

# Erdgas in Deutschland: Vom Auslaufmodell zum Dauerbrenner?

Thomas Vahlenkamp, Sebastian Overlack, Fridolin Pflugmann, Thorben Ipers, Leonard Hanschur, Emil Hosius und Christian Kauth

*Um das Ziel der Treibhausgasneutralität 2045 zu erreichen, soll der Erdgasverbrauch bis zum Ende dieses Jahrzehnts um 10 bis 25 % sinken – so sagt es der Netzentwicklungsplan, der auf Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz beruht. Aktuelle McKinsey-Analysen zeigen: So schnell wird es nicht gehen. Der Gasbedarf in Haushalten und Gewerbe, Industrie und Kraftwerken verringert sich bis 2030 kaum. Im Anschluss daran präsentieren die Autoren die neuesten Ergebnisse im Energiewende-Index.*

Auf dem Weg zur Klimaneutralität stand neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bisher vor allem die Reduktion der Nutzung von Kohle im Fokus. Mit den Fahrplänen für den Kohleausstieg rücken nun Öl und Gas verstärkt ins Blickfeld. Insbesondere Erdgas wurde im öffentlichen Diskurs lange als Brückentechnologie angesehen. Doch nun soll auch der Gasverbrauch deutlich gedrosselt werden: von aktuell rund 740 TWh pro Jahr auf 550 bis 650 TWh im Jahr 2030. Bis 2037 sollen es sogar nur noch 270 bis 330 TWh und 2045 schließlich 0 TWh sein. Dies sieht der Netzentwicklungsplan (NEP) vor, basierend auf drei Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

## Entwicklung des Erdgasverbrauchs bis 2030

In den letzten Jahren stellte Erdgas einen wichtigen Bestandteil des Energiesystems dar. Der Anteil am Primärenergieverbrauch stieg von rund 15 % Anfang der 1990er Jahre auf fast 25 % im Jahr 2023. Wie realistisch ist angesichts des steigenden Strombedarfs bei gleichzeitigem Ausstieg aus Kohle und Atomstrom der geplante Rückzug von Erdgas als Energieträger? Die Transportnetzbetreiber selbst haben hierzu ein zusätzliches, aus den bedarfsorientierten Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber abgeleitetes Szenario entworfen: Statt der vom BMWK prognostizierten 550 bis 650 TWh gehen sie von mehr als 700 TWh Erdgasverbrauch im Jahr 2030 aus.

Die Analysen von McKinsey stützen die Annahmen der Netzbetreiber. Für 2030 erwarten wir einen nur geringfügig geringeren Erdgasbedarf von 690 bis 720 TWh. Das



Um seine Energieversorgung zu sichern, wird Deutschland aller Voraussicht nach länger als erwartet auf Erdgas angewiesen sein  
Bild: Adobe Stock

belegen unsere nachfolgenden Berechnungen entlang der drei Verbrauchssektoren Haushalte und Gewerbe (45 % Anteil am Gasverbrauch), Industrie (30 %) und Kraftwerke (25 %).

### Haushalte und Gewerbe: Schleppender Ausbau alternativer Heiztechnologien

2023 betrug der Erdgasbedarf von Haushalten und Gewerbe etwa 330 TWh. Davon entfielen ungefähr 230 TWh auf die fast 20 Mio. Wohnungen in Deutschland, die mit Gas beheizt werden – knapp die Hälfte aller Haushalte im Land. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) verbrauchten rund 100 TWh, die ebenfalls überwiegend für Raumwärme und Warmwasser genutzt wurden. Nach dem Gebäudeenergiegesetz dürfen künftig in beiden Sektoren Heizungen nur neu installiert werden, wenn sie zu mindestens 65 % klimafreundliche Brennstoffe einsetzen. Letztere sind jedoch bisher nur begrenzt verfügbar und teuer, wes-

wegen im Wesentlichen der Einsatz von Wärmepumpen und der Anschluss an Fernwärmenetze angestrebt wird. Der zukünftige Erdgasbedarf dürfte daher vor allem vom Wechsel zu Wärmepumpen und Fernwärme sowie von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bestimmt sein.

**Wärmepumpen.** Mit Inkrafttreten des Heizungsgesetzes hat die Bundesregierung das Ziel ausgegeben, jährlich 500.000 Wärmepumpen zu installieren. Die reale Absatzentwicklung ist davon weit entfernt: Wurden im Jahr 2023 noch etwa 356.000 Geräte verkauft, waren es 2024 nach Angaben des Bundesverbands Wärmepumpe (BWP) nur noch 193.000. Sollte sich der zuletzt beobachtete starke Anstieg der Förderanträge für Wärmepumpen (34.000 im Dezember gegenüber 12.500 im Jahresdurchschnitt) in dieser Größenordnung fortsetzen, könnten zwar bis zu 400.000 Geräte pro Jahr verbaut werden. Doch auch dies wird nicht genügen, um das Ziel von 6 Mio.

installierten Wärmepumpen bis 2030 zu erreichen: Hierzu müssten etwa 750.000 Geräte pro Jahr in Betrieb genommen werden – fast viermal mehr als im Jahr 2024.

Im Neubau wiederum ersetzen Wärmepumpen bereits zunehmend Erdgasheizungen: Bei den 2023 genehmigten Wohngebäuden betrug der Anteil von Erdgasheizungen nur noch 7,7 %, während der Anteil der Wärmepumpen bei 76,3 % lag. Doch bei weniger als 300.000 fertiggestellten Wohnungen in 2023 reicht die Wärmepumpenquote im Neubau nicht aus, um die Ausbauziele zu erreichen. Der Wechsel von Heizungssystemen in Bestandsgebäuden ist daher für die Zielerreichung von besonderer Relevanz.

Bei der Renovierung von Bestandsbauten ist der Einbau von Gasheizungen nach wie vor erste Wahl: 2023 erreichte der Absatz von Gasheizungen einen Rekordwert von nahezu 800.000 Einheiten. Laut einer Umfrage im Auftrag der Initiative Klimaneutrales Deutschland (IKND) würden im Falle einer Sanierung nur 16 % der befragten Eigentümer von Ein- und Zweifamilienhäusern eine Wärmepumpe installieren. Die meisten scheuen den Einbau nicht nur aufgrund fehlender Anschlusskapazitäten und räumlicher Beschränkungen, sondern auch wegen der Anfangsinvestitionen und Betriebskosten. Die Anfangsinvestitionen für eine Luftwärmepumpe im Einfamilienhaus liegen bei 20.000 bis 40.000 €, zusätzlich weiterer Ausgaben in Altbauten. Auch unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Förderungen ist dies in den meisten Fällen teurer als die Investition in eine Gasheizung (8.000 bis 12.000 €). Bei Betrachtung der Gesamtkosten (Fix- und Betriebskosten) beläuft sich die Wärmepumpe bei einem jährlichen Heizbedarf von 18.000 kWh auf etwa 3.800 bis 4.000 € pro Jahr (ausgehend von Endkundenstrompreisen von bis zu 42 ct/kWh infolge steigender Netzentgelte). Im Vergleich dazu kostet eine Gasheizung jährlich etwa 3.600 bis 3.800 € (ausgehend von einem Endkundengaspreis von 10 bis 11 ct/kWh und einem Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises auf 120 €/t in 2030). So bleibt Erdgas zumindest in Bestandsgebäuden die günstigere Heizalternative.

**Fernwärme.** Derzeit heizen knapp 14 % der Haushalte mit Fernwärme. Mittelfristig sollen laut BMWK jährlich rund 100.000

Gebäude neu an Wärmenetze angeschlossen werden. Das Ziel erscheint realistisch, nachdem 2023 erstmals diese Schwelle überschritten worden ist. Dennoch birgt auch die Nutzung von Fernwärme Herausforderungen: Für Verbraucher kann sie mit höheren Kosten einhergehen und ist oft an langfristige Verträge gebunden, sodass Wechsel schwierig sind. Derzeit laufen zwei Sammelklagen wegen möglicherweise ungerechtfertigter Preiserhöhungen, nachdem der Dachverband der Verbraucherzentralen vzbv bereits erfolgreich Landgerichtsurteile in Mainz und Düsseldorf zu mehr Transparenz seitens der Fernwärmeanbieter erwirkt hatte. Eine noch größere Herausforderung aber könnte die Bereitstellung CO<sub>2</sub>-freier Wärme darstellen, wie unten im Abschnitt „Kraftwerke“ näher erörtert wird.

Aufgrund der beschriebenen Hemmnisse beim Ausbau alternativer Heizungstechnologien und der fortlaufenden Erdgasnutzung in Bestandsgebäuden erscheint ein abruptes Ausphasen von Gasheizungen bis 2030 unwahrscheinlich. Gleichwohl lassen die hohe Wärmepumpenquote im Neubau und die vermehrten Anschlüsse an das Fernwärmenetz eine moderate Abkehr von Gasheizungen erwarten: Bis 2030 prognostizieren wir einen Rückgang des Gasbedarfs um 25 bis 30 TWh im Vergleich zum Basisjahr 2023.

**Energieeffizienzmaßnahmen.** Zusätzlich reduzierend auf die Erdgasnachfrage können Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz wirken. Studien der Deutschen Energie-Agentur (dena) zeigen, dass bei un sanierten Gebäuden der Energieverbrauch um mehr als 75 % gesenkt werden kann. Um energetische Sanierungen voranzutreiben, unterstützt die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) u.a. Maßnahmen wie den Austausch von Fenstern oder die Dämmung der Gebäudehülle. Allerdings sinkt die Bereitschaft hierzu in der Bevölkerung: Haben 2022 bei einer Umfrage im Auftrag der IKND noch 18 % der Befragten angegeben, in den kommenden 12 Monaten Sanierungsmaßnahmen zu ergreifen, lag der Anteil im vergangenen Jahr nur noch bei 12 %. Entsprechend taxiert der Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle (BuVEG) die energetische Sanierungsquote in 2024 nur auf 0,69 %. Selbst unter der Annahme einer sukzessiven Steigerung der Quote auf bis zu 1,5 % verringert sich

nach unserer Modellierung der Erdgasbedarf durch Energieeffizienzmaßnahmen bis 2030 um lediglich 10 bis 15 TWh.

In Summe erwarten wir im Haushalts- und GHD-Segment bis 2030 einen Rückgang der Erdgasnachfrage um 35 bis 45 TWh auf etwa 285 bis 295 TWh.

### Industrie: Sinkender Gasbedarf durch Elektrifizierung

Im Industriesektor wurden 2023 rund 215 TWh Erdgas verwendet – vor allem zur Erzeugung von Prozesswärme, bei der Erdgas über 40 % aller eingesetzten Endenergieträger ausmacht. Der zukünftige Erdgasbedarf wird vor allem durch fortschreitende Elektrifizierung, Umstellung der Produktionsprozesse, Effizienzsteigerung und die Produktionsentwicklung beeinflusst.

**Elektrifizierung.** Das industrielle Elektrifizierungspotenzial unterscheidet sich stark je nach Anwendung. Begrenzt ist es beispielsweise bei der Erzeugung von Prozesswärme in Stahlwerken mit Temperaturen von über 1.000°C. Andere, weniger temperaturintensive Wärmeprozesse hingegen lassen sich elektrifizieren, beispielsweise durch Hochtemperatur-Wärmepumpen, Elektrodenkessel oder induktive Erwärmung. Allerdings bleiben auch hier Herausforderungen wie die Gewährleistung ausreichender Anschlussleistung oder die Erfüllung von Anforderungen an die Versorgungs- und Ausfallsicherheit. Unsere auf Subsektorschätzung beruhende Analyse ergibt, dass der Gasbedarf aufgrund von Elektrifizierung bis 2030 um etwa 10 TWh sinken könnte.

**Umstellung der Produktionsprozesse.** Ein weiterer Treiber der industriellen Erdgasnachfrage ist der Einsatz von Gas für grauen Wasserstoff. Die RED-III-Richtlinie könnte den Bedarf künftig drosseln. Denn ab 2030 fordert RED III einen Anteil von 42 % erneuerbarer Energien am eingesetzten Wasserstoff. Der Regulatorik folgend würde dann weniger grauer Wasserstoff verwendet werden, was zu einer Einsparung von Erdgas führen würde. Insgesamt kann hierdurch der Gasbedarf bei gleichbleibender Produktion und Regulierung nach unserer Analyse um 20 bis 25 TWh sinken.

**Effizienzsteigerung.** Für Industrien, die sich nicht elektrifizieren oder ihre Produktionsprozesse auf alternative Energien umstel-

len lassen, wird die zukünftige Erdgasnachfrage in erster Linie von Effizienzsteigerungen beeinflusst. Das im Herbst 2023 beschlossene Energieeffizienzgesetz strebt bis zum Ende des Jahrzehnts 39 % weniger Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 an, wobei bis 2023 bereits eine Reduktion von 26 % erreicht wurde. Weiterhin enthält das Gesetz Vorgaben zur Energieeinsparung und verpflichtet große Unternehmen zu Energieaudits. Eine Umfrage des ifo Instituts ergab, dass die breitflächige Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in der Industrie realistisch ist: Mehr als 75 % der Unternehmen, die Erdgas in ihrem Produktionsprozess einsetzen, gaben an, bereits Maßnahmen zur Gaseinsparung ergriffen zu haben, ohne die Produktion drosseln zu müssen. Fast 40 % der Befragten haben weitere kurzfristig umsetzbare Maßnahmen identifiziert. Unter Annahme eines Gesamteinsparpotenzials von bis zu 10 % ist nach unserer Modellierung ein Rückgang des Gasbedarfs durch Effizienzsteigerung von 15 bis 20 TWh bis 2030 zu erwarten.

**Produktionsentwicklung.** Die zukünftige Gasnachfrage hängt auch von der Produktionsentwicklung der jeweiligen Industriesegmente ab. In energieintensiven Industrien kommt es aktuell zu Produktionsrückgängen und Abwanderungen ins Ausland – beides wirkt sich bereits auf die Gasnachfrage aus: Der Produktionsindex dieser Industrien betrug 2023 nur noch 85 % des Werts von 2021; entsprechend lag der Gasbedarf 2023 10 bis 20 % unter der Durchschnittsnachfrage von 2018 bis 2021. Der Trend könnte sich fortsetzen: Angesichts der nachlassenden Attraktivität des Wirtschaftsstandorts Deutschland planen oder realisieren laut DIHK zunehmend mehr Betriebe Produktionseinschränkungen oder eine teilweise Verlagerung ins Ausland – waren es 2022 noch 16 %, sind es nun bereits 37 %. Andererseits sind Industriesegmente wie die erdgasintensive Nahrungsmittel- und Tabakindustrie sowie das Papiergewerbe, die zusammen etwa ein Viertel des Erdgasverbrauchs im Industriesektor ausmachen, stärker lokal gebunden und somit weniger abwanderungsgefährdet. Angesichts dieser segmentspezifischen Dynamiken und der Ungewissheit über die mittelfristigen Entwicklungen haben wir weitere produktionsbedingte Gas-

nachfragerückgänge bis 2030 im Rahmen dieser Analyse nicht berücksichtigt.

Bedarfssteigernd könnte sich hingegen der Wechsel von Kohle zu Gas in energieintensiven Industriesparten auswirken. In Anbetracht der Unsicherheit über die Verfügbarkeit und die Kosten von Wasserstoff und Biomethan wäre ein Beispiel hierfür die Erzeugung von Prozesswärme für grünen Stahl: Der Einsatz von Erdgas für die von den vier größten Stahlherstellern angestrebte Produktionsmenge von etwa 10 Mt grünem Stahl würde zu einem Erdgasmehrbedarf von 15 bis 20 TWh in 2030 führen. Dieser bleibt im Rahmen unserer Analyse jedoch unberücksichtigt.

Insgesamt erwarten wir durch fortschreitende Elektrifizierung, Umstellung der Produktionsprozesse und Effizienzsteigerungen bei konstantem Produktionsniveau einen Rückgang des industriellen Gasbedarfs um 45 bis 55 TWh bis 2030. Die Nachfrage im Industriesektor würde damit auf 160 bis 170 TWh sinken.

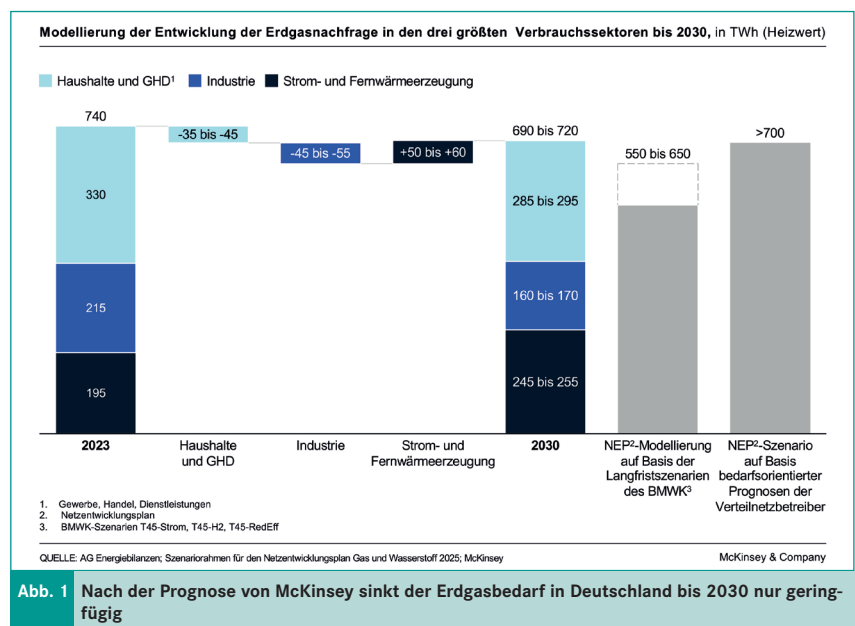
### Strom- und Fernwärmeerzeugung: Nachfrageschub durch Kohleausstieg und steigende Bedarfe

2023 wurden 140 TWh Erdgas zur Strom- und 55 TWh zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Der Erdgasanteil am deutschen Strommix beträgt rund 15 %, der an leitungsgebundener Wärme sogar fast 45 %. Und die Erdgasnachfrage wird voraussichtlich weiter steigen, denn der Umstieg der Verbraucher von dezentraler auf leitungsge-

bundene Wärme erhöht den Bedarf an zentral hergestellter Fernwärme. Infolge des Kohle- und Kernkraftausstiegs muss zudem mehr Gas herangezogen werden, da die erneuerbaren Energien aufgrund ihrer Volatilität und des schleppenden Ausbaus den Bedarf nicht allein werden decken können.

**Strom.** Hinsichtlich der Stromversorgung ist anzunehmen, dass bestehende Gaskraftwerke bei höherer Auslastung betrieben werden und neue ans Netz gehen. Nach unseren Analysen erwarten wir eine Steigerung der Auslastung von derzeit 20 bis 25 % auf 25 bis 30 % sowie eine Zunahme der installierten Nettoleistung von rund 37 auf etwa 40 GW in 2030 – eine konservative Annahme angesichts von fast 10 GW geplanter oder im Bau befindlicher Gaskraftwerkskapazität und der angekündigten Ausschreibung von 10 GW im Rahmen der Kraftwerksstrategie. Für die Berechnung nehmen wir einen Ausbau der Offshore-Windkraft auf 21 GW, Onshore auf 96 GW sowie 158 GW Solarenergie an. In unserer Modellierung gehen wir ferner von einem Nettostromverbrauch von 600 bis 610 TWh aus – eine Annahme, die mit einem geringeren Gasbedarf einhergeht als bei dem aus der Novelle des EEG vom BMWK abgeleiteten Nettostrombedarf von 670 TWh. Damit ergibt sich ein zusätzlicher Gasbedarf von 30 bis 35 TWh.

**Fernwärme.** Auch in der Fernwärmeerzeugung ist ein vermehrter Erdgaseinsatz absehbar, um die steigende Nachfrage



**Abb. 1** Nach der Prognose von McKinsey sinkt der Erdgasbedarf in Deutschland bis 2030 nur geringfügig



nach leitungsgebundener Wärme zu decken und gleichzeitig aus der Kohle aussteigen zu können. So setzen viele Kommunen in ihrer Wärmeplanung vermehrt auf Gas: Von 11 Fernwärmeanbietern gibt es bereits konkrete Pläne, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit rund 5 GW thermischer Leistung von Kohle auf Gas umzustellen. Allein damit könnte ein Gasmehrbedarf von 20 bis 25 TWh einhergehen. Weitere Umstellungen zusätzlicher Fernwärmeanbieter sind hier noch nicht berücksichtigt.

Der prognostizierte Erdgasbedarf im Kraftwerksbereich liegt somit insgesamt bei etwa 170 bis 175 TWh in der Stromerzeugung und bei 75 bis 80 TWh in der Fernwärmeerzeugung, was zusammengenommen einer Bedarfssteigerung um 50 bis 60 TWh bis 2030 entspricht.

**Fazit: Ende der Erdgas-Ära verschiebt sich**

Die sektorale Analyse zeigt: Erdgas bleibt bis auf Weiteres von zentraler Bedeutung für die Energieversorgung in Deutschland. Nach unseren Berechnungen würde der Gesamtverbrauch von aktuell 740 TWh nur geringfügig auf 690 bis 720 TWh in 2030 zurückgehen. Damit fällt die McKinsey-Prognose um 40 bis 170 TWh höher aus als die NEP-Modellierungen auf Basis der BMWK-Langfristszenarien, die für 2030 einen Erdgasbedarf von 550 bis 650 TWh avisieren (Abb. 1). Angesichts dieser Diskrepanzen sind aus unserer Sicht dreierlei Maßnahmen zu ergreifen:

- *Gasnachfrage realistisch abschätzen.* Zunächst braucht es auf Fakten und Realitäten basierende Schritte, um die Diskrepanzen in der Gasbedarfsschätzung aufzulösen. Nur ambitionierte Ziele ohne ausreichende Hinterlegung mit belastbaren Maßnahmen führen zu falschen Entscheidungen zur Energie- und Wärmewende in Deutschland.

- *Gasversorgung sichern.* Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine hat die alte Bundesregierung die Gasversorgung von russischem Pipelinegas auf internationales Flüssigerdgas (LNG) umgelenkt. Die Importinfrastruktur wurde durch neue Regas-Terminals erfolgreich ausgebaut. Aber das Risiko der LNG-basierten Versorgung steigt durch die zusätzliche LNG-Nachfrage infolge des Transitstopps

**Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent**

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand

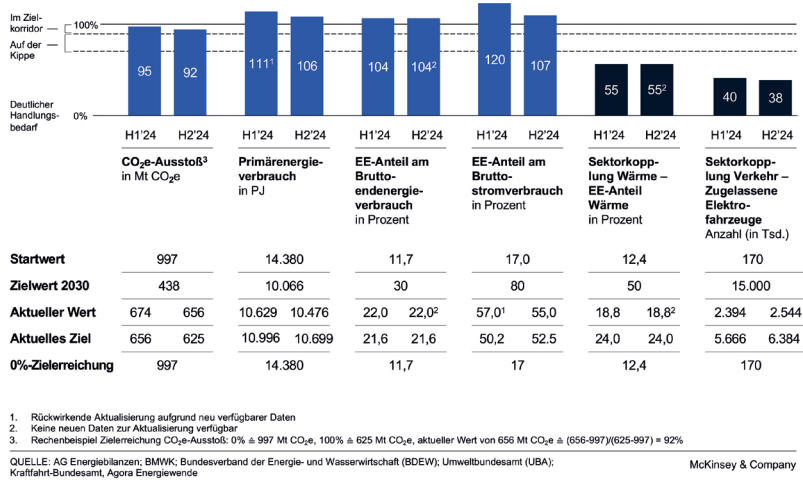


Abb. 2 Umwelt- und Klimaschutz, Wertung H1 2024 und H2 2024

von russischem Erdgas durch die Ukraine Ende 2024 (15 Mrd. m<sup>3</sup>) sowie durch weltweit verspätete LNG-Projekte. Eine knappe Versorgungslage könnte erneut zu Preisspitzen für Erdgas führen und sich dämpfend auf die Nachfrage auswirken.

- *Infrastrukturimplikationen ableiten.* Mit Blick auf die Zukunft von Deutschlands 600.000 km langem Erdgasnetz mit einem geschätzten Substanzwert allein des Verteilnetzes von bis zu 270 Mrd. € gilt es, Möglichkeiten zur integrierten Optimierung und sektorübergreifenden Vernetzung auszuloten. So könnte die bestehende Infrastruktur auch bei längerfristig sinken-

dem Erdgasbedarf noch von großem Nutzen sein, z.B. bei der Umwidmung von Pipelines auf den Transport von H<sub>2</sub> oder CO<sub>2</sub> zur Abscheidung und Speicherung.

Zusammenfassend ist festzuhalten: Deutschland wird aller Voraussicht nach länger als erwartet auf Erdgas angewiesen sein, um seine Versorgung zu sichern. Eine erfolgreiche Transformation der Gasindustrie erfordert daher dringend eine Langfristperspektive, die auf Fakten und umsetzungsorientiertem Denken basiert. Gleiches gilt für die Regulatorik, die die Richtung vorgibt für die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland.

**Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent**

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand

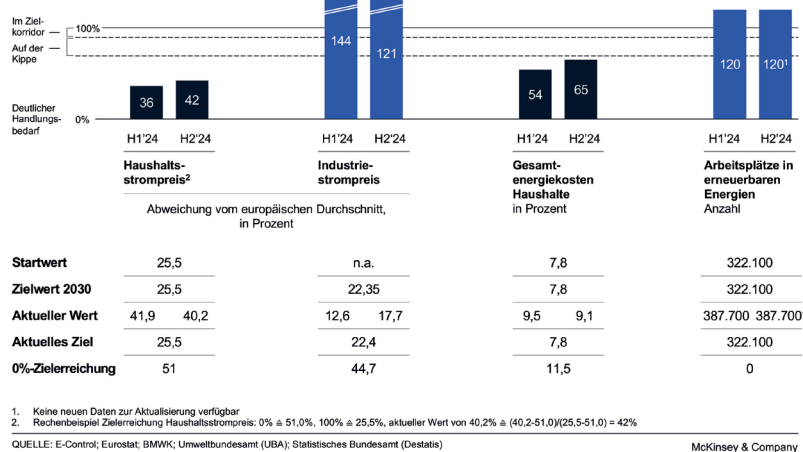


Abb. 3 Wirtschaftlichkeit, Wertung H1 2024 und H2 2024

## Energiewende-Index: Die Indikatoren im Überblick

Der Energiewende-Index zeigt gegenüber der Veröffentlichung von September 2024 nur leichte Verschiebungen. Bei keinem Indikator führte die Verbesserung oder Verschlechterung der Werte zu einem Wechsel der Zielerreichungskategorie. Damit sind weiterhin sieben der insgesamt 15 Indikatoren realistisch und sechs unrealistisch in ihrer Zielerreichung. Zwei von ihnen – CO<sub>2</sub>e-Ausstoß und Reservemarge – stehen nach wie vor auf der Kippe.

### Sieben Indikatoren mit realistischer Zielerreichung

Der *EE-Anteil am Bruttostromverbrauch* ist über das Gesamtjahr 2024 um rund vier-einhalb Prozentpunkte auf 55 % gestiegen, wobei er in der ersten Jahreshälfte mit rund 57 % sogar noch etwas höher lag (Abb. 2). Haupttreiber waren das windreiche erste Halbjahr, das zwischenzeitlich sogar zu einer Zielerreichung von 120 % geführt hat, sowie der Zubau von über 16 GW Solarkapazitäten. Im zweiten Halbjahr 2024 liegt die Zielerreichung des Indikators bei 107 % und damit in etwa gleichauf mit dem Vorjahreswert (109 %).

Der *Primärenergieverbrauch* liegt nach erster Hochrechnung für 2024 bei 10.476 PJ und damit weniger als 2 % unter dem Vorjahr. Hauptgrund ist der Produktionsrückgang von Strom aus Kohle (-16 % gegenüber 2023), der von erneuerbaren Energien mit höherem Effizienzgrad aufgefangen wurde. Die Zielerreichung sinkt dennoch (nach rückwirkender Aktualisierung durch das Bundesumweltamt aufgrund neu verfügbarer Daten) von 111 auf 106 %.

Für den Indikator *EE-Anteil am Bruttostromverbrauch* liegen keine neuen Zahlen vor. Damit bleibt er mit zuletzt 104 % in seiner Zielerreichung realistisch.

Der deutsche *Industriestrompreis* hat sich im Verhältnis zur europäischen Preisentwicklung spürbar verteuert. In der aktuellen Erhebung liegt er 17,7 % über dem Europa-Mittel, im Halbjahr zuvor betrug die Differenz 12,6 % (Abb. 3). Ursache hierfür ist, dass die Preise im Ausland mit 29 % etwas stärker gesunken sind als in Deutschland (-26 %). Der Rückgang ist

vor allem auf die niedrigeren Großhandelsstrompreise zurückzuführen. Dennoch beträgt die Zielerreichung des Indikators immer noch 121 %.

Der Indikator *Ausfall Stromversorgung* verschlechtert sich leicht. Im zweiten Halbjahr 2024 betrug das Blackout-Risiko pro Anschlusspunkt 12,8 Minuten (Vorhalbjahr 12,2), die Zielerreichung sinkt um 2 Prozentpunkte auf 111 % (Abb. 4).

Die *verfügbare Kapazität für Import aus Nachbarländern* hat sich aufgrund erhöhter Internektorkapazitäten auf 27,9 % leicht verbessert. Der Indikator steigt in seiner Zielerreichung um 3 Prozentpunkte auf 211 %.

Für den Indikator *Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien* wurden keine neuen Daten veröffentlicht. Mit zuletzt 120 % Zielerreichung verbleibt er im realistischen Bereich.

### Zielerreichung für sechs Indikatoren unrealistisch

Der Indikator für den *Haushaltsstrompreis* hat sich in den letzten sechs Monaten kaum verändert. Die Preisdifferenz zum europäischen Mittel ist zwar um 1,7 Prozentpunkte geschrumpft, beträgt aber immer noch über 40 %. Die Zielerreichung steigt leicht von 36 auf 42 %, bleibt aber weiterhin unrealistisch. Denn noch immer sind die hiesigen Haushaltsstrompreise mit 40,2 EUR ct/kWh (Stand Ende Dezember) 11,5 EUR ct/kWh höher als

im europäischen Ausland (28,7 EUR ct/kWh). Ein Großteil des Preisaufschlags entfällt dabei auf Steuern und Umlagen, die über 55 % des Deltas erklären und in Deutschland 120 % höher sind als im europäischen Ausland. Auf die Netzentgelte (plus 40 % gegenüber Europa) entfallen 25 % des Unterschieds. Energiebeschaffung und Vertrieb machen die verbleibenden knapp 20 % aus; ihre Kosten liegen in Deutschland etwa 15 % höher als im europäischen Durchschnitt.

Die *Gesamtenergiekosten Haushalte* haben sich gegenüber dem letzten Erhebungszeitraum etwas verbessert. Ihr Anteil am durchschnittlichen Warenkorb liegt infolge gesunkener Energiepreise jetzt bei 9,1 % (Vorhalbjahr: 9,5 %). Am stärksten fielen die Preise für Heizöl (-4 %), gefolgt von Strom und Kraftstoffen (je -3 %) sowie Erdgas (-2 %). Dennoch liegen die Haushaltsenergiepreise weiterhin deutlich über dem Niveau von 2019 – Erdgas um fast 90 %, Kraftstoffe und Strom jeweils um rund 30 %. Der Indikator bleibt mit einer Zielerreichung von 65 % weiter im unrealistischen Bereich.

Für den Indikator *Sektorkopplung Wärme* wurden keine neuen Daten veröffentlicht. Er verbleibt mit einem EE-Anteil an der Wärmeerzeugung von 18,8 % bei 55 % Zielerreichung.

Der Indikator *Sektorkopplung Verkehr* verschlechtert seine Zielerreichung um weitere 2 Prozentpunkte auf 38 %. Im Oktober

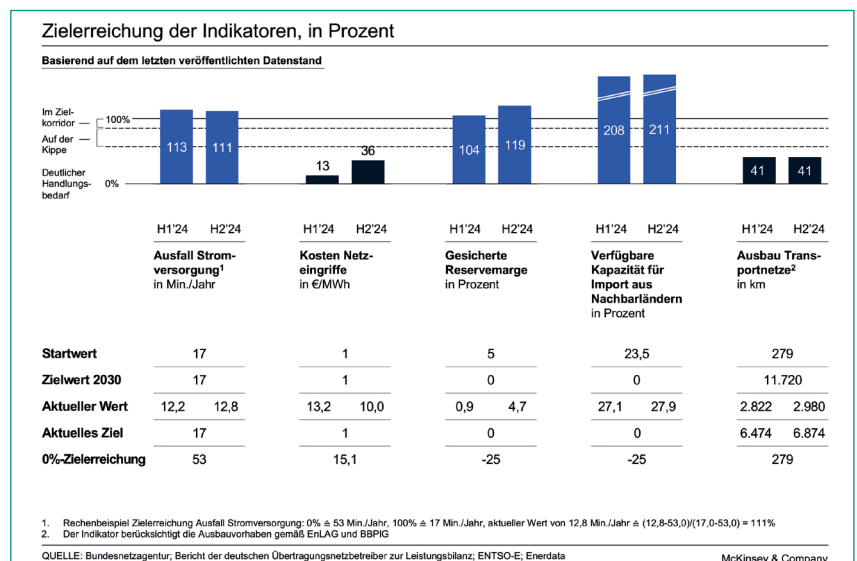


Abb. 4 Versorgungssicherheit, Wertung H1 2024 und H2 2024

2024 führen in Deutschland etwas über 2,5 Mio. Elektrofahrzeuge auf den Straßen – nach den Zielen der Bundesregierung hätten es (linear interpoliert) rund 6,4 Mio. sein sollen. Grund ist, dass seit Ende der Förderung von Elektroautos die Zahl der Neuzulassungen immer weiter zurückgeht: Sie erreichte im vergangenen Halbjahr mit gerade einmal 150.000 den niedrigsten Stand seit drei Jahren. Das ist gerade ein Zehntel dessen, was es ab jetzt pro Halbjahr bräuchte, um das Ziel von 15 Mio. E-Autos im Jahr 2030 zu erreichen.

Die *Kosten für Netzeingriffe* sind von 13,2 auf 10,0 €/MWh gesunken, aber immer noch weit von den angestrebten 1 €/MWh entfernt. Immerhin steigt der Indikator damit in seiner Zielerreichung von 13 auf 36 %. Die Verbesserung resultiert aus den rückläufigen Kosten (rund -20 %) infolge weiterhin gesunkener Großhandelspreise und einem geringeren Bedarf an Netzeingriffen bei einer erhöhter Produktion von Solar- und Windenergie (+7 %).

Auch der *Ausbau der Transportnetze* bleibt mit 41 % Zielerreichung weiter im unrealistischen Bereich. In der zweiten Jahreshälfte 2024 wurden 158 km zugebaut; derzeit notwendig wären rund 600 km pro Halbjahr. Die Gesamtlänge beträgt jetzt 2.980 km und damit weniger als die Hälfte der aktuell angestrebten 6.874 km. Trotzdem gibt es weiterhin spürbare Fortschritte bei den Genehmigungsverfahren: In der ersten Jahreshälfte 2024 wurden mehr als 500 km Zubau bewilligt, was das hohe Tempo aus 2023 (rund 1.000 km Zubau) fortsetzt. Dies lässt auf eine stärkere Beschleunigung des Ausbaus in den nächsten Jahren hoffen. Allerdings werden ab diesem Jahr mit den zusätzlich geplanten Bauprojekten auch die Zielwerte für die Transportnetze weiter angehoben.

### Zwei Indikatoren auf der Kippe

Der *CO<sub>2</sub>e-Ausstoß* sinkt um 18 Mt auf 656 Mt. Um seine Zielerreichung von zuletzt 95 % zu halten, hätten die Emissionen im vergangenen Jahr jedoch um 31 Mt zurückgehen müssen. Daher verschlechtert sich der Indikator um drei Prozentpunkte auf 92 %. Grund für den leichten Emissionsrückgang war vor allem die Substitution von Kohle (-16 %) durch Erneuerbare in der Stromerzeugung. Die Industrieemis-

sionen stiegen dagegen leicht an (+2 %), da die energieintensiven Industrien ein leichtes Produktionsplus verzeichnen konnten. Trotz über 90 % Zielerreichung steht der Indikator weiterhin auf der Kippe, da der Rückgang der Emissionen nicht auf langfristige Effekte, sondern auf die hohen Preise im Zuge der Energiekrise 2022/23 zurückzuführen ist.

Die *gesicherte Reservemarge* verbessert sich im zweiten Halbjahr 2024 deutlich von 0,9 auf 4,7 %. Hauptgrund ist jedoch nicht der Ausbau von knapp 1 GW disponiblen Kapazitäten, sondern der starke Einbruch der Stromnachfrage. Denn diese wurde nun auch von den Übertragungsnetzbetreibern in die Lastprognosen für den Winter 2024/25 integriert, die der Berechnung des Indikators zugrunde liegen. Im Mittel ist die Spitzenlast in den jüngsten Prognosen fast 5 GW niedriger als im Vorjahr, nachdem der Stromverbrauch entgegen früheren Erwartungen in den letzten Jahren nicht gestiegen, sondern von 2021 bis 2023 sogar um 8 % gesunken ist. Zieht die Stromnachfrage mit konjunkturellem Aufschwung und fortschreitender Elektrifizierung jedoch wieder an, würde das die Reservemarge für den kommenden Winter 2025/26 erheblich unter Druck setzen – gerade in Anbetracht des geplanten Kohleausstiegs. Daher bleibt der Indikator trotz aktueller Zielerreichung von 119 % vorerst weiter auf der Kippe. Ändern könnte sich die Kategoriezuordnung allerdings, wenn die

Bundesnetzagentur weiterhin Stilllegungen verhindert, um Versorgungsengpässe zu vermeiden.

*Dr. T. Vahlenkamp, Senior Partner, McKinsey & Company, Düsseldorf; S. Overlack, Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; Dr. F. Pflugmann, Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; Dr. T. Ipers, Fellow Senior Associate, McKinsey & Company, Düsseldorf; L. Hanschur, Fellow Senior Associate, McKinsey & Company, München; E. Hosius, Knowledge Analyst, McKinsey & Company, Düsseldorf; C. Kauth, Capabilities and Insights Analyst, McKinsey & Company, Düsseldorf*  
thomas\_vahlenkamp@mckinsey.com

### Feedback erwünscht

Der Energiewende-Index bietet alle sechs Monate einen Überblick über den Status der Energiewende in Deutschland. Reaktionen und Rückmeldungen seitens der Leser sind ausdrücklich erwünscht und werden bei der Aktualisierung des Index berücksichtigt, sofern es sich um öffentlich zugängliche Daten und Fakten handelt. Auf der Website von McKinsey besteht die Möglichkeit, den Autoren Feedback zum Thema Energiewende zu geben:  
[www.mckinsey.de/energiewendeindex](http://www.mckinsey.de/energiewendeindex)