

TEAM CONSULT

Gas.Power.Experience.



TEAM CONSULT

Gas.Power.Experience.



TEAM CONSULT

Gas.Power.Experience.



Die Rolle von Erdgas als Energieträger bis 2045 und darüber hinaus

Kurzstudie

27.01.2025



TEAM CONSULT

Gas.Power.Experience.

Rechtlicher Hinweis

Dieses Dokument wurde von der Team Consult G.P.E. GmbH (Team Consult) im Auftrag von Herrn Thomas Geisel, fraktionsloses Mitglied im Europäischen Parlament, erstellt. Es stellt in seiner Gesamtheit geistiges Eigentum von Team Consult dar und ist urheberrechtlich geschützt. Der Auftraggeber hat ein unbeschränktes Nutzungsrecht.

Dieses Dokument wurde mit höchster Sorgfalt erstellt. Es beruht jedoch u.a. auf Daten und Informationen, deren Richtigkeit und Vollständigkeit nicht im Verantwortungsbereich von Team Consult liegen. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität solcher Daten kann deshalb keine Gewähr übernommen werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Untersuchungsgegenstand	6
2	Die Rolle von Erdgas im heutigen Energiesystem	7
3	Das Potenzial von Erdgas für die Energieversorgung bis 2045	12
4	Das Potenzial von Erdgas für die Energieversorgung nach 2045	20
5	Aktuelle EU-Maßnahmen und ihre Wirkung auf die Erdgasnutzung	25
6	Abkürzungsverzeichnis	28

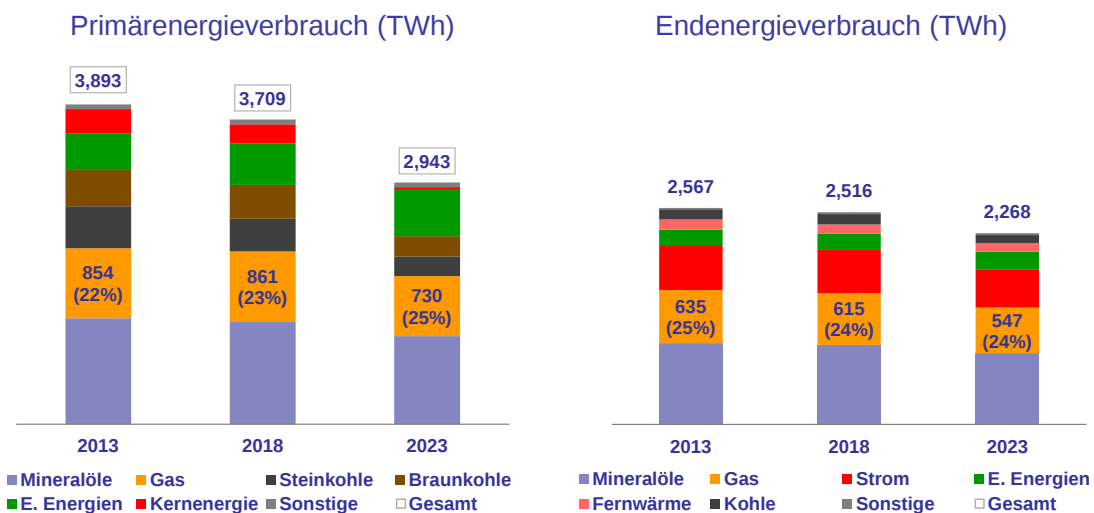
1 Untersuchungsgegenstand

- (1) In der Europäischen Union (EU) gibt es zahlreiche klima- und energiepolitische Rechtsnormen und Initiativen, jedoch besteht in vielen Bereichen auch eine erhebliche Handlungsfreiheit der Mitgliedsstaaten. So sind die Mitgliedsstaaten beispielsweise in der Auswahl der von ihnen genutzten Primärenergieträger grundsätzlich frei. Es gibt daher in den Mitgliedsstaaten unterschiedliche Energiepolitiken, die jedoch die Erreichung der gemeinsamen Klimaziele gewährleisten müssen.
- (2) Deutschland hat sich darüberhinausgehende ambitionierte Ziele gesetzt und verfolgt in der Wahl der Mittel zur Dekarbonisierung einen – im Vergleich zu dem, was im EU-Rechtsrahmen möglich wäre – engen Ansatz. In Deutschland gilt das gesetzlich fixierte Ziel, bis 2045 die Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen (Klimaschutzgesetz §3, Abs. 2). Zur Vermeidung der energiebedingten Emissionen wird dabei sowohl in der öffentlichen Debatte als auch im politischen Handeln primär auf eine überwiegende oder ausschließliche Nutzung von erneuerbaren Energien sowie auf eine Erhöhung der Energieeffizienz gesetzt.
- (3) Bei diesem Ansatz wird bis 2045 sowohl die (abnehmende) Nutzung von fossilen Brennstoffen ohne CO₂-Abscheidung mit entsprechenden Emissionen hingenommen, als auch – mit kürzerem Zeithorizont – die erhebliche Weiternutzung von Kohle, die unter den fossilen Energieträgern besonders hohe spezifische CO₂-Emissionen aufweist. Die Möglichkeiten einer Minimierung auch der bis 2045 anfallenden Emissionen durch „Fuel Switch“ (insb. von Kohle zu Erdgas) sowie durch die Nutzung der CO₂-Abscheidung spielen in der Diskussion eine untergeordnete Rolle. Ebenso wenig wird die Möglichkeit erörtert, dass sich eine jederzeit zuverlässige Versorgung einschließlich einer Abdeckung der temperaturbedingten Lastspitzen im Winter mit 100% erneuerbaren Energien bis 2045 als nicht realisierbar oder prohibitiv aufwändig erweisen könnte und wie damit energie- und klimapolitisch umzugehen wäre.
- (4) Die vorliegende Kurzstudie soll diese Sachverhalte beleuchten und für die Potenziale des Erdgases sensibilisieren, zur (i) Beschleunigung der Dekarbonisierung bis 2045 und (ii) zur Gewährleistung einer gesicherten, nachhaltigen und preiswerten Energieversorgung auch nach 2045 beizutragen. Für Zwecke der Quantifizierung wird dabei auf das Zahlengerüst der BMWK-Langfristszenarien zurückgegriffen, also auf normative Szenarien, in denen das Klimaneutralitätsziel für 2045 erreicht wird.

2 Die Rolle von Erdgas im heutigen Energiesystem

- (5) Der Energieträger Erdgas ist, gemessen an seinem Anteil am gesamten Energieverbrauch, der nach Erdöl zweitwichtigste Energieträger in Deutschland. Das gilt sowohl mit Blick auf den Primärenergieverbrauch (PEV) als auch den Endenergieverbrauch (EEV).

Abbildung 1: Anteile von Erdgas am Primär- und Endenergieverbrauch in Deutschland

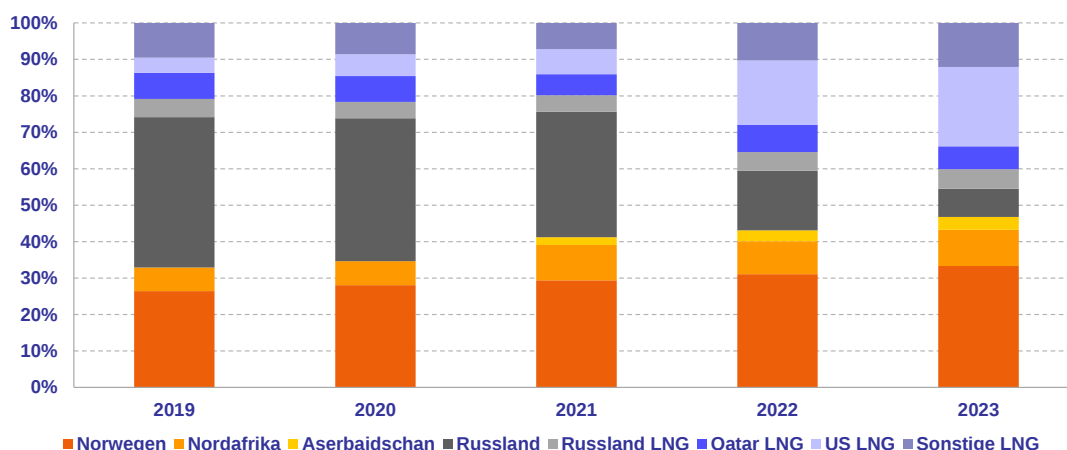


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Team Consult Analyse

- (6) Während der gesamte Primärenergieverbrauch deutlich sank, insbesondere der Verbrauch von Stein- und Braunkohle, ging der Verbrauch von Erdgas kaum zurück. Dadurch ist der PEV-Anteil von Erdgas auf 25% gestiegen. Der EEV-Anteil von Erdgas liegt dagegen konstant bei knapp 25%. Als Endenergieträger kommt Erdgas vor allem zum Zweck der Wärmeerzeugung zum Einsatz, in den Segmenten der Haushalts- und Gewerbekunden für Raumwärme und Warmwasser, in der Industrie hauptsächlich für Prozesswärme. Zudem wird Erdgas im Umwandlungsbereich zur Erzeugung von Strom sowie von Wärme für Fernwärmenetze genutzt.
- (7) Das in Deutschland verbrauchte Erdgas wird überwiegend importiert. Zwar gibt es auch eine inländische Erdgasförderung, jedoch ging diese aufgrund schwindender Reserven in den vergangenen Jahrzehnten stark zurück und ist heute von untergeordneter Bedeutung. Die Notwendigkeit zum Import von Erdgas gilt nicht nur für Deutschland, sondern für die gesamte EU. Die EU hat durch die Förderung von Wettbewerb (durch das „Marktdesign“) und die zunehmende Verbindung der nationalen Gasmärkte durch

grenzüberschreitende Transportkapazität einen funktionierenden Gasbinnenmarkt geschaffen; dieser manifestiert sich in liquiden Handelsmärkten, transparenten Marktpreisen und einem regen grenzüberschreitenden Handel. Dadurch lässt sich das Gasaufkommen im nationalen Rahmen immer weniger nach der primären Herkunft aufschlüsseln, das Gasaufkommen der EU insgesamt hingegen schon.

Abbildung 2: EU-Gasimporte nach Herkunft

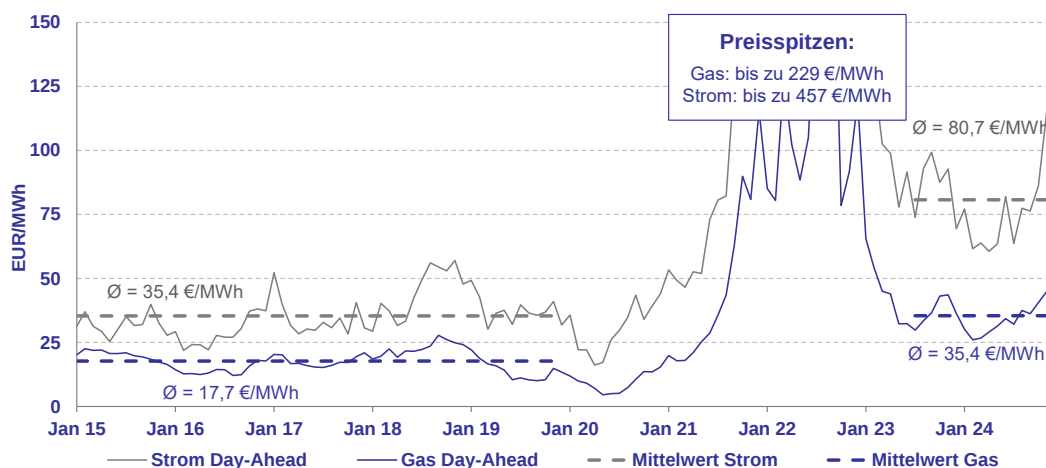


Quelle: BP & Energy Institute, Statistical Review of World Energy, Team Consult Analyse

- (8) Das Gasimporte der EU haben sich in ihrer Zusammensetzung in den letzten fünf Jahren stark verschoben, weg von Pipeline-Lieferungen und hin zu Lieferungen von verflüssigtem Erdgas mit Schiffen (Liquefied Natural Gas, LNG). Diese Veränderung war bedingt durch den Rückgang der Importe von Pipeline-Gas aus Russland ab 2022, dessen Anteil an den Importen im Jahr 2019 noch bei knapp über 40% lag und 2023 nur noch ca. 8% betrug. Den stärksten Zuwachs verzeichnete LNG aus den USA, dessen Anteil von unter 5% (2019) auf etwa 22% (2023) stieg. Zugleich sank die Gesamtmenge der Importe deutlich von 413 Mrd. m³ (2019) auf 332 Mrd. m³ (2023), was einem Rückgang von fast 20% entspricht.
- (9) Mit dieser Entwicklung ging auch ein Anstieg der Marktpreise für Erdgas einher. Der abrupte Rückgang der Gaslieferungen aus Russland im Sommer 2022 führte zunächst zu einem exorbitanten Anstieg der Handelsmarktpreise auf Werte von 200 EUR/MWh und mehr, nachdem das Preisniveau zuvor bis Anfang 2021 über mehrere Jahre bei unter 20 EUR/MWh gelegen hatte. Dieser beispiellose Preisanstieg war darauf zurückzuführen, dass bei einem Angebot, das sich kurzfristig nicht erhöhen ließ, der Verbrauch der Nachfrageseite auf das vorhandene (reduzierte) Angebot gesenkt werden musste.

Es fand daher auf globaler Ebene ein Verdrängungswettbewerb der verschiedenen Nachfrager über den Preis statt. Diese Ausnahmesituation hielt nur für einige Monate an, aber auch in der neuen Normalität des Gasmarkts ist das Preisniveau deutlich höher als im Durchschnitt früherer Jahre.

Abbildung 3: Handelsmarktpreise für Erdgas und Strom, 2015-2024

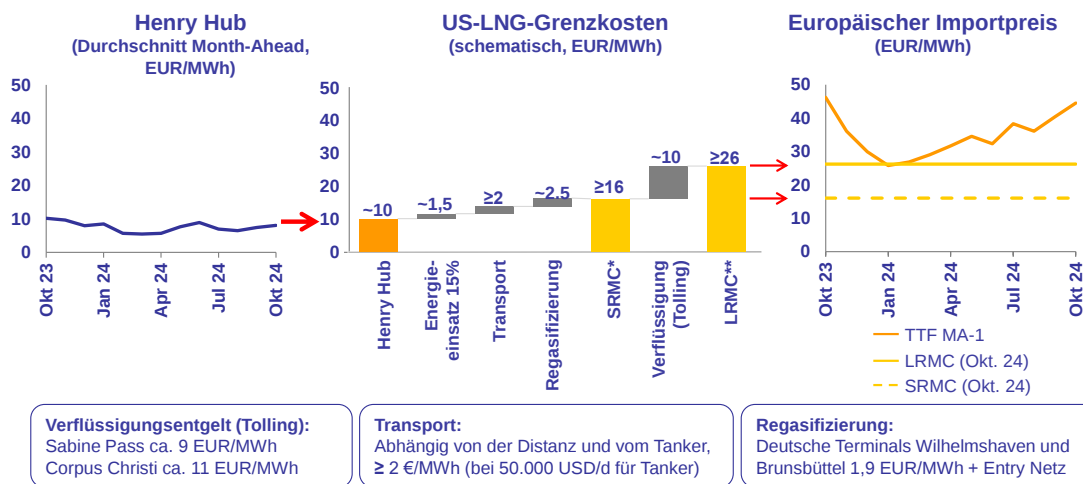


Quelle: Energiate Messenger, Energy Charts, Team Consult Analyse

- (10) Die veränderten Gaspreise wirkten sich auch auf den Strommarkt aus. Gaskraftwerke sind im Strommarkt oftmals preissetzend. Der Gaspreis hat somit einen hohen Einfluss auf den Strompreis, wie auch am gleichförmigen Verlauf der Preiskurven in Abbildung 3 zu erkennen ist. Dadurch hat der Gaspreis (und insb. der Gaspreis in Deutschland bzw. Europa im Vergleich zu anderen Wirtschaftsstandorten) auch eine entscheidende Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, da sowohl Erdgas als auch Strom wichtige Vorleistungen für industrielle Fertigungsprozesse darstellen.
- (11) Für das Gaspreisniveau auf den europäischen Handelsmärkten ist heute der Preis des importierten LNG entscheidend, der auf der Nachfrageseite durch die globale Nachfragekonkurrenz mit Asien bestimmt wird und auf der Angebotsseite überwiegend durch LNG aus den USA. LNG hat im Vergleich zu Pipelinegas nicht nur eine aufwändigere Lieferkette (mit einer energieintensiven Verflüssigung und dem Schiffstransport), sondern es gibt für LNG auch vielfältigere Vermarktungsoptionen. Ein LNG-Transportschiff kann im Prinzip zu jedem LNG-Importterminal der Welt fahren, während ein Exporteur von Pipelinegas dieses nur dorthin verkaufen kann, wo die Pipeline hinführt.
- (12) Ein potenzieller LNG-Käufer in Deutschland steht daher im Nachfrage-Wettbewerb mit anderen potenziellen Käufern in Asien sowie, im Fall des US-amerikanischen LNG,

auch indirekt auf den US-Beschaffungsmärkten für Erdgas mit amerikanischen Gasverbrauchern; für LNG aus den USA gibt es also eine inländische Verwendungskonkurrenz. Es lohnt sich daher, die Preisbildung für LNG aus den USA anhand der Kosten für die verschiedenen Elemente der Lieferkette in den Blick zu nehmen.

Abbildung 4: Für die Lieferung von US-LNG erforderliche Preis-Spreads



* SRMC: Short-Run Marginal Costs (kurzfristige Preisuntergrenze),

** LRMC: Long-Run Marginal Costs (langfristige Preisuntergrenze),

Quelle: U.S. EIA, Energate, Financial Times, Cheniere Energy, Fearnleys, ACER, Team Consult Analyse

- (13) Die LNG-Exportterminals der USA befinden sich überwiegend an der Golfküste (Golf von Mexiko) in Texas oder Louisiana. Dort befindet sich auch der wichtigste Handelsplatz der USA für Erdgas, der Henry Hub. Das zu exportierende LNG muss als gasförmiges Erdgas am Henry Hub erworben, zum Exportterminal transportiert und dort verflüssigt und verladen werden. Anschließend wird es per Tankschiff zum Zielhafen transportiert, dort entladen und regasifiziert, bevor es in das Transportnetz des Ziellandes eingespeist wird. Bei derzeitigen Preisen für das Gas (Henry Hub) sowie die Schiffsmiete fallen dafür mindestens Kosten von 16 EUR/MWh an, wenn man die Fixkosten der in der Regel langfristig gebuchten Kapazität des Verflüssigungsterminals nicht berücksichtigt („Sunk costs“). Dieser Wert stellt die (aktuelle) Preisuntergrenze für LNG-Exporte aus den USA nach Europa dar. Werden die Kosten für die Verflüssigungskapazität von etwa 10 EUR/MWh hinzugerechnet, ergeben sich derzeit in Summe 26 EUR/MWh als langfristige Preisuntergrenze.
- (14) Einige der in diese Rechnung einfließenden Komponenten unterliegen Schwankungen. Dies gilt vor allem für den Markpreis des Erdgases am Henry Hub sowie für die

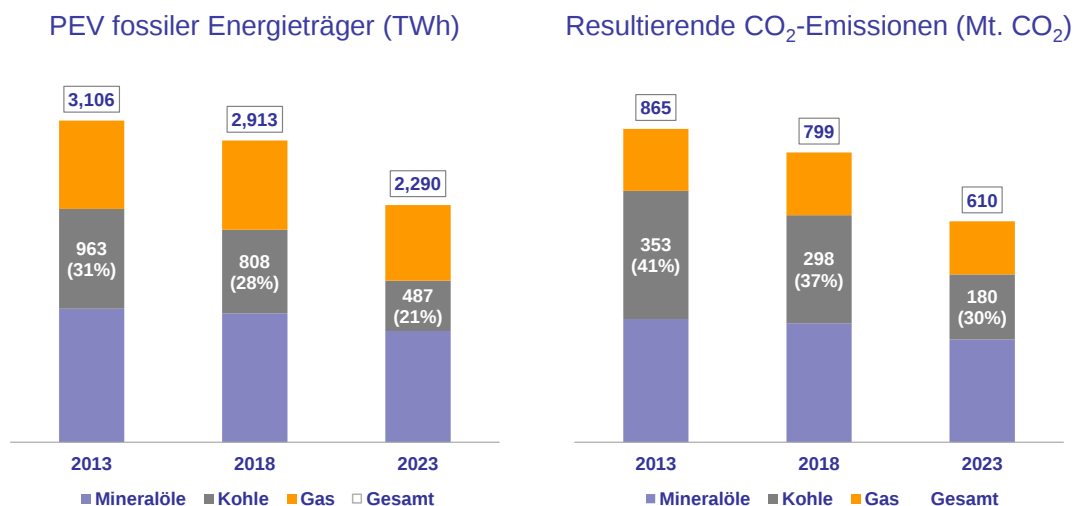
Schiffsmiete. Letztere betrug im Jahr 2024 im Durchschnitt ca. 50.000 USD pro Tag. In den Jahren 2022 und 2023 waren jedoch auch Tagesraten von über 100.000 USD keine Seltenheit. In Abhängigkeit dieser Preise können sich auch andere Preisuntergrenzen für amerikanisches LNG ergeben; die o.g. Werte sind jedoch eine realistische Einschätzung der Größenordnung für die aktuellen Marktbedingungen (Ende 2024).

- (15) Derzeit ist also LNG aus den USA in den europäischen Handelsmärkten für Erdgas preisbestimmend und wird es auf absehbare Zeit bleiben. Solange US-LNG seine preissetzende Funktion behält, wird aufgrund des oben beschriebenen Zusammenhangs das Gaspreisniveau in den europäischen Handelsmärkten deutlich höher sein als der Erdgaspreis am größten amerikanischen Handelsplatz, dem Henry Hub. Die aktuelle Marktsituation (verknapptes Angebot und daraus resultierender Verkäufermarkt) und die daraus resultierenden Preisuntergrenzen lassen zudem erwarten, dass das Preisniveau in den europäischen Handelsmärkten mit US-LNG als Preissetzer auch mittelfristig oberhalb der durchschnittlichen europäischen Handelsmarktpreise der 2010er Jahre liegen wird.

3 Das Potenzial von Erdgas für die Energieversorgung bis 2045

- (16) Erdgas ist heute neben Mineralölprodukten und Kohle einer der fossilen Energieträger mit einem wesentlichen Anteil am Primärenergieverbrauch in Deutschland. In Summe verursacht die Nutzung dieser drei Energieträger (annähernd) die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen. Da die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2045 aufgrund des durch das Klimaschutzgesetz vorgegebenen Ziels der Klimaneutralität auf null reduziert werden müssen, erfordert dies für den nach einer Steigerung der Energieeffizienz verbleibenden Energiebedarf entweder eine Ersetzung durch emissionsfreie Energieträger oder eine Abscheidung und Sequestrierung des bei der Verbrennung entstehenden CO₂ (CCS).

Abbildung 5: PEV und CO₂-Emissionen fossiler Energieträger in Deutschland



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Umweltbundesamt, Team Consult Analyse

- (17) Bezogen auf den Primärenergieverbrauch ist Erdgas der emissionsärmste der drei fossilen Energieträger. So betrug der Anteil des Erdgases an der von den drei Energieträgern bereitgestellten Energie im Jahr 2023 knapp ein Drittel (32%), sein Anteil an den von den drei Energieträgern verursachten Emissionen jedoch nur knapp ein Viertel (24%). Bei der Kohle ist es umgekehrt – ihr Anteil an der Energie betrug 2023 etwa ein Fünftel (21%), an den Emissionen aber 30%. Kohle ist damit unter den drei Energieträgern der mit den höchsten spezifischen Emissionen. Mineralöl liegt bei den spezifischen Emissionen zwischen Kohle und Erdgas, und sein Anteil an der Energie und den Emissionen war im Jahr 2023 etwa gleich hoch (47% bzw. 46%).

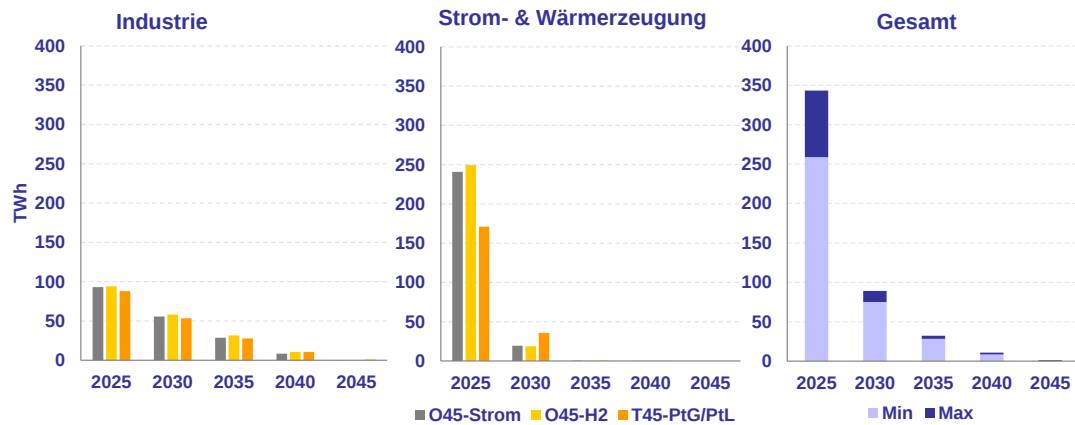
- (18) Damit gibt es im Fall der Kohle – zusätzlich zur Ersetzung durch klimaneutrale Energieträger und zum Einsatz von CCS – noch eine dritte Möglichkeit zur Emissionssenkung, und zwar die Ersetzung durch Erdgas. Diese Option kann insbesondere einen Geschwindigkeitsvorteil bei der Emissionssenkung bringen in Fällen, in denen die Ersetzung durch klimaneutrale Energieträger oder die Einführung von CCS eine längere Zeit in Anspruch nehmen würde. Gründe für eine hohe Zeiterfordernis können in der Notwendigkeit größerer Investitionen liegen (z.B. in neue Anwendungstechnik oder in die CCS-Kette) oder in der noch mangelnden Verfügbarkeit, auch zur verlässlichen Deckung von Spitzenlasten, hinreichend großer Mengen an klimaneutralen Energieträgern. Eine Voraussetzung für eine schnelle Ersetzung von Kohle durch Erdgas ist, dass hierfür keine größeren Investitionen nötig sind. Das heißt, dass es zusätzlich zu den bestehenden Anlagen für die Kohlenutzung die entsprechenden Anlagen für die Nutzung von Erdgas bereits geben muss.

Potenzial zur Ersetzung von Kohle durch Erdgas in Kraftwerken und Industrie

- (19) Die Nutzung von Kohle in der Energieversorgung erfolgt hauptsächlich in Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und z.T. auch von Wärme für die öffentliche Versorgung sowie in der Industrie zur Erzeugung von Prozesswärme und selbstgenutztem Strom. Erdgas wird ebenfalls für diese beiden Zwecke in erheblichem Umfang eingesetzt, eine Ersetzung von Kohle durch Erdgas in diesen Anwendungen ist also grundsätzlich möglich.
- (20) In der Erzeugung von Strom für die öffentliche Versorgung gibt es auch bisweilen unausgelastete Kapazitäten von Gaskraftwerken, während gleichzeitig Kohlekraftwerke Strom produzieren – hier wäre eine (teilweise) Ersetzung von Kohle durch Erdgas also unmittelbar möglich. Weiter zunehmen werden die Substitutionsmöglichkeiten in der Stromerzeugung durch den Bau zusätzlicher Kraftwerke, die langfristig mit grünem Wasserstoff betrieben werden sollen (also „H₂-Ready“ sind), aber in der Anfangszeit durch Erdgas angetrieben werden.
- (21) In der Industrie sind zusätzliche Anlagen zur Verfeuerung von Erdgas in der Regel nicht vorhanden an den Standorten, an denen derzeit Kohle zur Prozesswärmeerzeugung genutzt wird. Wenn jedoch der entsprechende Standort bereits über einen Anschluss ans Gasnetz verfügt und die Maßnahmen für eine spätere Umstellung auf klimaneutrale Energieträger (z.B. Wasserstoff) so ausgelegt werden können, dass mit der Neuanlage auch eine Nutzung von Erdgas möglich ist, ist der zusätzliche Investitionsaufwand für eine zwischenzeitliche Erdgasnutzung gering.

- (22) Das theoretische Substitutionspotenzial bis 2045 besteht in der Gesamtheit des in den verschiedenen Sektoren bis dahin noch anfallenden Kohleverbrauchs. Gemäß der BMWK-Langfristszenarien (und der diesen zugrundeliegenden Annahmen und Zielsetzungen) wird es einen erheblichen Kohleverbrauch in der Strom- und Wärmeerzeugung nur noch bis 2030 geben, in der Industrie jedoch deutlich länger.

Abbildung 6: Kohlenutzung in Deutschland gem. BMWK-Langfristszenarien, 2025-2045



O45-Strom: Orientierungsszenario vom Juli 2024 mit THG-Neutralität bis 2045, Fokus auf Elektrifizierung

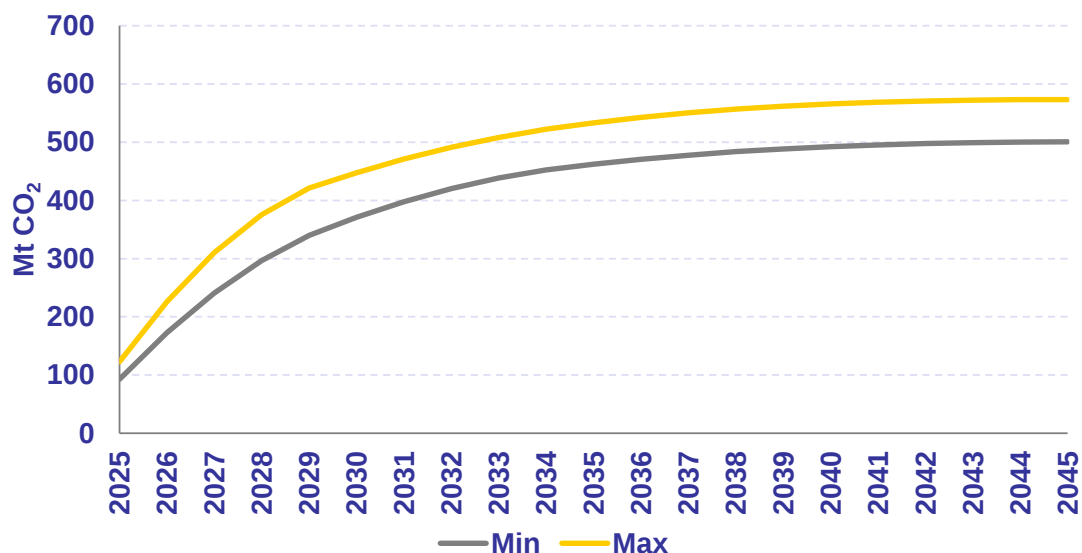
O45-H2: Orientierungsszenario vom Juli 2024 mit THG-Neutralität bis 2045, Fokus auf Wasserstoff

T45-PtG/PtL: Szenario vom Nov. 2022, mit THG-Neutralität bis 2045, Fokus auf Power-to-Gas, Power-to-Liquids

Quelle: Langfristszenarien, Team Consult Analyse

- (23) Im Jahr 2025 soll der Kohleverbrauch gem. BMWK-Szenarien noch zwischen 260 und 340 TWh betragen, 2030 noch 75 bis 90 TWh, 2035 ca. 30 TWh und 2040 nur noch 8 bis 11 TWh. Unter der Annahme einer linearen Entwicklung zwischen den gegebenen Stützjahren lassen sich aus diesen Zahlen in Verbindung mit dem Emissionsfaktor von Kohle die CO₂-Emissionen aus der Nutzung von Kohle bis 2045 abschätzen.

Abbildung 7: Aus Kohlenutzung resultierende kumulierte Emissionen, 2025-2045



Quelle: Ermittelt aus Langfristszenarien und Emissionsfaktoren (Umweltbundesamt), Team Consult Analyse

- (24) Die kumulierten CO₂-Emissionen aus der Nutzung von Kohle im verbleibenden Zeitraum bis 2045 gemäß Langfristszenarien bewegen sich demnach im Bereich zwischen 500 und 575 Millionen Tonnen. Das theoretische Reduktionspotenzial dieser Emissionen durch eine (vollständige) Ersetzung der zugrunde liegende Kohlemengen durch eine energieäquivalente Menge Erdgas ergibt sich aus der Differenz der Emissionsfaktoren.

Abbildung 8: Emissionsfaktoren* von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas

g CO ₂ /kWh	Braunkohle 	Steinkohle 
Kohle	399	338
Erdgas	201	201
Reduktionspotenzial	198 (50%)	137 (41%)

Quelle: Umweltbundesamt, Team Consult Analyse

*direkte Emissionen (ohne Vorkette)

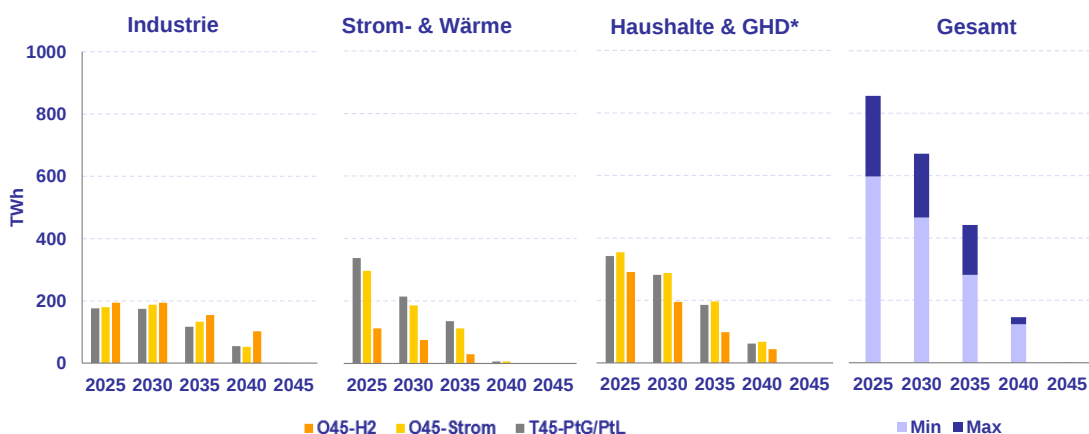
- (25) Das Emissionsreduktionspotenzial durch die Substitution beträgt im Fall von Braunkohle etwa 50% und im Fall von Steinkohle knapp über 40%, was bezogen auf die bis

2045 noch zu erwartenden CO₂-Emissionen aus Kohlenutzung etwa 200 bis 285 Millionen Tonnen entspricht. Im Fall der Stromerzeugung kann die Reduktion durch einen höheren Wirkungsgrad des Gaskraftwerks gegenüber dem Kohlekraftwerk höher ausfallen.

Reguläres Nutzungspotenzial gemäß Langfristszenarien

- (26) Unabhängig von einer möglichen Substitution von Kohle durch Erdgas wird Erdgas in den bestehenden Anwendungen gemäß Langfristszenarien bis 2045 auch weiterhin energetisch genutzt werden. Dies betrifft die Segmente der Haushaltskunden sowie Kunden in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), die Erdgas überwiegend zur Erzeugung von Raumwärme nutzen. Des Weiteren wird Erdgas im Umwandlungsbereich, d.h. zur Erzeugung von Strom und Wärme für die öffentliche Versorgung, sowie in der Industrie genutzt.

Abbildung 9: Erdgasnutzung in Deutschland gem. Langfristszenarien, 2025-2045



Quelle: Langfristszenarien, Team Consult Analyse

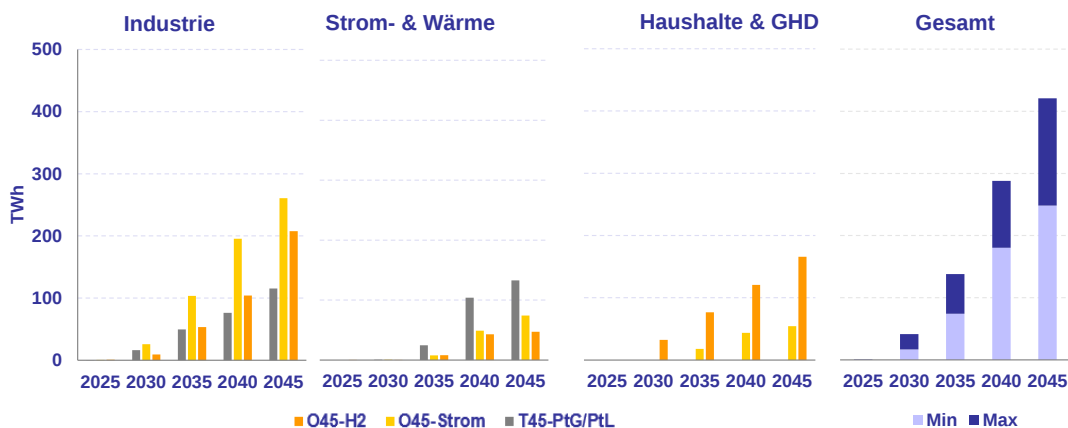
- (27) Die Gesamtmenge gemäß Langfristszenarien sinkt von 600-850 TWh im Jahr 2025, über 465-670 TWh 2035 und 280-440 TWh 2040 auf nahe Null im Jahr 2045, wobei der Verbrauch im Umwandlungsbereich schneller zurückgehen soll als im Industriekunden-segment sowie in den Segmenten Haushaltskunden und GHD.

Potenzial als Backup für Unterversorgung mit erneuerbaren Gasen

- (28) In den Langfristszenarien ist bis 2045 ein starkes Wachstum in der Nutzung erneuerbarer Gase (E-Gase) – d.h. grüner Wasserstoff, synthetisches Methan und Biomethan – vorgesehen. Sowohl die Gesamtmenge an erneuerbaren Gasen als auch der Stoff (Wasserstoff oder Methan) und die Herkunft (Elektrolyse oder biogen) unterscheidet

sich je nach Szenario. Die Gesamtmenge (Summe aller erneuerbaren Gase) im Jahr 2045 reicht von 250 TWh bis 420 TWh.

Abbildung 10: E-Gase nach Segmenten gem. Langfristszenarien, 2025-2045



Quelle: Langfristszenarien, Team Consult Analyse

- (29) Die mengenmäßige Verfügbarkeit sowie die wirtschaftlichen Größen (Herstellungskosten bzw. Einkaufspreise) dieser erneuerbaren Gase sind derzeit nicht abschließend geklärt. Erdgas kann grundsätzlich für alle erneuerbaren Gase eine etwaige Verfügbarkeitslücke schließen: für synthetisches Methan oder Biomethan direkt, also ohne Umwandlung, für grünen Wasserstoff durch Dampfreformierung in Verbindung mit CCS als blauer Wasserstoff.

Weitere Potenziale

- (30) Ein zusätzliches Nutzungspotenzial von Erdgas ergibt sich aus der Möglichkeit, dass die Annahmen zur Senkung des Endenergieverbrauchs in den BMWK-Langfristszenarien sich als zu optimistisch herausstellen und in der Realität nicht erreicht werden. In Bezug auf den Endenergieverbrauch unterscheiden sich die verschiedenen Szenarien kaum. In den drei Szenarien O-45-Strom, O-45-H₂ und T-45-PtG/PtL wird von einem Endenergieverbrauch in einer Größenordnung von 2.400 TWh im Jahr 2025 ausgegangen und von 1.800 TWh im Jahr 2045. Die Reduktion beträgt damit ca. 600 TWh oder ein Viertel, was einer jährlichen Wachstumsrate von ca. -1,5% entspricht.
- (31) Dies würde eine starke Beschleunigung der Verbrauchssenkung im Vergleich zu der in der Vergangenheit über 20 Jahre (2003-2023) erzielten Reduktion des Endenergieverbrauchs erfordern. Basierend auf Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

(AGEB) sank der Endenergie in diesem Zeitraum trendmäßig von ca. 2.600 TWh um 200 TWh, d.h. um 7,5%. Das entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von -0,4%.

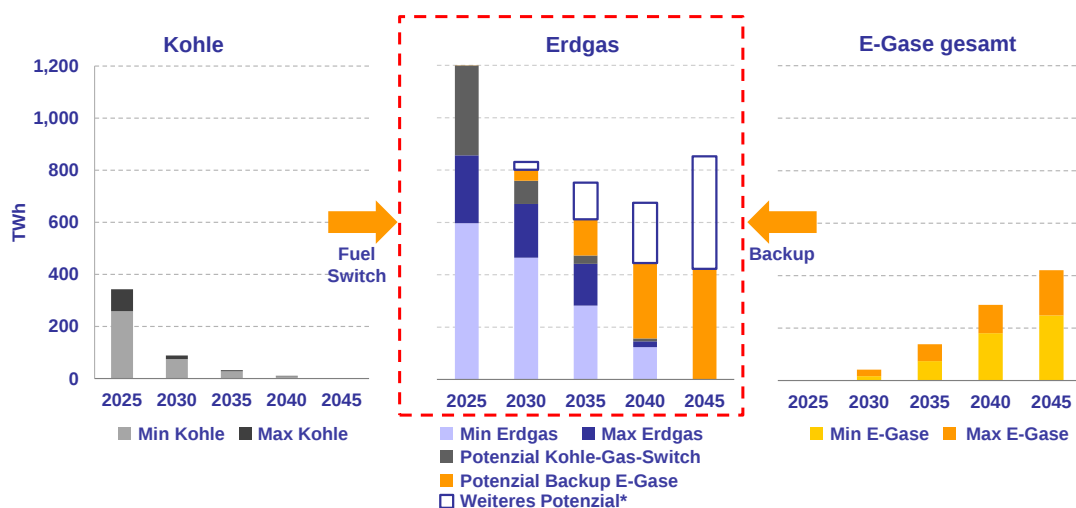
- (32) Eine künftige Senkung des Endenergieverbrauchs erfolgt zu einem großen Teil durch den Ersatz von mit fossilen Energieträgern betriebenen Heizsystemen durch Wärmepumpen in Gebäuden und durch die Nutzung batterieelektrischer Fahrzeuge anstelle von Fahrzeugen mit Otto- oder Dieselmotor. In beiden Fällen ist das elektrische System im Hinblick auf die verbrauchte Endenergie in der Regel deutlich effizienter als ein Verbrennungssystem.
- (33) Dennoch ist fraglich, ob eine (annähernde) Vervierfachung der Veränderungsrate bei der Senkung des Endenergieverbrauchs realistisch ist, vor allem in Anbetracht der Trägheit der Strukturen im Gebäudebestand und dem benötigten erheblichen Ausbau der Strominfrastruktur. Falls im Zeitraum von 2025 bis 2045 statt einer Vervierfachung nur eine Verdopplung der Veränderungsrate im Vergleich zum Zeitraum 2003-2023 auf -0,8% p.a. erreicht werden sollte, betrüge der Endenergieverbrauch im Jahr 2045 noch etwa 1.980 TWh und damit ca. 180 TWh mehr, als in den BMWK-Langfristszenarien unterstellt. Ein Großteil dieses zusätzlichen Endenergieverbrauchs müsste voraussichtlich durch Erdgas als Primärenergieträger gedeckt werden, das dann dekarbonisiert werden müsste.
- (34) Darüber hinaus ist in den BMWK-Langfristszenarien ein stofflicher Verbrauch von grünem Wasserstoff oder von synthetischem Methan (ein Derivat von grünem Wasserstoff) vorgesehen. Für das Jahr 2045 beträgt dieser von gut 63 TWh (synthetisches Methan im Szenario T45-PtG/PtL) über 85 TWh (grüner Wasserstoff im Szenario O45-Strom) bis zu 180 TWh (grüner Wasserstoff im Szenario O45-H₂). Auch dieser nicht-energetische Verbrauch müsste zum großen Teil durch dekarbonisiertes Erdgas aufgefangen werden, sofern grüner Wasserstoff und dessen Derivate nicht hinreichend und rechtzeitig zur Verfügung stehen.
- (35) Zusätzlich besteht die Möglichkeit, dass die geplante Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung in der Realität unterschritten wird. Bei einer Ersetzung fehlender Mengen erneuerbaren Stroms mit Hilfe von Gaskraftwerken wäre, aufgrund von Umwandlungsverlusten, der zusätzliche Energiebedarf an Gas größer als die fehlende Strommenge. Auf eine quantitative Abschätzung wird an dieser Stelle verzichtet.
- (36) Insgesamt ergibt sich durch einen möglichen zusätzlichen Endenergieverbrauch und die möglicherweise nicht hinreichende Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff und

seinen Derivaten für den nicht-energetischen Verbrauch ein zusätzliches Potenzial für die Erdgasnutzung im Jahr 2045 in Höhe von bis zu 360 TWh.

Gesamtpotenzial

- (37) Das Gesamtpotenzial zur Nutzung von Erdgas bis 2045 setzt sich zusammen aus dem regulären, d.h. bereits in den Szenarien berücksichtigten, Nutzungspotenzial für Erdgas, dem Kohle-Substitutionspotenzial, dem Potenzial als Backup-Energieträger im Falle einer mangelnden Verfügbarkeit von E-Gasen für energetische Zwecke sowie dem weiteren Potenzial (für zusätzlichen Endenergiebedarf und Backup für E-Gase für stofflichen Verbrauch). Während das Kohlesubstitutionspotenzial überwiegend den Zeitraum bis 2030 betrifft und das reguläre Nutzungspotenzial bis 2040 besteht (jedoch über die Zeit abnimmt), nimmt die Bedeutung von Erdgas als möglicher Backup-Energieträger für E-Gase im Zeitverlauf zu. Letzteres gilt auch für das weitere Potenzial.

Abbildung 11: Gesamtpotenzial zur energetischen Erdgasnutzung bis 2045



Quelle: Langfristszenarien, Team Consult Analyse

*Weiteres Potenzial aus zusätzlichem Endenergiebedarf & Backup-Potenzial für stofflichen Verbrauch von E-Gasen

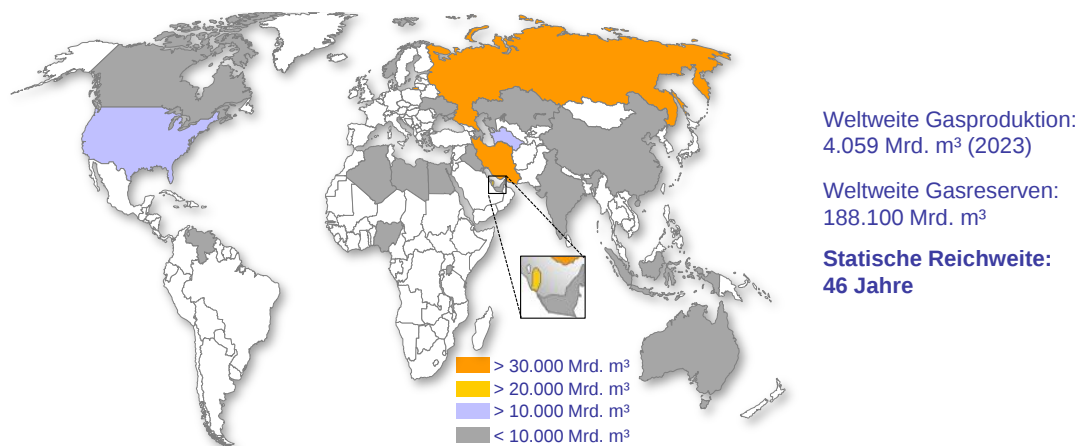
4 Das Potenzial von Erdgas für die Energieversorgung nach 2045

Zeitliche Reichweite der Erdgasreserven

(38) Für eine längerfristige Rolle des Erdgases kommt es zunächst auf die zeitliche Reichweite der Rohstoffreserven an, also das Verhältnis der Reserven zur jährlichen Produktion. Die weltweiten Reserven betragen ca. 188 Billionen Kubikmeter bei einer weltweiten Produktion von etwa vier Billionen Kubikmeter (2023), was einer statischen Reichweite von 46 Jahren – also bis zum Jahr 2070 – entspricht. Die statische Reichweite gibt an, wie lange bei unveränderter jährlicher Produktion weiter gefördert werden kann unter Nicht-Berücksichtigung von

- möglichen künftigen Funden neuer Reserven und
- Verbesserungen der Fördertechnologie, durch welche die derzeit nicht wirtschaftlich abbaubaren Ressourcen (teilweise) zu wirtschaftlich abbaubaren Reserven würden.

Abbildung 12: Weltweite Gasreserven und statische Reichweite

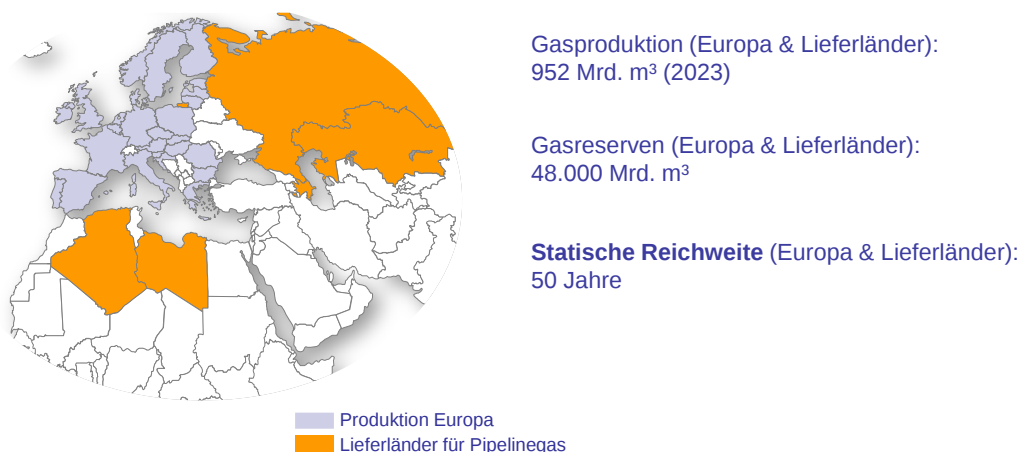


Quelle: Energy Institute: Statistical Review of World Energy, Team Consult Analyses

(39) Während für eine mögliche Gasversorgung Europas mittels LNG die weltweiten Gasreserven relevant sind, sind für die Versorgung mit Pipelinegas nur jene Länder einzubeziehen, die sich im Einzugsbereich bestehender Pipelineverbindungen befinden. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass keine neuen Importpipelines mehr errichtet werden. Bei den einzubeziehenden Ländern handelt es sich – neben Europa selbst (einschließlich UK und Norwegen) – um die nordafrikanischen Länder Algerien und Libyen sowie um die eurasischen Länder Russland, Aserbaidshan und Kasachstan.

- (40) Die Reserven an Pipelinegas betragen insgesamt 48 Billionen Kubikmeter und die jährliche Produktion 0,95 Billionen Kubikmeter. Das entspricht einer statischen Reichweite von 50 Jahren (also bis in die 2070er Jahre).

Abbildung 13: Reserven und statische Reichweite von Pipelinegas



Quelle: Energy Institute: Statistical Review of World Energy, Team Consult Analyse

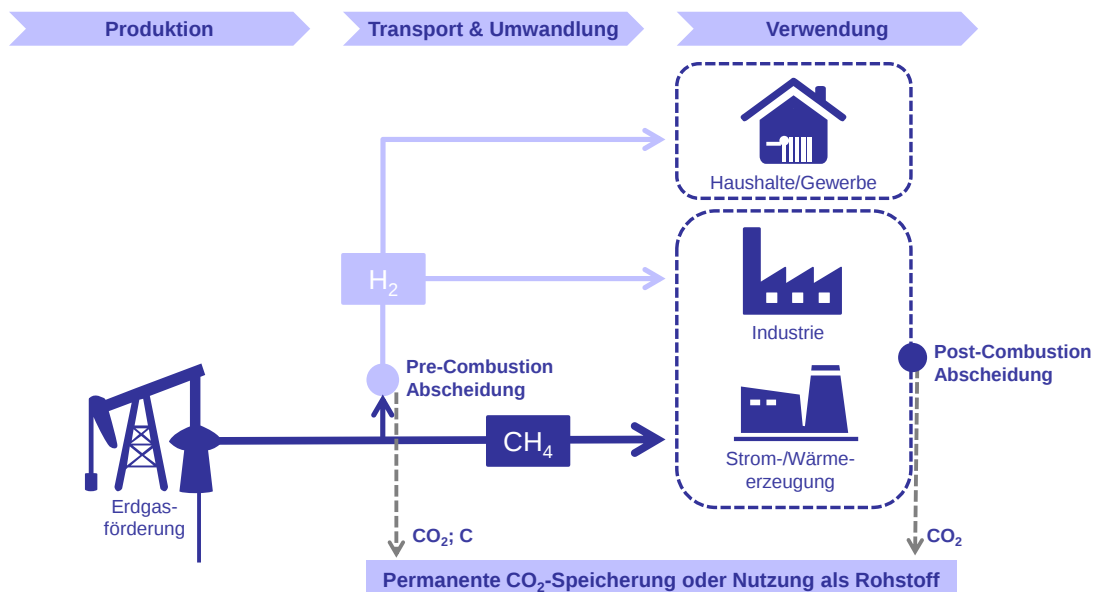
- (41) Beim Pipelinegas ist zu berücksichtigen, dass die Reichweite der innereuropäischen Reserven bei der aktuellen Jahresproduktion deutlich geringer ist als die Reichweite der Reserven der übrigen Lieferländer von Pipelinegas. Unter dem Aspekt der Diversifizierung sind daher Lieferungen von Pipelinegas aus dem eurasisch-kaspischen Raum und Nordafrika wichtig, um für die Erdgasversorgung nicht zu sehr auf LNG angewiesen zu sein. Im Gegensatz zum LNG besteht beim Pipelinegas keine weltweite Nachfragekonkurrenz.

Dekarbonisierung von Erdgas mittels Carbon Capture and Storage (CCS)

- (42) Bei Großverbrauchern in der Industrie und der Strom- und Wärmeerzeugung gibt es zwei Wege, wie Erdgas als Primärenergieträger unter Abscheidung und Sequestrierung oder Nutzung des entstehenden CO₂ genutzt werden kann. Das Erdgas kann entweder wie bisher direkt energetisch genutzt und anschließend das CO₂ aus dem Abgas abgeschieden werden (Post-Combustion-Abscheidung), oder es kann mittels Dampfreformierung in Wasserstoff umgewandelt werden, der dann energetisch genutzt wird – die Abscheidung des CO₂ würde hier bei der Dampfreformierung erfolgen (Pre-Combustion-Abscheidung). Bei Kleinverbrauchern bleibt nur die Möglichkeit der Pre-Combustion-Abscheidung, da die Post-Combustion-Abscheidung von CO₂ an vielen kleinen Punktquellen nicht wirtschaftlich ist.

- (43) Eine Rolle von Erdgas kann es in einer klimaneutralen Welt ab 2045 daher nur noch als Primärenergieträger, nicht aber als (dezentral genutzter) Endenergieträger geben. Der Grund dafür liegt darin, dass die Abscheidung aus wirtschaftlichen Gründen an großen Punktquellen erfolgen muss.

Abbildung 14: Möglichkeiten zur klimaschonenden energetischen Erdgasnutzung



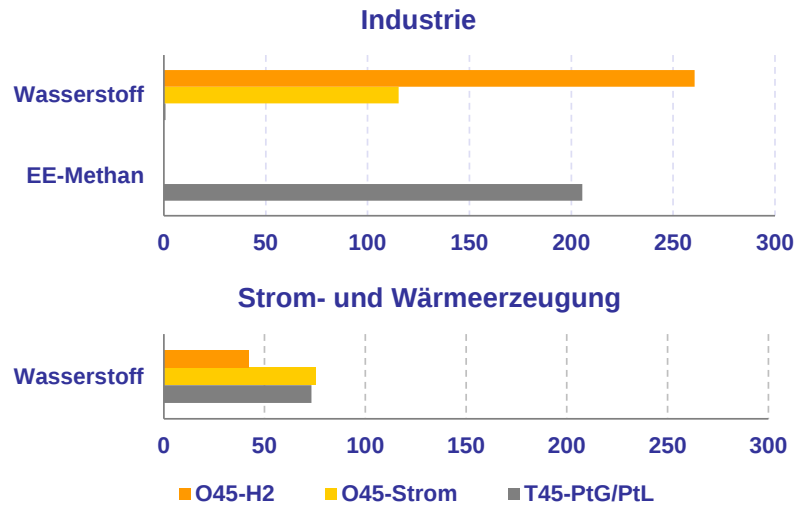
Team Consult Illustration

- (44) Die in Deutschland diskutierte Carbon-Management-Strategie (CMS) sieht den Einsatz von CCS bzw. CCU vor allem für Emissionen vor, für die es keine anderweitige Vermeidungsoption gibt. Dies betrifft vor allem prozessbedingte Emissionen z.B. in der Zement- und Kalkindustrie sowie die thermische Abfallbehandlung (TAB). Die im Jahr 2045 aus diesen Quellen – Zementindustrie, Kalkindustrie, TAB – verbleibenden CO_2 -Emissionen betragen gemäß den BMWK-Langfristszenarien 30 Millionen Tonnen (O45-Strom) bzw. 38 Millionen Tonnen (O45- H_2). Für CO_2 -Mengen in mindestens dieser Größenordnung wird es also ein Sammel- und Transportsystem für die Verbringung zum Sequestrierungsort (CCS) oder Nutzungsort (CCU) geben müssen, unabhängig davon, ob die CO_2 -Abscheidung auch bei energiebedingten Emissionen zum Einsatz kommt.
- (45) Aufgrund der weitläufigen geographischen Verteilung einer hohen Anzahl an CO_2 -Quellen insb. im Fall der thermischen Abfallbehandlung und der Kalkindustrie (mit jeweils über 50 Standorten) wird ein solches Sammel- und Transportsystem weit verzweigt und über ganz Deutschland verteilt sein. Im aktuellen Entwurf der CMS vom 11.09.24 ist die

Einbeziehung von energiebedingten CO₂-Emissionen nicht vorgesehen, da zur Vermeidung solcher Emissionen vorrangig auf eine Substitution durch erneuerbare Energien sowie auf eine Minderung durch höhere Energieeffizienz gesetzt wird; für Kohle-Kraftwerke soll der Zugang zu einem solchen CO₂-Sammel und -Transportsystem kategorisch ausgeschlossen werden.

- (46) Hingegen soll der Einsatz der CO₂-Abscheidung für Verstromungsanlagen mit gasförmigen Energieträgern oder Biomasse im Sinne eines technologieoffenen Ansatzes zwar zugelassen, aber nicht gefördert werden. Von daher könnte Erdgas auch nach 2045 einen Beitrag zur Energieversorgung leisten, sofern ein Anschluss der entsprechenden Anlage an das CO₂-Sammel- und -Transportsystem gegeben ist und eine Abscheidung erfolgt. Auf diesem Wege könnte die weitere energetische Nutzung von Erdgas eine Option sein für den Fall, dass der Hochlauf erneuerbarer gasförmiger Energieträger, insb. grüner Wasserstoff, mengenmäßig nicht schnell genug gelingt oder diese in Bezug auf den Preis nicht schnell genug wettbewerbsfähig werden.
- (47) Die in den BMWK-Langfristszenarien für das Jahr 2045 enthaltenen Mengen erneuerbare Gase reichen im Industriesektor bis 260 TWh Wasserstoff (Szenario O45-H2) und in der Stromerzeugung bis 75 TWh Wasserstoff (Szenario O45-Strom). Je nach Szenario geht es in Summe um Mengen zwischen knapp unter 200 TWh und gut 300 TWh erneuerbarer Gase. Für eine vorübergehende und teilweise Ersetzung dieser Mengen durch Erdgas müsste eine im Vergleich zur zu ersetzenden H₂-Menge eine etwas höhere Erdgasmenge veranschlagt werden. Dies ist auf den durch die Abscheidung und die (im Fall von Pre-Combustion-CCS erforderliche) Umwandlung bedingten Energiebedarf zurückzuführen.

Abbildung 15: Energetische Verwendung erneuerbarer Gase im Jahr 2045 (TWh)



Quelle: BMWK-Langfristszenarien, Team Consult Analyse

- (48) Bei einem CO₂-Emissionsfaktor von 201 g/kWh für Erdgas entspricht eine Erdgasmenge von 100 TWh einer CO₂-Menge von 20,1 Millionen Tonnen. Bei einer vorübergehenden Ersetzung aller erneuerbaren Gasmengen ab dem Jahr 2045 durch Erdgas würde im Fall des maximalen Szenarios demnach eine zusätzliche CO₂-Menge von über 60 Millionen Tonnen anfallen. Um dies zu ermöglichen, müsste ein CO₂-Sammel- und -Transportsystem jedoch von Anfang an entsprechend dimensioniert und ausgelegt werden. Dafür sprechen auch die erheblichen Skaleneffekte der Pipeline-Dimensionierung: mit steigendem Pipeline-Durchmesser wächst die Übertragungskapazität deutlich stärker als der Materialbedarf und damit die Kosten. Auch ein hinreichendes Sequestrierungspotential ist vorhanden: es liegt auf dem norwegischen Kontinentalschelf gemäß CO₂-Atlas des Norwegian Offshore Directorate bei über 50 Gt CO₂; im Vergleich dazu sind die möglichen jährlichen CO₂-Mengen aus Deutschland gering.

5 Aktuelle EU-Maßnahmen und ihre Wirkung auf die Erdgasnutzung

Maßnahme 1: „Fit-für-55“-Paket

- (49) Als Teil des größeren Gesetzgebungspakets „Fit für 55“ ist im Juni 2024 das neue Gas- und Wasserstoffpaket der EU in Kraft getreten, dessen Gegenstand die Aktualisierung der Gas-Verordnung und der Gas-Richtlinie aus dem Jahr 2009 ist. Es setzt zudem den Rahmen für den zukünftigen Wasserstoffmarkt. Zu den Zielsetzungen gehören:
- Beschleunigung des schrittweisen Ausstiegs aus der Nutzung fossilen Gases
 - Diskriminierungsfreier Zugang zur Import-, Transport- und Speicherinfrastruktur
 - Errichtung eines europäischen Verbundnetzes für Wasserstoff
 - Befristung der Lieferverträge für fossiles Erdgas ohne CO₂-Abscheidung bis zum 31.12.2049
 - Weitere Integration des Gasmarktes durch Fusionen von Marktgebieten
 - Integrierte Netzplanung für Erdgas- und Wasserstoffnetze
- (50) Darüber hinaus wurde als Teil des „Fit-für-55“-Pakets eine Reform des Emissionshandels beschlossen. Als Teil der Reform werden unter anderem die Anzahl der Zertifikate im ETS 1 in der vierten Handelsperiode (bis 2030) schneller reduziert sowie die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten in einigen Sektoren schrittweise eingestellt; darüber hinaus wird ein neues, eigenständiges Emissionshandelssystem für vom ETS 1 nicht erfasste Sektoren (Gebäude, Straßenverkehr) geschaffen, das „ETS 2“.

Maßnahme 2: AggregateEU

- (51) In der Energieversorgungskrise des Jahres 2022 wurde mit AggregateEU ein gemeinsamer Mechanismus der EU-Staaten für die Beschaffung von (Pipeline-)Erdgas und LNG ins Leben gerufen. Das Kernelement dieses Mechanismus ist die Bündelung von Gasbedarfen aus allen EU-Mitgliedsländern zu Mengen, welche die für eine LNG-Beschaffung nötige Mindestgröße erreichen und so insbesondere kleineren Unternehmen den Zugang zur LNG-Beschaffung erst ermöglichen.
- (52) Organisiert wurde dieser Mechanismus als wiederkehrende Auktion für verschiedene Lieferpunkte und Lieferzeiträume, die über die Auktionsplattform PRISMA – eine Plattform zum Handel mit Kapazitäten im Gasfernleitungsnetz – abgewickelt wird. Um eine ausreichende Teilnahme sicherzustellen, besteht für die Mitgliedsstaaten eine Pflicht, bestimmte Mindestmengen in die Nachfragebündelung einzubringen. Im Rahmen der

Auktionen werden die Kaufgesuche der teilnehmenden Nachfrager und die Verkaufsangebote der teilnehmenden Anbieter abgeglichen und ein „Matching“ vorgenommen, d.h. es wird eine Zuordnung von zueinander passenden Kaufgeboten und Verkaufsangeboten vorgenommen. Es findet jedoch kein direkter Vertragsabschluss statt, stattdessen werden potenzielle Käufer und Verkäufer lediglich über das erfolgte Matching informiert und zu bilateralen Verhandlungen aufgefordert.

- (53) Für das Jahr 2023 hat AggregateEU einen Bedarf von insg. 54 Mrd. m³ Gas (ca. 600 TWh) gebündelt und Angebote in Höhe von insg. 61 Mrd. m³ erhalten; für 42 Mrd. m³ kam es zu einem Matching. Über die infolge dieses Mechanismus geschlossenen Verträge und gelieferten Mengen liegen keine Angaben vor. Der Zeitrahmen von AggregateEU erstreckt sich derzeit bis März 2025.

REPowerEU

- (54) Der REPowerEU-Plan wurde im Mai 2022 als Reaktion auf die Energieversorgungskrise erstellt und umfasst ein Bündel von Maßnahmen, welche vor allem auf eine Linderung der Knappheit von und eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit beim Erdgas zielen. Zu diesen Maßnahmen zählen:
- Die Einführung von Mindestvorgaben für Füllstände der Erdgasspeicher (mindestens 90% zum 01.11. eines Jahres),
 - Das Ziel, in jedem Mitgliedsstaat den Gasverbrauch im Zeitraum 01.08.22 bis 31.03.23 im Vergleich zum durchschnittlichen Verbrauch zwischen 01.08. und 31.03. der fünf unmittelbar vorhergehenden Jahre auf freiwilliger Basis um 15% zu reduzieren,
 - Das Ziel einer Diversifizierung der Energieimporte,
 - Die Zielsetzung, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 auf 42,5% zu erhöhen und
 - Den Ausbau der europäischen Fertigungskapazitäten für Netto-Null-Technologien so zu steigern, dass bis 2030 eine Deckung von 40% des Bedarfs aus eigener Fertigung möglich ist.
- (55) Das Ziel der Verbrauchssenkung von 15% wurde EU-weit mit 18% übererfüllt und auch von Deutschland erreicht, das seinen Gasverbrauch im betreffenden Zeitraum um 16% reduziert hat.

Wirkung auf die Erdgasnutzung

- (56) Die o.g. Maßnahmen des „**Fit-für-55“-Pakets** erlauben eine Erdgasnutzung in der EU bis einschließlich 2049 und – in Kombination mit CCS – auch darüber hinaus. Die Verknappung von Emissionszertifikaten im ETS sowie die Einführung eines eigenständigen ETS für die Sektoren Gebäude und Straßenverkehr wird die Nutzung fossiler Energieträger ohne CCS verteuern und damit Anreize setzen, deren Verbrauch zu senken. Im Hinblick auf den Fuel Switch (Ersetzung von Kohle durch Erdgas) kann dies aber auch zu einer vorübergehenden Erhöhung des Gasverbrauchs führen. In jedem Fall bleibt der Rechtsrahmen des Gasbinnenmarktes erhalten und wird weiterentwickelt, und die integrierte Netzplanung wird dafür sorgen, dass Erdgas dort weiterhin genutzt werden kann, wo mangels Infrastruktur und Mengenverfügbarkeit die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff noch nicht möglich ist.
- (57) Der Gasbeschaffungsmechanismus **AggregateEU** ist als vorübergehende Maßnahme zur Bewältigung einer Krisensituation angelegt. Bereits im Jahr 2023, als die Situation noch akut war, wurde der weit überwiegende Teil des in der EU verbrauchten Erdgas nicht über AggregateEU beschafft. Eine langfristige Wirkung auf das Beschaffungsverhalten der Gasversorger oder das Verbrauchsverhalten der Nutzer ist nicht zu erwarten.
- (58) Die kurzfristigen Ziele von **REPowerEU** zu Speicherfüllständen und zur Reduktion des Gasverbrauchs wurden erreicht, jedoch ist im Hinblick auf den Verbrauch die Dauerhaftigkeit der Reduktion fraglich. Die Preisspitzen im Gas-Handelsmarkt haben den Verbrauch insb. in der Industrie und teilweise auch in der Stromerzeugung stark sinken lassen. Ein weiterer Effekt der Preisspitzen war die Umleitung von LNG-Lieferungen aus aller Welt nach Europa. Sowohl die Verbrauchssenkung als auch die Diversifizierung der Gasbeschaffung mittels LNG-Importen sind daher hauptsächlich ein Marktergebnis, welches sich – je nach den Umständen insb. des Gasangebots – auch wieder umkehren kann. Die langfristigen Ziele von REPowerEU richten sich weniger auf Erdgas und wirken sich auf dessen Nutzung eher indirekt aus; eine abschließende Bewertung ist hier noch nicht möglich.

Fazit

- (59) Die aktuellen energiepolitischen Maßnahmen der EU setzen kurz- bis mittelfristig auf Erdgas als einen wichtigen Energieträger und lassen Raum für dessen Nutzung, auch als emissionsarmer Ersatz für Kohle (Fuel Switch), als Backup für erneuerbare Gase, falls deren Verfügbarkeit nicht wie geplant eintreten sollte, sowie zur Deckung eines zusätzlichen Endenergiebedarfs, falls dieser nicht so schnell sinkt wie erwartet.

6 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
a	Jahr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CMS	Carbon-Management-Strategie
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEV	Endenergieverbrauch
ETS	Emissions Trading System der EU
EU	Europäische Union
EUR	Euro
E-Fuel	Strombasierter synthetischer Kraftstoff
E-Gase	Erneuerbare Gase (grüner Wasserstoff, synthetisches Methan, Biomethan)
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Verbrauchssegment)
Gt	Milliarden Tonnen
GW	Gigawatt
H ₂	Wasserstoff
kt	Kilotonnen
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
Mt	Millionen Tonnen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PEV	Primärenergieverbrauch
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquids
t	Tonnen



Abkürzung	Bedeutung
t/a	Tonnen pro Jahr
TAB	Thermische Abfallbehandlung (Müllverbrennung)
TWh	Terawattstunden
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
USD	US-Dollar (Währung der USA)

Autoren

Jens Völler, Team Consult G.P.E. GmbH, Projektleiter

Armin Beilfuß, Team Consult G.P.E. GmbH, Senior Consultant



TEAM CONSULT

Gas.Power.Experience.

Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin

Tel: 030.400 556 0
Fax: 030.400 556 99
E-Mail: info@teamconsult.net
Internet: www.teamconsult.net