

Vom Krisenmanagement zur Strategie: Die europäische Gasversorgung neu justieren

Policy Brief Q3/2026

Nima Farhang-Damghani, Veronika Grimm, Lukas M. Lang,
Kiana Niazmand, Christian Sölch

Kurzzusammenfassung

Die europäische Gasversorgung befindet sich in einem grundlegenden Wandel. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat die traditionellen Lieferbeziehungen Europas dauerhaft verändert und die Bedeutung von Versorgungssicherheit und Diversifizierung wieder in den Mittelpunkt der Energiepolitik gerückt. Gleichzeitig soll der Verbrauch fossilen Erdgases im Zuge der Transformation des Energiesystems deutlich zurückgehen. **Diese Entwicklung bedeutet jedoch nicht, dass Erdgas kurzfristig seine Bedeutung verliert.** Global bleibt die Gasnachfrage nach aktuellen Szenarien bis weit in die kommenden Jahrzehnte hoch; ihr Schwerpunkt verschiebt sich zunehmend nach Asien und in andere Schwellen- und Entwicklungsländer. Europa konkurriert damit auch künftig auf internationalen Märkten um verfügbare Gasmengen.

Für Europa kommt hinzu, dass die eigene Erdgasförderung stark zurückgegangen ist. Der Wegfall russischer Pipelineimporte wurde vor allem durch zusätzliche LNG-Importe, insbesondere aus den USA, sowie hohe Pipelineimporte aus Norwegen kompensiert. Damit haben sich die Abhängigkeiten verändert, sind aber nicht verschwunden. **Die zunehmende Bedeutung von LNG erhöht die Einbindung Europas in den globalen Gasmarkt und damit auch die Exposition gegenüber internationalen Preisentwicklungen und geopolitischen Störungen.** Zwar verfügt Europa inzwischen über erhebliche LNG-Importkapazitäten; kurzfristig begrenzend sind jedoch vor allem die weltweit verfügbaren Verflüssigungs- und Exportkapazitäten. Die aktuellen geopolitischen Risiken unterstreichen die Bedeutung einer breiter diversifizierten Beschaffungsstrategie.

Gleichzeitig besteht erhebliche Unsicherheit darüber, wie schnell der europäische Gasbedarf tatsächlich zurückgehen wird. Die energiepolitischen Ziele setzen hohe Fortschritte bei Energieeffizienz, Elektrifizierung und dem Ausbau erneuerbarer Energien voraus. **Verlaufen diese Entwicklungen langsamer als geplant, bleibt der Bedarf an Erdgas länger bestehen.** Eine resiliente Gasstrategie sollte deshalb nicht ausschließlich auf einen einzelnen Transformationspfad ausgerichtet werden, sondern auch Entwicklungen berücksichtigen, bei denen emissionsarme Alternativen langsamer verfügbar werden und Erdgas daher länger benötigt wird. Dies ist auch für den Strommarkt und die Wettbewerbsfähigkeit von Bedeutung, da hohe Gaspreise weiterhin auf Strompreise und industrielle Energiekosten durchschlagen werden.

Daraus folgt erstens, dass **ein größerer Teil des zukünftigen europäischen Gasbedarfs langfristig abgesichert werden sollte.** Langfristige Lieferverträge stehen den Klimazielen nicht grundsätzlich entgegen, sofern sie hinreichend flexibel ausgestaltet sind. Insbesondere der Verzicht auf Destination Clauses ermöglicht es, nicht benötigte Mengen weiterzuverkaufen. Langfristige Beschaffung bedeutet damit nicht zwangsläufig eine langfristige Festlegung auf entsprechenden europäischen Erdgasverbrauch. Zugleich

können geeignete Vertrags- und Preisstrukturen die Exposition gegenüber kurzfristigen Marktverwerfungen begrenzen und Investitionen in zusätzliche Förder- und Exportkapazitäten ermöglichen. Die Erfahrungen der Energiekrise zeigen, dass solche Versorgungsoptionen **vor einer Krise** aufgebaut werden müssen.

Zweitens sollte Europa seine Versorgung **nicht nur nach Lieferländern, sondern auch nach Transportwegen, Vertragsstrukturen und Preisbildungsmechanismen diversifizieren**. LNG, Pipelinegas und europäische Eigenproduktion weisen unterschiedliche Kosten und Risiken auf und können sich gegenseitig ergänzen. Auch die Potenziale einer höheren europäischen Eigenproduktion sollten ergebnisoffen geprüft werden. Eine höhere eigene Produktion bedeutet nicht automatisch einen höheren europäischen Verbrauch: Gas kann innerhalb Europas gehandelt, exportiert oder perspektivisch zur Produktion von blauem Wasserstoff eingesetzt werden. Ob neue Förderprojekte – einschließlich unkonventioneller Ressourcen – sinnvoll sind, muss anhand ihrer Kosten, Umweltwirkungen, Vorkettenemissionen und ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit beurteilt werden.

Drittens sollte der **Hochlauf emissionsarmer Gase robust und technologieoffen gestaltet werden**. Biomethan kann fossiles Erdgas unmittelbar ersetzen, sein nachhaltig verfügbares Potenzial ist jedoch begrenzt. Grüner Wasserstoff dürfte langfristig eine zentrale Rolle spielen, sein Hochlauf ist derzeit aber mit erheblichen Kosten-, Infrastruktur- und Skalierungsherausforderungen verbunden. Blauer Wasserstoff kann stärker auf bestehenden Prozessen und Infrastrukturen aufbauen und zur Absicherung der Transformation beitragen, falls andere Dekarbonisierungspfade langsamer vorankommen als erwartet. Voraussetzung sind hohe CO₂-Abscheideraten, eine sichere CO₂-Speicherung und niedrige Methanleckagen. **Welche langfristige Rolle blauer Wasserstoff spielen wird, lässt sich heute nicht abschließend beurteilen**. Ein aufgrund eines technologieoffenen Vorgehens kosteneffizienterer Transformationspfad kann zugleich die wirtschaftliche Tragfähigkeit und gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende erhöhen und damit die Voraussetzungen verbessern, ambitionierte Klimaziele tatsächlich umzusetzen.

Die zentrale Schlussfolgerung lautet daher: Europäische Gaspolitik sollte nicht auf eine einzelne Prognose des zukünftigen Energiesystems optimiert werden, sondern unterschiedliche Entwicklungspfade absichern. Dazu gehören flexible langfristige Lieferverträge, eine breitere Diversifizierung, die Prüfung europäischer Eigenproduktion, eine integrierte Planung von Gas-, Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen, eine stärkere europäische Koordination von Beschaffung und Speicherung sowie ein verlässlicher, technologieoffener Regulierungsrahmen für die Transformation. Eine solche Strategie hält Handlungsoptionen offen, begrenzt Versorgungs- und Preisrisiken und verbindet Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit mit einer kosteneffizienten Transformation zur Klimaneutralität.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	I
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
1. Gasvorkommen und Förderpläne weltweit.....	1
1.1. Globale Trends in der Nachfrage und Förderung von fossilem Erdgas	1
1.2. Globaler Erdgashandel.....	3
2. Entwicklung des Gasverbrauchs in Europa und Deutschland.....	5
2.1. Energiemix und Gasverbrauch in Deutschland.....	5
2.2. Energieeffizienz und Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	6
2.3. Welche Rolle müssen fossile Energieträger mittel- bis langfristig noch spielen?..	7
2.4. Historischer und prognostizierter Gasverbrauch in der EU	8
2.5. Optionen zur Substitution fossilen Erdgases.....	9
3. Europäische Gasversorgung und Importabhängigkeit	11
3.1. Entwicklung und Struktur des Gasangebots.....	11
3.2. LNG.....	13
3.3. Pipelinegas.....	23
3.4. Eigenproduktion in der EU	25
3.5. Emissionsarme Gase.....	33
4. Zentrale Handlungsempfehlungen für die Neujustierung der europäischen Gasversorgung	36
5. Literatur	44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Gasnachfrage und Förderung nach Region, historische Werte und Prognosen der IEA	2
Abbildung 2. Globale LNG-Handelsflüsse im Jahr 2025 [in TWh].....	3
Abbildung 3. Globale Pipelinegasflüsse im Jahr 2025 [in TWh]	4
Abbildung 4. Historischer und prognostizierter Primärenergieverbrauch für Deutschland...	5
Abbildung 5. Gasverbrauch in der EU nach Region	8
Abbildung 6. Gesamte Treibhausgas (THG)-Emissionen und Gesamtkosten für verschiedene Transformationspfade zur Deckung der Nachfrage nach Wasserstoff von 2030 bis 2050	10
Abbildung 7. Importe von Gas in die EU nach Jahr und Herkunft	11
Abbildung 8. Kapazität und Auslastung globaler Import- und Export-Terminals für LNG im Jahr 2025.....	13
Abbildung 9. Entwicklung der Kapazitäten und Auslastung zentraler globaler Exporteure für LNG von 2020 bis 2025.....	15
Abbildung 10. LNG-Import- und Exportkapazität nach Region (Stand: September 2025)....	17
Abbildung 11. Veränderungen des globalen und europäischen LNG-Marktes für zentrale Vertragsaspekte	19
Abbildung 12. LNG-Importvolumen der fünf größten LNG-Importländer nach Vertrags- und Spotmarktbezügen im Jahr 2024	21
Abbildung 13. Prognose der Erdgasproduktion in mit Europa per Pipeline verbundenen Regionen nach Ressourcentypen.....	24
Abbildung 14. Produktion von Gas in der EU nach Jahr	26
Abbildung 15. Theoretische Erdgaspotenziale europäischer Länder und deren Förderung im Jahr 2023 (> 4.000 TWh)	27
Abbildung 16. Vorkettenemissionen beim Erdgasimport in die EU.....	32
Abbildung 17. THG-Emissionen und Gesamtkosten von blauem Wasserstoff	35

Abkürzungsverzeichnis

BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCS	CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EU	Europäische Union
EU27	Europäische Union mit 27 Mitgliedstaaten
EE	Erneuerbare Energien
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem
GWh	Gigawattstunde
kWh	Kilowattstunde
LNG	Flüssigerdgas
MWh	Megawattstunde
STEPS	Stated Policies Scenario
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TWh/a	Terawattstunde pro Jahr
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UK	Vereinigtes Königreich
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
USD	US-Dollar
WHG	Wasserhaushaltsgesetz

1. Gasvorkommen und Förderpläne weltweit

1.1. Globale Trends in der Nachfrage und Förderung von fossilem Erdgas

Der globale Erdgasmarkt steht weniger vor einem unmittelbaren Rückgang als vor einer grundlegenden regionalen Verschiebung. Während Erdgas in Europa und anderen fortgeschrittenen Volkswirtschaften an Bedeutung verliert, bleibt es global auch in den kommenden Jahrzehnten ein relevanter Energieträger. Dabei verschieben sich die regionalen Schwerpunkte von Nachfrage, Förderung und Handel zunehmend.

Im “Stated Policies Scenario (STEPS)” der International Energy Agency (IEA 2025d) bleibt fossiles Erdgas auch langfristig ein bedeutender Bestandteil des globalen Energiesystems, allerdings verschiebt sich seine Rolle regional. Dies ist in Abbildung 1 zu sehen. Das Szenario bildet auf Grundlage bestehender und angekündigter energie- und klimapolitischer Maßnahmen einen möglichen Entwicklungspfad des Energiesystems ab und ist nicht als Prognose zu verstehen. Im STEPS steigt weltweite Erdgasnachfrage steigt zwischen 2024 und 2035 noch um durchschnittlich rund 500 Terawattstunde (TWh) pro Jahr und erreicht 2035 knapp 48.000 TWh. Danach flacht das Nachfragewachstum im Szenario ab, sodass die Nachfrage bis 2050 ungefähr auf diesem Niveau bleibt. Die Dynamik ist damit schwächer als in früheren Jahrzehnten, weil erneuerbare Energien (EE), Effizienzsteigerungen und die Elektrifizierung von Endanwendungen den weiteren Erdgasverbrauch begrenzen. Das globale Nachfragewachstum wird vor allem durch einen steigenden Gasverbrauch in der Stromerzeugung und die industrielle Nachfrage getrieben.

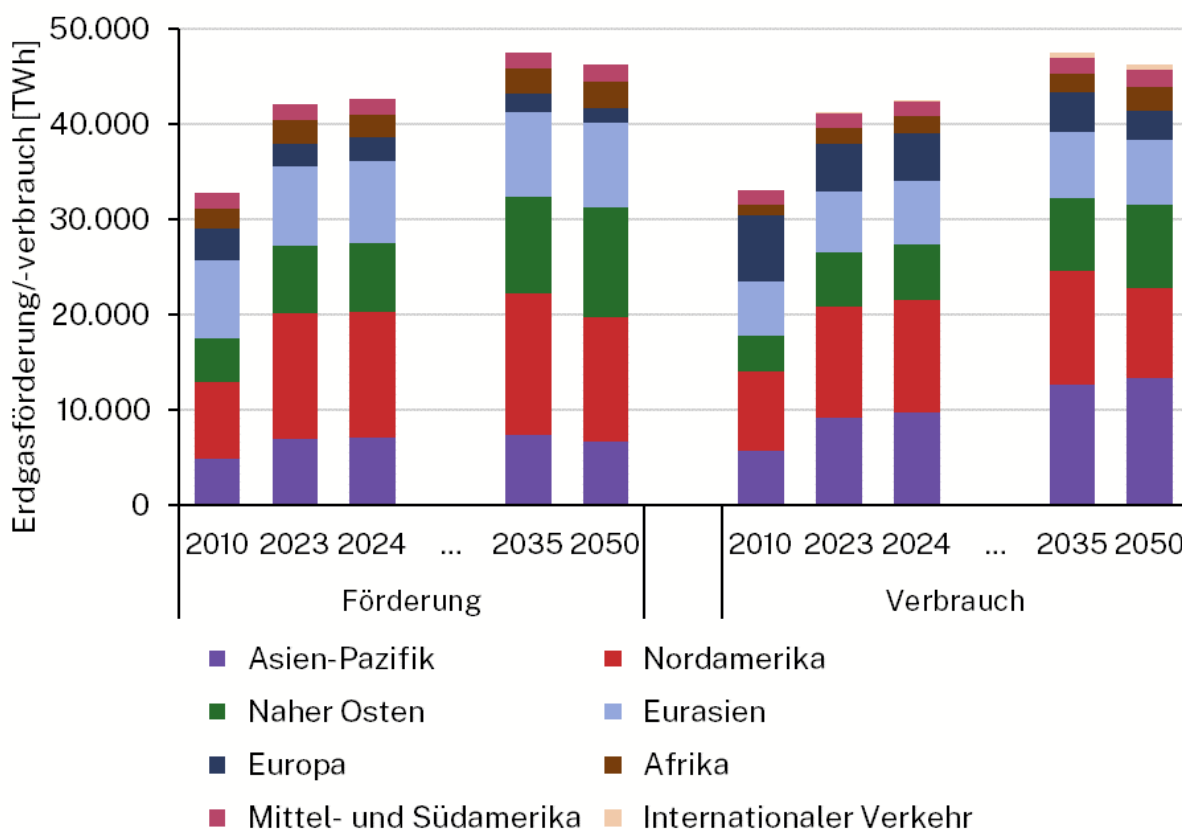
Regional zeigt sich ein klarer Gegensatz zwischen Industrieländern und Schwellen- bzw. Entwicklungsländern. Für fortgeschrittene Volkswirtschaften projiziert die IEA insgesamt eine rückläufige Erdgasnachfrage. Besonders deutlich ist dies in der Europäischen Union (EU): Dort erreichte der Gasverbrauch bereits 2010 einen Höhepunkt und ist seit Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine um rund 20 % gefallen. Von etwa 3.300 TWh im Jahr 2024 geht die Nachfrage im STEPS bis 2035 auf rund 2.600 TWh zurück. Auch für Japan projiziert die IEA einen rückläufigen Gasverbrauch, während die Nachfrage in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) bis 2035 im Szenario weitgehend stagniert. Demgegenüber steigt der Verbrauch in Schwellen- und Entwicklungsländern im STEPS deutlich an, von rund 24.000 TWh im Jahr 2024 auf etwa 29.400 TWh im Jahr 2035. Ein großer Teil dieses Wachstums entfällt auf Asien, insbesondere China, sowie auf den Nahen Osten. Das STEPS-Szenario der IEA zeichnet somit weniger das Bild eines unmittelbaren Rückgangs der weltweiten Erdgasnutzung als vielmehr einer regionalen Verschiebung der Nachfrage.

Parallel dazu verschiebt sich im Szenario auch die globale Erdgasförderung. Das Wachstum der Erdgasproduktion bis 2035 entfällt dabei vor allem auf den Nahen Osten und die USA. Zusammen steigt ihre Förderung im STEPS um fast 4.500 TWh. Die USA bleiben im Szenario der weltweit größte Erdgasproduzent. Ihre Produktion nimmt bis 2035 weiter zu, während der Anteil der Produktion, der exportiert wird, deutlich steigt. Auch Katar baut im STEPS seine Rolle als wichtiger Exporteur aus: Die katarische Erdgasproduktion nimmt bis 2035 um rund 70 % weiter zu, wobei nahezu der gesamte zusätzliche Zuwachs für den Export

vorgesehen ist. Demgegenüber geht im STEPS-Szenario die Förderung bei einigen etablierten Produzenten zurück. In Europa sinkt die Erdgasproduktion im Szenario bis 2035 um rund 20 %, vor allem durch rückläufige Förderung in Norwegen. Auch für Australien weist das STEPS aufgrund alternder Felder Produktionsrückgänge aus. Für Russland geht die IEA davon aus, dass die seit 2022 verlorenen Exportmengen nach Europa nicht vollständig durch neue Absatzmärkte ersetzt werden können; im Szenario gehen daher sowohl die Produktion als auch die Nettoexporte leicht zurück.

Insgesamt bleibt Erdgas im STEPS-Szenario der IEA bis 2050 ein relevanter Bestandteil des globalen Energiesystems, während sich die regionalen Schwerpunkte von Nachfrage, Förderung und Handel deutlich verschieben. Während Europa und andere Industrieländer ihren Verbrauch reduzieren, verlagert sich das Nachfragewachstum vor allem nach Asien und in den Nahen Osten. Auf der Angebotsseite gewinnen die USA, Katar und weitere Produzenten im Nahen Osten an Bedeutung, während Europa und Russland relativ an Gewicht verlieren. Zugleich gewinnt Flüssigerdgas (LNG) für den globalen Gashandel an Bedeutung und die Handelsströme orientieren sich zunehmend an asiatischen Absatzmärkten. Für Europa bedeutet der Rückgang der eigenen Gasnachfrage daher nicht, dass die Entwicklungen auf den globalen Gasmärkten an Relevanz verlieren: Mit sinkender europäischer Förderung wird die verbleibende Nachfrage zunehmend durch Importe aus einem stärker globalisierten LNG-Markt gedeckt.

Abbildung 1. Gasnachfrage und Förderung nach Region, historische Werte und Prognosen der IEA

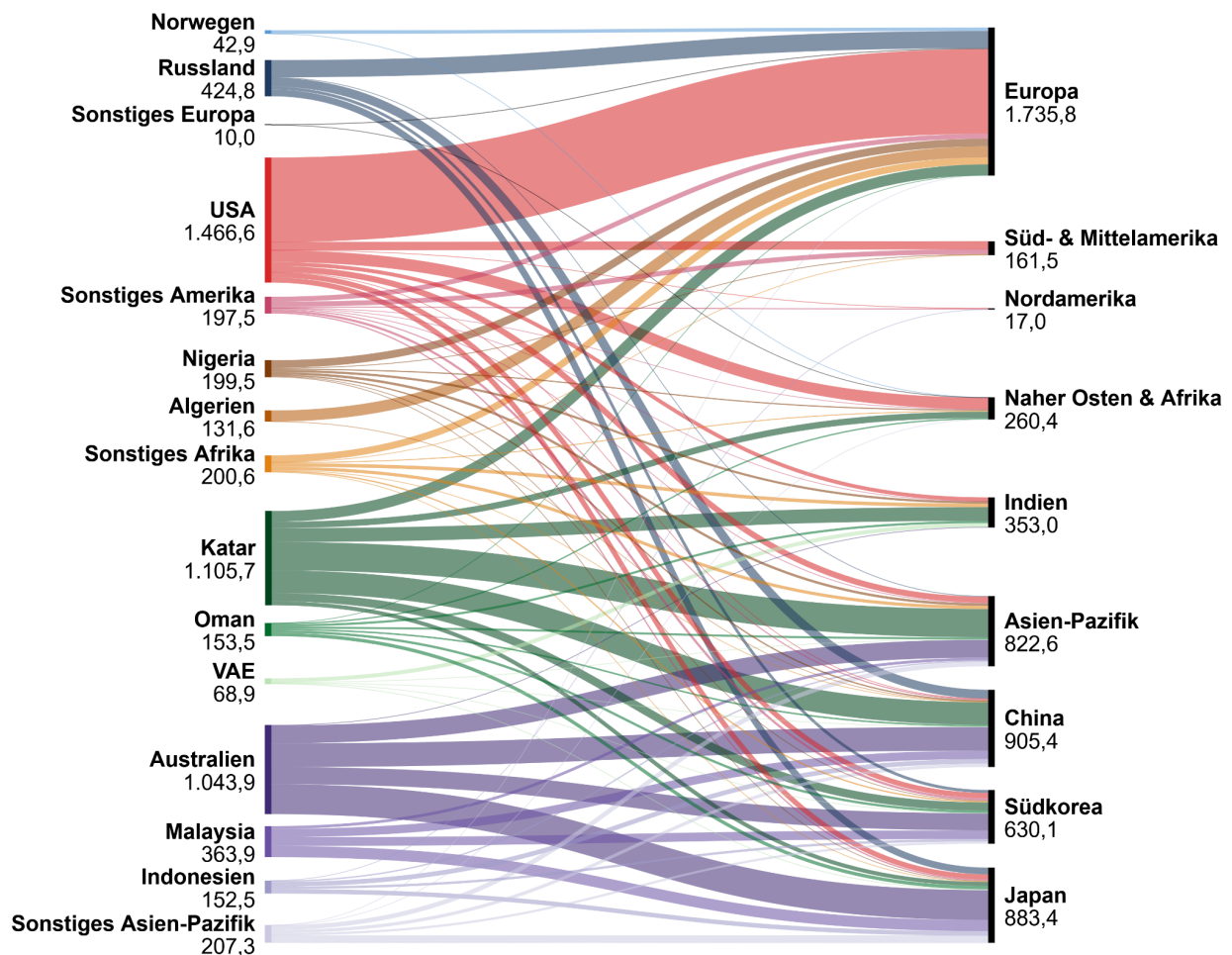


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IEA World Energy Outlook 2025 (IEA 2025d); STEPS Szenario

1.2. Globaler Erdgashandel

Mit der zunehmenden Bedeutung von LNG wird der europäische Gasmarkt stärker von Entwicklungen auf den globalen Gasmärkten beeinflusst. Der überwiegende Teil der weltweiten LNG-Nachfrage entfällt auf asiatische Märkte, siehe Abbildung 2. Die Importnachfrage in Asien hat daher einen wesentlichen Einfluss auf die globalen Gas- und LNG-Preise. Europa hat demgegenüber einen geringeren Anteil an der globalen LNG-Nachfrage. Die Entwicklung auf dem globalen LNG-Markt bleibt für Europa dennoch von hoher Bedeutung, da LNG einen zunehmenden Anteil der europäischen Gasimporte deckt.

Abbildung 2. Globale LNG-Handelsflüsse im Jahr 2025 [in TWh]



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf 2026 Statistical Review of World Energy (Energy Institute 2026)

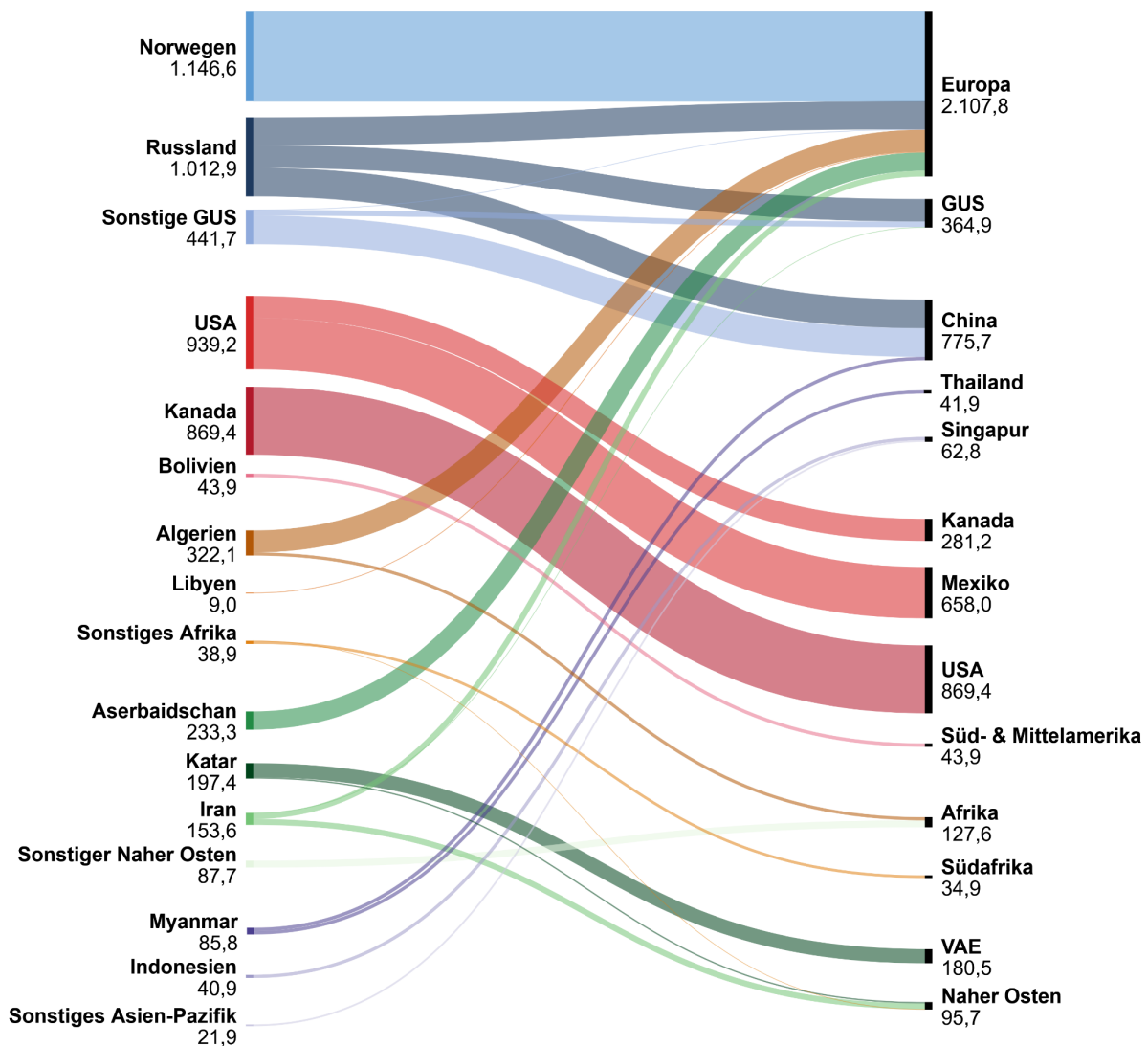
Europäische LNG-Importe kommen hauptsächlich aus den USA, Russland, Katar und Algerien, die zusammen ungefähr 84 % der gesamten europäischen LNG-Importe im Jahr 2024 ausmachten (Energy Institute 2025). Gleichzeitig soll die Abhängigkeit von russischem LNG weiter reduziert werden: Die EU hat sich zum Ziel gesetzt, bis spätestens 2027 kein russisches LNG mehr zu importieren. Dies bedeutet, dass rund 200 TWh LNG kurzfristig aus

anderen Bezugsquellen ersetzt werden müssten (Council of the European Union 2026).

Zusätzliche Unsicherheit für die europäische LNG-Versorgung entsteht durch die aktuelle Krise zwischen Iran, den USA und Israel. Diese hat zu kurz- und mittelfristigen Einschränkungen des globalen LNG-Angebots geführt. Im Laufe des Krieges wurden erhebliche LNG-Verflüssigungskapazitäten in Katar beschädigt und die Straße von Hormuz, durch die ein großer Teil des global gehandelten LNG transportiert wird, blockiert (QatarEnergy 2026b). Damit treffen der geplante Ausstieg aus russischem LNG und zusätzliche Risiken für das globale LNG-Angebot auf eine europäische Gasversorgung, die weiterhin in erheblichem Umfang auf Importe angewiesen ist.

Neben LNG bleiben Pipelineimporte eine zweite zentrale Säule der europäischen Gasversorgung. Abbildung 3 zeigt die internationalen Pipeline-Handelsströme im Jahr 2025.

Abbildung 3. Globale Pipelinegasflüsse im Jahr 2025 [in TWh]



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf 2026 Statistical Review of World Energy (Energy Institute 2026)

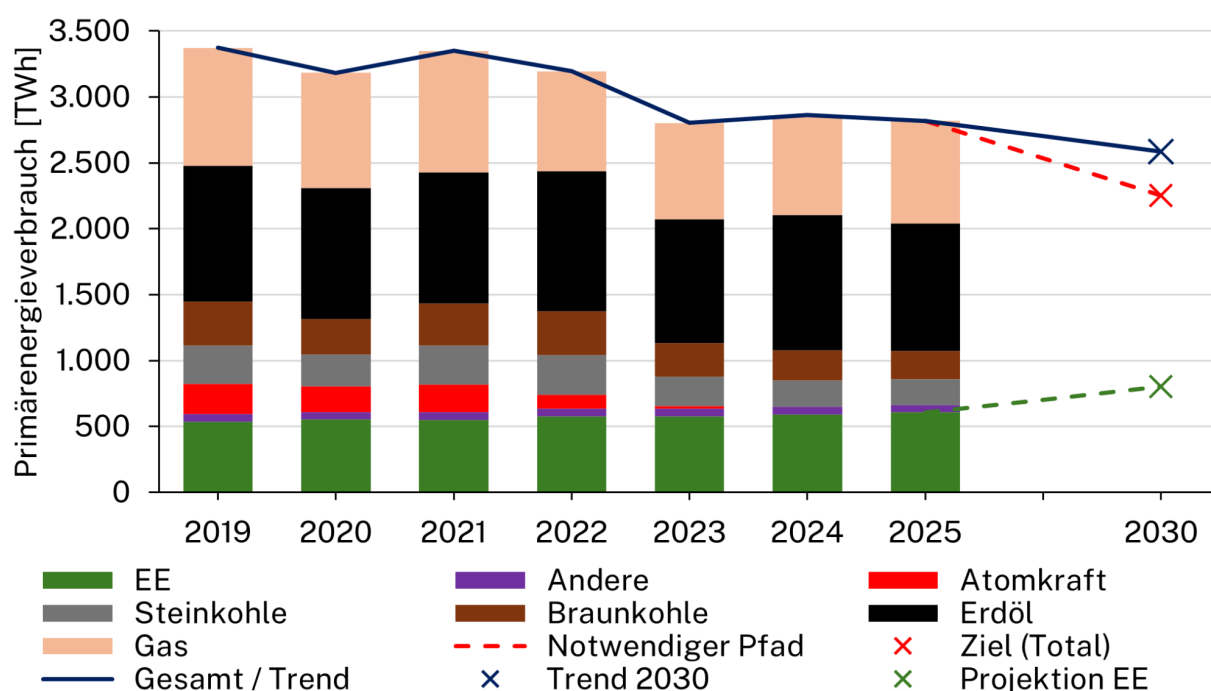
Die europäischen Importe kommen hauptsächlich aus Norwegen, Russland, Algerien und Aserbaidschan. Die Pipelines von Norwegen auf das europäische Festland beispielsweise sind seit dem Rückgang russischer Gaslieferungen infolge des Angriffskriegs gegen die Ukraine vollständig ausgelastet (Bloomberg 2026). Erdgasimporte über die Pipeline aus Russland sollen bis Ende 2027 vollständig auslaufen.

2. Entwicklung des Gasverbrauchs in Europa und Deutschland

2.1. Energiemix und Gasverbrauch in Deutschland

Trotz des Ausbaus EE wird der deutsche Primärenergieverbrauch heute weiterhin überwiegend durch fossile Energieträger gedeckt. Im Jahr 2025 entfallen rund 27,7 % des Primärenergieverbrauchs auf fossiles Gas, 34,2 % auf Erdöl sowie 14,6 % auf Stein- und Braunkohle. Der Anteil EE liegt im Jahr 2025 bei 21,5 %. Insgesamt decken fossile Energieträger damit rund 76,5 % des deutschen Primärenergieverbrauchs. Die historische Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland ist in Abbildung 4 zu sehen.

Abbildung 4. Historischer und prognostizierter Primärenergieverbrauch für Deutschland



Anmerkungen: Aktueller Trend zur Senkung des gesamten Primärenergieverbrauchs berechnet sich aus den durchschnittlichen Senkungen der Primärenergieintensität seit 2019 und unterstellt ein Wachstum des BIP in Deutschland von 0,5% im Jahr 2026 und 1,2% pro Jahr (Fuest 2023) ab 2027. Als Zielbetrag für den gesamten Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 dient das Ziel von 2.252 TWh aus dem EnEFG. Für die Prognose des Anteils von EE im Jahr 2030 wurden ca. 800 TWh angenommen, siehe (Kemmler u. a. 2021).

Quellen: (AGEB 2025, 2026; BMJV 2023; Fuest 2023; Kemmler u. a. 2021)

Seit 2019 ist der Anteil EE am Primärenergieverbrauch kontinuierlich, aber vergleichsweise moderat gestiegen. So betrug der Anteil im Jahr 2019 noch 15,8 % und hat sich seitdem auf 21,5 % erhöht. Neben dem Ausbau EE trägt hierzu auch der rückläufige Primärenergieverbrauch insgesamt bei.

Der Anteil von Braun- und Steinkohle am Primärenergieverbrauch ist dagegen zurückgegangen: Im Jahr 2019 betrug dieser noch 18,5 % und liegt inzwischen bei 14,6 %. Kernenergie trägt seit der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke im Jahr 2023 nicht mehr zum deutschen Primärenergieverbrauch bei. Der absolute Verbrauch von Erdöl hat sich dagegen in den vergangenen Jahren vergleichsweise wenig verändert. Aufgrund des insgesamt rückläufigen Primärenergieverbrauchs ist sein relativer Anteil dennoch von 30,6 % im Jahr 2019 auf 34,2 % im Jahr 2025 gestiegen.

Fossiles Gas deckt weiterhin einen bedeutenden Anteil des deutschen Primärenergieverbrauchs. Der absolute Gasverbrauch unterlag in den vergangenen Jahren jedoch deutlichen Schwankungen. Vom Jahr 2021 auf 2022 wurde infolge des Kriegs in der Ukraine und der darauf folgenden fehlenden Mengen russischen Erdgases eine deutliche Reduktion des Verbrauchs verzeichnet. Nach dem Tiefstand im Jahr 2023 ist der Verbrauch von Erdgas aber wieder leicht angestiegen.

2.2. Energieeffizienz und Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Für die zukünftige Bedeutung fossiler Energieträger ist neben dem Ausbau EE entscheidend, wie stark der Primärenergieverbrauch insgesamt reduziert werden kann. Ein zentraler Faktor hierfür ist die Entwicklung der Energieeffizienz. Die Primärenergieintensität (Primärenergieverbrauch pro Bruttoinlandsprodukt (BIP)) ist in den Jahren seit 2019 langsam gesunken, d.h. die Wirtschaftsleistung wurde in Deutschland mit einem geringeren Primärenergieeinsatz je BIP-Einheit erbracht.

Das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) legt für den Primärenergieverbrauch in Deutschland für das Jahr 2030 einen Zielwert von 2.252 TWh fest. Im Jahr 2025 lag der gesamte Primärenergieverbrauch bei 2.818 TWh. Um den Zielwert zu erreichen, müsste der Primärenergieverbrauch gegenüber 2025 bis 2030 somit um weitere 566 TWh bzw. rund 20 % sinken.

Wird isoliert die seit 2019 beobachtete Entwicklung der Primärenergieintensität fortgeschrieben und ab 2027 ein jährliches Wirtschaftswachstum von 1,2 % unterstellt (Fuest 2023), würde der Primärenergieverbrauch bis 2030 rechnerisch lediglich um rund 234 TWh zurückgehen. Die Fortschreibung des bisherigen Trends bei der Primärenergieintensität würde damit allein nicht ausreichen, um das Ziel des EnEfG zu erreichen.

Um den Zielwert des EnEfG dennoch zu erreichen wäre eine Senkung der Primärenergieintensität in den kommenden Jahren von 3,4 % pro Jahr notwendig, gegenüber rund 1,9 % pro Jahr im bisherigen Trend. Ob eine solche Beschleunigung innerhalb des verbleibenden Zeitraums bis 2030 erreicht werden kann, erscheint angesichts der bisherigen Entwicklung fraglich. Insbesondere wurden infolge der Energiekrise und des Wegfalls großer Teile der russischen Gaslieferungen bereits erhebliche, kurzfristig

realisierbare Einsparpotenziale gehoben.

Würde die Primärenergieintensität dagegen lediglich ihrem bisherigen Trend folgen, ließe sich der Zielwert rechnerisch nur bei einer deutlich geringeren Wirtschaftsleistung erreichen. Unter den hier getroffenen Annahmen läge das mit der Zielerreichung kompatible BIP rund 495 Mrd. Euro bzw. 13,5 % unter dem unterstellten Referenzpfad. Dies liegt in einer ähnlichen Größenordnung wie andere Einschätzungen (Fuest 2023), wonach die Erreichung der Energieeinsparziele bei unzureichenden Effizienzfortschritten mit erheblichen wirtschaftlichen Kosten verbunden sein kann.

2.3. Welche Rolle müssen fossile Energieträger mittel- bis langfristig noch spielen?

Auch bei Erreichung der Energieeffizienzziele wird der Primärenergieverbrauch bei weitem nicht kurzfristig vollständig durch EE gedeckt werden können. Werden die Energieeffizienzziele des EnEg nicht erreicht, verlangsamt sich der Rückgang des Primärenergieverbrauchs entsprechend. Der Anteil der Erneuerbaren wird also zwar ambitioniert ansteigen, jedoch in keinem der Szenarien ausreichen, um die Energieversorgung schon in der mittleren Frist komplett durch EE-Erzeugung zu gewährleisten.

Der Zubau an Erneuerbaren liegt mit Stand Ende 2025 auf bzw. teilweise über dem bisherigen Zielpfad (Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring 2025). Für die Entwicklungen in den kommenden Jahren besteht jedoch weiterhin erhebliche Unsicherheit. Insbesondere müssen der Ausbau EE, der Netzausbau und die Entwicklung der Stromnachfrage stärker aufeinander abgestimmt werden. Sollten die Ausbauziele für EE an das Fortschreiten des Netzausbaus gekoppelt werden, dürfte dies den Zubau in Regionen mit Netzengpässen beeinflussen. Dadurch würde sich der Anteil der erneuerbaren Erzeugung am Primärenergieverbrauch nicht wie erwartet entwickeln. Ebenso würden bisher geplante Zubauten durch einen möglichen Redispatchvorbehalt in Engpassregionen beeinflusst werden.

Bei einem planmäßig prognostizierten Primärenergieverbrauch von ca. 800 TWh (Kemmler u. a. 2021), der durch EE im Jahr 2030 gedeckt werden kann, ergibt sich rein rechnerisch und ohne Berücksichtigung der durch Elektrifizierung vermiedenen Umwandlungsverluste eine verbleibende Lücke von mehr als 1.700 TWh. Selbst bei Erreichung der Energieeffizienzziele beträgt diese rechnerische Lücke noch mehr als 1.400 TWh im Jahr 2030. Da der Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbaren Strom zugleich Umwandlungsverluste reduziert, überschätzen diese Werte den tatsächlich zusätzlich zu deckenden Energiebedarf. Gleichwohl verdeutlichen die Größenordnungen, dass auch 2030 ein erheblicher Bedarf an nicht durch heimische erneuerbare Energien gedeckter Energie verbleiben dürfte, der zum großen Teil durch importierte Energieträger – darunter insbesondere weiterhin Erdgas – gedeckt werden muss.

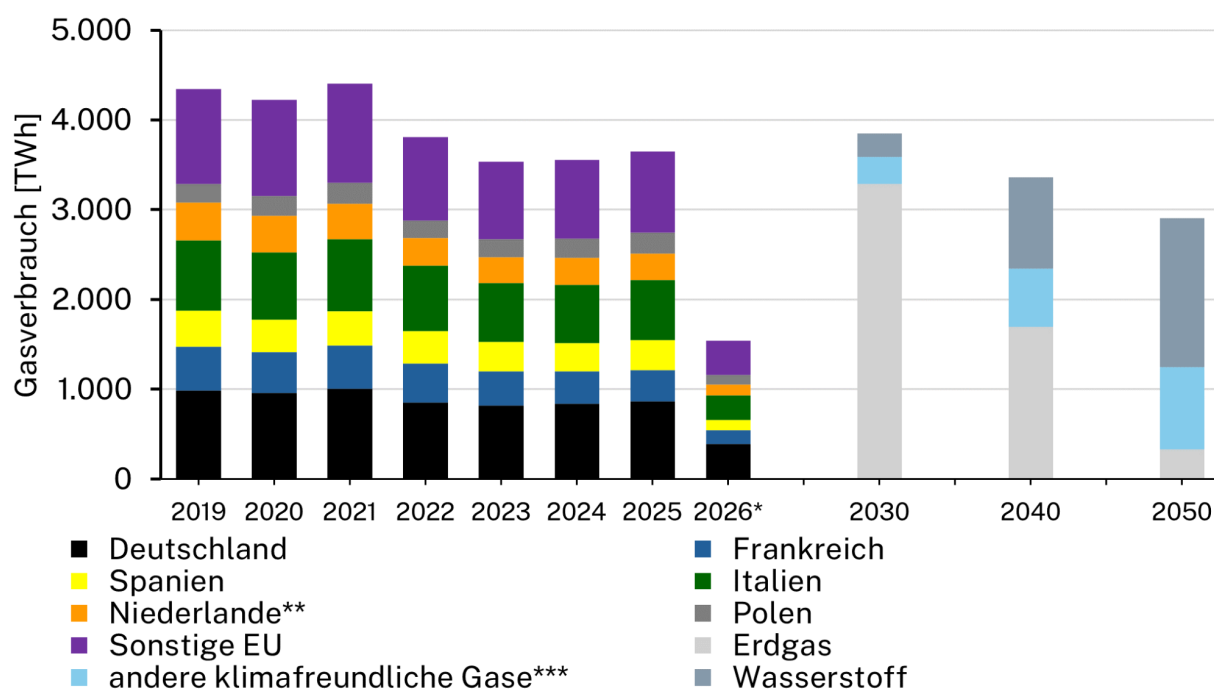
Aktuelle Entwicklungen sowohl bei der Energieeffizienz als auch beim EE-Ausbau deuten darauf hin, dass die Lücke auch in den auf 2030 folgenden Jahren noch deutlich größer sein dürfte und sobald nicht geschlossen werden kann. Für die Energiepolitik ergibt sich daraus

eine doppelte Herausforderung: Einerseits müssen Elektrifizierung, Energieeffizienz und ein systemdienlicher Ausbau der EE weiter vorangetrieben werden. Andererseits bleibt für den Übergangszeitraum eine sichere, resiliente und möglichst kostengünstige Gasversorgung erforderlich, um eine weitere Deindustrialisierung und hohe Energiepreise zu verhindern.

2.4. Historischer und prognostizierter Gasverbrauch in der EU

Die fortbestehende Bedeutung von Gas beschränkt sich nicht auf Deutschland. Auch auf europäischer Ebene ist nach dem starken Verbrauchsrückgang infolge der Energiekrise zuletzt wieder ein Anstieg des Gasverbrauchs zu beobachten, siehe Abbildung 5. Der Gasverbrauch in der EU entwickelte sich dabei in den vergangenen Jahren ähnlich wie der Erdgasverbrauch in Deutschland. Insbesondere im Jahr 2022 ging der Verbrauch deutlich zurück. Dazu trugen unter anderem die stark gestiegenen Gaspreise infolge des Rückgangs russischer Lieferungen, Einsparmaßnahmen sowie eine geringere Nachfrage in Industrie und Haushalten bei. Seit 2023 steigt der Gasverbrauch jedoch wieder an und erreichte im Jahr 2025 3.646 TWh. Die Länder mit dem größten Gasverbrauch in der EU sind Deutschland und Italien mit über die Jahre recht konstanten Anteilen von rund 23 % bzw. 18 %.

Abbildung 5. Gasverbrauch in der EU nach Region



Anmerkung: *Das Jahr 2026 ist bis einschließlich April abgebildet. **Aufgrund fehlender Daten wurde teilweise eine andere Datengrundlage für die Gasnachfrage der Niederlande gewählt. Für den zukünftigen Gasverbrauch wurde der Erdgasverbrauch aus den TYNDP 2026 Inputs verwendet. ***Unter anderen klimafreundlichen Gasen werden E-Methan und Biomethan gefasst.

Quellen: (ENTSO-G und ENTSO-E 2026; eurostat 2026; Statistics Netherlands 2026)

Für die langfristige Entwicklung zeigen die Szenarien des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2026 einen steigenden Bedarf an gasförmigen Energieträgern, während sich deren Zusammensetzung grundlegend verändert (ENTSO-G und ENTSO-E 2026). Während der Verbrauch fossilen Erdgases im Zeitraum bis 2050 deutlich zurückgeht, nimmt insbesondere die Nutzung von Wasserstoff und anderen klimafreundlichen Gasen zu. Der in den Szenarien ausgewiesene Rückgang des Erdgasverbrauchs setzt damit voraus, dass fossiles Erdgas in erheblichem Umfang und innerhalb des vorgesehenen Zeitraums durch alternative gasförmige Energieträger substituiert werden kann. Ein grundlegender Verbrauch von Erdgas wird jedoch auch im Jahr 2050 noch vorhanden sein. Dabei spielt v.a. die stoffliche Verwendung von Erdgas in der Industrie eine wichtige Rolle.

2.5. Optionen zur Substitution fossilen Erdgases

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie der in den TYNDP-Szenarien unterstellte Wasserstoffbedarf gedeckt werden kann und welche Kosten und Emissionen mit unterschiedlichen Bereitstellungsoptionen verbunden sind. Abbildung 6 zeigt, wie der in Abbildung 5 ausgewiesene Wasserstoffbedarf im Zeitraum von 2030 bis 2050 hypothetisch gedeckt werden könnte und welche kumulierten Treibhausgasemissionen sowie Gesamtkosten daraus resultieren. Die dargestellten Szenarien sind dabei nicht als Prognosen zu verstehen, sondern dienen dem Vergleich unterschiedlicher Optionen zur Deckung des unterstellten Bedarfs.

Als Referenz dient zunächst das Szenario „Nur Erdgas“. Es zeigt, welche kumulierten Treibhausgasemissionen und Gesamtkosten entstehen würden, wenn die im TYNDP unterstellte Substitution von Erdgas durch Wasserstoff ausbleibt und der entsprechende Energiebedarf weiterhin vollständig durch fossiles Erdgas gedeckt wird. Damit bildet das Szenario zugleich die Folgen eines verzögerten Wasserstoffhochlaufs ab.

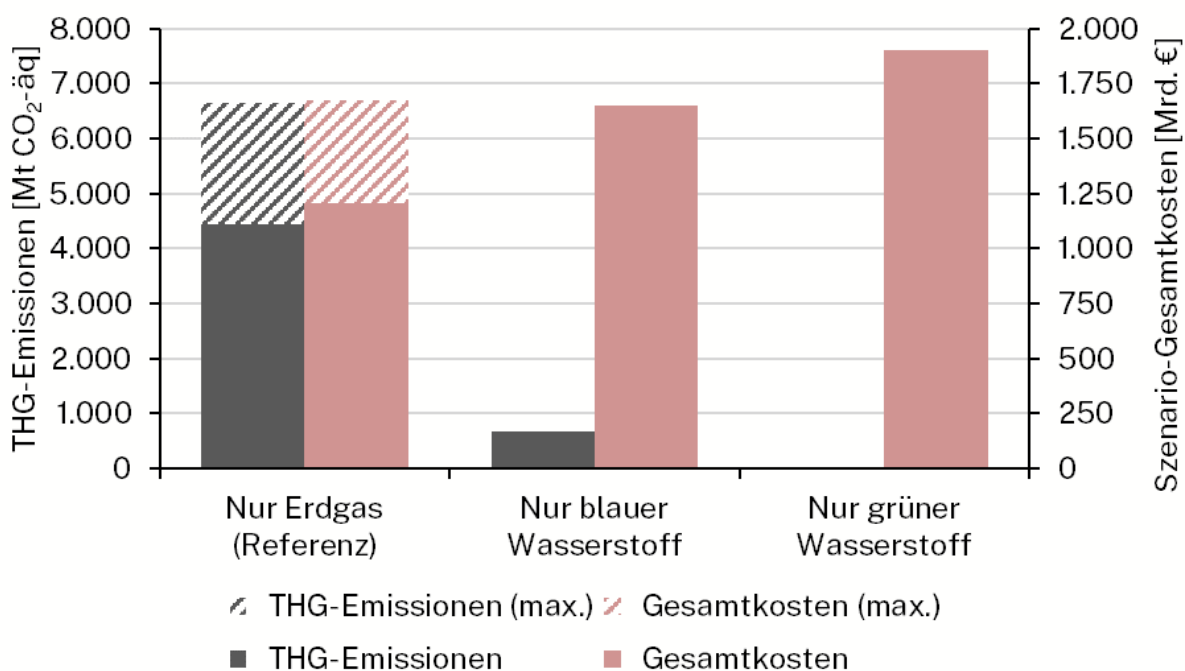
Im Szenario „Nur blauer Wasserstoff“ wird angenommen, dass der entsprechende Bedarf über den gesamten Betrachtungszeitraum vollständig durch blauen Wasserstoff gedeckt wird. Die ausgewiesenen Treibhausgasemissionen umfassen dabei sowohl die nach der Kohlenstoffdioxid (CO₂)-Abscheidung verbleibenden Restemissionen als auch Methanemissionen aus der Förderung und Bereitstellung des dafür benötigten fossilen Erdgases. Die Gesamtkosten beinhalten die Bereitstellungskosten des blauen Wasserstoffs einschließlich der notwendigen Import- und Versorgungsinfrastruktur für blauen Wasserstoff sowie die anfallenden Emissionskosten im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS). Damit hängen sowohl die Kosten als auch die Klimawirkung von blauem Wasserstoff wesentlich von dessen Herkunft und den jeweiligen Produktionsbedingungen ab.

Das Szenario „Nur grüner Wasserstoff“ unterstellt dagegen eine vollständige Deckung des Bedarfs durch erneuerbaren Wasserstoff. In der Modellierung werden für dessen Bereitstellung keine direkten Treibhausgasemissionen angesetzt. Gleichzeitig fallen jedoch höhere Gesamtkosten für die Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffmengen an.

Der Vergleich verdeutlicht damit einen zentralen Zielkonflikt bei der Substitution fossilen Erdgases. Eine ausschließliche Deckung durch grünen Wasserstoff weist in der Betrachtung

die geringsten Treibhausgasemissionen auf, ist jedoch mit höheren Kosten verbunden. Blauer Wasserstoff kann demgegenüber eine kostengünstigere Option zur Substitution von Erdgas darstellen, ohne dessen Treibhausgasemissionen vollständig zu vermeiden. Entscheidend ist dabei insbesondere die Herkunft des für die Wasserstoffproduktion eingesetzten Erdgases: Der Import von blauem Wasserstoff aus Ländern mit niedrigen Methanleckageraten, wie beispielsweise Norwegen, ist zwar weiterhin mit Treibhausgasemissionen verbunden, diese liegen jedoch deutlich unter den Emissionen bei Importen aus Ländern mit hohen Methanleckageraten sowie unter denen einer fortgesetzten direkten Nutzung fossilen Erdgases. Blauer Wasserstoff könnte damit insbesondere dann eine ergänzende Rolle spielen, wenn der für die TYNDP-Szenarien erforderliche Hochlauf von grünem Wasserstoff nicht in ausreichendem Umfang oder nicht zu wettbewerbsfähigen Kosten realisiert werden kann.

Abbildung 6. Gesamte Treibhausgas (THG)-Emissionen und Gesamtkosten für verschiedene Transformationspfade zur Deckung der Nachfrage nach Wasserstoff von 2030 bis 2050



Anmerkung: Die Berechnung von blauem Wasserstoff erfolgt exemplarisch für einen Standort mit guten Produktionsbedingungen (z.B. Norwegen) mit einem CO₂-Emissionsfaktor für Produktion und Transport bei geringer Methanleckage von 0,006 tCO₂/MWh_{Gas}. Für die Produktion von grünem Wasserstoff wird exemplarisch ein Standort mit guten Produktionsbedingungen (z.B. Algerien) angenommen. Im Referenzfall wird der blaue Balken aus Abbildung 5 weiterhin mit fossilem Erdgas gedeckt, wobei für eine bessere Vergleichbarkeit ein CO₂-Emissionsfaktor der Erdgasverbrennung inkl. Methanleckagen zwischen 0,208 tCO₂/MWh_{Gas} (Norwegen) und 0,322 tCO₂/MWh_{Gas} (Algerien) angenommen wird.

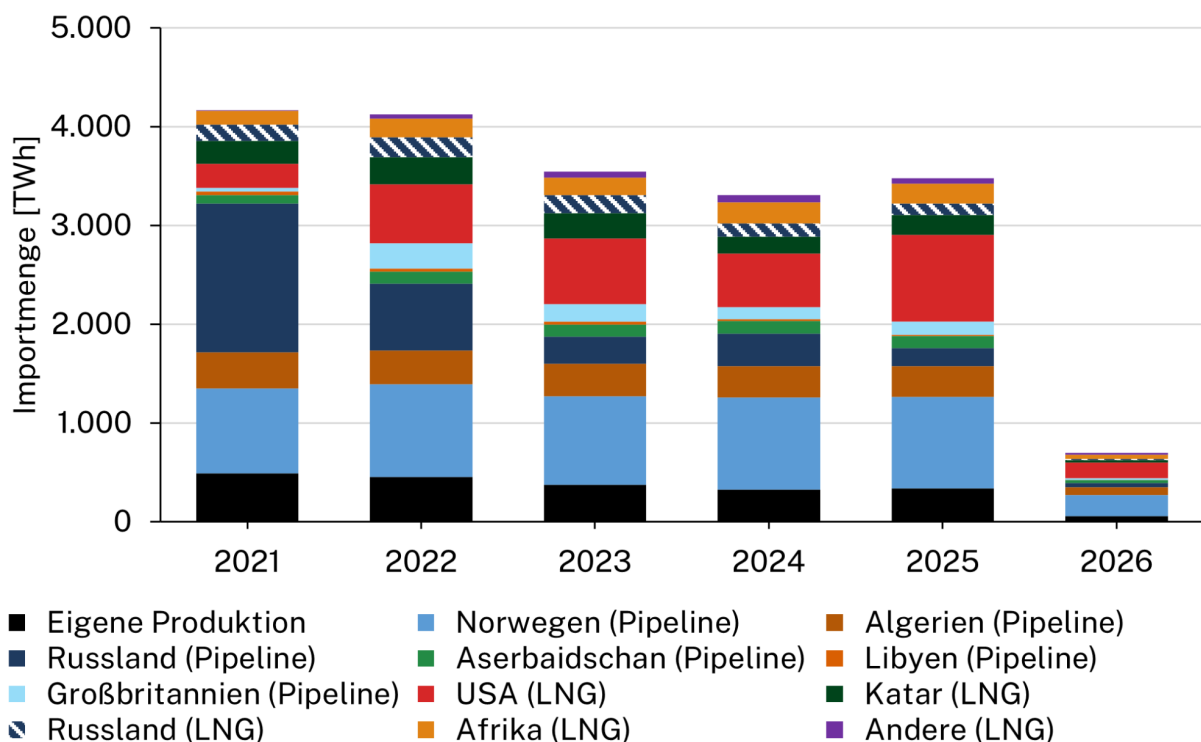
Quelle: Eigene Berechnung.

3. Europäische Gasversorgung und Importabhängigkeit

3.1. Entwicklung und Struktur des Gasangebots

Die EU ist zur Deckung ihres Gasbedarfs in hohem Maße auf Importe angewiesen. 2025 wurden lediglich knapp 8 % der verfügbaren Gasmenge im Jahr 2025 in der EU produziert. Gleichzeitig hat sich die Struktur der Importe seit 2021 deutlich verändert, wie Abbildung 7 zeigt: Der Anteil von Pipelinegas an den Gasimporten sank von knapp 78,7 % im Jahr 2021 auf 60,8 % im Jahr 2025. Gleichzeitig ist der Anteil von LNG an den Gasimporten. LNG hat damit für die europäische Gasversorgung erheblich an Bedeutung gewonnen.

Abbildung 7. Importe von Gas in die EU nach Jahr und Herkunft



Bemerkung: Das Jahr 2026 ist bis einschließlich April abgebildet.

Quelle: (Europäische Kommission 2026; Keliauskaite u. a. 2026)

Die größten Importe von Pipelinegas stammen inzwischen aus Norwegen. Vor 2022 war Russland der mit Abstand wichtigste Lieferant von Pipelinegas in die EU. Seitdem sind die russischen Liefermengen infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine, russischer Lieferkürzungen, des Wegfalls wichtiger Transportrouten und der europäischen Diversifizierungspolitik deutlich zurückgegangen. Seit dem Auslaufen des ukrainischen Transitabkommens Anfang 2025 erfolgen die verbleibenden russischen Pipelineimporte in die EU im Wesentlichen über TurkStream und die daran anschließende Balkanroute. Über die Yamal- und Nordstreampipeline verlaufen keine Importe mehr.

Die Pipelineimporte aus Norwegen haben sich in den vergangenen Jahren nur wenig verändert und liegen in der Regel etwas mehr als 900 TWh pro Jahr. Die Importe aus Russland sind von mehr als 1.500 TWh pro Jahr auf knapp 200 TWh im Jahr 2025 gesunken und dürften vor dem Hintergrund des geplanten Ausstiegs der EU aus russischen Gasimporten weiter sinken. Die übrigen Importe über Pipeline bewegen seit 2022 auf vergleichsweise konstantem Niveau. Sie stammen vor allem aus Nordafrika, insbesondere Algerien und Libyen mit zusammen rund 350 TWh, aus Aserbaidschan mit rund 120 TWh und aus Großbritannien mit ebenfalls rund 120 TWh.

Der wachsende Anteil von LNG-Importen ist vor allem auf stark gestiegene Importe aus den USA zurückzuführen. So sind die Importmengen US-amerikanischen LNGs von ca. 240 TWh im Jahr 2021 auf über 870 TWh im Jahr 2025 angestiegen. Dieser Anteil wird in den kommenden Jahren tendenziell weiter steigen, da die USA ihre Exportkapazitäten für LNG ambitioniert ausbauen. Katar spielt ebenfalls eine signifikante Rolle für die europäischen LNG-Importe. Die Importmengen aus Katar lagen in den vergangenen Jahren bei rund 200 TWh und sind in den letzten Jahren nicht angestiegen.

Mit dem steigenden Anteil von LNG verändert sich zugleich die Preisexposition der europäischen Gasversorgung. Je größer die Bedeutung von LNG im europäischen Importmix, desto stärker werden europäische Gaspreise durch Angebots- und Nachfrageentwicklungen auf dem globalen LNG-Markt beeinflusst. Insbesondere asiatische Importländer konkurrieren mit Europa um flexible LNG-Ladungen, wodurch globale Nachfrageanstiege in angespannten Marktsituationen zu höheren Preisen und einer stärkeren Preisvolatilität in Europa beitragen können. Katar deckt zwar nur einen begrenzten Anteil der europäischen Gasimporte, besitzt als einer der weltweit größten LNG-Exporteure jedoch eine hohe Bedeutung für das globale Angebot und damit für die Preisbildung auf dem LNG-Markt.

Die Diversifizierung weg von russischem Pipelinegas hat zudem nicht zwangsläufig zu einer dauerhaft geringeren Konzentration der europäischen Gasimporte geführt. Die fallenden Importmengen aus Russland haben die Importkonzentration für die EU sowie für Deutschland seit dem Jahr 2022 zwischenzeitlich deutlich gesenkt. Die weiterhin hohen Pipelineimporte aus Norwegen und insbesondere die stark gestiegenen LNG-Importe aus den USA führen inzwischen jedoch wieder zu einer stärkeren Konzentration auf wenige große Lieferländer (Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring 2025).

Gleichzeitig haben die LNG-Importe aus Afrika sowie von kleinen Exportländern 2021 leicht zugenommen und erreichten 2025 bereits mehr als 250 TWh. Zusätzliche Liefermengen aus diesen und weiteren Herkunftsländern könnten grundsätzlich zu einer breiteren Diversifizierung der europäischen LNG-Bezugsquellen beitragen. Dem stehen jedoch je nach Herkunftsland politische, regulatorische, infrastrukturelle und finanzielle Risiken gegenüber, die bei der Erschließung zusätzlicher Bezugsquellen berücksichtigt werden müssen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche zusätzlichen Bezugsquellen dazu beitragen können, den verbleibenden europäischen Gasbedarf zu wettbewerbsfähigen Kosten zu decken und zugleich die Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern zu begrenzen.

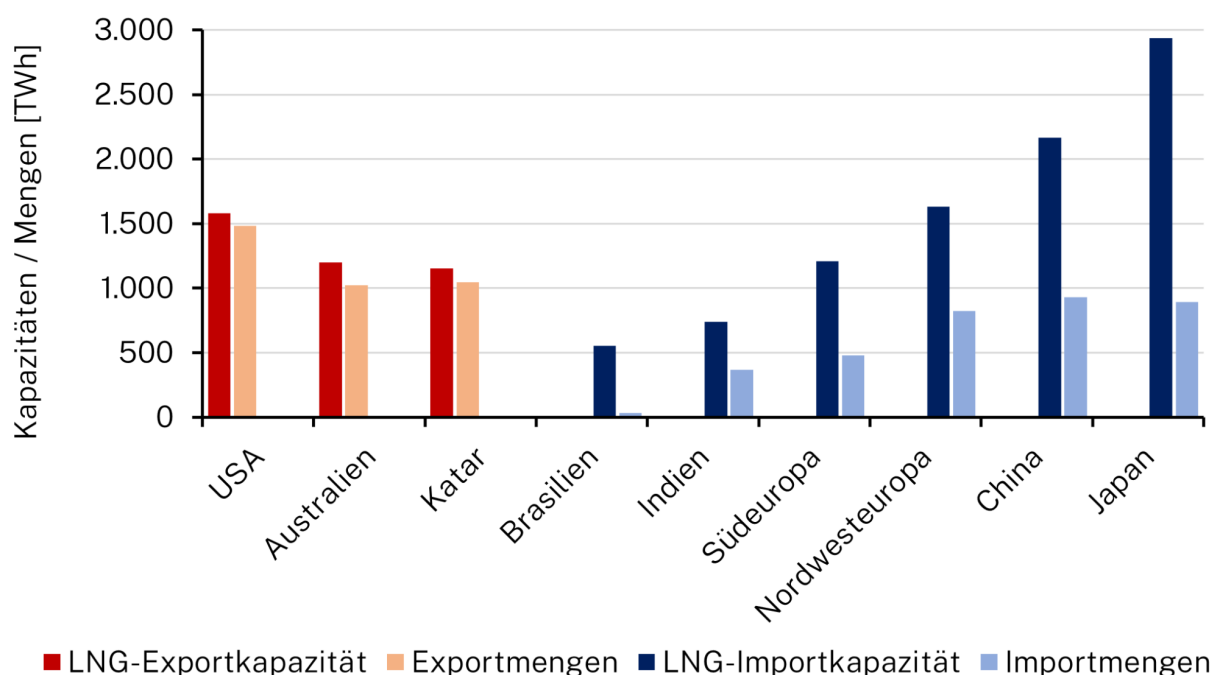
Im Folgenden werden daher vier grundsätzliche Optionen betrachtet: eine weitere Diversifizierung der LNG-Importe, zusätzliche Pipeline-Importe, eine stärkere europäische Eigenproduktion sowie der Einsatz emissionsarmer Gase.

3.2. LNG

Herkunft von LNG

Ein Blick auf die größten LNG-Importregionen in Abbildung 8 zeigt, dass viele Länder und Regionen bereits in der Vergangenheit umfangreiche LNG-Importkapazitäten aufgebaut haben. Die vorhandenen Kapazitäten wurden im Jahr 2025 jedoch häufig nur teilweise genutzt. Die Auslastung lag bei den betrachteten Regionen überwiegend bei höchstens 50 %. Die EU hat ihre LNG-Importkapazitäten seit Beginn der Energiekrise deutlich ausgebaut. Die technische Importkapazität stieg zwischen Februar 2022 und Ende 2025 um rund 32 % von etwa 1.520 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a) auf rund 2.000 TWh/a. Für das Jahr 2026 ist die Inbetriebnahme weiterer Kapazitäten von rund 80 TWh/a geplant. Die durchschnittliche Auslastung der europäischen LNG-Importterminals lag im Jahr 2025 bei 58 % (IGU 2026).

Abbildung 8. Kapazität und Auslastung globaler Import- und Export-Terminals für LNG im Jahr 2025



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IGU 2026)

Der Blick auf die Entwicklung der Kapazitäten in den größten Importregionen in den letzten Jahren zeigt ein differenziertes Bild (IGU 2026): Japan als Region mit der bisher höchsten LNG-Importkapazität verfügt bereits seit vielen Jahren über diese Kapazitäten. Die

Kapazität lag bereits im Jahr 2020 bei knapp 3.000 TWh/a und blieb bis 2025 weitgehend konstant. Mehrere Regionen befanden sich zwischen 2020 und 2025 in einem kontinuierlichen Ausbau ihrer LNG-Importkapazitäten. Dies betrifft insbesondere China, Brasilien und Nordwesteuropa. Der Ausbau wurde durch die Entwicklungen auf den Energiemärkten in den Jahren 2022 und 2023 zusätzlich beschleunigt. Andere Regionen zeigten bis zur Energiekrise weitgehend konstante LNG-Importkapazitäten. Erst infolge der Marktverwerfungen und Versorgungsrisiken der Jahre 2022 und 2023 wurden zusätzliche Kapazitäten aufgebaut. Dies gilt insbesondere für Südeuropa und Indien.

Die Entwicklung der vergangenen Jahre zeigt, dass weltweit erhebliche LNG-Importkapazitäten vorhanden sind. Die vergleichsweise niedrigen Auslastungsraten zeigen, dass in vielen Regionen grundsätzlich zusätzliche Regasifizierungskapazitäten zur Verfügung stehen. Sie erlauben jedoch keine Aussage darüber, ob entsprechende LNG-Mengen auf dem Weltmarkt tatsächlich verfügbar sind. Für Europa stellt die Importinfrastruktur damit gegenwärtig nicht den zentralen Engpass für zusätzliche LNG-Importe dar. Entscheidend ist vielmehr die Verfügbarkeit zusätzlicher LNG-Mengen auf der Exportseite.

Aktuelle LNG-Verflüssigungskapazitäten und deren Auslastung

Bei den LNG-Exporteuren zeigt sich entsprechend ein anderes Bild als bei den Importeuren. Die Verflüssigungskapazitäten waren im Jahr 2025 und in den Jahren zuvor weitgehend hoch ausgelastet. Die Exporteure lagen damit deutlich näher an ihren technischen Kapazitätsgrenzen.

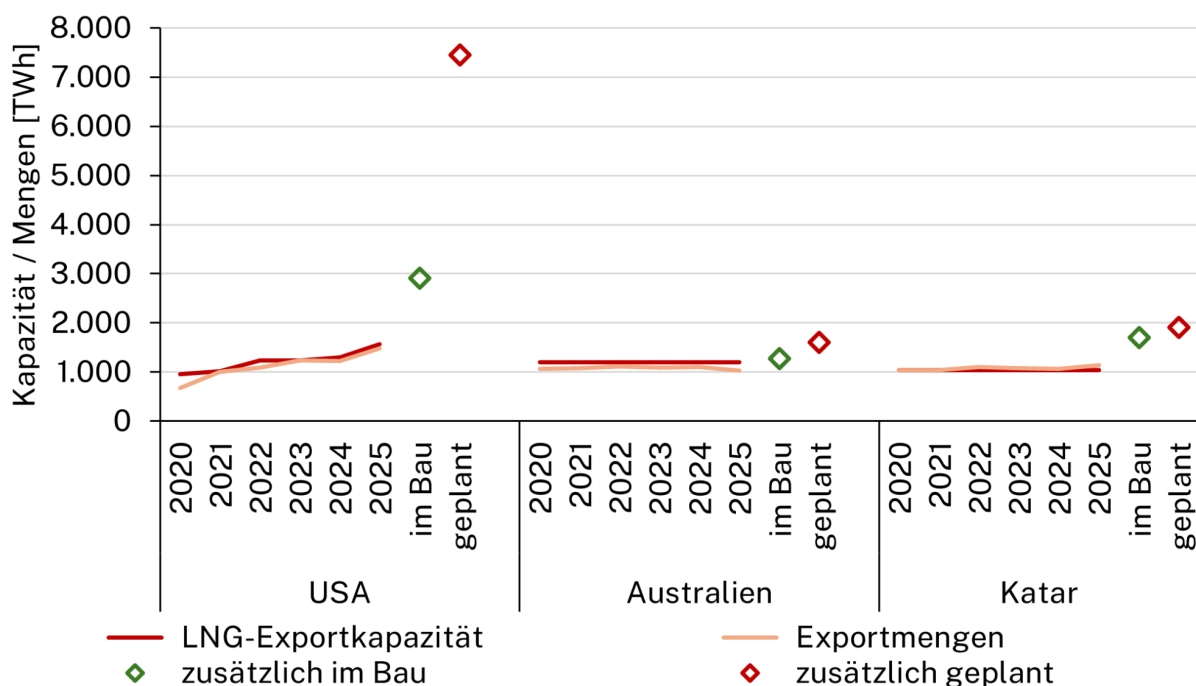
Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der drei größten LNG-Exporteure im Zeitraum von 2020 bis 2025. Australien und Katar verfügten über weitgehend konstante Verflüssigungskapazitäten. Die USA bauten ihre Verflüssigungskapazitäten dagegen deutlich aus. Die USA waren im Jahr 2020 noch der drittgrößte LNG-Exporteur mit einer Verflüssigungskapazität von rund 950 TWh/a. Bis 2025 stieg die Kapazität um knapp 65 % auf rund 1.480 TWh/a, wodurch die USA ihre Position als einer der weltweit bedeutendsten LNG-Produzenten und -Exporteure deutlich ausbauten. Die Auslastung der US-amerikanischen Verflüssigungskapazitäten stieg im Betrachtungszeitraum kontinuierlich an. Ein wesentlicher Treiber war die Verschiebung europäischer Lieferbeziehungen. Während die EU ihre Abhängigkeit von russischem Pipelinegas reduzierte, entwickelten sich die USA zu einem zentralen LNG-Lieferanten Europas.

Die hohe Auslastung der globalen Verflüssigungskapazitäten erhöht zugleich die Anfälligkeit des LNG-Marktes gegenüber kurzfristigen Angebotsstörungen. Dies zeigt sich an den Folgen der aktuellen Entwicklungen im Nahen Osten. Die Lage auf den LNG-Märkten verschärfte sich deutlich durch die Sperrung der Straße von Hormus. Über diese Route werden knapp 20 % des weltweit gehandelten LNG transportiert, sodass eine Blockade erhebliche Teile der globalen LNG-Lieferungen zumindest kurzfristig beeinträchtigt (IEA 2026b). Die Entwicklungen im Nahen Osten erhöhen damit die Risiken für die globale LNG-Versorgung und können aufgrund der begrenzten kurzfristigen Angebotselastizität erhebliche Auswirkungen auf verfügbare Mengen und Preise haben. Nach Einschätzung der

IEA wird die Störung der Energieflüsse durch die Straße von Hormus die weltweiten Energiemärkte längerfristig beeinflussen (IEA 2026c). Auch nach einer Wiederöffnung der Route ist demnach keine unmittelbare Rückkehr zum Vorkrisenniveau zu erwarten, da Produktionsmengen, Schiffsbewegungen und Investitionsentscheidungen Zeit für eine Normalisierung benötigen.

Zusätzliche Risiken bestehen bei LNG-Lieferungen aus Katar. Angriffe auf Energieinfrastruktur führten zu Schäden an Produktionsanlagen. So meldete QatarEnergy einen Rückgang seiner LNG-Exportkapazität um 17 % (QatarEnergy 2026a). Das Unternehmen kommunizierte zudem erwartete Reparaturzeiten von bis zu fünf Jahren und rief langfristige Force-Majeure-Fälle bei der Erfüllung seiner Lieferverträge aus. Die Entwicklungen verdeutlichen, dass ausreichende europäische Importkapazitäten allein keine Versorgungssicherheit gewährleisten, wenn gleichzeitig Verflüssigungs- oder Transportkapazitäten auf der Angebotsseite ausfallen.

Abbildung 9. Entwicklung der Kapazitäten und Auslastung zentraler globaler Exporteure für LNG von 2020 bis 2025



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Global Energy Monitor 2026; IGU 2026)

Ausbauplanungen von LNG-Import- und Exportkapazitäten

Die hohe Auslastung bestehender Verflüssigungskapazitäten und die geopolitischen Störungen verdeutlichen die begrenzte kurzfristige Ausweitbarkeit des globalen LNG-Angebots. In vielen Regionen sind ausreichende Importkapazitäten vorhanden. Die kurzfristig begrenzende Größe liegt daher stärker auf der Export- und

Verflüssigungsseite. Vor diesem Hintergrund gewinnen Ausbauprojekte bei LNG-Exporteuren an Bedeutung. Abbildung 10 zeigt die weltweit angekündigten und im Bau befindlichen Verflüssigungskapazitäten.

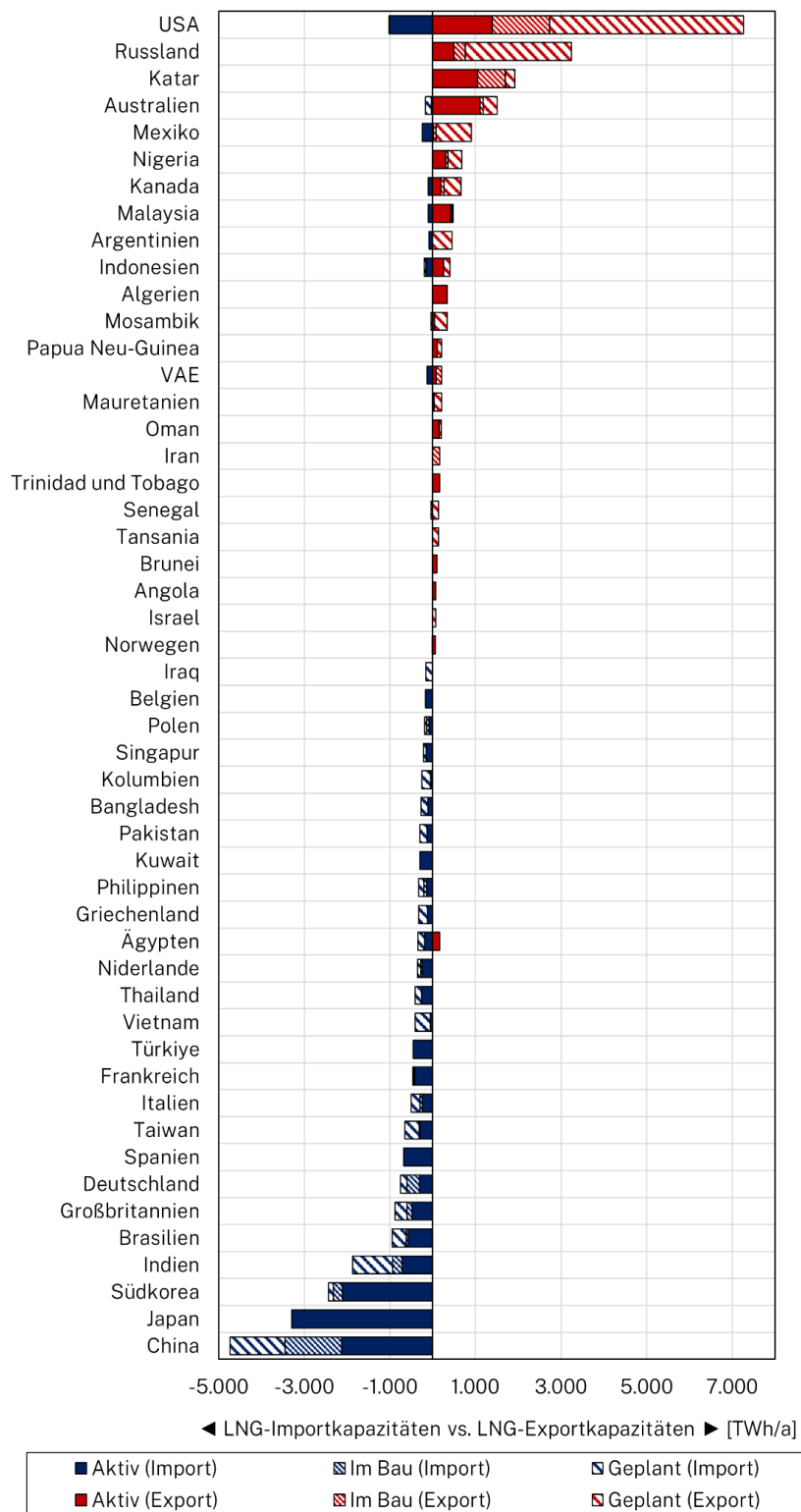
Die Vereinigten Staaten verfügen über die mit Abstand größten Ausbaupläne sowie bereits im Bau befindliche Neuanlagen im Bereich der LNG-Verflüssigung. Die angekündigten und im Bau befindlichen Projekte würden die Position der USA als weltweit größter LNG-Exporteur weiter stärken. Die Vereinigten Staaten dürften damit auch künftig eine zentrale Rolle für die Versorgung des Weltmarktes und insbesondere Europas einnehmen. Für Europa erhöht der Ausbau grundsätzlich die Verfügbarkeit zusätzlicher LNG-Mengen, kann bei einer zunehmenden Konzentration der europäischen Importe auf die USA jedoch zugleich neue Abhängigkeiten von einem einzelnen Lieferland verstärken.

Auch Russland weist umfangreiche Ausbauankündigungen auf. Die Projekte dienen der stärkeren Ausrichtung russischer Gasexporte auf internationale LNG-Märkte. Damit soll die historische Abhängigkeit von europäischen Absatzmärkten reduziert und der Zugang zu anderen Weltregionen ausgebaut werden. Zusätzliche russische Verflüssigungskapazitäten erhöhen das weltweit verfügbare LNG-Angebot und tragen damit indirekt zu einer Entlastung des globalen LNG-Marktes bei. Für die Diversifizierung der europäischen Gasversorgung besitzen diese zusätzlichen Kapazitäten angesichts des angestrebten Ausstiegs aus russischen Gasimporten jedoch nur eine geringe Bedeutung.

Katar verfügt nach den USA über die größten bereits im Bau befindlichen LNG-Erweiterungsprojekte. Die Umsetzung dieser Vorhaben ist jedoch mit Unsicherheiten verbunden, da die aktuellen geopolitischen Entwicklungen und die Schäden an Teilen der Energieinfrastruktur Baufortschritte verzögern können. Zudem ist offen, in welchem Umfang verfügbare Arbeitskräfte und Investitionen für den Neubau oder für die Wiederherstellung bestehender Kapazitäten eingesetzt werden. Weitere Ausbaupotenziale sind in verschiedenen Weltregionen erkennbar. Dazu zählen insbesondere Projekte in Afrika, Australien und Nordamerika. Insbesondere zusätzliche Kapazitäten in weiteren Exportländern könnten mittelfristig zu einer breiteren Diversifizierung des globalen LNG-Angebots und damit auch der europäischen Bezugsquellen beitragen.

Für die zukünftige europäische LNG-Versorgung ist jedoch nicht allein der Ausbau der globalen Exportkapazitäten entscheidend. Gleichzeitig werden insbesondere in China und Indien erhebliche zusätzliche Importkapazitäten aufgebaut. Beide Länder verzeichnen ein anhaltendes Wirtschaftswachstum und einen steigenden Energiebedarf. Gleichzeitig verfolgen sie Strategien zur Verringerung der Kohlenutzung sowie zur Diversifizierung ihrer Energieimporte. Die zusätzlichen LNG-Importkapazitäten sollen diese Entwicklungen unterstützen und die Versorgungssicherheit erhöhen. Steigt die LNG-Nachfrage dieser Märkte entsprechend, konkurriert Europa um einen größeren Teil des zusätzlich verfügbaren globalen Angebots. Für die europäische Versorgungssicherheit ist daher nicht allein der absolute Zubau von Verflüssigungskapazitäten relevant, sondern das Verhältnis zwischen dem zusätzlichen globalen LNG-Angebot und der gleichzeitig wachsenden Nachfrage.

Abbildung 10. LNG-Import- und Exportkapazität nach Region (Stand: September 2025)



Anmerkung: Unter "In Bau" werden Kapazitäten gefasst, an denen aktiv innerhalb von zwei Jahren gebaut wurde. Unter "Geplant" werden Kapazitäten gefasst, zu denen Unternehmen oder Regierungen ein konkretes Projekt angekündigt haben.

Quelle: (Global Energy Monitor 2026)

Vertragsgestaltung bei LNG-Lieferungen

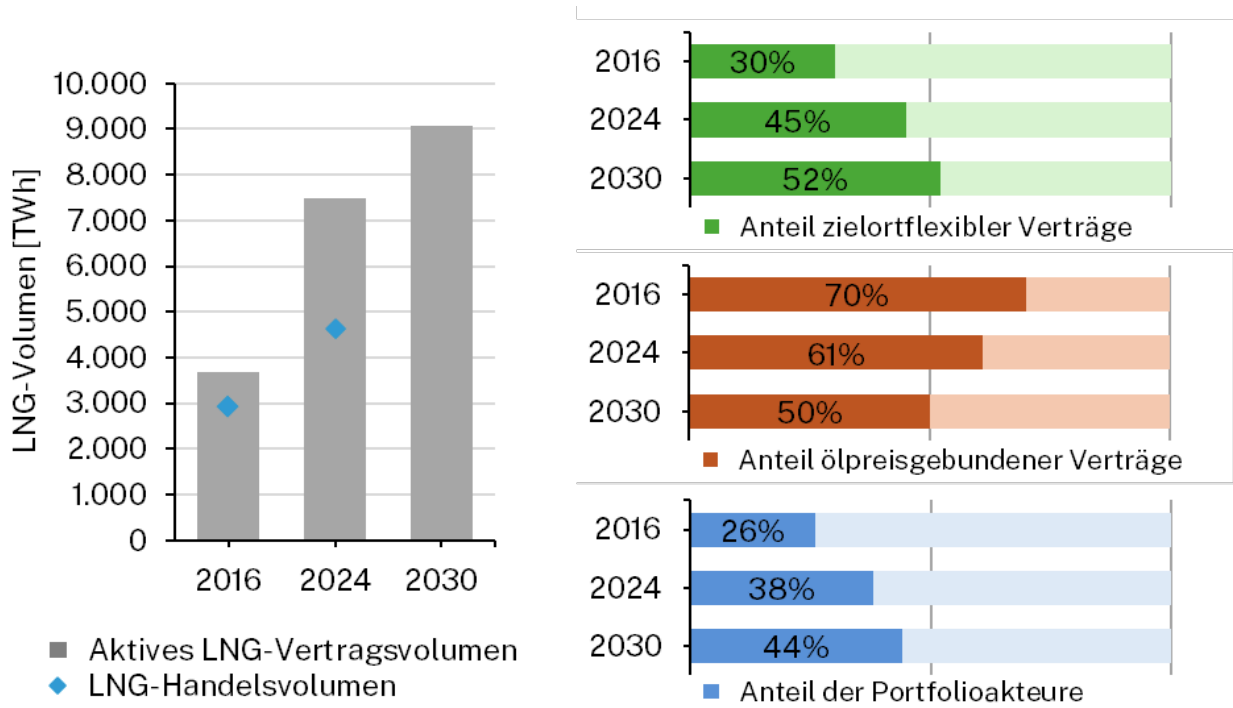
Neben der physischen Verfügbarkeit von LNG bestimmt die Vertragsgestaltung, zu welchen Konditionen und mit welcher Sicherheit Europa auf globale LNG-Mengen zugreifen kann. Langfristige Lieferverträge können dabei die Versorgungssicherheit erhöhen und die Abhängigkeit vom Spotmarkt reduzieren. Ein perspektivisch sinkender europäischer Gasbedarf steht einer solchen langfristigen Absicherung nicht grundsätzlich entgegen, sofern die Verträge ausreichend flexibel ausgestaltet sind und nicht benötigte Mengen weiterverkauft oder umgeleitet werden können.

Entwicklung und Flexibilisierung des globalen LNG-Vertragsmarktes

Zwischen 2016 und 2024 stieg die weltweite LNG-Handelsmenge von 2.917 TWh auf 4.639 TWh, was einem Anstieg von rund 59 % entspricht (Energy Institute 2025). Im gleichen Zeitraum erhöhte sich das weltweite Volumen aktiver LNG-Exportverträge von 3.689 TWh auf 7.478 TWh und hat sich damit nahezu verdoppelt (+103 %). Bis 2030 wird auf Basis bereits bestehender und geplanter langfristiger Lieferverträge ein weiterer Anstieg auf rund 9.073 TWh erwartet (IEA 2021, 2025d). Das Vertragsvolumen ist zwischen 2016 und 2024 damit deutlich stärker gewachsen als der physische LNG-Handel. Beide Größen sind jedoch nicht unmittelbar vergleichbar, da insbesondere Portfolioakteure und Weiterverkäufe dazu führen können, dass physische LNG-Mengen auf mehreren Vertragsstufen erfasst werden. Die Entwicklung verdeutlicht daher vor allem die zunehmende Bedeutung vertraglicher Absicherung im globalen LNG-Markt. Zudem ist die Zahl langfristiger LNG-Lieferverträge, die der Sicherung zukünftiger Gasimporte dienen, seit der Energiekrise im Jahr 2022 stark angestiegen, seit der Energiekrise im Jahr 2022 stark angestiegen. Ein erheblicher Teil dieser Verträge bezieht sich auf neue Exportkapazitäten, die sich noch im Bau befinden oder erst bis 2030 in Betrieb gehen werden.

Gleichzeitig haben LNG-Verträge an Flexibilität gewonnen. Diese Entwicklung wird in Abbildung 11 dargestellt. Traditionell enthielten LNG-Verträge häufig sogenannte Destination Clauses, die den Verkauf der Liefermengen auf bestimmte Zielmärkte beschränkten. Der Anteil zielortflexibler LNG-Verträge stieg von 30 % im Jahr 2016 auf 45 % im Jahr 2024, vor allem infolge der wachsenden LNG-Exporte aus den USA. Obwohl LNG-Verträge mit fester Lieferdestination seit 2024 wieder an Bedeutung gewonnen haben, wird erwartet, dass ihr Anteil aufgrund auslaufender Verträge sinkt, sodass zielortflexible Verträge bis 2030 rund 52 % der aktiven LNG-Verträge ausmachen werden (IEA 2025a). Zielortflexible Verträge ermöglichen es, nicht benötigte LNG-Mengen entsprechend regionaler Nachfrage- und Preisentwicklungen auf anderen Märkten abzusetzen. Gerade für Europa können langfristige Absicherung und Flexibilität bei einer zukünftig sinkenden Gasnachfrage dadurch miteinander verbunden werden.

Abbildung 11. Veränderungen des globalen und europäischen LNG-Marktes für zentrale Vertragsaspekte



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IEA & KEEI 2019; IEA 2025a)

Auch die Preisbildungsmechanismen haben sich verändert. Während 2016 noch rund 70 % der aktiven LNG-Verträge ölpreisgebunden waren, sank dieser Anteil bis 2024 auf etwa 61 % und dürfte bis 2030 auf rund 50 % zurückgehen. Gleichzeitig gewinnen Gas-zu-Gas-Preisbindungen und Hub-Indexierungen, insbesondere bei US-amerikanischen LNG-Projekten mit Henry-Hub-Kopplung, an Bedeutung. Dennoch bleiben ölpreisgebundene Verträge vor allem bei Lieferanten aus dem Nahen Osten weit verbreitet. Langfristige Verträge sichern bei dieser Vertragsgestaltung nicht automatisch gegen Preisrisiken ab: Während sie den Zugang zu Liefermengen absichern können, hängt die Preiswirkung wesentlich von der vereinbarten Indexierung ab. Die Gasversorgungskrise 2022–2023 zeigte, dass an Gashandelsplätze gekoppelte LNG-Verträge deutlich stärkeren Preisschwankungen unterliegen als ölpreisgebundene LNG-Verträge. Letztere können die Exposition gegenüber kurzfristiger Gaspreisvolatilität reduzieren, bleiben jedoch weiterhin von Entwicklungen auf den globalen Ölmärkten abhängig. Eine Diversifizierung der Preisindexierung kann daher dazu beitragen, die Abhängigkeit von einzelnen Referenzmärkten und Preisschocks zu begrenzen.

Auch die Bedeutung von Portfolioakteuren hat deutlich zugenommen. Ihr Anteil am LNG-Vertragsvolumen stieg von 26 % im Jahr 2016 auf über 38 % im Jahr 2024 und dürfte bis 2030 rund 44 % erreichen (IEA 2025a, 2026a). Portfolioakteure fungieren als wichtige Intermediäre, indem sie langfristige Lieferverträge mit LNG-Produzenten abschließen und gleichzeitig flexiblere Vertragsmodelle für Endkunden anbieten. Dadurch überbrücken sie die Lücke zwischen den Finanzierungsanforderungen der Anbieter und dem

Flexibilitätsbedarf der Nachfrager (IEEFA 2024). Sie können damit langfristige Absicherung auf der Angebotsseite mit einer flexibleren Beschaffung auf der Nachfrageseite verbinden.

Europäische Vertragsstrukturen und zukünftige Neuabschlussmöglichkeiten

Die USA waren 2024 der wichtigste LNG-Lieferant für die EU27 und das Vereinigte Königreich (UK), gefolgt von Russland und Katar. US-amerikanische LNG-Verträge sind häufig an den Henry-Hub-Gaspreis gekoppelt, zu dem Verflüssigungs- und Transportkosten hinzukommen. Gleichzeitig verfügen sie oftmals über eine hohe Zielortflexibilität, sodass die bezogenen Mengen abhängig von den jeweiligen Marktbedingungen auch auf anderen Absatzmärkten verkauft werden können. Gleichzeitig dürfte Katar seine Rolle als Lieferant weiter ausbauen, da zusätzliche Verflüssigungskapazitäten und langfristige Verträge in Betrieb gehen. Zwar laufen zwischen 2024 und 2030 LNG-Verträge im Umfang von mehr als 199 TWh aus, vor allem mit Katar, Algerien und Nigeria, diese Mengen dürften jedoch weitgehend durch neue langfristige Verträge ersetzt werden, sodass die vertraglich gesicherte LNG-Versorgung Europas insgesamt konstant bleibt. Mit dem steigenden Anteil von US-LNG am europäischen Importportfolio nimmt der Anteil zielortflexibler LNG-Verträge zu, während die Bedeutung ölpreisgebundener Verträge abnimmt. Angesichts der zunehmenden geopolitischen Unsicherheit flexible Lieferverträge dazu bei, die Abhängigkeit vom Spotmarkt und die Exposition gegenüber kurzfristiger Preisvolatilität zu reduzieren. Gleichzeitig ermöglicht ein flexibles Vertragsportfolio die Anpassungsfähigkeit an eine infolge der Dekarbonisierung künftig sinkende Gasnachfrage (ACER 2025).

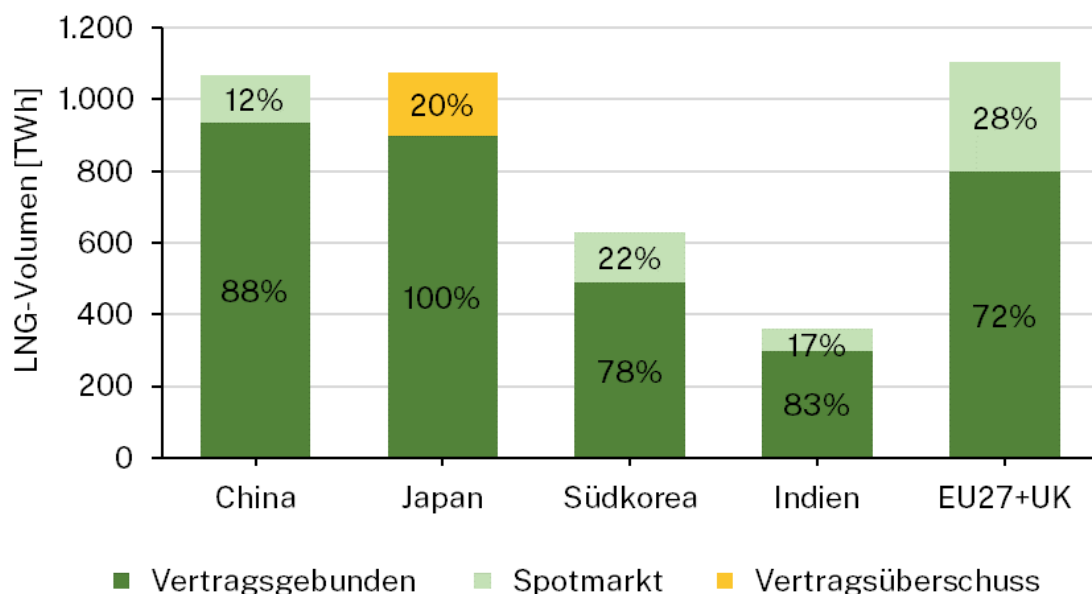
Im Vergleich zu den großen asiatischen LNG-Importeuren ist Europa allerdings relativ stark vom Spotmarkt abhängig. Ein entsprechender Vergleich wird in Abbildung 12 dargestellt. China, Südkorea und Indien stützten sich 2024 überwiegend auf vertraglich gesicherte Lieferungen, während Japan keine zusätzlichen Spotkäufe benötigte und sogar über eine Überkontrahierung von rund 179 TWh verfügte. Dies wird auf die traditionell starke Ausrichtung Japans auf Versorgungssicherheit und Preisstabilität durch langfristige LNG-Verträge sowie Beteiligungen an Verflüssigungsprojekten zurückgeführt (ACER 2025). Die EU beschaffte dagegen rund 309 TWh bzw. knapp 30 % ihrer LNG-Importe über den Spotmarkt. Dies erhöht zwar die kurzfristige Flexibilität der Beschaffung, führt in angespannten Marktsituationen jedoch zugleich zu einer stärkeren Exposition gegenüber kurzfristigen Mengen- und Preisschwankungen. Darüber hinaus sind erhebliche Teile der europäischen Langfristverträge an kurzfristige Gaspreisindizes gekoppelt, sodass langfristige Mengenabsicherung nicht zwangsläufig mit einer entsprechenden Preisabsicherung einhergeht (ACER 2025). ACER empfiehlt vor diesem Hintergrund zusätzliche LNG-Absicherung gerade unter flexiblen Vertragsbedingungen.

Insgesamt zeigt sich eine zunehmende Koexistenz von langfristigen Verträgen und Spotmarkttransaktionen im globalen LNG-Handel. Während asiatische Märkte weiterhin stark auf langfristige Verträge setzen, hat die steigende Marktliquidität den Anteil kurz- und mittelfristig gehandelter LNG-Mengen weltweit erhöht. Diese Entwicklung wurde insbesondere durch den Ausbau der US-amerikanischen LNG-Exporte und flexiblere Vertragsmodelle begünstigt (IEA 2025b). Laut Rystad Energy werden rund 60 % der über Portfolioverträge gesicherten Mengen weiterverkauft, vor allem nach Asien, während die

übrigen 40 % dem Spotmarkt zur Verfügung stehen. Europas Zugang zu diesen flexiblen LNG-Mengen hängt daher maßgeblich von seiner Zahlungsbereitschaft im Vergleich zu konkurrierenden Märkten ab (Diers 2026).

Zwischen 2025 und 2030 werden voraussichtlich LNG-Lieferverträge mit einem Gesamtvolumen von rund 2.193 TWh pro Jahr auslaufen. Diese auslaufenden Verträge schaffen neue Möglichkeiten für Vertragsabschlüsse und Neuverhandlungen im mittelfristigen Zeitraum. Auf der Anbieterseite entfällt der größte Anteil der auslaufenden Vertragsvolumina auf den Nahen Osten mit rund 628 TWh/Jahr bzw. 29 %, gefolgt von Afrika mit 439 TWh/Jahr bzw. 21 %. In Asien sowie bei Portfolioakteuren laufen Verträge über 369 TWh/Jahr (17 %) bzw. 389 TWh/Jahr (18 %) aus. Auf der Nachfrageseite entfallen 41 % der auslaufenden Volumina auf Asien (877 TWh/Jahr), 31 % auf Portfolioakteure (678 TWh/Jahr) und 17 % auf Europa (369 TWh/Jahr). Die auslaufenden Verträge eröffnen damit in den kommenden Jahren zusätzliche Möglichkeiten für Neuabschlüsse und eine strategische Neuausrichtung des europäischen Vertragsportfolios (IEA 2025a).

Abbildung 12. LNG-Importvolumen der fünf größten LNG-Importländer nach Vertrags- und Spotmarktbezügen im Jahr 2024



Anmerkung: Japan hat einen Vertragsüberschuss im Jahr 2024, der auf seinem langjährigen risikoaversen Ansatz basiert, mit Fokus auf Versorgungssicherheit und Preisstabilität.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (ACER 2025)

Trotz zunehmender Liquidität und Flexibilität bleiben langfristige Verträge ein zentrales Element des LNG-Marktes. Historisch wurden Laufzeiten von mehr als 20 Jahren genutzt, um die Finanzierung kapitalintensiver LNG-Infrastruktur zu ermöglichen. Obwohl alternative Finanzierungsformen sowie Spot-, Kurz- und Mittelfristmärkte die Notwendigkeit sehr langer Vertragslaufzeiten teilweise reduziert haben, bleiben sie ein wichtiges Instrument zur

Investitionsabsicherung und Gewährleistung der Versorgungssicherheit im LNG-Markt (IEA 2025a). Insbesondere in Europa hat die Suche nach Alternativen zu russischen Gaslieferungen das Interesse an langfristigen LNG-Verträgen erneut verstärkt (Ason 2022). Der erwartete Rückgang des europäischen Erdgasverbrauchs spricht dabei nicht grundsätzlich gegen neue langfristige Verträge. Entscheidend ist vielmehr, dass nicht benötigte Mengen durch entsprechende Vertragsbedingungen weiterverkauft oder auf andere Märkte umgeleitet werden können.

Erkenntnisse aus der Energiekrise der Jahre 2021/2022

Die Energiekrise 2022 verdeutlichte die geopolitischen Risiken einer starken Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern und rückte Versorgungssicherheit wieder in den Mittelpunkt der Energiepolitik. Als Reaktion beschleunigte Deutschland den Ausbau der LNG-Infrastruktur und schloss – wie viele andere europäische Staaten – neue, überwiegend langfristige LNG-Lieferverträge mit Laufzeiten von 15 bis 27 Jahren ab.

Im Vergleich zu anderen europäischen Abnehmern nahm Deutschland gegenüber QatarEnergy zunächst eine eher zurückhaltende Position ein. Während Deutschland einen 15-jährigen Vertrag abschloss, vereinbarten Frankreich (TotalEnergies), die Niederlande (Shell) und Italien (Eni) im Jahr 2023 jeweils 27-jährige Lieferverträge mit QatarEnergy (eni 2023; QatarEnergy 2022, 2023; Reuters 2023). Im Juni 2022 schloss EnBW jedoch mit dem US-amerikanischen Exporteur Venture Global einen 20-jährigen Liefervertrag über insgesamt 20,34 TWh LNG pro Jahr ab (EnBW 2022); 2023 folgte SEFE mit einem weiteren 20-jährigen Vertrag über 30,51 TWh LNG pro Jahr (SEFE 2023). Zusammen entsprechen diese beiden Lieferverträge 50,85 TWh LNG pro Jahr.

Die Krise machte zudem den Unterschied zwischen kurzfristiger Krisenbewältigung und langfristiger Versorgungssicherheit deutlich. Während die kurzfristige Versorgung vor allem durch Spotmarktimporte und den Ausbau der LNG-Infrastruktur mittels schwimmender LNG-Importterminals sichergestellt wurde, dienten die überwiegend erst ab 2026 beginnenden Langfristverträge der strategischen Diversifizierung der Gasversorgung. Langfristige Lieferbeziehungen entfalten ihren Wert für die Versorgungssicherheit daher insbesondere dann, wenn sie bereits vor Eintritt einer Krise aufgebaut werden. Dies spricht dafür, neue Lieferbeziehungen und -verträge nicht erst in Krisenzeiten unter hohem politischen und wirtschaftlichen Druck auszuhandeln.

Die Verhandlungen mit Katar verdeutlichen zudem den Wandel energiepolitischer Prioritäten während der Krise. Während langfristige fossile Lieferverträge zunächst kritisch im Hinblick auf die Klimaziele bewertet wurden, bezeichneten Bundeskanzler und Bundeswirtschaftsminister noch zu Zeiten der Ampelkoalition den abgeschlossenen Vertrag später als wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Gleichzeitig betonte Bundeswirtschaftsminister Habeck, dass der deutsche Erdgasbedarf aufgrund der Klimaschutzziele langfristig sinken werde (Reuters 2022b). Vor diesem Hintergrund lehnte Deutschland zunächst Vertragslaufzeiten von mindestens 20 Jahren ab und sprach sich gegen sogenannte Destination Clauses aus, da diese eine Weiterleitung von LNG-Lieferungen in andere europäische Länder verhindert hätten (Reuters 2022a).

Ein sinkender europäischer Gasbedarf steht langfristigen Lieferverträgen daher nicht grundsätzlich entgegen. Verträge mit flexiblen Zielortbestimmungen und Weiterverkaufsrechten würden es durchaus ermöglichen, nicht mehr in Europa benötigte Mengen auf anderen Märkten abzusetzen und damit Versorgungssicherheit und Anpassungsfähigkeit miteinander zu verbinden. Gleichzeitig kann eine Diversifizierung bei der Preisindexierung dazu beitragen, dass eine höhere langfristige Mengenabsicherung nicht zugleich die Abhängigkeit von einzelnen Gaspreisindizes verfestigt.

Für die Zukunft lassen sich daraus drei zentrale Lehren ableiten: Langfristige Abnahmeverträge bleiben Voraussetzung für Investitionen in Exportkapazitäten, sie müssen jedoch ausreichend Flexibilität bieten und neben Kosten auch Versorgungssicherheit, geopolitische Diversifizierung sowie langfristige Klimaziele berücksichtigen.

3.3. Pipelinegas

Analyse der Förderkapazitäten und Erdgasvorkommen der größten Pipeline-Lieferanten der EU

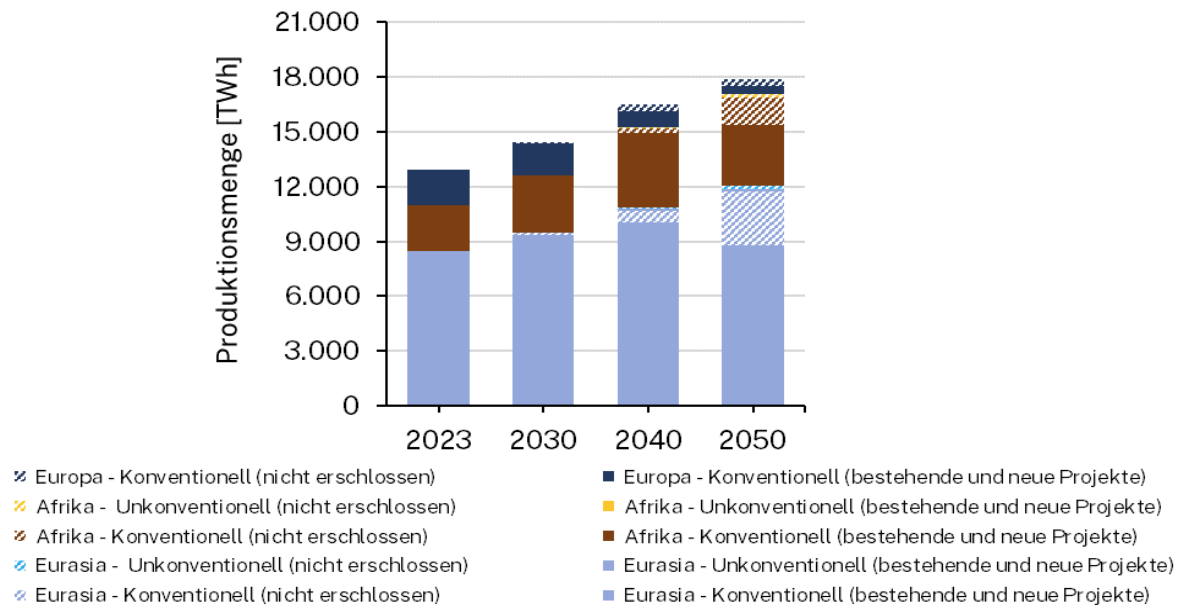
Abbildung 13 zeigt die projizierte Entwicklung der Erdgasförderung in Europa sowie in den über Pipelines mit Europa verbundenen Regionen zwischen 2023 und 2050, differenziert nach Ressourcentyp und Entwicklungsstatus.

Während die Erdgasproduktion in Eurasien gemäß den Szenarien des Gas Exporting Countries Forum (GECF) von 8.434 TWh im Jahr 2023 auf 12.046 TWh im Jahr 2050 und in Afrika im gleichen Zeitraum von 2.512 TWh auf 5.005 TWh steigt, geht die europäische Erdgasproduktion im gleichen Zeitraum von 1.974 TWh auf 798 TWh zurück. Sowohl in Eurasien als auch in Afrika entfällt der größte Anteil der zukünftigen Förderung auf konventionelle Erdgasressourcen. Kurzfristig wird die Produktion weiterhin überwiegend durch bereits erschlossene Förderfelder getragen, während der Beitrag neuer Projekte und bislang unerschlossener Ressourcen bis 2050 zunimmt. In Eurasien dominiert die Förderung aus konventionellen Onshore-Vorkommen, während in Afrika Offshore-Projekte und bislang unerschlossene Ressourcen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Nicht-assoziiertes Erdgas, welches unabhängig von Erdölvorkommen erschlossen wird, bleibt dabei die wichtigste Ressourcenkategorie Afrikas und steigt von 2.273 TWh im Jahr 2023 auf 4.437 TWh im Jahr 2050. Europa hingegen verzeichnet einen kontinuierlichen Rückgang der konventionellen Gasförderung.

Für die bestehenden europäischen Pipelineimporte bleibt zunächst Norwegen von zentraler Bedeutung. Die norwegische Förderung geht gemäß GECF jedoch von 1.256 TWh im Jahr 2023 auf rund 977 TWh im Jahr 2030 und schließlich auf 419 TWh im Jahr 2050 zurück. Trotz dieses Rückgangs setzt Norwegen seine Explorationsaktivitäten fort, unter anderem durch die Vergabe von 92 neuen Explorationsblöcken im Jahr 2023 sowie durch Projekte wie Troll Phase 3 (Equinor 2026). Die Produktion im UK sinkt von 339 TWh im Jahr 2023 auf 100 TWh im Jahr 2050 und setzt damit den langfristigen Rückgang seit den Förderhöchstständen von über 1.017 TWh um das Jahr 2000 fort. Rumänien gehört zu den wenigen europäischen Ländern mit kurzfristigem Produktionswachstum und steigert seine Förderung infolge der Entwicklung des Neptun-Deep-Projekts von 97,7 TWh im Jahr 2023 auf rund 140 TWh bis

2030, bevor sie bis 2050 wieder auf etwa 30 TWh zurückgeht. Die Türkei zählt ebenfalls zu den wenigen europäischen Ländern mit steigender Erdgasförderung. Unterstützt durch die Entwicklung des Sakarya-Gasfeldes im Schwarzen Meer wächst die Produktion von 13,0 TWh im Jahr 2023 auf etwa 169 TWh im Jahr 2050 (Gas Exporting Countries Forum 2025).

Abbildung 13. Prognose der Erdgasproduktion in mit Europa per Pipeline verbundenen Regionen nach Ressourcentypen



Anmerkung: Unkonventionelle Erdgasressourcen: Eine breite Klasse von Erdgasvorkommen, beispielsweise Tight Gas, Schiefergas und Kohleflözgas, die historisch nicht mit konventionellen Erschließungs- und Förderverfahren produziert wurden. Nicht erschlossen: Ressourcen, deren Existenz auf Grundlage geologischer Informationen und Theorien angenommen wird und die sich außerhalb bekannter Erdöl- und Erdgasfelder befinden.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Gas Exporting Countries Forum 2025)

Größere zusätzliche Produktionspotenziale bestehen dagegen im kaspischen Raum. Aserbaidschans Erdgasproduktion steigt gemäß GECF von 359 TWh im Jahr 2023 auf 439 TWh ab 2040. Die Produktionskapazität des Shah-Deniz-Feldes wurde 2024 auf 289 TWh erhöht. Ab 2030 soll auch das Umid-Babek-Projekt zum Wachstum beitragen. Deutlich stärker wächst die Produktion in Turkmenistan von 758 TWh im Jahr 2023 auf 1.496 TWh im Jahr 2050. Dabei ist der Ausbau der Exportkapazitäten insbesondere auf China und Südasien ausgerichtet. Für die Diversifizierung der europäischen Gasversorgung könnten hingegen die strategische Lage Aserbaidschans und dessen Rolle im Südlichen Gaskorridor von zentraler Bedeutung sein.

Auch in Afrika steigt die Erdgasproduktion gemäß GECF deutlich. Für Nigeria wird bis 2050 eine Produktion von rund 1.266 TWh prognostiziert, während Mosambik mehr als 947 TWh erreicht. Auch für Mauretanien und Senegal wird bis 2050 ein Anstieg auf rund 259 TWh beziehungsweise 199 TWh erwartet. Diese zusätzlichen Fördermengen sind aufgrund fehlender direkter Pipelineverbindungen für Europa eher als potenzielle LNG- als als Pipelineimporte relevant. Für zusätzliche Pipelineimporte sind hingegen die bereits mit Europa verbundenen nordafrikanischen Produzenten von Bedeutung. Libyen verfügt über eine bestehende Verbindung nach Italien und erhöht seine Förderung von 134,6 TWh im Jahr 2023 auf rund 169 TWh bis 2040, bevor sie mangels größerer Neuentdeckungen bis 2050 wieder auf etwa 120 TWh zurückgeht. Für die Bewertung zusätzlicher Pipelineimporte aus Nordafrika ist daher insbesondere zu untersuchen, in welchem Umfang zusätzliche Fördermengen aus Algerien und gegebenenfalls Libyen mobilisiert und über bestehende oder erweiterte Transportkapazitäten nach Europa geliefert werden können.

In Eurasien bleibt Russland der mit Abstand größte Produzent; nach dem Produktionsrückgang in den Jahren 2022 und 2023 wird ein Anstieg auf 9.262 TWh bis 2050 erwartet. Das große russische Produktionspotenzial besitzt angesichts des angestrebten europäischen Ausstiegs aus russischen Gasimporten jedoch nur eine geringe Bedeutung als zukünftige Diversifizierungsoption für die EU. Es verdeutlicht vielmehr, dass bei der Bewertung zusätzlicher Pipelineimporte neben Ressourcen und Infrastruktur insbesondere die geopolitische Verfügbarkeit der jeweiligen Mengen berücksichtigt werden muss (Gas Exporting Countries Forum 2025).

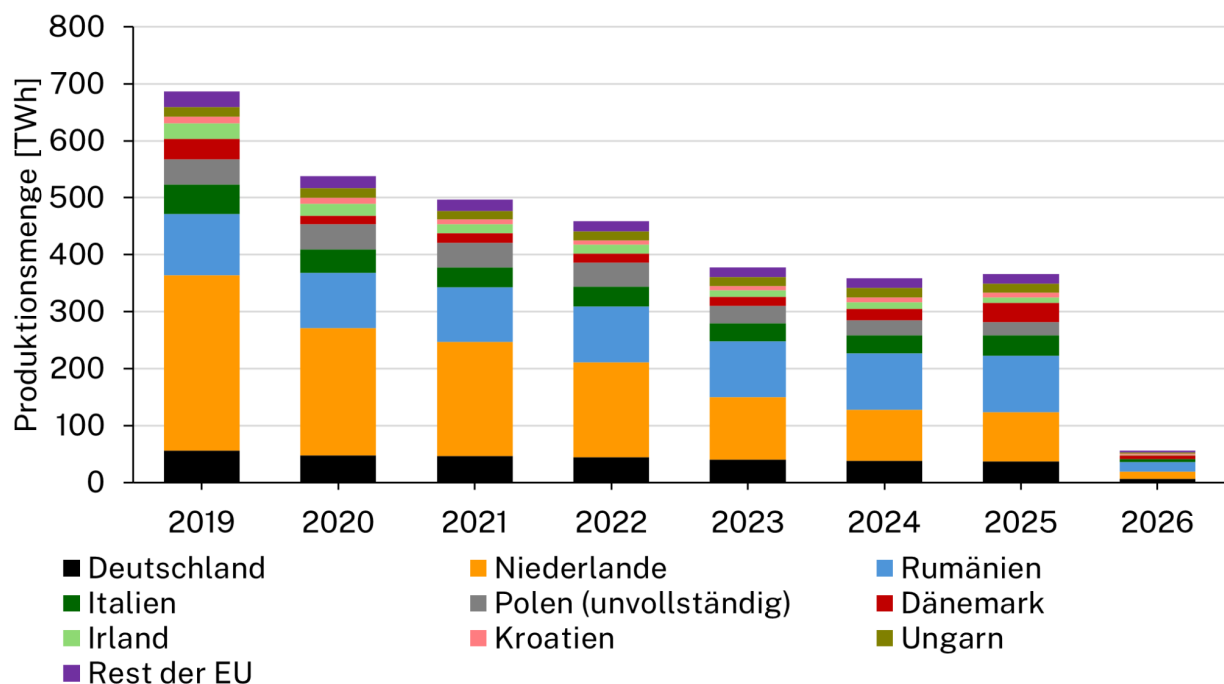
3.4. Eigenproduktion in der EU

Historische Entwicklung der EU-Produktion

Die Erdgasproduktion in der EU ist rückläufig, siehe Abbildung 14. So wurden im Jahr 2019 noch fast 700 TWh innerhalb der EU produziert, während die Produktion im Jahr 2025 noch etwa 335 TWh betrug. Der Hauptgrund für diese Entwicklung ist der signifikante Rückgang der niederländischen Produktion, insbesondere infolge der schrittweisen Stilllegung des Gasfeldes Groningen sowie der Erschöpfung kleinerer Gasfelder. In den Niederlanden wird Gas darüber hinaus nicht mehr für den Export produziert (Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring 2025). Rumänien weist als zweitgrößter Erdgasproduzent von Gas in den letzten Jahren eine weitgehend konstante Produktionsmenge von etwa 100 TWh auf.

Bei allen weiteren Erdgasproduzenten innerhalb der EU ist die Förderung auf vergleichsweise niedrigem Niveau weitgehend konstant geblieben. Dies umfasst vor allem Deutschland, Italien und Dänemark. In diesen Ländern liegt die Erdgasproduktion deutlich unter dem jeweiligen Verbrauch. Beispielsweise fördert Deutschland pro Tag etwa 100 Gigawattstunden (GWh) Erdgas, verbraucht jedoch durchschnittlich 2.367 GWh täglich (Bundesnetzagentur 2025). Somit sind diese Länder aktuell in hohem Maße von Erdgasimporten abhängig.

Abbildung 14. Produktion von Gas in der EU nach Jahr



Anmerkung: Die Daten zu Polen sind unvollständig und ab 2024 nicht mehr einsehbar - In der Darstellung wurde die Erzeugung des Jahres 2023 als erneute Produktion in den Jahren 2024 und 2025 angenommen und umfasst dabei 30 TWh. In der Darstellung der Erzeugung im Jahr 2026 ist Polen nicht aufgeführt. Die Daten umfassen Erzeugung in der EU einschließlich bis zum Februar 2026.

Quelle: (eurostat 2026)

Analyse der größten EU-Produzenten und deren verfügbares Potenzial

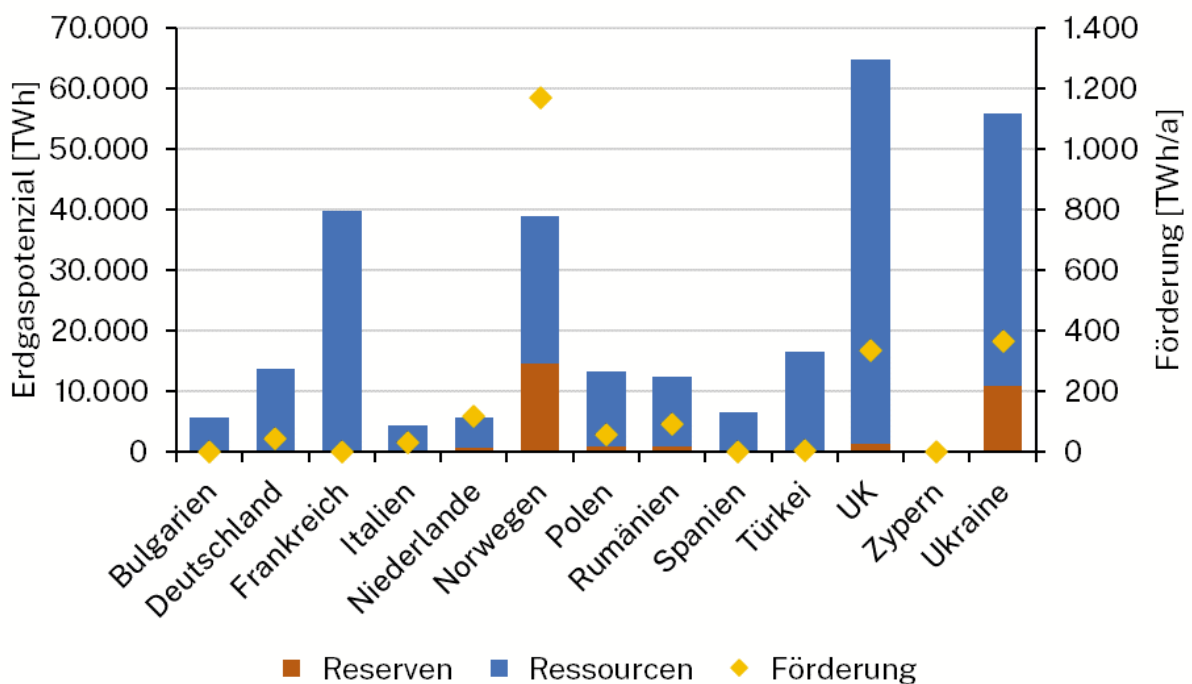
In Europa fördern vor allem Länder außerhalb der EU, insbesondere Norwegen, Großbritannien und die Ukraine, aktiv Erdgas in signifikanten Mengen. Innerhalb der EU sind die bekannten Gasvorkommen und insbesondere die tatsächlichen Fördermengen geringer, obwohl in mehreren Mitgliedstaaten weiterhin erhebliche Erdgasressourcen vorhanden sind. Die Fördermengen verbleiben jedoch entweder auf konstantem Niveau oder werden, wie im Falle der Niederlande, trotz vorhandener Ressourcen sogar reduziert. Der Vergleich von theoretischen Förderpotenzialen und aktiver Förderung wird in Abbildung 15 dargestellt.

Auch in akuten Krisensituationen wurde die Erdgasförderung innerhalb der EU bislang nicht kurzfristig signifikant ausgeweitet. So wurden weder während der Energiekrise im Jahr 2022 noch in den darauffolgenden Jahren die Fördermengen in EU-Ländern signifikant erhöht. Dies verdeutlicht, dass vorhandene Erdgasressourcen nicht kurzfristig in zusätzliche Fördermengen übersetzt werden können. Neue Förderprojekte erfordern unter anderem Exploration, Genehmigungsverfahren und Investitionen und stellen daher primär eine mittel- bis langfristige Versorgungsoption dar.

Es besteht jedoch ein theoretisches Potenzial für eine Ausweitung der EU-internen Gasförderung. Die Länder mit den größten ausgewiesenen Erdgasressourcen sind

Frankreich mit knapp 40.000 TWh an natürlichen Vorkommen, Deutschland mit ca. 13.500 TWh sowie Polen und Rumänien mit ca. 12.000 bzw. 11.000 TWh. Von diesen Ländern betreibt lediglich Rumänien eine signifikante Erdgasförderung im Umfang von ca. 100 TWh pro Jahr. Die ausgewiesenen Ressourcen sind dabei nicht mit nachgewiesenen und wirtschaftlich förderbaren Reserven gleichzusetzen. Aus ihrer Höhe lässt sich daher nicht unmittelbar ableiten, welche zusätzlichen Fördermengen technisch und wirtschaftlich tatsächlich erschlossen werden könnten. Einer stärkeren Förderung stehen je nach Mitgliedstaat unter anderem Umwelt- und Akzeptanzfragen, regulatorische Einschränkungen sowie Unsicherheiten hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Erschließbarkeit gegenüber. Diese Faktoren sind bei der Bewertung einer möglichen Ausweitung der europäischen Eigenproduktion zu berücksichtigen.

Abbildung 15. Theoretische Erdgaspotenziale europäischer Länder und deren Förderung im Jahr 2023 (> 4.000 TWh)



Anmerkungen: "Reserve": nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; "Ressource": nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen.

Quelle: (BGR 2024)

Fracking als neue Option zur Erdgasgewinnung in Deutschland

Angesichts der hohen Importabhängigkeit Deutschlands und der Erfahrungen aus der europäischen Energiekrise wird die Erschließung heimischer Schiefergasvorkommen durch Fracking wieder verstärkt diskutiert. Nach Schätzungen des BGR verfügt Deutschland über

Schiefergasressourcen in einer Größenordnung von rund 8.000 TWh (BGR 2024). Dabei handelt es sich ausdrücklich um Ressourcen und nicht um nachgewiesene Reserven. Es ist daher ungewiss, welcher Anteil technisch erschließbar und zu wirtschaftlich tragfähigen Kosten förderbar wäre. Zum Vergleich liegt der jährliche deutsche Erdgasverbrauch etwa zwischen 800 und 900 TWh.

Die konventionelle Erdgasförderung in Deutschland beträgt derzeit nur noch rund 45 TWh pro Jahr und geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden konventionellen Reserven liegen bei weniger als 200 TWh und wären bei unveränderter Förderrate innerhalb weniger Jahre weitgehend ausgeschöpft. Eine nennenswerte Ausweitung der heimischen Produktion wäre deshalb langfristig nur durch die Erschließung nicht konventioneller Lagerstätten möglich. Die kommerzielle Schiefergasförderung durch Fracking ist in Deutschland gegenwärtig jedoch grundsätzlich nicht zugelassen (vgl. § 13a des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG)) und wird auch in zahlreichen anderen europäischen Ländern stark eingeschränkt.

Die mit Fracking verbundenen Umwelt- und Sicherheitsrisiken werden in der Fachliteratur unterschiedlich bewertet. Unter strengen technischen und regulatorischen Vorgaben werden die Risiken einer Grundwasserverunreinigung oder spürbarer induzierter Erdbeben von Fachleuten teilweise als gering beziehungsweise technisch beherrschbar eingeschätzt. Moderne Bohr-, Überwachungs- und Abdichtungstechniken könnten die Umweltwirkungen gegenüber früheren Verfahren reduzieren. Gleichzeitig weist die Expertenkommission Fracking darauf hin, dass diese Einschätzungen im Wesentlichen auf internationalen Erfahrungen und hypothetischen Anwendungsszenarien beruhen. Da bislang keine praktische Erfahrung mit einer kommerziellen Schiefergasförderung in Deutschland besteht, verbleiben erhebliche Unsicherheiten, unter anderem hinsichtlich der geologischen Bedingungen, der Entsorgung des anfallenden Wassers, der Nachsorge sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz (Deutscher Bundestag 2021).

Für die kurzfristige Versorgungssicherheit hätte eine Aufhebung der Beschränkungen eine eher begrenzte Bedeutung. Nach den von Leopoldina und acatech (Leopoldina, acatech, und Akademienunion 2023) untersuchten Szenarien wären vom Beginn des politischen und administrativen Prozesses bis zum Aufbau einer Förderung etwa fünf bis neun Jahre erforderlich. Selbst bei stark beschleunigten Genehmigungsverfahren wird von Fachleuten ein Mindestzeitraum von drei bis vier Jahren zwischen der Erteilung erster Genehmigungen und dem Förderbeginn angenommen. Eine solche Verkürzung des Verwaltungsverfahrens könnte sich am raschen Aufbau der LNG-Terminals im Rahmen des LNG-Beschleunigungsgesetzes orientieren, durch das eine deutliche Verkürzung der Planungs- und Genehmigungsprozesse ermöglicht wurde. Auf der anderen Seite könnte eine Verkürzung der Umweltprüfungen und eine Beschränkung der Einspruchsmöglichkeiten die Akzeptanz für das ohnehin kritisch diskutierte Fracking weiter senken. Hinzu käme ein kaum bestimmbarer Zeitraum für die politische Entscheidung über eine Änderung des bestehenden Rechtsrahmens. Fracking könnte daher nicht zur Bewältigung kurzfristiger Versorgungskrisen beitragen. Mittel- bis langfristig könnte eine heimische Produktion jedoch die Importabhängigkeit verringern und die Bezugsquellen diversifizieren. Ihr konkreter Beitrag hinge jedoch von der zukünftigen Gasnachfrage, der Verfügbarkeit von

LNG und Pipelinegas sowie der allgemeinen Entwicklung der europäischen Gasversorgung ab.

Auch hinsichtlich der vorgelagerten Treibhausgasemissionen ist die relevante Vergleichsgröße die jeweils ersetzte Importquelle. Gegenüber dem Import von US-amerikanischem Schiefergas in Form von LNG könnten bei einer heimischen Förderung insbesondere die Emissionen aus Verflüssigung und Seetransport entfallen (Leopoldina, acatech, und Akademienunion 2023). Die tatsächliche Emissionsbilanz hinge jedoch wesentlich von den Methanemissionen der heimischen Förderung und den geltenden Umweltstandards ab.

Auch die Wirtschaftlichkeit ist mit großen Unsicherheiten verbunden. Für Deutschland liegen bislang nur wenige belastbare Kostenschätzungen vor. Unter Bezugnahme auf Riedel et al. werden die reinen Förderkosten für deutsches Schiefergas auf etwa 25 bis 42 €/Megawattstunden (MWh) geschätzt (Riedel u. a. 2017). Nicht enthalten sind zusätzliche Kostenbestandteile wie Transport, Vermarktung, Gewinnmargen oder mögliche zusätzliche Kosten infolge strengerer Umweltauflagen. Zum Vergleich werden die durchschnittlichen Produktionskosten von Schiefergas in den USA teilweise mit rund 10 €/MWh angegeben, ebenfalls ohne Transportkosten und Margen. Die deutlich höheren erwarteten Kosten in Deutschland lassen sich unter anderem durch ungünstigere geologische Bedingungen, eine höhere Bevölkerungsdichte, strengere Genehmigungsanforderungen und die fehlende heimische Fracking-Infrastruktur erklären.

Wirtschaftlich attraktiv wäre eine deutsche Schiefergasförderung daher voraussichtlich nur, wenn die tatsächlichen Förderkosten am unteren Ende der geschätzten Bandbreite lägen, zusätzliche Umwelt- und Genehmigungskosten begrenzt blieben und die europäischen Erdgaspreise dauerhaft ein vergleichsweise hohes Niveau erreichten. Gleichzeitig dürfte heimisch gefördertes Gas künftig unter wachsendem Wettbewerbsdruck durch internationale LNG-Anbieter stehen. Eine langfristig sinkende Gasnachfrage würde das Investitionsrisiko zusätzlich erhöhen. Offen ist daher, ob private Unternehmen unter diesen Bedingungen ohne staatliche Absicherung in den Aufbau einer deutschen Fracking-Industrie investieren würden. Ebenso unsicher ist, ob eine heimische Förderung die Erdgaspreise für Verbraucher merklich senken könnte.

Hinzu kommt ein strategischer Zielkonflikt zwischen langfristigen Klimazielen, Versorgungssicherheit und Investitionsrisiken. Unkonventionelle Lagerstätten werden aufgrund der hohen Erschließungskosten üblicherweise über einen Zeitraum von 20 bis 30 Jahren betrieben. Bei einem möglichen Förderbeginn frühestens in den 2030er-Jahren würde eine kommerzielle Schiefergasförderung daher in einen Zeitraum hineinreichen, in dem der fossile Erdgasverbrauch gemäß den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen deutlich zurückgehen soll. Gleichzeitig ist jedoch unsicher, ob die angestrebte Reduktion der Erdgasnachfrage in allen Sektoren schnell genug erreicht werden kann. Sollte Erdgas länger benötigt werden als derzeit politisch vorgesehen, könnten heimische Ressourcen einen zusätzlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und die Abhängigkeit von Importen verringern.

Aus geopolitischer Perspektive kann die Verfügbarkeit eigener Gasressourcen daher einen strategischen Wert besitzen, insbesondere in Krisen- oder Konfliktfällen, in denen internationale Lieferketten eingeschränkt sind. Darüber hinaus könnte heimisch gefördertes Erdgas potenziell auch als Grundlage für blauen Wasserstoff dienen, sofern CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) verfügbar sind und hohe Umwelt- und Emissionsstandards eingehalten werden. Damit könnte Fracking nicht nur als zusätzliche Erdgasquelle, sondern auch als mögliche Absicherung für Transformationspfade betrachtet werden, falls ein ausschließlich auf grünem Wasserstoff basierender Hochlauf nicht schnell genug gelingt.

Ob eine kommerzielle Schiefergasförderung in Deutschland unter diesen Bedingungen sinnvoll wäre, bleibt jedoch offen. Für die kurzfristige Versorgungssicherheit ist die Option aufgrund der langen politischen, genehmigungsrechtlichen und technischen Vorlaufzeiten nur begrenzt relevant. Langfristig hängt ihre Bewertung von zahlreichen unsicheren Faktoren ab, darunter Förderkosten, Umweltauflagen, Gaspreisentwicklung, zukünftige Erdgasnachfrage, Verfügbarkeit von CCS, gesellschaftliche Akzeptanz und geopolitische Risiken. Eine eindeutige Notwendigkeit für den Einstieg in die kommerzielle Schiefergasförderung lässt sich daher derzeit nicht ableiten; zugleich sollte ihr möglicher Beitrag zur strategischen Resilienz und Diversifizierung nicht vollständig ausgeblendet werden.

Ausweitung der Gasförderung in Deutschland und EU

Für die Bewertung einer möglichen Ausweitung der Erdgasproduktion in Deutschland und der EU sind neben den verfügbaren Ressourcen insbesondere die Erschließungskosten und -zeiten sowie die mit Förderung und Transport verbundenen Treibhausgasemissionen relevant. Entscheidend ist dabei nicht allein, ob zusätzliche europäische Ressourcen erschlossen werden können, sondern auch, wie diese im Vergleich zu alternativen Importquellen hinsichtlich Kosten, Versorgungssicherheit und Emissionen zu bewerten sind.

Die von Rystad Energy im Jahr 2019 erstellte Kostenkurve für die Gasversorgung Europas im Jahr 2025 zeigt erhebliche Unterschiede in den Versorgungskosten. Die Analyse basiert auf zukunftsgerichteten Break-even-Preisen, die zukünftige Investitions- und Betriebskosten, staatliche Abgaben sowie die Transportkosten nach Europa berücksichtigen. Für LNG-Importe werden zusätzlich die Kosten für Verflüssigung, Transport per Schiff und Regasifizierung einbezogen. Rund 1.595 TWh der verfügbaren Gasmengen können zu Break-even-Preisen von weniger als 10,24 USD/MWh bereitgestellt werden. Diese kostengünstigsten Mengen stammen vor allem aus Norwegen, Russland, Katar und anderen etablierten Förderregionen. Ein großer Teil der verfügbaren Mengen konzentriert sich auf die Kostenbereiche von 10,24–30,71 USD/MWh, während höherpreisige Ressourcen zunehmend aus Europa, den USA und weiteren Förderregionen stammen und überwiegend Break-even-Preise von 30,71–40,94 USD/MWh aufweisen (Rystad Energy 2019).

Unterschiede in den Versorgungskosten werden durch geologische und lagerstättenspezifische Eigenschaften, projektspezifische Förderprofile, fiskalische Rahmenbedingungen, Transportanforderungen sowie die Kosten der LNG-Infrastruktur und

-Logistik bestimmt. Die Methodik unterscheidet zwischen bereits produzierenden, genehmigten und noch nicht genehmigten bzw. noch nicht entwickelten Projekten. Produzierende und bereits genehmigte Felder weisen in solchen Kostenkurven häufig niedrigere Break-even-Preise auf, da ein Teil der notwendigen Investitionen bereits getätigt wurde und als versunkene Kosten nicht mehr in die Bewertung der verbleibenden Förderung einfließt. Noch nicht entwickelte Ressourcen erfordern dagegen zusätzliche Investitionen in Exploration, Erschließung, Infrastruktur und Betrieb und sind daher in der Regel mit höheren langfristigen Gestehungskosten verbunden. Daraus folgt, dass die kurzfristig kostengünstigsten zusätzlichen Fördermengen meist aus bestehenden oder bereits genehmigten Projekten stammen, während die Erschließung neuer Mengen zunehmend höhere Investitionen voraussetzt (Rystad Energy 2019).

Diese Einordnung bedeutet jedoch nicht, dass neue Förderprojekte allein aufgrund höherer Break-even-Preise grundsätzlich unwirtschaftlich oder strategisch nachrangig sind. Für Investitionsentscheidungen sind nicht die historischen Kosten bestehender Förderländer maßgeblich, sondern die erwarteten zukünftigen Gestehungskosten, langfristige Erlösperspektiven und der Beitrag zur Versorgungssicherheit. Zudem wird Erdgas aus bereits erschlossenen Lagerstätten nicht zu historischen Förderkosten gehandelt, sondern zu Marktpreisen, die sich an der globalen Angebots- und Nachfragesituation sowie an den Kosten marginaler beziehungsweise neuer Förderprojekte orientieren. Für die Bewertung zusätzlicher europäischer Förderung ist daher insbesondere ein Vergleich mit den Kosten der zukünftig zusätzlich benötigten bzw. alternativ verfügbaren Importmengen relevant und nicht allein mit den niedrigen Kosten bereits erschlossener Förderfelder. Langfristige Abnahmeverträge können in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle spielen, um Planungssicherheit zu schaffen und Investitionen in neue europäische Förderprojekte zu ermöglichen.

Treibhausgasemissionen von Produktion und Transport

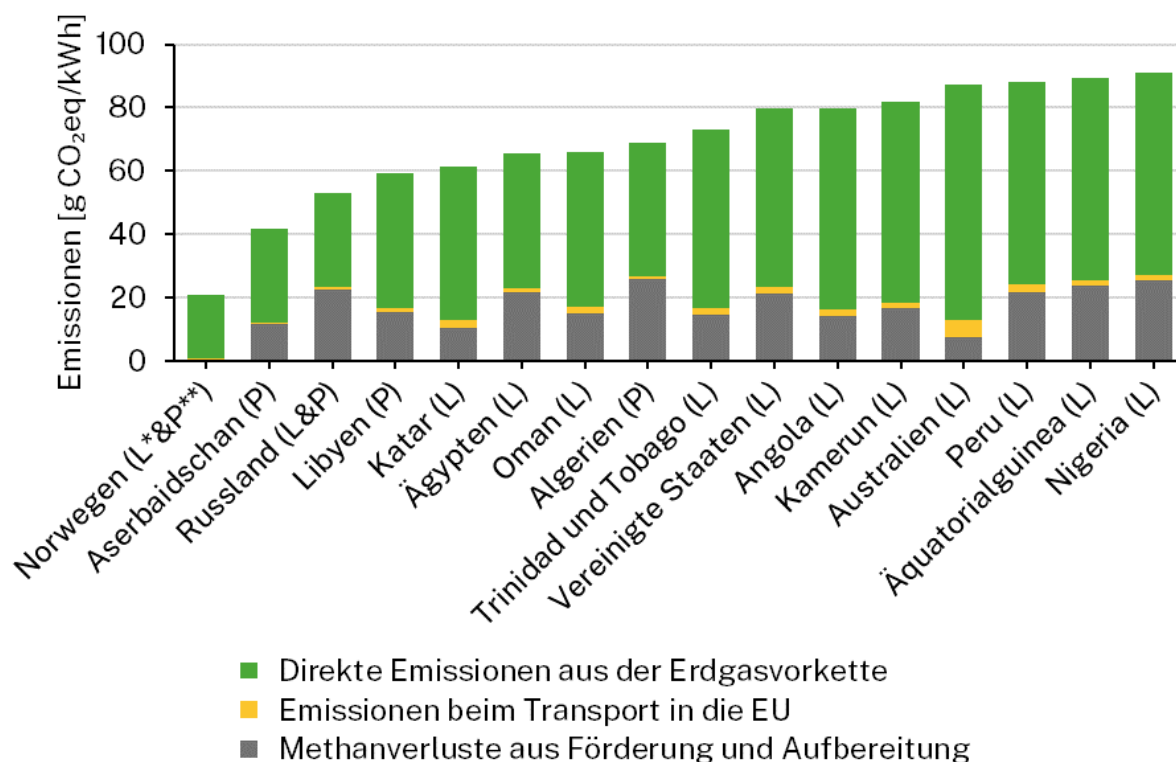
Die mit Erdgasimporten in die EU verbundenen vorgelagerten Treibhausgasemissionen unterscheiden sich erheblich zwischen den Lieferländern und Transportwegen. Die geschätzten Emissionen reichen von etwa 20 g CO₂-Äquivalent pro Kilowattstunde (kWh) für Pipelinegasimporte aus Norwegen bis zu rund 90 g CO₂-Äquivalent pro kWh für LNG-Importe aus Nigeria. Zu den Lieferanten mit vergleichsweise geringen Emissionen zählt auch Aserbaidschan mit etwa 40 g CO₂-Äquivalent pro kWh, während die meisten LNG-Lieferanten im Bereich von ungefähr 60 bis 90 g CO₂-Äquivalent pro kWh liegen.

Die Daten zeigen, dass LNG-Importe im Allgemeinen höhere vorgelagerte Emissionen aufweisen als Pipelinegasimporte, wobei auch zwischen den einzelnen LNG-Lieferanten erhebliche Unterschiede bestehen. Über alle Lieferketten hinweg machen direkte CO₂-Emissionen aus Förderung, Aufbereitung und Transport den größten Anteil der vorgelagerten Emissionen aus. Methanemissionen stellen einen kleineren, jedoch stark variierenden Anteil dar und entstehen sowohl bei der Förderung und Verarbeitung als auch während des Transports nach Europa (BGR 2024).

Abbildung 16 verdeutlicht, dass Unterschiede in den Förderbedingungen, im Umgang mit Methanemissionen, in den Transportentfernungen sowie in den verwendeten Transportmodi zu erheblichen Abweichungen im vorgelagerten Treibhausgas-Fußabdruck der europäischen Erdgasversorgung führen. Insbesondere LNG-Lieferketten verursachen zusätzliche Emissionen durch die Verflüssigung, den Seetransport, die Regasifizierung sowie mögliche Verdampfungsverluste (Boil-Off-Verluste). Pipelineimporte werden hingegen vor allem durch Methanleckagen und den Energieeinsatz während der Förderung und des Transports beeinflusst (IEA 2025c).

Für die Bewertung einer Ausweitung der europäischen Eigenproduktion ist daher nicht allein deren absoluter Treibhausgas-Fußabdruck relevant, sondern insbesondere die Frage, welche alternative Bezugsquelle dadurch ersetzt würde. Heimische bzw. europäische Erdgasförderung könnte hinsichtlich der vorgelagerten Emissionen insbesondere dann Vorteile aufweisen, wenn dadurch LNG-Importe mit emissionsintensiver Verflüssigung und langen Transportwegen ersetzt werden. Gleichzeitig hängt die tatsächliche Klimawirkung wesentlich davon ab, in welchem Umfang Methanemissionen bei der europäischen Förderung begrenzt werden können.

Abbildung 16. Vorkettenemissionen beim Erdgasimport in die EU



Anmerkungen: *L: LNG; **P: Pipeline

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BGR 2024)

3.5. Emissionsarme Gase

Emissionsarme Gase können eine ergänzende Rolle bei der Dekarbonisierung spielen, insbesondere dort, wo bestehende Gasinfrastrukturen weiter genutzt werden können oder kurzfristig keine direkte Elektrifizierung möglich ist. Biomethan ist bereits heute in relevanten Mengen im Einsatz, wird politisch durch Quotenregelungen und Förderinstrumente unterstützt und kann fossiles Erdgas direkt ersetzen. Gleichzeitig ist sein langfristiges Potenzial durch begrenzte verfügbare Rohstoffe und vergleichsweise hohe Produktionskosten eingeschränkt.

Blauer Wasserstoff stellt eine weitere Option zur Dekarbonisierung gasförmiger Energieträger dar. Während grüner Wasserstoff langfristig als zentrale klimaneutrale Wasserstoffoption angesehen wird, ist sein Hochlauf derzeit noch durch begrenzte Elektrolysekapazitäten, den erforderlichen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung, Infrastrukturengpässe und hohe Bereitstellungskosten begrenzt. Blauer Wasserstoff kann demgegenüber stärker auf bestehende Prozesse und Infrastrukturen aufbauen und so zur Absicherung der Transformation beitragen, falls sich der Hochlauf grünen Wasserstoffs oder anderer Dekarbonisierungsoptionen langsamer entwickelt als derzeit erwartet. Welche Rolle blauer Wasserstoff langfristig im europäischen Energiesystem einnehmen wird, lässt sich heute nicht abschließend beurteilen. Sie wird maßgeblich von seiner tatsächlichen Treibhausgasbilanz, den Kosten sowie der Entwicklung alternativer Wasserstoffbereitstellungspfade abhängen. Weitere gasförmige Energieträger wie synthetisches Methan spielen derzeit dagegen nur eine untergeordnete Rolle. Sie sind aktuell noch nicht wettbewerbsfähig und setzen selbst einen umfangreichen Hochlauf von grünem Wasserstoff voraus, der bisher erst am Anfang steht.

Das Potenzial von Biogas/Biomethan als Substitut oder Ergänzung von Erdgas

Biomethan zählt zu den am stärksten wachsenden emissionsarmen gasförmigen Energieträgern der kommenden Dekade. Nach Angaben der IEA stieg die weltweite Biomethanproduktion von weniger als 9,97 TWh im Jahr 2010 auf rund 99,7 TWh im Jahr 2024 und dürfte bis 2030 auf etwa 209,37 TWh anwachsen. Europa bleibt die führende Produktionsregion und wird 2030 voraussichtlich rund die Hälfte der weltweiten Biomethanproduktion stellen. Auch in Nordamerika und Brasilien wird ein starkes Wachstum erwartet, das durch politische Fördermaßnahmen und zunehmende Investitionen in Produktionskapazitäten unterstützt wird (IEA 2025a).

Trotz dieser dynamischen Entwicklung bleiben die absoluten Produktionsmengen im Vergleich zum Erdgasverbrauch begrenzt. Die erwartete europäische Biomethanproduktion im Jahr 2030 (99,7 TWh) liegt deutlich unter dem europäischen Erdgasverbrauch von 2025 (3.500–4.000 TWh). Zudem bleibt sie erheblich hinter dem EU-Ziel für die Biomethanproduktion im Jahr 2030 (348,95 TWh) zurück.

Die IEA betont, dass der Ausbau von Biomethan stark von politischen Förderinstrumenten wie Einspeisevergütungen, Quotenregelungen, Steueranreizen und weiteren Subventionsmechanismen abhängt. Während Biomethan in Europa überwiegend in bestehende Gasnetze eingespeist und in den Bereichen Wärme und Industrie genutzt wird,

konzentriert sich die Nachfrage in den USA vor allem auf den Verkehrssektor. Die Produktion basiert hauptsächlich auf landwirtschaftlichen Reststoffen, organischen Abfällen und kommunalen Abfallströmen, wodurch Biomethan fossiles Erdgas direkt ersetzen kann und gleichzeitig die vorhandene Gasinfrastruktur weiter genutzt wird.

Ein wesentlicher Vorteil von Biomethan ist seine hohe Kompatibilität mit bestehenden Gasnetzen; ein großer Teil der europäischen Produktionsanlagen ist bereits an das Gasnetz angeschlossen. Gleichzeitig wird das zukünftige Wachstum durch die Verfügbarkeit geeigneter Rohstoffe, Finanzierungsbedingungen, Genehmigungsverfahren, Projektentwicklungszeiten und vergleichsweise hohe Produktionskosten begrenzt. Biomethan dürfte daher zwar einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gassektors leisten, sein Beitrag zur Substitution fossilen Erdgases bleibt jedoch aufgrund der begrenzten nachhaltig verfügbaren Rohstoffpotenziale langfristig begrenzt (IEA 2025a).

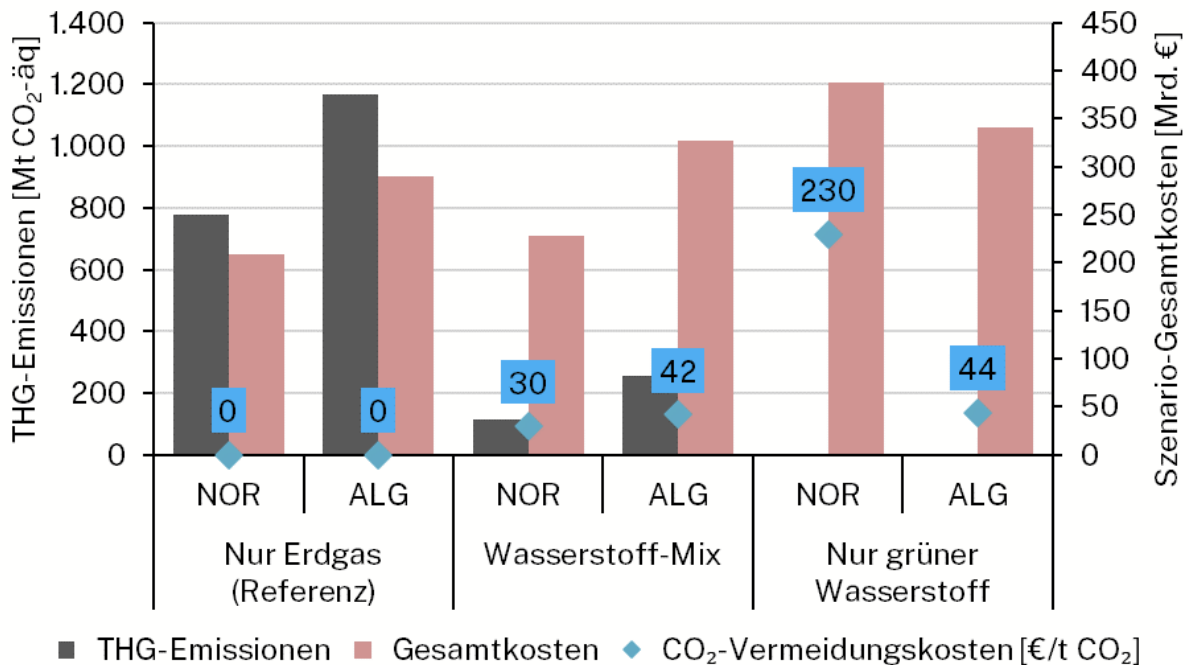
Das Potenzial von blauem Wasserstoff als Substitut oder Ergänzung von Erdgas

Blauer Wasserstoff kann eine wichtige Rolle für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft spielen, weil er eine Brücke zwischen dem heutigen erdgasbasierten Energiesystem und einem langfristig erneuerbaren Wasserstoffsystem bilden könnte. Während grüner Wasserstoff als zentrale erneuerbare Wasserstoffoption gilt, ist sein Hochlauf derzeit noch durch begrenzte Elektrolysekapazitäten, den notwendigen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung, Infrastrukturengpässe und hohe Bereitstellungskosten eingeschränkt. Blauer Wasserstoff kann demgegenüber auf bestehende Erdgaslieferketten, industrielle Reformierungsprozesse und potenzielle CO₂-Speicherstrukturen aufbauen und dadurch früher in größeren Mengen verfügbar sein. Sein klimapolitischer Nutzen hängt jedoch wesentlich von hohen CO₂-Abscheideraten, dauerhaft sicherer CO₂-Speicherung und niedrigen Methanleckagen in der Erdgasvorkette ab. Daher kann blauer Wasserstoff unter strengen Emissionsanforderungen eine Option darstellen, um Wasserstoffinfrastruktur, Importketten und industrielle Anwendungen früher aufzubauen und zu skalieren. Ob blauer Wasserstoff langfristig lediglich eine Übergangstechnologie oder dauerhaft Bestandteil eines klimaneutralen Wasserstoffsystems sein kann, lässt sich derzeit nicht abschließend beurteilen und hängt maßgeblich von der weiteren technologischen, ökonomischen und regulatorischen Entwicklung ab.

Zur Bewertung der Kosten- und Emissionswirkungen unterschiedlicher Wasserstoffimportpfade werden in Abbildung 17 die kumulierten Gesamtkosten sowie die Treibhausgasemissionen im Zeitraum von 2025 bis 2050 betrachtet (vgl. auch die ausführliche Analyse von (Farhang-Damghani, Grimm, und Niazmand 2025)). Grundlage ist eine angenommene Importmenge, bei der Norwegen beziehungsweise Algerien jeweils 15 % der projizierten europäischen Wasserstoffnachfrage für Industrie und Stromerzeugung decken. Im Szenario „Wasserstoff-Mix“ bestimmt das Modell die kostenoptimale Kombination aus blauem und grünem Wasserstoff, wobei sowohl prozessbedingte Restemissionen der blauen Wasserstoffproduktion als auch Methanleckagen der Erdgasvorkette berücksichtigt und mit CO₂-Kosten belegt werden. Im Szenario „Nur grüner Wasserstoff“ wird die gesamte Nachfrage ausschließlich durch erneuerbaren Wasserstoff gedeckt. Als Referenz dient das Szenario „Nur Erdgas“, in dem keine Umstellung auf

Wasserstoff erfolgt und die entsprechende Energiemenge weiterhin durch fossiles Erdgas bereitgestellt wird.

Abbildung 17. THG-Emissionen und Gesamtkosten von blauem Wasserstoff



Quelle: (Farhang-Damghani, Grimm, und Niazmand 2025)

Die höheren Emissionen und Gesamtkosten Algeriens ergeben sich vor allem aus der höheren Treibhausgasintensität der dortigen Erdgasförderung, insbesondere durch Methanleckagen, sowie aus höheren Kapitalkosten. Die daraus abgeleiteten durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten zeigen deutliche Unterschiede zwischen den Ländern und Szenarien. Für Norwegen ist der kostenoptimale Wasserstoff-Mix, der überwiegend auf blauem Wasserstoff basiert, mit etwa 30 €/tCO₂ deutlich günstiger als ein vollständiger Umstieg auf grünen Wasserstoff mit rund 230 €/tCO₂. Dies liegt daran, dass norwegischer blauer Wasserstoff aufgrund niedriger Methanleckagen und vergleichsweise günstiger Produktionsbedingungen bereits erhebliche Emissionsminderungen zu relativ geringen Mehrkosten ermöglicht. In Algerien liegen die Vermeidungskosten im Wasserstoff-Mix und im Szenario „Nur grüner Wasserstoff“ dagegen mit etwa 42 bis 44 €/tCO₂ nahezu gleichauf. Der Grund ist, dass grüner Wasserstoff dort zwar höhere direkte Bereitstellungskosten verursacht, gleichzeitig aber deutlich mehr Emissionen vermeidet, da sowohl Methanleckagen als auch Restemissionen der blauen Wasserstoffproduktion entfallen. Insgesamt weist Algerien bei unveränderten Methanleckagen das höchste absolute Emissionsminderungspotenzial auf, während der kosteneffizienteste Reduktionspfad im betrachteten Zeitraum im norwegischen Wasserstoff-Mix liegt.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Bewertung von blauem Wasserstoff nicht pauschal erfolgen kann. Seine Kosten- und Klimavorteile hängen wesentlich von den Eigenschaften der jeweiligen Erdgaslieferkette, insbesondere den Methanleckagen, den erreichbaren CO₂-Abscheideraten sowie den Kapitalkosten ab. Während unter günstigen Rahmenbedingungen erhebliche Emissionsminderungen zu vergleichsweise geringen Kosten möglich sind, können sich bei emissionsintensiveren Lieferketten die Unterschiede zu grünem Wasserstoff deutlich verringern. Die zukünftige Rolle von blauem Wasserstoff sollte daher technologieoffen bewertet und auf Grundlage der tatsächlichen Emissions- und Kostenentwicklung beurteilt werden.

4. Zentrale Handlungsempfehlungen für die Neujustierung der europäischen Gasversorgung

Die Analyse zeigt, dass zur langfristigen Sicherung einer resilienten, wettbewerbsfähigen und klimaverträglichen Gasversorgung in Europa weiterer Handlungsbedarf besteht. Da neue Lieferbeziehungen, Förderprojekte und Energieinfrastrukturen häufig mehrjährige Vorlaufzeiten aufweisen, müssen strategische Versorgungsoptionen aufgebaut werden, bevor akute Knappheiten entstehen. Maßnahmen zur Diversifizierung der Bezugsquellen, zur Stärkung der Eigenproduktion, zum Abschluss langfristiger Lieferverträge, zum technologieoffenen Hochlauf emissionsarmer Gase sowie zu einer resilienten Speicher- und Regulierungsstrategie können dazu beitragen, Versorgungsrisiken und hohe Gaspreise, insbesondere in den Wintermonaten, zu begrenzen.

Dies ist auch für den Strommarkt von zentraler Bedeutung. Aufgrund der engen Kopplung von Gas- und Strompreisen in Deutschland und vielen europäischen Ländern führen steigende Gaspreise regelmäßig auch zu höheren Strompreisen. Eine resiliente und kosteneffiziente Gasversorgung trägt daher wesentlich zur Stabilisierung der Energiepreise, zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit und zum Gelingen der Energietransformation bei. Dabei sollte die Energiepolitik auch Entwicklungen berücksichtigen, bei denen die Erdgasnachfrage langsamer zurückgeht oder der Hochlauf emissionsarmer Gase langsamer erfolgt als in heutigen Transformationsszenarien angenommen. Eine robuste Strategie sollte deshalb unterschiedliche Entwicklungspfade ermöglichen und Handlungsoptionen erhalten.

Im Folgenden werden sieben zentrale Handlungsempfehlungen für die strategische Neujustierung der europäischen Gasversorgung abgeleitet.

1. Einen größeren Teil des europäischen Gasbedarfs langfristig und flexibel absichern

Die EU sollte dauerhaft einen **größeren Teil des zukünftigen Gasbedarfs langfristig absichern**. Eine solche Strategie steht den Klimazielen nicht entgegen, da dadurch keine zusätzlichen Gasmengen verbraucht, sondern lediglich Anteile der künftig verfügbaren globalen Fördermengen langfristig für die EU gesichert werden. Auch in Szenarien, die die Klimaneutralität erreichen, bleibt Erdgas in den kommenden Jahren ein wichtiger

Bestandteil der Energieversorgung, wobei die verbleibende Bedeutung von Erdgas von der Geschwindigkeit des Hochlaufs klimafreundlicher Gase abhängt. Die Transformation des Energiesystems muss daher Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz gleichermaßen gewährleisten. Dauerhaft hohe Energiepreise oder eine sinkende Versorgungssicherheit würden die Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit der Transformation gefährden.

Langfristige Lieferverträge erhöhen die Versorgungssicherheit und können – abhängig von ihrer Preisgestaltung – die Exposition gegenüber kurzfristigen Spotmarktpreisen reduzieren. Gleichzeitig sind langfristige Abnahmeverträge eine wesentliche Voraussetzung für Investitionen entlang der Wertschöpfungskette. Sie schaffen Planungssicherheit für die Erschließung neuer Erdgasförderung, den Ausbau von LNG-Verflüssigungs- und Pipelinekapazitäten sowie Investitionen in Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur.

Entscheidend ist dabei eine **flexible Vertragsgestaltung**. Die Verträge sollten möglichst **ohne Destination Clauses** ausgestaltet werden. Dadurch können nicht benötigte Liefermengen innerhalb Europas gehandelt oder auf internationalen Märkten weiterverkauft werden. Langfristige vertragliche Absicherung bedeutet daher nicht zwangsläufig eine langfristige Festlegung auf einen entsprechenden europäischen Erdgasverbrauch. Flexible Verträge reduzieren vielmehr das Risiko fossiler Lock-in-Effekte und erhöhen die Anpassungsfähigkeit an zukünftige Markt- und Technologieentwicklungen.

Die Erfahrungen aus der Energiekrise zeigen zudem, dass **langfristige Versorgungsoptionen in normalen Marktphasen aufgebaut werden müssen** und nicht erst dann, wenn akute Knappheiten bereits eingetreten sind. Die überwiegend erst Jahre nach der Energiekrise beginnenden LNG-Langfristverträge konnten zur unmittelbaren Bewältigung der Krise 2022/23 kaum beitragen. Eine vorausschauende Beschaffungsstrategie erhöht daher die Resilienz gegenüber zukünftigen Versorgungsstörungen.

2. Gasbezugsquellen, Transportwege und Vertragsstrukturen diversifizieren

Die europäische Gasversorgung sollte nicht nur auf mehrere Lieferländer, sondern auch auf unterschiedliche Bezugswege gestützt werden. Eigenproduktion, Pipelinegas und LNG unterscheiden sich hinsichtlich Kosten, Flexibilität und Verwundbarkeit gegenüber geopolitischen Krisen oder Infrastrukturstörungen und sollten sich gegenseitig ergänzen. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen, dass eine rein geografische Diversifizierung nicht ausreicht. Auch Transportwege, Vertragslaufzeiten und Preisbildungsmechanismen sollten diversifiziert werden.

Damit lässt sich die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten ebenso begrenzen wie die Verwundbarkeit gegenüber Störungen zentraler Transportwege oder starken Schwankungen einzelner Referenzpreise. Ein ausgewogenes Vertragsportfolio kann beispielsweise ölpreisgebundene und an Gashubs gekoppelte Verträge sowie unterschiedliche Laufzeiten miteinander kombinieren und dadurch unterschiedliche

Preisrisiken streuen.

Gleichzeitig eröffnet der Wandel des globalen Gasmarktes neue Möglichkeiten, **langfristige Energiepartnerschaften mit politisch verlässlichen Staaten aufzubauen, die zugleich günstige Voraussetzungen für die Produktion emissionsarmer Gase besitzen**. Die Auswahl zukünftiger Partner sollte neben Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit auch die Klimabilanz der jeweiligen Energieträger berücksichtigen. Niedrige Vorkettenemissionen, geeignete CO₂-Speicherpotenziale sowie bestehende Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen können wichtige Kriterien für den Aufbau langfristiger Energiepartnerschaften sein. Ziel sollte eine robuste und breit diversifizierte Versorgungsstruktur sein.

3. Europäische Eigenproduktion als strategische Option prüfen und ermöglichen

Die Potenziale einer europäischen Erdgasförderung sollten technologieoffen geprüft und dort erschlossen werden, wo dies wirtschaftlich tragfähig und unter angemessenen Umweltstandards vertretbar ist. Dies gilt auch für unkonventionelle Lagerstätten, sofern ihre Nutzung ökologisch vertretbar ist. Eine höhere Eigenproduktion kann die Versorgungssicherheit stärken, Importabhängigkeiten reduzieren, und die Verhandlungsposition Europas gegenüber externen Lieferanten verbessern. Auch hinsichtlich der Klimabilanz kann europäische Produktion Vorteile bieten, wenn dadurch emissionsintensivere Importquellen ersetzt werden und bei der heimischen Förderung niedrige Methanemissionen gewährleistet werden.

Dabei muss eine höhere europäische Erdgasproduktion nicht mit einem entsprechend höheren heimischen Erdgasverbrauch einhergehen. Gefördertes Gas kann auf internationalen Märkten vermarktet, innerhalb Europas umverteilt oder als Rohstoff für die Herstellung von blauem Wasserstoff genutzt werden. Produktion und Verbrauch sollten daher analytisch nicht gleichgesetzt werden. Eine stärkere Eigenproduktion kann auch bei perspektivisch sinkendem europäischen Erdgasverbrauch strategische Handlungsoptionen eröffnen.

Für die Erschließung neuer europäischer Gasvorkommen sind langfristige Einnahmeerwartungen entscheidend. Langfristige Abnahmeverträge können die notwendige Planungssicherheit schaffen und die Investitionsbereitschaft für neue Förderprojekte erhöhen. Die Bewertung neuer Projekte sollte sich dabei nicht an den niedrigen historischen Förderkosten bereits erschlossener Lagerstätten, sondern an den erwarteten Kosten zusätzlicher alternativer Versorgungsmengen sowie ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit orientieren.

Für Deutschland bedeutet dies nicht, dass eine kommerzielle Schiefergasförderung zwingend erschlossen werden sollte. Angesichts erheblicher Unsicherheiten hinsichtlich Kosten, tatsächlich förderbarer Mengen, Umweltwirkungen und Akzeptanz sollte die Option jedoch ergebnisoffen geprüft und nicht allein aufgrund eines langfristig sinkenden Erdgasverbrauchs ausgeschlossen werden.

4. Den Hochlauf emissionsarmer Gase technologieoffen und pragmatisch gestalten

Der Hochlauf emissionsarmer Gase sollte die unterschiedlichen Eigenschaften der verfügbaren Technologien berücksichtigen und unterschiedliche technologische Entwicklungspfade ermöglichen. Grüner Wasserstoff, blauer Wasserstoff und Biomethan unterscheiden sich hinsichtlich Skalierbarkeit, Kosten, Infrastrukturbedarf und Einsatzmöglichkeiten. Eine frühzeitige Festlegung auf einzelne Technologien kann das Risiko unnötig hoher Transformationskosten erhöhen und die Anpassungsfähigkeit verringern, falls einzelne Technologien langsamer verfügbar oder teurer werden als heute erwartet.

Grüner Wasserstoff dürfte langfristig eine zentrale Rolle für die Dekarbonisierung spielen. Sein Hochlauf ist derzeit jedoch noch durch begrenzte Elektrolysekapazitäten, den erforderlichen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung, Infrastrukturengpässe und hohe Bereitstellungskosten begrenzt. Blauer Wasserstoff kann demgegenüber stärker auf bestehende Prozesse und Infrastrukturen aufbauen und so zur Absicherung der Transformation beitragen, falls sich der Hochlauf grünen Wasserstoffs oder anderer Dekarbonisierungsoptionen langsamer entwickelt als erwartet. Voraussetzung sind hohe Anforderungen an CCS sowie niedrige Methanemissionen in der Erdgasvorkette. Welche Rolle blauer Wasserstoff langfristig im europäischen Energiesystem einnehmen wird, lässt sich derzeit nicht abschließend beurteilen. Sie wird maßgeblich von seiner tatsächlichen Treibhausgasbilanz, den Kosten sowie der Entwicklung alternativer Wasserstoffbereitstellungspfade abhängen.

Ein kosteneffizienterer Transformationspfad kann die wirtschaftliche Tragfähigkeit und gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende erhöhen und damit auch ihre politische Umsetzbarkeit stärken. Soweit blauer Wasserstoff bestehende Prozesse und Infrastrukturen nutzen kann, können Investitionsbedarf und Vorlaufzeiten reduziert werden. Eine frühzeitige Nachfrage nach emissionsarmem Wasserstoff kann zudem Investitionen in Wasserstoffnetze, industrielle Anwendungen und internationale Lieferketten anstoßen und damit den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft insgesamt unterstützen. Voraussetzung ist ein regulatorischer Rahmen, der unterschiedliche Wasserstoffpfade anhand ihrer tatsächlichen Emissionen bewertet und nicht vorzeitig ausschließt.

Biomethan kann fossiles Erdgas unmittelbar ersetzen und bestehende Gasinfrastrukturen nutzen. Aufgrund des begrenzten nachhaltig verfügbaren Rohstoffpotenzials dürfte sein Beitrag zur Deckung der gesamten europäischen Gasnachfrage jedoch begrenzt bleiben. Sein Einsatz sollte daher insbesondere dort erfolgen, wo seine unmittelbare Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen und Anwendungen besondere Vorteile bietet.

Die Förderung emissionsarmer Gase sollte sich insgesamt stärker an den tatsächlichen Treibhausgasemissionen und Kosten der jeweiligen Bereitstellungspfade orientieren als an einer ex ante festgelegten technologischen Rangfolge. Dies ermöglicht es, Emissionsminderungen kosteneffizient zu erreichen und zugleich auf unerwartete Entwicklungen bei Kosten, Technologien und Verfügbarkeit reagieren zu können.

Ein technologieoffener Ansatz kann zugleich dazu beitragen, dass in Europa unterschiedliche und insbesondere auch kosteneffiziente Dekarbonisierungstechnologien weiterentwickelt und skaliert werden. Daraus können zusätzliche Potenziale für Innovation, Wertschöpfung und Wirtschaftswachstum entstehen. In Europa entwickelte Technologien und Geschäftsmodelle können zudem auch in anderen, heute noch stark von Erdgas abhängigen Volkswirtschaften eingesetzt werden. Europa kann dadurch nicht nur die eigene Transformation kosteneffizienter gestalten, sondern zugleich einen Beitrag zum globalen Klimaschutz leisten.

5. Gas-, Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen integriert und europäisch planen

Die Transformation der Gasversorgung erfordert erhebliche Investitionen in LNG-Terminals, Pipelines, Speicher sowie Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen. Diese Infrastrukturen sollten nicht isoliert nach einzelnen Energieträgern geplant, sondern stärker als Bestandteile eines integrierten europäischen Energiesystems betrachtet werden.

Angesichts der erheblichen Unsicherheit über Geschwindigkeit und Zusammensetzung der Transformation besitzen flexibel nutzbare und gegebenenfalls umrüstbare Infrastrukturen einen besonderen Wert. Wo technisch und wirtschaftlich sinnvoll, sollte daher bereits bei Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden, ob Infrastrukturen später für Wasserstoff, CO₂ oder andere emissionsarme Gase genutzt oder umgerüstet werden können. Dadurch lassen sich Lock-in-Risiken reduzieren, ohne notwendige Investitionen in die kurzfristige Versorgungssicherheit zu unterlassen.

Zugleich sollte die **Infrastrukturplanung stärker europäisch** erfolgen. Nationale Investitionsentscheidungen können zu Überkapazitäten an einzelnen Standorten und Engpässen an anderen Stellen führen. Grenzüberschreitende Pipelines, Speicher sowie zukünftige Wasserstoff- und CO₂-Netze sollten daher stärker auf Grundlage des gesamteuropäischen Bedarfs geplant werden. Eine solche integrierte Planung erhöht die Robustheit gegenüber unterschiedlichen Transformationspfaden und erleichtert die Anpassung, wenn sich Nachfrage oder Technologiemarkt anders entwickeln als heute erwartet.

6. Beschaffung und Speicherung stärker europäisch koordinieren konsequent ausbauen

Die Erdgasbeschaffung sollte auf europäischer Ebene stärker koordiniert werden. Eine stärkere Bündelung kann insbesondere in angespannten Marktlagen verhindern, dass Mitgliedstaaten sich gegenseitig um knappe Gasmengen überbieten, und so die eigene Verhandlungsposition gegenüber großen Lieferanten stärken, aber die der Gemeinschaft schwächen. AggregateEU stellt hierfür einen wichtigen Ansatz dar und sollte konsequent weiterentwickelt werden.

Die gemeinsame Beschaffung sollte künftig eng mit einer europaweit abgestimmten Speicherstrategie verknüpft werden. Eine koordinierte Nutzung der Speicherkapazitäten kann die Versorgungssicherheit kostengünstiger gewährleisten als nationale Alleingänge und erhöht zugleich die Resilienz des europäischen Gasmarktes gegenüber geopolitischen Krisen und Marktverwerfungen.

Dabei sollte die europäische Koordination nicht zwingend bedeuten, dass sämtliche Gasmengen zentral beschafft werden. Vielmehr sollte sie dort ansetzen, wo durch Koordination tatsächlich Vorteile entstehen, während Wettbewerb und dezentrale Beschaffungsentscheidungen der Marktakteure erhalten bleiben. Beschaffung und Speicherung sollten so als integrierte Bestandteile einer gemeinsamen europäischen Gasversorgungsstrategie verstanden werden.

7. Einen verlässlichen und investitionsfreundlichen Regulierungsrahmen schaffen

Der regulatorische Rahmen sollte technologieoffen ausgestaltet werden und Versorgungssicherheit, Klimaschutz sowie Wettbewerbsfähigkeit gleichermaßen berücksichtigen. Politische Entscheidungen sollten stärker marktwirtschaftliche Anreize nutzen und weniger auf technologiebezogene Verbote oder detaillierte ordnungsrechtliche Vorgaben setzen. Technologien sollten anhand ihrer tatsächlichen Kosten, Emissionen und ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit bewertet werden.

Investitionen in Erdgasförderung, LNG-Infrastruktur, Speicher, Wasserstoff sowie CCS benötigen langfristig verlässliche politische und regulatorische Rahmenbedingungen. Gleichzeitig sollten bestehende Regulierungen regelmäßig darauf überprüft werden, ob sie Investitionen oder Innovationen unnötig erschweren.

Besondere Bedeutung kommt dabei der Konsistenz des regulatorischen Rahmens zu. Investitionen mit langen Vorlauf- und Amortisationszeiten werden erschwert, wenn politische Vorgaben zu zulässigen Technologien, Emissionsanforderungen oder Infrastruktur innerhalb kurzer Zeiträume grundlegend verändert werden. Gleichzeitig müssen regulatorische Rahmenbedingungen an neue Informationen und technologische Entwicklungen angepasst werden können. Erforderlich ist daher ein verlässlicher Rahmen, der langfristige Ziele vorgibt, ohne einzelne Transformationspfade unnötig früh festzuschreiben.

Ein stabiler, technologieoffener und investitionsfreundlicher Regulierungsrahmen erhöht die Investitionsbereitschaft, fördert Innovationen und schafft die Voraussetzungen für eine resiliente, kosteneffiziente und klimaverträgliche Transformation des europäischen Energiesystems.

5. Literatur

- ACER. 2025. „Analysis of the European LNG market developments - 2025 Monitoring Report“. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-LNG-Monitoring-Report-2025.pdf> (31. März 2026).
- AGEB. 2025. „Effizienzindikatoren“. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/effizienzindikatoren/> (2. Juni 2026).
- AGEB. 2026. „Primärenergieverbrauch“. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/> (2. Juni 2026).
- Ason, Agnieszka. 2022. „International Gas Contracts“. <https://www.oxfordenergy.org/publications/international-gas-contracts/>.
- BGR. 2024. „Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Energiedaten 2024 - Daten zu Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung“. doi:doi:10.25928/es-2024-tab.
- Bloomberg. 2026. „Equinor sees little space to lift gas output to ease war impact“. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2026-03-12/equinor-sees-little-space-to-lift-gas-output-to-ease-war-impact> (26. Juni 2026).
- BMJV. 2023. „Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland (Energieeffizienzgesetz)“.
- Bundesnetzagentur. 2025. „Gasversorgung im Jahr 2025 - Gasverbrauch gesamt“. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html (27. August 2026).
- Council of the European Union. 2026. „Russian gas imports: Council gives final green light to a stepwise ban“. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2026/01/26/russian-gas-imports-council-gives-final-greenlight-to-a-stepwise-ban/>.
- Deutscher Bundestag. 2021. „Unterrichtung durch die Expertenkommission Fracking - Bericht der Expertenkommission Fracking 2021 - Drucksache 19/31490“. <https://dserver.bundestag.de/btd/19/314/1931490.pdf> (23. März 2026).
- Diers, Hendrik. 2026. „Ausblick auf den europäischen Gasmarkt im Jahr 2026“. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ausblick-auf-den-europaeischen-gasmarkt-im-jahr-2026/>.
- EnBW. 2022. „Venture Global and EnBW announce LNG sales and purchase agreements“. www.enbw.com/press/enbw-venture-global-lng.html?utm_source=chatgpt.com.
- Energy Institute. 2025. *Statistical Review of World Energy 2025*. Energy Institute.
- Energy Institute. 2026. *Statistical Review of World Energy 2026*. Energy Institute.
- eni. 2023. „Eni signs long term LNG agreement for deliveries from North Field East expansion project in Qatar“. www.eni.com/en-IT/media/press-release/2023/10/eni-signs-long-term-in-qatar.html.
- ENTSO-G und ENTSO-E. 2026. *TYNDP 2026 - Draft Scenarios Report*. <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/tyndp-2026-scenario-results-demand/> (3. Juni 2026).
- Equinor. 2026. „More gas for 30-year-old Troll A“. <https://www.equinor.com/news/20260825-more-gas-for-30-year-old-troll-a> (26. Juni 2026).
- Europäische Kommission. 2026. „EU Gas Supply“.

- <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiNjYxN2JmYTctYmEzYy00NGE3LTk4ZGQtMWI5YzU3OWIxNDQ2liwi dCI6ImlyNGM4YjA2LTUyMmMtNDZmZS05MDgwLTcwOTI2ZjhkZGRiMSIsImMiOjh9> (2. Juni 2026).
- eurostat. 2026. „Supply, transformation and consumption of gas - monthly data“. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_gasm/default/table?lang=en (3. Juni 2026).
- Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. 2025. *Monitoringbericht 2025*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-der-expertenkommission-zum-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (2. Juni 2026).
- Farhang-Damghani, Nima, Veronika Grimm, und Kiana Niazmand. 2025. „Pathways for Low-Emission Hydrogen Supply to Europe: Modeling and Case Studies“. doi:10.2139/ssrn.5616550.
- Fuest, Clemens. 2023. „Das Energieeffizienzgesetz - ein Wachstumskiller?“ <https://www.ifo.de/DocDL/ifo-Standpunkt-2023-248-energieeffizienzgesetz.pdf>.
- Gas Exporting Countries Forum. 2025. „The GECF Global Gas Outlook 2050, , 9th edition“. https://www.gecf.org/Portals/0/xBlog/uploads/2025/5/14/gecf_ggo2024_9th_edition.pdf.
- Global Energy Monitor. 2026. „Global Gas Infrastructure Tracker“. <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker> (13. Mai 2026).
- IEA. 2021. „Gas Market Report Q4-2021“. www.iea.org/reports/gas-market-report-q4-2021.
- IEA. 2025a. „Gas 2025, Analysis and forecasts to 2030“. <https://www.iea.org/reports/gas-2025>, Licence: CC BY 4.0.
- IEA. 2025b. „Gas Market Lessons from the 2022-2023 Energy Crisis“. <https://www.iea.org/reports/gas-market-lessons-from-the-2022-2023-energy-crisis>, Licence: CC BY 4.0.
- IEA. 2025c. „Global Methane Tracker 2025“. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>, Licence: CC BY 4.0.
- IEA. 2025d. *World Energy Outlook 2025*. International Energy Agency.
- IEA. 2026a. „Gas Market Report, Q1-2026“. IEA (2026), Gas Market R<https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2026>, Licence: CC BY 4.0.
- IEA. 2026b. „Gas Market Report, Q2-2026“. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2026>.
- IEA. 2026c. „Impacts of Middle East Conflict Set to Reshape Energy Investment Plans as Disruptions Put Focus on Security“. *IEA*. <https://www.iea.org/news/impacts-of-middle-east-conflict-set-to-reshape-energy-investment-plans-as-disruptions-put-focus-on-security> (26. Juni 2026).
- IEA & KEEI. 2019. „LNG market trends and their implications: Structures, drivers and developments of major Asian importers.“ https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2019/06/lng-market-trends-and-their-implications_69688d80/90c2a82d-en.pdf.
- IEEFA. 2024. „Global LNG Outlook 2024-2028“. <https://ieefa.org/resources/global-lng-outlook-2024-2028>.
- IGU. 2026. „LNG Increasingly Underpins Energy System Flexibility and Security | International Gas Union“. <https://www.igu.org/advocacy/graphics-data/lng-increasingly-underpins-energy-system-flexibility-and-security> (6. März 2026).
- Keliauskaite, Ugne, Ben McWilliams, Giovanni Sgaravatti, und Georg Zachmann. 2026. „Bruegel Dataset: European natural gas imports“. <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports> (2. Juni

2026).

- Kemmler, Andreas, Almut Kirchner, Alex Auf der Maur, Florian Ess, Sven Kreidelmeyer, Alexander Piégss, Thorsten Spillmann, u. a. 2021. „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050“. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/energiewirtschaftliche-projektionen-und-folgeabschaetzungen-2030-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- Leopoldina, acatech, und Akademienunion. 2023. „Fracking: eine Option für Deutschland? Chancen, Risiken und Ungewissheiten beim Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten“. https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Fracking.pdf (23. März 2026).
- QatarEnergy. 2022. „QatarEnergy, ConocoPhillips sign long-term supply agreement of Qatari LNG to Germany for at least 15 years“. www.qatarenergy.qa/en/MediaCenter/Pages/newsdetails.aspx?ItemId=3738.
- QatarEnergy. 2023. „QatarEnergy and TotalEnergies sign a 27-year LNG supply agreement for up to 3.5 MTPA to France“. www.qatarenergy.qa/en/MediaCenter/Pages/newsdetails.aspx?ItemId=3775.
- QatarEnergy. 2026a. „H.E. Minister Saad Sherida Al-Kaabi: The missile attacks reduced Qatar’s LNG export capacity by 17% and caused an estimated loss of \$20 billion in annual revenue“. <https://www.qatarenergy.qa/en/MediaCenter/Pages/newsdetails.aspx?ItemId=3897> (26. Juni 2026).
- QatarEnergy. 2026b. „Providing an update on the damage from the missile attacks on Ras Laffan Industrial City“. <https://www.qatarenergy.qa/en/MediaCenter/Pages/newsdetails.aspx?ItemId=3897>.
- Reuters. 2022a. „Exclusive-Germany, Qatar at odds over terms in talks on LNG supply deal -sources“. www.marketscreener.com/quote/stock/RWE-AG-436529/news/Exclusive-Germany-Qatar-at-odds-over-terms-in-talks-on-LNG-supply-deal-sources-40320891/?
- Reuters. 2022b. „German econ minister satisfied with 15-year LNG deal with Qatar“. www.marketscreener.com/news/latest/German-econ-minister-satisfied-with-15-year-LNG-deal-with-Qatar-42424450/.
- Reuters. 2023. „Qatar supplies gas to Europe, vying with US to replace Russia supply“. www.reuters.com/markets/commodities/qatarenergy-shell-agree-27-year-lng-supply-2023-10-18/.
- Riedel, Tim Gerald, Daniel Kurt Josef Schubert, Philipp Hauser, Matthew Schmidt, und Dominik Möst. 2017. „Analysis of the Potential Economic Viability of Shale Gas Resources in Europe“. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 41(4): 283–98. doi:10.1007/s12398-017-0210-2.
- Rystad Energy. 2019. „BEIS Fossil fuel supply curves“. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5e3ad916e5274a08e229ca27/fossil-fuel-supply-curves.pdf>.
- SEFE. 2023. „SEFE signs long-term Sales and Purchase Agreement with Venture Global LNG“. www.sefe-energy.eu/en/insights-resources/sefe-signs-long-term-sales-and-purchase-agreement-with-venture-global-lng/?utm_source=chatgpt.com.
- Statistics Netherlands. 2026. „Natural gas balance sheet; supply and consumption“. <https://www.cbs.nl/en-gb/figures/detail/86103ENG?q=gas%20consumption> (3. Juni 2026).

Kontakt UTN

Prof. Dr. Veronika Grimm

Energy Systems and Market Design

Dr.-Luise-Herzberg-Straße 4

90461 Nürnberg

E-Mail: veronika.grimm@utn.de

<https://www.utn.de/departments/departments-liberal-arts-and-social-sciences/energy-systems-and-market-design/>