



Vier Jahre nach der Gaskrise: Wo steht Deutschlands Gasversorgung bei Sicherheit und Wettbewerbsfähigkeit?

Nach dem Ausfall russischer Gaslieferungen 2022 hat Deutschland seine Gasversorgung neu ausgerichtet. Die aktuelle McKinsey-Analyse zeigt: Kurzfristige Versorgungsunterbrechungen könnten inzwischen besser ausgeglichen werden, führen je nach Menge aber zu möglicherweise erheblichen Mehrkosten. Für eine langfristig sichere und wettbewerbsfähige Gasversorgung braucht es klare und realistische Planungsgrundlagen, eine noch stärkere Diversifizierung der Importe und eine faktenorientierte Analyse des künftigen Infrastrukturbedarfs.

Von Sebastian Overlack, Ole Rolser, Fridolin Pflugmann, Thorben Ipers, Leonard Hanschur, Emil Hosius und Christian Kauth

Die Energiesicherheit Deutschlands rückte nach der russischen Invasion der Ukraine verstärkt in den Fokus der öffentlichen Debatte. Jüngere Ereignisse wie der Anschlag auf die Strominfrastruktur in Berlin haben die Verwundbarkeit des Energiesystems sichtbar gemacht. Auch die niedrigen Gasspeicherfüllstände sorgen derzeit wieder für Diskussionen um die Versorgungssicherheit. Denn Erdgas ist von erheblicher Bedeutung für Industrie, Wärme- und Stromversorgung und damit für wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und gesellschaftlichen Wohlstand. Während die mediale Aufmerksamkeit bisher vornehmlich der kurzfristigen Versorgungslage galt, nimmt dieser Artikel eine umfassendere Resilienzperspektive zur deutschen Gasversorgung ein.

Deutsche Gasversorgung im Wandel

Verbrauch

Mit einem Anteil von 26% am Primärenergieverbrauch spielt Erdgas eine Schlüsselrolle in der deutschen Energieversorgung. So wurden 2024 insgesamt rund 844 TWh Brennwert (760 TWh Heizwert) bundesweit verbraucht. Davon entfielen 40 bis 45% auf Haushalte und Gewerbe, 30 bis 35 % auf die Industrie und 20 bis 25 % auf die Strom- und Fernwärmeerzeugung.

In der Stromerzeugung war Erdgas dabei von besonderer Relevanz, da es 2024 schätzungsweise über die Hälfte der Zeit den Preis setzte. Auch künftig bleibt Erdgas von Bedeutung, denn bis 2030 ist von einem allenfalls geringfügigen Verbrauchsrückgang auszugehen – wie im Energie-wendeindex März 2025 erörtert.

Versorgung

Da die inländische Gasproduktion nur 5% des Bedarfs (2024) deckt, ist die Gasversorgung importabhängig. In den 2010er Jahren wurden die Erdgasimporte nahezu vollständig durch Pipeline-Gas gesichert. 2015 dominierte Russland mit 35 % der Bruttoimporte, gefolgt von Norwegen (34%) und den Niederlanden (29%). Mit der sukzessiven Einstellung russischer Gaslieferungen seit 2022 und dem Ende der Gasproduktion in Groningen, dem größten Feld der Niederlande, hat sich die deutsche Erdgasversorgung gewandelt.

2024 kamen rd. 92 % der Bruttoimporte aus Pipeline-Gas, und das größtenteils aus Norwegen (48%), den Niederlanden (25%) und Belgien (18%). Davon ist nur Norwegen relevanter Produzent – der Großteil der Mengen aus den Niederlanden und Belgien ist importiertes Flüssiggas (LNG) – wie auch die übrigen 8% der deutschen Importe. Fast die Hälfte der europäischen LNG-Importe und über 90% der deutschen LNG-Direktimporte stammten 2024 aus den USA – und das bereits, bevor die EU zusicherte, zwischen 2026 und 2028 in noch größerem Umfang US-Energieprodukte zu beziehen.

Verträge

Die Vertragsstruktur der Importe hat sich verändert. 2015 waren laut CEDIGAZ-Daten noch über 80 % der Gasbezüge über langfristige Lieferverträge (LTC) abgesichert, die mit den langfristig angelegten Infrastruktur-Investitionen zusammenhingen. Seit etwa 2010 führte die expandierende US-Schiefergasförderung zu mehr kurzfristig verfügbarem LNG in Europa.

Zusammen mit der EU-Marktliberalisierung und einem erwarteten Verbrauchsrückgang nahm die Bedeutung von LTCs ab, während kurzfristige Käufe und Spot-Markt-Indizierungen zunahmen. Nach dem Wegfall der russischen Importe und entsprechender LTCs sind mehr als die Hälfte der deutschen Gasimporte 2024 nicht über Langfristverträge abgesichert.

Diversifikation: LNG vom globalen Markt

Schon die Ampel-Regierung hatte die Diversifikation des Energieportfolios zentral in der Energiepolitik verankert. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) der aktuellen Großen Koalition bekräftigte inzwischen die Bedeutung von LNG und Langfristverträgen für die Versorgungssicherheit. Die Verfügbarkeit und damit auch der Preis von kurz- und langfristigen Mengen hängen dabei von der Versorgungslage im globalen Markt ab.

Nachfrage

Die globale LNG-Nachfrage betrug in 2024 mehr als 410 Mt/Jahr. Bis 2030 könnte sich die Nachfrage in den meisten Szenarien der McKinsey Global Energy Perspective auf 540 bis 575 Mt/Jahr erhöhen. Die zusätzliche Nachfrage kommt insbesondere aus den Wachstumsmärkten in Asien und von zusätzlichem Gasbedarf zur Stromerzeugung.

Angebot

Vor dem Hintergrund noch größerer Wachstumserwartungen und damit einer Vielzahl neuer LNG-Exportprojekte, insbesondere in den USA und in Katar, könnte das globale Angebot bis 2030 auf rd. 630 Mt/Jahr steigen. Das könnte ein Überangebot von etwa 55 bis 90 Mt/Jahr bedeuten. Das tatsächliche Marktgleichgewicht 2030 wird von einer Reihe geopolitischer Faktoren abhängen. Dazu zählen etwa Verzögerungen bei LNG-Projekten in Krisenregionen oder eine mögliche Entspannung durch höhere russische Pipelineexporte als in den vergangenen Jahren.

Preisbildung

Die LNG-Preisbildung variiert regional. In Europa dominieren seit den 2010er Jahren hub-indexierte Preise, die unmittelbar auf Nachfragespitzen oder Angebotsengpässe reagieren. Ölindexierte Verträge, die in Asien noch die Regel darstellen, sind stabiler, geben aber weniger die Balance am Gasmarkt wieder.

Die Volatilität der europäischen Preise zeigte sich 2022 deutlich. Der niederländische TTF-Spotpreis stieg nach der angekündigten und später unbefristeten Schließung der Nord-Stream-Pipeline im August 2022 kurzfristig auf über 300 EUR/MWh (ggü. 20 EUR/MWh im Januar 2021). Die ölindexierten Preise in Japan und Korea reagierten weniger sprunghaft. Im Hinblick auf den nächsten Winter liegen TTF-Futures derzeit bei etwa 28 bis 32 EUR/MWh, was die erwartete Marktentspannung bis 2030 unterstreicht.

Resilienz der Erdgasversorgung

Nach dem Nord-Stream-Angriff 2022 rückte neben der Beschaffung des Erdgases zunehmend die Sicherheit der Infrastruktur in den Vordergrund. Das Innenministerium stellte angesichts der Bedeutung von Erdgas bereits damals klar, dass Deutschland gegen mögliche Attacken auf Gas-Terminals und kritische Infrastruktur gerüstet sein muss. Seither kam es zunehmend sowohl zu physischen als auch digitalen Angriffen auf europäische Energieinfrastruktur. 2023 und 2024 wurden Beschädigungen an Leitungen in der Ostsee festgestellt, darunter die Balticconnector-Gaspipeline, deren Schadensursache noch Gegenstand laufender Ermittlungen ist. Da Deutschlands Gasversorgung hauptsächlich von norwegischen Importen abhängig ist, richtet sich besondere Aufmerksamkeit auf die parallel durch die Nordsee verlaufenden Europepipe I & II. In Wintermonaten transportieren diese rd. 25 bis 30 TWh/Monat.

Auch Cyberangriffe nehmen zu. Der BND-Präsident warnte insbesondere vor Cyber-Attacken auf LNG-Terminals. Die LNG-Lieferungen über deutsche Terminals betrugen 2024 5 bis 6 TWh/Monat, hinzu kamen 30 bis 34 TWh/Monat aus den Niederlanden und Belgien, die Reexporte von importiertem LNG enthielten. Koordinierte Cyberangriffe könnten sämtliche

Terminals gleichzeitig betreffen – ein Ausfall von insgesamt rd. 35 bis 40 TWh/Monat. Vor dem Hintergrund dieser Spannungsszenarien analysieren wir die Resilienz der deutschen Gasversorgung entlang zweier Dimensionen: der mengenmäßigen Versorgungssicherheit und der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit.

Resilienzdimension: Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit bemisst sich an der Fähigkeit, den Ausfall kritischer Infrastruktur kompensieren zu können. Die EU etablierte hierzu das N-1-Prinzip: den Test der Versorgung beim Ausfall der größten Infrastrukturkomponente. Wir betrachten hier zusätzlich Speicherfüllstände und die Verfügbarkeit der Bezugsquellen. Für die versorgungskritischen Monate im Winter 2026/2027 wird das Potenzial von zusätzlichen Pipeline-Importen, Speicherentnahmen, zusätzlichen LNG-Importen sowie Nachfragereduzierungen betrachtet.

Zusätzliche Pipeline-Importe

Zusätzliche Gasmengen könnten durch Pipeline-Lieferungen bestehender Herkunftsländer bereitgestellt werden. Diese erfolgen direkt nach Deutschland (aus Norwegen) oder indirekt ins europäische Gasnetz (aus Algerien oder Aserbaidschan). Gemäß der EU-Einigung zum RePowerEU Fahrplan, der einen vollständigen Ausstieg aus russischen Gasimporten vorsieht, basiert die Analyse auf dem Stopp der russischen Pipeline-Gasimporte.

Norwegen produzierte 2024 rund 1.300 TWh Erdgas. Neue Projekte (Irpa, Ormen Lange Phase 3) könnten mehr als 5 TWh/Monat produzieren, wovon schätzungsweise 2 bis 5 TWh/Monat vorübergehend nach Deutschland fließen könnten. Die derzeitigen Gasexporte nach Deutschland erfolgen über drei Pipelines mit einer Kapazität von 47 bis 50 TWh/Monat. Im Winter 2024 wurden rd. 40 TWh norwegischen Gases nach Deutschland geliefert. Die verbleibende Transportkapazität würde also ausreichen, um zusätzlich etwa 2 bis 5 TWh/Monat zu transportieren.

Algerien produzierte 2024 rund 1.100 TWh Erdgas. Zwar strebt das Land Produktionssteigerungen an, doch der steigende heimische Bedarf dürfte Exporte weiterhin begrenzen. Zudem beschränken Engpässe bei der Durchleitung durch das italienische Gasnetz den möglichen Kompensationseffekt. Für Deutschland ist daher mit geringfügigem Zusatzpotenzial zu rechnen (0 bis 1 TWh/Monat). Aserbaidschan produzierte 2024 rd. 525 TWh Erdgas. Bis 2027 sollen die Exporte nach Europa erhöht werden. Allerdings sind die Pipelines bereits hoch ausgelastet. Da geplante Erweiterungen teils ungeklärt sind, ist für den Analysezeitraum kein zusätzliches Potenzial zu erwarten (0 TWh/Monat).

Die lokale Erdgasförderung in der EU ist von etwa 1.400 TWh/Jahr in 2015 auf rund 360 TWh/Jahr in 2023 gefallen. Eine Wiederaufnahme stillgelegter Fördergebiete erscheint ausgeschlossen. Neue Projekte wie Rumäniens Neptun-Deep-Feld werden erst nach dem Analysezeitraum in Produktion gehen. Auch europäische Schiefergasreserven kommen aufgrund politischer Vorgaben und langer Erschließungszeiten nicht infrage. Für den Analysezeitraum ist daher kein Beitrag zu erwarten (0 TWh/Monat). Insgesamt könnten somit durch zusätzliches Pipeline-Gas in einem Stressszenario 2 bis 6 TWh/Monat nach Deutschland kommen. Dabei ist vorausgesetzt, dass ein Ausfall nicht alle norwegischen Pipelines betrifft.

Entnahmen aus Gasspeichern

Die Gasspeicher werden routinemäßig in den Wintermonaten zur Versorgung genutzt. Eine darüber hinausgehende Entnahme zur Kompensation hängt maßgeblich ab von der Speicherkapazität, dem Füllstand sowie der maximalen technischen Entnahmerate.

Deutschland hatte 2024 etwa 250 TWh Speicherkapazität für Arbeitsgas, wobei kurzfristig kein Ausbau oder weitreichende Wasserstoffumstellungen zu erwarten sind. Die Gasspeicherfüllstandsverordnung sieht vor, dass die meisten Speicher von mindestens 80% im November auf nicht weniger als 30% im Februar entleert werden. Die technisch mögliche, tägliche Entnahmerate aller unterirdischen Erdgasspeicher wird vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie auf knapp 7 TWh/Tag geschätzt, also maximal rund 210 TWh/Monat.

Unter der Annahme einer vollständigen Entleerung des Arbeitsgases der Speicher auf 0% über die routinemäßige Entleerung auf 30% hinaus könnten zusätzlich rund 75 TWh verfügbar gemacht werden. Dies entspricht 15 TWh/Monat über bis zu fünf Ausspeichermonate oder mehr bei einem kürzeren Ausfall – vorausgesetzt, die Füllstände bieten den notwendigen Spielraum.

Zusätzliche LNG-Importe

Der Import von zusätzlichem LNG hängt von der verfügbaren LNG-Terminalkapazität, dem verfügbaren Angebot und der Zahlungsbereitschaft ab. Die Regasifizierungskapazität deutscher LNG-Terminals lag 2024 bei rund 190 TWh/Jahr, mit 35 bis 40% durchschnittlicher Auslastung. Durch den Ausbau in Wilhelmshaven II und Stade könnte sie bis Winter 2026/27 auf 370 TWh/Jahr steigen. Sollten LNG-Importe in 2026 weiterhin ansteigen und rund 150 TWh/Jahr erreichen, stünden selbst in Wintermonaten mit überdurchschnittlichen Importen noch 15 TWh/Monat zur Verfügung. Zusätzlich stünden Kapazitäten in den Nachbarländern bereit – 2024 waren dort durchschnittlich fast 40 TWh/Monat ungenutzt.

Kurzfristig wird, wie zuvor erläutert, eine Entspannung des Marktes mit einem globalen LNG-Überangebot von 5 bis 10 TWh/Monat über den Winter 2026/27 hinweg erwartet. Wie viel davon in einem Spannungsszenario genutzt wird, hängt von der Zahlungsbereitschaft bei u.U. stark steigenden Preisen ab (s.u.). Konservativ geschätzt erscheint zumindest ein zusätzliches Volumen im Umfang des erwarteten LNG-Überangebots von 5 bis 10 TWh/Monat realistisch.

Reduzierung der Nachfrage

Bei Engpässen könnte die Erdgasnachfrage in Industrie, Haushalten und in der Strom- und Fernwärmeerzeugung sinken. Die wetterbereinigten, krisenbedingten Verbrauchsrückgänge in 2022 und 2023 aus der Ex-post-Analyse des Umweltbundesamts dienen als Grundlage zur Abschätzung.

Die Industrie könnte durch Senkung von Prozesswärme, Substitution von Brennstoffen oder durch temporäre Drosselung der Produktion reagieren. Krisenbedingt wurden 2022 und 2023 durchschnittlich etwa 15% des industriellen Erdgasverbrauchs eingespart, was bei einem typischen Wintermonat rund 5 bis 6 TWh/Monat entspricht. Haushalte und Gewerbe reduzierten ihren Gasverbrauch während der Energiekrise um 9 bis 10%. In einem typischen Wintermonat würde dies einer Reduktion des Gasverbrauchs von 5 bis 6 TWh/Monat entsprechen. In der Strom- und Fernwärmeerzeugung könnten auf Basis der 2022er Daten durch die Kombination aus Verbrauchsrückgängen von 5 bis 10% und einem geringeren Erdgasanteil im jeweiligen Erzeugungsmix (bis zu 10%) insgesamt Einsparungen von 2 bis 5 TWh/Monat erfolgen.

Die nachfrageseitig möglichen Maßnahmen summieren sich auf 12 bis 17 TWh/Monat. Dies stellt tendenziell die Obergrenze möglicher Reduktionen dar, da sie auf einem Szenario mit stark steigenden Preisen und hoher Unsicherheit beruhen.

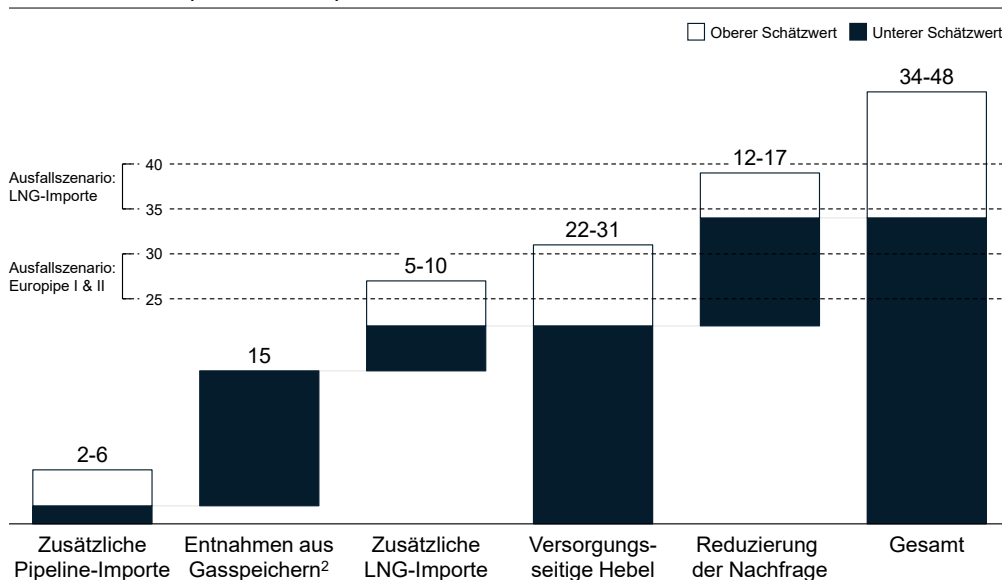
Gesamte Kompensationskapazität

Insgesamt könnten durch diese Mechanismen³⁴ bis 48 TWh/Monat kompensiert werden (Abbildung 1). Diese Größenordnung entspricht in etwa den beispielhaft genannten Ausfallszenarien, wobei die Anwendbarkeit der Kompensationshebel vom jeweiligen Szenario abhängt. Insgesamt zeigt sich, dass die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zwar außerordentliche Anstrengungen im gesamten Energiesystem erfordert, die ausgefallenen Mengen aber potenziell kompensiert werden könnten.

Abbildung 1

Importausfälle könnten Nachfragesenkung erfordern – versorgungsseitig 22 bis 31 TWh/Monat abdeckbar

Geschätzte Kompensationskapazität, in TWh/Monat¹



1. Bezogen auf die versorgungskritischen Wintermonate 2026/27

2. Unter der Annahme einer vollständigen Entleerung der Gasspeicher auf 0 %; verteilt über fünf Ausspeichermonate

QUELLEN: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), Umweltbundesamt (UBA), Bundesnetzagentur (BNetzA), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Statista, Pressemitteilungen, McKinsey

Resilienzdimension: Wettbewerbsfähigkeit

Während die beschriebenen Mechanismen mengenmäßig die Gasversorgung absichern, bestimmt das Preisniveau die wirtschaftliche Tragfähigkeit. Die Vergangenheit zeigt: Bereits kurzfristige Angebotsengpässe (z.B. Förderausfälle in Norwegen 2024) und Nachfragespitzen (z.B. Kältewellen in Europa in 2023/24) können signifikante Preisreaktionen auslösen, die sich auch auf die Strompreise auswirken.

Gaspreise

Die Gaspreisreaktion auf zusätzliche LNG-Beschaffung würde stark von Umfang, Dauer und Reichweite des Ausfallszenarios abhängen. Bei einem geringfügigen Ausfallszenario – vergleichbar den norwegischen Anlageausfällen für eine Woche im Juni 2024 – stieg der TTF-Monats-Futurepreis kurzfristig um 3 EUR/MWh.

Bei einem umfänglicheren Ausfallszenario hingegen könnte es erforderlich werden, nicht nur höhere Preise zu zahlen, sondern die maximale Zahlungsbereitschaft anderer Marktnachfrager zu überbieten. Aufbauend auf der Analyse latenter Nachfragekurven könnte für die zusätzliche LNG-Nachfrage von bis zu 10 TWh/Monat über einen Zeitraum von bis zu fünf Monaten ein Aufpreis

von mehr als 5 EUR/MWh erforderlich sein. Dies entspräche einem Preisanstieg von rund 15%. Unter der Annahme eines zu 80% hub-indexierten deutschen Gasmarktes, wäre so mit einem Gaspreisanstieg von rund 4 EUR/MWh zu rechnen. Dies beschreibt lediglich den unmittelbaren Preiseffekt durch die erhöhte deutsche Nachfrage – weitere Effekte könnten sich szenarioabhängig kumulieren, wie 2022 zu beobachten war.

Strompreise

2024 machte Erdgas nur etwa 13% der Nettostromerzeugung aus, wirkte jedoch schätzungsweise 50% der Zeit preissetzend. Geht man von einem gleichbleibenden Preissetzungsanteil und einem industriellen Stromverbrauch von 15 bis 20 TWh/ Monat aus, würde der bezifferte Gaspreisanstieg über fünf Monate zu Strommehrkosten von 0,3 bis 0,4 Mrd. EUR für die deutsche Industrie führen. Dies entspricht etwa einem Drittel der von der Bundesregierung geplanten Industriestrompreis-Subvention von 0,8 bis 1,5 Mrd. EUR pro Jahr.

Gas- und Strompreise stellen bereits heute einen erheblichen Kostenfaktor für die deutsche Industrie dar. Mit fast 60 EUR/MWh für Industriegas (Durchschnitt aller Lastfälle) lag Deutschland 2024 deutlich über den Preisen in Nordamerika (10 bis 20 EUR/MWh) und China (50 EUR/MWh). Gleiches gilt für den deutschen Industriestrom, der bei 130 EUR/MWh lag (Nordamerika: 80 bis 90 EUR/MWh, China: 80 EUR/MWh). Die bereits bestehende Kostendiskrepanz würde sich in einem Spannungsszenario verschärfen und die Wettbewerbssituation der deutschen Industrie verschlechtern.

Verlässliche Planung, diversifizierte Importquellen und belastbare Infrastruktur

Die Sicherheit der deutschen Erdgasversorgung ist u.a. durch LNG-Importe resilienter geworden, sodass verfügbare Kompensationsmechanismen kurzfristige Versorgungsengpässe abmildern können. Dies ginge jedoch mit erheblichen Mehrkosten einher – zu weiteren Lasten der Wettbewerbsfähigkeit. Drei Maßnahmen zur Stärkung der Resilienz lassen sich aus der Analyse ableiten:

1. Planungsrahmen

Bedarfsschätzungen zusammenführen und mit einem realistischen Ambitionsniveau Investitionssicherheit schaffen: Die Einschätzungen von Politik und Industrie zum künftigen Erdgasbedarf unterscheiden sich deutlich, was signifikante Risiken birgt – beispielsweise durch teure kurzfristige Beschaffung, Überinvestitionen in Infrastruktur oder Unterinvestitionen entlang der gesamten Lieferkette der Gasversorgung. So wurden im Szenariorahmenentwurf für den Netzentwicklungsplan sowohl BMWK-Langfristszenarien berücksichtigt, die von 550 bis 650 TWh Gasbedarf für 2030 ausgehen, als auch ein zusätzliches Szenario der Verteilnetzbetreiber, das mit über 700 TWh rechnet.

Letzteres liegt nahe der Schätzung von 690 bis 720 TWh aus unserem Energiewendeindex vom März 2025 und scheint beim aktuellen Tempo der Energiewende realistisch. Ein abgestimmter Szenariorahmen von Netzbetreibern, Politik und Industrie mit konsistenten Annahmen zu Preisen, Nachfrage und Regulierung ist notwendig, um Planungssicherheit und Finanzierbarkeit zu erhöhen und damit gezielte Investitionen zu ermöglichen.

2. Importe

Lieferanten diversifizieren, langfristige Verträge sichern, Indexierungen balancieren: Die Lieferlandschaft wird zunehmend einseitig: Bei LNG konzentriert sich die Versorgung auf die USA, bei Pipelinegas auf Norwegen. Eine breitere Vielfalt bei Importquellen, Lieferanten und

Vertragsstrukturen kann Abhängigkeiten verringern, Preisschwankungen abfedern und die Versorgung planbarer und sicherer machen. Dazu gehören mehr langfristige Verträge und eine ausgewogene Mischung aus Preisindexierungsmodellen. Eine Abnahme-Garantie des Bundes oder ähnliche Mechanismen über Differenzverträge helfen Importeuren, Langfristverträge abzuschließen.

3. Infrastruktur

Resilienz systematisch bewerten und neu denken: Angesichts der beschriebenen Risiken sind gezielte Investitionen in resiliente Infrastruktur unerlässlich. Resilienz muss zu einer strategischen Priorität werden, was eine systematische Analyse von Strategie, Prozessen, Beschaffung, Assets und Organisation erfordert. Dabei ist Resilienz als dynamische, adaptive Fähigkeit neu zu definieren, die Unternehmen befähigt, Störungen frühzeitig zu antizipieren, flexibel zu reagieren und daraus sogar Wettbewerbsvorteile zu erzielen. Notwendig sind hierfür neue Steuerungsinstrumente wie Risikomodelle, Szenarioanalysen, Frühwarnsysteme und klare Resilienz-KPIs.

Angesichts der Bedeutung der Erdgasversorgung für die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sollten diese Handlungsfelder in den kommenden Monaten energiepolitische Priorität bekommen.

Energiewende-Index: die Indikatoren im Überblick

Der Energiewendeindex zeigt gegenüber der Veröffentlichung von September eine leichte Verbesserung. Der Haushaltsstrompreis verbessert sich um eine Kategorie, und steht nun an der Schwelle zur Zielerreichung.

Damit ist weiterhin für sieben der insgesamt 15 Indikatoren die Zielerreichung realistisch, während vier Indikatoren auf der Kippe stehen. Für vier Indikatoren ist die Zielerreichung unrealistisch, einer weniger als in der letzten Ausgabe, und zwei weniger als noch vor einem Jahr.

Sieben Indikatoren mit realistischer Zielerreichung

Der *EE-Anteil am Bruttostromverbrauch* ist über das Gesamtjahr 2025 im Vergleich zu 2024 um rund 0,7 Prozentpunkte auf 55,8% gestiegen. Haupttreiber sind vor allem ein windarmes erstes Halbjahr und ein weiterhin hoher Zubau von Solar- und Windkraftkapazitäten von fast 20 GW. Ein Zubau der Solarkapazitäten erhöht den Anstieg des EE-Anteils aktuell allerdings eher marginal, da das Volumen an Abregelungen für Solar ebenfalls stieg – im Vergleich zum 1. Halbjahr 2024 verdoppelt sich der Anteil an Abregelungen 2025. Damit machen Abregelungen aktuell 3% der Erzeugungsmenge von erneuerbaren Energien aus. Die Zielerreichung des Indikators beträgt 95% und damit etwas weniger als im vorangegangenen Jahr (104%). Die Zielerreichung dieses Indikators bleibt somit realistisch.

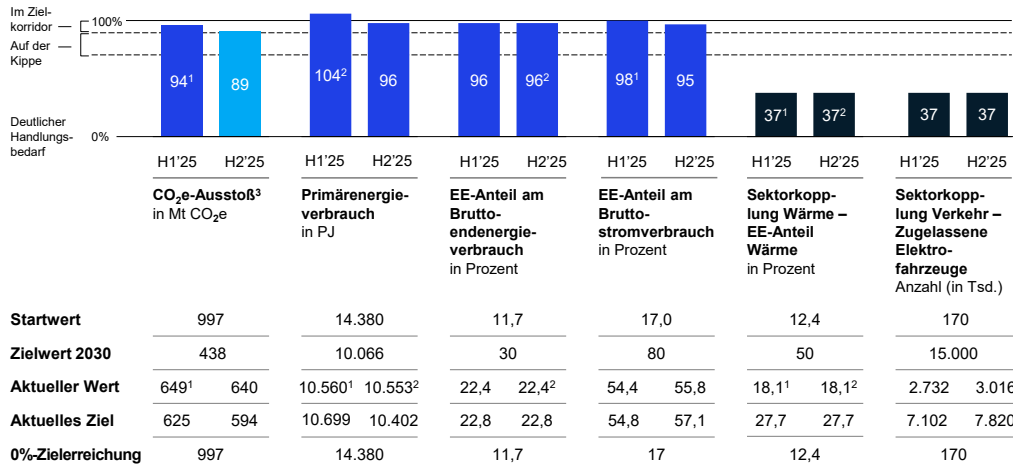
Der *Primärenergieverbrauch* liegt nach erster Hochrechnung für 2025 bei 10.553 PJ und damit weniger als 0,1% unter dem Vorjahr. Hauptgrund ist, dass sich ein leichter Produktionsrückgang von Strom basierend auf Kohle (-6,3% gegenüber 2024) und eine Erhöhung des Gasverbrauchs (+3,6% zu 2024) fast ausgleichen. Die Zielerreichung sinkt dennoch von 104% im vorangegangenen Jahr – nach rückwirkender Aktualisierung aufgrund neu verfügbarer Daten – auf 96% für 2025 (Abbildung 2). Damit bleibt die Zielerreichung auch hier realistisch.

Für den Indikator *EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch* liegen keine neuen Zahlen vor. Er verbleibt mit einer Zielerreichungsquote von 96% realistisch.

Abbildung 2

Umwelt- und Klimaschutz, Wertung H1 2025 und H2 2025 Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar

2. Rechenbeispiel Zielerreichung CO₂e-Ausstoß: $0\% \pm 997 \text{ Mt CO}_2\text{e}$, $100\% \pm 594 \text{ Mt CO}_2\text{e}$, aktueller Wert von $640 \text{ Mt CO}_2\text{e} \pm (640-997)/(594-997) = 89\%$

QUELLE: AG Energiebilanzen; BMWK; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Umweltbundesamt (UBA); Kraftfahrt-Bundesamt, Agora Energiewende

Der deutsche *Industriestrompreis* hat sich im Verhältnis zur europäischen Preisentwicklung leicht verschlechtert. In der aktuellsten Erhebung vom 1. Halbjahr 2025 liegt er um 16,7% über dem Mittelwert für Europa, im Halbjahr zuvor betrug die Differenz noch 13,1% (Abbildung 3). Ursache hierfür ist, dass die Preise im Auslandum 2% zurückgegangen sind, während sie in Deutschland um 1% anzogen. Die Diskrepanz ist vor allem auf ein – wetterbedingt – stärkeres Ansteigen der Börsenstrompreise in Deutschland gegenüber denen im europäischen Ausland zurückzuführen. Mit 125% übererfüllt der Indikator weiterhin sein Ziel. Dabei ist hervorzuheben, dass die Zielerreichung lediglich im Verhältnis zu anderen europäischen Ländern definiert ist, und 100% schon dann erfüllt sind, wenn die Preise in Deutschland um 22,4% über dem europäischen Durchschnitt liegen. Um der veränderten Bedeutung der Strompreise für die Wettbewerbsfähigkeit Rechnung zu tragen, wird die Referenz des Zielwerts in der nächsten Ausgabe angepasst.

Der Indikator *Ausfall Stromversorgung* verbessert sich leicht. 2025 beträgt das Blackout-Risiko pro Anschlusspunkt 11,7 Minuten (Vorhalbjahr 12,8), der Zielerreichungsgrad steigt um 3 Prozentpunkte auf 114%. Aufgrund des mehrtägigen Stromausfalls in Berlin Anfang diesen Jahres wird ein Anstieg des Indikators für das Jahr 2026 erwartet.

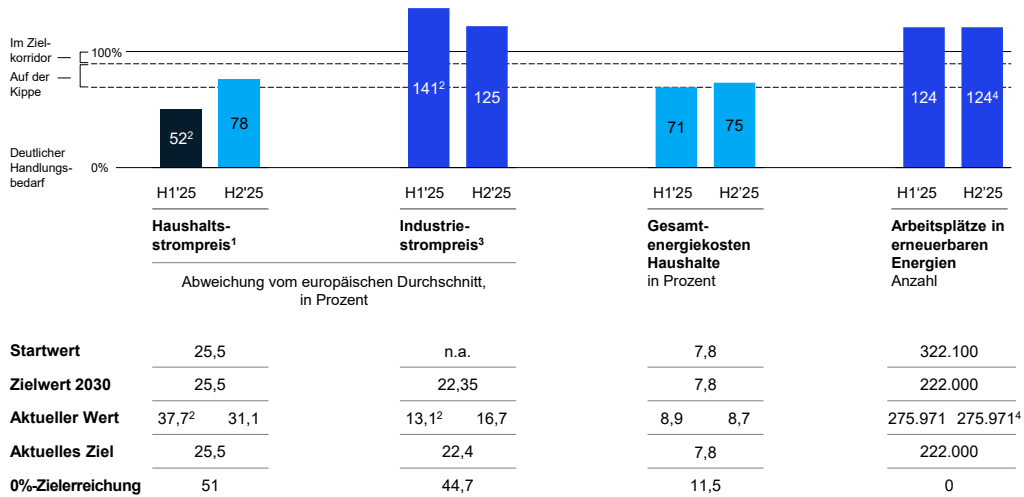
Für die Indikatoren *Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien* und *verfügbare Kapazität für Import aus Nachbarländern* wurden keine neuen Daten veröffentlicht. Auf Basis beider Indikatoren werden die Ziele bis 2030 realistisch erreicht.

Abbildung 3

Wirtschaftlichkeit, Wertung H1 2025 und H2 2025

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Rechenbeispiel Zielerreichung Haushaltsstrompreis: $0\% \pm 51,0\%$, $100\% \pm 25,5\%$, aktueller Wert von $31,1\% \pm (31,1-51,0)/(25,5-51,0) = 78\%$

2. Rückwirkende Aktualisierung aufgrund neu verfügbarer Daten

3. Misst die Abweichung gegenüber dem durchschnittlichen Industriestrompreis im europäischen Ausland. Die Abweichung gegenüber Industrieregionen außerhalb Europas (z.B. in China oder in den USA) ist deutlich größer und beträgt je nach Verbrauchergruppe und verfügbaren Entlastungen 30-100%

4. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar

QUELLE: E-Control; Eurostat; BMWK; Umweltbundesamt (UBA); Statistisches Bundesamt (Destatis)

Zielerreichung für vier Indikatoren unrealistisch

Der Indikator *Sektorkopplung Verkehr* hält seinen Zielerreichungsgrad zum ersten Mal seit zwei Jahren stabil. Nachdem der Wert seit dem Ende der staatlichen Förderung 2023 von 44 auf 37% im April 2025 gesunken war, ist er dann bis Oktober 2025 bei 37% geblieben. Ende 2025 sind in Deutschland etwas mehr als 3 Mio. Elektrofahrzeuge auf den Straßen gefahren – nach den Zielen der Bundesregierung hätten es (linear interpoliert) fast 8 Mio. sein sollen. Die Zahl der E-Neuzulassungen pro Halbjahr hat sich mit fast 300.000 seit dem Tiefpunkt 2023 fast verdoppelt. Es bräuchte jedoch in etwa viermal so viele, um bis 2030 das Ziel von 15 Mio. zugelassenen E-Autos in Deutschland zu erreichen. Aktuell bleibt das Ziel weiterhin unrealistisch.

Die *Kosten für Netzeingriffe* sind von 16,50 auf 14,70 EUR/MWh gesunken, aber immer noch weit von den angestrebten 1 EUR/MWh entfernt. Zumindest steigt der Indikator weiter von 0 auf 3% (Abbildung 4). Die Verbesserung resultiert aus den rückläufigen Kosten (rund -10%) infolge weiter gesunkener Großhandelspreise und einem geringeren Bedarf an Netzeingriffen für Offshore-Wind. Zudem erhöhte sich die Stromproduktion (+4 %) aus den volatilen erneuerbaren Energien Solar- und Windkraft.

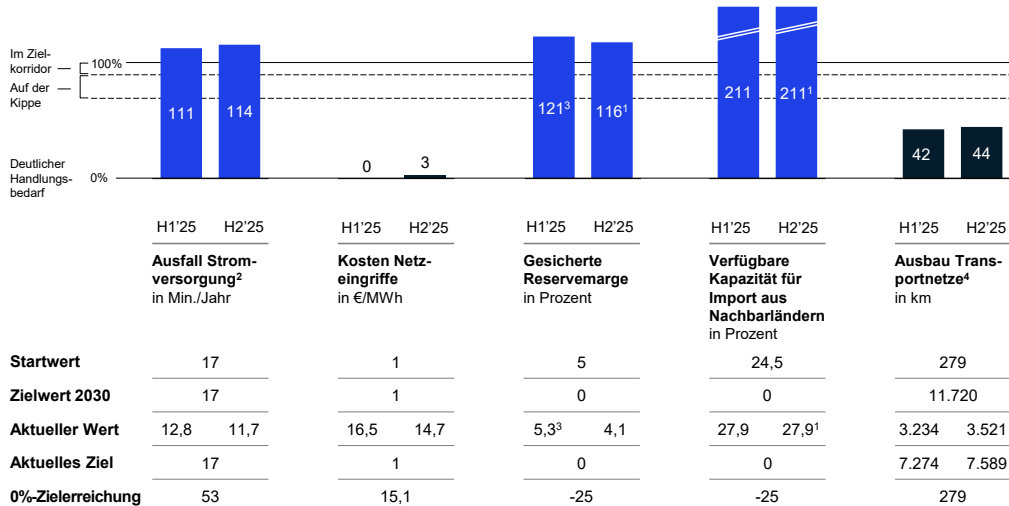
Auch der *Ausbau der Transportnetze* bleibt mit einem Zielerreichungsgrad von 44% weiter hinter seinen Zielen zurück. In der ersten Jahreshälfte 2025 sind fast 300 km zusätzliche Übertragungsnetzleitungen fertiggestellt worden, aktuell notwendig wären jedoch rund 750 km pro Halbjahr. Trotzdem gibt es nennenswerte Fortschritte: Der Zubau beträgt ungefähr das Doppelte dessen, was noch in der zweiten Jahreshälfte 2024 möglich war, und die Anzahl der abgeschlossenen Genehmigungsverfahren ist weiterhin hoch. Dies lässt auf eine weitere Beschleunigung des Ausbaus hoffen.

Abbildung 4

Versorgungssicherheit, Wertung H1 2025 und H2 2025

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



- Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar
- Rechenbeispiel Zielerreichung Ausfall Stromversorgung: 0% $\hat{=}$ 53 Min./Jahr, 100% $\hat{=}$ 17 Min./Jahr, aktueller Wert von 11,7 Min./Jahr $\hat{=}$ $(11,7-53)/(17-53) = 114\%$
- Rückwirkende Aktualisierung aufgrund neu verfügbarer Daten
- Der Indikator berücksichtigt die Ausbautvorhaben gemäß EnLAG und BBPIG

QUELLE: Bundesnetzagentur; Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz; ENTSO-E; Enerdata

Für den Indikator *Sektorkopplung Wärme* sind keine neuen Daten veröffentlicht. Er verbleibt mit einem EE-Anteil an der Wärmeerzeugung von 18,1% bei 37% Zielerreichung und ist damit unrealistisch.

Vier Indikatoren auf der Kippe

Der *CO₂e-Ausstoß* ist 2025 um nur 9 Mt auf 640 Mt gesunken und verschlechtert den Zielerreichungsgrad um 5 Prozentpunkte auf 89%. Die Reduktionskurve flacht gegenüber dem Vorjahr deutlich ab – trotz weiterhin stagnierender Wirtschaft. Wesentlicher Treiber für den Rückgang ist die Substitution von Kohle (-16%) durch Erneuerbare bei der Stromproduktion.

Auch in der Industrie und einigen anderen Sektoren geht der CO₂e-Ausstoß zurück. In den Sektoren Verkehr und bei Gebäuden nimmt er allerdings zu, was vor allem an nur langsamen Fortschritten in der Elektrifizierung dieser Sektoren liegt.

Bei den *Gesamtenergiekosten Haushalte* haben zwei Trends den Indikator weiter verbessert: Die Energiekosten sind in den vergangenen 12 Monaten um 2,4% (vor allem getrieben durch fallende Strom- und Kraftstoffpreise) gesunken, während die Inflation laut Verbraucherpreisindex 2,2% beträgt. Damit hat sich der Anteil der Energiekosten am Gesamtwarenkorb der Verbraucher von 8,9 auf 8,7% verringert. Die Zielerreichung befindet sich mit jetzt 75% trotz der Verbesserung weiterhin auf der Kippe.

Obwohl Deutschland weiterhin die höchsten *Haushaltsstrompreise* in Europa ausweist, hat sich der Indikator von „unrealistisch“ zu „auf der Kippe“ verbessert. Die Haushaltsstrompreise in Deutschland liegen noch um 31% über dem europäischen Durchschnitt. Die Zielerreichung steigt von 52 auf 78%, da der durchschnittliche Haushaltsstrompreis in Deutschland von Juni bis Dezember 2025 um 3% gesunken ist, während die Preise im europäischen Ausland um

durchschnittlich 3% angezogen sind. 2026 könnte sich aufgrund sinkender Netzentgelte in den meisten Netzgebieten eine weitere Verbesserung einstellen.

Die *gesicherte Reservemarge* verschlechtert sich 2025 leicht von 5,3 auf 4,1%. Hauptgrund dafür ist, dass durch den Kohleausstieg und die Abschaltung älterer Gaskraftwerke etwa 2 GW an verfügbaren Kapazitäten wegfallen. Positiv entgegen wirkt, dass die Stromnachfrage über die letzten Jahre gesunken ist. Dadurch haben die Netzbetreiber ihre Prognosen für die Spitzenlast im Winter 2025/26 etwas nach unten korrigiert. Zudem wird der Ausbau der erneuerbaren Energien schneller vorangetrieben, was die erwartete abzudeckende Residualspitzenlast leicht (um ca. 400 MW) senkt.

Eine steigende Stromnachfrage könnte die Reservemarge im Winter 2026/27 jedoch unter Druck setzen. Trotz aktueller Zielerreichung von 116% bleibt der Indikator daher kritisch. Entlastung könnten verhinderte Stilllegungen durch die Bundesnetzagentur sowie die vom BMWK angekündigte Kraftwerksstrategie bringen.

Sebastian Overlack und **Fridolin Pflugmann** sind Partner im Frankfurter Büro von McKinsey, **Ole Rolser** ist Partner im Amsterdamer Büro,

T. Ipers ist Senior Associate im Düsseldorfer Büro, **Leonard Hanschur** ist Fellow Senior Associate im Münchner Büro, **Emil Hosius** ist Knowledge Specialist und **Christian Kauth** ist Senior Knowledge Analyst im Düsseldorfer Büro.

Designed by VME

Copyright (c) 2026 McKinsey & Company. All rights reserved.