

Gasbilanz 2025

Erdgas, Wasserstoff und Biogas in Deutschland



Warum Erdgas für unser Land so wichtig ist

26,9 %

des deutschen
Primärenergieverbrauchs
entfallen auf Erdgas

44,4 %

der in der Industrie
genutzten Energie werden
durch Gase gedeckt

56,2 %

der Wohnungen werden
mit Erdgas beheizt

Inhalt

Gas als tragende Säule des deutschen Energiesystems	3
Großhandelspreise stabil – Unsicherheiten bleiben	5
Neue Bezugswege stärken Europas Gasversorgung	6
Versorgungssicherheit im Stromsektor: Gas bleibt unverzichtbar	9
Industrielle Wertschöpfung: Erdgas als zentrale Energie- und Rohstoffbasis	12
Erdgas ist Rückgrat der Wärmeversorgung	14
Biomethan braucht Verlässlichkeit und Perspektive	16
Der Wasserstoffhochlauf wartet auf verlässliche Regeln	18
Bio-LNG erreicht nahezu 100 Prozent Marktanteil	19

Gas als tragende Säule des deutschen Energiesystems

Deutscher Energiemarkt stabil

Deutschland blickt auf ein insgesamt stabiles Energiejahr 2025 zurück. Nach den außergewöhnlichen Verwerfungen infolge der Energiekrise 2022 hat sich der Energiemarkt weiter normalisiert. Der Primärenergieverbrauch ist 2025 leicht um 0,1 Prozent gestiegen und lag bei 2.931 Terawattstunden. Damit hat Deutschland im Vergleich zum Vorkrisenjahr 2021 etwa 15 Prozent weniger Energie verbraucht. Neben Effizienzgewinnen und strukturellen Anpassungen in Industrie und Haushalten spiegelt diese Entwicklung weiterhin die verhaltene konjunkturelle Lage wider.

Trotz des insgesamt nahezu stabilen Primärenergieverbrauchs zeigt sich, dass sich Angebot und Nachfrage am Energiemarkt zunehmend in einem neuen Gleichgewicht befinden. Neue Importstrukturen, diversifizierte Bezugsquellen und eine insgesamt geringere Nachfrage haben wesentlich zur Stabilisierung des Energiemarktes beigetragen. Gleichzeitig bleibt Energie für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie für Unternehmen ein relevanter Kostenfaktor – allerdings ohne die extreme Volatilität der Krisenjahre.

Gas und Erneuerbare verdrängen Kohle

Während der Energieverbrauch insgesamt gesunken ist, zeigt sich bei den einzelnen Energieträgern eine unterschiedliche Entwicklung. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch stieg 2025 um rund einen Prozentpunkt auf 26,9 Prozent. Damit wuchs der Gasanteil stärker als der Anteil der erneuerbaren Energien,

der um 0,7 Prozentpunkte zulegen konnte. Erdgas bleibt damit – neben den Erneuerbaren – ein zentraler Pfeiler im deutschen Energiemix.

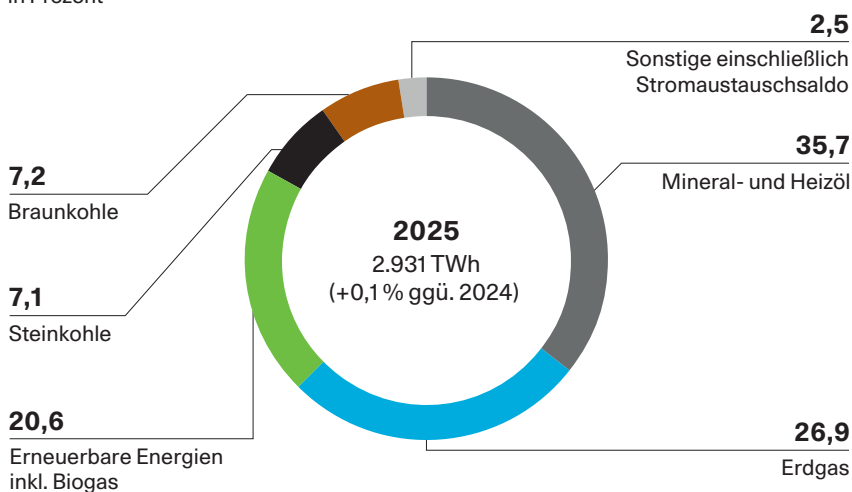
Diese Entwicklung fügt sich in einen langfristigen Trend ein: In den vergangenen drei Jahrzehnten haben Gase und erneuerbare Energien ihren Anteil am deutschen Energieverbrauch kontinuierlich ausgeweitet, während der Anteil von Stein- und Braunkohle deutlich abgenommen

hat. Diese schrittweise Verdrängung der Kohle hat maßgeblich zu einer substantiellen Minderung der Treibhausgasemissionen beigetragen.

Die Emissionsentwicklung seit 1990 zeigt diesen Zusammenhang. Vor allem die Energiewirtschaft, die Industrie und der Gebäudesektor konnten ihre Emissionen deutlich senken – getragen durch effizientere Anlagen, den Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas sowie die zunehmende Versor-

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2025

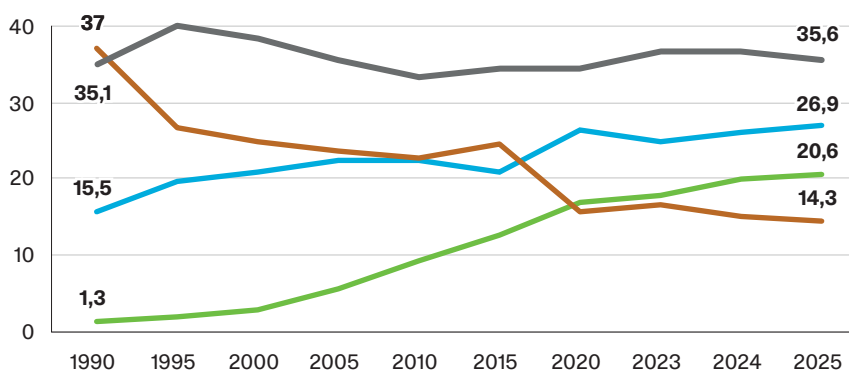
in Prozent



Quelle: AG Energiebilanzen

Entwicklung Primärenergieverbrauch 1990 - 2025

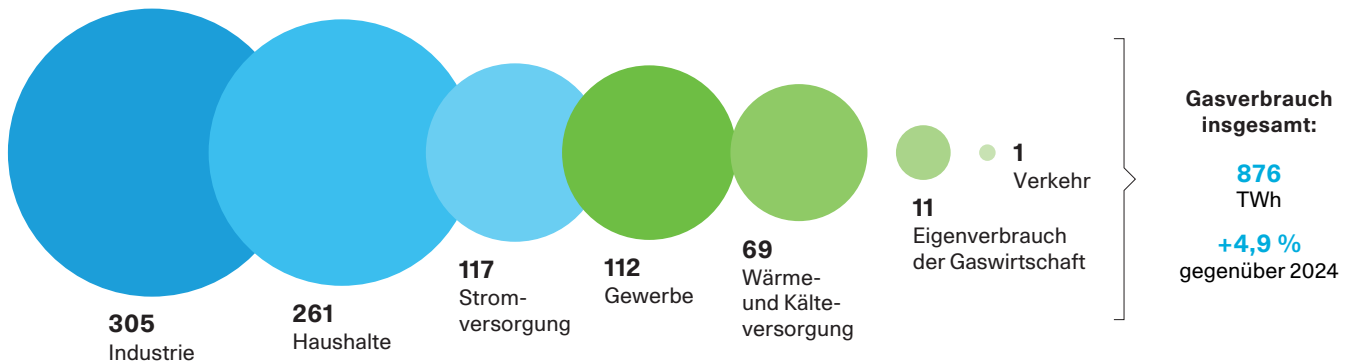
in Prozent



Quelle: AG Energiebilanzen

Gasverbrauch nach Kundengruppen 2025

in TWh



Quelle: BDEW

gung mit erneuerbarer Energie. Demgegenüber stagniert die Emissionsentwicklung im Verkehrssektor und in der Landwirtschaft, wo bislang nur begrenzte Fortschritte erzielt werden konnten.

Gasverbrauch steigt in fast allen Sektoren

Nach den deutlichen Verbrauchsrückgängen der Krisenjahre ist der Gasverbrauch 2025 wieder um rund fünf Prozent gestiegen. Der größte Anteil entfällt weiterhin auf die Industrie. Die Haushalte bilden das nächstgrößte Verbrauchssegment; hinzu kommen Strom-, Wärme- und Kälteversorgung sowie das Gewerbe. Der Verbrauchsanstieg ist über

alle Kundengruppen hinweg zu beobachten. Besonders ausgeprägt fiel das Wachstum im Gewerbe (+17,9 Prozent), in der Wärmeversorgung (+11,3 Prozent) sowie in der Stromerzeugung (+10,4 Prozent) aus. Auch Industrie und Haushalte nutzten wieder mehr Gas.

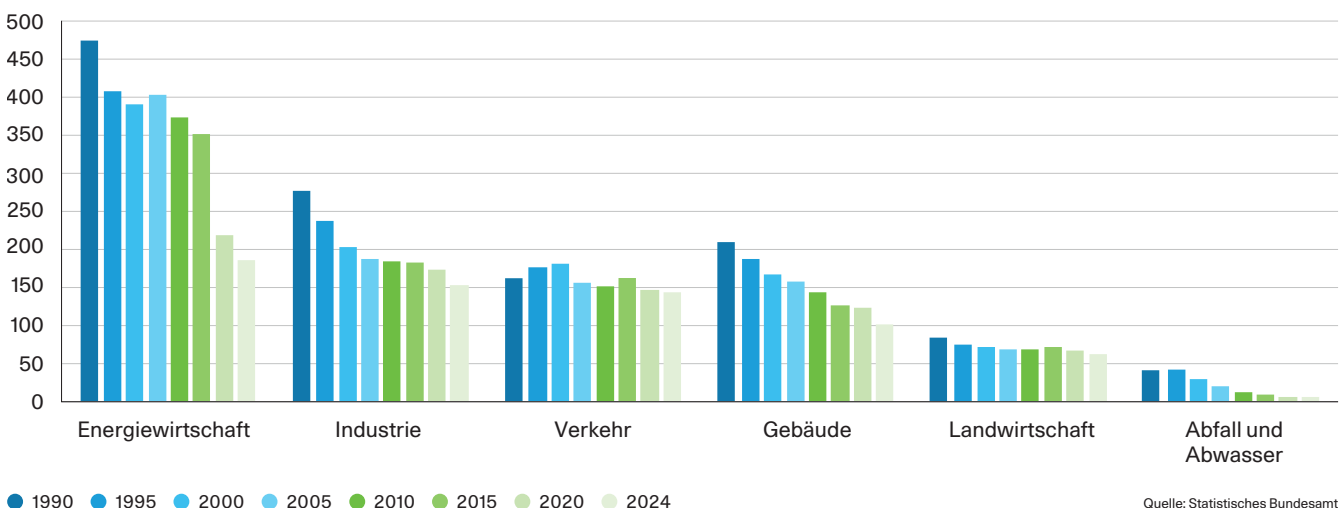
Diese Entwicklung zeigt, dass Unternehmen sowie Verbraucherinnen und Verbraucher nach dem extremen Preisniveau der Jahre 2022 und 2023 wieder verstärkt auf Erdgas setzen. Sinkende Großhandelspreise, eine verbesserte Versorgungssicherheit und die hohe Flexibilität gasbasierter Anwendungen erhöhen die Attraktivität von Gas. Zudem wirkte 2025 eine im Jahresverlauf

etwas kühlere Witterung als im Vorjahr verbrauchstreibend – trotz durchschnittlich höherer Temperaturen im Vorjahr.

Erdgas bleibt damit ein zentraler Bestandteil des deutschen Energiesystems. Als flexibel einsetzbarer Energieträger trägt es zur Versorgungssicherheit in Industrie, Gewerbe, Haushalten und Stromerzeugung bei und übernimmt insbesondere in Phasen geringer erneuerbarer Erzeugung eine ausgleichende Funktion. Gleichzeitig ermöglicht Erdgas den weiteren Rückgang der Kohleverstromung und leistet damit einen messbaren Beitrag zur Senkung der energiebedingten Treibhausgasemissionen.

Emission von Treibhausgasen 1990 - 2024

in Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente



Großhandelspreise stabil – Unsicherheiten bleiben

Stabile Großhandelspreise

Nach den extremen Preisausschlägen der Krisenjahre haben sich die Großhandelspreise für Erdgas deutlich beruhigt. Seit dem Ende der akuten Energiekrise bewegt sich der europäische Gaspreis in einem vergleichsweise engen Korridor. In den vergangenen beiden Jahren lag der Erdgaspreis überwiegend zwischen 30 und 50 Euro pro Megawattstunde und damit klar unter den krisenbedingten Höchstständen. Zugleich ist die Volatilität an den Gasmärkten deutlich zurückgegangen. Kurzfristige Ausschläge treten weiterhin auf, extreme Preissprünge wie im Jahr 2022 blieben jedoch aus.

Diese Stabilisierung ist Ausdruck eines neuen Gleichgewichts der globalen Gasmärkte. Eine gedämpfte Nachfrage sowie diversifizierte Importwege haben die Versorgungslage entspannt und das Preisniveau verstetigt. Die ruhigen Großhandelsmärkte wirken

sich inzwischen auch spürbar auf die Endkundenpreise aus. Viele Energieversorger haben ihre Gaspreise zum Jahresbeginn 2026 gesenkt, insbesondere in der Grundversorgung. Haushalte zahlen heute für Neuverträge im Durchschnitt rund 19 Prozent weniger als zu Beginn des Jahres 2025.

Zu Beginn des Jahres 2026 kommt mit dem Wegfall der Gasspeicherungumlage ein zusätzlicher Entlastungsimpuls hinzu. Die Abgabe war während der Energiekrise 2022 eingeführt worden, um die Befüllung der Speicher sicherzustellen, und entfiel zum 01. Januar 2026.

Der CO₂-Preis im nationalen Emissionshandel wirkt sich auf den Gaspreis nur begrenzt aus. Im Jahr 2025 lag er bei 55 Euro pro Tonne CO₂. Für 2026 ist gesetzlich ein Auktionsverfahren mit einem Preiskorridor von 55 bis 65 Euro pro Tonne vorgesehen. Selbst bei einem Preis am oberen Ende dieses Korridors würde sich der Endkundenpreis für

Erdgaspreis überwiegend zwischen

30 – 50

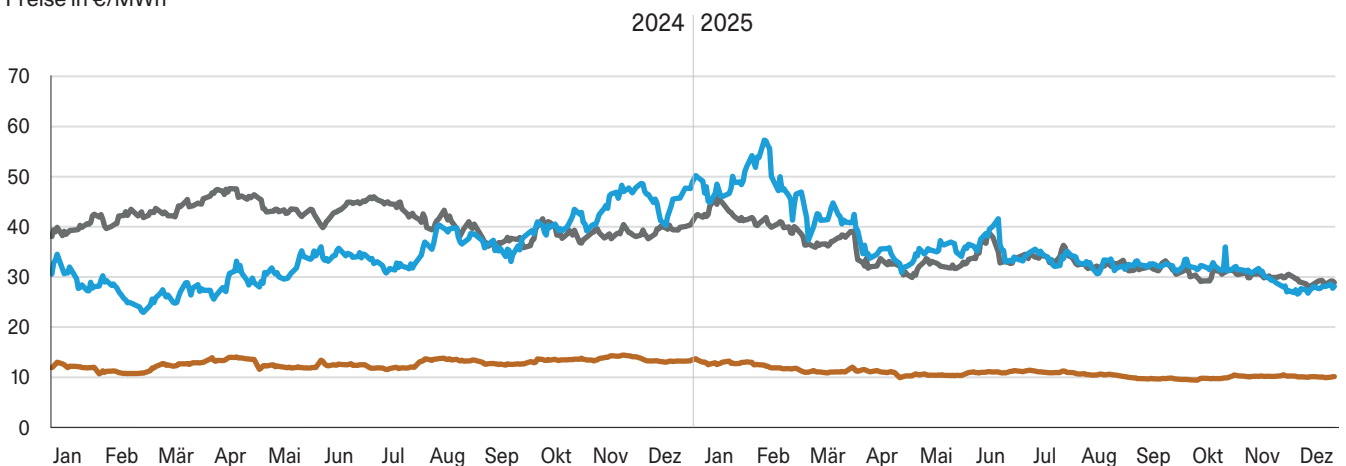
Euro pro Megawattstunde

Erdgas um maximal rund 0,2 Cent pro Kilowattstunde erhöhen. Denn im heutigen Gaspreis ist bereits ein CO₂-Preis von 55 Euro pro Tonne enthalten – das entspricht einem CO₂-Kostenanteil von rund 1,1 Cent pro Kilowattstunde brutto.

Gleichwohl bleibt das Energiepreinsniveau von verschiedenen externen Faktoren abhängig. Die geopolitische Lage sowie langfristig steigende CO₂-Preise und Netzentgelte können die Energiepreise auch künftig beeinflussen. Die weitere Diversifizierung der Bezugsquellen und der Ausbau der LNG-Importinfrastruktur bleiben daher wichtige Faktoren für ein stabiles Preisniveau.

Entwicklung der Großhandelspreise 2024 - 2025

Preise in €/MWh



● Öl (WTI/Brent) ● Gas (TTF) ● Kohle

Quelle: Finanzen.net

Neue Bezugswege stärken Europas Gasversorgung

USA führt bei LNG-Importen, Norwegen dominiert den Import per Pipeline

Die europäische Gasversorgung ist heute stärker denn je integriert. Grenzüberschreitender Handel, eng gekoppelte Transportnetze und einheitliche Marktpreise sorgen dafür, dass Angebot und Nachfrage in Europa unmittelbar ineinandergreifen. Eine rein nationale Betrachtung der Versorgungssicherheit greift daher zu kurz – entscheidend ist die Resilienz der europäischen Import- und Infrastrukturarchitektur.

Auch im Jahr 2025 blieben Norwegen und die USA die wesentlichen Gaslieferanten der EU. Norwegen bleibt der wichtigste Pipeline-Lieferant für Europa und stellt einen stabilen und verlässlichen Grundpfeiler der Versorgung dar. Parallel dazu haben sich die USA als zentraler LNG-Exporteur etabliert und sichern einen wesentlichen Teil der kurzfristig verfügbaren Gasimporte. Insgesamt ist die europäische Gasversorgung heute deutlich breiter aufgestellt als vor dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine: Pipelinegas aus mehreren Herkunftsländern trifft auf ein wachsendes, globales LNG-Angebot.

Neben Norwegen wird Europa weiterhin über Pipelinekorridore aus Nordafrika, dem Kaspischen Raum und Südosteuropa versorgt. Zusammen mit LNG-Importen trägt diese Mischung aus verschiedenen Bezugswegen dazu bei, die europäische Gasversorgung breiter abzuschern als vor dem Ukrainekrieg.

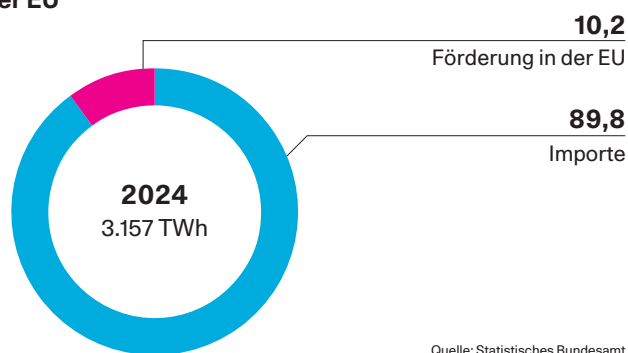
Gleichzeitig rücken die USA ihre LNG-Exporte stärker in den Fokus der

Energie- und Industriepolitik. Der überwiegend spotmarktbasierte Handel mit US-LNG erhöht die Flexibilität, bringt jedoch auch neue Abhängigkeiten und Preisrisiken mit sich. Zugleich zeigt der Preisvergleich

die strukturellen Unterschiede der Märkte: Der durchschnittliche Henry-Hub-Spotpreis in den USA lag 2025 bei umgerechnet rund 11 Euro pro Megawattstunde – deutlich unter dem europäischen TTF-Korridor von

Gasverbrauch in der EU

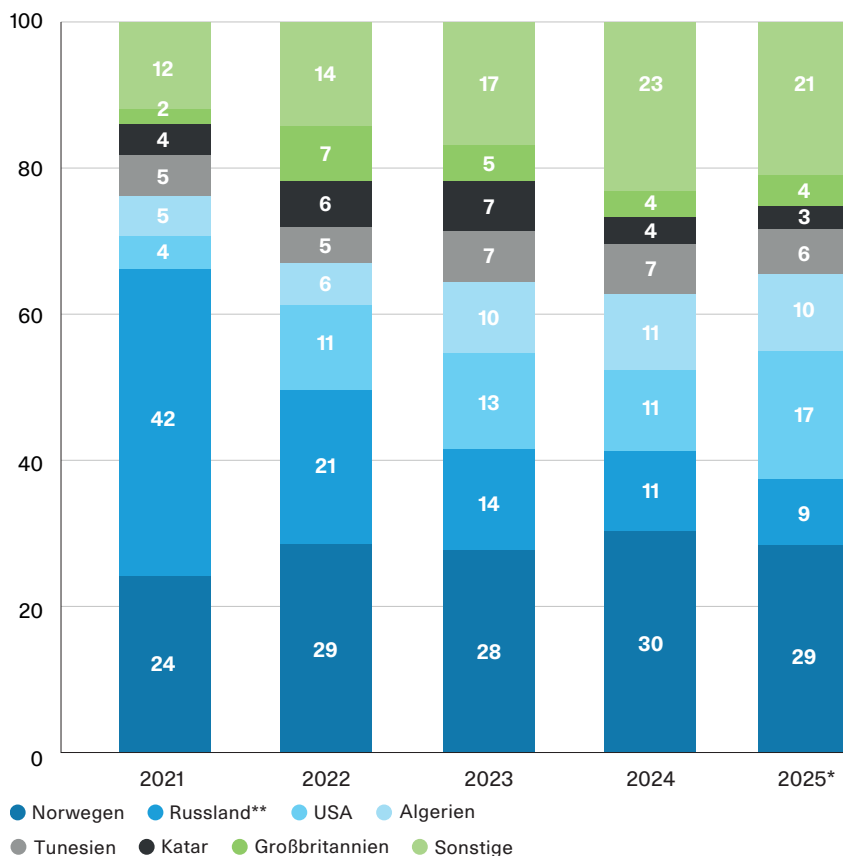
in Prozent



Quelle: Statistisches Bundesamt

Entwicklung der EU-Importe von Erdgas 2021 - 2025*

in Prozent



*Vorläufige Daten bis einschließlich Oktober 2025 ** Russischer Anteil beinhaltet Importmengen aus Belarus

Quelle: Eurostat

etwa 30 bis 50 Euro pro MWh. LNG-Lieferungen können bei attraktiveren Preisen kurzfristig in andere Weltregionen umgelenkt werden; zudem werden Exportgenehmigungen und energiepolitische Entscheidungen zunehmend als strategisches Instrument diskutiert. Vor diesem Hintergrund ist es umso wichtiger, die Gasbezugsquellen auch weiterhin zu diversifizieren – sowohl durch zusätzliche Lieferländer als auch durch eine stärkere Nutzung langfristiger Verträge.

Die geopolitische Dimension dieser Entwicklung trat 2025 deutlicher zutage. Die Beziehungen zu den USA haben sich unter Präsident Donald Trump spürbar angespannt; aktuelle politische Debatten – etwa rund um Grönland, Venezuela und Iran – unterstreichen, dass energiepolitische Verlässlichkeit nicht losgelöst von geopolitischen Interessen betrachtet werden kann. Für Europa ist es daher zentral, neue Abhängigkeiten zu vermeiden und die Importarchitektur weiter zu verbreitern.

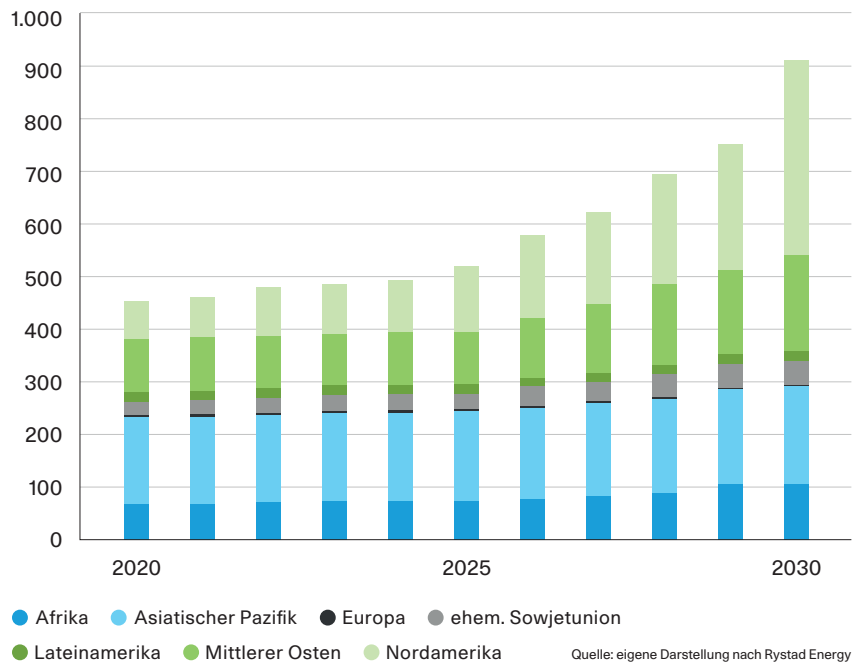
Globale Verflüssigungskapazitäten werden deutlich ausgebaut

Ein wesentlicher Treiber dieser Entwicklung ist der Ausbau der globalen LNG-Verflüssigungskapazitäten. Bis 2030 werden sich diese im Vergleich zu 2020 voraussichtlich verdoppeln – von rund 450 Millionen Tonnen pro Jahr auf über 900 Millionen Tonnen. Neue Projekte in Nordamerika, dem Nahen Osten und Afrika erhöhen das verfügbare Angebot und verschärfen den Wettbewerb zwischen den Exporteuren.

Für die EU eröffnet dieser Angebotszuwachs Chancen: Mehr verfügbare Mengen und eine größere Zahl von Lieferländern können preisdämpfend wirken und die Versorgungssicherheit erhöhen. Zugleich bleibt die strukturelle Importabhängigkeit hoch. Im Jahr 2024 wurden EU-weit rund

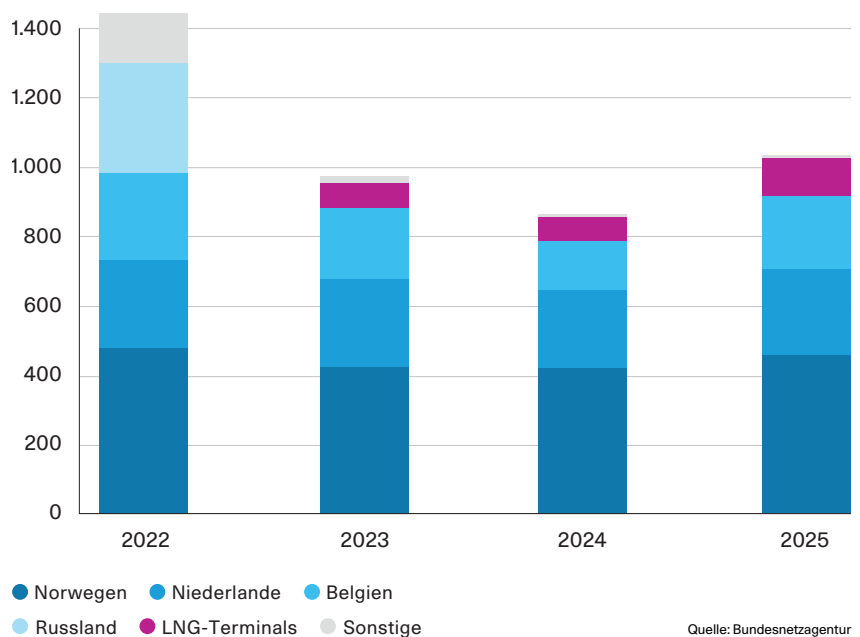
Entwicklung der globalen Verflüssigungskapazitäten 2020 - 2030

in Mio. Tonnen pro Jahr



Herkunft der Gasflüsse nach Deutschland 2022 - 2025

in TWh



3.157 TWh Erdgas verbraucht; etwa 90 Prozent davon mussten importiert werden, nur rund 10 Prozent konnten durch eigene Förderung gedeckt werden. Der Rückgang der europäischen Gasproduktion macht deutlich, dass Diversifizierung und Resilienz auch langfristig zentrale energiepolitische Aufgaben bleiben.

Gasspeicher und LNG-Infrastruktur entscheidend für Versorgungssicherheit

Der Blick auf die Gasflüsse nach Deutschland zeigt 2025 eine insgesamt stabile Lage. Norwegen dominiert weiterhin die deutschen Importe mit rund 44 Prozent.

Insgesamt wurden im Jahr 2025 etwa 1.031 TWh Erdgas nach Deutschland eingeführt – deutlich weniger als die über 1.400 TWh im Jahr 2022. Nach dem Wegfall russischer Lieferungen fungiert Deutschland heute weit weniger als europäischer Gasumschlagsplatz, sondern stärker als Endabnehmer.

Eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit spielen weiterhin die deutschen LNG-Terminals. Sie fungieren als Lebensversicherung des Energiesystems: 2025 wurden erstmals über 100.000 GWh LNG in Deutschland angelandet – ein Zuwachs von rund 54 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Damit stärken

die Terminals die Diversifizierung der Bezugswege und reduzieren die Abhängigkeit von einzelnen Pipelinekorridoren.

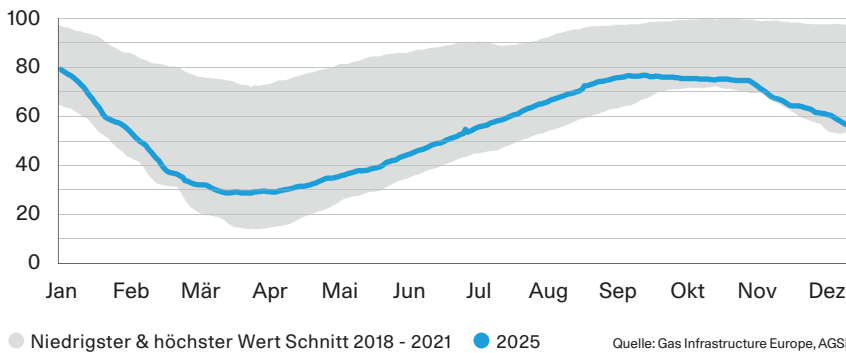
Unabhängig davon sind die deutschen Gasspeicher ein zentraler Stabilitätsfaktor. Mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 256.000 GWh können sie Energie nicht nur über Stunden oder Tage, sondern über Monate vorhalten. Damit ermöglichen sie die zeitliche Entkopplung von Beschaffung und Verbrauch, federn Lastspitzen in Kälteperioden ab und schaffen strategische Reserven für Störungen bei Importen oder Infrastruktur. Gerade diese saisonale Speicherfähigkeit macht die Speicher für die Versorgungssicherheit unverzichtbar.

Gleichwohl zeigt sich bei den Speicherfüllständen eine zunehmende Herausforderung. Aufgrund höherer LNG-Importe ist der europäische Markt deutlich flexibler – der Winter-Sommer-Spread verringert sich dadurch. Wenn zusätzliche Mengen kurzfristig per LNG verfügbar sind, sinkt der saisonale Preisaufschlag für Winterlieferungen. Damit wird das klassische Geschäftsmodell der Speicherbewirtschaftung geschwächt: Gas im Sommer einzulagern lohnt sich seltener, weil die Preisdifferenz die Kosten für Speicherung, Transport und Finanzierung nicht mehr zuverlässig deckt.

Traditionell wurde Gas im Sommer eingespeichert und im Winter ausgespeichert – dieses Muster funktioniert zunehmend schlechter. Da die bestehenden Füllstandsvorgaben Ende 2027 auslaufen, gewinnt die politische Rahmensetzung an Bedeutung. Klare Leitlinien und eine angepasste Regulierung sind erforderlich, um die Speicher auch künftig zuverlässig zu befüllen und die Energieversorgung langfristig zu sichern.

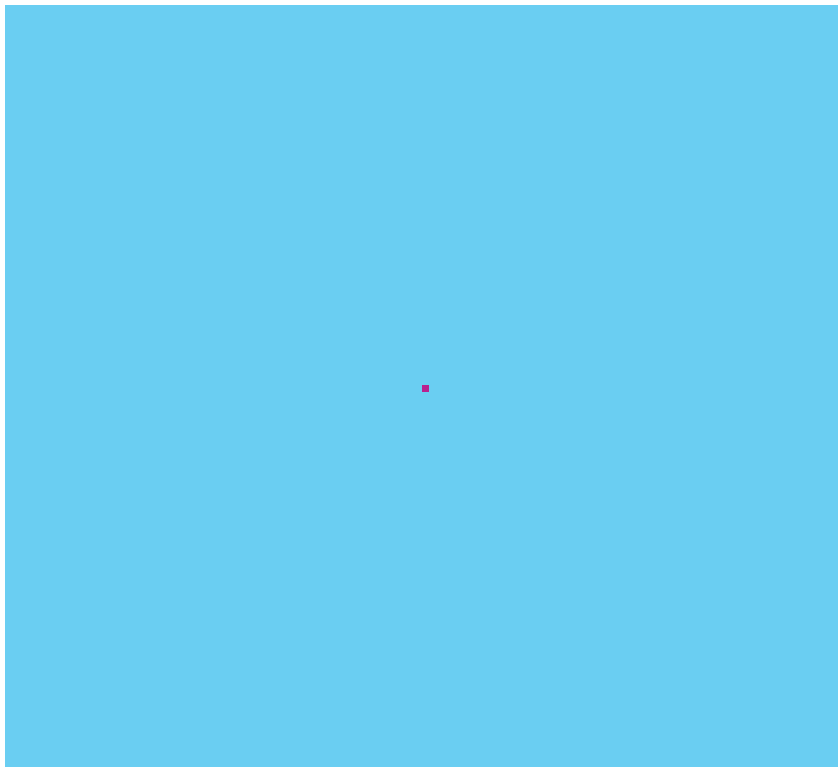
Füllstände der deutschen Gasspeicher

in Prozent



Gas- und Batteriespeicher in Deutschland 2025

10.000 Pixel, 1 Pixel = 25,6 GWh



- Kapazität der Batteriespeicher (30 GWh)
- Kapazität der Gasspeicher (256.000 GWh)

Quelle: eigene Berechnung

Versorgungssicherheit im Stromsektor: Gas bleibt unverzichtbar

Deutsche Stromerzeugung steigt nur leicht

In Deutschland wurden im Jahr 2025 rund 509 TWh Strom erzeugt. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Plus von 1,7 Prozent. Damit bleibt die Stromerzeugung insgesamt auf einem stabilen Niveau. Zugleich zeigt der langfristige Blick: Der Strombedarf in Deutschland liegt weiterhin unter den Werten früherer Jahre.

Im Energiewendemonitoring 2025 passte die Bundesregierung ihre Prognosen zum Bruttostromverbrauch bis 2045 nach unten an. Damit wird der erwartete Nachfrageanstieg weiterhin bestätigt, das Niveau jedoch vorsichtiger angesetzt. Hintergrund ist vor allem die Unsicherheit über die Geschwindigkeit der Elektrifizierung in Verkehr und Gebäuden sowie über den künftigen Strombedarf der Industrie. Im Jahr 2035 wird nun ein Bedarf von 700 TWh bis 800 TWh angenommen.

Erneuerbare Energien deckten im Jahr 2025 rund 56 Prozent der Stromerzeugung – ein Zuwachs von 0,3 Prozentpunkten. Die nur geringe Veränderung ist vor allem witterungsbedingt: Die Winderzeugung blieb im ersten Halbjahr schwach, wodurch der Zuwachs bei den Erneuerbaren insgesamt begrenzt wurde. Die Photovoltaik konnte ihren Beitrag hingegen deutlich steigern. Die Erzeugung aus Photovoltaik erreichte einen Anteil von 17,6 Prozent (+2,6 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr).

Zudem hat sich die installierte Leistung erneuerbarer Energien weiter erhöht. Laut Bundesnetzagentur

wurden im Jahr 2025 16,4 Gigawatt Photovoltaik, 4,6 Gigawatt Windenergie an Land und 0,3 Gigawatt Windenergie auf See neu installiert.

Das Jahr 2025 bestätigt damit den Trend: Der Strommix wird im Jahresmittel zunehmend erneuerbar – die Verfügbarkeit schwankt jedoch deutlich über Wochen und Jahreszeiten. Für die Weiterentwicklung des Energiesystems bedeutet das: Schwankungen der erneuerbaren Erzeugung

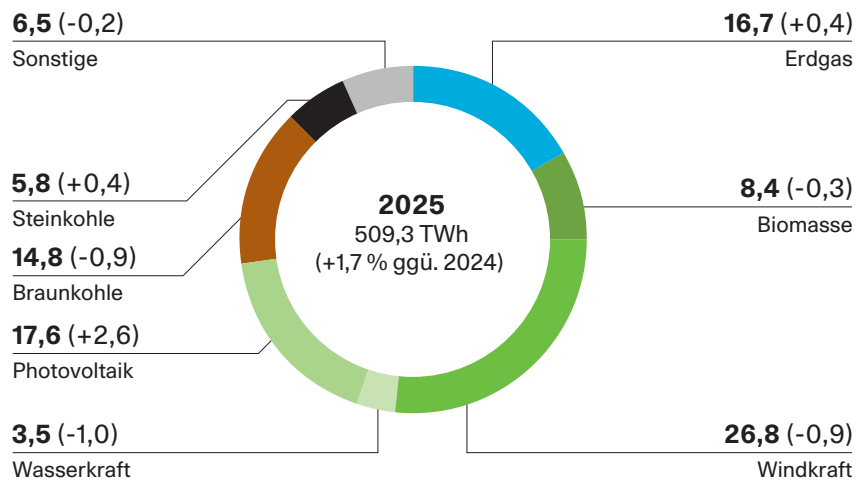
müssen durch Flexibilität im System und ausreichend gesicherte Leistung ausgeglichen werden.

Strompreise bleiben hoch – Systemkosten prägen den Endkundenpreis

Auch mit dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und trotz bereits niedriger Erzeugungskosten ist nicht automatisch mit sinkenden Strompreisen zu rechnen. Entschei-

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

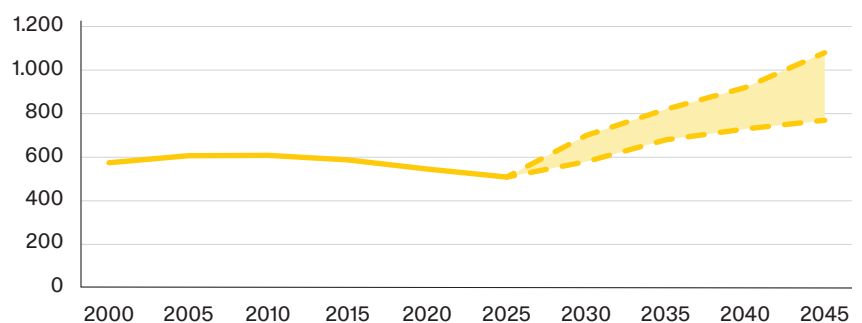
in Prozent (Veränderung in Prozentpunkten ggü. Vorjahr)



Quelle: AG Energiebilanzen

Entwicklung Bruttostromverbrauch in Deutschland seit 2000 und Erwartung bis 2045*

in TWh



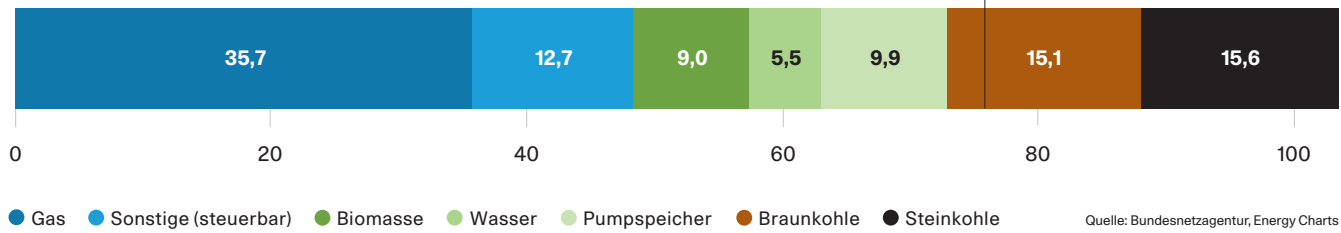
* gemäß Energiewendemonitoring der Bundesregierung 2025

Quelle: eigene Darstellung nach Statistischem Bundesamt und Energiewirtschaftlichem Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Installierte steuerbare Leistung 2024

in GW

75,8 GW
Spitzenlast im Jahr 2025



dend sind die Systemkosten: Netze müssen umfangreich ausgebaut und erneuert werden, Speicher, Steuerung und Anschlusskapazitäten ebenfalls. Diese Investitionen wirken über Netzentgelte und Abgaben unmittelbar auf den Endkundenpreis – unabhängig davon, wie günstig die reine Erzeugung ausfällt.

Zudem bleibt Strom in kritischen Stunden weiterhin knapp. Mit dem Kohleausstieg sinkt das Angebot an gesicherter Leistung; in Knappheitssituationen setzen daher weiterhin regelbare Kraftwerke den Preis – im heutigen System häufig Gas, künftig zunehmend wasserstoffbasierte Kraftwerkskapazitäten. Staatliche Entlastungen könnten die Belastung dämpfen, sind jedoch finanzpolitisch begrenzt. Insgesamt bleibt Strom damit auf absehbare Zeit vergleichsweise teuer und in seiner Preisentwicklung unsicher.

Kohleausstieg erhöht Bedarf an gesicherter Erzeugung

Erdgas hat seine Bedeutung im Stromsektor 2025 weiter bestätigt. Die Stromerzeugung aus Erdgas stieg um rund 4 Prozent. Gas trägt damit nicht nur zur Energieversorgung, sondern vor allem zur Systemstabilität bei: Gaskraftwerke sind kurzfristig verfügbar und können Leistung bereitstellen, wenn Wind- und Solarenergie witterungsbedingt nicht zur Verfügung stehen. Zudem weisen Gaskraftwerke im Vergleich zur Braunkohleverstromung einen um rund 65 Prozent niedrigeren CO₂-Fußabdruck auf.

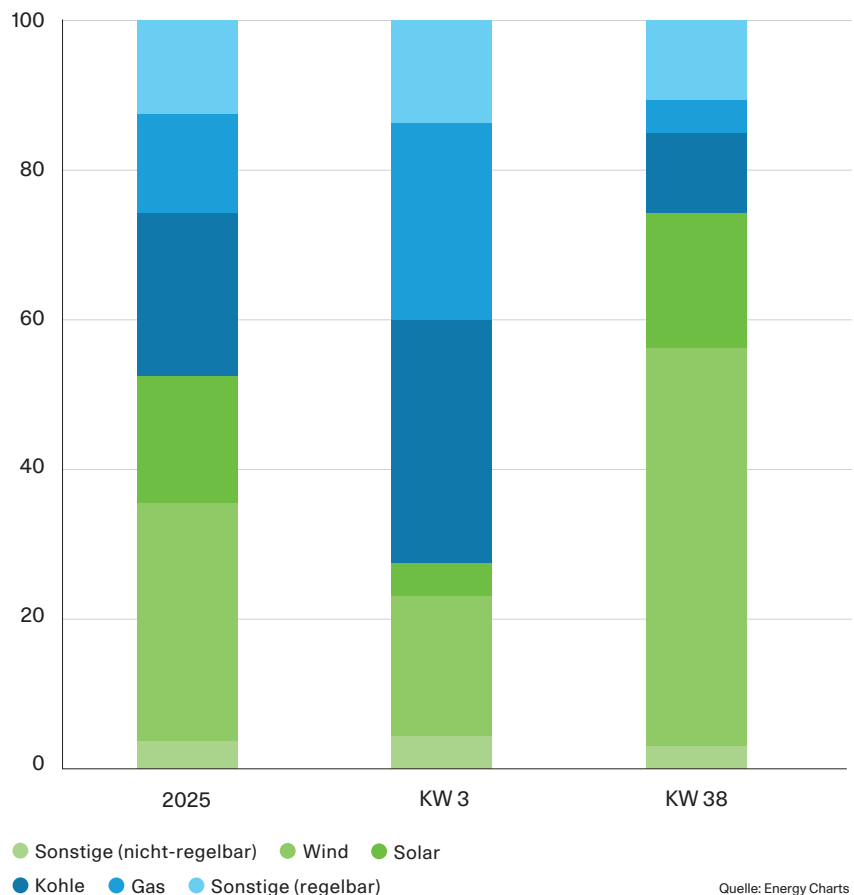
Gerade während sogenannter Dunkelflauten zeigt sich die Rolle steuerbarer Kraftwerke besonders deutlich. Während Wind- und Solarstrom im Jahresmittel 2025 zusammen rund 52 Prozent bereitstellen konnten, gibt es weiterhin Zeiträume mit deutlich geringerer Einspeisung. In der Kalenderwoche 3 mussten beispielsweise rund 72 Prozent der Stromerzeugung durch regelbare Kapazitäten wie Kohle- und Gaskraftwerke gedeckt werden. Hinge-

gen entfielen in der Kalenderwoche 38 rund 74 Prozent der Stromerzeugung auf nicht regelbare Erzeugung wie Wind- und Solarenergie. Für die Versorgungssicherheit ist daher entscheidend, wie viel gesicherte Leistung in kritischen Stunden tatsächlich abrufbar ist – nicht die installierte Nennleistung, welche theoretisch zur Verfügung steht.

Zusätzlicher Handlungsdruck entsteht durch den fortschreitenden

Vergleich Nettostromerzeugung 2025 mit einzelnen Kalenderwochen

in Prozent



Kohleausstieg. Mittelfristig fehlen dadurch in Deutschland über 30 Gigawatt gesicherte Erzeugungskapazitäten. Darauf weist auch die Bundesnetzagentur in ihrem Versorgungssicherheitsmonitoring 2025 hin und betont die Notwendigkeit zusätzlicher steuerbarer Kapazitäten, um die Stromversorgung langfristig abzusichern. Vor diesem Hintergrund muss die von der Bundesregierung angekündigte Kraftwerksstrategie zügig in konkrete Ausschreibungen und realisierbare Projekte überführt werden.

Parallel steigen die Anforderungen aus der Lastentwicklung. Die Spitzenlast lag im vergangenen Jahr am 14. Januar 2025 bei 75,8 Gigawatt. Mit zunehmender Elektrifizierung in Verkehr und Wärme ist perspektivisch mit höheren Lastspitzen zu rechnen. Das erhöht die Bedeutung flexibler, gesicherter Leistung sowie eines wirksamen Zusammenspiels aus Netzausbau, Speichern und Nachfrageflexibilität.

Mittelmäßige CO₂-Bilanz im internationalen Vergleich

Die Entwicklung im Stromsektor wirkt sich unmittelbar auf die Klima-

bilanz aus. In Phasen geringer erneuerbarer Erzeugung bestimmt der verbleibende fossile Kraftwerksmix die CO₂-Intensität des Stroms. Besonders die Kohleverstromung verschlechtert die Bilanz deutlich: Bei der Braunkohle- und Steinkohleverstromung werden 1.120 beziehungsweise 860 Gramm CO₂ je Kilowattstunde emittiert, während moderne Gaskraftwerke bei rund 392 Gramm CO₂ je Kilowattstunde liegen.

Die niedrigeren Emissionswerte von Gaskraftwerken ergeben sich aus der Kombination aus einem geringeren CO₂-Faktor des Brennstoffs und einem höheren Wirkungsgrad: Moderne Gaskraftwerke erreichen einen Brennstoffausnutzungsgrad von bis zu 57 Prozent – deutlich mehr als Stein- und Braunkohlekraftwerke mit 43 beziehungsweise 39 Prozent.

Auch im internationalen Vergleich bleibt die CO₂-Intensität des deutschen Strommixes relativ hoch. Unterschiede zwischen den Ländern ergeben sich dabei nicht nur durch das Ausbautempo erneuerbarer Energien, sondern auch aus der jeweiligen Kraftwerksstruktur: In einigen Staaten wird ein erheblicher

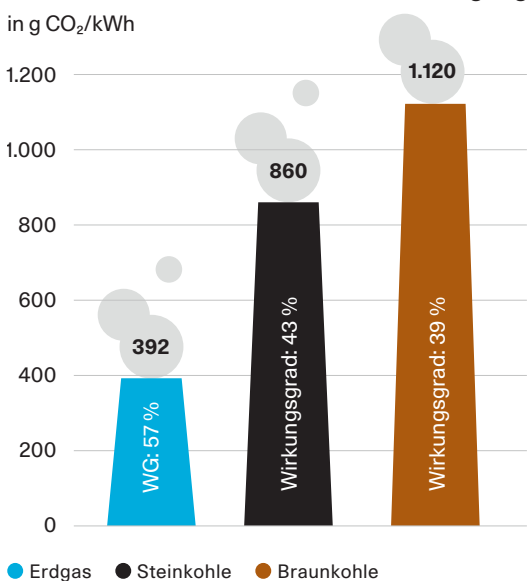
Teil der Stromerzeugung durch Kernenergie bereitgestellt, in anderen spielt Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine größere Rolle oder es wurden Kohlekapazitäten frühzeitig durch Gaskraftwerke ersetzt – Großbritannien ist dafür ein prominentes Beispiel.

344 g CO₂

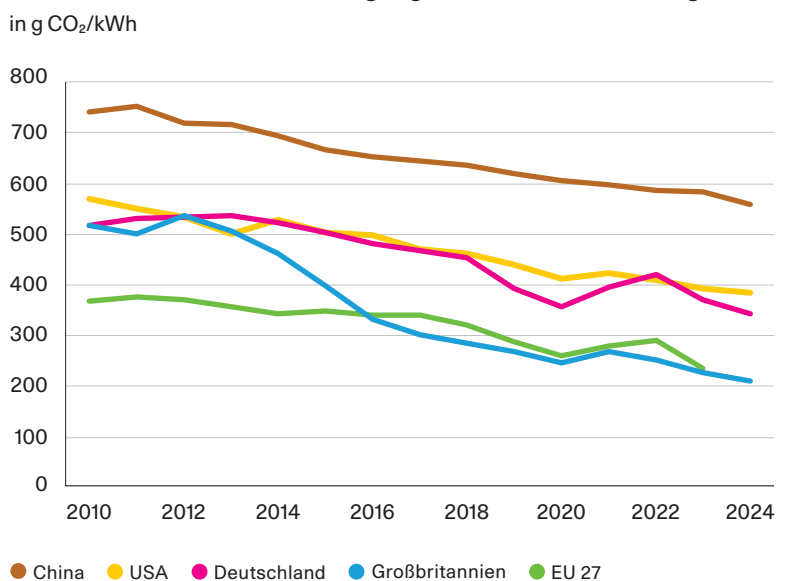
pro kWh verursacht
der deutsche
Strommix 2024

Für Deutschland bedeutet das: Der beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren bleibt zentral. Gleichzeitig sind zusätzliche, moderne und perspektivisch wasserstofffähige Gaskraftwerkskapazitäten ein wesentlicher Baustein, um Kohlekapazitäten zu ersetzen, Dunkelflauten abzusichern und die CO₂-Bilanz des Strommixes zu verbessern.

CO₂-Emissionsfaktoren der Stromerzeugung



CO₂-Intensität der Stromerzeugung im internationalen Vergleich



Industrielle Wertschöpfung: Erdgas als zentrale Energie- und Rohstoffbasis

Erdgas für Industrie unverzichtbar

Gase sind der mit Abstand wichtigste Energieträger für die deutsche Industrie. 44,4 Prozent der in der Industrie eingesetzten Energie entfallen auf gasförmige Energieträger – allen voran Erdgas, ergänzt durch Biomethan, Prozessgase, Wasserstoff und Flüssiggas. Deutlich dahinter folgen Strom mit rund 21 Prozent, Kohle mit 14 Prozent sowie Mineralöl mit 9,5 Prozent. Diese Struktur unterstreicht, dass industrielle Prozesse in Deutschland weiterhin in weiten Teilen auf Moleküle angewiesen sind.

Der Einsatz von Gasen konzentriert sich vor allem auf Hochtemperatur- und Prozesswärmeanwendungen, die für viele industrielle Produktionsverfahren unverzichtbar sind. In Branchen wie der Metall-, Glas-, Keramik-, Papier- oder Lebensmittelindustrie wird Gas genau dort eingesetzt, wo kontinuierlich hohe Temperaturen, Dampf oder präzise regelbare Wärme benötigt werden. Alternative Energieträger können diese Anforderungen bislang nur eingeschränkt oder mit erheblichen Mehrkosten erfüllen.

Neben der energetischen Nutzung spielt Erdgas eine zentrale Rolle als Grundstoff in der stofflichen Nutzung – insbesondere in der Chemieindustrie. Erdgas liefert dabei nicht nur Energie, sondern vor allem

Rund
1,8 Mio.
Industrie- und
Gewerbebetriebe
werden durch das
Gasverteilnetz
versorgt.

die Kohlenstoff- und Wasserstoffatome aus Methan (CH₄), die als Ausgangspunkt für zentrale Wertschöpfungsketten dienen. Daraus entstehen Grundchemikalien wie Ammoniak und Methanol sowie zahlreiche weitere Vorprodukte für Kunststoffe, Düngemittel und industrielle Zwischenprodukte.

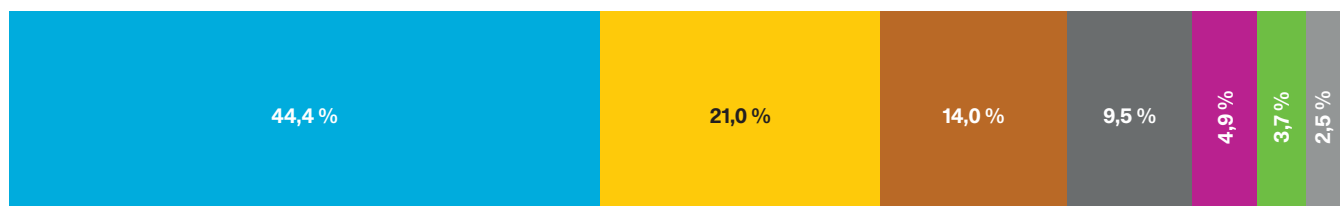
Die europäische Chemieindustrie deckt rund ein Drittel ihres Energieeinsatzes über Erdgas. Zugleich ist die stoffliche Nutzung von Erdgas eine sogenannte No-regret-Anwen-

dung: Dieser stoffliche Anteil lässt sich nicht einfach elektrifizieren, weil hier nicht Wärme ersetzt werden müsste, sondern der molekulare Rohstoff selbst. Ohne eine sichere und bezahlbare Gasversorgung fehlt der chemischen Grundstoffproduktion in Deutschland und Europa deshalb die Grundlage.

Eine zentrale Rolle spielen dabei die Gasverteilnetze. Rund 1,8 Millionen Industrie- und Gewerbebetriebe in Deutschland sind an sie angeschlossen. Sie sichern die flächendeckende Versorgung des industriellen Mittelstands ebenso wie großer Produktionsstandorte und sind zugleich Voraussetzung für den Einsatz klimaneutraler Gase wie Biomethan.

Das betrifft nicht nur die Großindustrie: Auch Bäckereien, Brauereien, metallverarbeitende Betriebe oder die Lebensmittelproduktion sind auf Prozesswärme und Dampf angewiesen, damit die Produktion zuverlässig funktioniert. Der Erhalt und die Weiterentwicklung der Gasverteilnetze sind damit eine grundlegende Voraussetzung für industrielle Wertschöpfung und eine erfolgreiche Transformation in Richtung Klimaneutralität.

Energieverwendung in der Industrie nach Energieträgern 2024

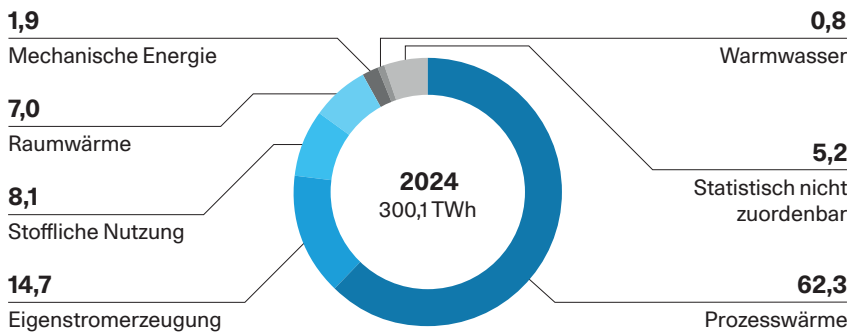


● Gase inkl. Biomethan, Erdölgas ● Stromverbrauch ● Kohle
● Mineralöl ● Wärme ● Erneuerbare Energien ● Sonstige

Quelle: Statistisches Bundesamt

Erdgasverbrauch der Industrie 2024

in Prozent



Quelle: Eigene Berechnungen nach Statistischem Bundesamt und AG Energiebilanzen

Industriestandort unter Druck

Gleichzeitig steht die deutsche Industrie seit Jahren unter erheblichem Druck. Der Produktionsindex in den energieintensiven Industriezweigen liegt weiterhin deutlich unter dem Vorkrisenniveau. Hohe Energiepreise, regulatorische Belastungen, steigende Bürokratie sowie Unsicherheiten bei zukünftigen Rahmenbedingungen haben die Produktionskosten für Unternehmen in Deutschland spürbar erhöht und die internationale Wettbewerbsfähigkeit geschwächt.

Die Folgen reichen dabei weit über einzelne Branchen hinaus. Energie-

intensive Grundstoffindustrien stehen am Anfang zahlreicher industrieller Wertschöpfungsketten. Wenn Produktionskapazitäten reduziert, Anlagen stillgelegt oder Investitionen verschoben werden, trifft dies auch nachgelagerte Bereiche – vom Maschinenbau über das Baugewerbe bis hin zum industriellen Mittelstand.

Zugleich steigt das Risiko von Carbon Leakage: Produktionsverlagerungen in Regionen mit geringeren Umwelt- und Klimastandards schwächen nicht nur den Standort, sondern konterkarieren auch klimapolitische Ziele. Fehlende Planungssicherheit bei Energie- und Infra-

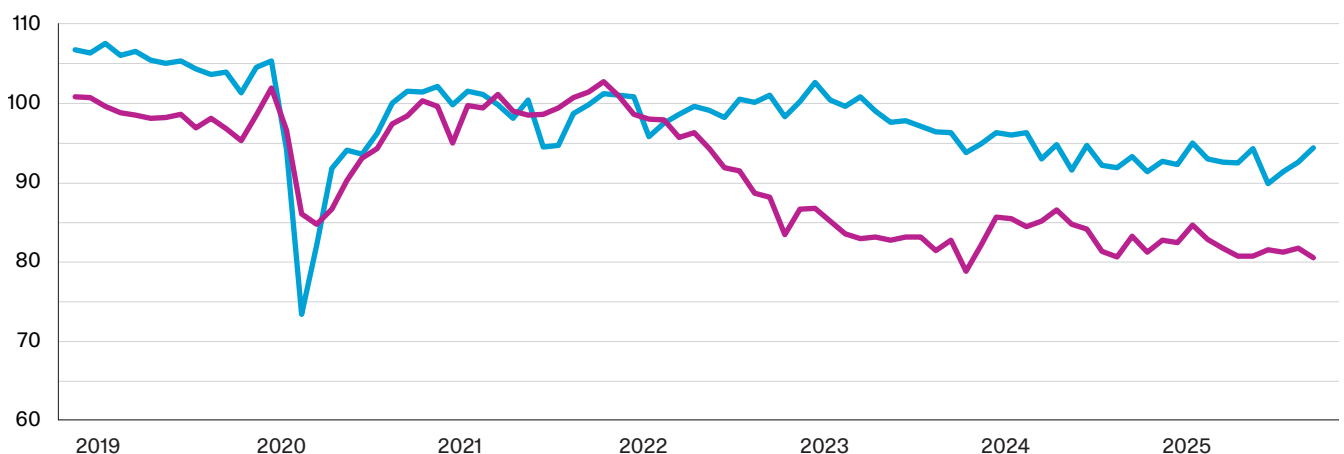
strukturfragen wirkt dabei wie eine Investitionsbremse. Ohne verlässliche Perspektiven für wettbewerbsfähige Energieversorgung werden notwendige Transformationsinvestitionen zurückgestellt oder außerhalb Europas getätigt.

Besonders energieintensive Branchen wie Chemie, Stahl und weitere Grundstoffindustrien geraten zunehmend ins Hintertreffen. Nach Angaben des Verbandes der Europäischen chemischen Industrie (Cefic) liegt die Kapazitätsauslastung der Chemieindustrie in der EU 2025 bei lediglich 74 Prozent und damit deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt von über 80 Prozent. Die niedrige Auslastung ist damit ein sichtbares Symptom des Standortdrucks – und verschärft ihn zusätzlich, weil Fixkosten auf weniger Produktion verteilt werden und Investitionen ausbleiben.

Fest steht: Ohne Gase keine industrielle Wertschöpfung in Deutschland – und ohne industrielle Wertschöpfung kein nachhaltiges Wirtschaftswachstum. Eine sichere und perspektivisch klimaneutrale Gasversorgung bleibt daher eine unverzichtbare Grundlage für den Industriestandort Deutschland.

Produktionsentwicklung in energieintensiven Industriezweigen

Basisjahr 2021 = 100



● Produktionsindex Industrie (Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau)
● Produktionsindex energieintensive Industriezweige

Quelle: Statistisches Bundesamt

Erdgas ist das Rückgrat der Wärmeversorgung

Erdgas prägt weiterhin Wohnungsbestand

Erdgas bleibt auch im Jahr 2025 der wichtigste Energieträger für die Wärmeversorgung in Deutschland. 56,2 Prozent der Wohneinheiten werden aktuell mit Erdgas beheizt. Die langfristige Entwicklung seit dem Jahr 2000 zeigt dabei ein klares und konsistentes Muster: Der Anteil von Erdgas an der Wärmeversorgung ist kontinuierlich gestiegen – von 41,5 Prozent im Jahr 2000 auf heute über 56 Prozent. Parallel dazu ist der Anteil von Heizöl deutlich zurückgegangen, von 32,3 Prozent auf nur noch 17,3 Prozent.

Diese Verschiebung im Wärmemarkt wurde maßgeblich durch die flächendeckend gute Gasinfrastruktur sowie durch niedrige Modernisierungskosten getragen. Der Umstieg von Öl auf Gas ermöglichte spürbare CO₂-Minderungen und Effizienzgewinne, ohne tiefgreifende Eingriffe in Gebäude oder Wärmeverteilungs-

systeme. Erdgas hat sich damit als verlässlicher Energieträger im Gebäudebestand etabliert. Zugleich bleibt der Wärmemarkt stark vom Bestand geprägt: Heizsysteme werden über Jahrzehnte genutzt, Veränderungen erfolgen entsprechend langsam.

Neben Erdgas behält die Fernwärme ihre Bedeutung. Ihr Anteil am Wohnungsbestand stieg von 14,2 Prozent im Jahr 2000 auf 15,5 Prozent im Jahr 2025. Die Entwicklung verläuft aufgrund der hohen Investitionskosten zwar moderat, aber kontinuierlich und mit wachsender Bedeutung im städtischen Raum. Gas ist auch hier der zentrale Baustein: Denn rund 50 Prozent der eingesetzten Energie für die Erzeugung von Fernwärme stammen aus Erdgas.

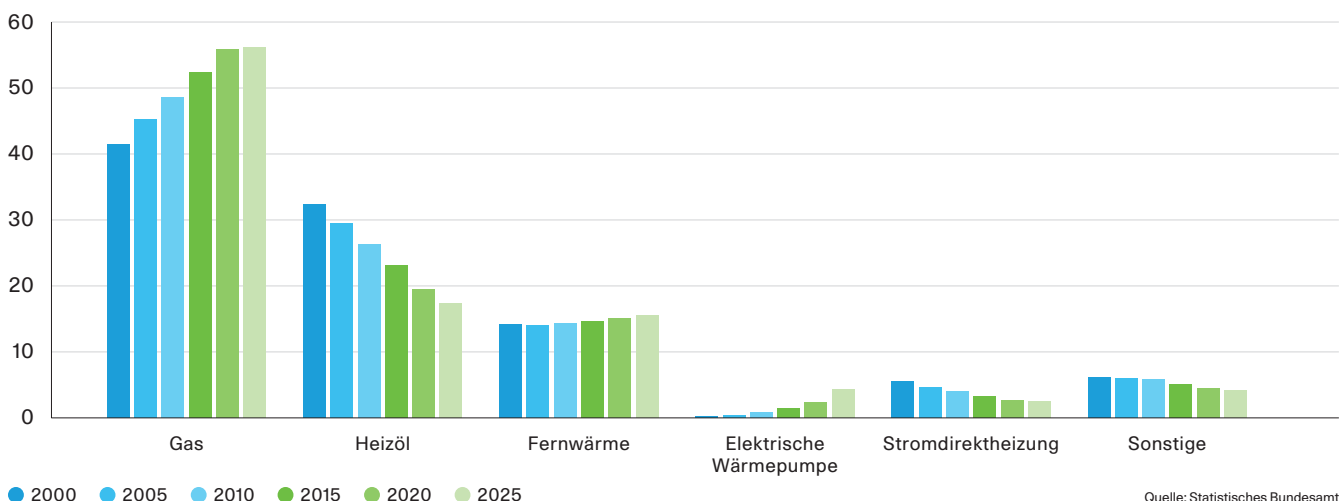
Gasbasierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sichern eine effiziente, flexible und verlässliche Wärmeversorgung – insbesondere in dicht besiedelten urbanen Räumen und bei

hoher gleichzeitiger Nachfrage. Sie koppeln Strom- und Wärmeerzeugung und erhöhen damit die Brennstoffausnutzung gegenüber getrennter Erzeugung. Weitere Anteile bei der Erzeugung von Fernwärme entfallen auf erneuerbare Energien (19,5 Prozent) sowie auf Kohle (12 Prozent). Diese Verteilung verdeutlicht, dass auch die Dekarbonisierung von Wärmenetzen ein schrittweiser Prozess ist, der sowohl die Netzinfrastruktur als auch die Erzeugung betrifft.

Demgegenüber bleibt der Beitrag von Stromheizungen und Wärmepumpen im Gebäudebestand weiterhin gering. Während beide Technologien im Jahr 2000 zusammen 5,8 Prozent ausmachten, liegt ihr gemeinsamer Anteil 2025 bei lediglich 6,8 Prozent. Das zeigt, wie langsam sich die Heizungsstruktur im Bestand verändert – und wie wichtig ein kontinuierlicher Heizungsaustausch im Bestand ist, um Effizienzgewinne, Emissionsminderungen und technologische Erneuerung in die Breite zu tragen.

Beheizungsstruktur Wohnungsbestand 2000 - 2025

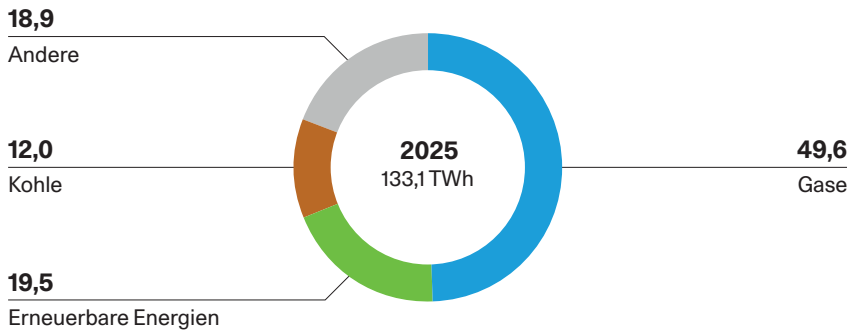
43,6 Mio. Wohneinheiten, in Prozent



Quelle: Statistisches Bundesamt

Einsatz von Energieträgern zur Fernwärmeerzeugung

in Prozent



Quelle: BDEW

Heizungsmarkt unter Druck

Diese geringe Dynamik zeigt sich vor allem bei der Marktentwicklung der Wärmerezeuger. In den Jahren 2015 bis 2021 wurden im langjährigen Durchschnitt zwischen 700.000 und 900.000 Heizungen pro Jahr installiert. Der Heizungstausch bleibt damit zu niedrig, um den Bestand in der Breite zügig zu erneuern. Bei einem Bestand von rund 21 Millionen Heizgeräten und einem jährlichen Austausch von etwa einer Million

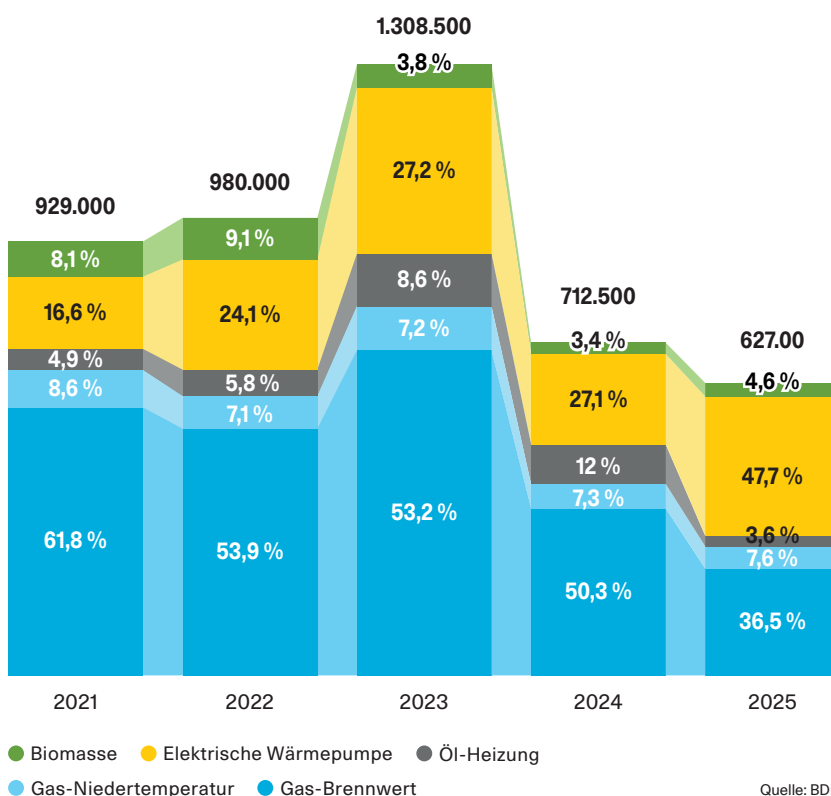
Anlagen ergibt sich rechnerisch ein vollständiger Erneuerungszyklus von rund 21 Jahren.

Die intensive Debatte um das Gebäudeenergiegesetz führte zunächst zu einem starken Vorzieheffekt im Jahr 2023, in dem mit über 1,3 Millionen verkauften Heizungen ein historischer Höchstwert erreicht wurde. Viele Haushalte und Gebäudeeigentümer investierten vorzeitig, um geplanten Änderungen zuvorzukommen. Seitdem befindet sich der

Markt jedoch in einem ausgeprägten Abschwung. 2024 und 2025 zählen zu den schwächsten Jahren der vergangenen Dekade. Im Jahr 2025 wurden insgesamt lediglich 627.000 Heizgeräte verkauft – ein Rückgang um 12 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Der Markt bleibt damit deutlich unter dem langjährigen Niveau und setzt den Negativtrend nach dem Rekordjahr 2023 fort. Die Zahlen belegen, dass viele Investitionsentscheidungen im Gebäudebestand aufgeschoben werden, obwohl der Sanierungs- und Modernisierungsbedarf hoch bleibt.

Der Blick auf die eingesetzten Technologien zeigt ein erfreuliches Wachstum bei Wärmepumpen. Erstmals liegen diese vorn und erreichen 47,7 Prozent der Verkäufe. Dahinter folgen Erdgasheizungen mit 44,1 Prozent. Moderne Gas-Brennwertheizungen überzeugen durch hohe Effizienz, vergleichsweise geringe spezifische Emissionen sowie durch ihre breite Einsetzbarkeit im Bestand – auch ohne tiefgreifende Eingriffe in die Gebäudehülle oder das Wärmeverteilsystem. Zudem sind sie in vielen Fällen ein pragmatischer Ersatz bei dringend nötigen Heizungstauschen.

Installierte Heizungen in Deutschland 2021 - 2025



Quelle: BDH

Durch die Entwicklung der vergangenen beiden Jahre bleibt ein erhebliches CO₂-Einsparpotenzial ungenutzt, weil viele Investitionsentscheidungen im Gebäudebestand vertagt werden. Die Unsicherheit bei Eigentümern ist groß – viele warten ab, um nicht in wenigen Jahren erneut investieren zu müssen. Unklare Perspektiven zur kommunalen Wärmeplanung, Diskussionen über die künftige Rolle von Gasnetzen sowie wechselnde Erwartungen an Förderung und Technologievorgaben verstärken die Zurückhaltung. Das bremst den Heizungstausch und verzögert Effizienzgewinne und Emissionsminderungen, die mit moderner Heiztechnik bereits heute erreichbar wären.

Biomethan braucht Verlässlichkeit und Perspektive

Biogas sichert Flexibilität im Energiesystem

Die Erzeugung von Biogas in Deutschland ist weit mehr als ein Beitrag zur erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung. Sie stärkt die regionale Wertschöpfung, sichert Einkommen im ländlichen Raum und erhöht zugleich die Resilienz des Energiesystems. Biogasanlagen erzeugen Energie dort, wo Rohstoffe anfallen – dezentral, planbar und grundsätzlich unabhängig von Wetter und Tageszeit.

Anders als Wind- und Solarenergie ist Biogas speicherbar und bedarfsgerecht einsetzbar. Gerade in einem Energiesystem mit wachsendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien kommt dieser Eigenschaft eine zentrale Bedeutung zu: Biogas kann die Stromerzeugung kurzfristig anpassen und so in Phasen geringer Wind- und Solarleistung zur Stabilisierung beitragen.

Aktuell sind in Deutschland rund 10.000 Biogasanlagen in Betrieb. Sie verfügen über eine installierte elektrische Leistung von etwa 6.000 Megawatt und bilden damit eine tragende Säule der erneuerbaren Energieerzeugung. Viele dieser Anlagen sind zudem fest in lokale Stoffkreisläufe eingebunden – von landwirtschaftlichen Reststoffen über Bioabfälle bis zur Nutzung des Gärrests als Dünger. Ein großer Teil des Anlagenbestands wurde in den 2000er- und frühen 2010er-Jahren errichtet und erreicht in den kommenden Jahren das Ende der EEG-Förderung.

Ein erheblicher Teil des Anlagenbestands erreicht jedoch in den kom-

menden Jahren das Ende der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Ohne tragfähige Anschlussverwendung drohen Stilllegungen oder ein wirtschaftlich riskanter Weiterbetrieb – mit negativen Folgen für Versorgungssicherheit, Klimaschutz und regionale Wertschöpfung.

In Deutschland gibt es rund

10.000

Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von ca.

6.000 MW.

Um Biogas langfristig im Energiesystem zu halten, reicht es nicht aus, die bestehende Stromerzeugung fortzuschreiben. Statt Biogas auch in Zukunft ausschließlich in der direkten Verstromung einzusetzen, braucht es zusätzliche Anreize und verlässliche Absatzmärkte für Biomethan.

Denn im Gegensatz zu Biogas kann aufbereitetes Biomethan die bestehende Gasinfrastruktur nutzen, überregional bereitgestellt und in unterschiedlichen Sektoren eingesetzt werden. Nur so lassen sich die vorhandenen Potenziale effizient erschließen, neue Erlösmodelle eröffnen und eine belastbare wirtschaftliche Perspektive für Anlagenbetreiber – insbesondere im ländlichen Raum – schaffen.

Biomethan als kurzfristige Lösung für Verkehr, Gebäude und Stromversorgung

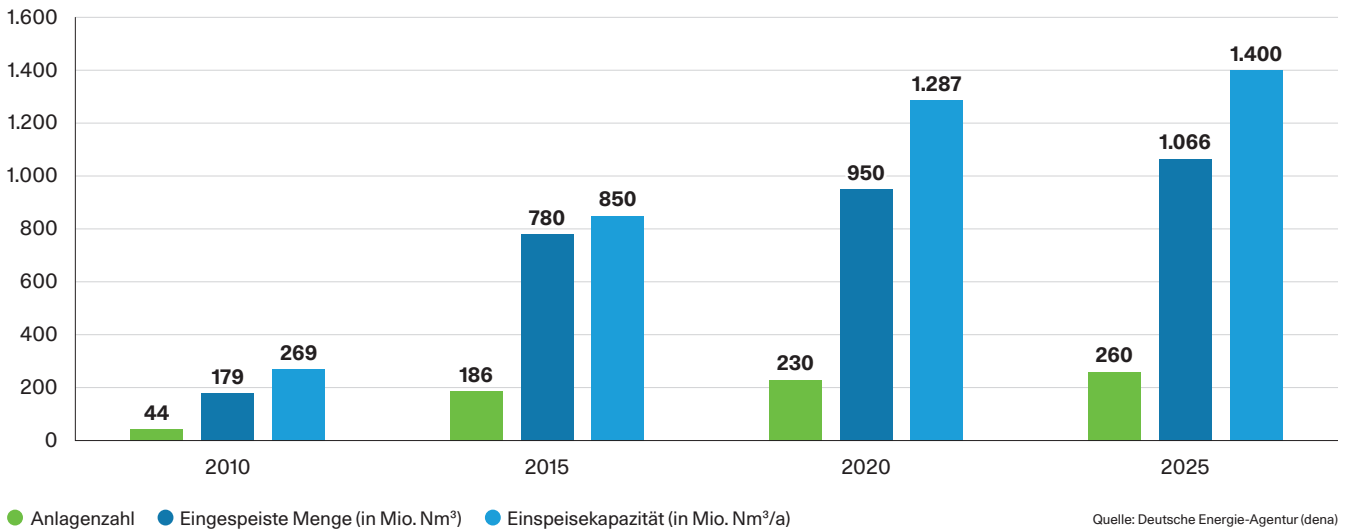
Biomethan eröffnet genau diese Perspektive. Es wird heute bereits vor allem in Blockheizkraftwerken zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, gewinnt aber zunehmend auch als Kraftstoff im Schwerlastverkehr sowie als klimaneutraler Energieträger im Wärmemarkt an Bedeutung. In Deutschland gibt es aktuell rund 260 Anlagen zur Biomethanaufbereitung. Sie speisten im Jahr 2025 rund 11,5 Terawattstunden Biomethan in das Erdgasnetz ein.

Biomethan ist ein elementarer Lösungsbaustein für die Transformation des Energiesystems: Es nutzt die bestehende Gasinfrastruktur, wirkt sektorenübergreifend in Strom, Wärme, Verkehr und Industrie und lässt sich vergleichsweise schnell skalieren. Gleichzeitig eröffnet es eine Brücke zur Wasserstoffwirtschaft – etwa über die Methanisierung mit biogenem CO₂ oder die stoffliche Nutzung in der Chemie, beispielsweise zur Herstellung von grünem Methanol.

Biomethan ist dabei kein Nischenthema, sondern ein breiter europäischer Trend. In der Europäischen Union hat sich die Biomethanproduktion in den vergangenen Jahren dynamisch entwickelt. Im Jahr 2023 wurden EU-weit rund 4,9 Milliarden Kubikmeter Biomethan erzeugt. Die Europäische Kommission geht davon aus, dass dieses Volumen bis 2030 auf rund 35 Milliarden Kubikmeter anwachsen kann. Zahlreiche Mitgliedstaaten – darunter Frankreich, Dänemark, Italien und die

Entwicklung Biomethan – Anlagen und Einspeisung

Angaben auf Brennwertbasis (Hs)



Niederlande – treiben den Ausbau gezielt voran und integrieren Biome- than systematisch in ihre Energie-, Klima- und Industriestrategien.

Mit dem Ausbau der Biomethanpro- duktion entsteht in Europa ein zu- nehmend integrierter Markt. Grenzüberschreitender Handel, gemein- same Nachhaltigkeitsstandards und die Nutzung bestehender Gasinfra- strukturen machen es möglich, Bio- methan flexibel dorthin zu lenken, wo es systemisch den größten Nut- zen stiftet – etwa als gesicherter Beitrag in der Stromerzeugung, als erneuerbarer Energieträger im Wär- memarkt oder als Molekül für indus- trielle Anwendungen. Gleichzeitig eröffnet die Kopplung mit Wasser- stoff- und CO₂-Kreisläufen neue Perspektiven, etwa für die Erzeu- gung von synthetischem Methan oder Methanol.

Vor diesem Hintergrund wird deut- lich: Biomethan entwickelt sich euro- paweit zu einem tragenden Baustein eines klimaneutralen, resilienten Energiesystems. Für Deutschland bedeutet das, die bestehenden Bio- gas- und Biomethanpotenziale kon- sequent als Teil eines wachsenden, sektorübergreifenden Gasmarktes weiterzuentwickeln.

Marktdynamik: Kapitalinteresse wächst

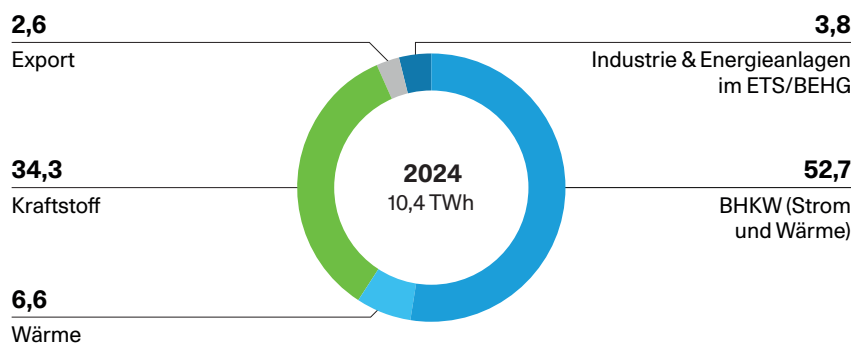
Parallel zur energiewirtschaftlichen Bedeutung zeichnet sich im Bio- methanmarkt eine neue Dynamik ab. Entlang der Wertschöpfungsket- te – von Anlagenbetrieb und Effizi- enzsteigerung über Aufbereitung bis zur Vermarktung – steigt das Interes- se von Investoren und strategischen Akteuren.

Biomethan wird zunehmend als ska- lierbares, netzfähiges erneuerbares Molekül wahrgenommen, das kurz- fristig Wirkung in mehreren Sektoren entfalten kann.

Gleichzeitig war das Marktumfeld in den vergangenen Jahren durch hohe Unsicherheiten geprägt – insbeson- dere durch stark schwankende Erlö- se im Verkehrssegment und eine ins- gesamt volatile Preisbildung bei Kli- maschutzinstrumenten. Auffällig ist jedoch: Dort, wo belastbare Nach- weisführung, langfristige Abnahme- beziehungen und robuste Erlösmo- delle zusammenkommen, werden Projekte weiterentwickelt und Port- folios konsolidiert. Der Markt beginnt sich damit stärker zu professionali- sieren – und sendet Signale, dass Biomethan trotz kurzfristiger Turbu- lenzen als Zukunftsbaustein im Ener- giesystem gesehen wird.

Verwendung von Biomethan nach Sektoren

in Prozent



Quelle: Deutsche Energie-Agentur (dena)

Der Wasserstoffhochlauf wartet auf verlässliche Regeln

Wasserstoffhochlauf stockt

Der Wasserstoffhochlauf in Deutschland ist im Jahr 2025 spürbar ins Stocken geraten. Während im Vorjahr noch Elektrolyseprojekte mit einer geplanten Leistung von rund 11,3 Gigawatt bis 2030 angekündigt waren, ist diese Zahl deutlich gesunken. Aktuell belaufen sich die konkret geplanten Elektrolysekapazitäten auf rund 7,2 Gigawatt. Zahlreiche Vorhaben wurden verschoben oder aufgegeben. Damit rückt das Ausbauziel weiter in die Ferne.

Die Gründe sind klar: Zentrale Hemmnisse bleiben hohe Strompreise sowie fehlende Mechanismen zur Senkung der Produktionskosten für grünen Wasserstoff. Trotz Förderprogrammen fehlt häufig ein tragfähiges Geschäftsmodell. Hohe Investitionskosten treffen auf eine geringe Zahlungsbereitschaft, da fossile Alternativen vielfach günstiger sind. Hinzu kommen regulatorische Unsicherheiten, etwa bei Netzentgelten,

Förderbedingungen und der langfristigen Ausgestaltung des Marktrahmens.

Ohne verlässliche Rahmenbedingungen wird der Hochlauf nicht gelingen. Der Markt steht weiterhin vor einem Henne-Ei-Problem: Angebot, Nachfrage und Infrastruktur müssen parallel entstehen. Dafür braucht es politische Unterstützung – etwa über langfristige Abnahmepreise, wettbewerbsfähige Strompreise und bessere Koordination.

Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur zeigt zudem: Engpassmanagement und Verlustenergie im Stromsystem nehmen zu. Damit wächst der Bedarf an flexiblen, netzdienlichen Verbrauchern, die Überschüsse aufnehmen und Engpässe entlasten. Elektrolyseure können hier einen Beitrag leisten – vorausgesetzt, sie werden marktlich und regulatorisch so eingebunden, dass ihr flexibler Betrieb wirtschaftlich möglich ist.

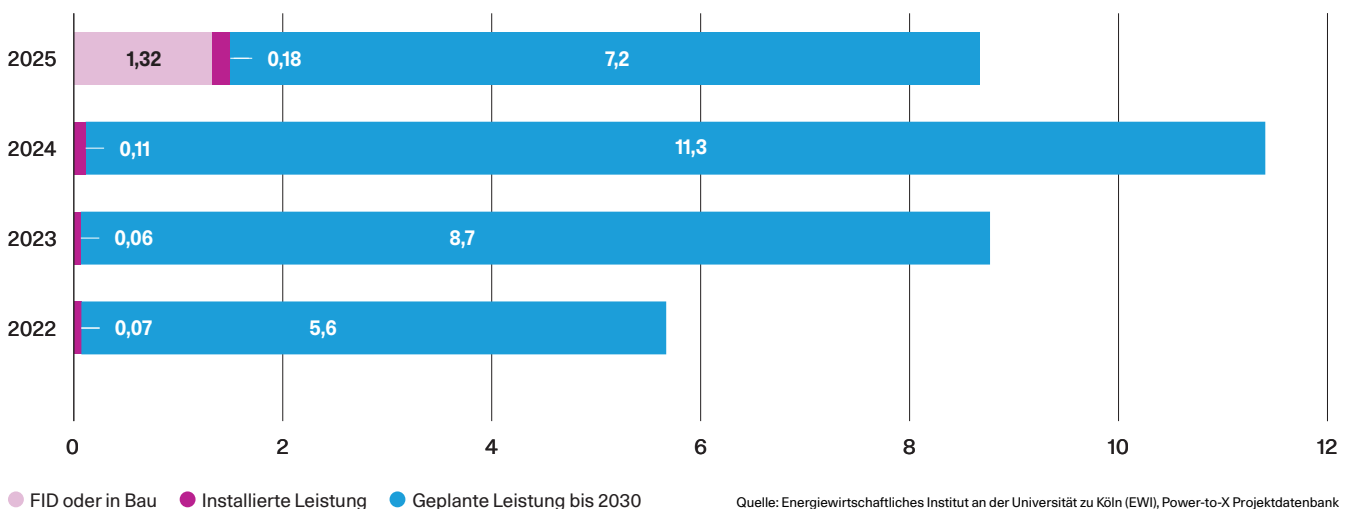
Schneller Ausbau des Kernnetzes entscheidend

Beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur wurden 2025 wichtige erste Schritte gemacht. Mit dem Start der Umsetzung des Wasserstoff-Kernnetzes wurden erstmals konkrete Leitungsprojekte realisiert, überwiegend durch die Umstellung bestehender Erdgasleitungen. Insgesamt wurden rund 525 Kilometer Wasserstoffleitungen realisiert, davon etwa 507 Kilometer durch die Umstellung bestehender Erdgasleitungen. Diese frühen Umsetzungen markieren den Übergang von der Planungs- in die Realisierungsphase und sind ein zentrales Signal für den Markt.

Ergänzend rückt zunehmend auch die Frage nach Wasserstoffspeichern in den Fokus. Sie sind entscheidend, um Angebot und Nachfrage zeitlich auszugleichen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten – insbesondere bei einer stark schwankenden erneuerbaren Stromerzeugung.

Leistung von Elektrolyseuren in Deutschland

in GW



Bio-LNG erreicht nahezu 100 Prozent Marktanteil

LNG-Lkw 2025 durchweg klimaneutral unterwegs

In keinem anderen Sektor sind echte Fortschritte beim Klimaschutz so dringend notwendig wie im Verkehr. Während Industrie, Energiewirtschaft und Gebäude ihre Treibhausgasemissionen seit 1990 teils deutlich senken konnten, sind die Emissionen im Verkehrssektor nur marginal zurückgegangen – von 163 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten im Jahr 1990 auf rund 143 Mio. Tonnen im Jahr 2024. Das entspricht einem Rückgang von weniger als einem halben Prozent pro Jahr.

Besonders problematisch ist dabei der schwere Straßengüterverkehr: Trotz Effizienzgewinnen und technischer Weiterentwicklungen sind die Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge in den vergangenen Jahrzehnten nicht gesunken, sondern infolge wachsender Transportleistungen sogar gestiegen.

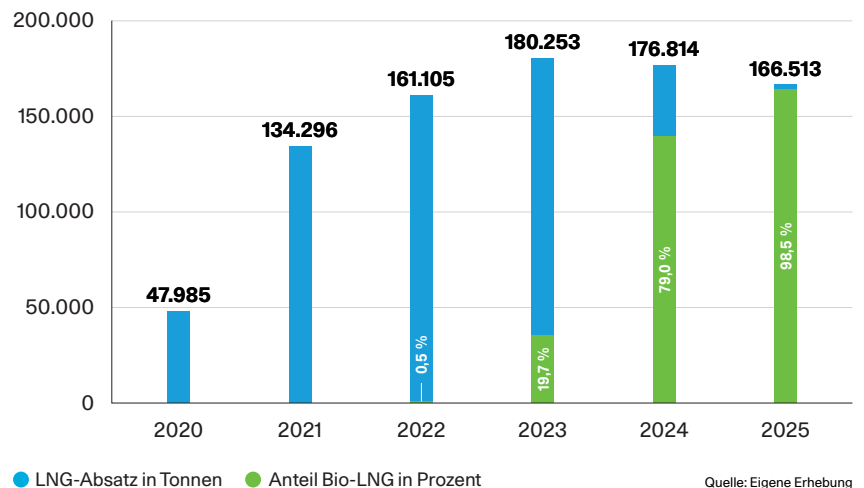
Gleichzeitig steht mit Bio-LNG – also verflüssigtem Biomethan – bereits heute eine erprobte und kostengünstige Klimaschutzoption zur Verfügung. Besonders stark ist die Klimawirkung von Bio-LNG auf Basis von Gülle, Mist und Klärschlamm: Für diese Reststoffe wird in den europäischen Standardwerten ein negativer Emissionsfaktor von $-100 \text{ g CO}_2\text{eq/MJ}$

Über

199

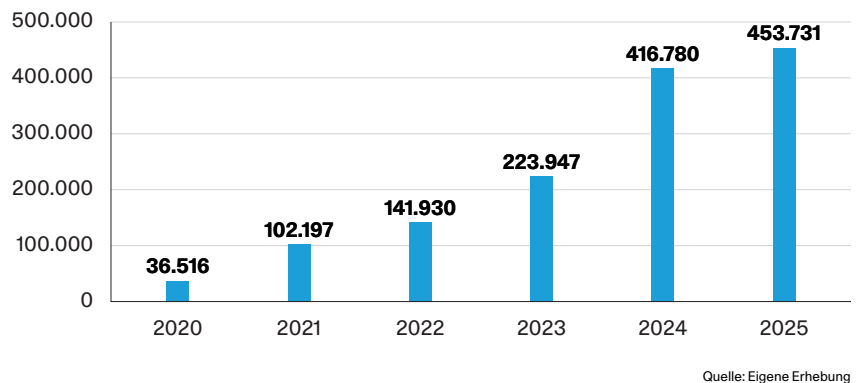
LNG-Tankstellen gibt es aktuell in Deutschland.

LNG-Absatz an deutschen Tankstellen



THG-Einsparung ggü. Diesel

in t CO₂-Äquivalente



angesetzt. Der Grund ist, dass die Vergärung und Nutzung dieser Stoffe Methanemissionen aus Lagerung und Behandlung vermeidet.

Der Klimabeitrag von LNG im Schwerlastverkehr hat sich dabei in kurzer Zeit deutlich erhöht. Der regenerative Anteil am LNG-Absatz stieg von rund 17 Prozent im Jahr 2023 auf etwa 75 Prozent im Jahr 2024 und erreichte 2025 erstmals nahezu 100 Prozent. Entsprechend sind die THG-Einsparungen gegenüber fossilem Diesel stark gewachsen: Allein im

Jahr 2025 konnten durch den Einsatz von Bio-LNG über 450.000 Tonnen CO₂ eingespart werden.

Im Jahr 2025 verfügte Deutschland zudem über 199 LNG-Tankstellen und damit über eine flächendeckende Versorgungsinfrastruktur. An diesen Stationen wurden rund 167.000 Tonnen LNG getankt. Damit zeigt sich: Kurzfristig wirksamer Klimaschutz im Schwerlastverkehr ist bereits heute möglich – wenn marktreife Lösungen konsequent genutzt werden.

Energien sicher transformieren.

Herausgeber

DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e.V.
Neustädtische Kirchstraße 8
10117 Berlin

T +49 30 4606015-0
E-Mail: office@gas-h2.de
Web: www.gas-h2.de

Stand

Februar 2026

Foto

Titel: SKW Piesteritz

Als Stimme der Branche bündelt der Verband DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e. V. die Interessen seiner Mitglieder und setzt sich dafür ein, dass die Potenziale von Wasserstoff und seiner Derivate sowie Biogas und Erdgas inklusive der dazugehörigen Infrastruktur genutzt werden. Zudem informiert er über die Chancen, die gasförmige Energieträger für ein klimaneutrales als auch resilientes Energiesystem bieten, und treibt die Transformation der Branche hin zu neuen Gasen voran. Der Verband wird von führenden Unternehmen der Energiewirtschaft getragen und umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von Produktion, Transport, Verteilung bis hin zu Handel, Vertrieb und Anwendungen. Weitere Branchenverbände und Industrieunternehmen unterstützen ihn als Partner.