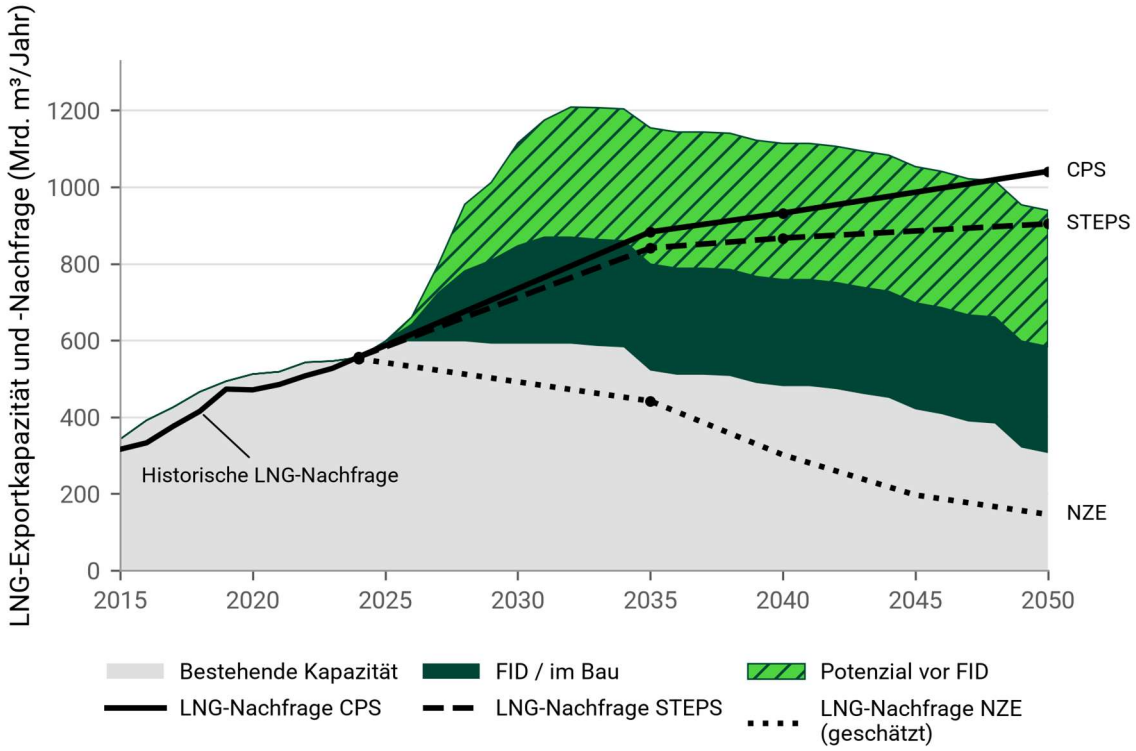


Quelle *IEA (2026b)*

Anmerkungen *Die Daten für 2026 umfassen nur den Zeitraum von Januar bis September. Im Jahr 2024 erreichte kein US-LNG-Projekt die endgültige Investitionsentscheidung (FID), da die Biden-Regierung die Erteilung neuer LNG-Exportgenehmigungen an Länder, mit denen kein Freihandelsabkommen besteht, vorübergehend ausgesetzt hatte.*

Doch bereits die bestehenden LNG-Exportkapazitäten übersteigen die prognostizierte Nachfrage im Rahmen eines Netto-Null-Szenarios, und ein weiterer Ausbau droht, diese Lücke noch zu vergrößern (siehe Abbildung 9). Die Investitionspläne der Branche wirken daher zunehmend wie eine Wette auf eine Welt, die ihre Klimaziele verfehlt. Das „Stated Policies Scenario“ (STEPS) der IEA, das bestehende und angekündigte politische Maßnahmen widerspiegelt, geht von einem Anstieg der Gasnachfrage bis in die 2030er Jahre aus, während das „Current Policies Scenario“ (CPS), das auf bereits umgesetzten Maßnahmen basiert, ein anhaltendes Wachstum bis 2050 prognostiziert. Beide Szenarien gehen von einer Welt aus, die weit hinter den Zielen des Pariser Abkommens zurückbleibt, wobei die Erwärmung bis 2100 2,5°C bzw. 2,9°C erreichen wird (IEA, 2025d) .

Abbildung 9: Die LNG-Exportkapazitäten übersteigen den Bedarf



Quelle *GEM (2026b); IEA (2025d, 2026f); IGU (2026b)*

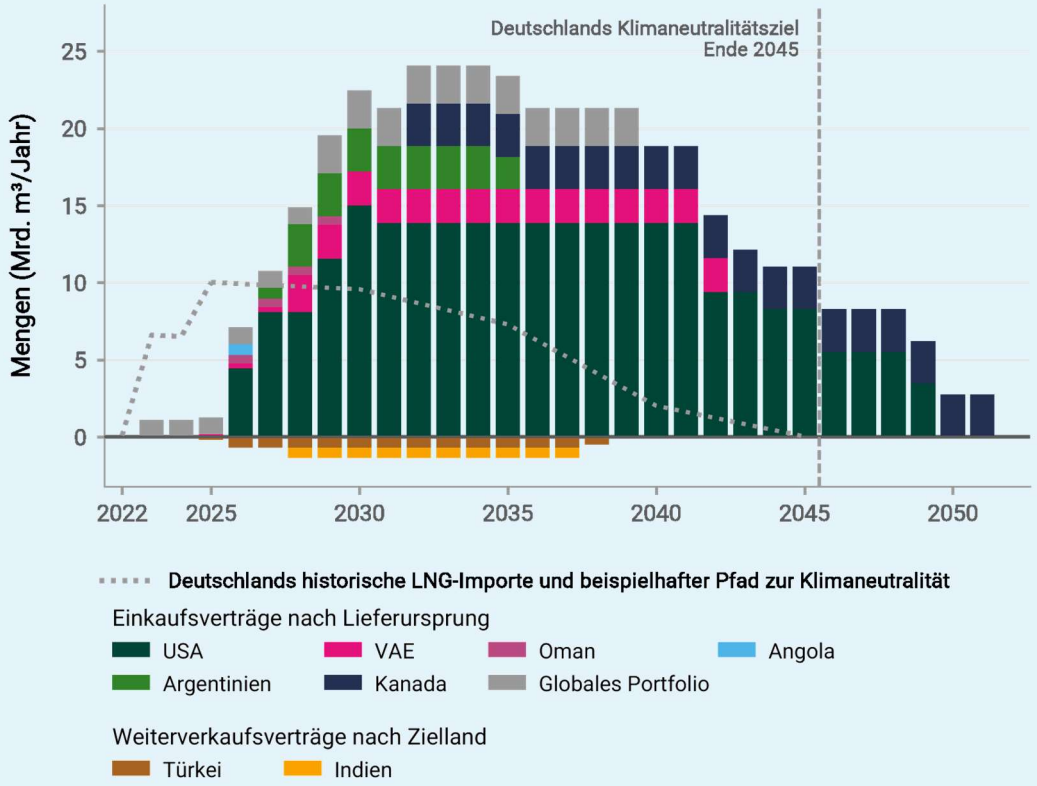
Anmerkungen *CPS spiegelt die derzeit geltenden politischen Maßnahmen wider, während STEPS auch vorgeschlagene, aber noch nicht verabschiedete Maßnahmen berücksichtigt. NZE steht für einen Pfad zur Netto-Null-CO_2-Emissionen im Energiesektor bis 2050, im Einklang mit der Begrenzung der Erwärmung auf 1,5°C. Die Prognosen für den LNG-Bedarf von CPS und STEPS stammen direkt aus dem WEO 2025. Die NZE-LNG-Nachfrage wird anhand der globalen Gasnachfrage unter NZE geschätzt, wobei ab 2035 ein konstanter LNG-Anteil angenommen wird.*

Mächtige Gasexporteure nutzen ihren wirtschaftlichen und politischen Einfluss, um sich zukünftige Nachfrage zu sichern. Die Vereinigten Staaten bieten ein besonders eindrucksvolles Beispiel. Im Rahmen von Präsident Trumps Agenda der ‚Energiedominanz' sind Exporte fossiler Energieträger zu einem Druckmittel in Handelsverhandlungen geworden. Das EU-US-Handelsabkommen von 2025 sah bis 2028 Käufe amerikanischer Energieprodukte, darunter LNG, Öl und Kernenergie, im Wert von rund 750 Milliarden US-Dollar vor (Europäische Kommission, 2026). Japan verpflichtete sich, jährlich amerikanische Energie im Wert von rund 6 Milliarden Euro zu kaufen (Reuters, 2025b), während Indiens Handelsrahmenabkommen von 2026 Pläne für umfangreiche Käufe von US-Energie sowie anderen Gütern vorsah (Weißes Haus, 2026); beide waren an Zollsenkungen geknüpft. Diese Zusagen zeigen, wie der Marktzugang als Druckmittel eingesetzt wird, um Gasexporte voranzutreiben und langfristige Abnahmevereinbarungen zu sichern – eine Praxis, die als eine Form des Energieimperialismus beschrieben wird (NewClimate Institute, 2025).

Kasten 3: Wessen Interessen sichert Deutschland eigentlich ab?

Die Importländer tragen eine Mitverantwortung für den anhaltenden Ausbau der Gasförderung und des Gashandels. Langfristige Abnahmeverpflichtungen deutscher Energieunternehmen helfen LNG-Entwicklern dabei, Finanzierungen für neue Exportprojekte zu sichern. Seit 2022 belaufen sich die öffentlich bekannt gegebenen LNG-Abnahmeverträge mit deutschen Unternehmen auf jährliche Vertragsmengen von fast 25 Mrd. Kubikmeter, wobei die Lieferzeiträume variieren (siehe Abbildung 10). Mehr als 8 Mrd. Kubikmeter der vertraglich vereinbarten Jahresmengen reichen über das deutsche Klimaneutralitätsziel für 2045 hinaus, während die vertraglich vereinbarten Liefermengen bereits das mit den Klimazielen vereinbare Nachfrageniveau übersteigen. Der kürzlich von RWE abgeschlossene zwanzigjährige Vertrag mit Texas LNG sieht beispielsweise Lieferungen ab etwa 2030 vor (RWE, 2026).

Abbildung 10: Die LNG-Verträge deutscher Unternehmen reichen weit über das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 hinaus



Quelle *Analyse öffentlich zugänglicher Verträge durch die Autoren. Die Aufstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit; Agora Energiewende (2024) ; BNetzA (2026a)*

Anmerkungen *Die Balken zeigen die jährlichen LNG-Mengen, die deutsche Unternehmen durch langfristige Kauf- und Abnahmeverträge gesichert haben, aufgeschlüsselt nach Herkunftsland, sowie die identifizierten Weiterverkäufe. Zum Vergleich zeigt die schwarze Linie die historischen deutschen LNG-Importe sowie einen beispielhaften Rückgang auf Grundlage des Klimaneutralitätspfads von Agora Energiewende. Dabei wird angenommen, dass der LNG-Anteil am Gasverbrauch ab 2025 konstant bleibt. Die vertraglich vereinbarten Mengen entsprechen nicht den deutschen Importen oder dem Verbrauch. Ladungen können international verkauft oder über das Gasnetz an andere europäische Länder geliefert werden, während Deutschland zudem zusätzliches LNG auf Spotmärkten erwerben kann. Einige Verträge reichen über das deutsche Klimaneutralitätsziel für 2045 hinaus.*

Da die Gasnachfrage im Inland voraussichtlich zurückgehen wird, sichern sich deutsche Energieunternehmen zunehmend Kunden im Ausland. Im Dezember 2025 vereinbarte das staatliche Unternehmen SEFE, die türkische BOTAŞ über einen Zeitraum von zehn Jahren mit

fünf Millionen Tonnen LNG zu beliefern, wobei es auf ein globales Portfolio zurückgreift, dessen Grundlage langfristige Lieferungen aus den USA bilden (SEFE, 2025). Dies folgte auf eine frühere dreijährige Vereinbarung über mehr als 1,5 Millionen Tonnen. Im Februar 2026 vereinbarte Uniper, Indiens GSPC ab 2028 für bis zu zehn Jahre jährlich mit bis zu einer halben Million Tonnen zu beliefern (Uniper, 2026). Diese Verträge sind zwar einzeln betrachtet bescheiden, verdeutlichen jedoch die wachsende Rolle deutscher Unternehmen als globale LNG-Händler, die Gas im Rahmen langfristiger Vereinbarungen einkaufen und an Kunden weltweit verkaufen. Die frühzeitige Sicherung von Abnehmern verringert ihr Risiko gegenüber volatilen Spotmärkten und das Risiko, überschüssiges LNG mit Verlust verkaufen zu müssen, falls die Nachfrage in Europa schneller als erwartet zurückgeht.

Auch die Regierungen der Gas-exportierenden Länder wehren sich gegen strengere Umweltauflagen. Im Juni 2026 warnten die Vereinigten Staaten, Katar, Nigeria und Algerien die europäischen Staats- und Regierungschefs, dass die EU-Methanvorschriften die Lieferungen stören könnten (US-Energieministerium, 2026b). Wirtschaftsministerin Katherina Reiche sprach sich für eine Verschiebung der Importbestimmungen um drei Jahre aus und schloss sich damit den Forderungen der Gasindustrie an (DUH, 2026a). Im Oktober sprach sich das Europäische Parlament für eine dreijährige Verschiebung aus, obwohl die Änderung noch der Zustimmung der EU-Regierungen bedarf (Europäisches Parlament, 2026).

Öffentliche Finanzhilfen verstärken die Expansion der Gasindustrie zusätzlich. Auf der COP26 verpflichtete sich Deutschland, die direkte internationale öffentliche Finanzierung fossiler Energieprojekte ohne Emissionsminderung bis Ende 2022 einzustellen. Dennoch genehmigte es für die Jahre 2023–24 Finanzmittel in Höhe von 1,5 Milliarden US-Dollar für fossile Brennstoffe und liegt damit unter den Ländern, die gegen diese Zusage verstoßen, an zweiter Stelle hinter Italien (Oil Change International, 2026a). Exportkreditgarantien stehen für bestimmte Gasprojekte im Ausland weiterhin zur Verfügung, während im August 2026 veröffentlichte Regelungsentwürfe die Förderung von Gaskraftwerken erleichtern würden (urgewald & DUH, 2026).

Gas ist eine riskante Wette, egal wie hoch der Preis ist

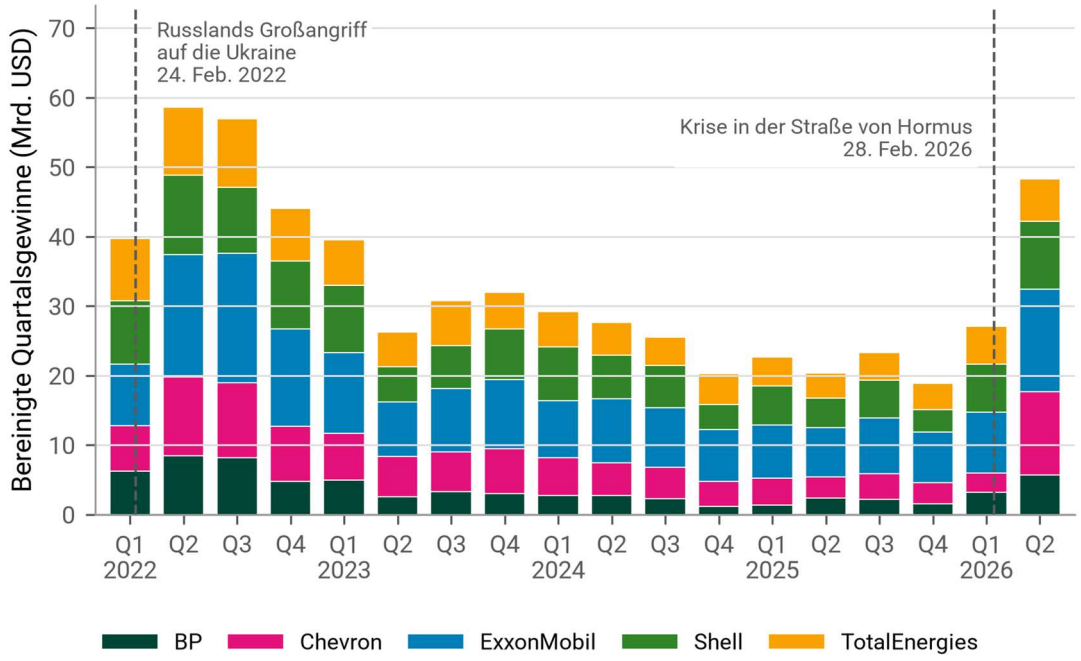
Die letzten fünf Jahre waren für die Gasindustrie außerordentlich profitabel, größtenteils auf Kosten aller anderen. Steigende Energiepreise haben Haushalte und Unternehmen unter Druck gesetzt, während sie den Produzenten fossiler Brennstoffe extreme Gewinne beschert haben. Die fünf größten westlichen Öl- und Gasunternehmen steckten während der Energiekrise 2022 schätzungsweise 134 Milliarden US-Dollar an Übergewinnen ein (Global Witness, 2023). Die Nahostkrise 2026 bescherte denselben Unternehmen weitere außerordentliche Gewinne von schätzungsweise 32 Milliarden US-Dollar (Financial Times, 2026) (siehe Abbildung 11). Die Regierungen hatten größtenteils Schwierigkeiten, diese Gewinne durch Sondergewinneabgaben einzuziehen, obwohl Brüssel erneut solche Maßnahmen in Erwägung zieht (Reuters, 2026a).

Solche außerordentlichen Gewinne und hohen Preise haben dazu beigetragen, den Ansturm auf Investitionen in weitere Produktions- und Exportkapazitäten aufrechtzuerhalten. Russlands Invasion in der Ukraine beschleunigte eine ohnehin schon boomende Branche, wobei die geplanten LNG-Exportkapazitäten im Jahr 2023 um fast 20 % und im Jahr 2024 um weitere 15 % wuchsen (GEM, 2026b). Neue Exporteure schlossen sich dem Ansturm an, darunter die Republik Kongo im Jahr 2024 sowie Senegal und Mauretanien im Jahr 2025. Die Investitionen gewannen im Jahr 2025 weiter an Dynamik, als eine jährliche Exportkapazität von fast 100 bcm endgültig genehmigt wurde, was dem bisherigen Rekord aus dem Jahr 2019 entsprach. Die Krise im Nahen Osten im Jahr 2026 hat seitdem zu einer weiteren Expansion geführt, wobei drei weitere große US-

Exportprojekte genehmigt wurden (IEA, 2026c). Milliarden werden in Infrastruktur investiert, die voraussichtlich noch lange nach dem Ende der derzeitigen Preiselage in Betrieb sein wird.

Und die heutige Verknappung könnte zur Überversorgung von morgen werden. Schon vor der jüngsten Krise prognostizierte die IEA in ihrem „Stated Policies Scenario" einen globalen LNG-Überschuss von 65 bcm bis 2030, trotz einer durch fallende Preise angekurbelten zusätzlichen Nachfrage (IEA, 2025e). Störungen im Nahen Osten haben diese Aussicht verzögert, doch eine Rekordwelle neuer Exportkapazitäten schreitet weiter voran. Wenn sich die unterbrochenen Lieferungen wieder normalisieren, könnte sich der Wettbewerb um Abnehmer erheblich verschärfen, zumal auch erneuerbare Energien und die Elektrifizierung die Gasnachfrage in zunehmendem Umfang und Tempo schmälern. Es stellt sich zunehmend die Frage, wer noch übrig bleibt, um das gesamte Gas aufzunehmen, das die Branche zum Verkauf bereitstellt. Sollte sich dafür keine ausreichende Nachfrage finden, dürften die Preise mittel- bis langfristig deutlich einbrechen.

Abbildung 11: Für Öl- und Gasunternehmen sind Energiekrisen ein gutes Geschäft



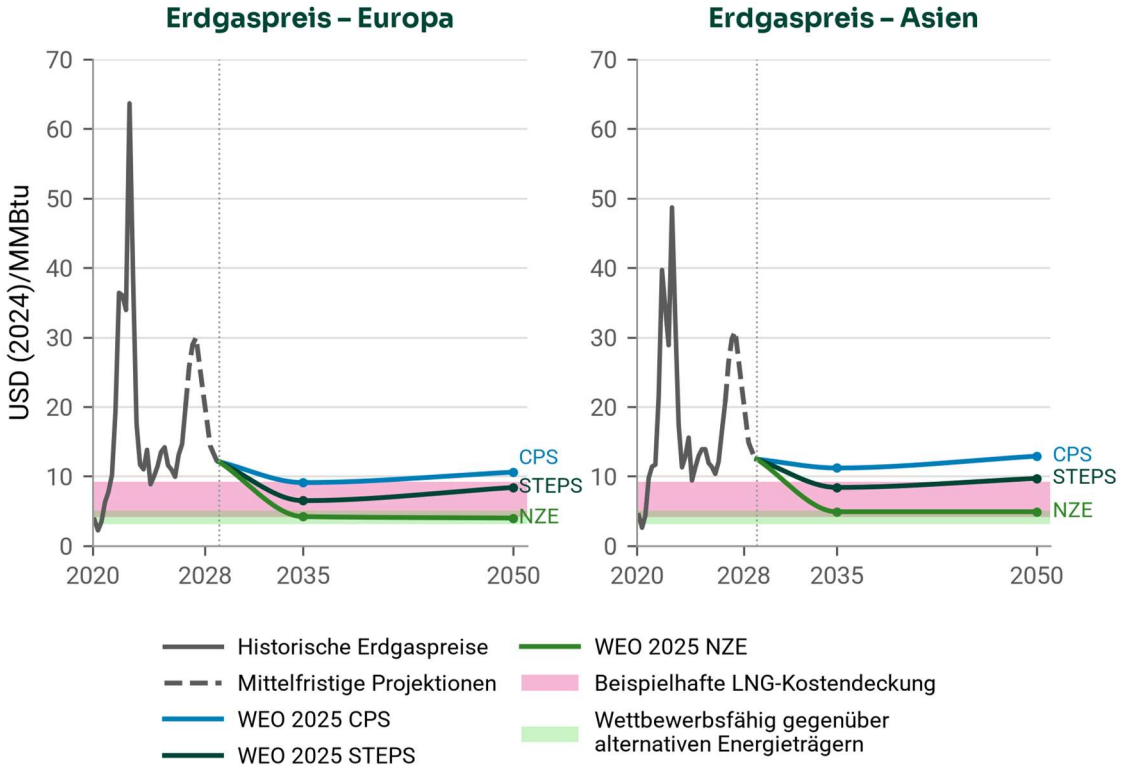
Quelle *Analyse der Autoren auf der Grundlage der Abschlüsse von BP (2022–2026), Chevron (2022–2026), ExxonMobil (2022–2026), Shell (2022–2026) und TotalEnergies (2022–2026).*

Anmerkungen *Die Gewinne entsprechen den vierteljährlich bereinigten oder zugrunde liegenden Nettogewinnen, die den Aktionären zuzurechnen sind, unter Verwendung der von den jeweiligen Unternehmen ausgewiesenen Non-GAAP-Kennzahlen. Bei den Bereinigungen werden in der Regel Sonderposten, Effekte aus der Bestandsbewertung sowie bestimmte zeitliche Effekte der Rechnungslegung unberücksichtigt gelassen. Die Definitionen unterscheiden sich je nach Unternehmen. Die Zahlen beziehen sich auf den Gesamtgewinn des Unternehmens, einschließlich Öl, Gas, Raffinerie und anderer Aktivitäten.*

Unabhängig von der Entwicklung der Gaspreise birgt die Expansion der Branche erhebliche wirtschaftliche Risiken (siehe Abbildung 12). Sollte die Welt auf einen klimakonformen Kurs zurückkehren, könnten eine rasch sinkende Gasnachfrage und damit einhergehende Preisrückgänge dazu führen, dass neu errichtete LNG-Projekte ihre Kosten nicht mehr decken können. Davon wären sowohl kostenintensive Exporteure wie Kanada (IEEFA, 2026a) als auch aufstrebende Produzenten wie Senegal und Mosambik betroffen, die ihre Entwicklungspläne auf Einnahmen stützen, die möglicherweise nie erzielt werden (IISD, 2026d). Sollte die Welt hingegen ihre Klimaziele verfehlen und die Gaspreise hoch genug bleiben, um neue Exportprojekte zu stützen, lastet die Bürde auf den Importeuren, die sich auf eine Energiequelle eingelassen haben,

die mit weitaus günstigeren erneuerbaren Energien nicht konkurrieren kann. Preise, die niedrig genug sind, um neue Kunden anzuziehen, bedrohen die Renditen der Produzenten, während Preise, die hoch genug sind, um die Produzenten zu belohnen, dazu führen, dass die Importeure zu viel bezahlen. Für Länder, die in gasbefeuerte Stromerzeugung und Importinfrastruktur investieren, birgt jedes dieser Szenarien das Risiko, dass die heutigen Energieentscheidungen zu den finanziellen Belastungen von morgen werden (siehe nächstes Kapitel).

Abbildung 12: Gas steht vor einem Preisdilemma: zu teuer, um wettbewerbsfähig zu sein, zu billig, um die Kosten zu decken



Quelle *ACER (2026a); Energy Institute (2026); Oxford Institute for Energy Studies (2026); World Bank (2026); IEA (2025d)*

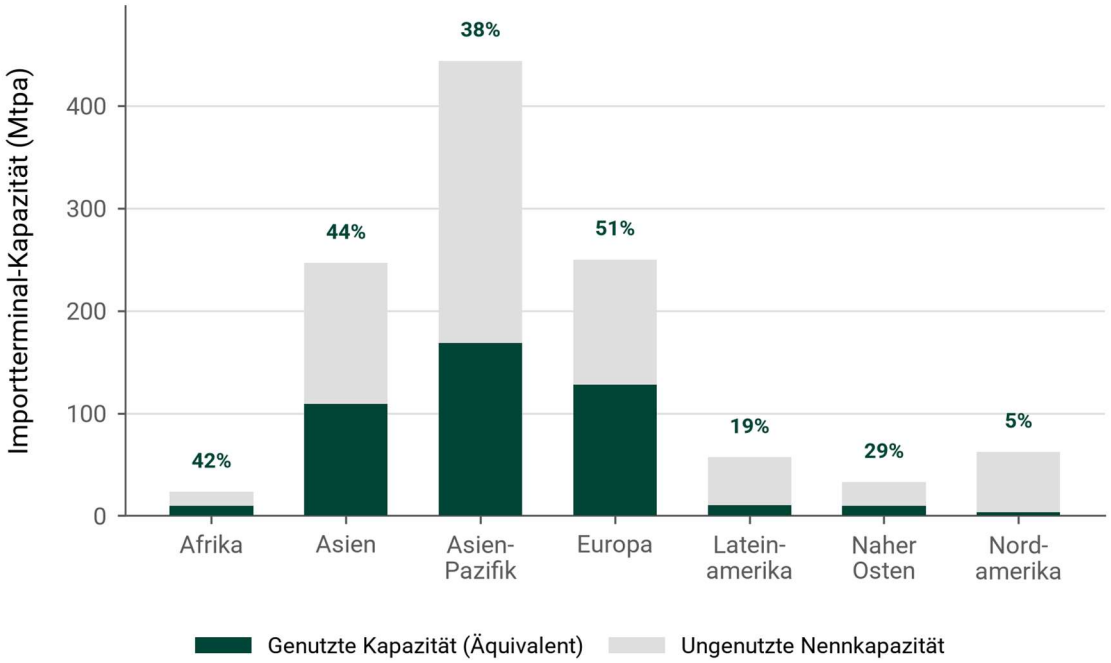
Anmerkungen *Alle Preise sind in konstanten US-Dollar des Jahres 2024 pro MMBtu angegeben. Historische TTF- und JKM-Preise sind um die US-Inflation bereinigt. Die mittelfristigen Prognosen folgen dem Hormuz-Unterbrechungsszenario des Oxford Institute for Energy Studies (2026). Die langfristigen Prognosen stellen regional gewichtete Importpreise dar und folgen den WEO-2025-Szenarien, die aktuelle Politik (CPS), angekündigte Politik (STEPS) und Netto-Null bis 2050 (NZE) abdecken. Die schattierten Bereiche zeigen illustrative LNG-Kostendeckungspreise (4,1–9,2 $/MMBtu) und Preise, die mit alternativen Energiequellen wettbewerbsfähig sind (3,1–5,1 $/MMBtu), basierend auf dem IEA (2024) und angepasst an die Preise von 2024. Die tatsächlichen Schwellenwerte variieren je nach Projekt und Markt.*

Die heutigen Gasinvestitionen gefährden die Energiewende von morgen

Der weltweite Ausbau der Gasinfrastruktur birgt das Risiko, dass zahlreiche Anlagen vorzeitig an Wert verlieren und zu sogenannten „stranded assets“ werden. Weltweit befinden sich mehr als 200.000 km Pipelines und mehr als 1,1 TW an Öl- und Gaskraftwerkskapazität in der Entwicklung, einhergehend mit einem beispiellosen Ausbau von LNG-Terminals (GEM, 2026c, 2026b). Die finanziellen Risiken sind enorm. Geplante Gaskraftwerke in den Vereinigten Staaten stellen ein Investitionspotenzial von mehr als 416 Milliarden US-Dollar dar (GEM, 2026a), während in

Südostasien weitere 160 Milliarden US-Dollar in Gaskraftwerks- und LNG-Importprojekte fließen könnten (GEM, 2026e). Diese Anlagen sind für einen jahrzehntelangen Betrieb ausgelegt, doch klimakompatible Entwicklungswege erfordern, dass der Gasverbrauch im gleichen Zeitraum stark zurückgeht. Versprechen, sie für Wasserstoff oder dessen Derivate umzuwidmen, bieten wenig Sicherheit, da viele solcher Pläne nach wie vor spekulativ sind und technische sowie finanzielle Hindernisse bei der Umstellung durch eine ungewisse zukünftige Wasserstoffversorgung und -nachfrage noch verstärkt werden (GEM, 2025).

Abbildung 13 : Der Großteil der weltweiten LNG-Importkapazitäten lag im Jahr 2025 brach



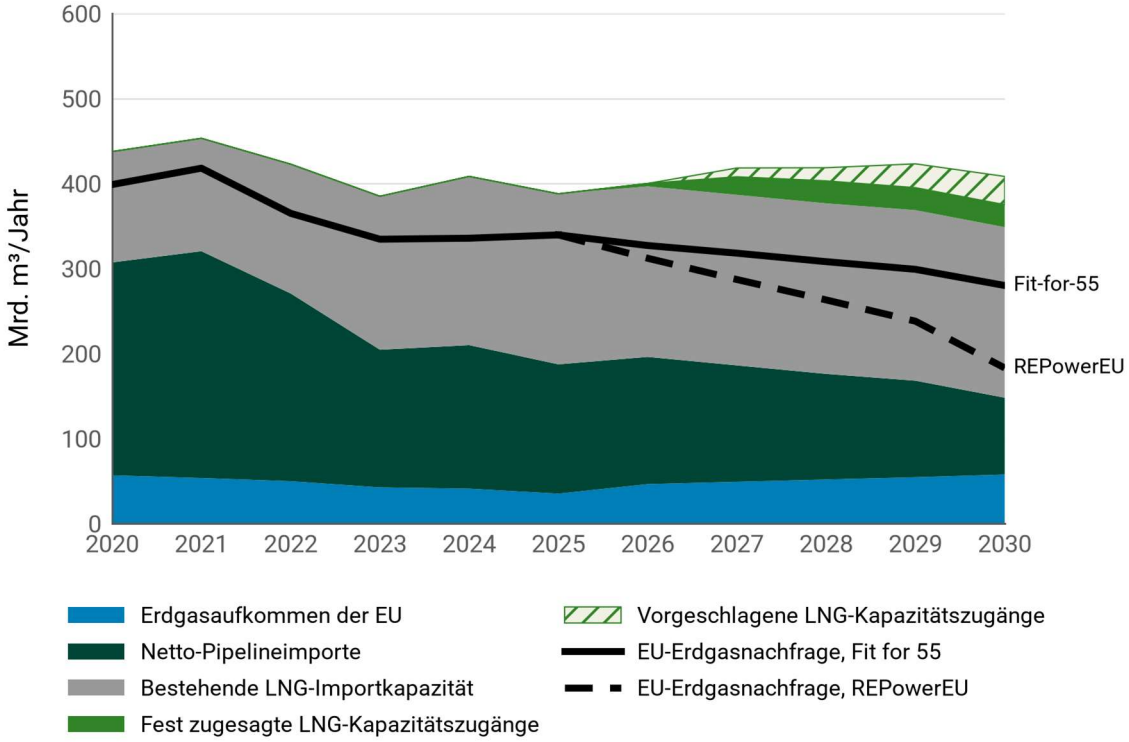
Quelle *IGU (2026b)*

Die finanziellen Risiken zeichnen sich bereits ab, da teure Infrastruktur nicht ausgelastet ist. Weltweit waren die LNG-Importterminals im Jahr 2025 nur zu 39 % ausgelastet (IGU, 2026b) (siehe Abbildung 13). In Asien untergraben hohe LNG-Preise und die Konkurrenz durch andere Energiequellen die Nachfrage (IEA, 2026c). In Europa ist der Rückgang der Gasnachfrage dagegen stärker politisch gesteuert, da REPowerEU auf eine strukturelle Senkung des Gasverbrauchs abzielt, auch wenn die LNG-Infrastruktur weiter ausgebaut wird (siehe Abbildung 14). Die bestehenden Importkapazitäten übersteigen bereits den prognostizierten Gasbedarf, wobei sich die Lücke bis 2030 potenziell auf mehr als 200 bcm jährlich vergrößern könnte, sollten die REPowerEU-Ziele erreicht werden. Ein weiterer Ausbau der Terminals würde diesen Überschuss noch verstärken, das Risiko von „Stranded Assets“ erhöhen und Investoren sowie Steuerzahler den Kosten für Infrastruktur aussetzen, die möglicherweise nie vollständig genutzt wird.

Langfristige Verträge können diese Verluste noch verschärfen, indem sie Abnehmer an Gas binden, das sie nicht mehr benötigen. Verträge mit einer Laufzeit von mindestens zehn Jahren machten 75 % der seit 2022 weltweit vertraglich vereinbarten LNG-Mengen aus (IEA, 2025a), während im Jahr 2025 mit 130 Milliarden Kubikmetern neue jährliche Lieferverpflichtungen in Höhe eines Zehnjahreshochs eingegangen wurden (IEA, 2026c). Sollte die EU ihre REPowerEU-Ziele erreichen, könnten die vertraglich vereinbarten LNG-Mengen bis 2030 den Bedarf um jährlich 46 Mrd. Kubikmeter übersteigen (ACER, 2026a). Pakistan liefert ein warnendes Beispiel für die Überschätzung des LNG-Bedarfs. Sinkender Strombedarf und boomende Dachsolaranlagen haben das Land mit unerwünschtem LNG zurückgelassen und es gezwungen, den Weiterverkauf vertraglich vereinbarter Ladungen auszuhandeln (IEEFA, 2026d). Der Weiterverkauf kann finanzielle

Verluste begrenzen, doch die Abnahmeverpflichtungen bleiben bestehen, was weitere Anreize schafft, den Gasverbrauch aufrechtzuerhalten oder neue Abnehmer im Ausland zu finden.

Abbildung 14: Europa baut mehr LNG-Kapazitäten auf als es benötigt



Quelle *Eurostat (2026); ACER (2026a); GEM (2026b); IEA (2026d); IEEFA (2026b)*

Anmerkungen *Die Grafik kombiniert die beobachtete EU-Binnenversorgung mit Gas und die Netto-Pipelineimporte mit der theoretischen LNG-Importkapazität. Die LNG-Kapazität spiegelt den potenziellen Durchsatz bei einer Auslastung von 85 % wider und nicht die tatsächlichen Importe. Die Binnenversorgung und die Pipelineimporte werden für den Zeitraum von 2025 bis 2030 auf der Grundlage von ACER (2026) prognostiziert, während die LNG-Kapazität bestehende, zugesagte und geplante Terminals umfasst. Die Nachfrageszenarien spiegeln die Ziele von „Fit for 55" und „REPowerEU" wider. Der Vergleich dient der Veranschaulichung und berücksichtigt weder regionale Netzengpässe noch Einschränkungen bei der LNG-Verfügbarkeit.*

Die größte Gefahr einer dauerhaften Gasabhängigkeit besteht darin, dass Investitionen von gestern die Energiewende von morgen behindern. Der Aufbau und die Instandhaltung von Gasinfrastruktur binden Kapital, staatliche Garantien und institutionelle Ressourcen, die andernfalls für erneuerbare Energien, Stromnetze und die Elektrifizierung eingesetzt werden könnten. Diese Opportunitätskosten sind in Entwicklungsländern besonders erheblich, wo der Zugang zu erschwinglichen Finanzmitteln nach wie vor stark eingeschränkt ist. Im Jahr 2026 werden Schwellen- und Entwicklungsländer außerhalb Chinas voraussichtlich rund 460 Milliarden Euro in fossile Brennstoffe und fossil befeuerte Stromerzeugung investieren, verglichen mit nur 380 Milliarden Euro in saubere Energie (IEA, 2026i). Um die Klimaziele in diesen Ländern zu erreichen, wären jedoch bis 2030 jährliche Investitionen in saubere Energien in Höhe von rund 1 Billion Euro erforderlich – mehr als das Dreifache der derzeitigen Ausgaben (OECD, 2025). Angesichts des Ziels, den Anteil der Elektrizität am Endenergieverbrauch bis 2035 auf 35 % zu steigern, wächst das Risiko einer weiteren „Gas-Lock-in"-Situation. Ohne ausreichende Investitionen in erneuerbare Energien, Netze und Speicher könnte der steigende Strombedarf eine weitere Welle des Ausbaus der Gaskraftwerke auslösen.

Kasten 4: Wer bezahlt die Rechnung für Deutschlands Gasabhängigkeit?

Als die Lieferungen aus russischen Pipelines im Jahr 2022 stoppten, baute Deutschland seine LNG-Importkapazitäten rasch aus. Das Ausmaß des Ausbaus überstieg bald das, was zum Ersatz der russischen Lieferungen erforderlich war, und schuf einen überdimensionierten Sicherheitspuffer (NewClimate Institute, 2023). Die durchschnittliche Auslastung der Terminals lag im Jahr 2025 bei nur etwa 35 %, dennoch ist der Ausbau weiterer dauerhafter Kapazitäten weiterhin geplant. Die zur Erreichung der deutschen Klimaziele erforderlichen Einsparungen beim Gasverbrauch werden dazu führen, dass diese ohnehin schon unzureichend ausgelasteten Anlagen zunehmend dem Risiko einer vorzeitigen Stilllegung und finanzieller Verluste ausgesetzt sind (IEEFA, 2026c).

Die Steuerzahler tragen einen Großteil dieses Risikos. Bis März 2023 hatte der Deutsche Bundestag 9,8 Milliarden Euro für die LNG-Infrastruktur im Zeitraum 2022–2038 bereitgestellt (IEEFA, 2026c). Eine 2024 genehmigte staatliche Beihilferegelung sieht öffentliche Mittel von mehr als 4 Milliarden Euro vor, um die Verluste von vier schwimmenden LNG-Terminals zwischen 2023 und 2033 auszugleichen. Dieser Betrag könnte auf fast 5 Milliarden Euro steigen (Europäische Kommission, 2024). Bemerkenswert ist, dass selbst Mittel aus dem Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität zur Finanzierung dieser Verpflichtungen beitragen. Für 2026 sind 575 Millionen Euro für LNG-Terminals vorgesehen (FÖS, 2026b). Beim festen Terminal in Brunsbüttel hat der Staat einer fünfzehnjährigen Vorzugsdividendenregelung zugestimmt, die seine kommerziellen Partner begünstigt, wenn die Renditen niedrig sind. Ein vorzeitiger Ausstieg des Landes würde eine Entschädigung für die verbleibenden Vorzugsdividenden erfordern (Europäische Kommission, 2023).

Wirtschaftsministerin Katherina Reiche weitet diese Verpflichtungen auf die Stromerzeugung und die Wärmeversorgung aus. Ihr Kapazitätsprogramm sieht zwei Auktionen mit einem Umfang von 9 GW vor, wobei die Anforderungen neue Gaskraftwerke gegenüber Batterien begünstigen und flexible Nachfrage ausschließen. Allein dieses Programm könnte über einen Zeitraum von fünfzehn Jahren Förderzahlungen in Höhe von rund 33 Milliarden Euro binden (DUH, 2026b). Ab 2031 sollen die Förderkosten über eine Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt werden, wobei Ausnahmen für energieintensive Unternehmen möglich sind. Die Regierung plant zudem ab 2032 einen breiter angelegten Kapazitätsmarkt, wodurch sich die Förderzahlungen möglicherweise auf weitere Kraftwerke und andere flexible Kapazitäten ausweiten könnten. Die Priorisierung neuer Gaskraftwerke ohne systematische Bewertung von Speicher, Lastmanagement und anderen Flexibilitätsoptionen birgt das Risiko, öffentliche Mittel für unnötige fossile Infrastruktur zu binden und gleichzeitig potenziell kostengünstigere Alternativen zu verdrängen.

Gleichzeitig ermöglicht das neue Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) weiterhin Investitionen in Gasheizkessel, wodurch Haushalte steigenden Heizkosten ausgesetzt sind. Die jährlichen Gasheizkosten für einen typischen Haushalt könnten von 1.080 € im Jahr 2026 auf fast 2.000 € bis 2040 steigen, bedingt durch höhere Netzentgelte, CO_2-Preise und die Verpflichtung zur Nutzung teurerer kohlenstoffarmer Gase (IW, 2026).

Diese neuen Verpflichtungen erhöhen die Kosten für die Stilllegung der bestehenden Gasnetze in Deutschland zusätzlich. Durch die Elektrifizierung von Haushalten und Unternehmen verteilen sich die Netzkosten auf weniger Kunden. Eine beschleunigte Abschreibung ermöglicht es den Betreibern, ihre Investitionen früher zu amortisieren, wodurch die Gebühren heute erhöht werden, um die Kosten zu begrenzen, die später auf die verbleibenden Nutzer entfallen (Öko-Institut, 2024). Ohne gezielte Unterstützung und koordinierte Netzstilllegungen laufen diejenigen, die am

wenigsten in der Lage sind, umzusteigen, Gefahr, einen immer größeren Anteil der Kosten tragen zu müssen.

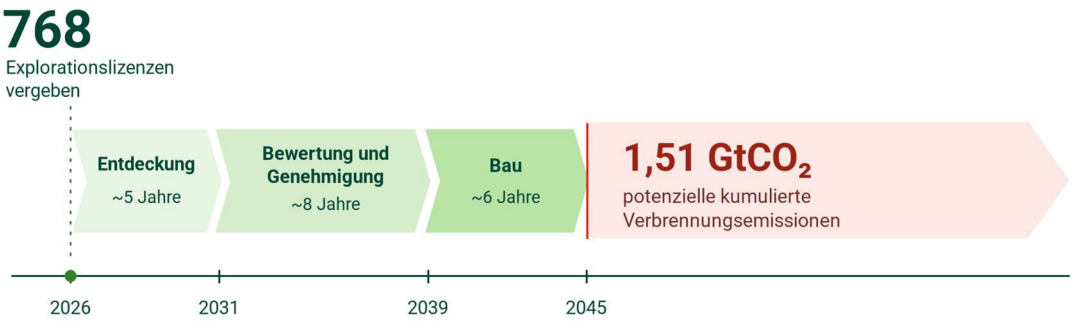
Die finanziellen Kosten der Gasabhängigkeit können schnell zu politischen Kosten werden. Steigende Energiekosten schüren die Wut der Bevölkerung, wovon oft Parteien profitieren, die Abhilfe versprechen. Während der Energiekrise 2022/23 stieg bei Haushalten, deren Stromausgaben überdurchschnittlich stark zunahmen, die Wahrscheinlichkeit einer Unterstützung der rechtspopulistischen Alternative für Deutschland (AfD) signifikant (Konc et al., 2026). Eine anhaltende Abhängigkeit von volatilen Gasmärkten birgt daher auch das Risiko, politische Unzufriedenheit zu schüren – mit Folgen, die weit über die Haushaltsbudgets hinausreichen.

Umstellung auf heimische Gasförderung bietet keine Lösung

Die jüngste Energiekrise hat dem Bestreben nach einer heimischen Gasförderung neuen Auftrieb gegeben. In den zwölf Monaten bis Juli 2026 vergaben Regierungen weltweit 768 neue Explorationslizenzen für die Öl- und Gasförderung, die Ressourcen umfassen, bei deren vollständiger Förderung und Verbrennung schätzungsweise 1,51 Milliarden Tonnen CO_2 freigesetzt werden könnten (IISD, 2026a). Da die Turbulenzen im Nahen Osten die Risiken einer Abhängigkeit von importiertem LNG offenbaren, suchen Regierungen zunehmend in ihrer näheren Umgebung nach alternativen Versorgungsquellen. Im Oktober 2026 genehmigte das Vereinigte Königreich die Förderung im Jackdaw-Gasfeld in der Nordsee und begründete dies mit der Energiesicherheit und der Aussicht, emissionsintensivere Importe zu ersetzen (britische Regierung, 2026). In Deutschland haben Forderungen nach einer Neubewertung der heimischen Gasförderung, einschließlich Fracking, wieder politische Aufmerksamkeit erlangt (siehe Kasten 5). Diese Forderung ist nachvollziehbar. Heimisches Gas verspricht eine bessere Kontrolle über die Energieversorgung, potenziell niedrigere Kosten und eine geringere Anfälligkeit gegenüber internationalen Versorgungsstörungen. Kürzere Lieferketten könnten zudem die Treibhausgasemissionen senken, da die für LNG erforderliche energieintensive Verflüssigung, der Transport und die Wiedervergasung vermieden werden (IEA, 2026a).

Neue heimische Gasvorkommen werden häufig erst lange nach der Krise erschlossen, mit der ihre Förderung begründet wurde. Die Erschließung konventioneller Öl- und Gasfelder dauert im Durchschnitt fast 20 Jahre von der Vergabe einer Explorationslizenz bis zur ersten Förderung, wobei allein etwa sechs Jahre auf den Bau entfallen (IEA, 2025c) (siehe Abbildung 15). Diese Zeiträume verlängern sich zunehmend, da leicht zugängliche Reserven erschöpft sind und neue Projekte mit größeren technischen, finanziellen und ökologischen Herausforderungen konfrontiert sind (GEM, 2026d). Kleinere Projekte, die an die bestehende Infrastruktur angeschlossen sind, können wesentlich schneller vorangetrieben werden, doch neue Explorationsvorhaben bieten kaum Abhilfe bei unmittelbaren Versorgungsengpässen. Bis neue Felder nennenswerte Mengen liefern, könnten die beschleunigte Elektrifizierung und Klimaschutzverpflichtungen den Markt, den sie eigentlich bedienen sollten, bereits geschrumpft haben. Regierungen und Produzenten laufen Gefahr, Kapital in Anlagen zu binden, deren wirtschaftliche Nutzbarkeit nachlässt, bevor sich ihre Kosten amortisiert haben.

Abbildung 15: Die heutigen Aufsuchungslizenzen für neue Gasfelder könnten zu Emissionen führen, die weit über das Jahr 2050 hinausreichen



Quelle *IEA (2025c); IISD (2026a)*

Anmerkungen *In den zwölf Monaten bis Juli 2026 wurden weltweit 768 neue Explorationslizenzen für Öl und Gas vergeben, mit potenziellen kumulativen Verbrennungsemissionen von 1,51 $GtCO_2$. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Erschließungszeit von fast 20 Jahren von der Lizenzvergabe bis zur ersten Förderung könnten erhebliche Emissionen bis weit über das Jahr 2050 hinaus entstehen. Die Darstellung geht von einer erfolgreichen Erschließung aus, obwohl nicht alle Lizenzen zur Förderung führen.*

Auch die inländische Produktion bietet nur begrenzten Schutz vor internationalen Gaspreisen. Wo Gas grenzüberschreitend gehandelt wird, haben Produzenten einen Anreiz, zu den vorherrschenden Marktpreisen zu verkaufen, wodurch inländische Verbraucher internationalen Preisschocks ausgesetzt sind. So könnte beispielsweise der Ausbau der US-LNG-Exporte die US-Großhandelsgaspreise bis 2050 um mindestens 30 % im Vergleich zu einem Szenario erhöhen, das sich auf bestehende und genehmigte Exportkapazitäten beschränkt, wobei der tatsächliche Anstieg möglicherweise sogar noch höher ausfallen könnte (RFF, 2025). Für kleinere Produzenten, die in internationale Märkte integriert sind, bietet eine zusätzliche inländische Förderung noch weniger Schutz vor Preisschocks.

Die klimatischen Vorteile einer Substitution von importiertem LNG durch inländisches Gas sind ebenso ungewiss. Durch den Verzicht auf Verflüssigung und den Transport über große Entfernungen lassen sich die Emissionen entlang der Lieferkette erheblich reduzieren. Im Jahr 2025 verursachte die durchschnittliche LNG-Lieferkette schätzungsweise 18,6 Gramm CO_2-Äquivalente je Megajoule gelieferter Energie, zusätzlich zu den rund 55 Gramm CO_2, die bei der Verbrennung entstehen (IEA, 2026a). Eine zusätzliche inländische Produktion verdrängt jedoch nicht zwangsläufig eine entsprechende Menge an importiertem Gas. Niedrigere Preise können den Verbrauch ankurbeln, Investitionen in gasabhängige Anlagen fördern und die Stilllegung bestehender Infrastruktur verzögern. Die IEA rechnet ausdrücklich mit solchen Nachfrageeffekten, da das wachsende LNG-Angebot die Preise bis zum Jahr 2030 nach unten drückt (IEA, 2025a). Jegliche Klimavorteile durch kürzere Lieferketten müssen daher gegen die Möglichkeit abgewogen werden, dass zusätzliche Produktion den Verbrauch fossiler Brennstoffe verlängert. Zudem bringt die neue Förderung lokale Umweltrisiken mit sich, insbesondere dort, wo für die Gewinnung von unkonventionellem Gas das Hydraulic Fracturing erforderlich ist.

Kasten 5: Deutschlands neue Gasförderpläne und die Grenzen der Energiesouveränität

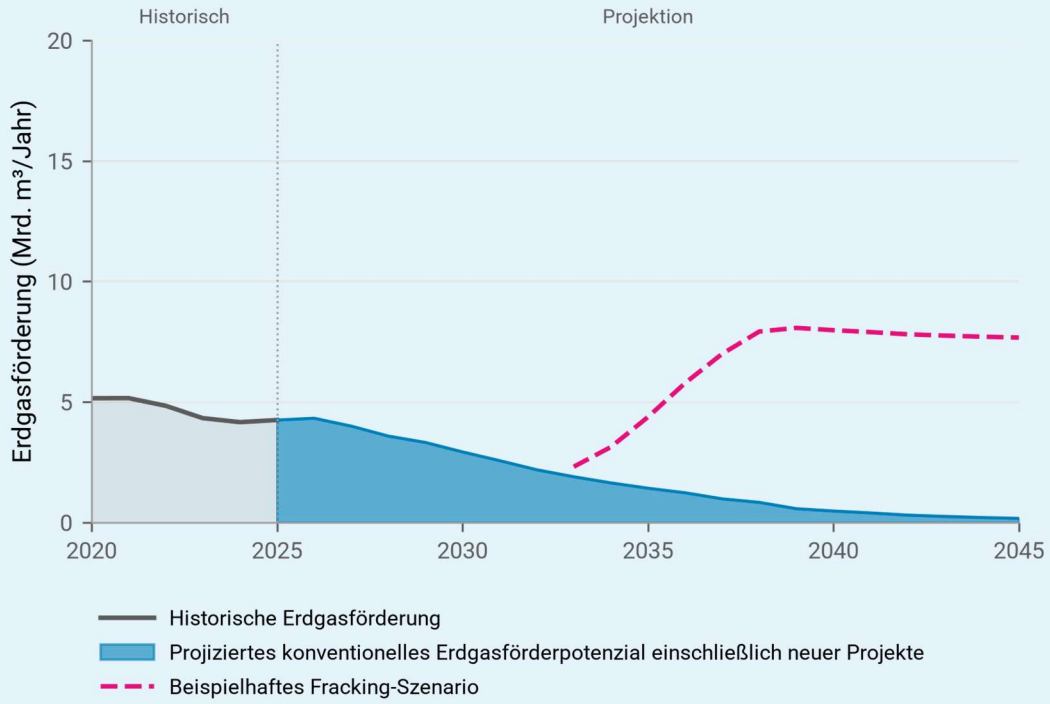
Die Gaskrise in Deutschland hat die politische Unterstützung für die Förderung von mehr fossilem Gas im eigenen Land wiederbelebt. In Bayern und Niedersachsen schreiten neue Explorationsprojekte voran, während das niederländische Unternehmen ONE-Dyas Offshore-Gasvorkommen in der Nähe der Insel Borkum erschließt. Auch Wirtschaftsberater des Bundesenergieministeriums haben empfohlen, Deutschlands Verbot des unkonventionellen Frackings zu überdenken, mit der Begründung, dass heimisches Schiefergas die Importabhängigkeit verringern und die Energiepreise senken könnte (ifo-Institut, 2026). Das Versprechen einer größeren Energiesouveränität ist verlockend, doch die verbleibenden Gasressourcen Deutschlands bieten nur begrenzten Anlass zum Optimismus.

Die konventionellen Gasreserven des Landes schwinden. Die heimische Förderung deckte im Jahr 2025 weniger als 5 % des deutschen Gasverbrauchs, während sich die verbleibenden nachgewiesenen Reserven auf knapp 30 Mrd. Kubikmeter belaufen – genug, um die derzeitige Förderung nur noch etwa sieben Jahre lang aufrechtzuerhalten (BVEG, 2026). Neue konventionelle Erschließungen könnten diesen Rückgang verlangsamen, doch ihr Beitrag bliebe bescheiden. In der Nähe des bayerischen Dorfes Reichling könnten beispielsweise schätzungsweise 300–500 Millionen Kubikmeter Gas gefördert werden, was etwa dem nationalen Verbrauch von zwei Tagen entspricht (BUND, 2026). Theoretisch könnten durch unkonventionelles Fracking von Schiefergasvorkommen weitaus größere Mengen erschlossen werden. Schätzungen gehen von einer potenziellen Jahresförderung von 5–10 Milliarden Kubikmetern aus (ifo-Institut, 2026). Dies würde jedoch Hunderte von Bohrlöchern, erhebliche Investitionen und mehrjährige Vorbereitungszeiten erfordern, wobei die wirtschaftliche Rentabilität keineswegs gesichert wäre.

Selbst eine erhebliche Steigerung der inländischen Produktion würde nur begrenzten Schutz vor internationalen Preisschocks bieten. Deutsches Gas fließt in einen vernetzten europäischen Markt, in dem private Produzenten einen Anreiz haben, zu den geltenden Großhandelspreisen zu verkaufen. Zusätzliches Angebot würde die Preise bestenfalls geringfügig senken, doch die verfügbaren Mengen dürften den Gesamtmarkt kaum wesentlich beeinflussen. Zudem besteht die Gefahr, dass neue Förderprojekte gerade dann entstehen, wenn die deutsche Gasnachfrage im Zuge des Klimaneutralitätsziels für 2045 zurückgeht, sodass Investoren auf einer Infrastruktur sitzen bleiben, deren wirtschaftliche Lebensdauer sich als kürzer als erwartet erweisen könnte.

Die Umweltkosten lassen sich schwerer ignorieren. Unkonventionelles Fracking ist in Deutschland aufgrund von Bedenken hinsichtlich Grundwasserverschmutzung, Abwasserentsorgung, Methanaustritt und induzierter Seismizität weiterhin verboten (UBA, 2026a). Auch die konventionelle Förderung birgt erhebliche Umweltrisiken. Offshore-Projekte in der Nähe von Borkum haben bereits Bedenken hinsichtlich der Störung empfindlicher mariner Lebensräume, darunter geschützte Riffökosysteme, ausgelöst (Deutscher Bundestag, 2026). Die jahrzehntelange Gasförderung in der benachbarten niederländischen Provinz Groningen löste Erdbeben und umfangreiche Gebäudeschäden aus, sodass Tausende von Immobilien auch nach Einstellung der Förderung noch einer Verstärkung bedürfen (SodM, 2026).

Abbildung 16 : Das Gasförderpotenzial Deutschlands bleibt begrenzt



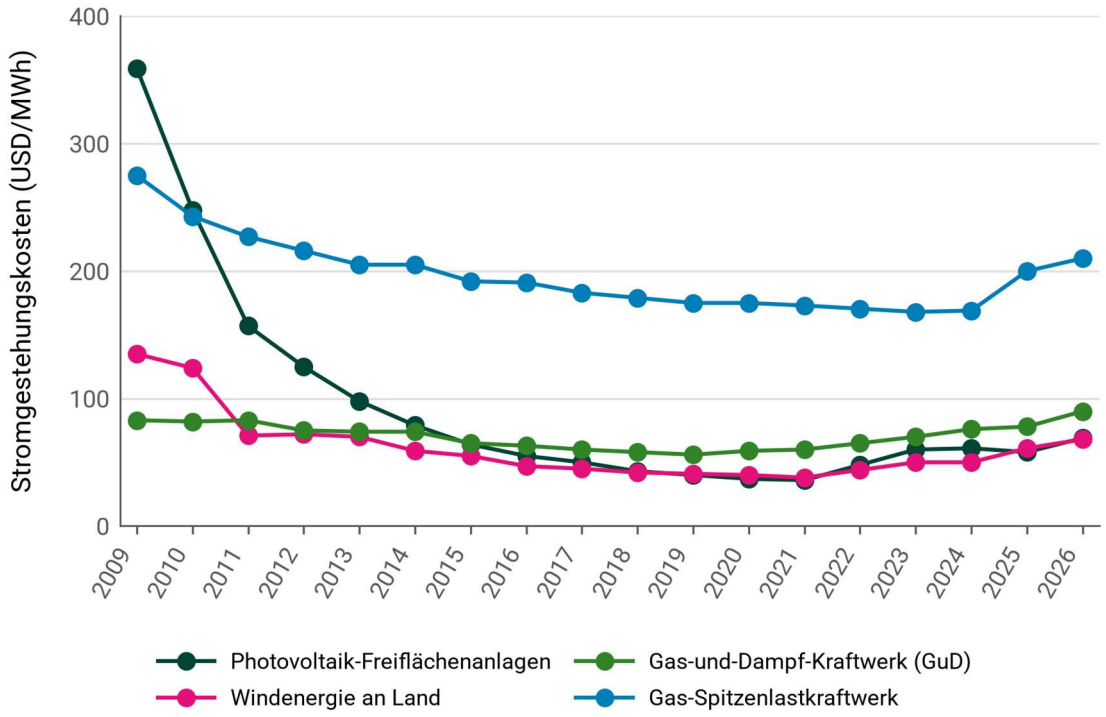
Quelle *BVEG (2026); ifo-Institut (2026)*

Anmerkungen *Ab 2026 wird die konventionelle Gasförderung mit einem S-förmigen Modell zur Erschöpfung der Gasreserven simuliert das auf den verbleibenden deutschen Gasreserven von 30,9 Mrd. Kubikmeter basiert (BVEG, 2026), kalibriert anhand der historischen Fördermengen und angepasst an aktuelle sowie geplante Projekte. Das illustrative Fracking-Szenario geht von einem Förderpotenzial aus, das auf den Angaben des ifo-Instituts (2026) basiert. Die Prognosen dienen der Veranschaulichung und beinhalten keine Bewertung der Wirtschaftlichkeit oder der Projektgenehmigung.*

Wie sieht es mit erneuerbaren Energien aus?

Der Weg zu dauerhafter Energiesicherheit führt nur über erneuerbare Energien. Durch die Verringerung der Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen schützen erneuerbare Energien und die Elektrifizierung die Volkswirtschaften vor internationalen Preisschocks und geopolitischen Versorgungsengpässen (Kemfert, 2026). Die Vorteile sind weltweit bereits messbar. Seit 2010 haben Südkoreas Wind- und Solarkraftwerke Strom erzeugt, für den andernfalls schätzungsweise 25 Milliarden US-Dollar an importiertem LNG erforderlich gewesen wären (Ember, 2026b). In Japan und China wäre der Erdgasverbrauch für die Gebäudeheizung im Jahr 2025 ohne Wärmepumpen um rund 35 % höher gewesen (IEA, 2026h). Und die in Europa bereits vorhandenen Wärmepumpen ersetzen bereits mehr als das Doppelte der jährlichen LNG-Importe aus dem Nahen Osten, wodurch Gasimportkosten in Höhe von fast 10 Milliarden Euro vermieden werden (EHPA, 2026).

Abbildung 17 : Erneuerbare Energien sind günstiger als Gas



Quelle *Lazard (2026)*

Anmerkungen *Die Grafik zeigt die historischen durchschnittlichen Stromgestehungskosten (LCOE) für neue Kraftwerke in den USA, basierend auf den jährlichen Schätzungen von Lazard. Die Werte stellen den Mittelwert der geschätzten Kostenbereiche dar, einschließlich Investitions-, Finanzierungs-, Betriebs- und Brennstoffkosten, ohne Subventionen. Die Schätzungen berücksichtigen keine weitergehenden Kosten für Netzintegration, Ausgleichsmaßnahmen und Umwelt. Der Vergleich berücksichtigt nicht, dass sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Gaskraftwerken unterschiedlich bedarfsgerecht steuern lässt.*

Sinkende Kosten für erneuerbare Energien sind ein entscheidender Faktor, der die Wirtschaftlichkeit der Gasverstromung stetig untergräbt. Seit 2009 sind die Kosten für Solarkraftwerke im Großmaßstab und Onshore-Windkraftanlagen um 81 % bzw. 50 % gesunken. Mit 69 bzw. 68 US-Dollar je MWh sind beide Technologien inzwischen günstiger als neue Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (90 US-Dollar/MWh) und deutlich günstiger als Gaskraftwerke zur Spitzenlastdeckung (210 US-Dollar/MWh), selbst bei vergleichsweise günstigen US-Gaspreisen (siehe Abbildung 17) (Lazard, 2026). Dies schlägt sich zunehmend in einem globalen Trend nieder. Im Jahr 2025 erzeugten Wind- und Solarenergie in der EU erstmals mehr Strom als alle fossilen

Brennstoffe zusammen (Ember, 2026a). In weiten Teilen Asiens überholte die Solarenergie in den zwölf Monaten bis April 2026 die Stromerzeugung aus Gas, nachdem sich die Solarstromerzeugung seit 2020 nahezu vervierfacht hatte (Carbon Brief, 2026). Erneuerbare Energien machten fast 86 % aller weltweit neu installierten Stromerzeugungskapazitäten aus (IRENA, 2026).

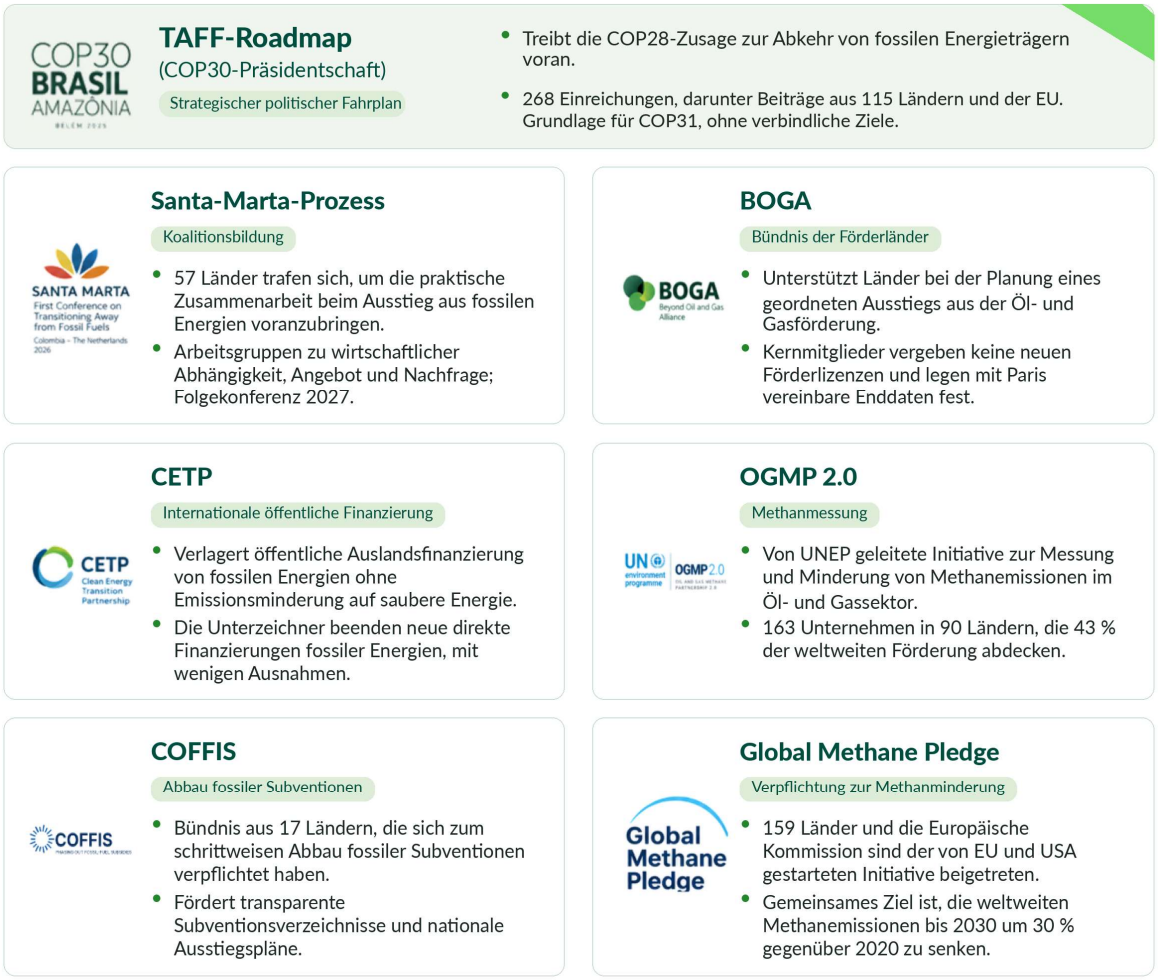
Und die globale Energiewende gewinnt weiter an Fahrt: Im Jahr 2025 wurden weltweit rekordhohe 692 GW erneuerbarer Stromerzeugungskapazität neu installiert, mehr als doppelt so viel wie 2022. Die weltweiten Ausgaben für saubere Energietechnologien und Infrastruktur werden 2026 voraussichtlich 2,2 Billionen US-Dollar erreichen – fast doppelt so viel wie die 1,2 Billionen US-Dollar, die in fossile Brennstoffe fließen –, wobei allein Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien 665 Milliarden US-Dollar anziehen. Die Fortschritte sind nach wie vor ungleichmäßig und reichen nicht aus, um die globalen Klimaziele zu erreichen, doch die Richtung ist unverkennbar. Jede neue Investition, die die Abhängigkeit vom Gas verlängert, läuft Gefahr, gegen diesen Trend zu schwimmen, Kapital von saubereren Alternativen abzuziehen und Haushalte, Unternehmen und Steuerzahler weiteren Preisschocks, gestrandeten Vermögenswerten und zunehmenden Klimaschäden auszusetzen.

Um den Einfluss des Erdgases zu durchbrechen, muss die Energiewende für alle funktionieren. Günstigere erneuerbare Energien bieten die Aussicht auf mehr Energiesicherheit, niedrigere Rechnungen und eine geringere Abhängigkeit von ausländischen Lieferanten. Doch diese Vorteile ergeben sich nicht von selbst. Langfristige Verträge, bestehende Infrastruktur sowie die Abhängigkeit von Arbeitsplätzen und Einnahmen im Bereich fossiler Brennstoffe schaffen Hindernisse, die sinkende Technologiekosten allein nicht schnell genug und überall überwinden können. Dies gilt insbesondere für den Globalen Süden, wo hohe Finanzierungskosten und begrenzte öffentliche Mittel den Wandel behindern. Um diese Hindernisse zu überwinden, sind erschwingliche Finanzmittel, Investitionen in Netze, Speicherkapazitäten und Elektrifizierung sowie gezielte Unterstützung für schutzbedürftige Haushalte, Arbeitnehmer und von fossilen Brennstoffen abhängige Gemeinden erforderlich. Eine gerechte Energiewende bietet die Chance, sich von den wirtschaftlichen und politischen Abhängigkeiten zu befreien, die die Welt so lange an das Gas gefesselt haben.

Die Gasfalle durchbrechen – als gemeinsame Anstrengung

Die Staaten haben sich auf der Weltklimakonferenz 2023 darauf verständigt, aus fossilen Brennstoffen auszusteigen. Sie müssen sich jedoch noch einigen, wie dies geschehen soll – und sich verpflichten, dies auch umzusetzen. Die wegweisende Verpflichtung der COP28 gab zwar eine Richtung vor, ohne jedoch nationale Zeitpläne für den Ausstieg oder Mechanismen zur Koordinierung des Rückgangs von Produktion und Verbrauch festzulegen. Nachdem es auf der COP30 nicht gelungen war, einen weiteren Konsens zu erzielen, legte die brasilianische Präsidentschaft im Vorfeld der COP31 in Antalya die Roadmap „Transition Away from Fossil Fuels“ (TAFF) vor, an der sich mehr als 100 Länder beteiligt hatten (COP30-Präsidentschaft, 2026). Obwohl außerhalb der formellen UNFCCC-Verhandlungen entwickelt, könnte die Roadmap dennoch dazu beitragen, die Umsetzung der COP28-Verpflichtung im Rahmen des internationalen Klimaprozesses voranzutreiben. Sie bleibt jedoch ein strategisches Leitdokument ohne verbindliche Ziele, Zeitpläne oder nationale Verpflichtungen. Die COP31 bietet die Gelegenheit, auf diesen Arbeiten aufzubauen und Regierungen zur Entwicklung glaubwürdiger nationaler Ausstiegspläne zu bewegen. Diese Pläne sollten in die nationalen Klimastrategien integriert werden und die nächste globale Bestandsaufnahme sowie weitere relevante UNFCCC-Prozesse unterstützen. Die Fortschritte sollten regelmäßig international überprüft werden. Der wesentliche nächste Schritt besteht darin, einen Zeitplan für den Übergang festzulegen und die Regierungen für dessen Einhaltung zur Rechenschaft zu ziehen.

Abbildung 18: Allianzen für den Ausstieg aus Gas und anderen fossilen Energien



Quelle *Nicht erschöpfende Zusammenstellung der Autoren auf der Grundlage der offiziellen Websites der Initiativen.*

Wo ein globaler Konsens nicht zustande kommt, können Bündnisse engagierter Staaten die Umsetzung vorantreiben. Die von Kolumbien und den Niederlanden im April 2026 einberufene Konferenz von Santa Marta brachte 57 Länder zusammen, um die praktische Zusammenarbeit beim Ausstieg aus fossilen Brennstoffen außerhalb der konsensbasierten UNFCCC-Verhandlungen voranzutreiben. Das Treffen legte neue Arbeitsstränge zur Verringerung der wirtschaftlichen Abhängigkeit, zur Transformation von Angebot und Nachfrage sowie zur Stärkung der internationalen Zusammenarbeit fest, wobei Irland und Tuvalu eine Folgekonferenz im Jahr 2027 vorbereiten (Regierung der Niederlande, 2026). Bestehende Allianzen können dazu beitragen, diese Diskussionen in Verpflichtungen umzusetzen. Die „Beyond Oil and Gas Alliance“ (BOGA) unterstützt Förderländer bei der Entwicklung von Ausstiegsszenarien (BOGA, 2026), während die aus 17 Ländern bestehende „Coalition on Phasing Out Fossil Fuel Incentives Including Subsidies“ (COFFIS) daran arbeitet, staatliche Förderungen für fossile Brennstoffe abzuschaffen (IISD, 2026b). Im Bereich Erdgas besteht der nächste Schritt darin, willige Produzenten und Importeure auf der Grundlage gemeinsamer Erwartungen hinsichtlich einer rückläufigen Nachfrage, Begrenzungen des neuen Angebots und der Infrastruktur sowie der Unterstützung für betroffene Volkswirtschaften zusammenzubringen. Eine kleinere Gruppe von Ländern, die gemeinsam handelt, könnte die praktischen Vereinbarungen treffen, die in jahrelangen globalen Verhandlungen nur schwer zu erreichen waren (NewClimate Institute, 2026).

Die internationale öffentliche Finanzierung muss aufhören, neue Gasabhängigkeiten zu fördern, und stattdessen klimafreundliche Alternativen erschwinglich machen. Die „Clean Energy Transition Partnership“ (CETP) hat einige Fortschritte dabei erzielt, öffentliche Finanzmittel von

fossilen Brennstoffen wegzulenken. Bis 2025 hatten die Unterzeichner die internationale Finanzierung fossiler Brennstoffe um bis zu 80 % reduziert, doch weniger als die Hälfte der zurückgezogenen Mittel wurde durch zusätzliche Finanzmittel für saubere Energie ausgeglichen, insbesondere in Entwicklungsländern (IISD, 2026c). Ihr Beitrag zu tatsächlichen Emissionsminderungen bleibt unquantifiziert. Die Schließung von Schlupflöchern in der öffentlichen Finanzierung muss daher Hand in Hand mit der Schaffung erschwinglicher Alternativen gehen. Internationale Unterstützung muss zudem den Gas-produzierenden Ländern helfen, ihre Volkswirtschaften zu diversifizieren und sich auf sinkende Einnahmen vorzubereiten, wie es in dem sich abzeichnenden internationalen Fahrplan für den Ausstieg aus fossilen Brennstoffen gefordert wird (IISD, 2026b). Ohne solche Unterstützung könnten Länder mit dem geringsten finanziellen Spielraum die größten Schwierigkeiten haben, sich vom Gas zu verabschieden.

Methan bietet eine unmittelbare Chance für internationales Handeln, vorausgesetzt, es wird nicht zum Vorwand, um die Nutzung von Gas zu verlängern. Rund 70 % der Methanemissionen bei der Förderung, Verarbeitung und Bereitstellung fossiler Energieträger ließen sich bereits mit bestehenden Technologien vermeiden, darunter mehr als 35 Millionen Tonnen jährlich ohne Nettokosten unter den Marktbedingungen von 2025 (IEA, 2026g). Die „Global Methane Pledge“ vereint 159 Länder und die Europäische Kommission hinter einem gemeinsamen Ziel, die Methanemissionen in allen Sektoren bis 2030 um mindestens 30 % zu senken (Global Methane Pledge, 2026). Im Öl- und Gassektor umfasst die von den Vereinten Nationen unterstützte „Oil and Gas Methane Partnership“ mittlerweile 163 Unternehmen in 90 Ländern, die 43 % der weltweiten Produktion ausmachen (OGMP, 2026). Große Importmärkte können diese Bemühungen durch einheitliche Berichtsstandards, unabhängige Kontrollen und Anforderungen an die bei der Förderung und Bereitstellung importierter Brennstoffe entstehenden Emissionen verstärken. Die Methanverordnung der EU stellt einen wichtigen Präzedenzfall dar, auch wenn Verzögerungen die Umsetzung zu verlangsamen und zu schwächen drohen. Eine stärkere Zusammenarbeit bei der Messung und Einhaltung der Vorschriften könnte dazu beitragen, wirksame Standards weltweit zu verbreiten. Die Reduzierung von Methan kann schnelle Klimavorteile bringen, kann jedoch die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Gas nicht beseitigen. Beide Aufgaben müssen gemeinsam vorangetrieben werden.

Kasten 6: Deutschlands Verantwortung beim weltweiten Ausstieg aus der Gasnutzung

Deutschland hat sich als einer der internationalen Vorreiter beim Ausstieg aus fossilen Brennstoffen positioniert. Im September 2026 veröffentlichte es als drittes Land einen nationalen Fahrplan für den Ausstieg aus fossilen Brennstoffen und legte darin sein Ziel fest, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen (BMUKN, 2026). Dennoch unterstützt Deutschland weiterhin neue Gasinfrastruktur, langfristige LNG-Verträge und internationale Investitionen in fossile Brennstoffe. Seine Glaubwürdigkeit in der internationalen Klimadiplomatie hängt zunehmend davon ab, diese Politik mit seinen Verpflichtungen in Einklang zu bringen.

Deutschland sollte auf konkrete nationale Pläne zum Ausstieg aus fossilen Brennstoffen drängen und mit gutem Beispiel vorangehen. Der kürzlich veröffentlichte Fahrplan bietet einen Ausgangspunkt, sollte jedoch durch messbare Meilensteine zur Senkung des Gasverbrauchs, zur Beendigung neuer Investitionen in fossile Energien und zur schrittweisen Stilllegung bestehender fossiler Infrastruktur ergänzt werden. Deutschland sollte sich dafür einsetzen, dass solche nationalen Pläne in den internationalen TAFF-Fahrplan aufgenommen werden, unterstützt durch regelmäßige Berichterstattung und Überprüfung im Rahmen der UNFCCC. Deutschland gehörte zu den 57 Ländern, die an der Konferenz im April 2026 in Kolumbien zum Ausstieg aus fossilen Brennstoffen teilnahmen. Es sollte diese Koalition nutzen, um die Zusage der COP28 in praktische internationale Zusammenarbeit umzusetzen, einschließlich der Koordinierung zwischen Import- und Förderländern.

Deutschland sollte außerdem der „Beyond Oil and Gas Alliance“ (BOGA) beitreten und dazu beitragen, deren Ambitionen zu erweitern. Trotz seiner internationalen Klimaschutzverpflichtungen ist Deutschland derzeit nicht in der BOGA vertreten, deren Mitglieder bereits damit begonnen haben, nationale Wege zur Beendigung der Öl- und Gasförderung zu entwickeln. Ein Beitritt würde Deutschland dazu zwingen, sich mit seinen eigenen Plänen für eine weitere heimische Förderung und eine fortgesetzte Gasnutzung im Energiesektor auseinanderzusetzen, während es gleichzeitig den Bemühungen zur Koordinierung des weltweiten Förderrückgangs politisches Gewicht verleihen würde. Deutschland könnte die Allianz zudem dazu ermutigen, systematischer mit wichtigen Importländern zusammenzuarbeiten und Verpflichtungen zum Ausstieg aus der Förderung mit glaubwürdigen Maßnahmen zur Nachfragereduzierung sowie der Unterstützung wirtschaftlich schwacher Produzenten zu verknüpfen.

Im Inland benötigt Deutschland eine koordinierte Strategie zur Verringerung der Gasabhängigkeit in den Bereichen Heizung, Strom und Infrastruktur. Diese sollte Pläne für die schrittweise Stilllegung der Gasverteilungsnetze beinhalten, abgestimmt auf die kommunale Wärmeplanung und gestützt durch regulatorische Regelungen, die verbleibende Kunden vor unverhältnismäßigen Kosten schützen. Die beschleunigte Einführung von Wärmepumpen, Fernwärme und Gebäudeeffizienz würde den Gasbedarf senken und gleichzeitig einen geordneten Netzrückbau ermöglichen. Neue Gaskraftwerke, LNG-Infrastruktur und langfristige Lieferverpflichtungen sollten vor dem Hintergrund der sinkenden Nachfrage und des deutschen Klimaneutralitätsziels für 2045 geprüft werden, wobei Alternativen zu neuen Investitionen in fossile Energien systematisch in Betracht gezogen werden sollten.

Innerhalb der EU sollte Deutschland sich für strengere Vorschriften für fossile Energieträger einsetzen und einen koordinierten Gasausstieg vorantreiben. Dies erfordert einen Kurswechsel. Anstatt beispielsweise die Aufweichung der EU-Vorschriften zu Methan und Emissionshandelssystemen weiter zu unterstützen, sollte das Land auf eine zeitnahe Umsetzung, strengere Überprüfungen und die Zusammenarbeit mit Exportländern drängen, um die Einhaltung der Vorschriften zu gewährleisten. Berlin sollte sich zudem für europäische Ziele

zur Senkung des Gasbedarfs einsetzen und fordern, dass künftige LNG-Infrastruktur- und Abnahmeverpflichtungen vor dem Hintergrund der sinkenden Nachfrage geprüft werden. Ein koordinierter europäischer Ansatz würde das Risiko verringern, dass einzelne Länder kostspielige Überkapazitäten schaffen, während sie im Wettbewerb um die Sicherung unnötiger künftiger Lieferungen stehen.

Quellenangaben

ACER. (2026a). *Analyse der Entwicklungen auf dem europäischen LNG-Markt*. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-LNG-Monitoring-Report-2026.pdf

ACER. (2026b). *Wichtige Entwicklungen auf den europäischen Gasgroßhandelsmärkten – Sommer 2026*. https://www.acer.europa.eu/monitoring/key-developments-european-gas-wholesale-markets-summer-2026

ADB. (2026). *Anhaltende Störungen durch den Nahostkonflikt könnten das Wachstum bremsen und die Inflation im asiatisch-pazifischen Raum anheizen*. https://www.adb.org/news/prolonged-disruptions-middle-east-conflict-could-choke-growth-and-spur-inflation-asia-and-pacific

AGEB. (2025). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschlands – Daten für die Jahre 1990 bis 2024*. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p2_Auswertungstabellen_deutsch.pdf

Agora Energiewende. (2024). *Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung*. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2024/KNDE_III/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB_v1.3.pdf

BMUKN. (2026). *Deutschland stellt Fahrplan für den Ausstieg aus fossilen Brennstoffen vor*. https://www.bundesumweltministerium.de/en/pressrelease/germany-unveils-roadmap-for-transitioning-away-from-fossil-fuels

BNetzA. (2026a). *Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html

BNetzA. (2026b). *Der Gasmarkt im Jahr 2025*. https://www.smard.de/page/en/topic-article/5892/219670/the-gas-market-in-2025

BOGA. (2026). *BOGA und NDC Partnership kündigen Unterstützung für Länder bei der Entwicklung von Strategien zur Abkehr von Öl und Gas an*. https://beyondoilandgasalliance.org/news/the-beyond-oil-and-gas-alliance-and-ndc-partnership-announce-support-for-countries-to-develop-pathways-to-transition-away-from-oil-and-gas

BUND. (2026). *Keine Gasbohrungen in Bayern*. https://www.bund-naturschutz.de/aktionen/keine-gasbohrungen-in-bayern

BVEG. (2026). *Erdgasförderung*. https://www.bveg.de/jahresbericht/jahresbericht-2025/erdgasfoerderung/?output=pdf

Carbon Brief. (2024). *COP29: Wichtige Ergebnisse der UN-Klimakonferenz in Baku*. https://www.carbonbrief.org/cop29-key-outcomes-agreed-at-the-un-climate-talks-in-baku

Carbon Brief. (2025). *COP30: Wichtige Ergebnisse bei den UN-Klimaverhandlungen in Belém vereinbart*. https://www.carbonbrief.org/COP30-key-outcomes-agreed-at-the-un-climate-talks-in-belem

Carbon Brief. (2026). *Analyse: Solarenergie überholt erstmals in Asien die Stromerzeugung aus Gas*. https://www.carbonbrief.org/analysis-solar-overtakes-gas-power-in-asia-for-first-time-ever

COP30-Präsidentschaft. (2026). *Fahrplan für den Ausstieg aus fossilen Brennstoffen*. https://cop30.br/en/2026-priorities/transitioning-away-from-fossil-fuels-roadmap

Deutscher Bundestag. (2026). Stellungnahme *der Bundesregierung zur geplanten Gasförderung vor Borkum*. https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1177882

DUH. (2026a). *Deutsche Umwelthilfe dokumentiert: Wirtschaftsministerium bereitet seit Monaten im Alleingang die Aushöhlung der EU-Methanverordnung vor*. https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-dokumentiert-wirtschaftsministerium-bereitet-demontage-von-eu-methanverordnung/

DUH. (2026b). *EU-Beschwerde gegen fossile Milliardensubventionen: Deutsche Umwelthilfe und Green Planet Energy gehen gegen geplante Kraftwerksförderung vor*. https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/eu-beschwerde-gegen-fossile-milliardensubventionen-deutsche-umwelthilfe-und-green-planet-energy-geh/

EHPA. (2026). *Wärmepumpen ersetzen Gasimporte aus dem Nahen Osten um das Doppelte*. https://ehpa.org/news-and-resources/news/heat-pumps-replace-middle-east-gas-imports-twice-over/

EIA. (2026). *US-Erdgasexporte sollen bis 2027 um fast 30 % steigen, da LNG-Anlagen ihren Betrieb ausweiten*. https://www.eia.gov/TODAYINENERGY/detail.php?id=67484

Ember. (2026a). *European Electricity Review 2026*. https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2026/

Ember. (2026b). *Südkorea will den Anteil erneuerbarer Energien verdreifachen, da die Importkosten für Strom aus fossilen Brennstoffen auf 25 Milliarden US-Dollar zusteuern*. https://ember-energy.org/latest-updates/south-korea-turbocharges-energy-transition-as-fossil-fuel-bill-heads-for-usd-184-billion/

Energy Institute. (2023). *Statistischer Überblick über die Weltenergie 2023*. https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0006/1810158/Statistical-Review-of-World-Energy-2023.pdf

Energy Institute. (2026). *Statistical Review of World Energy 2026*. https://www.energyinst.org/__data/assets/file/0004/1827616/Statistical-Review-of-World-Energy-PDF-Report.pdf

Europäische Kommission. (2023). *Beihilfe für den Bau und Betrieb des Onshore-LNG-Terminals in Brunsbüttel*. https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202412/SA_102163_804D418E-0000-CBFB-B3DB-44C96A1FD7F3_127_1.pdf

Europäische Kommission. (2024). *Grünes Licht für deutsche Beihilfe zur Förderung von vier schwimmenden LNG-Terminals in Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade*. https://germany.representation.ec.europa.eu/nachrichten-und-veranstaltungen/pressemitteilungen/grunes-licht-fur-deutsche-beihilfe-zur-forderung-von-vier-schwimmenden-lng-terminals-brunsbuttel-2024-12-20_de

Europäische Kommission. (2026). *Gemeinsame Erklärung zu einem Rahmenabkommen zwischen den Vereinigten Staaten und der Europäischen Union über einen gegenseitigen, fairen und ausgewogenen Handel*. https://policy.trade.ec.europa.eu/news/joint-statement-united-states-european-union-framework-agreement-reciprocal-fair-and-balanced-trade-2025-08-21_en

Europäisches Parlament. (2026). *Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor: Aufschub bestimmter Verpflichtungen*. https://oeil.europarl.europa.eu/oeil/en/document-summary?id=1920882

Eurostat. (2026). *Datenbank* [Datensatz]. https://doi.org/https://doi.org/10.2908/NRG_PC_204

Financial Times. (2026). *Ölkonzerne stehen vor einem 32-Milliarden-Dollar-Dilemma wegen Kriegsgewinnen aus dem Iran*. https://www.ft.com/content/9d70cd3f-abd3-4e40-b644-156444cec446
FNB Gas. (2026). *FNB Gas zum Gesetzentwurf zur Einführung einer Gasreserve*. https://fnb-gas.de/news/fnb-gas-zur-einfuehrung-einer-gasreserve/
FÖS. (2026a). *Klimabilanz neuer Gaskraftwerke: Treibhausgasemissionen und versteckte Kosten bis 2045*. https://foes.de/publikationen/2026/2026-09-03_FOES_DUH_Klimakosten_Gaskraftwerke.pdf
FÖS. (2026b). *Marktwirtschaftliche Anreize stärken und öffentliche Finanzen klimagerecht ausrichten*. https://foes.de/publikationen/2026/2026-01-FOES-Stellungnahme-KSP-2026.pdf
GECF. (2026). *Jährlicher Gasmarktbericht*. https://www.gecf.org/Portals/0/xBlog/uploads/2026/3/31/GECFAGMR2026-PUBLICVERSION.pdf
GEM. (2025). *Europe Gas Tracker 2025: Wasserstoff-Ausgabe*. https://globalenergymonitor.org/research/europe-gas-tracker-2025-hydrogen-edition
GEM. (2026a). *Mit großem Einsatz für Rechenzentren: Die USA sind nun weltweit führend bei der Entwicklung neuer Gaskraftwerke*. https://globalenergymonitor.org/research/betting-big-data-centers-us-now-leads-world-new-gas-power-development
GEM. (2026b). *Global Gas Infrastructure Tracker*. https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker
GEM. (2026c). *Global Oil and Gas Plant Tracker*. https://globalenergymonitor.org/projects/global-oil-gas-plant-tracker
GEM. (2026d). *Längere Vorlaufzeiten: Zunehmende Komplexität bei der Erschließung von Öl- und Gasfeldern*. https://globalenergymonitor.org/research/longer-leads-increasing-complexity-oil-and-gas-field-development
GEM. (2026e). *Versorgungsengpässe in der Straße von Hormus stellen den Ausbau der Gasversorgung in Südostasien auf die Probe*. https://globalenergymonitor.org/research/supply-disruptions-strait-hormuz-stress-test-southeast-asias-gas-buildout
GIE. (2026). *AGSI-Speicherbestände* [Datensatz]. https://agsi.gie.eu/data-overview/DE
Global Methane Pledge. (2026). *Global Methane Pledge*. https://www.globalmethanepledge.org/
Global Witness. (2023). *Das Krisenjahr 2022 brachte den fünf größten Öl- und Gasunternehmen des Westens 134 Milliarden US-Dollar an Übergewinnen ein*. https://globalwitness.org/en/campaigns/fossil-fuels/crisis-year-2022-brought-134-billion-in-excess-profit-to-the-wests-five-largest-oil-and-gas-companies/
Regierung der Niederlande. (2026). *Die Konferenz „Transitioning Away from Fossil Fuels" endet mit fünf zentralen Ergebnissen*. https://www.government.nl/latest/news/2026/04/29/transitioning-away-from-fossil-fuels-conference-concludes-with-5-key-deliverables
Howarth, R. W. (2024). Der Treibhausgas-Fußabdruck von aus den Vereinigten Staaten exportiertem Flüssigerdgas (LNG). *Energy Science & Engineering*, *12* (11), 4843–4859. https://doi.org/10.1002/ese3.1934
IEA. (2021). *Netto-Null bis 2050*. https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050
IEA. (2023). *Net Zero Roadmap: Ein globaler Weg, um das 1,5-°C-Ziel in Reichweite zu halten*. https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-c-goal-in-reach
IEA. (2024). *World Energy Outlook 2024*. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024
IEA. (2025a). *Gas 2025*. https://www.iea.org/reports/gas-2025
IEA. (2025b). *Lehren für den Gasmarkt aus der Energiekrise 2022–2023*. https://www.iea.org/reports/gas-market-lessons-from-the-2022-2023-energy-crisis
IEA. (2025c). *Die Auswirkungen der Förderrückgangsraten bei Öl- und Gasfeldern*. https://www.iea.org/reports/the-implications-of-oil-and-gas-field-decline-rates
IEA. (2025d). *World Energy Outlook 2025*. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025
IEA. (2025e). *World Energy Outlook 2025*. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025?language=de
IEA. (2026a). *Bewertung der Emissionen aus der LNG-Versorgung und der Emissionsminderungsoptionen*. https://www.iea.org/reports/assessing-emissions-from-lng-supply-and-abatement-options
IEA. (2026b). *Endgültige Investitionsentscheidungen für neue LNG-Verflüssigungskapazitäten*. https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/final-investment-decisions-for-new-lng-liquefaction-capacity
IEA. (2026c). *Gasmarktbericht, 3. Quartal 2026*. https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2026
IEA. (2026d). *Gashandelsströme* [Datensatz]. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/gas-trade-flows
IEA. (2026e). *Global Energy Review 2026*. https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026
IEA. (2026f). *Global LNG Capacity Tracker*. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-lng-capacity-tracker
IEA. (2026g). *Global Methane Tracker 2026*. https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2026
IEA. (2026h). *Heat Pump Monitor 2026*. https://www.iea.org/reports/heat-pump-monitor-2026
IEA. (2026i). *World Energy Investment 2026*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/64594543-cf6e-4fd9-8238-d3cae35daf48/WorldEnergyInvestment2026.pdf
IEEFA. (2026a). *Kanadas LNG-Ausbau: Geopolitischer Glücksfall oder Bullenfalle?* https://ieefa.org/resources/canadas-lng-buildout-geopolitical-windfall-or-bull-trap
IEEFA. (2026b). *European LNG Tracker*. https://ieefa.org/european-lng-tracker
IEEFA. (2026c). *Deutschlands Gasabhängigkeit: Ein Risiko für die Energiesicherheit*. https://ieefa.org/resources/germanys-gas-dependence-energy-security-risk
IEEFA. (2026d). *Pakistans LNG-Überschusskrise: Eine Bewertung der sich wandelnden Energiedynamik und des Bedarfs an Flexibilität*. https://ieefa.org/resources/pakistans-lng-surplus-crisis-assessing-evolving-energy-dynamics-and-need-flexibility
ifo-Institut. (2026). *Fracking könnte Deutschlands Gasversorgung verbessern – allerdings nicht kurzfristig*. https://www.ifo.de/en/press-release/2026-06-17/fracking-could-improve-germanys-gas-supply-not-short-term
IGU. (2026a). *Globaler Gasbericht 2026*. https://www.igu.org/press-releases/2026-global-gas-report
IGU. (2026b). *Welt-LNG-Bericht 2026*. https://www.igu.org/igu-reports/2026-world-lng-report
IGU. (2026c). *LNG trägt zunehmend zur Flexibilität und Sicherheit des Energiesystems bei*. https://www.igu.org/advocacy/graphics-data/lng-increasingly-underpins-energy-system-flexibility-and-security
IISD. (2026a). *August 2026 | „Carbon Minefields" – Öl- und Gas-Explorationsmonitor*. https://www.iisd.org/publications/newsletter/august-2026-carbon-minefields
IISD. (2026b). *COFFIS | Koalition für den schrittweisen Abbau von Anreizen für fossile Brennstoffe, einschließlich Subventionen*. https://www.iisd.org/coffis

IISD. (2026c). *Am Boden, aber noch nicht ausgeschieden*. https://www.iisd.org/system/files/2026-10/deep-cuts-fossil-finance-unfinished-business-clean-energy.pdf
IISD. (2026d). *Senegals großes LNG-Risiko*. https://www.iisd.org/publications/report/senegal-lng-gamble
IPCC. (2022). *Sechster Sachstandsbericht*. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/chapter/summary-for-policymakers/
IRENA. (2026). *Statistiken zur Kapazität erneuerbarer Energien 2026*. https://www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026
IW. (2026). *Wie hoch sind die Mehrkostenrisiken durch das Gebäudemodernisierungsgesetz?* https://www.iwkoeln.de/studien/ralph-henger-malte-kueper-laurens-wuensch-wie-hoch-sind-die-mehrkostenrisiken-durch-das-gebaeudemodernisierungsgesetz.html
Kemfert, C. (2026). Warum sich strategische Autonomie und Dekarbonisierung gegenseitig verstärken müssen. *Intereconomics*, *61* (4), 218–223. https://doi.org/10.2478/ie-2026-0041
Konc, T., Steckel, J. C., Edenhofer, J., Ewald, J. & Sterner, T. (2026). *Die politischen Folgen von Energiepreisschocks: Erkenntnisse aus Deutschland* (CESifo Working Papers Nr. 12887; CESifo Working Papers, S. 12887). CESifo. https://doi.org/10.65864/0hme307v8g
Lazard. (2026). *Levelized Cost of Energy*. https://lazard.com/media/kcfconhf/lazards-lcoeplus_vf.pdf
NewClimate Institute. (2023). *Deutsche LNG-Ausbaupläne führen zu Überkapazitäten und gefährden Klimaschutzziele*. https://newclimate.org/resources/publications/deutsche-lng-ausbauplane-fuhren-zu-uberkapazitat-und-gefahrden
NewClimate Institute. (2025). *Der Gasboom, den niemand bestellt hat?* https://newclimate.org/news/the-gas-boom-no-one-ordered
NewClimate Institute. (2026). *Untersuchung umsetzbarer Wege für eine TAFF-Roadmap*. https://newclimate.org/resources/publications/pathways-for-a-taff-roadmap
OECD. (2025). *Global Debt Report 2025*. https://www.oecd.org/en/publications/global-debt-report-2025_8ee42b13-en/full-report/debt-financing-for-the-climate-transition_ea7c1ec5.html
OGMP. (2026). *Oil and Gas Methane Partnership 2.0*. https://www.ogmpartnership.org/events/ogmp-20-2026-report-measurement-mitigation-better-methane-data-enabling-action
Oil Change International. (2026a). *Gebrochene Versprechen, schmutzige Geschäfte: Deutschlands Finanzierung fossiler Brennstoffe im Ausland und ihre zerstörerischen Folgen*. https://oilchange.org/publications/broken-promises-dirty-deals-germanys-fossil-fuel-finance-abroad-and-its-destructive-consequences/
Oil Change International. (2026b). *The Sky is the Limit*. https://oilchange.org/wp-content/uploads/2026/10/2026-Skys-Limit-briefing.pdf
Öko-Institut. (2024). *Steigende Netzentgelte für Erdgas: Wie kann ein planvoller Gasausstieg gelingen?* https://www.oeko.de/blog/steigende-netzentgelte-fuer-erdgas-wie-kann-ein-planvoller-gasausstieg-gelingen/
Öko-Institut. (2026). *Auswirkungen der Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz auf die Klimaziele*. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Auswirkungen-GebaudeModG-Klimaziele.pdf
QNA. (2024). *Katar will LNG-Produktionskapazität bis 2030 auf 142 Millionen Tonnen pro Jahr erhöhen, sagt Staatsminister für Energie*. https://qna.org.qa/en/news/news-details?date=25 %2F02 %2F2024&id=0028-qatar-to-up-lng-production-capacity-to-142-million-tons-per-year-by-2030 %2C-says-minister %C2 %A0of %C2 %A0state %C2 %A0for %C2 %A0energy-affairs
Reuters. (2025a). *Der optimistische Ölausblick der IEA ist eine Anspielung auf Trump und ein Weckruf für die Welt*. https://www.reuters.com/markets/commodities/ieas-bullish-oil-outlook-is-nod-trump-wake-up-call-world-2025-11-12/
Reuters. (2025b). *Japan prüft den Kauf von LNG aus Alaska als Teil eines 7-Milliarden-Dollar-Energieabkommens, wie aus einer Erklärung der USA und Japans hervorgeht*. https://www.reuters.com/business/energy/japan-explores-alaskan-lng-purchases-part-7-bln-energy-deal-us-japan-statement-2025-09-05/
Reuters. (2026a). *EU erwägt Sondergewinnsteuer auf Öl und Gas angesichts steigender Energiepreise*. https://www.reuters.com/business/energy/eu-looking-oil-gas-windfall-profit-tax-energy-prices-soar-2026-10-12/
Reuters. (2026b). *Europa steht vor einem weiteren Jahr mit hohen Gaspreisen, da die Reserven auf Tiefststände sinken*. https://www.reuters.com/business/energy/europe-set-another-year-high-gas-prices-reserves-hit-lows-2026-10-12/
Reuters. (2026c). *Deutschland weist SEFE an, mehr Gas zu kaufen, um die Winterreserven aufzustocken*. https://www.reuters.com/business/energy/germanys-sefe-says-it-has-ministry-order-to-store-8-twh-gas-2026-09-30/
Reuters. (2026d). *QatarEnergy: Hormuz-Krise könnte LNG-Ausbauprojekte verzögern*. https://www.reuters.com/business/energy/qatarenergy-says-hormuz-crisis-may-delay-lng-expansion-projects-2026-09-21/
RFF. (2025). *Eine Analyse des Berichts des Energieministeriums zu den US-Exporten von Flüssigerdgas*. https://media.rff.org/documents/IB_25-05_aSgTJrn.pdf
RWE. (2026). *RWE und Glenfarne unterzeichnen einen 20-jährigen Liefervertrag für Flüssigerdgas aus den USA*. https://www.rwe.com/en/investor-relations/financial-calendar-and-publications/news-and-ad-hoc-announcements/news/news-2026-01-15/
SEFE. (2025). *SEFE beliefert die türkische BOTAŞ zehn Jahre lang mit LNG*. https://www.sefe.eu/en/media/files/press-releases/2025/251203_en_press-release_sefe-to-supply-turkiyes-botas-with-lng-for-ten-years.pdf
SEI, Climate Analytics und IISD. (2025). *The Production Gap Report 2025*. https://productiongap.org/2025report/
SodM. (2026). *Sicherheitslage im Zusammenhang mit der ehemaligen Gasförderung im Groningen-Gasfeld 2025*. https://www.sodm.nl/documenten/2026/05/11/staat-van-de-veiligheid-in-verband-met-de-voormalige-gaswinning-groningen-gasveld-2025
Das Oxford Institute for Energy Studies. (2026). *Wie geht es weiter mit Hormuz-LNG? Alternative Szenarien*. https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2026/10/Comment-What-Next-for-Hormuz-LNG.pdf
UBA. (2026a). *Fracking*. https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/fracking
UBA. (2026b). *Treibhausgas-Projektionen 2026*. https://openumwelt.de/entities/publication/37055074-2167-4ba0-81b1-d0928e9329e0

Britische Regierung. (2026). *Grünes Licht für das Jackdaw-Gasfeld*. https://www.gov.uk/government/news/jackdaw-gas-field-gets-green-light
UNEP. (2026). *Emissions Gap Report 2026*. https://www.unep.org/en/publications/report/emissions-gap-report-2026
UNEP & CCAC. (2022). *Globale Methanbilanz: Basisbericht 2030*. https://wedocs.unep.org/items/fc50311a-2340-4916-a7ca-2514c0d99aef
UNFCCC. (2023). *COP28-Abkommen signalisiert den „Anfang vom Ende" des Zeitalters der fossilen Brennstoffe*. https://unfccc.int/news/cop28-agreement-signals-beginning-of-the-end-of-the-fossil-fuel-era
Uniper. (2026). *Uniper und GSPC unterzeichnen langfristigen LNG-Liefervertrag für Indien*. https://www.uniper.energy/news/download/17e25694-689d-4711-adb5-76499bb124a5/2026_02_20_uniper_pr_gspc_en.pdf
Urgewald & DUH. (2026). *Außenwirtschaftsförderung: Rückschritte bei Klimaschutz und Atomkraft*. https://www.urgewald.org/presse/aussenwirtschaftsfoerderung-rueckschritte-klimaschutz-atom
US-Energieministerium. (2026a). *Monatliche Erdgasimporte und -exporte der USA*. https://www.energy.gov/sites/default/files/2026-09/Natural %20Gas %20Imports %20and %20Exports %20Monthly %20July %202026.pdf
US-Energieministerium. (2026b). *USA, Katar, Nigeria und Algerien warnen: Geplante EU-Methanvorschriften könnten die Öl- und Gasversorgung Europas stören*. https://www.energy.gov/articles/us-qatar-nigeria-and-algeria-warn-proposed-eu-methane-regulations-could-disrupt-europes
Weißes Haus. (2026). *Gemeinsame Erklärung der USA und Indiens*. https://www.whitehouse.gov/briefings-statements/2026/02/united-states-india-joint-statement/
Weltbank. (2026). *Rohstoffmärkte*. https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets
Weltwirtschaftsforum. (2025). *Wie LNG zu einer verantwortungsvollen Energiesicherheit beiträgt*. https://www.weforum.org/stories/energy-transition/lng-gas-energy-security/

Dieser Bericht wurde von DIW Econ im Auftrag des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. (BUND) erstellt.

Impressum

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. (BUND) Friends of the Earth Germany
Kaiserin-Augusta-Allee 5 | 10553 Berlin
Tel. +49 30 27586-40 | bund@bund.net
Vorstandsvorsitzender: Olaf Bandt
V.i.S.d.P: Verena Graichen
Autoren: DIW Econ GmbH | **www.diw-econ.de**
Wir danken Susann Scherbarth, Tina Löffelsend und Julius Neu für ihre wertvollen Beiträge.
November 2026 | www.bund.net