



Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2024

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2024 leicht gesunken

Inhalt

Primärenergieverbrauch insgesamt	2
Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2024	4
Abhängigkeit von Energieimporten	11
Primärenergiegewinnung in Deutschland	12
Mineralöl	13
Erdgas	20
Steinkohle	27
Braunkohle	32
Elektrizitätswirtschaft	35
Erneuerbare Energien	44
Energieeffizienz in Deutschland	48
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	55
Zusammenfassende Entwicklung	57

Stand: 12. Mai 2025

bearbeitet von Hans Georg Buttermann (h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de)

(Der Beitrag zu den erneuerbaren Energien beruht auf Arbeiten der AGEE-Stat, Stand 12. Mai 2025)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Reinhardtstraße 32, 10117 Berlin

h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de

f.schenke@ag-energiebilanzen.de

u.maassen@ag-energiebilanzen.de

www.ag-energiebilanzen.de

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2024 (nach vorläufigen Schätzungen) insgesamt 10.529 PJ oder 359,2 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 1,2 % ab (vgl. Tabelle 1)¹⁾.

Das Niveau des Energieverbrauchs sowie seine Zusammensetzung (Energimix) wurden im Jahr 2024 weiterhin durch die Folgen des Krieges in der Ukraine bzw. die damit verbundenen spürbar höheren Energiepreise sowie Wachstumsverluste und sektorale Veränderungen innerhalb der deutschen Wirtschaft geprägt. Darüber hinaus wird der Energieverbrauch auch durch politische und regulatorische Vorgaben auf nationaler oder europäischer Ebene beeinflusst. Für die mittel- bis längerfristige Entwicklung sind u. a. der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 (bzw. im Rahmen des genehmigten Streckbetriebes bis maximal 15. April 2023), der begonnene Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie die fortgesetzte Förderung des Ausbaus erneuerbarer

Energien bedeutsam. Auf europäischer Ebene sind u. a. die Absenkung der Emissionsobergrenze in der laufenden 4. Handelsperiode 2021 bis 2030 (linearer Kürzungsfaktor 2,2 % p.a., statt 1,74 % p.a. wie in der 3. Handelsperiode) innerhalb des EU-ETS sowie die Zielsetzungen für den Klimaschutz im Nicht-ETS-Bereich²⁾, die Vorgaben zur Verbesserung der Energieeffizienz (z. B. EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED, Richtlinie 2012/27/EU)) sowie verbindliche Ziele zum fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien (EU-Richtlinie für erneuerbare Energien, Richtlinie (EU) 2018/2001) und der Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der EU-Richtlinie 2018/2001 (Dokument COM/2021/557) von Relevanz.

Wichtigster Energieträger für Deutschland blieb auch 2024 das Mineralöl mit einem Anteil von 36,2 %. Es folgte das Erdgas mit einem gegenüber dem Vorjahr auf 25,9 % erhöhten Anteil (2023: 24,6 %). Die Position an dritter Stelle belegten die erneuerbaren

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2023 und 2024 ¹⁾

Energieträger	2024		2023		Veränderungen 2024 ggü. 2023			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	%	2023	2024
Mineralöl	3.876	3.808	132,3	129,9	-68	-2,3	-1,7	36,4	36,2
Erdgas	2.621	2.728	89,4	93,1	107	3,6	4,1	24,6	25,9
Steinkohle	860	772	29,3	26,3	-89	-3,0	-10,3	8,1	7,3
Braunkohle	895	810	30,5	27,6	-85	-2,9	-9,5	8,4	7,7
Kernenergie	79	0	2,7	0,0	-79	-2,7	-100,0	0,7	0,0
erneuerbare Energien	2.079	2.110	70,9	72,0	31	1,0	1,5	19,5	20,0
Stromausgleich	33	95	1,1	3,2	61	2,1	...	0,3	0,9
Sonstige	208	207	7,1	7,1	-1	0,0	-0,7	2,0	2,0
Insgesamt	10.651	10.529	363,4	359,2	-123	-4,2	-1,2	100,0	100,0

1) Alle Angaben vorläufig, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, für erneuerbare Energien)

1) Der vorliegende Bericht stützt sich in weiten Teilen (Angaben zum Energieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern, sofern nicht anders vermerkt) auf Daten der endgültigen Energiebilanz Deutschland 2023 (Datenstand: 31. Januar 2025) sowie der Schätzenergiebilanz Deutschland 2024 (Datenstand: 12. Mai 2025), die ihrerseits eine Aktualisierung der Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland 2024 (Datenstand: 15. Februar 2025) darstellt. Eine ausführliche Beschreibung der formalen Methoden und Schätzansätze, die zur Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland angewendet werden, findet sich in den Studien „Pilotprojekt zur Frühschätzung der Energiebilanz 2020 und Vergleich zu späteren definierten Datenständen“ (UBA-Projektnr. 152983) und „Weiterentwicklung des Modells zur Frühschätzung der Energiebilanz“ (UBA-Projektnr. 177616). Die Studien wurden in der Reihe UBA-Texte publiziert und können hier abgerufen werden: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_18-2023_pilotprojekt_zur_fruehschaetzung_der_energiebilanz_2020.pdf (Abrufdatum: 11.3.2025); https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/167_2024_texte_0.pdf (Abrufdatum: 11.3.2025).

Energien mit einem Anteil von 20 %, 2023 waren es noch 19,5 % gewesen. Der Primärenergieverbrauch von Stein- und Braunkohle ist im Vergleich zu 2023 um 10,3 % bzw. 9,5 % gesunken, so dass Braunkohle 2024 etwa 7,7 % und Steinkohle 7,3 % des Primärenergiebedarfs deckten. Der Primärenergieverbrauch der Kernenergie verringerte sich 2024 auf null (Durch die Änderung des Atomgesetzes wurde die ursprünglich für den 31. Dezember 2022 vorgesehene Stilllegung der drei letzten Kernkraftwerksblöcke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland um dreieinhalb Monate auf den 15. April 2023 verschoben). Aufgrund dieser Entwicklung deckte die Kernenergie 2023 noch ca. 0,7 % des Primärenergiebedarfs; ab 2024 leistet dieser Energieträger (zumindest aus heimischer Erzeugung) keinen Beitrag mehr zur Deckung des Primärenergiebedarfs in Deutschland.

Im Jahr 2024 flossen 26,3 Mrd. kWh (95 PJ) mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland. Damit ist Deutschland zum zweiten Mal in Folge, erstmals seit 2002 wieder Netto-Importeur von elektrischem Strom. Infolgedessen wirkte sich der Stromaustauschsaldo im Jahr 2024 verbrauchserhöhend (um plus 0,9 Prozentpunkte, Vorjahr 2023: plus 0,3 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus. 2022 wirkte der Austauschsaldo noch verbrauchsmindernd in der Größenordnung von minus 0,8 Prozentpunkten).

2) Im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 wurde in Deutschland ab Januar 2021 eine CO₂-Bepreisung in den Bereichen Wärme und Verkehr eingeführt (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG, Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen). Private und gewerbliche Verbraucher (Nicht-ETS) müssen für Energieträger wie Kraftstoffe, Heizöl oder Erdgas seither einen CO₂-Zuschlag in Höhe von 25 €/t Kohlendioxidgehalt entrichten. Der CO₂-Preis im Rahmen dieses nationalen Emissionshandelssystems soll bis 2025 schrittweise auf 55 €/t angehoben werden. Die für den 1. Januar 2023 ursprünglich vorgesehene Erhöhung des CO₂-Preises um 5 €/t war um ein Jahr auf den 1. Januar 2024 verschoben worden, um die privaten Haushalte und die gewerbliche Wirtschaft vor dem Hintergrund der stark gestiegenen Energiepreise (Ukraine-Konflikt) nicht zusätzlich zu belasten. Am 1. Januar 2024 stieg der CO₂-Preis je Tonne ausgestoßenem Kohlendioxid wieder auf den ursprünglich lt. BEHG vorgesehenen Wert von 45 €/t. Zum 1. Januar 2025 ist der Preis dann auf 55 Euro erhöht worden. Ab 2027 soll der Preis für die CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude an die Marktmechanismen eines europäischen Emissionshandelssystem gekoppelt sein.

Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2024

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ist von zahlreichen Einflussfaktoren abhängig. Dazu gehören neben Veränderungen der energiepolitischen und ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen vor allem makroökonomische und sektorale Entwicklungen (Strukturwandel), demografische Faktoren, die Energiepreise sowie Temperaturschwankungen.

Temperatur- und Witterungseinflüsse

Für einen großen Teil des nicht-industriellen Energieverbrauchs spielt die Temperatur eine erhebliche Rolle, weil der überwiegende Teil des Energieverbrauchs in diesen Bereichen zum Beheizen privat oder gewerblich genutzter Räume bestimmt ist. Der Temperatureinfluss wird üblicherweise mit Hilfe von Gradtagzahlen gemessen; diese Maßzahl spiegelt – vereinfacht gesprochen – die kumulierten Temperaturdifferenzen der Tage wider, an denen die Durchschnittstemperatur unter ein bestimmtes Niveau (Heizgrenztemperatur, hier 15 °C) fällt.³⁾

Im Jahr 2024 lag die Gradtagzahl erneut spürbar unter dem Niveau des langjährigen Durchschnitts (arithmetisches Mittel von 1990 bis 2023 über 16 Messstationen). Die niedrige Anzahl von Tagen mit einer Heizgrenztemperatur unter 15 °C weist grundsätzlich auf ein höheres durchschnittliches Temperaturniveau im Berichtsjahr und eine damit verbundene Reduzierung des beobachteten Energiebedarfs (insbesondere zur Beheizung von Wohnräumen) infolge einer milderen Witterung hin.⁴⁾

Auch gegenüber dem Vorjahr hat sich die Gradtagzahl um 58 auf 2.983 verringert, weil es 2024 wärmer war als 2023. Die Gradtagzahlen lagen 2024 um rund 1,9 % unter dem Wert des Vorjahres (höhere Temperaturen), so dass der beobachtete Energieverbrauch im Jahr 2024 verglichen mit dem Jahr 2023 auch

aufgrund des Witterungseinflusses bzw. der milderen Temperaturen gesunken sein dürfte.

Mit Blick auf die Entwicklung der Gradtagzahlen in den einzelnen Monaten fällt auf, dass das Jahr 2024 insbesondere in den Monaten Februar bis Mai deutlich milder verlief als im Vorjahr. Im Januar und in den Monaten von September bis Dezember 2024 hingegen lagen die Temperaturen gemessen an den Gradtagzahlen niedriger als 2023. Die für die Heizperiode wichtigen Monate von Oktober bis Dezember verliefen demzufolge 2024, insgesamt betrachtet, kühler als dies in den entsprechenden Vorjahresmonaten der Fall gewesen ist (Gradtagzahlen minus 9,3 %). Auch der für die Heizperiode wichtige Monat Januar 2024 war gemessen an den Gradtagzahlen insgesamt um 14,6 % kälter.

Verglichen mit dem langjährigen Mittel (1990 bis 2023) war das Jahr 2024 (unter Ausschluss der Sommermonate von Juni bis August) durchgängig wärmer. Ungewöhnlich mild verliefen insbesondere die Monate Februar, März und Mai und Juni 2024 (vgl. Abbildung 1).

Der Einfluss kurzfristiger Temperatureffekte auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird typischerweise ausgeschaltet, indem Temperaturen wie im langjährigen Mittel⁵⁾ unterstellt und lagerbestandsbereinigte Daten für den Mineralölverbrauch⁶⁾ berücksichtigt werden. Unter Zugrundelegung dieser Prämissen wäre der Primärenergieverbrauch im Jahr 2024 nicht, wie beobachtet, um 1,2 %, gesunken, sondern er hätte in etwa auf dem Niveau des Vorjahres stagniert (Veränderungsrate des witterungs- und lagerbestandsbereinigten Primärenergieverbrauchs 2023/2024: -0,1 %). Der Bereinigungseffekt hat bei den einzelnen Energieträgern, abhängig von ihrer Anwendung für Raumwärmezwecke, unterschiedliche Auswirkungen (vgl. Abbildung 2).

3) Konkret sind Gradtagzahlen (nach DIN VDI 3807) definiert als die Summe der Differenzen zwischen einer festgelegten Rauminnentemperatur (hier 20 °C) und der Tagesmitteltemperatur der Tage, an denen die Lufttemperatur unter der Heizgrenztemperatur (hier 15 °C) liegt.

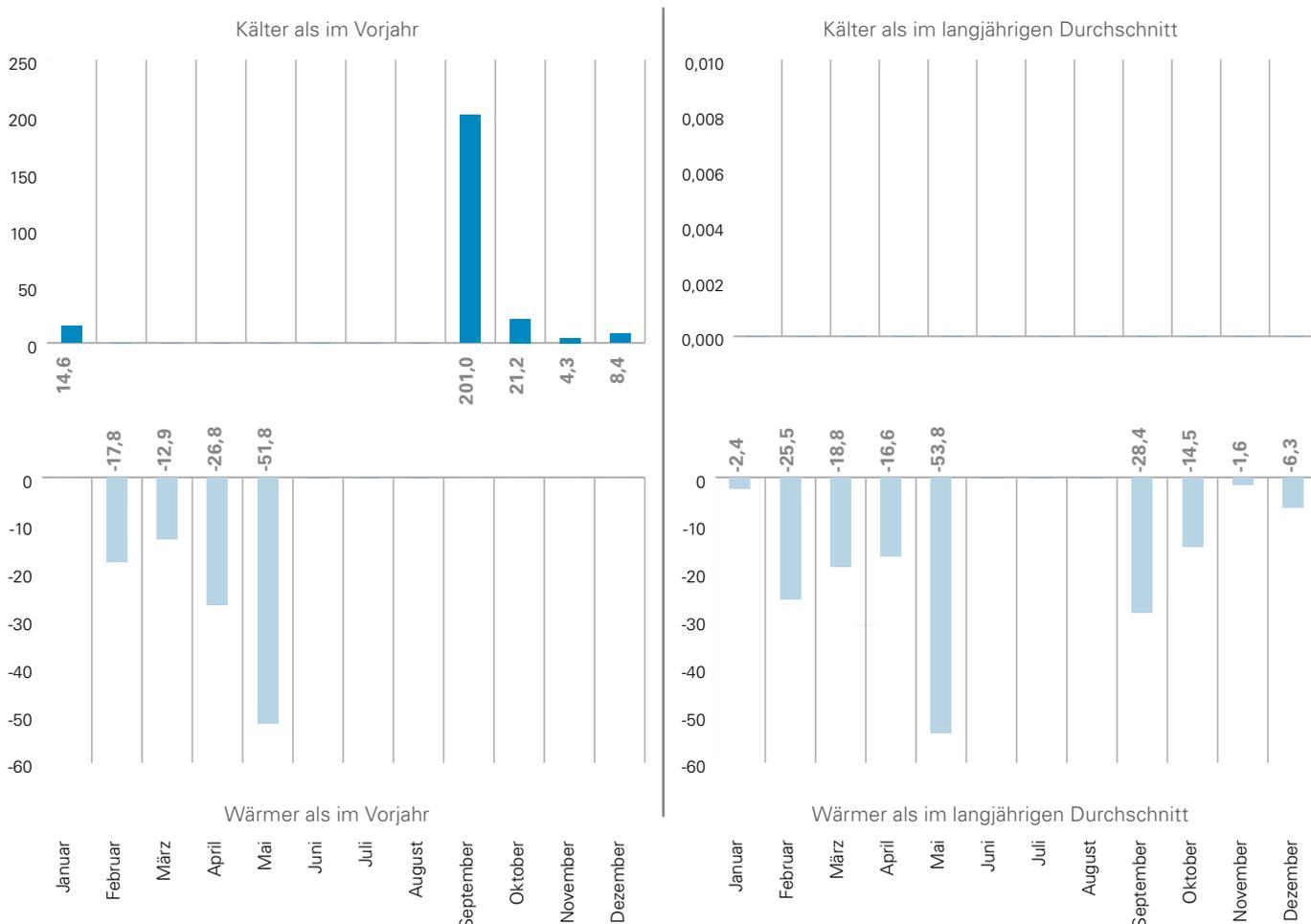
4) Im Vergleich zum langjährigen Mittel (Durchschnitt der Gradtagzahlen von 1990 bis 2023) war das Jahr 2024 wärmer. Die Temperaturen lagen im Durchschnitt des Jahres (gemessen an den Gradtagen) um 15,1 % über den Werten des langjährigen Mittels. Konzentriert man die Betrachtung ausschließlich auf diese längerfristige Perspektive, hätte der Primärenergieverbrauch 2024 spürbar über dem beobachteten Niveau liegen müssen, sofern die Witterungsbedingungen in diesem Jahr denen des langfristigen Mittels entsprochen hätten.

5) Zur Bewertung längerfristiger Entwicklungen des Energieverbrauchs (ab 1990) werden Temperaturbereinigungen in diesem Bericht grundsätzlich mit Hilfe des langjährigen Mittels (1990 bis 2023) durchgeführt (vgl. Tabelle 15, Schaubild 15 und 16). Für kurzfristige Vergleiche könnten alternativ auch die Witterungsbedingungen einer beliebigen anderen Vergleichsperiode (z. B. des Vorjahres) herangezogen werden. Es liegt auf der Hand, dass sowohl das Niveau des temperaturbereinigten absoluten Energieverbrauchs als auch die Veränderungsrate zum Vorjahr von der Wahl der Bezugsperiode im Bereinigungsverfahren abhängt.

Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland (16 Messstationen)

Veränderungen 2024 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1990-2023) in % wobei die Monate Juni bis August wegen begrenzter Aussagefähigkeit entfallen



Quelle: Deutscher Wetterdienst

Für den Witterungseinfluss gilt im Allgemeinen, dass die temperaturbereinigten Veränderungen des Energieverbrauchs in vergleichsweise warmen Jahren kräftiger ausfallen als die Veränderungen der Ursprungswerte; entsprechend gilt, dass in kälteren Jahren der Anstieg der temperaturbereinigten Werte niedriger ausfällt als bei den Ursprungswerten. Dies wird auch an den unterschiedlichen Spreizungen der in Abbildung 2 dargestellten Energieträger sichtbar.

Beim Mineralöl wirkte sich auf die (lagerbestandsbereinigte) Entwicklung zusätzlich aus, dass sich vor allem private (aber auch gewerbliche) Verbraucher angesichts der gegenüber 2023 wiederum gesunkenen Energiepreise mit Heizöl bevorrateten und ihre Tanks weiter befüllten.

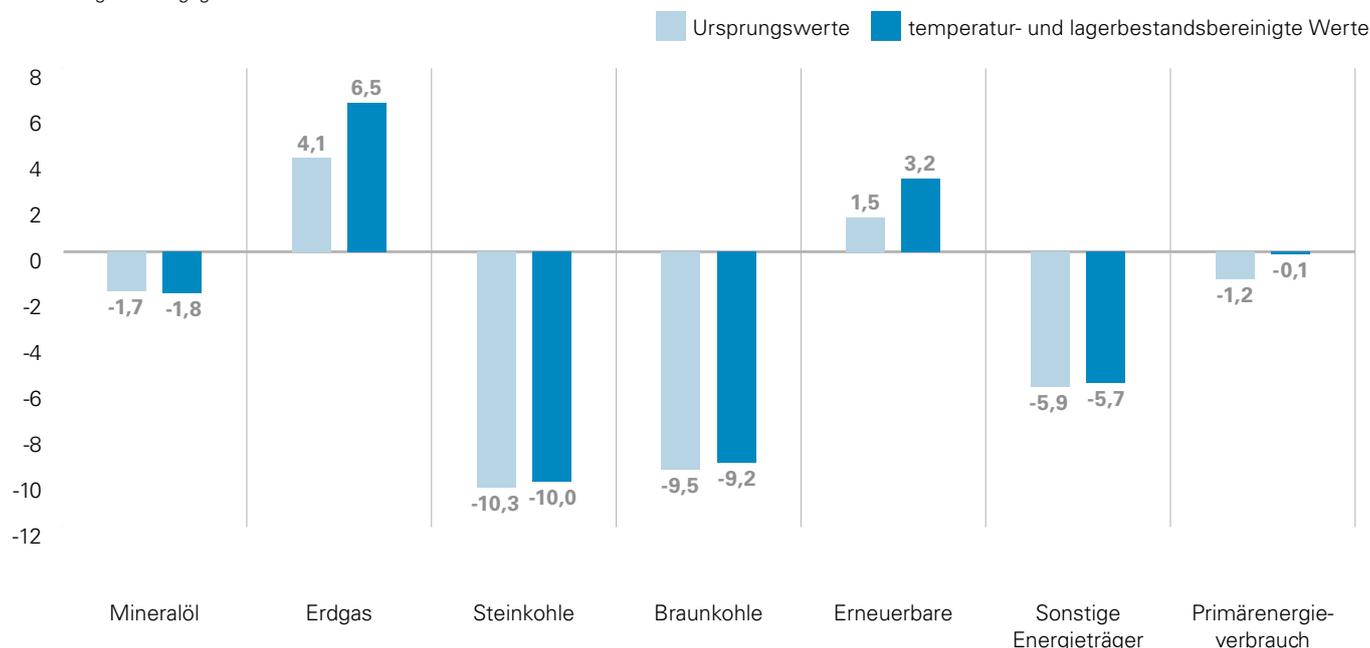
Aus den gegenläufigen Effekten (Bestandsaufbau reduziert den tatsächlichen Heizölverbrauch, die

6) Die Angaben zum Mineralölverbrauch in der Energiebilanz (insbesondere leichtes Heizöl) umfassen teilweise nur Absatzzahlen. Der tatsächliche Verbrauch dieses Energieträgers kann deshalb um die jeweiligen Veränderungen der Lagerbestandshaltung von den ausgewiesenen Absatzmengen abweichen. Die Veränderungen der Lagerbestände stellt die amtliche Statistik allerdings nur für den Energiesektor und für das produzierende Gewerbe bereit, so dass diese auch nur dort für die Verbrauchsberechnung berücksichtigt werden können. Für die privaten Haushalte und den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen liegen keine originär-statistischen Daten zu den Veränderungen der Heizölbestände vor. Um die skizzierte Lücke zu schließen, setzt die AG Energiebilanzen seit einiger Zeit ein ökonometrisch gestütztes Verfahren ein, um die Lagerbestandsveränderungen für diese Sektoren empirisch zu bestimmen und auch für Mineralöle eine vollständige Verbrauchsrechnung durchführen zu können. Einzelheiten zu diesem Verfahren vgl. Umsetzung eines Verfahrens zur regelmäßigen und aktuellen Ermittlung des Energieverbrauchs in nicht von der amtlichen Statistik erfassten Bereichen (2016), Studie der AG Energiebilanzen im Auftrag des BMWi, S. 82ff. (Internet: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/umsetzung-verfahren-ermittlung-energieverbrauch-nicht-amtliche-statistik-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (Abrufdatum 21.2.2023))

Abbildung 2

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2024 gegenüber 2023 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Deutscher Wetterdienst

Ausschaltung des Witterungseinflusses erhöhte ihn (2024) folgt für die Mineralöle als Ganzes, dass der um Lagerbestands- und Temperatureinflüsse bereinigte Primärenergieverbrauch (wie auch der beobachtete Mineralölverbrauch) um rund 1,8 % abgenommen hat. Die Lagerbestandseffekte haben folglich den für sich genommen verbrauchserhöhenden Einfluss der Witterungsbereinigung auf die beobachtete Verbrauchsentwicklung im Jahr 2024 nahezu vollständig kompensiert bzw. ausgeglichen, wenn die Witterungsbereinigung, wie hier geschehen, auf der Grundlage des langjährigen Mittels der Gradtagzahlen von 1990 bis 2023 durchgeführt wird.

Bei den Gasen hingegen spielt im Rahmen der Bereinigung ausschließlich der Witterungseffekt eine Rolle. Der Verbrauch hat sich vor diesem Hintergrund, nach Ausschaltung des Temperatureinflusses, etwas kräftiger erhöht, als es die beobachtete Entwicklung zunächst nahegelegt hätte (nämlich um rund 6,5 % anstatt 4,1 % wie es die Ursprungswerte nahelegen). Bei Kohlen sowie den erneuerbaren Energien spielen

Temperatureffekte nur eine geringe Rolle, da sie überwiegend zur Stromerzeugung bzw. Eisen- und Stahlerzeugung eingesetzt werden.

Makroökonomische und sektorale Faktoren

Eine exportorientierte Volkswirtschaft, die zudem einen erheblichen Teil ihres Bedarfs an Energieträgern und Rohstoffen importiert, wie dies charakteristisch für Deutschland ist, hängt in vielfältiger Weise von weltwirtschaftlichen Entwicklungen ab. Die Weltwirtschaft dürfte nach Schätzung des IWF im Jahr 2024 um 3,2 % gewachsen sein.⁷⁾ Zum Vergleich: Im Jahr 2023 verzeichnete die Weltwirtschaft ein Plus von 3,3 %. Für den Euro-Raum rechnen die IWF-Projektionen für 2024 mit einer moderaten Zunahme des Wachstums auf 0,8 % (2023 waren es noch 0,4 %).

Von der skizzierten moderaten Entwicklung der globalen Wachstumsperspektiven konnte die deutsche Wirtschaft nicht profitieren.

7) Vgl. International Monetary Fund (2025), World Economic Outlook Update, January 2025.

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) schrumpfte in Deutschland im Jahr 2024 um rund 0,2 %, es ist damit im zweiten Jahr in Folge gesunken (2023: -0,3 %). Sowohl konjunkturelle als auch strukturelle Belastungen standen einer besseren gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2024 im Wege.

Die preisbereinigten Konsumausgaben sind gegenüber dem Vorjahr leicht, nämlich um 1,0 % gestiegen (2023: -0,3 %), wobei vom privaten Konsum (2024: +0,3 %) nur schwache Impulse⁸⁾, von den Konsumausgaben des Staates hingegen deutlich stärkere Wachstumsimpulse (2024: +2,6 %) ausgingen. Die Bruttoanlageinvestitionen⁹⁾, nahmen im Jahr 2024 verglichen mit dem Vorjahr um 2,8 % ab (nachdem sie im Vorjahr bereits um 1,2 % gesunken waren). Die negative Entwicklung der Bruttoanlageinvestitionen war in erster Linie auf die weiter rückläufigen Ausrüstungsinvestitionen (Maschinen, Geräte und Fahrzeuge) zurückzuführen, die gegenüber dem Vorjahr um 5,5 % schrumpften, während die Bauinvestitionen (Wohnungsbau und Nichtwohnungsbau bzw. Hoch- und Tiefbau) im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr preisbereinigt um 3,5 % abnahmen.

Insgesamt erhöhte sich die gesamte inländische Verwendung 2024 um 0,2 %. Zum Vergleich: Im Vorjahr (2022/2023) ging von der inländischen Verwendung noch ein negativer Wachstumsbeitrag von etwa -0,4 % aus.

Die Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen waren 2024 mit einem Minus von 0,8 % ebenfalls rückläufig, nachdem sie bereits im Vorjahr geschrumpft waren (2023: -0,3 %). Zugleich erhöhte sich der Wert der preisbereinigten Importe im Jahr 2024 um 0,2 % (Vorjahr: -0,6 %), so dass vom Außenhandelssaldo (Außenbeitrag) insgesamt ein negativer Wachstumsbeitrag (-0,4 %) ausging. Der deutsche Exportüberschuss ist im Jahr 2024 auf den niedrigsten (preisbereinigten) Wert seit 2009 gefallen. Verglichen mit dem Vorjahr nahm er um 8,1 % auf rund 161 Mrd. € ab (Vorjahr 2023: 175 Mrd. €)¹⁰⁾.

Entsprechend den makroökonomischen Rahmenbedingungen verlief die wirtschaftliche Entwicklung in den einzelnen Wirtschaftszweigen sehr unterschiedlich. Während einige Sektoren, wie z. B. der Fahrzeugbau, von der Zunahme der Ausrüstungsinvestitionen profitieren konnten, nahm die Wirtschaftsleistung in anderen Branchen, wie z. B. dem Baugewerbe, infolge von Material- und Lieferengpässen, dem Mangel an Fachkräften sowie hohen Baukosten (Anstieg von Zinsen und Inflation) weiter ab.

Die differenzierte Entwicklung der einzelnen makroökonomischen Aggregate trägt auch innerhalb des Produzierenden Gewerbes mit dazu bei, dass die Entwicklung der Sektoren im Jahr 2024 unterschiedlich verlief.

Die Produktionsentwicklung von Wirtschaftszweigen, die entweder selbst einen Großteil ihrer Produktion im Ausland absetzen oder als Vorleistungslieferant für exportabhängige Sektoren tätig sind, wurde durch den Einbruch der Exporte gebremst. Wirtschaftszweige, die von der Baukonjunktur abhängen, verzeichneten Wachstumseinbußen bzw. reduzierten ihre Produktion, weil die preisbereinigten Bauinvestitionen (Wohn- und Nichtwohnungsbauten) 2024 gegenüber dem Vorjahr 2023 weiter abnahmen. Die energieintensiven Sektoren sahen sich mit Einschränkungen ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund des nach wie vor relativ hohen Energiepreinsniveaus in Deutschland und daraus resultierenden Produktionseinschränkungen konfrontiert.

Insgesamt sank die Produktion im Produzierenden Gewerbe im Jahr 2024 um rund 4,4 % (2023: -2,2 %). Im verarbeitenden Gewerbe schrumpfte die Produktion (ebenfalls gemessen am Produktionsindex) 2024 um 5 % (nachdem sie sich im Jahr zuvor bereits um 1 % verringert hatte), weil die internationale Wettbewerbsfähigkeit vieler Branche aufgrund der immer noch hohen Energiepreise weiter eingeschränkt wurde bzw. unter weiter Druck steht. Die energieintensiven Wirtschaftszweige waren von den Energiepreisteigerungen besonders betroffen; ihre Produktion nahm als

8) Die Privaten Haushalte hielten sich trotz steigender Einkommen mit Käufen/Konsumausgaben im Jahr 2024, vermutlich auch wegen gestiegener wirtschaftlicher Unsicherheiten zurück.

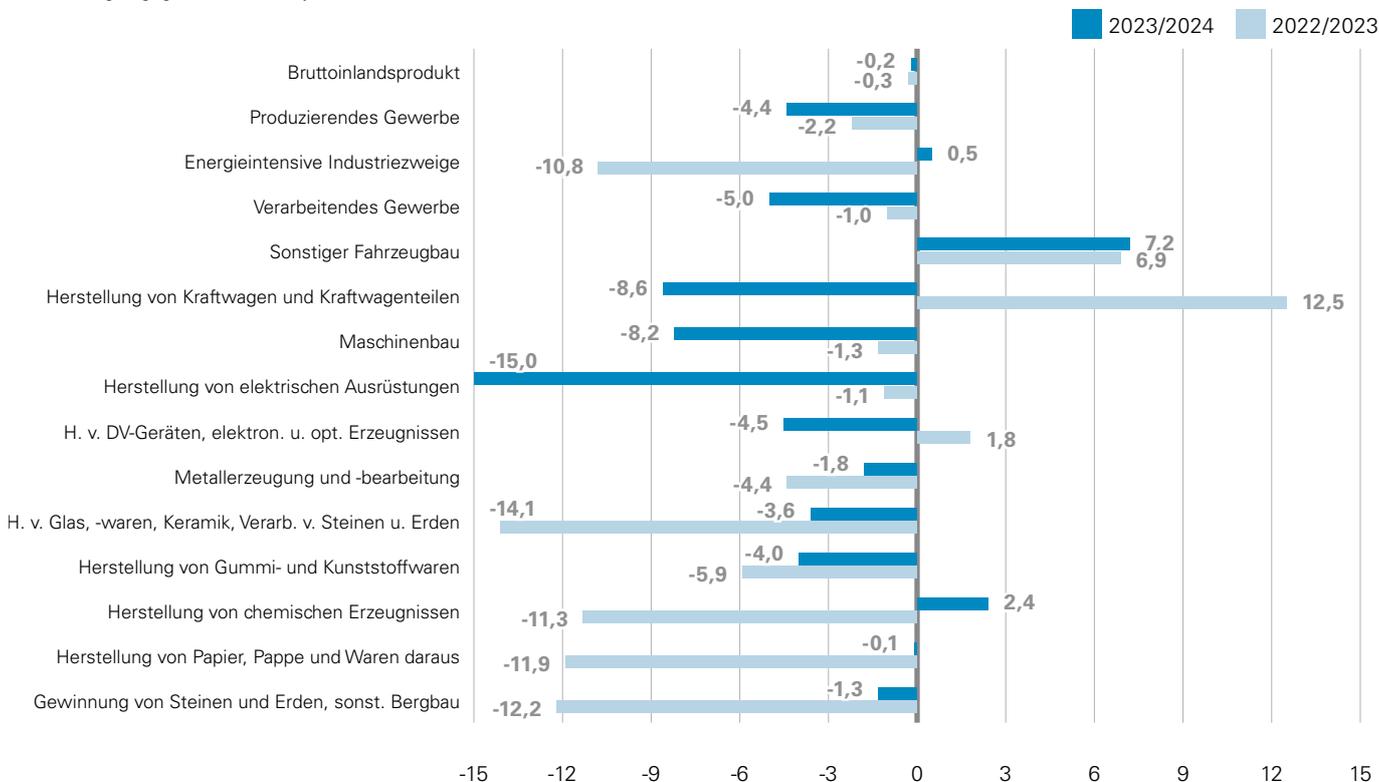
9) Investitionen in Ausrüstungen und maschinelle Anlagen sowie Bauten (Wohn- und Nichtwohnungsbauten, darunter Hoch- und Tiefbau) und Vorratsveränderungen.

10) DESTATIS, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen 2024, Preisbereinigte Volumenangaben und Wachstumsbeiträge, preisbereinigte, verkettete Volumenangaben (Referenzjahr 2020).

Abbildung 3

Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2023 bis 2024

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

Ganzes im Jahr 2024 gegenüber dem Jahr 2023 leicht um etwa 0,5 % zu, bewegt sich damit aber weiter auf einem sehr niedrigen Niveau, weil sie 2023/2022 bereits um 10,8 % geschrumpft ist.

Abbildung 3 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über die jährlichen Veränderungsdaten der Produktionsindizes von 2023 bis 2024 für elf wichtige Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes (aggregiert auf der Ebene von WZ-Zweistellern):

- Im Jahr 2024 konnten von den elf Wirtschaftszweigen nur zwei Sektoren gegenüber dem Vorjahr Produktionszuwächse erzielen. Zu diesen Branchen zählen der „Sonstige Fahrzeugbau“ (+7,2 %) und die „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ (+2,4 %), die allerdings im Jahr zuvor Produktionseinbußen in Höhe von 11,3 % hinnehmen mussten.

- Alle anderen Sektoren, insbesondere Wirtschaftszweige der investitionsgüterproduzierenden Industrie, wie z. B. die „Herstellung von elektrischen Ausrüstungen“ (-15 %), die „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“ (-8,6 %) oder der „Maschinenbau“ (-8,2 %) verzeichneten gegenüber dem verarbeitenden Gewerbe überdurchschnittlich kräftige Produktionsrückgänge, nachdem ihre Produktionsleistung (mit Ausnahme der Herstellung von Kraftfahrzeugen) bereits im vergangenen Jahr spürbar geschrumpft war.

- Von den energie- bzw. stromintensiven Wirtschaftszweigen gingen mit „Ausnahme der Herstellung chemischer Erzeugnisse“ im Jahr 2024 keine positiven Wachstumsimpulse aus. Die Produktion des Sektors „Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“ schrumpfte

11) Insgesamt wurden 2024 in Deutschland rund 2,8 Mio. Pkw und damit 1 % weniger als im Vorjahr neu zugelassen (Insgesamt liefen 2024 rund 4,1 Mio. Pkw von den Bändern, in etwa so viele wie im Jahr zuvor). Differenziert nach Antriebsart sind die Pkw-Neuzulassungen bei Fahrzeugen mit Benzinmotor um 1,4 %, bei Hybrid-Antrieben um 12,7 % gestiegen, wo hingegen die Neuzulassungen batterieelektrisch angetriebener Pkw (BEV) im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 27 % zurückgingen. In den Zulassungszahlen (BEV) für 2024 schlägt sich das abrupte Ende des Umweltbonus am 17. Dezember 2023 nieder, welches zu einem Vorzieheffekt bei den Neuwagenkäufen mit E-Antrieb im Jahr 2023 führte. Auch die Zahl der neuzugelassenen Pkw mit Dieselmotor nahm 2024 um knapp 0,7 % gegenüber dem Vorjahr ab.

um 3,6 %, die „Metallerzeugung und -bearbeitung“ um 1,8 % und die „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ um 0,1 %, nachdem diese drei Branchen bereits im Vorjahr kräftige Produktionseinbrüche verzeichneten.

Als Folge der skizzierten Produktionsabnahme im verarbeitenden Gewerbe insgesamt ist für das Berichtsjahr 2024 grundsätzlich erneut ein Verbrauchssenkender Impuls auf den Energieverbrauch zu erwarten. Tendenziell verstärkt wird dieser Effekt aufgrund der überproportional kräftigen Abnahme der Produktion in allen energieintensiven Sektoren des verarbeitenden Gewerbes.

Bereits an dieser Stelle ist daran zu erinnern, dass die nach wie vor hohen Energiepreise in allen Wirtschaftszweigen zusätzliche Anreize zur Nutzung bislang ungenutzter Effizienzpotenziale entfalten. Die hohen Energiepreise in Kombination mit der Erwartung, dass eine rasche bzw. eine vollständige Rückkehr zum früheren (niedrigen) Preisniveau nahezu ausgeschlossen ist, dürfte die Attraktivität bzw. Rentabilität von Investitionen in Energiespartechnologien (und Verfahren zur Substitution von Energie z. B. durch Sekundärrohstoffe) weiter fördern. Trotz der zum Teil angespannten wirtschaftlichen Lage sind deshalb auch über den Strukturwandel in der Industrie hinausgehende Verbesserungen der Energieproduktivität zu erwarten.

Demografische Faktoren

Zum Jahresende 2024 lebten in Deutschland nach ersten Schätzungen des Statistischen Bundesamtes rund 83,6 Mio. Menschen (Einwohner). Gegenüber dem Jahresende 2023 wuchs die Bevölkerung damit um knapp 100.000 Menschen. Die Nettozuwanderung (also der Saldo aus Zu- und Fortzügen) war auch im Jahr 2024 die alleinige Ursache des Bevölkerungswachstums. Wie in allen Jahren seit der deutschen Wiedervereinigung fiel die Bilanz der Geburten und Sterbefälle auch 2024 negativ aus, da erneut mehr Menschen starben als geboren wurden.^{12) 13)}

Die Zahl der Haushalte dürfte unter diesen Prämissen (aktuelle statistische Zahlen liegen noch nicht vor) ebenfalls geringfügig weiter zunehmen. 2023 existierten in Deutschland nach Angaben des Statistischen Bundesamtes mehr als 41,3 Mio. Privathaushalte, davon rund 41,1 % Einpersonenhaushalte (entspricht ca. 17 Mio.).

Ursächlich für die Zunahme der Zahl der Haushalte ist nicht allein die demografische Entwicklung, sondern zugleich der anhaltende Trend zu kleineren Haushalten. Gegenwärtig leben im Durchschnitt etwa 2,05 Personen in einem Haushalt.

Die demografische Entwicklung sowie Veränderungen bei den Haushaltsgrößen dürften 2024 für sich genommen einen weiterhin verbrauchssteigernden Einfluss auf die Entwicklung des Energieverbrauchs gehabt haben.

Energiepreise

Die Energiepreise spielen für das Verbrauchsverhalten, Effizienzsteigerungen und Substitutionen (zwischen Energie und Kapital sowie Material bzw. Rohstoffen) eine wichtige Rolle. Grundsätzlich gilt, dass Effizienzverbesserungen und Substitutionen umso eher erfolgen, je höher Preissteigerungen bei einzelnen Energieträgern ausfallen.

Volatile Energiepreise mit teilweise drastischen Preisspitzen und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Wirtschaftsentwicklung und die globale Energienachfrage haben die Verfassung der Weltenergiemärkte als unmittelbare Folge der russischen Invasion in der Ukraine (Februar 2022) in den Jahren 2021/2022 erheblich beeinflusst. Im Jahr 2023 trat im Hinblick auf die teilweise drastischen Energiepreisanstiege eine Gegenbewegung ein. Die Einfuhrpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle gingen im Jahresdurchschnitt wieder spürbar zurück. Dieser Trend setzte sich auf der Ebene der Einfuhrpreise im Jahr 2024, wenn auch in abgeschwächter Form, weiter fort. Der Einfuhrpreis für Rohöl gab im Jahresdurchschnitt 2024 im Vergleich

12) Vgl. DESTATIS, Pressemitteilung vom Nr. 30 vom 23. Januar 2025, Bevölkerung im Jahr 2024 um 100 000 Menschen gewachsen, Internet: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/01/PD25_030_124.html (Abrufdatum 3.3.2025)

13) Im Rahmen der nachfolgenden Analysen und Berechnungen wird nicht die Bevölkerung zum Jahresende verwendet, sondern die durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 und die Ergebnisse der Bevölkerungsfortschreibung, wie sie auch im Rahmen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung Anwendung findet. Vgl. DESTATIS, Inlandsproduktberechnung 2024 – Erste Jahresergebnisse – Fachserie 18 Reihe 1.1, Internet: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/inlandsprodukt-erste-ergebnisse-xlsx-2180110.xlsx?__blob=publicationFile&v=18 (Abrufdatum 3.3.2025).

Tabelle 2

Preise ausgewählter Energieträger

2023 und 2024, Veränderungen gegenüber dem jeweiligen Vorjahreszeitraum, in %

	2023	2024				
		1. Vj	2. Vj	3. Vj	4. Vj	Durchschnitt
		Einfuhrpreise				
Erdöl	-19,9	-0,2	9,8	-5,5	-12,4	-2,4
Erdgas	-50,9	-41,7	-11,5	-3,6	-1,2	-17,3
Steinkohle	-42,0	-25,9	-14,1	-6,4	-16,2	-16,6
		Verbraucherpreise				
Heizöl, leicht	-22,2	-2,4	7,9	-7,3	-12,0	-3,8
Erdgas	14,7	-7,6	-4,9	-2,8	1,8	-3,5
Strom	12,6	-7,6	-7,2	-6,5	-4,2	-6,4

Quelle: Statistisches Bundesamt

zum Vorjahr um 2,4 % nach. Deutlich ausgeprägter verliefen die Preisnachlässe im Importmarkt für Steinkohle (-16,6 %) und Erdgas (-17,3 %), (vgl. Tabelle 2).

Die Einfuhrpreise liegen allerdings bei allen drei Energieträgern auch 2024 immer noch über dem Einfuhrpreisniveau, welches in Jahr 2021, also vor der Krise, zu beobachten war.

Die Wechselkursentwicklung hat den Rückgang der Energiepreise auf dem Weltmarkt für Verbraucher in Deutschland zusätzlich leicht verstärkt. Der Wechselkurs des Euro gegenüber dem US-Dollar (in der Mengennotierung) erhöhte sich 2024 im Jahresdurchschnitt um 0,1 %. Aufgrund dieser Aufwertung des Euro gegenüber dem Dollar verbilligten sich importierte Waren- und Dienstleistungen aus dem Dollar-Raum zusätzlich.

Unabhängig davon weichen die Preise für inländische Verbraucher von der Entwicklung der Importpreise zum Teil spürbar ab, da die Verbraucherpreise neben staatlichen Steuern und Abgaben¹⁴⁾ auch Komponenten wie Transport- und Verteilungskosten sowie sonstige Vertriebskosten umfassen. Hinzu kommt, dass die Einfuhrpreise bzw. Beschaffungskosten aufgrund vertraglicher Bindungen je nach betrachtetem Energieträger und Kundengruppe meist nicht unmittelbar auf die Endverbraucherpreise durchschlagen.

2024 nahmen die Verbraucherpreise für leitungsgebundene Energieträger wie Erdgas und elektrischen Strom (über alle Kundengruppen) gegenüber dem Vorjahr um 3,5 % bzw. 6,4 % ab. Die Verbraucherpreise für leichtes Heizöl verringerten sich im gleichen Zeitraum (2024/2023) um 3,8 %.

Die Verbraucherpreisentwicklung für spezifische Kundengruppen bzw. Endverbraucher beleuchtet der vorliegende Bericht in den Abschnitten für die einzelnen Energieträger genauer.

¹⁴⁾ Beispielsweise wurde die für den 1. Januar 2023 im BEHG ursprünglich vorgesehene Erhöhung des nationalen CO₂-Preises um 5 €/t um ein Jahr verschoben, so dass der Festpreis für CO₂ im Jahr 2023 bei 30 €/t verharrte. Erst im Januar 2024 erfolgte eine Erhöhung auf 45 €/t, was dazu führt, dass sich z. B. der Erdgaspreis im Wärmemarkt für private Verbraucher von 0,54 ct/kWh (2022 u. 2023) auf 0,82 ct/kWh (2024) erhöhen wird. Zum 1. Januar 2025 ist der CO₂-Preis für Benzin, Heizöl und Gas auf 55 € pro Tonne (entsprechend 15,7 ct/l Benzin, 17,6 ct/l Diesel/Heizöl und 1 ct/kWh Erdgas) gestiegen.

Abhängigkeit von Energieimporten

Für die Resilienz einer Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen spielt die Verfügbarkeit, Gewinnung und Nutzung von heimischen Energierohstoffen eine nicht zu unterschätzende Rolle. Grundsätzlich senkt eine stabile Inlandsgewinnung die Einfuhrabhängigkeit und reduziert die Gefahr von Angebotsstörungen oder -unterbrechungen sowie das Preisrisiko für Wirtschaft und Verbraucher.

Deutschland gilt im internationalen Maßstab als eher ressourcenarm, verzichtet auf die Nutzung der Kernenergie sowie zunehmend auf die Gewinnung heimischer Kohlevorräte, baut andererseits aber die Nutzung erneuerbarer Energien, die der inländischen Energiegewinnung zugerechnet werden, zielstrebig aus. Vor diesem Hintergrund ist ein Blick auf die Außenhandelsbilanz Deutschlands mit Energieträgern von besonderem Interesse. Deutschland ist bei fast allen fossilen Energieträgern (Steinkohle, Mineralöl und Erdgas) in erheblichem Umfang Nettoimporteur. Diese Situation hat sich auch 2024 nicht grundlegend geändert, die Importabhängigkeit verharrt auf ähnlich hohem Niveau wie im Vorjahr, wenngleich sich die Bezugs- bzw. Lieferstrukturen der Energieimporte (Erdgas, Steinkohle, Erdöl) durch die Abwendung von Russland als bisher wichtigstem Energielieferanten schlagartig verändert hat.

Der inländische Primärenergieverbrauch wurde 2023 (endgültige Daten der Energiebilanz Deutschland) bei den Mineralölen zu knapp 97 % und Erdgas zu rund 95 % durch Einfuhren gedeckt. Steinkohle stammte zu 100 % aus ausländischen Quellen. Braunkohle wird hingegen weiterhin zu 100 % aus heimischen Ressourcen bereitgestellt und auch die erneuerbaren Energien stammen nahezu vollständig aus der inländischen

Gewinnung. Im Jahr 2023 war die Energieversorgung in Deutschland damit insgesamt zu mehr als 68 % von Energieimporten abhängig.

Im Jahr 2024 hat sich die Abhängigkeit der heimischen Energieversorgung von Energieimporten nach ersten vorläufigen Berechnungen kaum verändert, der Anteil der heimischen Energiegewinnung am Primärenergieverbrauch verharrte bei etwa 32 %.

Wesentlich geändert haben sich die Importpreise für Energieträger. Im Ergebnis führte die erneute Reduzierung der Einfuhrpreise gegenüber 2023 zusammen mit dem verringerten Primärenergieverbrauch im Inland und dem damit verbundenen Rückgang der Energieeinfuhren dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von rund 81,4 Mrd. Euro im Jahr 2023 um 12,4 Mrd. Euro auf 69 Mrd. Euro im Jahr 2024 und damit um insgesamt mehr als 15,2 % reduziert hat. Der Wert der (Netto-)Ölimporte nahm um mehr als 9 %, der der Erdgasimporte sogar um 22,4 % ab. Der wertmäßige Importsaldo bei den Kohlen verringerte sich um mehr als 31 %.

2024 floss, wie bereits im Jahr zuvor, mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland; damit ist Deutschland erneut Netto-Importeur von elektrischem Strom. Vor diesem Hintergrund ergab sich bei elektrischem Strom im Jahr 2024 ein (wertmäßiger) Importüberschuss in Höhe von 2 Mrd. Euro. Zum Vergleich: Im Vorjahr importierte Deutschland per Saldo elektrischen Strom im Wert von 0,7 Mrd. Euro aus den Nachbarländern, 2022 exportierte Deutschland hingegen per Saldo elektrischen Strom für 5,3 Mrd. Euro ins benachbarte Ausland (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2020 bis 2024

	2020	2021	2022	2023	2024	Veränderung 2024 gegenüber 2023	
						Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	2,3	4,7	12,8	6,9	4,8	-2,2	-31,4
Erdöl, Erdölerzeugnisse und verwandte Waren	26,9	36,6	62,2	48,8	44,4	-4,4	-9,1
Gas ¹⁾	12,3	27,8	60,5	25,7	19,9	-5,8	-22,4
Summe fossile Energien	41,4	69,0	135,4	81,4	69,0	-12,4	-15,2
Elektrischer Strom	-0,9	-2,3	-5,3	0,7	2,0	1,3	183,3
Insgesamt	40,6	66,8	130,1	82,1	71,1	-11,1	-13,5

1) Einschließlich Transitmengen, Gas (SITC 34): Erdgas in gasförmigem Zustand oder verflüssigt, Propane und Butane verflüssigt.

Quelle: Statistisches Bundesamt

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung sank 2024 mit der Ausnahme der erneuerbaren Energien bei allen Energieträgern, so dass es insgesamt zu einer Abnahme um etwa 1,1 % auf 3.377 PJ oder 115,3 Mio. t SKE kam (vgl. Tabelle 4).

Die inländische Gewinnung fossiler Energieträger erreichte 2024 ein Niveau von 1.235 PJ, dies entspricht verglichen mit dem Jahr 2023 (1.330 PJ) einem Rückgang von 94 PJ bzw. 7,1 %. Der Rückgang der heimischen Energiegewinnung konzentriert sich zum größten Teil auf den gesunkenen Beitrag der Braunkohle, deren Förderung 2024 verglichen mit 2023 um 91 PJ (entspricht einem Minus von 9,9 %) zurückging.

Die Förderung von Erdgas nahm 2024 gegenüber 2023 um rund 2 PJ und damit knapp 1,5 % ab¹⁵⁾, die Gewinnung von Erdöl dürfte im gleichen Zeitraum voraussichtlich um 0,6 % (0,4 PJ) zurückgegangen sein.

Einen positiven Beitrag zur Energiegewinnung im Inland leisteten 2024 die erneuerbaren Energien, die ihre Erzeugung trotz des verringerten Winddargebotes sowie

der gegenüber dem Vorjahr reduzierten Anzahl der Sonnenstunden durch den Zubau neuer Anlagen um 57 PJ bzw. 2,7 % steigern konnten.

Im Gesamtergebnis stellten die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von etwa 63,4 % im Jahr 2024 die wichtigste heimische Energiequelle dar. Rund 24,4 % der inländischen Energiegewinnung wurde 2024 von der Braunkohle bereitgestellt; sie verringerte damit ihren Deckungsbeitrag gegenüber dem Vorjahr um 2,4 %-Punkte. Beide Energieträger (Erneuerbare Energien und Braunkohle) rangieren jedoch weiter mit großem Abstand vor der heimischen Erdgas- und dem Erdölgewinnung.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch lag der Anteil der inländischen Gewinnung im Jahr 2024 bei 32,1 %, er hat sich damit gegenüber dem Vorjahr nicht verändert (vgl. Tabelle 4). Die Konstanz dieses Anteils ist darauf zurückzuführen, dass der Primärenergieverbrauch (nach den vorliegenden Schätzungen) nahezu in gleichem Umfang, nämlich um 1,2 %, wie die heimische Energiegewinnung (-1,1 %) gesunken ist.

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2023 und 2024

	Gewinnung				Veränderungen 2024 gegenüber 2023		Anteile	
	2023	2024	2023	2024			2023	2024
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	70	69	2,4	2,4	0	-0,6	2,0	2,0
Erdgas	135	133	4,6	4,5	-2	-1,5	4,0	3,9
Steinkohle	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	916	826	31,3	28,2	-91	-9,9	26,8	24,4
erneuerbare Energien	2.085	2.142	71,1	73,1	57	2,7	61,1	63,4
Übrige Energieträger	209	207	7,1	7,1	-1	-0,7	6,1	6,1
Insgesamt	3.414	3.377	116,5	115,3	-37	-1,1	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch							32,1	32,1

Angaben teilweise geschätzt, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Wirtschaftsverband en2x und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).

15) In den vergangenen Jahren ging die inländische Förderung von Erdöl und Erdgas aufgrund der zunehmenden Erschöpfung von Altfeldern und Lagerstätten zurück. Insofern setzte sich dieser Trend im Berichtsjahr 2024 fort. In diesem Zusammenhang ist allerdings auch darauf hinzuweisen, dass die Förderung von Erdgas und Erdöl nicht nur von geophysikalisch-technischen Faktoren, sondern auch von wirtschaftlichen Randbedingungen abhängig ist. Insbesondere geht von steigenden Öl- und Gaspreisen üblicherweise ein Impuls zur Verstärkung der Explorationsanstrengung aus. Hinzu kommt, dass bei hohen Energiepreisen u.U. auch die Wiederinbetriebnahme alter Felder und der Einsatz neuer Fördertechnologien wirtschaftlich sein kann.

Mineralöl

Der Primärenergieverbrauch von Mineralöl in Deutschland lag 2024 nach vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen mit 3.808 PJ (129,9 Mio. t SKE) um 1,7 % unter dem Niveau des Vorjahres.

Die Entwicklung des Inlandsabsatzes an Mineralölprodukten verzeichnete 2024 einen Anstieg um 0,5 %.

Insgesamt entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5): Der Verbrauch von Dieseldieselkraftstoff nahm gegenüber dem Vorjahr um 2,4 % auf 1.280 PJ (30,1 Mio. t) ab. Gleichwohl blieb der Absatz deutlich über dem Niveau der Ottokraftstoffe (840 PJ bzw. 19,3 Mio. t), deren Nachfrage sich im Jahr 2024 um

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2023 und 2024

	2023		2024 ¹⁾		Veränderung ²⁾
	PJ	in Mio. t	PJ	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	3.876	90,3	3.808	88,6	-1,7
Eigenverbrauch und Verluste ³⁾	205	4,6	176	3,7	-13,9
Stat. Diff.	5	0,0	64	1,5	
Inlandsverbrauch (nach Produkten)	3.677	85,7	3.696	86,4	0,5
davon: Ottokraftstoff	803	18,4	840	19,3	4,6
Dieseldieselkraftstoff	1.311	30,7	1.280	30,1	-2,4
Flugkraftstoffe	402	9,4	386	9,0	-3,8
Heizöl, leicht	527	12,4	509	12,0	-3,4
Heizöl, schwer	50	1,2	48	1,2	-5,4
Rohbenzin	202	4,6	239	5,4	18,6
Flüssiggas	141	3,1	151	3,4	7,4
Raffineriegas	53	1,2	51	1,1	-2,7
Petrolkoks	16	0,5	17	0,5	4,1
Andere Mineralölprodukte	172	4,2	174	4,3	1,4
Aufkommen insgesamt					
Inländische Gewinnung (Rohöl)	70	1,6	69	1,6	-0,6
Raffinerierzeugung	3.777	88,6	4.163	97,8	10,2
aus: Rohöleinsatz	3.376	79,1	3.676	86,0	8,9
Produkteneinsatz	417	9,5	470	11,8	12,7
Außenhandel Produkte (Saldo)	505	11,4	209	4,4	
Einfuhr	1.543	36,0	1.438	33,6	-6,8
Ausfuhr	1.039	24,7	1.229	29,2	18,3
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	-406	-9,7	-564	-13,6	
Raffineriekapazität (Mio. t)		105,7		105,7	0,0
Auslastung der Raffineriekapazität (in %)		74,8		81,4	
Primärenergieverbrauch von Mineralöl	3.876	90,3	3.808	88,6	-1,7

1) Vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

2) Veränderung in % bezogen auf die Angaben in PetaJoule (PJ).

3) Energieverbrauch im Umwandlungssektor Mineralölverarbeitung, Fackel- und Leitungsverluste Rohöl sowie Saldo Umwandlungseinsatz und -ausstoß von Mineralölprodukten in den Sektoren Mineralölverarbeitung und Sonstige Energieerzeuger.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Tabelle 6

Mineralöl-Bilanz¹⁾ in Deutschland 2023 und 2024

In PJ

	2023	2024 ²⁾	Veränderung
	PetaJoule (PJ)		in %
Gewinnung Inland	70	69	-0,6
+ Einfuhr /	4.839	5.022	3,8
= Aufkommen	4.909	5.091	3,7
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-60	0	-100,2
- Ausfuhr	1.093	1.283	17,3
= Primärenergieverbrauch	3.876	3.808	-1,7
- Einsatz in Kraftwerken ³⁾	40	41	1,9
- Einsatz in Heizkraft- u. Fernheizwerken (Wärme)	9	7	-14,2
- Sonst. Umwandlungseinsatz ⁴⁾	4.086	4.470	9,4
+ Umwandlungsausstoß	4.090	4.507	10,2
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	828	902	9,0
+ Stat. Differenzen / Fackelverluste [Saldo]	1	-61	
= Endenergieverbrauch	3.002	2.956	-1,5
Industrie ⁵⁾	95	94	-0,8
darunter			
Grundstoffchemie	46	48	4,0
Verkehr	2.302	2.274	-1,2
Haushalte	427	410	-3,9
GHD	179	178	-0,7

1) Mineralöl=Erdöl (roh), Kraftstoffe, Heizöle, Petrolkoks, Flüssiggas, Raffineriegas und Andere Mineralölprodukte

2) Vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

3) Einsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken der allg. Versorgung, Industrie- u. Heizkraftwerken sowie Einspeiser.

4) Mineralölverarbeitung, Sonstige Energieerzeuger und Kokereien

5) Inkl. Einsatz von Mineralölprodukten zur Wärmeerzeugung industrieller KWK-Anlagen.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Amtliche Mineralölstatistik

4,6 % gegenüber dem Vorjahr erhöhte. Der Verbrauch von Flugkraftstoffen nahm im Berichtsjahr 2024 um 3,8 % ab. Damit liegt der Absatz in diesem Segment im Jahr 2024 bei rund 386 PJ bzw. 9 Mio. t. Insgesamt war die Nachfrage nach Kraftstoffen (2024 rund 2.506 PJ bzw. 58 Mio. t), die einen Anteil von rund 66 % am gesamten deutschen Inlandsabsatz haben, im Jahr 2024 um etwa 0,4 %-Punkte oder 10 PJ niedriger als 2023.

Mit einer Abnahme von 3,4 % bzw. 11 PJ (0,4 Mio. t) entwickelte sich der Absatz von leichtem Heizöl negativ. Diese Entwicklung dürfte auf die mildere Witterung (vgl. dazu im Einzelnen den Abschnitt „Witterungs- und Temperatureinflüsse“), fortschreitende Heizöleinsparungen aufgrund der Substitution ölbefuerter Heizungsanlagen, laufende Effizienzverbesserungen sowie verhaltensbedingte Einsparungen der Verbraucher zurückzuführen sein.

Die Raffinerieerzeugung erhöhte sich 2024 um 10,2 % auf ein Niveau von 97,8 Mio. t. Dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von 88,3 % (2024) gegenüber 2023 um fast 9 % zu, während sich die Produktenverarbeitung um 12,7 % erhöhte. Die gegenüber dem Vorjahr erneut unveränderte Raffineriekapazität von 105,7 Mio. t wurde angesichts der gestiegenen Erzeugung im Jahr 2024 zu 81,4 % ausgelastet; 2023 betrug die Auslastung 74,8 %.

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten (ohne Rohöl) veränderte sich 2024 deutlich. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2024 mit 1.438 PJ (33,6 Mio. t) die Ausfuhr in Höhe von 1.229 PJ (29,2 Mio. t) übertraf. Der mengenmäßige Export von Mineralölprodukten erhöhte sich gegenüber 2023 um mehr als 18 %, wohingegen die Importe um 6,8 % zurückgingen (vgl. Tabelle 5).

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2024 rund 2.956 PJ an Mineralölprodukten und damit etwa 1,5 % weniger als im Jahr 2023. Der Kraftstoffverbrauch (Otto- und Dieselmotoren, Flugkraftstoffe sowie geringen Mengen an Flüssiggas) bilden den mit Abstand größten Endverbrauchsbereich. 2024 wurden insgesamt 2.390 PJ an Kraftstoffen u. a. zum Antrieb von Fahrzeugen, Schiffen und Flugzeugen verwendet und damit 1,3 % (31,8 PJ) weniger als 2023. Bei der Interpretation der hier skizzierten Gesamtentwicklung im Kraftstoffmarkt ist zu berücksichtigen, dass Kraftstoffe nicht ausschließlich im Verkehrssektor, sondern auch in der Industrie, bei den Privaten Haushalten und im GHD-Sektor eingesetzt werden. Im Verkehrssektor, also zur Befriedigung von Mobilitätsbedürfnissen, wurden 2024 rund 2.274 PJ an Kraftstoffen und damit 1,2 % weniger als im Jahr zuvor verbraucht. Die Privaten Haushalte verbrauchten 2024 rund 410 PJ an Mineralölprodukten (überwiegend Heizöl, leicht sowie geringe Mengen an Flüssiggas und Ottokraftstoffen¹⁶⁾) zum Beheizen von Wohnräumen und zur Aufbereitung von Warmwasser. Aufgrund der milderen Witterung sank der Verbrauch/Absatz in diesem

Verbrauchssegment um 3,9 % gegenüber dem Vorjahr. Der Endenergieverbrauch von Mineralölprodukten in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie ist von eher untergeordneter Bedeutung. Der GHD-Sektor setzte 2024 rund 178 PJ in Form von Dieselmotoren (u. a. zum Betrieb von Maschinen und Ackerschleppern in der Landwirtschaft und im Bausektor) sowie Heizöl und Flüssiggas vorwiegend zum Beheizen gewerblich genutzter Räume und Betriebsstätten ein. Die Industrie verbrauchte 2024 rund 94 PJ an Mineralölprodukten (Heizöl, leicht und schwer, Dieselmotoren, Raffineriegas sowie Andere Mineralölprodukte). Innerhalb der Industrie bildet die Grundstoffchemie einen Verbrauchsschwerpunkt (vgl. Tabelle 6). In der Chemischen Industrie werden Mineralölprodukte nicht nur zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt, sondern in beträchtlichem Umfang auch als Rohstoff. Rechnet man diese Mengen (2024: 681 PJ), die in der Energiebilanz Deutschland als „Nichtenergetischer Verbrauch“ erfasst werden, der Chemischen Industrie zu, so läge der Mineralölverbrauch der Industrie insgesamt bei 775 PJ und damit an zweiter Stelle hinter dem Verbrauch im Verkehrssektor.

Deutschland ist wegen der begrenzten heimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2024 nach Daten des Statistischen Bundesamtes eine Höhe von 78,4 Mio. t erreichten und um 7,5 % bzw. 5,4 Mio. t über dem Niveau des Vorjahres lagen.¹⁷⁾ Die Bezugsregionen für Lieferungen von Rohöl nach Deutschland hatten sich bereits 2023 im Vergleich zu den Vorjahren deutlich verschoben. Die wesentliche Ursache für diese Strukturverschiebungen waren die Beschlüsse der EU zur Verhängung eines Embargos gegen Öl aus Russland.¹⁸⁾

Vor diesem Hintergrund verringerten sich die Einfuhren von Rohöl aus den Ländern der russischen Föderation im gewachsenen deutschen Importmarkt grundlegend. Bereits im Jahr 2023 sanken die Rohöleinfuhren aus Russland gegenüber dem Vorjahr um

16) Die in der Energiebilanz Deutschland im Haushaltssektor verbuchten Mengen an Ottokraftstoffen dienen nicht dem Antrieb von Pkw, sondern überwiegend dem Betrieb motorbetriebener Gartengeräte wie z. B. Benzinrasenmäher o.ä.

17) Nach Angaben der amtlichen Mineralölstatistik deren Daten auch der Energiebilanz Deutschland zugrunde liegen, erreichten die Rohöleinfuhren im Jahr 2024 ein Niveau von 83,9 Mio. t. Die Importe von Rohöl stiegen damit gegenüber dem Vorjahr um rund 6,7 Mio. t bzw. 8,7 %. Allerdings bieten die Daten der amtlichen Mineralölstatistik keine Aufgliederung der Rohölimporte nach Bezugsregionen bzw. Ländern, so dass an dieser Stelle (vgl. auch Tabelle 7) auf die Daten des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen wurde.

18) Die erste Stufe der EU-Sanktionen sah einen Stopp der Rohöleinfuhren über den Seeweg (Tankeröl) vor, der am 5. Dezember 2022 in Kraft trat. Die zweite Stufe des Embargos untersagt den Import von Rohöl über die Druschba-Pipeline ab dem 1. Januar 2023 und die dritte Stufe schließlich verbietet die Einfuhr von Diesel und anderen Mineralprodukten (ab 5. Februar 2023). Zugleich wurde ein Price-Cap für Rohöl in Höhe von 60 US-\$/barrel vereinbart; der Preisdeckel soll Russland dazu zwingen Rohöl höchstens zu diesem Preis an Abnehmer in Nicht-EU-Staaten zu verkaufen.

Tabelle 7

Rohölimporte Deutschlands 2023 und 2024 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2023	2024	Veränderungen 2023/2024	2023	2024
	in Mio. t			Anteile in %	
Russische Föderation	0,1	0,0	-81,6	0,2	0,0
Großbritannien	7,9	8,2	3,6	10,9	10,5
Norwegen	13,5	15,3	13,1	18,5	19,5
Kasachstan	8,5	10,6	24,2	11,7	13,5
USA	13,4	14,3	6,6	18,3	18,2
Nigeria	2,8	2,5	-13,8	3,9	3,1
übrige Länder	26,7	27,6	3,6	36,6	35,2
Insgesamt	73,0	78,4	7,5	100,0	100,0
OPEC	20,5	17,6	-14,5	28,2	22,4
Nordsee ¹⁾ (o. BRD)	21,6	23,8	10,4	29,6	30,4
Ehemalige GUS	9,8	12,4	25,7	13,5	15,8
Sonstige	21,0	24,6	17,5	28,8	31,4
Insgesamt	73,0	78,4	7,5	100,0	100,0

1) Einschließlich übrige EU-Staaten.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Statistisches Bundesamt

fast 100 % (was allerdings noch einem Lieferanteil am Rohölimportmarkt von 0,1 % entsprach). 2024 kamen die russischen Rohöllieferungen nach Deutschland dann nahezu vollständig zum Erliegen. Zum Vergleich: 2021 importierte Deutschland noch 27,7 Mio. t bzw. 34,4 % seiner Gesamteinfuhrmenge aus russischen Vorkommen. Der Rückgang russischer Öllieferungen wurde durch erhöhte Bezugsmengen aus anderen Lieferregionen, allen voran den USA, Norwegen und übrige Länder kompensiert.¹⁹⁾

Die wichtigsten Lieferregionen von Rohöl im Jahr 2024 waren (im Hinblick auf den Marktanteil) Norwegen und die USA, die einen Lieferanteil von 19,5 % bzw. 18,2 % an den Gesamteinfuhren erreichten. Auf den Plätzen drei und vier, mit 13,5 % und 10,5 %, folgten Kasachstan und Großbritannien, wobei Großbritannien seine Liefermenge 2024 im Vergleich zum Vorjahr zwar um 3,6 % erhöht hat, sich der Marktanteil britischer Lieferungen aufgrund des stärker gewachsenen Importmarktes um 0,4 % verringert hat. (vgl. Tabelle 7).

Nach Fördergebieten untergliedert sank der Anteil der Rohölimporte aus der Russischen Föderation, während die Länder der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) ihren Anteil von 13,5 % (2023) auf 15,8 % im Jahr 2024 erhöhten. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2024: 22,4 %) im wachsenden Markt spürbare Anteilsverluste. Die Rohöllieferungen aus OPEC-Staaten nahmen gegenüber 2023 um 2,9 Mio. t oder knapp 14,5 % ab. Die Nordsee-Anrainerländer konnten ihren Lieferanteil nur geringfügig um 0,8 % erhöhen und erreichten damit im Jahr 2024 einen Marktanteil von 30,4 % (2023: 29,6 %).

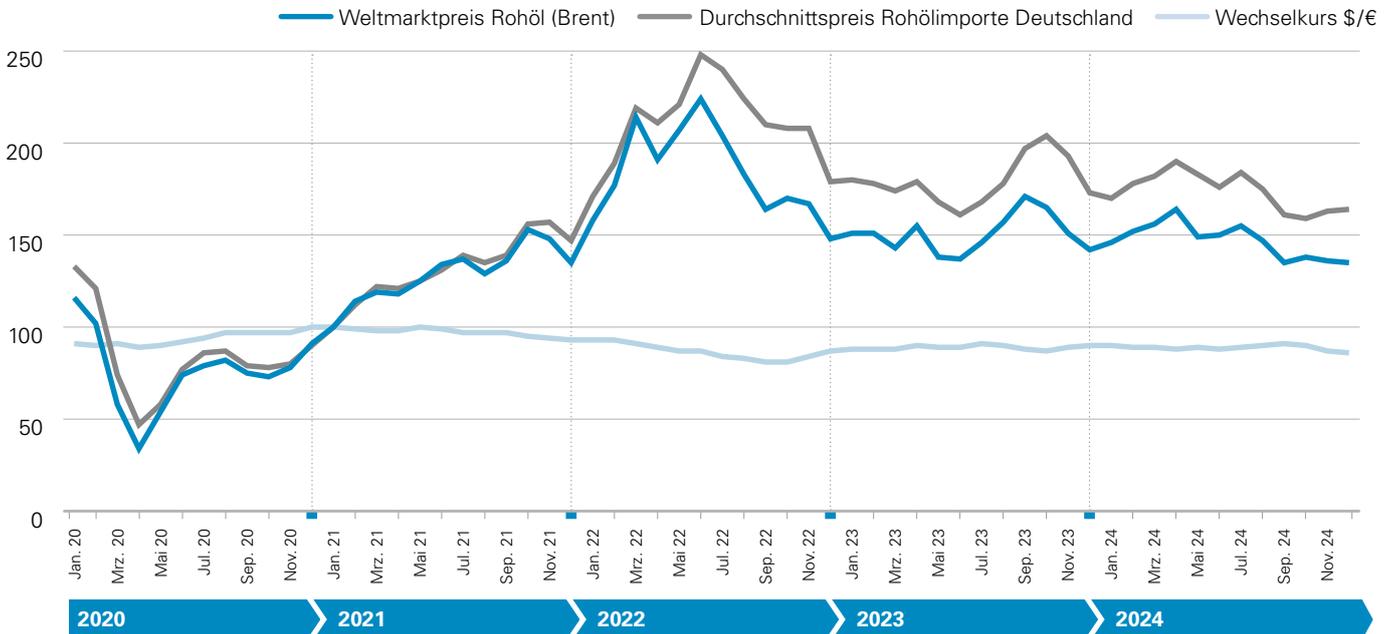
Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2024 volatil, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (vgl. Abbildung 4).

19) Einzelheiten dazu vgl. infoplus 02/2024, Mineralölversorgung klappt auch ohne Russland, Internet: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/07/AGEB_InfoAusgabe-2-2024.pdf (Abrufdatum: 7.4.2025).

Abbildung 4

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte²⁾ und Wechselkurse von 2020 bis 2024

Januar 2021 = 100



1) Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel
2) Ursprungswerte in Euro je Tonne

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Deutsche Bundesbank, en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie

Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die im Jahresdurchschnitt 2023 mit rund 82 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) bereits um ca. 18 US-Dollar unter den Werten des Vorjahres lag, verringerte sich 2024 weiter auf ein Niveau von 80 US-Dollar. Trotz des skizzierten Rückgangs liegt der Preis für Brent damit immer noch um etwa 10 US-Dollar bzw. 13,9 % über dem Preisniveau des Jahres 2021.

Im unterjährigen Verlauf des Jahres 2024 zeigt sich der skizzierte Preisrückgang in einzelnen Monaten deutlich ausgeprägter. Der Rohölpreis (Brent UK) stieg ausgehend von seinem Wert im Januar (mit rund 80 US-Dollar/bbl) bis April 2024 zunächst auf ein Jahreshoch von knapp 90 US-Dollar/bbl. Anschließend ist (unter Schwankungen) ein kontinuierlicher Rückgang des Rohölpreises zu beobachten, so dass der Preis im Dezember 2024 einen Jahrestiefstand knapp unter 74 US-Dollar/bbl erreichte.

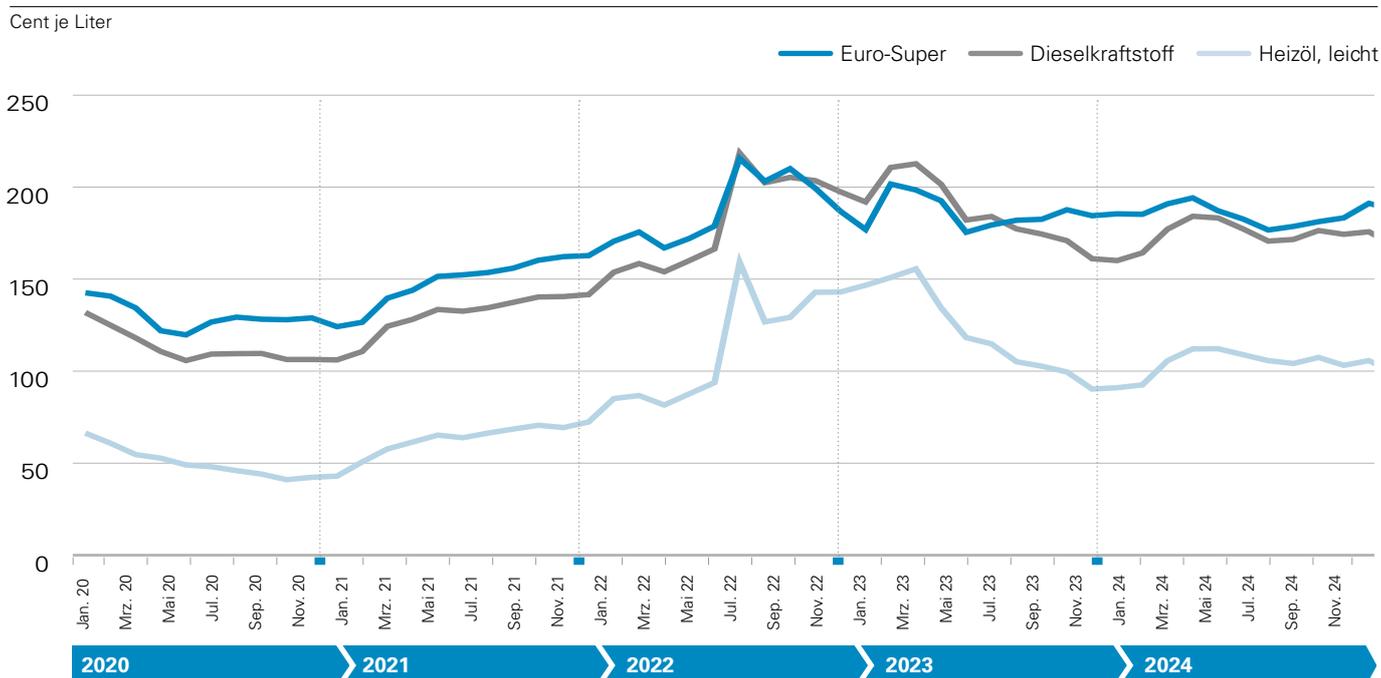
Verglichen mit dem pandemiebedingten Tiefstand im Mai 2020 (rund 18 US-\$/bbl) lag der Ölpreis auf Dollar-Basis in allen Monaten des aktuellen Berichtsjahres um vier- bis fünfmal höher.

Die deutschen Rohölimportpreise (Durchschnittspreis der Rohölimporte, in €/t) entwickelten sich weitgehend parallel zu den internationalen Preisen. Unterschiede werden wesentlich von den Veränderungen der Wechselkurse des Euro (gegen US-Dollar) beeinflusst. Seit Januar 2024 ist der Wechselkurs von 1,09 US-Dollar/€ (Mengennotierung) bis zum Juni/ Juli 2024 auf rund 1,08 US-Dollar/€ gesunken. Bis September 2024 war anschließend eine Aufwertung auf ca. 1,11 US-Dollar/€ zu beobachten, bevor der Wechselkurs bis zum Jahresende (Dezember 2024) wieder auf 1,04 US-Dollar/€ abwertete.

Im direkten Monatsvergleich zum Vorjahr ergeben sich folgende, teilweise gegenläufige Entwicklungen: Von Januar bis März 2024 lag der Wechselkurs (Mengennotierung) in der Größenordnung zwischen gut 0,8 % und knapp 1,6 % über dem Niveau der jeweiligen Vorjahresmonate (Aufwertung). Zwischen April und Juli 2024 lag der Wechselkurs in der Größenordnung zwischen 0,5 % und 2,2 % unter dem Niveau der jeweiligen Vorjahresmonate (Abwertung). Die Monate August, September und Oktober 2024 waren wiederum durch eine Aufwertung des Euro gegenüber dem Dollar gekennzeichnet (in der Größenordnung

Abbildung 5

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2020 bis 2024



Quellen: en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie, Statistisches Bundesamt

zwischen 0,9 % und fast 4 %). Zum Jahresende (Dezember 2024) verlor der Euro dann wieder spürbar an Wert und notierte mit 1,05 US-Dollar/€ fast 3,9 % unter dem Wert des Vorjahresmonats.

Im Durchschnitt des Jahres 2024 erhöhte sich der Wechselkurs gegenüber dem Jahr 2023 nur um knapp 0,1 % auf mehr als 1,08 US-Dollar/€ (Aufwertung des Euro gegenüber dem US-Dollar).

Die skizzierte (leichte) Aufwertung des Euro im Jahresdurchschnitt hat den Preisrückgang für Rohöl auf dem Weltmarkt für deutsche Verbraucher in Jahresverlauf tendenziell zusätzlich unterstützt, lediglich in den Monaten von April bis Juli und November bis Dezember 2024 führte die Abwertung zu einer leichten Abschwächung bzw. Kompensation des Preisrückgangs für Verbraucher im Inland.

Im Gesamtergebnis verringerten sich die deutschen Rohölimportpreise (auf Jahresbasis und in Euro/bbl gerechnet) von 2023 auf 2024 etwas kräftiger (-2,8 %) als die Weltmarktpreise (in US-Dollar/bbl) für Rohöl (-2,7 %), wobei – wie bereits skizziert – in einzelnen Monaten des Jahres gegenläufige Entwicklungen zu beobachten waren.

In Euro und auf Tonne umgerechnet sind die deutschen Rohölimportpreise von 586 €/t im Jahresdurchschnitt 2023 auf rund 570 €/t im Jahr 2024 gesunken. Zum Vergleich: 2021 lag der Einfuhrpreis für Rohöl bei 436 €/t (und im Krisenjahr 2022 bei 690 €/t).

Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den Veränderungen der Rohölkosten und der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten (vgl. Abbildung 5).

Die Preise für Kraftstoffe sind gegenüber dem Vorjahr gesunken. Dieselkraftstoff war im Jahresdurchschnitt 2024 etwa 7,2 ct billiger als im Jahr zuvor (-4,2 %), wohingegen die Tankstellenpreise für Ottokraftstoffe im gleichen Zeitraum um 5,5 ct/l (-3 %) nachgaben. Autofahrer (sowie der gewerbliche Güterverkehr) mussten für Ottokraftstoffe an der Zapfsäule im Jahr 2024 rund 1,79 €/l (Euro-Super) zahlen, für Dieselkraftstoff waren es rund 1,66 €/l. Insgesamt betrachtet lagen die Kraftstoffpreise damit zwar deutlich unter den Spitzenwerten aus dem Jahr 2022, dennoch war das 2024, nach 2023 (zweitteuerstes Jahr) immer noch das bislang drittteuerste Tankjahr.

Die Verbraucherpreise für leichtes Heizöl gaben im Jahresdurchschnitt 2024 um rund 4 % nach. Im Ergebnis kostete ein Liter Heizöl im Durchschnitt des Jahres 2024 damit 0,99 €/Liter.

In der unterjährigen Betrachtung entwickelten sich die Preise der genannten Mineralölprodukte volatil, wenngleich die Preisausschläge im Verlauf des Berichtsjahres 2024 insgesamt geringer ausfielen als im Krisenjahr 2022.²⁰⁾

Der Preis für Superbenzin an den Zapfsäulen schwankte im Jahr 2024 zwischen 1,71 €/Liter im Minimum (September 2024) und 1,91 €/Liter im Maximum (April 2024) und damit in der Größenordnung von -4,9 % und +6,6 % um den Mittelwert. Beim Preis für Dieselmotorkraftstoff fiel die Spreizung um den Mittelwert mit -6,2 % und +6,0 % etwas kräftiger aus, wobei der Tiefstand bei einem Preisniveau von 1,56 €/Liter im September 2024 erreicht wurde.

Der Verbraucherpreis für leichtes Heizöl folgte im Jahresverlauf 2024, wenngleich auf einem niedrigeren Niveau, in etwa dem Verlauf, der bei der Entwicklung des Dieselpreises zu beobachten war. Der Liter Heizöl (leicht) war im September 2024 mit rund 92 ct/Liter am günstigsten, und im Februar (2024) mit 1,07 €/Liter am teuersten, was einer Schwankungsbreite von -7,4 % bis +8,1 % entspricht (bezogen auf den Mittelwert). Für Heizölkunden resultierte aus dieser Entwicklung im ungünstigsten Fall ein Preisunterschied in Höhe von rund 15 ct/Liter, je nachdem ob die Bestellung in der Heizperiode (Februar 2024) oder im September erfolgte.

20) Bei der Interpretation der Kraftstoffpreisentwicklung im Jahr 2022 ist zu berücksichtigen, dass in der Zeit von 1. Juni 2022 bis 31. August 2022 eine befristete Absenkung der Energiesteuer für Benzin und Diesel („Spritpreisbremse“, „Tankrabbatt“) galt.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2024 nach vorläufigen Daten um 4,1 % auf rund 758 Mrd. kWh (H_i) bzw. 2.728 PJ (H_i) zu.²¹⁾ Angesichts der insgesamt schrumpfenden Energienachfrage bewirkte die Zunahme des Erdgasverbrauchs einen Anstieg des Anteils von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch. Dieser nahm verglichen mit dem Jahr 2023 um 1,3 Prozentpunkte auf 25,9 % im Jahr 2024 zu. Die skizzierte Entwicklung beim Erdgasverbrauch war auch im Jahr 2024 im Wesentlichen weiterhin gekennzeichnet durch ein immer noch vergleichsweise hohes Preisniveau, anhaltende Einsparmaßnahmen der Verbraucher sowie schließlich die gedämpfte Konjunktur.

Die inländische Förderung von Erdgas nahm 2024 weiter ab und wird voraussichtlich bei ca. 37 Mrd. kWh und damit um 1,5 % unter dem Niveau des Vorjahres liegen (2023: 37,6 Mrd. kWh). Die heimische Förderung von Erdgas deckte 2024 rund 4,9 % des Erdgasverbrauchs in Deutschland ab. Etwa 95,6 % des in Deutschland verbrauchten oder per Saldo eingespeicherten Erdgases wurden importiert.

Die Daten zur Entwicklung der Ein- und Ausfuhren von Erdgas enthalten seit dem Berichtsjahr 2018 auch sämtliche Transitmengen, die über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland an Nachbarstaaten durchgeleitet werden. Aus diesem Grund wird hier nur der Saldo des Außenhandels (Netto-Import) näher betrachtet. Die in Deutschland verbleibende Erdgas-einfuhrmenge (Einfuhr minus Ausfuhr), nahm im Jahr 2024 leicht auf 692,5 Mrd. kWh (H_i) ab, nachdem im Vorjahr (per Saldo) noch 695,2 Mrd. kWh (H_i) an Erdgas importiert wurden. Die Nettoeinfuhrmenge nahm damit gegenüber dem Vorjahr um rund 0,4 % ab. Die Importe (einschließlich der Transitmengen) nahmen 2024 insgesamt um knapp 11 % auf 795,6 Mrd. kWh ab. Die Exporte gingen (ebenfalls einschließlich der Transitmengen) um 47,7 % auf 103,1 Mrd. kWh zurück.

Im Hinblick auf die Herkunft des in Deutschland verbrauchten Erdgases zeigt sich folgendes Bild:

Norwegen ist inzwischen der mit Abstand größte Lieferant von Erdgas nach Deutschland mit einem stabilen Marktanteil von mehr als 45 %. Auch über die niederländische Grenze bezieht Deutschland im Jahr 2024 nach wie vor erhebliche Erdgasmengen (die sich 2024, bezogen auf den Gesamtverbrauchs in der Größenordnung zwischen 4 und 5 % bewegten), allerdings besteht ein erheblicher davon aus Transitmengen, deren regionale Herkunft sich nicht exakt bestimmen lässt. Nach der Schließung des Gasfeldes in Groningen haben sich die direkt aus den Niederlanden stammenden Erdgasliefermengen nach Deutschland deutlich reduziert. Mehr als 37 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases stammte 2024 aus sonstigen nicht identifizierbaren Ländern, und 5% (mit im Zeitverlauf stetig fallender Tendenz) aus der heimischen Erdgasförderung (vgl. Abbildung 6).

Zudem wurde die Gasinfrastruktur um Terminals zur Aufnahme von Liquefied Natural Gas (LNG) erweitert. Dadurch ließ sich der direkte Gasbezug auf Länder ausweiten, die nicht an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossen sind, und so weiter diversifizieren. Die damit verbundene Verringerung der Abhängigkeit von bestimmten Lieferregionen erhöht die Energieversorgungssicherheit. Im Dezember 2024 befanden sich drei Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Mukran im Regelbetrieb. Alle drei Terminals wurden aufgrund der Dringlichkeit durch Floating Storage and Regasification Units (FSRU)²²⁾ realisiert. Hierbei handelt es sich um umfunktionierte LNG-Tanker, welche das LNG umwandeln und in das Fernleitungsnetz einspeisen können.

Am stärksten ausgelastet bzw. genutzt war das Terminal in Wilhelmshaven, über das 58 % von den insgesamt im Jahr 2024 erhaltenen 65 Mrd. kWh (H_i) in das Fernleitungsnetz eingespeist wurden, gefolgt von Brunsbüttel mit knapp einem Drittel der Lieferungen.

Unter den vier LNG-Bezugsländern dominierte 2024 die USA mit einem Anteil von 91 % der gesamten LNG-Liefermengen. Die drei weiteren

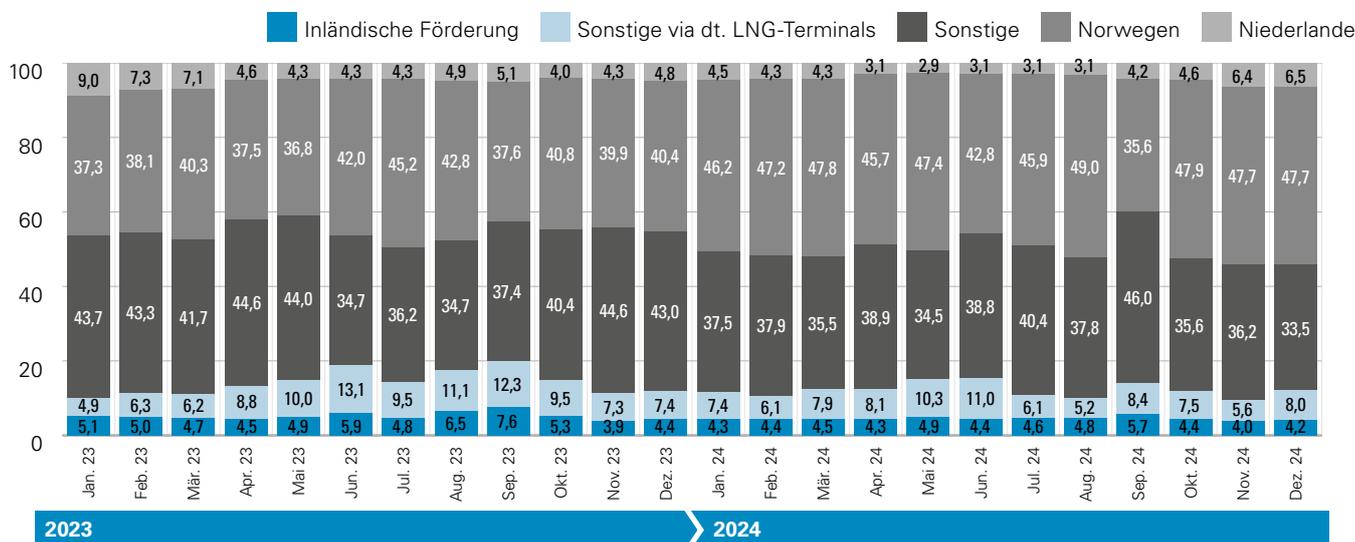
21) Die AG Energiebilanzen berechnet den Erdgasverbrauch sowohl in der Energiebilanz Deutschland, als auch in allen darauf aufbauenden anderen Publikationen zum Heizwert (früher: unterer Heizwert, H_i, i=inferior lat. für unten). Der Brennwert (früher: oberer Heizwert, H_s, s=superior lat. für höher) des Erdgases liegt um ca. 10 % über dem Heizwert.

22) LNG-Speicher- und Rückverdampfungsschiffe werden als „Floating Storage and Regasification Unit“, kurz FSRU bezeichnet.

Abbildung 6

Herkunft des in Deutschland verbrauchten Gases

Januar 2023 bis Dezember 2024, Anteile am Gesamtverbrauch in %



Quelle: BDEW, ENTSOG, FNB, eigene Berechnungen.

Herkunftsregionen Norwegen, Angola und Ägypten wiesen Lieferanteile zwischen 2 und 4 % auf. Neben den bereits vorhandenen LNG-Terminals sind nach Angaben von Gas Infrastructure Europe (GIE) weitere Terminals vorgesehen bzw. in Planung. So wird in Wilhelmshaven das bestehende um ein weiteres Terminal (Wilhelmshaven 2), ebenfalls in Form eines FSRU, ergänzt. Darüber hinaus ist sowohl in Wilhelmshaven, als auch in Stade der Bau weiterer Onshore-LNG-Terminals geplant.²³⁾

Im Inland wurden 2024 nach vorläufigen Daten nur noch 37 Mrd. kWh (H_i) Erdgas in Deutschland gefördert. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem Rückgang der Inlandsförderung um knapp 1,5 %. Die Erdgasförderung im Inland ist seit Anfang der 2000er Jahre stetig rückläufig. Das in Deutschland geförderte Gas wird nicht exportiert.

Zum Jahresbeginn 2024 starteten die an das deutsche Erdgasnetz angeschlossenen Untergrundspeicher mit einem Füllstand von 91 %. Mit der gesetzlichen

Vorgabe von Füllständen für Gasspeicheranlagen sind die Speicherbetreiber in Deutschland verpflichtet, jeweils zu bestimmten Terminen durchschnittliche Mindestfüllstände zu gewährleisten. Am 1. Februar war das Ziel von 40 % Mindestfüllstand mit 74 % komfortabel übererfüllt, wie auch die Zielmarken zum 1. Oktober und 1. November deutlich überschritten wurden. Allerdings hat die milde Witterung in den Monaten Februar bis April die deutschen Gasspeicher wenig belastet und damit die Wiederbefüllung über die Sommermonate erleichtert. Zum Jahresende betrug der Füllstand der deutschen Speicher laut Gas Infrastructure Europe 79,8 % (31.12.2024).²⁴⁾

Per Saldo wurden 2024 rund 28,1 Mrd. kWh (H_i) Erdgas aus den Speichern entnommen. Zum Vergleich: 2023 wurden per Saldo noch etwa 4,8 Mrd. (H_i) kWh eingespeichert.

Auf der Verbrauchsseite zeichnen sich für 2024 folgende Entwicklungen in den einzelnen Nachfragebereichen bzw. -sektoren ab (vgl. Tabelle 8):

23) Das schwimmende LNG-Terminal in Stade ist aufgrund von Streitigkeiten über die Fertigstellung der Infrastruktur an Land derzeit weder technisch fertiggestellt noch betriebsbereit. Ob oder wann eine verzögerte Inbetriebnahme erfolgt, kann derzeit nicht abgeschätzt werden. Einzelheiten vgl. NDR Internet: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/lueneburg_heide_unterelbe/LNG-Terminal-in-Stade-Lies-dringt-auf-schnelle-Inbetriebnahme,stade1364.html (Abrufdatum: 2.6.2025).

24) Die Speicherfüllstände bzw. die daraus errechneten Speichersalden weichen je nach Datenquelle (Gas Storage Europe, ENSOG oder DESTATIS) voneinander ab. Die Gründe für die Differenzen sind vielfältig und reichen von unterschiedlichen Datenständen und Meldern bis hin zu räumlichen Abgrenzungen. Für die Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland 2024 und die daraus abgeleitete Erdgasbilanz (vgl. Tabelle 8) wurde auf die Daten des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen.

Tabelle 8

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2023 und 2024

	2023		2024 ¹⁾		Veränderung in %
	PJ	Mrd. kWh _i	PJ	Mrd. kWh _i	
Gewinnung Inland	135	37,6	133	37,0	-1,5
+ Einfuhr /	3.213	892,5	2.864	795,6	-10,9
= Aufkommen	3.348	930,0	2.997	832,6	-10,5
- Ausfuhr	710	197,3	371	103,1	-47,7
= Primärenergieverbrauch	2.621	728,0	2.728	757,7	4,1
- Einsatz in Kraftwerken ²⁾	481	163,5	505	171,8	4,9
dar.					
Kraftwerke der allg. Versorgung	287	79,6	310	86,1	8,1
Industriekraftwerke	143	39,8	144	40,0	0,5
- Einsatz in Heizkraft- u. Fernheizwerken (Wärme) ³⁾	181	50,3	185	51,4	2,2
- Verbrauch der Umwandlungsbereiche ⁴⁾	73	20,4	68	19,0	-6,7
- Nichtenergetischer Verbrauch	77	21,3	79	22,0	3,3
+ Stat. Diff. / Fackel- u. Leitungsverl. [Saldo]	14	3,9	-53	-14,7	-
= Endenergieverbrauch	1.822	476,3	1.837	478,8	0,8
Industrie ⁵⁾	667	185,4	694	192,7	3,9
dar.					
Grundstoffchemie	154	42,8	192	53,3	24,6
Ernährung u. Tabak	110	30,4	110	30,6	0,6
Verkehr	7	1,9	2	0,6	-70,6
Haushalte	813	225,9	809	224,6	-0,5
GHD	335	93,0	333	92,4	-0,6
nachrichtlich					
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft					
Inländische Förderung ⁶⁾		5,2		4,9	
Importquote ⁷⁾		96,0		95,6	

1) Vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

2) Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung (insgesamt) inkl. Einspeiser kleiner BHKW-Anlagen unter 1 MW.

3) zur gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme.

4) Erdgasverbrauch der Kokereien, Steinkohlenzechen- u. Brikettfabriken, Erdöl- und Erdgasgewinnung, Mineralölverarbeitung und Sonstige Energieerzeuger.

5) Inkl. Erdgaseinsatz zur Wärmeerzeugung industrieller KWK-Anlagen.

6) Anteil am inländischen Erdgasaufkommen.

7) Anteil am Primärenergieverbrauch Erdgas

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt, Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG)

- Die Erdgasnachfrage der Betriebe des Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes (Industrie, inkl. Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung der Industriekraftwerke) erhöhte sich im Jahr 2024 um voraussichtlich insgesamt 3,3 % auf 255 Mrd. kWh (H_i). Der skizzierte Anstieg des industriellen Erdgasverbrauchs ist zum einen auf die gesunkenen Erdgaspreise, zum anderen auf das Produktionswachstum in einigen besonders erdgasintensiven Wirtschaftszweigen wie z. B. der Grundstoffchemie zurückzuführen. Bei der Interpretation der hier gewählten Abgrenzung des industriellen Erdgaseinsatzes ist zu beachten, dass die Darstellung nicht nur den Prozessenergieverbrauch sowie den Verbrauch für die von Unternehmen selbst betriebenen Erdgaskraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung einschließt, sondern auch den nichtenergetischen Verbrauch, der vor allem bei der Erzeugung chemischer Grundstoffe eine bedeutende Rolle spielt. In der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland erhöhte sich der Endenergieverbrauch der Industrie (ohne nichtenergetischen Verbrauch und Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung) im Jahr 2024 um 3,9 % auf ca. 193 Mrd. kWh (H_i) (vgl. Tabelle 8).
 - Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen (GHD) nahm leicht ab. Im Gegensatz zur Industrie wird Erdgas in diesem Verbrauchssegment zu gut vier Fünfteln (2023 etwa 88 % bzw. fast 96 %, sofern man den Erdgaseinsatz für die Bereitstellung von Warmwasser in die Betrachtung einbezieht)²⁵⁾ für Raumwärmezwecke eingesetzt. Die milderen Witterungsverhältnisse des Jahres 2024 ließen die Erdgasnachfrage der Betriebe und Unternehmen im GHD-Sektor somit sinken. Investive und verhaltens- bzw. preisbedingte Einsparmaßnahmen verstärkten den Effekt. Im Gesamtergebnis haben die witterungs-, verhaltens- und preisinduzierten Einsparungen den Mehrverbrauch durch die konjunkturelle Entwicklung in diesem Segment überkompensiert (die preisbereinigte Bruttowertschöpfung erhöhte sich im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr um 0,5 %). Insgesamt kann für das Jahr 2024 im GHD-Sektor mit einem Verbrauchsrückgang von etwa 0,6 % auf 92,4 Mrd. kWh (H_i) gerechnet werden.
 - Bei den privaten Haushalten (einschließlich der sie mit Raumwärme und Warmwasser versorgenden Wohnungsgesellschaften) ist aufgrund der milderen Außentemperaturen im Jahr 2024 ebenfalls mit einem Verbrauchsrückgang zu rechnen. Aktuelle Daten zeigen für das Jahr 2024 eine Verringerung des Erdgasverbrauchs um 0,5 % auf 224,6 Mrd. kWh (H_i).
 - In Summe wurden in den Gaskraftwerken der Stromversorger, der Industriebetriebe und in Blockheizkraftwerken der sonstigen Stromerzeuger 2024 rund 80,3 Mrd. kWh Strom und damit rund 4,8 % mehr erzeugt als im Jahr zuvor. Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Strom- und Wärmeversorger wird vsl. darüber hinaus 2024 auch aufgrund der leicht verbesserten Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem Vorjahr zunehmen. In der allgemeinen Stromversorgung (inkl. BHKW) ist mit einem Anstieg des Erdgasverbrauchs auf 171,8 Mrd. kWh und damit in der Größenordnung von 4,9 % gegenüber dem Vorjahr zu rechnen.
 - Der Erdgaseinsatz zur gekoppelten und ungekoppelten Bereitstellung von Fernwärme erhöhte sich um 2 % auf 50,1 Mrd. kWh (H_i) im Jahr 2024.
 - Der Absatz von Erdgas (entweder in komprimierter, CNG, oder in verflüssigter Form, LNG) an den Verkehrssektor erreichte 2024 voraussichtlich ein Verbrauchsniveau von 0,6 Mrd. kWh (H_i). Der kräftige Rückgang gegenüber dem Vorjahr (-70,6 %) ist in erster Linie auf Substitutionseffekte (von Erdgas zugunsten von Biogas) zurückzuführen. Der gesamte Einsatz von Erd- und Biogas (CNG und LNG) zum Antrieb von Fahrzeugen, verringerte sich 2024 gegenüber dem Vorjahr nur um rund 0,9 %.
- Nach vorläufigen Daten wurden 2024 in Deutschland rund 10,8 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) in das deutsche Erdgasnetz eingespeist – dies entspricht etwa dem Vorjahresniveau. Die mögliche Einspeisekapazität stieg um knapp 4,4 % auf 14,3 Mrd. kWh. Nach vorläufigen Daten der AGEE-Stat wurden 3,1 Mrd. kWh als Kraftstoff im Sektor Verkehr verbraucht. Die restlichen Mengen wurden zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet.

25) Die Angaben zur Aufgliederung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern (hier Erdgas) und Anwendungszwecken basieren zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses dieses Berichtes noch auf Daten der letzten endgültigen Energiebilanz 2023 (Datenstand: 31. Januar 2025). Die Aktualisierung bzw. Fortschreibung der Anwendungsbilanzen auf der Grundlage der empirischen Befunde der Schätzenergiebilanz 2024 (Datenstand: 12. Mai 2025) erfolgt vsl. bis Ende Juni 2025.

Entsprechend dem Bilanzierungsschema der AG Energiebilanzen werden diese Mengen sowohl auf der Aufkommens- als auch auf der Verbrauchsseite unter erneuerbaren Energien und nicht unter Erdgas erfasst.

Seit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas herausgebildet. An diesen virtuellen Handlungspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und somit auch für den deutschen Markt. Die Entwicklung der Ölpreise nach dem Prinzip der Anlegbarkeit spielt inzwischen für die Entwicklung der Gasbeschaffungskosten keine entscheidende Rolle mehr.

Der Einfuhrpreis für Erdgas ist 2024, verglichen mit den Höchstständen im Krisenjahr 2022, wieder deutlich gesunken. Der Grenzübergangspreis (auf Jahresbasis) verringerte sich zwischen 2022 und 2023 von 21 €/GJ (entspricht 7,56 ct/kWh) auf rund 11,9 €/GJ (4,29 ct/kWh) und gab gegenüber dem Vorjahr um 43,3 % nach (Abbildung 7). Im Jahr 2024 setzte sich der Preisrückgang, wenn auch in deutlich abgeschwächter Form fort. Der Einfuhrpreis für Erdgas verringerte sich, verglichen mit dem Jahr 2023, erneut um 12,8 %, so dass für ein Gigajoule importiertes Erdgas 2024 im Durchschnitt 10,4 € gezahlt werden mussten. Ungeachtet des beschriebenen Preisverfalls lagen die Einfuhrpreise für Erdgas im Jahresmittel 2024 immer noch auf einem erhöhten Niveau bzw. um rund 46 % über dem Wert, der vor der Energiekrise zu beobachten war (2021: 7,1 €/GJ).²⁶⁾

Mit Blick auf die monatliche Entwicklung ergibt sich folgendes Bild: Nach dem Allzeithoch, welches der Einfuhrpreis für Erdgas im August 2022 mit 41,26 €/GJ (14,85 ct/kWh) erreichte und der Preisspitze im Dezember 2022 mit 26,1 €/GJ (9,38 ct/kWh), notiert der Grenzübergangspreis für Erdgas seit März 2023 wieder dauerhaft unter dem Niveau des Einfuhrpreises für Rohöl. Im Januar 2024 startete der Grenzübergangspreis bei 11,70 €/GJ (4,2 ct/kWh). Bis Oktober 2024 bewegte sich der Erdgaseinfuhrpreis dann (unter Schwankungen) stets unterhalb des Niveaus, welches im Januar 2024 zu beobachten war. In den Monaten November und Dezember 2024 ist ein leichter Anstieg

des Grenzübergangspreises auf über 12 €/GJ zu beobachten.

Abbildung 7 lässt darüber hinaus erkennen, dass sich der Einfuhrpreis von Erdgas im Verlauf des Krisenjahres 2022 bis ins Frühjahr 2023 teilweise deutlich von der Entwicklung des Grenzübergangspreises der Rohöleinfuhren entkoppelt hat, was in den Zeiträumen vor Beginn des Ukraine-Krieges weniger ausgeprägt zu beobachten war. Seit März, April 2023 ist eine Normalisierung der Preisdifferenz sowie des Entwicklungsverlaufs zwischen Rohöl und Erdgas, wenngleich auf einem erhöhten Preisniveau, zu beobachten. Für Zeiträume ab April 2024 zeichnet sich eine stetige Abnahme der Differenz zwischen dem Erdgas- und Rohöleinfuhrpreis ab, wobei sich die Preisniveaus in den letzten beiden Monaten des Jahres wieder deutlich angeglichen haben. Verglichen mit dem jeweiligen Vorjahresmonat zeigt sich 2024 folgendes Bild: Der Erdgaseinfuhrpreis lag nur in den Monaten Mai, Juli, August und Dezember über den Preisständen des jeweiligen Vorjahresmonats (in der Größenordnung zwischen 4 und 18 %).

Parallel zu den Erdgasimportpreisen verringerte sich das Preisniveau für Erdgas an der Börse (Spotmarkt) deutlich von 41,58 €/MWh auf 34,14 €/MWh (-17,9 %).²⁷⁾ Zum Vergleich: Im Jahr 2022 notierte der Spotmarktpreis für Erdgas noch bei über 125 €/MWh.

Die Entwicklung der Import- und Großhandelspreise, also die Kosten für die Beschaffung des Erdgases, wirken sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus. Infolge variierender Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen kommt es auf dem Endverbrauchermarkt typischerweise zu differenzierten Preisentwicklungen. Zudem fallen die relativen Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus höher aus.

Vor dem Hintergrund der im Jahresverlauf 2024 im Vergleich zum Vorjahr rückläufigen Erdgasimport- und Großhandelspreise verringerten sich auch die Endkundenpreise bzw. die Abgabepreise an Verbraucher im Jahresverlauf spürbar, wenngleich in

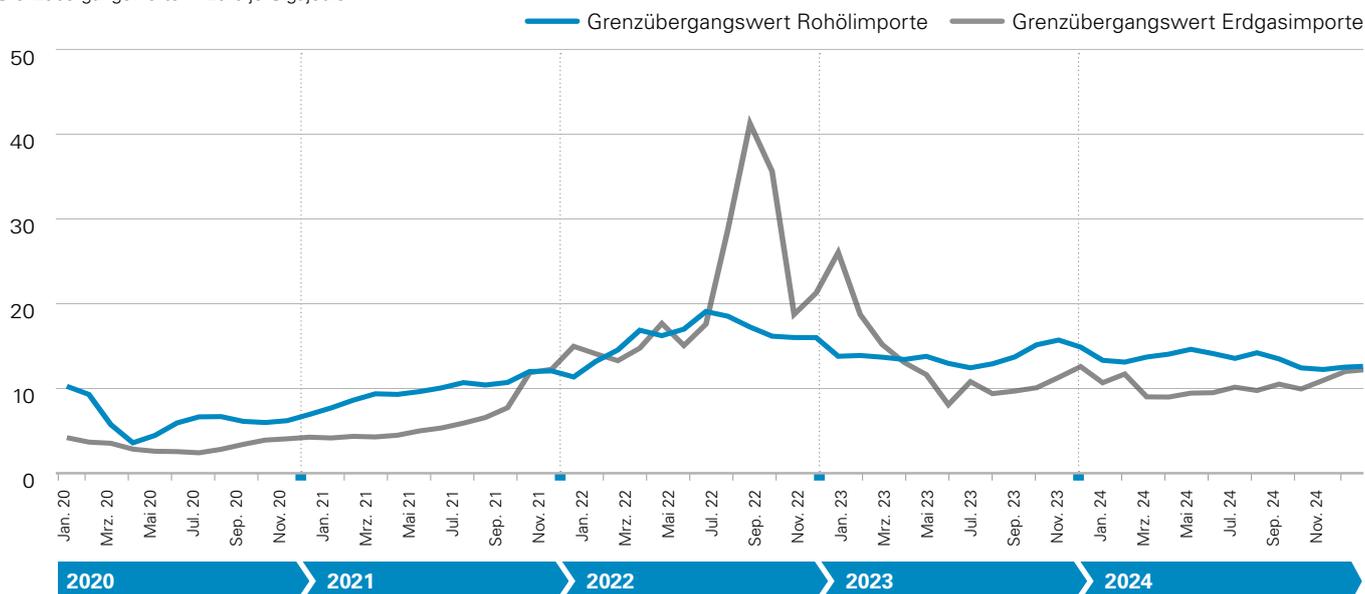
26) Außerdem rangiert der Jahresdurchschnittswert für 2024 auch nach wie vor spürbar über dem Niveau des bisherigen Vor-Krisen-Höchststandes von 2012 (8,08 €/GJ bzw. 2,90 ct/kWh).

27) Einzelheiten vgl. BDEW-Gaspreisanalyse (Stand: Februar 2025).

Abbildung 7

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2020 bis 2024

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

unterschiedlichem Ausmaß. Besonders gegenüber den Höchstständen in der zweiten Hälfte des Krisenjahres 2022 gingen die Abgabepreise bereits im Jahr 2023 über alle Kundengruppen deutlich zurück. Der Preisrückgang setzte sich (auf der Grundlage von Jahresdurchschnittswerten) im Berichtsjahr 2024 über alle Kundengruppen, allerdings in abgeschwächter Form fort.

So sank der Preis für Kraftwerksgas 2024 verglichen mit dem Vorjahr um 11 %. Der Preisrückgang für Industriekunden fiel im gleichen Zeitraum noch kräftiger aus: Im Jahr 2024 verringerten sich die Erdgaspreise für industrielle Kunden, ebenfalls gegenüber dem Vorjahr, sogar um 19 %.²⁸⁾ Bei kleineren Erdgasabnehmern („Handel und Gewerbe“) sowie Haushaltskunden sind im Jahr 2024 verglichen mit dem Vorjahr Preisrückgänge von rund 10 % bzw. knapp 11 % zu beobachten (vgl. Abbildung 8).

In der unterjährigen Betrachtung verlief die Preisentwicklung für alle Kundengruppen im Erdgasmarkt relativ stabil, d.h. es traten keine gravierenden Preisspitzen bzw. -schwankungen auf. Die Streuung der Erdgaspreise um den Mittelwert war bei den Industriekunden (Minimum: -5,1 %, Maximum: +5,4 %) sowie bei den Haushaltskunden (Minimum: -2,7 %, Maximum: +7,5 %) stärker ausgeprägt als bei den übrigen Kundengruppen.²⁹⁾ Die im Verlauf des Jahres 2024 geringsten Preisschwankungen verzeichneten Erdgasabnehmer im Sektor „Handel und Gewerbe“, hier streuten die monatlichen Abnehmerpreise lediglich in der Größenordnung zwischen -1,4 % und maximal +3 % um den beobachteten Jahresdurchschnittswert.

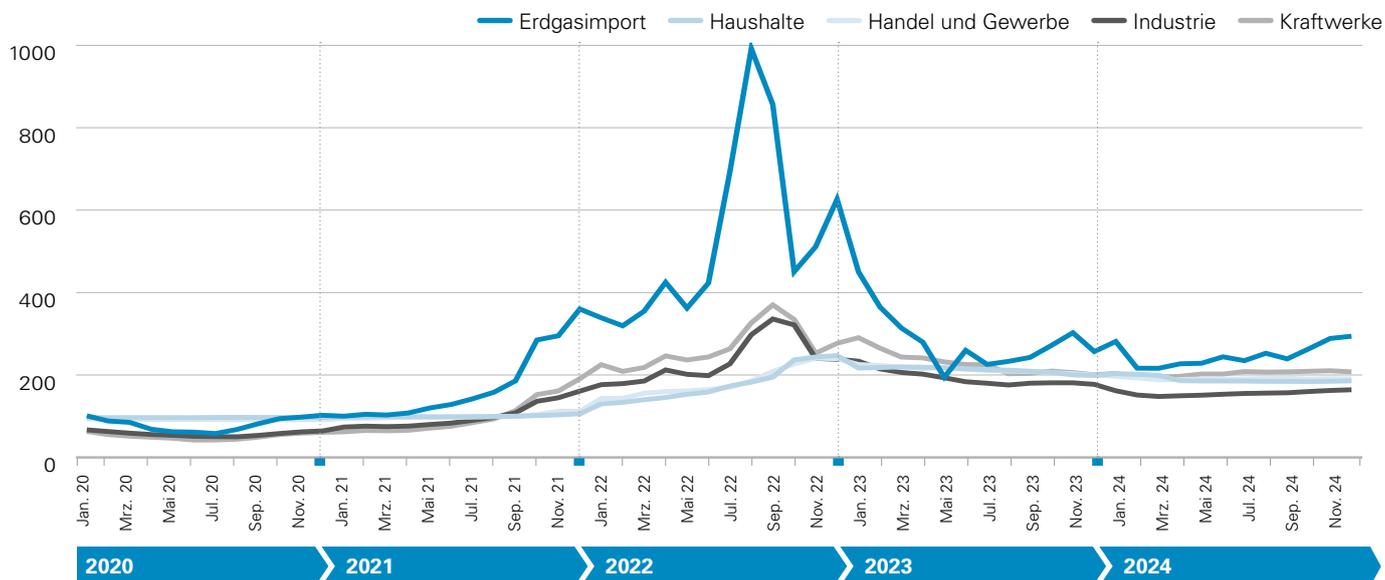
28) Bei der Interpretation ist zu beachten, dass sich die Preise für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung grundsätzlich anders entwickeln, als dies für kleinere industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) in der Regel der Fall ist. So verringerte sich der Erdgaspreis für kleine industrielle Verbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) 2024 im Vergleich zum Vorjahr um 12 % wohingegen der Preis für Großverbraucher (Abgabe >500 GWh/a) im gleichen Zeitraum um fast 24 % gesunken ist. Der Erdgaspreis für die Abgabe an die Industrie (Abgabe 116,3 GWh/a) verringerte sich um knapp 21 %.

29) Zum 1. April 2024 erfolgte die Wiederanhebung der Mehrwertsteuer auf Erdgas von 7 % auf 19 %, was die Gaspreise für Haushaltskunden erhöht hat. Hinzu kommen die im 3. und 4. Quartal leicht gestiegenen Beschaffungskosten, die allerdings erst mit einer gewissen Verzögerung an die privaten End- bzw. Vertragskunden überwältigt werden. In den ersten beiden Quartalen des Jahres 2024 wurde die Wiederanhebung der Mehrwertsteuer durch die gesunkenen Beschaffungskosten kompensiert.

Abbildung 8

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland von 2020 bis 2024

2015 = 100 (Erdgaspreis Januar 2015=100)



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

Steinkohle

Nach vorläufigen Schätzungen ist der Primärenergieverbrauch aus Steinkohle in Deutschland im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr um 10,3 % auf 772 PJ (26,3 Mio. t SKE) gesunken (vgl. Tabelle 9). Nach den Zuwächsen in den Jahren 2021 und 2022, die den jahrelang stetig verlaufenden Abwärtstrend

beim Steinkohleverbrauch kurzfristig unterbrochen und auf Sondereffekte bzw. die unmittelbaren Folgen des Ukraine-Krieges zurückzuführen waren, ist der langfristige Trends wieder wirksam. Der Primärenergieverbrauch von Steinkohle erreichte 2024 einen neuen Allzeit-Tiefstand.

Tabelle 9

Steinkohle-Bilanz¹⁾ in Deutschland 2023 und 2024

	2023		2024 ²⁾		Veränderung in %
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	
Gewinnung im Inland	0	0,0	0	0,0	-
+ Einfuhr /	912	31,1	786	26,8	-13,9
= Aufkommen	912	31,1	786	26,8	-13,9
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	15	0,5	-44	-1,5	-
- Ausfuhr	37	1,3	58	2,0	54,0
= Primärenergieverbrauch	860	29,3	772	26,3	-10,3
- Einsatz in Kraftwerken ³⁾	322	11,0	230	7,8	-28,6
- Einsatz in Heizkraft- u. Fernheizwerken (Wärme)	52	1,8	42	1,4	-20,4
- Einsatz in Hochöfen	145	5,0	149	5,1	2,8
- Sonst. Umwandlungseinsatz ⁵⁾	303	10,3	320	10,9	5,5
+ Umwandlungsausstoß	231	7,9	244	8,3	5,5
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	2	0,1	2	0,1	13,6
+ Stat. Differenzen	-12	-0,4	-30	-1,0	-
= Endenergieverbrauch	279	9,5	303	10,3	8,4
Industrie ⁶⁾	275	9,4	299	10,2	8,5
dar.					
Metallerzeugung ⁷⁾	244	8,3	270	9,2	10,4
Private Haushalte	3	0,1	3	0,1	1,6
Gewerbe, Handel u. Dienstleistungen (GHD)	1	0,0	1	0,0	-3,9

1) Steinkohle=Steinkohle (roh), Steinkohlenbriketts und Steinkohlenkoks.

2) Vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

3) Einsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken der allg. Versorgung, Industriekraftwerken u. Heizkraftwerken

4) zur gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme

5) Kokereien

6) Inkl. Einsatz von Steinkohle u. Steinkohleprodukten zur Wärmeerzeugung industrieller KWK-Anlagen.

7) Metallerzeugung (EBZ 54) ohne Umwandlungseinsatz der Hochöfen und Kokereien.

Neben Kernenergie und Braunkohle war die Steinkohle am stärksten vom insgesamt rückläufigen Primärenergieverbrauch betroffen.

Konkret ging der Steinkohleeinsatz in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und der Industrie zur Strom- und Wärmeerzeugung um gut 30 % auf 259 PJ (entsprechend 8,9 Mio. t SKE) zurück (vgl. Tabelle 9). Damit erreichte der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken erneut ein historisches Tief. Die Stromerzeugung aus Steinkohle erreichte 2024 mit 28,1 TWh nur noch einen Anteil von 5,6 % an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland.

Der Einsatz von Steinkohle in der Stahlindustrie ist im Jahr 2024 hingegen um 7,3 % auf 495 PJ (entsprechend 16,8 Mio. t SKE) angestiegen.³⁰⁾ Damit bleibt dieser Sektor der größte Wirtschaftszweig bzw. Nachfrager im deutschen Steinkohlemarkt. Der Endenergieverbrauch im Sektor Metallerzeugung (in der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland, EBZ 54) nahm im Berichtszeitraum 2023/2024 um 10,4 % auf 270 PJ (9,2 Mio. t SKE) zu. Wesentlich für die Gesamtentwicklung in diesem Sektor ist die Zunahme der Roheisenerzeugung, die sich im Vergleich zum Vorjahr um 673 Tsd. t bzw. 2,8 % erhöhte. Zugleich ist auch die Rohstahlerzeugung – gegenüber dem historischen Tief im Jahr 2023 – wieder um 1,7 Mio. t bzw. 5,0 % angestiegen. Die Oxygenstahlerzeugung legte gegenüber dem Vorjahr um 3,1 % zu, die Elektrostahlerzeugung sogar um 10,3 %. Der Steinkohleeinsatz in den übrigen Sektoren (Gießereien, Fernheizwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) spielte mengenmäßig nur eine geringe Rolle und reduzierte sich um 3,5 % auf rd. 47 PJ (= 1,6 Mio. t SKE).

Nach der Beendigung des heimischen Steinkohlebergbaus Ende 2018 wird die Aufkommenseite des deutschen Steinkohlemarktes nur noch durch Importe und Lagerbestände gedeckt. Auf Basis vorläufiger Daten der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes sind die deutschen Steinkohleimporte im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr um 13,9 % auf 31,2 Mio. t zurückgegangen (vgl. Tabelle 10). Unter Verwendung einer pauschalen Umrechnung auf Basis eines Durchschnittsheizwertes in Höhe von 7.000 kcal/kg (d.h. ohne Berücksichtigung der

tatsächlichen Heizwerte) ergeben sich hieraus Steinkohleimporte in Höhe von knapp 27 Mio. t SKE. Davon entfielen 49 % auf Kraftwerkskohle, 41 % auf Kokssteinkohle, 1 % auf Anthrazit und Briketts sowie 8 % auf Steinkohlenkoks.

Das EU-Steinkohle-Embargo gegen russische Exporte sah ab April 2022 eine Übergangsfrist von 120 Tagen vor. Demnach war der EU-Import von russischer Steinkohle zunächst noch gestattet, wenn die zugrundeliegenden Kohlelieferungsverträge vor dem 9. April 2022 geschlossen worden waren. Ab dem 11. August 2022 trat das EU-Embargo gegen russische Steinkohle mit voller Wirkung in Kraft. Weitere Steinkohle-Importe aus Russland in die EU waren nun strikt verboten. Jedoch verzeichnete das Statistische Bundesamt in seiner monatlichen Berichterstattung auch danach weiterhin Einfuhren, die „mit Ursprungsland Russland“ deklariert waren. Im vergangenen Jahr betrug diese Mengen noch fast 140.000 Tonnen, mit stark abnehmender Tendenz. Diese verbliebenen russischen Liefermengen wurden aus benachbarten EU-Ländern (vor allem den Niederlanden und Belgien) nach Deutschland eingeführt und stammten insbesondere von Lagerplätzen der nordwesteuropäischen Kohleterminals (in Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen = ARA-Häfen). Dort, innerhalb der EU, waren diese russischen Kohlen noch vor dem 11. August 2022 auf Lager gelegt worden und fielen somit nicht unter das Embargo.

Von geringen vereinzelt Mengen, insbesondere im Anthrazitkohlemarkt abgesehen, ist russische Kohle nahezu gänzlich aus der deutschen Steinkohleimportstatistik verschwunden. Hinsichtlich der gesamten deutschen Steinkohleimporte im vergangenen Jahr waren nun Australien (29 %), die Vereinigten Staaten (24 %) und Kolumbien (11 %) die bedeutendsten Lieferländer. Heruntergebrochen auf die einzelnen Marktsegmente ergab sich das folgende Bild: Bei Kesselkohle dominierten Kolumbien (25 %), Australien (23 %), die Vereinigten Staaten (22 %) und Südafrika (14 %). Im Kokssteinkohlesektor entfielen rd. 92 % des Angebotes auf nur zwei Länder – auf Australien (52 %) und die Vereinigten Staaten (40 %). Der Markt für Anthrazitkohle hat sich gegenüber den Vorjahren infolge des äußerst knappen Angebotes fast halbiert.

30) Steinkohleeinsatz im Sektor Metallerzeugung (EBZ 54) zzgl. Umwandlungseinsatz von Steinkohlenkoks in Hochöfen (EBZ 17) sowie Verbrauch (Saldo Umwandlungseinsatz minus -ausstoß) in Kokereien.

Tabelle 10

Deutsche Steinkohleeinfuhren¹⁾ nach Lieferländern 2023 und 2024 (Januar bis Dezember)

	2023	2024 ²⁾	Veränderung	2023	2024
	in Mio. t		in %	Anteile in %	
Polen	1,7	1,4	-16,1	4,6	4,5
Tschechische Republik	0,2	0,2	2,6	0,5	0,6
Russland	0,6	0,1	-76,4	1,6	0,4
Südafrika	3,7	1,9	-49,1	10,3	6,1
Vereinigte Staaten	9,4	7,6	-18,9	25,9	24,4
Kanada	0,6	0,7	15,0	1,7	2,3
Kolumbien	5,0	3,5	-30,0	13,9	11,3
Australien	8,6	8,9	4,5	23,6	28,7
Sonstige/Statistische Differenzen ³⁾	6,5	6,8	4,6	17,9	21,8
Gesamteinfuhren	36,2	31,2	-13,9	100,0	100,0

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.

2) vorläufig

3) Inklusive nicht zuordbarer Liefermengen.

Quelle: Statistisches Bundesamt

Dort bestimmten dann vor allem innereuropäische Anbieter mit mehr als der Hälfte das Feld, ein gutes Fünftel steuerten die Vereinigten Staaten bei. Und auch im Koksmarkt schließlich stellten vor allem europäische Nachbarstaaten den Großteil des Angebots (mehr als 70 %). Allein auf Polen entfiel ein Anteil von 58 %, aus China stammten weitere 16 %.

Nach erster Einschätzung des Vereins der Kohlenimporteure zeichnet sich für das Jahr 2024 ein erneuter Rekord der globalen Steinkohleförderung von knapp 8,5 Mrd. t ab. Im Vergleich zum Vorjahr wäre dies ein Plus von knapp 6 %. Treiber der Entwicklung waren insbesondere asiatische Länder. So erhöhte China seine Kohleförderung um 259 Mio. t, Indien um 178 Mio. t und Indonesien um 149 Mio. t. Dies entsprach jeweils einer Steigerungsrate gegenüber dem Vorjahr um +6 % (China), +21 % (Indien) bzw. +25 % (Indonesien). Rückläufig hingegen war die Steinkohleförderung vor allem der Vereinigten Staaten (-120 Mio. t), Russlands (-9 Mio. t) und Kasachstans (-5 Mio. t).

Rund 16 % der weltweiten Steinkohleförderung im Jahr 2024 wurde international gehandelt, also mehr

als 1,3 Mrd. t. Mit Importen von 352 Mio. t erwies sich China dabei erneut als „Rohstoff-Staubsauger“ und schöpfte damit mehr als ein Viertel des globalen Handelsvolumens ab. Zusammen mit der immensen Inlandsförderung in Höhe von 4,7 Mrd. t und abzüglich geringer Exporte (7 Mio. t) resultierte daraus das weltweit höchste Steinkohleaufkommen in Höhe von 5,1 Mrd. t. Bedeutendste Exportländer im Steinkohle-Welthandel 2024 waren Indonesien (mit einem Anteil am Gesamt-Exportmarkt inklusive Binnenhandel in Höhe von 29 %), Australien (27 %) und Russland (13 %).

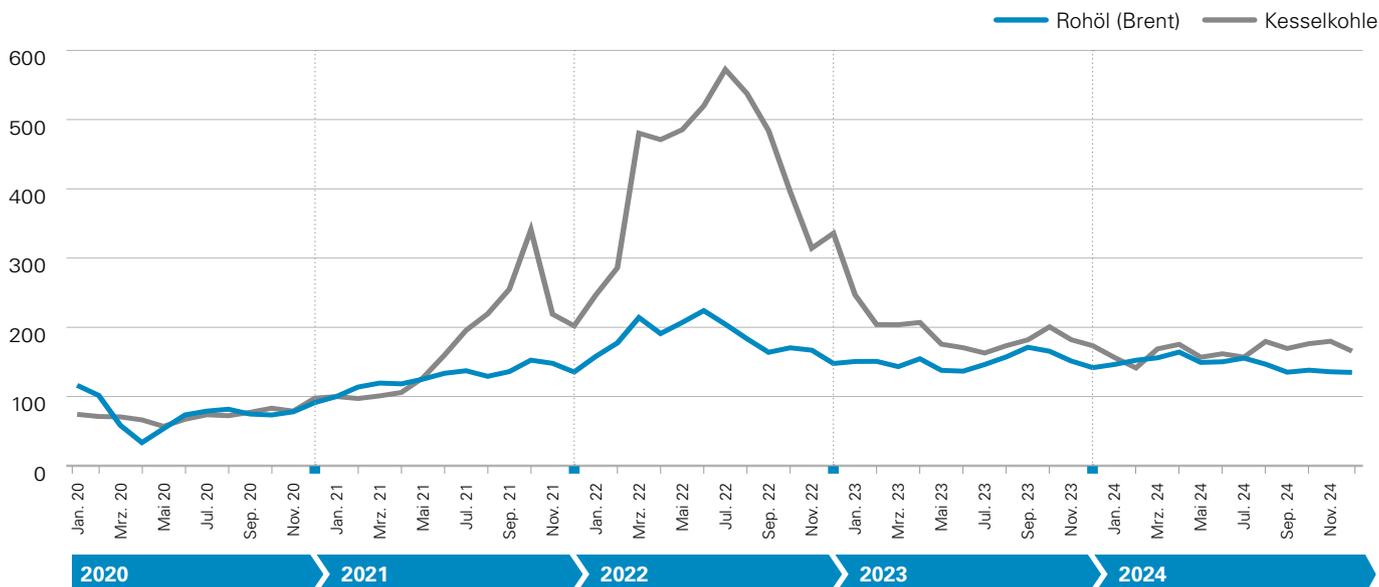
Einen Eindruck von der längerfristigen Entwicklung der Preise für Kraftwerkskohle auch im Vergleich zu den Veränderungen beim Rohöl vermittelt Abbildung 9. Der Importpreis für Kesselkohle³¹⁾, der im Jahr 2022 (Jahresdurchschnitt) einen Spitzenwert von knapp 338 US-Dollar/t SKE erreicht hatte, sank im Jahr 2023 auf etwa 150 US-Dollar/t SKE. Im Jahr 2024 setzte sich die Preisnormalisierung fort. Der Importpreis für Kesselkohle verringerte sich gegenüber dem Vorjahr 2023 erneut, er sank um rund 19 US-Dollar/t SKE (-12,9 %). Damit lag er 2024 mit 131 US-Dollar/t SKE erstmals wieder unter dem Vorkrisenniveau (2021: ca.

31) Spotpreis Kraftwerkskohle, cif, NWE, Durchschnitt über die Wochennotierungen MCIS Steam Coal Marker, in US-Dollar/t SKE.

Abbildung 9

Weltmarktpreis für Rohöl (Brent) und Kesselkohle Januar 2020 bis Dezember 2024

Januar 2021 = 100



Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie

140 US-Dollar/t SKE) und zwar um rund 9 US-Dollar/t SKE bzw. 6,3 %).

Seit Januar 2024 nahm der Kesselkohlepreis ausgehend von einem Niveau von 123 US-Dollar/t SKE auf über 142 US-Dollar/t SKE im August 2024 zu. Bis November 2024 bewegte sich der Kesselkohlepreis in etwa auf diesem Niveau, bevor er im Dezember 2024 wieder auf einen Wert von rund 131 US-Dollar/t SKE sank.

Abbildung 10 stellt zusätzlich die Importpreise für Steinkohlenkoks und Drittländkohle (Kraftwerke und Stahlerzeuger) dar. Insgesamt zeigt sich, dass die Einfuhrpreise für Steinkohlenkoks sowie Kessel- und Kraftwerkskohle, die nach der Invasion russischer Truppen in die Ukraine am 24. Februar 2022 zunächst sprunghaft angestiegen waren und bei Steinkohle im 3. Quartal 2022 (rund 400 €/t SKE) bzw. bei Steinkohlenkoks im Mai 2022 (knapp 600 €/t SKE) ihren jeweiligen Höchststand erreichten, zum Jahresende wieder nachgaben. Dieser Trend setzte sich im Wesentlichen im Jahresverlauf 2023 fort. Während sich der Einfuhrpreis für Steinkohle (Kesselkohle) von rund 245 €/t SKE im ersten Quartal auf 179 €/t SKE im vierten Quartal 2023 und damit um mehr als 27 % verringerte, nahm der Einfuhrpreis für Steinkohlenkoks

zwischen Januar und Dezember 2023 um rund 6 % ab und erreichte zum Jahresende ein absolutes Niveau von 408 €/t SKE.

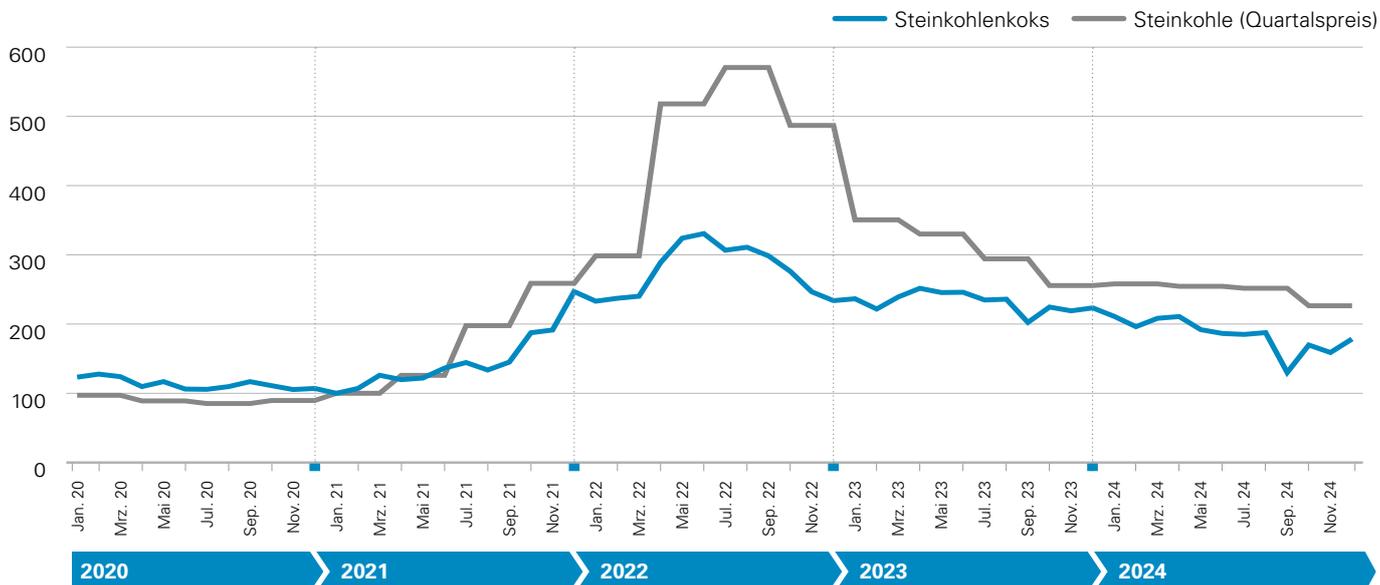
Im Berichtsjahr 2024 verharrte der Einfuhrpreis für Steinkohle in den ersten drei Quartalen nahezu unverändert auf dem Niveau, das sich bereits im vierten Quartal 2023 einstellte, so dass der Importpreis über diesen Zeitraum konstant bei ca. 177 bis 178 €/t SKE lag. Erst im vierten Quartal 2024 ist eine Preissenkung auf rund 158 €/t SKE zu beobachten. Der Einfuhrpreis für Steinkohlenkoks, der im Januar 2024 bei 386 €/t lag, verringerte sich bis September 2024 auf einen Jahrestiefstand von knapp 238 €/t und damit auf ein Preisniveau, welches zuletzt Mitte 2021 zu beobachten war. Bis Dezember 2024 ist eine Zunahme des Importpreises für Steinkohlenkoks auf 326 €/t zu verzeichnen.

Auf Jahresbasis betrachtet nahm sowohl der Einfuhrpreis für Kesselkohle als auch für Steinkohlenkoks, verglichen mit 2023, um rund 20 % ab. Damit fallen die Preissenkungen im Steinkohlemarkt im Jahr 2024 deutlich kräftiger aus als im Rohölmarkt (2024 verringerte sich der Einfuhrpreis für eine Tonne Rohöl bezogen auf das Jahr 2023 um gut 3 %).

Abbildung 10

Entwicklung ausgewählter Steinkohleimportpreise von 2020 bis 2024

Januar 2021 = 100



Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

Braunkohle

Die Braunkohleförderung lag 2024 mit 91,9 Mio. t insgesamt um 10,1 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Heizwert der geförderten Kohle war 2024 im Durchschnitt insgesamt niedriger als im Vorjahr, der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag mit 28,2 Mio. t SKE (826 PJ) um 9,9 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung liegt bei fast 25 %.

In den einzelnen Revieren entwickelte sich die Förderung unterschiedlich: In Mitteldeutschland wurden 17 % weniger gefördert. Im Rheinland und in der Lausitz sank die Förderung um je 9 %. Diese Veränderung entspricht weitgehend der Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (insgesamt 80,9 Mio. t, -10,0 %), an die knapp 90 % der Förderung gehen. Die Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland sank von 86 TWh im Vorjahreszeitraum auf 79 TWh. Ursachen dieser Entwicklung waren die insgesamt gesunkene Stromerzeugung, die gestiegene Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie die Verringerung weiterer Erzeugungskapazitäten im Zuge des Kohleausstiegs. Die Bundesregierung hatte die Laufzeit von fünf Braunkohlekraftwerksblöcken aus der Sicherheitsbereitschaft vorübergehend verlängert, um die Stromversorgung während der Energiekrise zu sichern und Erdgas zu sparen. Zwei weitere Blöcke sollten nach dem Kohleausstiegsgesetz Ende 2022 vom Netz genommen werden. Dieser Schritt wurde aufgrund der Gasverknappung ausgesetzt. Am 31. März 2024 ist der Versorgungsreservebetrieb dieser Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3,1 GW beendet worden. Ein weiterer Block wurde am 1. Januar 2025 am Kraftwerk Weisweiler im Rheinischen Revier planmäßig stillgelegt. Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung betrug 2024 noch 16 %. Damit bleibt die Braunkohle weiterhin eine wichtige und verlässliche Energiequelle für die Stromerzeugung in Deutschland.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle verzeichnete ebenfalls einen Rückgang um 10 % auf 3,9 Mio. t. Dabei ergaben sich spezifische Veränderungen von -29 % bei Brikett, -7 % bei Staub, -4 % bei Koks und +9 % bei Wirbelschichtkohle.

Mit 27,5 Mio. t SKE (807 PJ) war der Primärenergieverbrauch an Braunkohle um knapp 10 % niedriger als im Vorjahr (vgl. Tabelle 11)³²⁾. Damit deckte sie fast 8 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2024 rund 0,9 % weniger Braunkohle und Braunkohleprodukte als im Jahr zuvor (vgl. Tabelle 11). In der Industrie erhöhte sich der Einsatz von Braunkohle um 4,5 %. Den Verbrauchsschwerpunkt für den Einsatz von Braunkohlenprodukten in der Industrie bildet der Sektor Verarbeitung von Steinen und Erden (hier kommen vor allem andere Braunkohlenprodukte wie z. B. Staub- und Trockenkohle u. a. zum Einsatz). Der Absatz an private Haushalte ging um 36,3 % zurück (vgl. Tabelle 12).

³²⁾ Abweichungen zu Tabelle 1 aufgrund geringfügig unterschiedlicher Datenstände und Rundungsdifferenzen.

Tabelle 11

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2023 und 2024

		2023	2024 ¹⁾	Veränderung
	Einheit			in %
1. Rohbraunkohle Inland				
Braunkohleförderung insgesamt	Mio. t	102,3	91,9	-10,1
	Mio. t SKE	31,3	28,2	-9,9
	PJ	916	826	-9,9
2. Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	31,0	34,3	10,7
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	745,0	658,2	-11,6
Außenhandelssaldo insgesamt	1.000 t SKE	714,0	623,9	-
3. Primärenergieverbrauch				
	Mio. t SKE	30,5	27,5	-9,8
	PJ	895	807	-9,8
4. Absatz				
Absatz insgesamt	in Mio. t	90,6	81,6	-10,0
an Kraftwerke der allg. Versorgung	in Mio. t	89,9	80,9	-10,0
an sonstige Abnehmer	in Mio. t	0,7	0,7	-3,6
Einsatz zur Veredlung	in Mio. t	9,8	8,8	-10,6
Einsatz in KW des Braunkohlebergbaus	in Mio. t	1,7	1,6	-7,6
Bestandsveränderung	in Mio. t	0,1	-0,1	-
5. Stromerzeugung aus Braunkohle				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	83,9	77,2	-8,0
Industriekraftwerke	Mrd. kWh	2,4	2,0	-16,7
Stromerzeugung aus Braunkohle insgesamt	Mrd. kWh	86,3	79,2	-8,2

1) Vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Tabelle 12

Braunkohle-Bilanz¹⁾ in Deutschland 2023 und 2024

in PJ und Mio. t SKE

	2023		2024 ²⁾		Veränderung
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	in %
Gewinnung im Inland	916	31,3	826	28,2	-9,9
+ Einfuhr /	1	0,0	1	0,0	9,8
= Aufkommen	917	31,3	827	28,2	-9,9
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	1	0,0	-2	-0,1	-
- Ausfuhr	22	0,7	19	0,7	-11,7
= Primärenergieverbrauch	895	30,5	810	27,6	-9,5
- Einsatz in Kraftwerken ³⁾	793	27,1	727	24,8	-8,3
- Einsatz in Heizkraft- u. Fernheizwerken (Wärme)	24	0,8	18	0,6	-24,0
- Sonst. Umwandlungseinsatz ⁴⁾	95	3,2	86	2,9	-9,6
+ Umwandlungsausstoß	95	3,2	85	2,9	-9,7
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	19	0,6	17	0,6	-5,8
+ Stat. Differenzen	-8	-0,3	-19	-0,6	-
= Endenergieverbrauch	66	2,2	65	2,2	-0,9
Industrie ⁵⁾	57	2,0	60	2,0	4,5
dar.					
Verarb. v. Steinen u. Erden	38	1,3	35	1,2	-5,6
Private Haushalte	9	0,3	6	0,2	-36,3

1) Braunkohlen=Rohbraunkohle, Braunkohlenbriketts, andere Braunkohlenprodukte und Hartbraunkohle.

2) Vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

3) Einsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken der allg. Versorgung, Industriekraftwerken u. Heizkraftwerken.

4) Einsatz in Kokereien und Brikettfabriken.

5) Inkl. Einsatz von Rohbraunkohle u. Braunkohlenprodukten zur Wärmeerzeugung industrieller KWK-Anlagen.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Elektrizitätswirtschaft

Die Stromwirtschaft war im Jahr 2024 geprägt von einer leichten Erholung des Stromverbrauchs, allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau im Jahr 2023. Trotz weiterhin gedämpfter Konjunktur sorgte der Rückgang der Strompreise im Vergleich zum Vorjahr für einen nachfragebedingten Anstieg des Verbrauchs in einigen Teilbereichen der Industrie. Dennoch ist das Preisniveau nach wie vor relativ hoch, so dass sich der Verbrauch an elektrischem Strom im Vergleich zu den Vorjahren auf einem unterdurchschnittlichen Niveau bewegte.

Der Stromverbrauch (Bruttoinlandsstromverbrauch) nahm im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr voraussichtlich um 1,3 % auf 527,4 Mrd. kWh zu. Trotz des Verbrauchszuwachses verringerte sich die Bruttostromerzeugung im gleichen Zeitraum um 2 %. Die Differenz aus Erzeugungsrückgang und Verbrauchsanstieg wurde durch höhere Stromimporte gedeckt. Der Stromaustauschsaldo Deutschlands verzeichnete einen Importüberschuss von 26,3 Mrd. kWh, nachdem dieser im Vorjahr noch 9,2 Mrd. kWh betrug. Damit ist Deutschland das zweite Jahr in Folge Netto-Importeur von Strom, da in windschwachen Phasen und sonnenarmen Stunden günstigere Erzeugungsoptionen im Ausland zur Strombedarfsdeckung beitragen.

Der Erzeugungsmix 2024 war von konjunkturellen Entwicklungen, Preiseffekten und dem Einfluss der Witterung geprägt. Hinzu kamen Ende März die Abschaltungen jener konventionellen Kraftwerke, die im Zuge der Energiekrise verzögert stillgelegt wurden oder wieder aus dem Markt heraus in die Reserven zurückkehrten (sog. Marktrückkehrer). Darüber hinaus hatten das niedrigere Preisniveau im Erdgas-Großhandel und die etwas niedrigeren CO₂-Preise großen Einfluss auf die Erzeugungsstruktur. Während Erdgaskraftwerke im Jahr 2024 geringfügig mehr Strom als im Vorjahr produzierten (+4,8 %), nahm die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken deutlich um mehr als ein Viertel (27,2 %) ab, bei der Braunkohleverstromung ist ein Rückgang, um gut 8 % zu beobachten. Nach vorläufigen Zahlen wurden 2024 knapp 285 Mrd. kWh elektrischer Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt und damit rund 3,6 % mehr als 2023. Der Anteil der

Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung lag damit im Jahr 2024 bei fast 57 % (vgl. Tabelle 13).

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch – die für die Zielerreichung der Erneuerbaren Energien maßgebliche Quote – belief sich auf 54 %.

Die Windenergie war 2024 mit einer Stromerzeugung von insgesamt 138,9 Mrd. kWh der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix, danach folgten Erdgas mit 80,3 Mrd. kWh und die Braunkohle mit 79,1 Mrd. kWh. Nur noch knapp dahinter folgt die Stromerzeugung aus Photovoltaik mit 74,3 Mrd. kWh.

Die Braunkohlekraftwerke erzeugten, wie bereits erwähnt, 79,1 Mrd. kWh Strom. Das entspricht einem Produktionsrückgang von 8,3 % im Vergleich zum Vorjahr. Zum Jahresende war eine Nettokraftwerksleistung von 15.119 MW installiert. Das sind 3.205 MW weniger als zum Jahresende 2023, davon entfallen 1.886 MW auf die verzögerte Stilllegung der Versorgungsreserve sowie 1.319 MW auf Kraftwerke die gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) oder freiwillig stillgelegt wurden.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2024 mit voraussichtlich 28,1 Mrd. kWh erneut deutlich weniger Strom als im vorangegangenen Jahr. Ihre Stromproduktion nahm um mehr als 27 % ab, nachdem die Stromproduktion aus Steinkohle im Vorjahr bereits um 40 % (entspricht 25,2 Mrd. kWh) zurückgegangen war. Zum Jahresende betrug die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke 15.973 MW, sie ging im Zuge des Kohleausstiegs um 2.571 MW zurück. Zudem befinden sich 6.372 MW in der Netzreserve und agieren damit nicht im Strommarkt, werden aber betriebsbereit gehalten.

Aus Erdgas erzeugten Kraftwerke der allgemeinen Stromversorger, der Industriebetriebe und Blockheizkraftwerke sonstiger Stromerzeuger im Berichtsjahr nach ersten Daten 80,3 Mrd. kWh. Die Stromerzeugung der Gaskraftwerke nahm damit um 4,6 % zu. Die im Vergleich zu 2023 niedrigeren Gaspreise

Tabelle 13

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2024 nach Energieträgern

	1990	2020	2021	2022	2023	2024	2024/ 2023	2024/ 1990
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						jahresdurch. Veränderungsrate in %	
Braunkohle	170,9	91,7	110,1	116,2	86,3	79,1	-8,3	-2,2
Steinkohle	140,8	42,8	54,6	63,7	38,5	28,1	-27,2	-4,6
Kernenergie	152,5	64,4	69,1	34,7	7,2	0,0	-100,0	-100,0
Erdgas	35,9	94,7	90,3	79,1	76,7	80,3	4,8	2,4
Mineralöl	10,8	4,7	4,6	5,7	4,9	5,0	2,3	-2,2
Erneuerbare	19,7	251,5	233,9	254,6	275,1	284,9	3,6	8,2
Sonstige	19,3	24,8	24,5	23,8	22,6	23,7	4,8	0,6
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	574,7	587,1	577,9	511,3	501,2	-2,0	-0,3
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	48,0	51,7	49,3	69,3	81,7	17,8	2,8
Stromflüsse in das Ausland	31,1	66,9	70,3	76,6	60,1	55,4	-7,8	1,7
Stromausgleichssaldo Ausland	0,8	-18,9	-18,6	-27,3	9,2	26,3	-	-
Bruttostromverbrauch	550,7	555,8	568,5	550,6	520,5	527,4	1,3	-0,1
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	-3,4	2,3	-3,2	-5,5	1,3		
	Struktur der Bruttostromerzeugung in %							
Braunkohle	31,1	16,0	18,8	20,1	16,9	15,8		
Steinkohle	25,6	7,5	9,3	11,0	7,5	5,6		
Kernenergie	27,7	11,2	11,8	6,0	1,4	0,0		
Erdgas	6,5	16,5	15,4	13,7	15,0	16,0		
Mineralöl	2,0	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0		
erneuerbare Energien	3,6	43,8	39,8	44,1	53,8	56,9		
Sonstige	3,5	4,3	4,2	4,1	4,4	4,7		
Bruttostromerzeugung	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

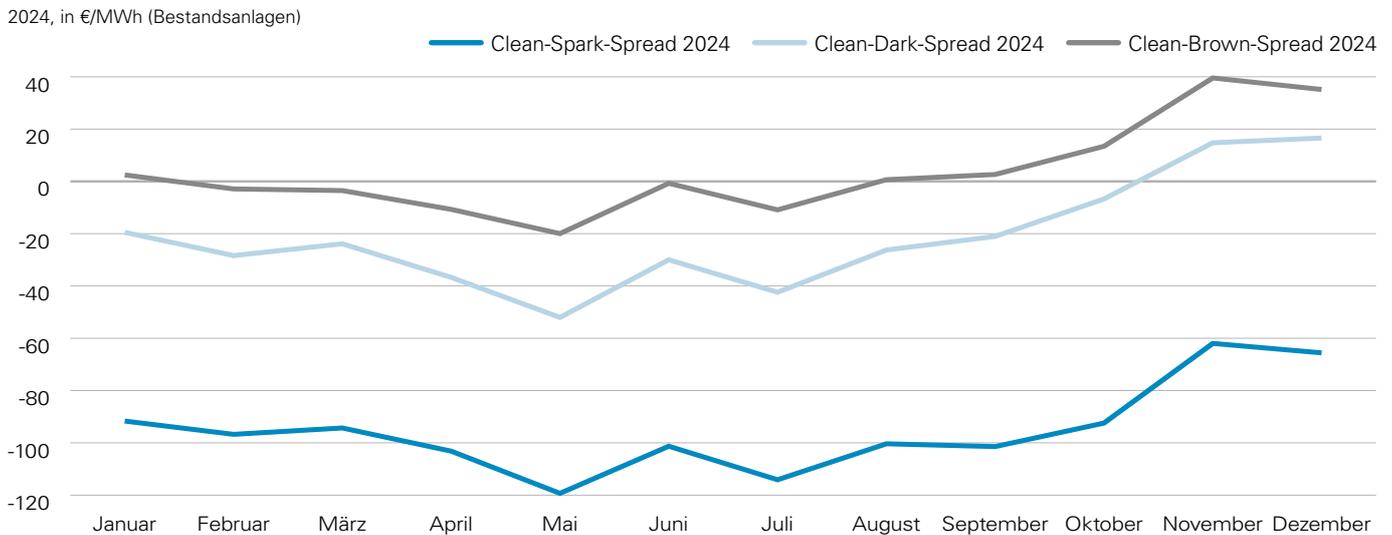
1) Vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt, AGEE-Stat (für erneuerbare Energien)

Abbildung 11

Deckungsbeiträge verschiedener Kraftwerkstypen im Jahr 2024



Quellen: Eigene Berechnungen Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., EEX, Statistik der Kohlenwirtschaft und Statistisches Bundesamt

im Kurzfristhandel haben die Wettbewerbssituation der Gaskraftwerke erhalten können, wenngleich im Jahresverlauf 2024 wieder ein leichter Anstieg der Großhandelspreise zu beobachten war. Der zur Messung des Deckungsbeitrags von Kraftwerken in einem spezifischem Marktumfeld (Brennstoffpreise, CO₂-Preis, EEX-Spotmarktpreis, Wirkungsgrad) typischerweise herangezogene Indikator ist der sog. „Clean Spark Spread“ (Gaskraftwerke), der „Clean Dark Spread“ (Steinkohlekraftwerke) sowie der „Clean Brown Spread“ (Braunkohlekraftwerke).³³⁾ Abbildung 11 zeigt, wie sich die Ertragssituation der Erdgaskraftwerke im Verhältnis zu den Kohlekraftwerken im Jahresverlauf 2024 veränderte hat.³⁴⁾

Nachdem die installierte Leistung der Gaskraftwerke 2023 vor allem aufgrund der Inbetriebnahme der besonderen netztechnischen Betriebsmittel, die die Systemsicherheit im Netz unterstützen, deutlich angestiegen ist, ging diese 2024 geringfügig zurück und beträgt zum Jahresende 2024 rund 33.735 MW. Davon befinden sich 1.340 MW in der Netzreserve, weitere 1.375 MW in der Kapazitätsreserve sowie

988 MW nach § 11 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zur Netzstabilisierung in der Rolle besonderer netztechnischer Betriebsmittel (bnBM). 1.466 MW sind vorläufig stillgelegt, d. h. 15 % der installierten Leistung ist nicht im Strommarkt aktiv.

Mit den Stilllegungen der letzten drei Kraftwerksblöcke (Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2) zum 15. April 2023 leistet die Kernenergie in Deutschland im Jahr 2024 keinen Beitrag mehr zur Energieversorgung.

Die Windenergie bleibt die bedeutendste erneuerbare Energiequelle in Deutschland, auch wenn Windkraftanlagen an Land aufgrund relativ windschwacher Herbstmonate mit 112,8 Mrd. kWh rund 4,3 % weniger Strom produzierten als 2023. Die Anlagen auf See legten hingegen zu und lieferten mit 26,1 Mrd. kWh über 9 % mehr Strom als noch im Vorjahr. Ursächlich für diese Entwicklung war zum einen der weitere Ausbau der Windanlagen auf See in den Jahren 2023 und 2024, zum anderen aber auch die geringere Abregelung der Windkraftanlagen im Jahr 2024 verglichen mit dem Jahr zuvor. Insgesamt erzeugten

33) Die Berechnung von „Clean Spreads“ stellt eine Annäherung für die Kosten der Umwandlung eines Brennstoffes unter Einbeziehung der CO₂-Kosten in elektrischen Strom dar. Mit Hilfe der Kennziffer lässt sich folglich abschätzen, ob sich die Erzeugung im betrachteten Kraftwerkstyp unter der jeweiligen Marktsituation lohnt oder ob sie eingeschränkt bzw. ausgesetzt werden sollte. Die hier dargestellten „Clean-Spreads“ wurden unter Zuhilfenahme der durchschnittlichen Wirkungsgrade im bestehenden Kraftwerkspark ermittelt, beziehen sich folglich nicht auf die Wettbewerbssituation von Einzel- oder Neuanlagen.

34) Für die Braunkohle wurde ein konstanter Brennstoffpreis in Höhe von 833 €/MWh angenommen, als Preis für Kraftwerkskohle (Steinkohle) wurde der Durchschnittspreis für Drittlandskohle (bzw. ab 2018 dessen Fortschreibung durch den VDKI) und für Kraftwerksgas, die Fortschreibung des Preises lt. Statistik der Kohlenwirtschaft verwendet.

Windenergieanlagen an Land und auf See damit im Jahr 2024 insgesamt 138,9 Mrd. kWh, das entspricht einem Anteil von 27,7 % bezogen auf die gesamte (Brutto)Stromerzeugung. Die installierte Leistung der Windenergie an Land stieg 2024 nach vorläufigen Berechnungen um rund 2.600 MW auf nunmehr etwa 63.600 MW. Der Bruttozubau war mit rund 3.300 MW deutlich höher, allerdings erreichen nun die ersten stärkeren Inbetriebnahmejahrgänge das Ende ihrer Nutzungsdauer, sodass dem Zubau etwas höhere Stilllegungsvolumen als in den vergangenen Jahren gegenüberstehen. Auf See stieg die installierte Leistung der Windanlagen um 742 MW auf nunmehr 9.215 MW.

Photovoltaikanlagen verzeichneten 2024 mit einer Stromerzeugung von 74,3 Mrd. kWh einen deutlichen Zuwachs um mehr als 16 %. Und dies trotz eines Jahres mit eher unterdurchschnittlichen Sonnenstunden. Bei der Interpretation der Stromerzeugung aus Photovoltaik ist zu beachten, dass diese nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern auch den Selbstverbrauch aus Eigenanlagen vor Ort einschließt. Der Hauptgrund für den deutlichen Anstieg der Stromerzeugung aus Photovoltaik liegt im erneuten Rekordzubau von rund 17.000 MWp im Jahr 2024, nachdem bereits 2023 eine Erzeugungskapazität in Höhe von rund 15.300 MWp zugebaut wurde. Insgesamt erreicht die installierte Photovoltaik-Leistung in Deutschland gegenwärtig ein Niveau von 100.000 MWp.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Jahr 2024 nach vorläufigen Daten 43,5 Mrd. kWh Strom gewonnen und damit geringfügig (-0,5 %) weniger als im Vorjahr. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (Hausmüll hälftig aufgeteilt in regenerativ und nicht-regenerativ) aus biogenen Abfällen wurden in Deutschland im Jahr 2024 rund 49 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft erhöhte sich im Jahr 2024 aufgrund teilweise überdurchschnittlicher

Niederschlagsmengen und damit verbunden entsprechend hohem Wasserdargebot um gut 13 % auf 22,5 Mrd. kWh. Im Ergebnis erreichte die Stromerzeugung im Vergleich mit den Vorjahren damit nicht nur ein überdurchschnittlich hohes Produktionsniveau, sondern sogar den höchsten Erzeugungswert seit dem Jahr 2013.

Ans deutsche Stromnetz angeschlossene Stromspeicher in Deutschland (ab 1 MW Nettonennleistung oder 1 MWh Speicherkapazität) nahmen 2024 in Summe 8,6 Mrd. kWh Strom auf und gaben 6,6 Mrd. kWh wieder ab. Den größten Anteil daran hatten Pumpspeicher: Einer Pumparbeit von 8,3 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 6,3 Mrd. kWh gegenüber. Die nutzbare Speicherkapazität dieser Großspeicher belief sich Ende 2024 auf 140,3 GWh.³⁵⁾

Hinzu kommt eine Vielzahl von kleinen Batteriespeichern (kleiner 1 MW Nettonennleistung und kleiner 1 MWh Speicherkapazität), größtenteils sogenannten Heimspeicher. Auf Basis der Daten im Marktstammdatenregister gab es Ende 2024 gut 1,7 Mio. kleine Batteriespeicher in Deutschland, das entsprach einem Zuwachs von 0,6 Mio. Dabei hatten die installierten kleinen Batteriespeicher eine nutzbare Speicherkapazität von durchschnittlich 9,3 kWh. Die kumulierte Speicherkapazität aller bis Ende 2024 installierter Speicher in dieser Größe lag bei 15,9 GWh, wovon allein im Berichtsjahr 5,1 GWh dazukamen. Die dazugehörige Einspeiseleistung betrug zum Jahresende 10,1 GW und ist damit 2024 um knapp 53 % gestiegen.

2024 flossen 24,3 Mrd. kWh mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland.³⁶⁾ Damit ist Deutschland erneut nach 2023 Netto-Importeur von Strom. Die Stromimporte sind im Vergleich zum Vorjahr um 16,2 % auf 80,3 Mrd. kWh gestiegen, während die Stromexporte um 7,8 % auf 56,0 Mrd. kWh zurück gingen (vgl. Abbildung 12).

Besonders hohe Importüberschüsse waren in der Reihenfolge ihrer Bedeutung im Austausch mit Frankreich (19,8 Mrd. kWh), Dänemark (7,4 Mrd. kWh) und Norwegen (5,8 Mrd. kWh) zu beobachten. Auch im

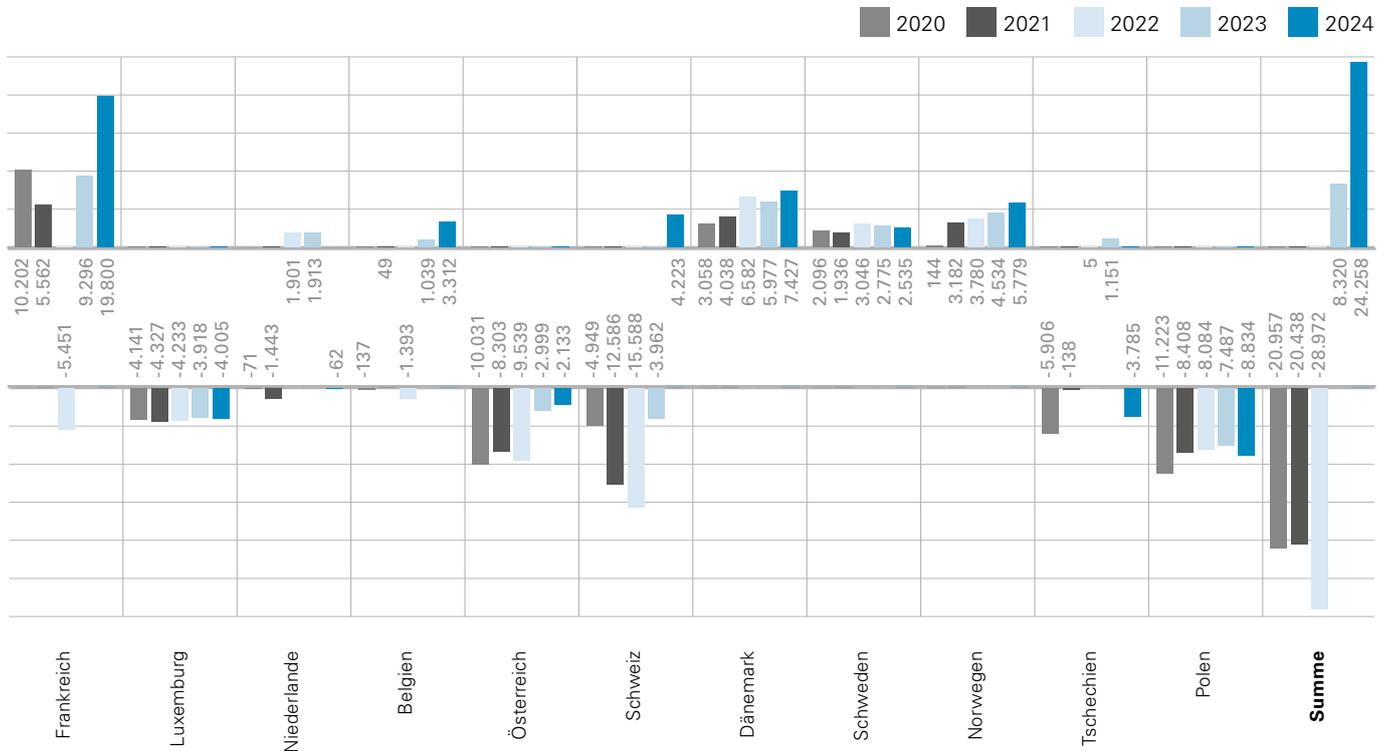
³⁵⁾ Darüber hinaus existieren Pumpspeicher in Österreich oder Luxemburg, die ausschließlich an das deutsche Stromnetz angeschlossen sind, diese Speicher verfügen laut Marktstammdatenregister über eine zusätzliche Leistung von 3,6 GW und ca. 960 GWh Speicherkapazität.

³⁶⁾ Die amtlichen Daten, die auch in der Energiebilanz Deutschland, vgl. Tabelle 12 dieses Berichtes, genutzt werden können im Folgenden wegen Geheimhaltung der Länder nicht verwendet werden. Die Abweichungen im Stromaußenhandel zu Tabelle 12 beruhen vor diesem Hintergrund auf der Verwendung einer anderen Datenquelle (ENTSOE).

Abbildung 12

Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2020 bis 2024

Austausssaldo in Mrd. kWh



Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Stromaustausch mit der Schweiz, Belgien und Schweden ergaben sich 2024 Einfuhrüberschüsse. Hingegen zeigte sich im Stromaustausch mit der Polen (8,8 Mrd. kWh), Luxemburg (4 Mrd. kWh), Tschechien (3,8 Mrd. kWh) sowie Österreich (2,1 Mrd. kWh) und den Niederlanden ein Exportüberschuss.

Die Veränderungen beim Stromaustausch sind ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt. Auch 2024 standen im benachbarten Ausland zeitweise günstigere Erzeugungsoptionen zur Bedarfsdeckung in Deutschland zur Verfügung, als das hierzulande der Fall gewesen wäre. Die Stromerzeugung aus Steinkohle ging nicht nur aufgrund der Überführung von Steinkohle-Kraftwerken in die Netzreserve zurück, sondern wurde in Deutschland bei einem weiterhin niedrigem Stromverbrauchsniveau zunehmend aus dem Markt verdrängt. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien schreitet nicht nur in Deutschland, sondern auch im europäischen Ausland voran und sorgt dort in den sonnenreichen Monaten, aber auch in Phasen mit hohem Windaufkommen für eine höhere Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Höhere Stromimporte bedeuten weder eine Abhängigkeit vom europäischen Ausland bei der Stromversorgung noch sind sie ein Indikator für Knappheiten in Deutschland, da zu jeder Zeit genügend inländische Erzeugungskapazitäten zur Bedarfsdeckung in Deutschland verfügbar gewesen wären. Die Nutzung günstigerer Erzeugungsoptionen im europäischen Ausland – insbesondere aus erneuerbaren Energien, aber auch aus Kernkraftwerken – hat zum Teil fossile Stromerzeugung in Deutschland substituiert. Damit wirkt der Stromimportsaldo auch emissionsmindernd für die deutsche CO₂-Bilanz.

Der Letztverbrauch von Strom (Nettostromverbrauch) belief sich 2024 nach ersten Daten auf 471 Mrd. kWh; dies entspricht verglichen mit dem Vorjahr einem Anstieg um 1,8 %. Die Zunahme des Stromverbrauchs betraf alle Verbrauchssektoren (vgl. Tabelle 14).

Der mit Abstand größte Stromverbraucher war im Jahr 2024, ungeachtet deutlicher absoluter Rückgänge des Stromverbrauchs, die in den vergangenen Jahren in diesen Sektor teilweise zu beobachten waren, immer

Tabelle 14

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2020 bis 2024

	2020	2021	2022	2023	2024	Veränderungen 2024/2023
	Mrd. kWh					Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	574,7	587,1	577,9	511,3	501,2	-2,0
Kraftwerkseigenverbrauch	-27,7	-29,8	-28,3	-24,9	-22,0	-11,4
Nettostromerzeugung	547,0	557,3	549,5	486,4	479,1	-1,5
Stromflüsse aus dem Ausland	48,0	51,7	49,3	69,3	81,7	17,8
Stromflüsse in das Ausland	66,9	70,3	76,6	60,1	55,4	-7,8
Nettostromaufkommen für Inland	528,1	538,7	522,3	495,6	505,4	2,0
Pumparbeit	8,8	7,2	8,1	7,3	8,3	13,9
Netzverluste und Nichterfasstes	26,9	26,6	26,3	25,8	26,1	1,2
Nettostromverbrauch	492,4	504,9	487,8	462,5	471,0	1,8
davon:						
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	206,7	214,4	201,4	185,8	188,1	1,3
Haushalte	128,0	139,3	135,2	131,4	133,0	1,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	135,6	128,0	126,8	119,9	123,5	3,0
Verkehr	11,5	12,9	14,1	16,0	17,0	6,1
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	10,6	10,4	10,4	9,5	9,4	-1,7
Bruttoinlandsstromverbrauch	555,8	568,5	550,6	520,5	527,4	1,3

1) Vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

noch die Industrie mit einem Anteil von knapp 40 %, gefolgt von den privaten Haushalten mit 28,2 %. Der Anteil des GHD-Sektors betrug gut 26 %, der des Verkehrssektors knapp 4 %.

Der Stromverbrauch der Industrie (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe, in der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland, Energiebilanzzeile 60, also ohne Stromeinsatz in Energieumwandlungsbereichen wie z. B. Raffinerien, Kokereien usw.) betrug im Berichtsjahr voraussichtlich insgesamt 188 Mrd. kWh und erhöhte sich damit um 1,3 % gegenüber 2023. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte nahm im gleichen Zeitraum um 1,2 % zu. Im Verkehrsbereich wird nach ersten Daten bzw. Schätzungen mit einem Plus von 6,1 % für den Fahrstrom von Schienenbahnen sowie für die Elektromobilität gerechnet. Der Stromver-

brauch der Betriebe im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) erhöhte sich im Jahr 2024 um 3 % auf mehr als 123 Mrd. kWh im Jahr 2024.

Der durchschnittliche Strompreis der Industrie (160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung, inkl. Stromsteuer) ist 2024 auf 16,99 ct/kWh gegenüber dem Vorjahr gesunken. Das entspricht einem Rückgang um 7,47 ct/kWh (bzw. 30,5 %) gegenüber dem Mittelwert des vergangenen Jahres. Ursächlich für den Rückgang des Industriestrompreises gegenüber 2023 war zum einen die Reduzierung der Steuern- und Abgabenlast für Industriekunden (Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage und Stromsteuer) auf 1,46 ct/kWh. Zum Vergleich 2023 lag die Abgabenlast im Industriestrompreis noch bei insgesamt 2,86 ct/kWh.

Insbesondere wurde zum 1. Januar 2024 die Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe wirksam. Im Rahmen des sog. Haushaltsfinanzierungsgesetzes 2024 wird die Stromsteuer durch eine Erhöhung des Entlastungsbetrages in § 9b Stromsteuergesetz von gegenwärtig 15,37 Euro/MWh bzw. 1,537 ct/kWh auf 0,50 Euro/MWh bzw. 0,05 ct/kWh herabgesetzt. Mit diesem Strompreispaket sinkt die Stromsteuer dauerhaft für alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf den Mindestwert, den die Europäische Union zulässt. Dieser Entwicklung stand 2024 eine Erhöhung der Offshore-Netzumlage und der §19 StromNEV-Umlage gegenüber, die jedoch durch die Senkung der Stromsteuer (und der KWK-Umlage) überkompensiert wurde.³⁷⁾

Bei der Interpretation der Strompreisentwicklung für Industriekunden (Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie in ct/kWh, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung) ist außerdem zu beachten, dass im Jahr 2024 auch die Preise für die Beschaffung, Netzentgelt und Vertrieb um 6,1 ct/kWh (entspricht 28,2 %) gesunken sind.

Der Strompreis für Haushaltskunden ist im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr um 10,5 % auf durchschnittlich 40,92 ct/kWh gefallen.³⁸⁾ Ursächlich dafür waren die sinkenden Preise im Großhandel. Auch wenn sich der Effekt erst mit etwas Zeitversatz und nicht in der gleichen Dynamik auf die Haushaltstarife auswirkt, fiel der durch den Großhandel maßgeblich geprägte Anteil von Beschaffung und Vertrieb am Strompreis im Jahr 2024 um 6 ct/kWh bzw. von 52 % auf 43 %.

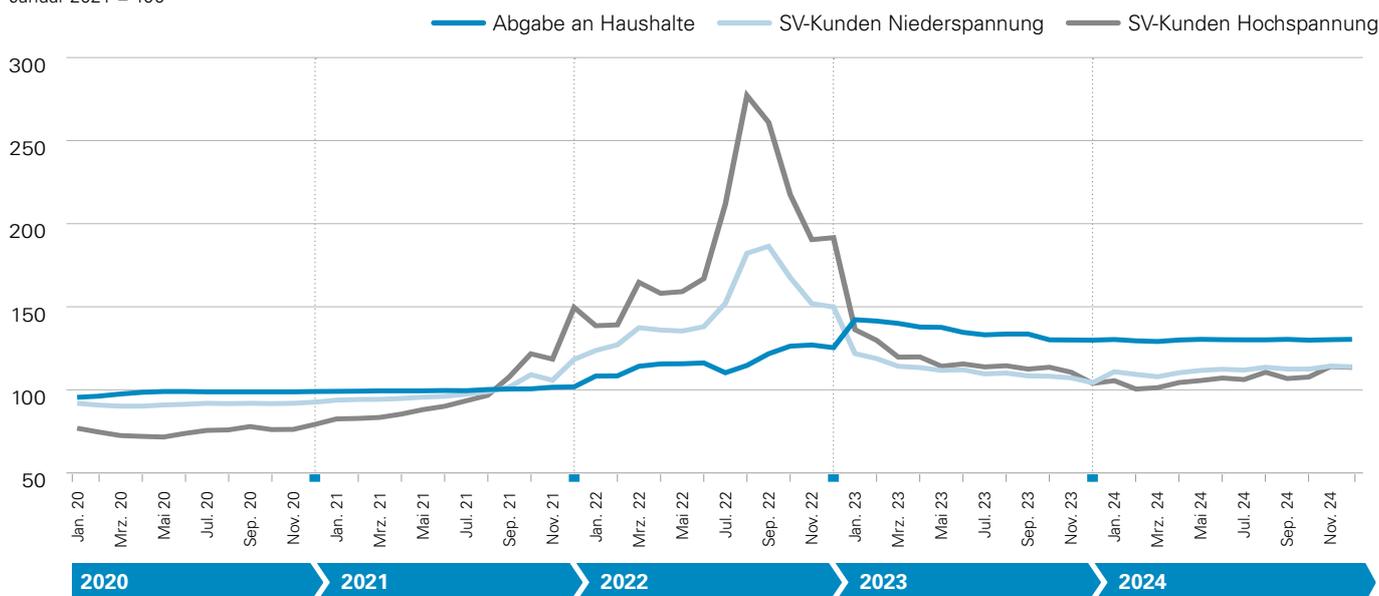
Auch die Staatslasten, bestehend aus Steuern, Abgaben und Umlagen, sind im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr von 12,38 ct/kWh auf 11,82 ct/kWh gesunken. Bezogen auf den Gesamtpreis hat sich ihr Anteil jedoch um 2 %-Punkte auf 29 % leicht erhöht, da die Staatslasten im Vergleich zu den Großhandelspreisen weniger stark sanken. Etwas konterkariert wurde diese Entwicklung durch eine Anpassung der Netzentgelte. Sie erhöhten sich im Durchschnitt von 9,52 ct/kWh auf 11,82 ct/kWh, sodass ihr Anteil am Strompreis auf 28 % anstieg (vgl. Abbildung 13).

Verfolgt man die monatliche Entwicklung der Börsenpreise für Strom (Spotmarkt), so zeigt sich das

Abbildung 13

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2020 bis 2024

Januar 2021 = 100



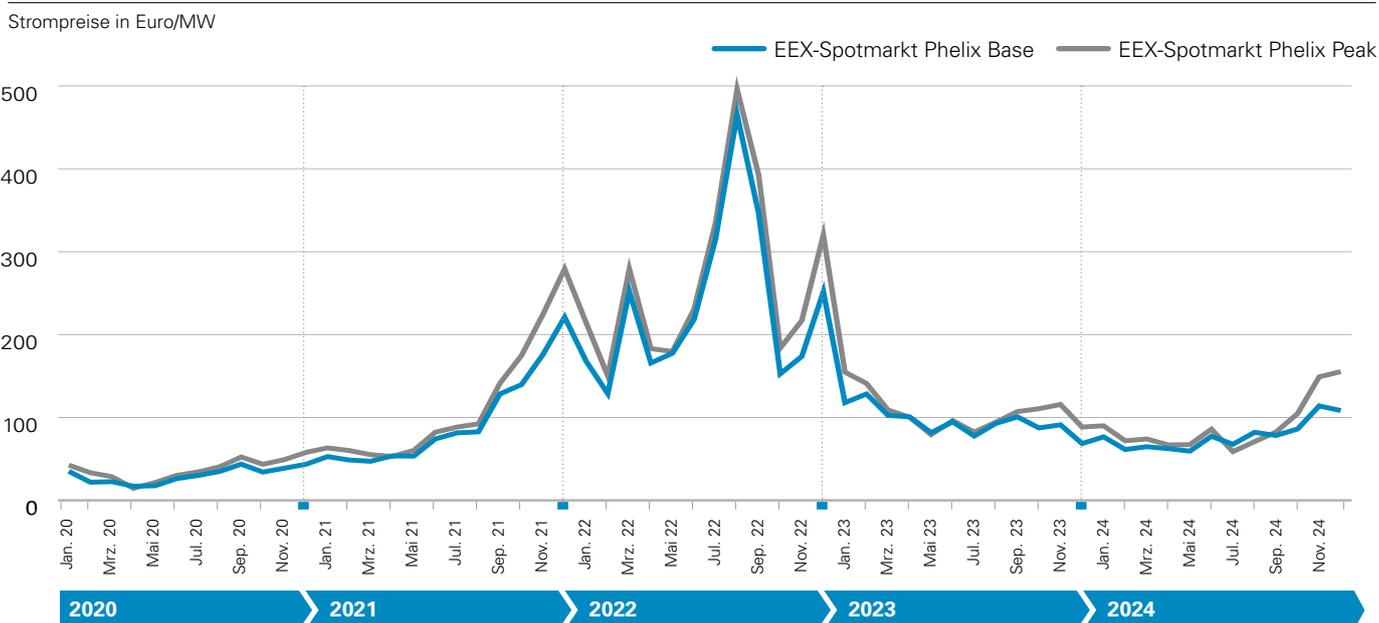
Quelle: Statistisches Bundesamt

37) Einzelheiten und Daten, vgl. BDEW-Strompreisanalyse, Haushalte und Industrie, Dezember 24. Internet: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_12-2024_Q796OxD.pdf, (Abrufdatum: 5.3.2025)

38) Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet, Einzelheiten vgl. BDEW-Strompreisanalyse, Haushalte und Industrie, Dezember 2024. Internet: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_12-2024_Q796OxD.pdf, (Abrufdatum: 5.3.2025).

Abbildung 14

Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt (Phelix Base und Peak) von 2020 bis 2024



Quelle: Udo Leuschner, Energiechronik (Internet: <https://www.energie-chronik.de/phelix.htm>, Abrufdatum: 7.4.2025)

folgende Bild: Im Jahr 2022 unterlag der Börsenpreis starken Schwankungen und erreichte mit 465,18 €/MWh (Phelix Base) im August 2022 ein neues Allzeithoch. Im vierten Quartal des Jahres beruhigte sich die Marktsituation, der Großhandelspreis gab wieder deutlich nach und schloss im Dezember 2022 auf einem Niveau von 251,62 €/MWh ab. Das Preisniveau im Jahr 2023 unterlag im Vergleich zum Vorjahr vergleichsweise geringen Schwankungen. Im Januar startete der Börsenpreis mit 117,83 €/MWh und schloss im Dezember mit 68,52 €/MWh ab. Im Jahr 2024 startete der Großhandelspreis im Januar bei 76,57 €/MWh und stieg bis zum Jahresende auf 108,32 €/MWh (vgl. Abbildung 14).

Im Jahresdurchschnitt 2024 verringerte sich der Börsenpreis (Phelix Base) gegenüber 2023 um 18 % auf rund 78,17 €/MWh, der EEX-Strompreis (Phelix Peak) im gleichen Zeitraum um knapp 16 % auf 89,74 €/MWh.

Die Emissionen der Stromwirtschaft sind über den Jahresverlauf 2024 hinweg erneut stark gesunken, was sich insbesondere auf die um knapp 16 % rückläufige Kohlenverstromung zurückführen lässt.

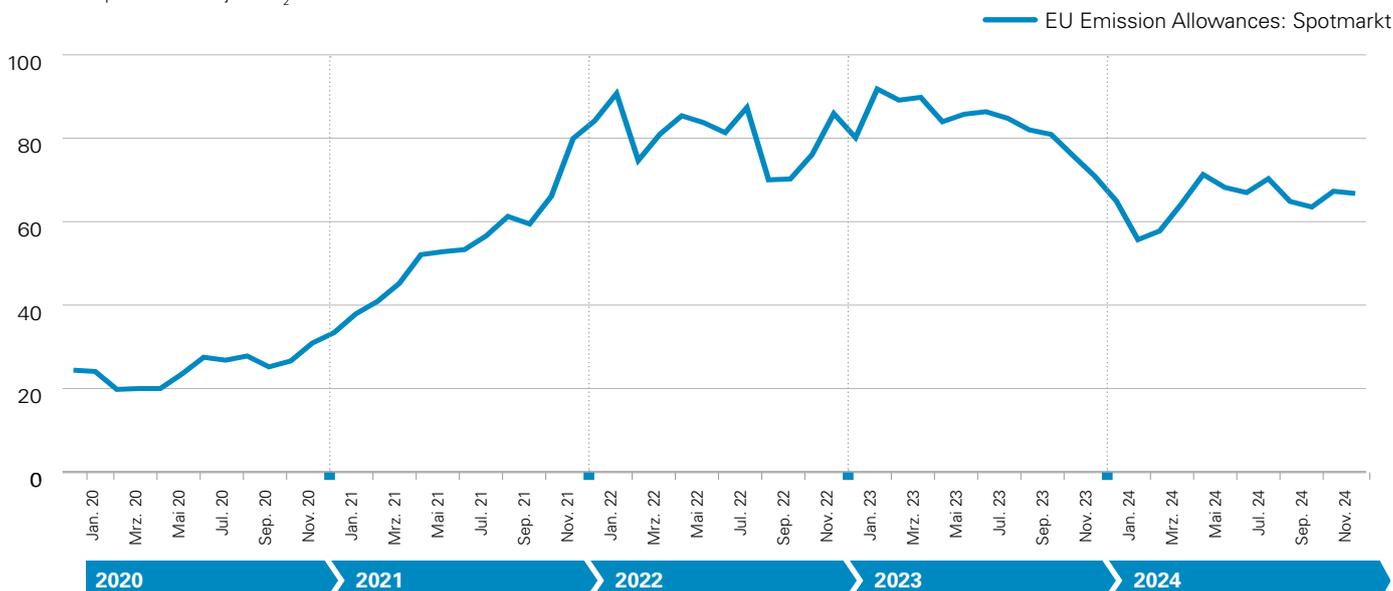
Als ein weiterer Treiber ist die Tatsache zu sehen, dass Deutschland 2024 deutlich mehr Strom im- als exportierte. Darüber hinaus verstärkten sowohl der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien als auch der nur geringe Anstieg des Stromverbrauchs diese Entwicklung.

Für die Erreichung der Klimaziele Deutschlands gemäß Klimaschutzgesetz ist allerdings der Sektor Energiewirtschaft maßgeblich, der zur Stromerzeugung unterschiedlich abgegrenzt wird und neben CO₂ auch andere Treibhausgasemissionen umfasst. Der größte Teil der Emissionen entsteht hier auch in Stromerzeugungsanlagen, allerdings beinhaltet der Sektor Energiewirtschaft nicht die Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der Industrie, dafür aber z. B. die Emissionen von Fernheizwerken, Mineralö Raffinerien oder die diffusen Emissionen der Gasversorgung. Im Sektor Energiewirtschaft sanken die Emissionen im Jahr 2024 nach vorläufigen Berechnungen um 18 Mio. t CO₂ eq. Mit 185 Mio. t CO₂ eq. erreicht die Energiewirtschaft eine Minderung der CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um 61 % und übertrifft damit den indikativen Minderungspfad des Sektors zwischen den Zieljahren 2022 und 2030 des Klimaschutzgesetzes in Höhe von 220 Mio. t CO₂ eq. für 2024 sehr deutlich.

Abbildung 15

EU Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt von 2020 bis 2024

Zertifikatspreise in Euro je t CO₂



Quelle: European Energy Exchange AG (EEX)

Die CO₂-Emissionen der Stromwirtschaft – also die CO₂-Emissionen der Gesamtheit aller Stromerzeugungsanlagen (inkl. Anlagen der Industrie und Stromerzeugung aus KWK, in der Abgrenzung der Energiebilanz Deutschland) in Deutschland – sanken 2024 nach vorläufigen Berechnungen deutlich um knapp 10 % auf 136,7 Mio. t CO₂ (2023: 151 Mio. t CO₂). Damit einher geht eine weitere Abnahme der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung.

Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate bewegten sich im Laufe des Jahres 2024 überwiegend seitwärts bei ca. 55 - 70 €/t CO₂, zum Ende des Jahres etwa bei 67 €/t CO₂. Im Jahresmittel lag der Preis bei rund 65 €/t CO₂, im Jahr 2023 lag der Durchschnittspreis noch bei 83 €/t CO₂ und (vgl. Abbildung 15).

Erneuerbare Energien³⁹⁾

Der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger betrug im Jahr 2024 insgesamt 2.110 PJ (vgl. Tabelle 15). Im Vergleich zum Vorjahr (2.079 PJ) entsprach dies einer Steigerung um 1,5 %.

Wesentliche Gründe waren eine Steigerung der photovoltaischen Stromerzeugung um 14 % sowie ein Anstieg der mittels Wärmepumpen nutzbar gemachten Umwelt- und Erdwärme um 15 %. Im Verkehrssektor wurde unter anderem aufgrund einer Änderung der 38. Bundesimmissionsschutzverordnung etwa 12 % weniger Biokraftstoffe eingesetzt als im Vorjahr.

Die gesamte Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien belief sich im Jahr 2024 auf rund 285 Mrd. kWh. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einer Steigerung von 3,6 % (2023: 275,1 Mrd. kWh).

Die Windenergie war 2024 erneut mit deutlichem Abstand vor Erdgas und Braunkohle der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix. Windkraftanlagen an Land und auf See deckten rund 26 % des Bruttostromverbrauchs. Obwohl die Erzeugung an Land aufgrund durchschnittlicher Witterung gegenüber dem windstarken Vorjahr um 4,3 % zurückging, erzeugten Windkraftanlagen an Land mehr Strom als Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke zusammen. Zudem nahm die Stromproduktion der Windparks auf See um 9 % zu. Neben dem Einfluss der Witterung trug auch der weitere Ausbau der Erzeugungskapazitäten zu dieser Entwicklung bei: Während auf See neue Leistung in Höhe von 742 MW in Betrieb genommen wurde, erreichte der Netto-Zubau an Land 2.595 MW (dies entspricht einem Rückgang von rund 13 % gegenüber dem Vorjahr). Zum Jahresende 2024 war damit eine Windkraft-Gesamtleistung von rund 63,6 GW an Land und rund 9,2 GW auf See installiert (Quelle: BNetzA Marktstammdatenregister, Datenstand Feb. 2025).

Die photovoltaische Stromerzeugung deckte im Jahr 2024 bereits 14 % des Bruttostromverbrauchs. Mit 74,3 Mrd. kWh erreichte sie einen Anteil von 26 %

an der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung. Bei einem erneut starken Kapazitätszubau von 16.735 MW nahm die Solarstromerzeugung um 16 % bzw. absolut 10,4 Mrd. kWh zu, obwohl die Globalstrahlung leicht unter der des Vorjahres zurückblieb. Zum Ende des Jahres 2024 waren somit insgesamt 99,8 GW PV-Modulleistung installiert (Quelle: BNetzA Marktstammdatenregister, Datenstand Feb. 2025).

Die Stromerzeugung aus Biomasse einschließlich biogenem Abfall lag 2024 mit rund 49,0 Mrd. kWh um rund 1 % unter dem Vorjahr. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft stieg infolge der sehr niederschlagsreichen Witterung um 2,6 Mrd. kWh an und erreichte mit 22,5 Mrd. kWh den höchsten Wert seit 2013. Hinsichtlich der primärenergetischen Bilanzierung der erneuerbaren Stromerzeugung ist dabei auf eine energiestatistische Besonderheit, das so genannte Wirkungsgradprinzip, hinzuweisen: Mangels eines physikalisch bestimmbar Heizwerts wird bei den Energieträgern Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik ein fiktiver Wirkungsgrad der Energieumwandlung von 100 % unterstellt, während der Einsatz biogener Brennstoffe in Kraftwerken und anderen Erzeugungsanlagen mit ihrem Energiegehalt bilanziert wird. Das Wirkungsgradprinzip führt zum Beispiel dazu, dass der in Tabelle 15 ausgewiesene primärenergetische Beitrag der Stromerzeugung aus Photovoltaik (Umwandlungseinsatz: 267 PJ) um 29 % niedriger bilanziert wird als der Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung aus Biomasse inkl. biogenem Abfall (377 PJ Umwandlungseinsatz), obwohl die Stromerzeugung aus Photovoltaik um 52% über der Stromerzeugung aus Biomasse inkl. biogenem Abfall lag.

Der gesamte Primärenergieverbrauch an Biomasse und biogenen Abfällen lag 2024 mit 1.113 PJ um etwa 2 % unter dem Wert des Vorjahres (1.132 PJ). Rund 45 % davon wurden im Umwandlungssektor, insbesondere als Brennstoffeinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung einschließlich Eigenverbrauch der Erzeugungsanlagen, eingesetzt. Der überwiegende Teil (55 %) der energetischen Nutzung von Biomasse

39) Dieser Text beruht auf den Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, Stand 12.5.2025). Weitere Informationen zur Entwicklung erneuerbarer Energien im Jahr 2024 können dem UBA-Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2024“ entnommen werden: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2024> (Abrufdatum 15.5.2025).

Tabelle 15

Erneuerbare Energien in Deutschland 2023 und 2024 nach Verwendung und Energiequellen

	Wasserkraft		Windenergie (an Land und auf See)				Solarenergie		Geothermie		Biomasse		Abfälle (biogen)		Summe						
	2023	2024	Ände- rungen	2023	2024	Ände- rungen	2023	2024	Ände- rungen	2023	2024	Ände- rungen	2023	2024	Ände- rungen	2023	2024				
	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule				
Gewinnung im Inland	72	81	12	510	500	-2	263	299	12	103	116	12	1.007	1.016	1	130	129	-1	2.085	2.142	2,7
Außenhandelsaldo													-5	-32					-5	-32	
Primärenergie- verbrauch	72	81	12	510	500	-2	263	299	12	103	116	12	1.002	984	-2	130	129	-1	2.079	2.110	1,5
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	72	81	12	510	500	-2	230	267	14	7	8	9	322	319	-1	61	58	-4	1.201	1.233	2,6
Einsatz in Kraft- und Heizwerken (Wärme)							0	0	27	6	6	2	49	50	1	48	49	3	103	105	2,2
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste													16	17	2	3	2	-3	19	19	1,2
Endenergie- verbrauch							33	31	-4	90	103	13	613	598	-3	19	19	0	754	751	-0,5
Industrie							0	0	0	1	1	0	96	96	0	19	19	0	116	116	0,0
Verkehr													132	116	-13				132	116	-11,7
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen							33	31	-4	89	102	13	385	385	0	0	0	-20	507	519	2,4

Alle Werte für 2024 vorläufig (Stand 12. Mai 2025)

Quelle: AGEEStat

entfiel jedoch wie in den Vorjahren auf den Endenergieverbrauch. Hiervon verbrauchten die privaten Haushalte und die Betriebe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen gut drei Fünftel (385 PJ, +0 %), während der Anteil des Verkehrssektors durch die Beimischung von flüssigen und gasförmigen Biokraftstoffen bei ca. einem Fünftel (116 PJ, -12 %) und der Anteil des Industriesektors (115 PJ, +0 %) ebenfalls bei einem knappen Fünftel lag. Die Schätzungen zum Endenergieverbrauch biogener Brennstoffe sind gleichwohl noch mit hohen Unsicherheiten behaftet, weil empirische Daten zu diesen Sektoren erst im Laufe des Jahres vorliegen werden.

Die sonstigen erneuerbaren Energien einschließlich Umweltwärme, oberflächennaher Geothermie, Tiefengeothermie und Solarthermie machten im Jahr 2024 einen Anteil von 7 % des gesamten erneuerbaren Primärenergieverbrauchs aus. Trotz eines starken Rückgangs des Absatzes von elektrischen Wärmepumpen um etwa 47 Prozent (Quelle: Bundesverband Wärmepumpe e.V.) stieg der Gesamtbestand an Wärmepumpen um ca. 10 % auf rd. 2,3 Mio. Wärmepumpen an. In der Folge nahm auch die mittels dieser Wärmepumpen nutzbar gemachte Umweltwärme und

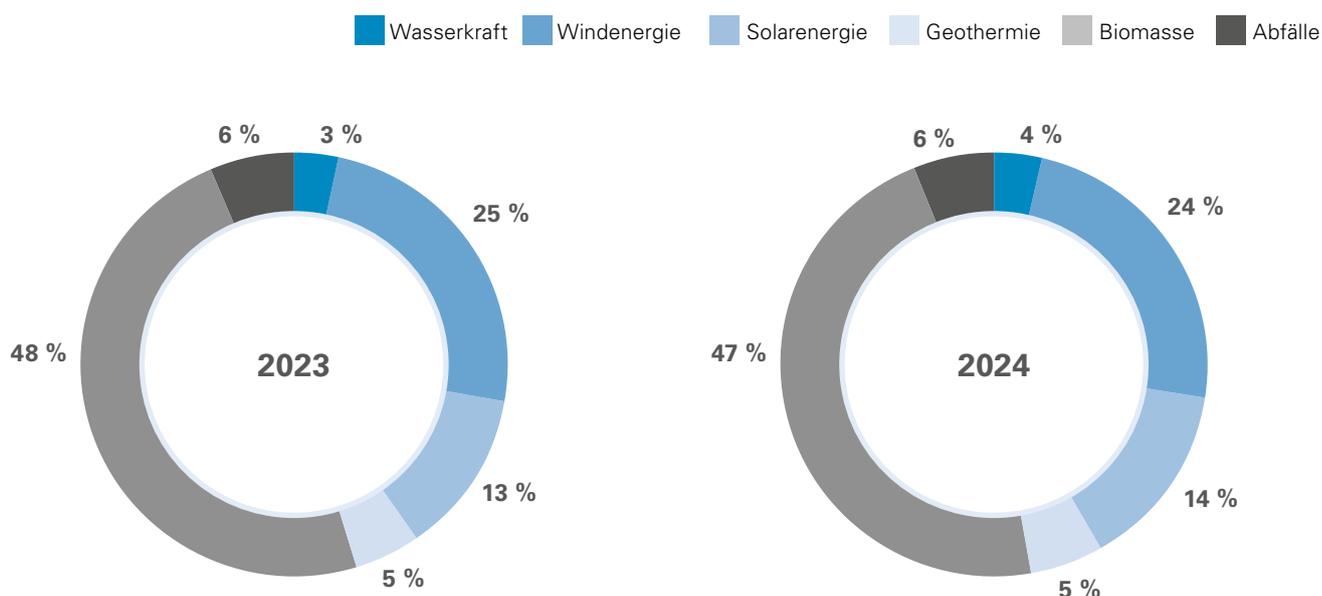
oberflächennahe Geothermie um 15 % auf 102 PJ zu. Hinzu kamen rund 17 PJ Primärenergie für tiefengeothermische Strom- und Wärmeerzeugung. Die solarthermische Wärmeengewinnung ging korrespondierend zur geringeren Sonneneinstrahlung im Jahr 2024 um 4 % auf 32 PJ zurück. Die Nachfrage nach neuen solarthermischen Anlagen zur Warmwasser- und Heizungsunterstützung war 2024 laut Bundesverband Solarwirtschaft e.V. erneut rückläufig. Unter Berücksichtigung des Rückbaus von Anlagen sank die gesamte installierte Kollektorfläche daher leicht auf 22,2 Mio. m².

Die Analyse der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien verdeutlicht, dass der energieträgerspezifische Primärenergieverbrauch unterschiedliche Tendenzen zeigt (vgl. Abbildung 16). Die Windenergie verlor aufgrund des geringeren Winddargebotes (trotz des Zubaus neuer Anlagen) im Vergleich zu 2023 Anteile (-0,8 %-Punkte). Ähnliches gilt für die Biomasse und die Abfälle (erneuerbar), deren Marktanteile am gesamten Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien (-1,5 % bzw. -0,1 %) sich im Jahr 2024 verglichen mit dem Vorjahr ebenfalls verringerten. Hingegen haben die Solarenergie (+1,5 Prozentpunkte),

Abbildung 16

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2023 und 2024

Anteile am Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Quelle: Abbildung auf Basis der Daten der AGEE-Stat

die Geothermie (+0,6 %) und die Wasserkraft (+0,4 Prozentpunkte) im wachsenden Markt der erneuerbaren Energien Anteile gewonnen.

Die Biomasse (inkl. erneuerbare Abfälle) blieb auch 2024 mit einem Anteil von rund 52,8 % der mit Abstand bedeutendste Energieträger unter den erneuerbaren Energien, gefolgt von der Windenergie mit 23,7 % und der Solarenergie mit 14,2 %.

Energieeffizienz in Deutschland

Bereits im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln. Auch die Energieeffizienzstrategie 2050 sieht in der Erhöhung der Energieeffizienz nach wie vor eine Schlüsselstrategie für den Erfolg der anvisierten Energiewende.

Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig oder einfach und nicht jede technisch machbare Steigerung der Energieproduktivität auch wirtschaftlich sinnvoll. Denn Effizienzverbesserungen benötigen nicht nur Zeit, sondern erfordern in der Regel auch den Einsatz innovativer Technologien und damit den vermehrten Einsatz von Sachkapital.

Als Kennziffer zur Messung der Energieeffizienz wird typischerweise die Energieintensität, also der Verbrauch an Primär- oder Endenergie in Relation zu ökonomischen Leitgrößen, wie z. B. dem Bruttoinlandsprodukt oder der Bevölkerung betrachtet. Jede Verringerung der so definierten Energieintensität ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität bzw. -effizienz.

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland hat sich 2024 gegenüber dem Vorjahr (gemessen an den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs) bei einer Abnahme der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 0,2 % angesichts des noch kräftigeren Rückgangs des Energieverbrauchs um etwa 1,1 % verbessert. Mit Hilfe des Einsatzes einer Einheit Primärenergie (GJ) konnten 2024 schätzungsweise 342,60 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet werden, 2023 (endgültige Daten) lag dieser Wert noch bei 339 €. Gegenüber 1990 nahm die

gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität (unbereinigte Werte) im Jahresdurchschnitt um etwa 2,9 % zu.

Ein zusätzlicher (verbrauchsdämpfender) Einfluss, der sich in der Entwicklung der Ursprungswerte des gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauchs bzw. der Energieproduktivität widerspiegelt, ging 2024 von der im Vergleich zum langjährigen Mittel 1990 bis 2023 (sowie zum Vorjahr) milden Witterung aus. Unter Ausschaltung des Temperatureinflusses gegenüber dem langjährigen Mittel (1990 bis 2023) und um Lagerbestandeffekte⁴⁰⁾ bereinigt, hätte die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität gegenüber dem Vorjahr 2023 leicht, und zwar um 0,1 % abgenommen. Im längerfristigen Trend (1990 bis 2024) bewegte sich der bereinigte Wert auf einem Niveau von 2,8 % p.a. (vgl. Tabelle 16 und Abbildung 17). Insgesamt hat sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch im aktuellen Berichtsjahr 2024 (gemessen am langfristigen Trend), wenn auch in verringertem Umfang, fortgesetzt.

Bei der Interpretation der Kennziffer gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz bzw. Energieproduktivität ist zu beachten, dass deren Entwicklung typischerweise auf zahlreiche, sich teilweise überlagernde Ursachen zurückzuführen sind. Insbesondere wird die Effizienz durch Einflussgrößen wie das Wirtschaftswachstum (Auslastung des Kapitalstocks bzw. Produktionsapparates), die Energiepreise, technische Verbesserungen der Produktionsprozesse (Modernitätsgrad des Kapitalstocks) sowie den nachfrageinduzierten inter- und intrasektoralen Strukturwandel⁴¹⁾ bestimmt. Der sektorale Strukturwandel hat in der Vergangenheit in Deutschland tendenziell energieverbrauchssenkend gewirkt.

40) Die unbereinigten bzw. beobachteten Ursprungswerte werden nicht nur von der Witterung, sondern zusätzlich von den Vorrats- bzw. Bestandsveränderungen bei lagerfähigen Energieträgern (wie z. B. leichtes Heizöl) mitbestimmt bzw. beeinflusst. Aufgrund der milden Witterung und der gesunkenen Preise etwa für leichtes Heizöl, haben die privaten Verbraucher ihre Tankbestände um schätzungsweise 87 PJ (entspricht ca. 2 Mio. Tonnen) erhöht. Insgesamt haben private und gewerbliche Verbraucher (GHD) ihre Tankbestände bei leichtem Heizöl 2024 um rund 96 PJ aufgestockt. Die Erhöhung der Tankbestände erhöht den Absatz, wirkt jedoch in der Bereinigung verbrauchs-dämpfend, während die mildere Witterung den Absatz senkt, sich in der Bereinigung jedoch verbrauchs-erhöhend niederschlägt.

41) In der Marktwirtschaft ist intersektoraler Strukturwandel definiert als Veränderung des Anteils einer Branche bzw. eines Wirtschaftszweiges an der gesamtwirtschaftlichen Produktion. Der intrasektorale Strukturwandel hingegen beschreibt die Veränderung der Erzeugungsstruktur bzw. der Produktpalette auf der Ebene homogener Wirtschaftszweige. In der Papierindustrie beispielsweise setzt sich gesamte Output aufgrund permanenter Verschiebungen der Nachfrage nach einzelnen Papiersorten (Druck- und Pressepapiere, Grafische Papiere, Technische Papier sowie schließlich Hygienepapiere), die zur Herstellung unterschiedliche Energie- und Rohstoffeinsätze erfordern, aus einer anderen Sortenstruktur zusammen. Der Strukturwandel (inter- und intrasektoral) kann den Energieverbrauch sowohl senken als auch -erhöhen, wenn die durch den strukturellen Wandel ausgelösten Verschiebungen zugunsten oder zulasten energieintensiver Branchen oder Produkte wirken.

Tabelle 16

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2024

	Einheit	1990 ¹⁾	2020	2021	2022	2023	2024 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
								2024/2023	2024/1990
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2020)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.449,6	3.576,2	3.625,2	3.615,5	3.608,0	-0,2	1,8
Bevölkerung ³⁾	Mio.	79,8	83,2	83,2	83,8	84,5	84,7	0,2	0,2
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	11.887	12.443	11.675	10.651	10.530	-1,1	-1,0
Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁵⁾	Petajoule	15.014	12.105	12.466	11.882	10.840	10.829	-0,1	-1,0
Bruttostromverbrauch ⁴⁾	Mrd. kWh	550,7	555,8	568,5	550,6	520,5	527,4	1,3	-0,1
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	290,2	287,4	310,5	339,4	342,6	0,9	2,9
Energieproduktivität (bereinigt) ⁵⁾	Euro/GJ	130,5	285,0	286,9	305,1	333,5	333,2	-0,1	2,8
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	6,2	6,3	6,6	6,95	6,84	-1,5	1,9

1) Angaben, z. T. geschätzt

2) vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.

3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebniss zum Stichtag 9. Mai 2011: 80.219.695 Einwohner)

4) Inkl. Pumpstromerzeugung

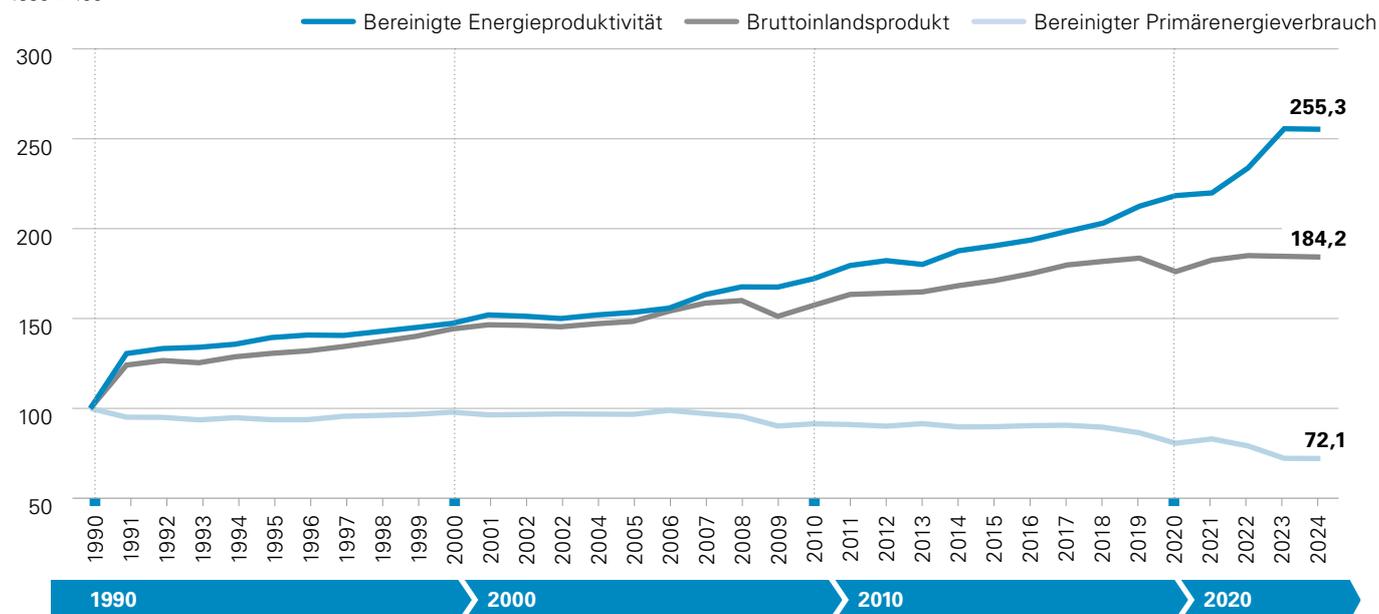
5) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abbildung 17

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2024

1990 = 100



Alle Werte für 2024 vorläufig

Quellen: Statistisches Bundesamt, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Finanzen, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Zu berücksichtigen ist darüber hinaus, dass die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität auch statistische Effekte widerspiegelt. Diese hängen mit der primärenergetischen Bewertung von Wasser- und Windkraft, Photovoltaik sowie der Kernenergie zusammen (die zur Stromerzeugung eingesetzt werden) und für die kein einheitlicher Umrechnungsmaßstab wie der Heizwert (bei fossilen Energieträgern) existiert. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bewertet diese Energieträger im Rahmen der Erstellung ihrer Energiebilanzen nach der sog. Wirkungsgradmethode (die auch international zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs und der Erstellung von Energiebilanzen Anwendung findet). In der Vergangenheit war die Substitutionsmethode in Deutschland der gebräuchliche Bewertungsmaßstab. Die Entscheidung für die eine oder die andere Methode beeinflusst in Abhängigkeit von Substitutionsvorgängen im Energieträgermix nicht nur das Niveau, sondern auch die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und die der damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität. Details zu den Auswirkungen der

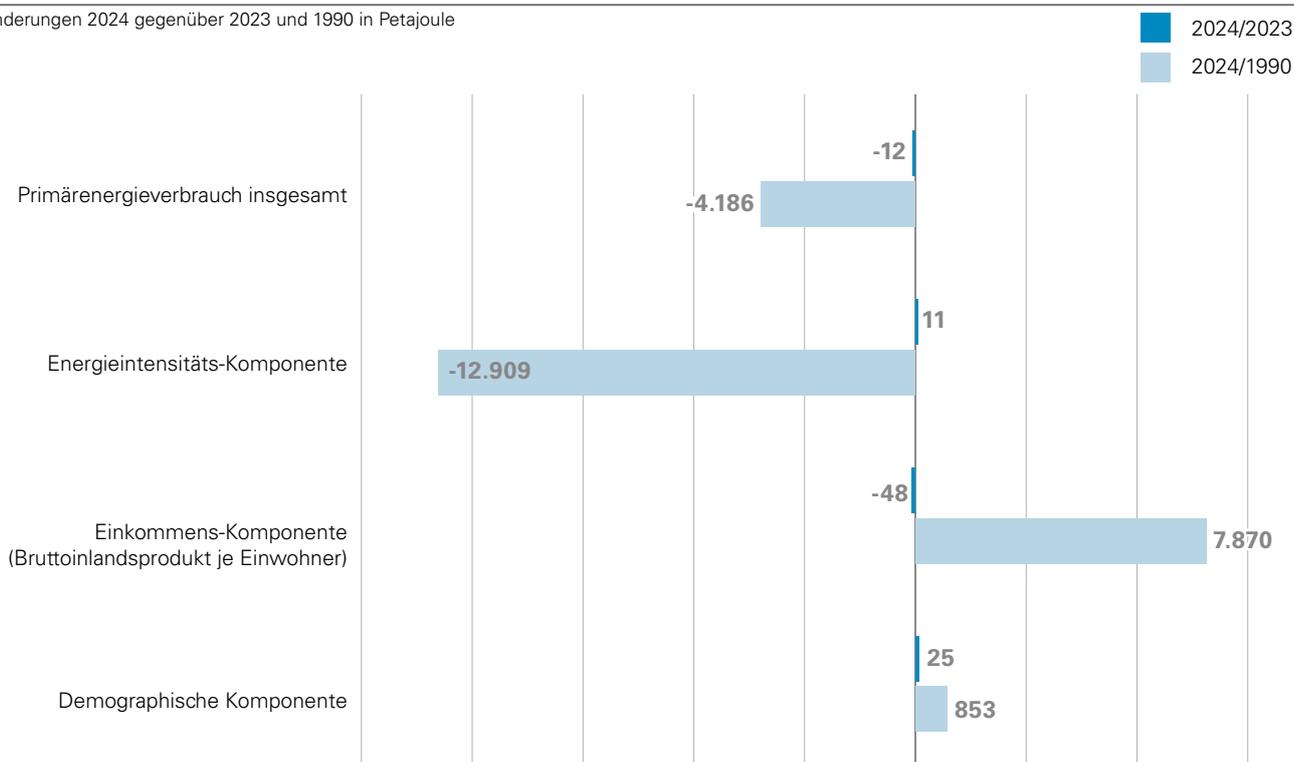
beiden Bewertungsmethoden auf den Primärenergieverbrauch finden sich u. a. in der AGEB-Publikation „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019“, S. 38, die auf der Homepage der AG Energiebilanzen unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf abgerufen werden kann.

Die hoch-aggregierte Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz verdeckt den Blick auf die viele, oben bereits genannte Faktoren, die den Energieverbrauch prägen. Mit Hilfe der Methode der Komponentenerlegung lassen sich zumindest die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs verdeutlichen (vgl. Abbildung 18). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen (1990-2024) sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (-12.909 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+7.870 PJ) sowie des

Abbildung 18

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2024 gegenüber 2023 und 1990 in Petajoule



Quellen: Statistisches Bundesamt, Deutscher Wetterdienst, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Bevölkerungszuwachses (+853 PJ) deutlich überkompensiert werden. Insgesamt hat sich der bereinigte Primärenergieverbrauch in der Zeit zwischen 1990 und 2024 um 4.186 PJ vermindert.

Die skizzierten Zusammenhänge gelten ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2023 auf 2024: Die Effizienzgewinne im Umgang mit Energie trugen im Vergleich zur langfristigen Perspektive, auf kurze Sicht nicht zum Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei. Das Gegenteil ist der Fall: Die Verringerung der (bereinigten) gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität führte zu einer leichten Erhöhung des Primärenergieverbrauchs um rund 11 PJ gegenüber 2023. Die schrumpfende Wirtschaftsleistung reduzierte den bereinigten Primärenergieverbrauch im Jahr 2024 verglichen mit dem Vorjahr um 48 PJ (im Gegensatz zur langfristigen Entwicklung seit 1990, in der dieser Einflussfaktor noch einen expansiven Impuls entfaltet). Eine verbrauchssteigernde Wirkung geht in der kurzfristigen Perspektive zusätzlich von der Bevölkerungskomponente aus (+25 PJ), die den Primärenergieverbrauch, wie auch in der langfristigen Betrachtung, absolut gesehen mit relativ geringen Betragswerten beeinflusste. Im Ergebnis ist es 2024 zu einer leichten Verringerung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 12 PJ (gegenüber 2023) gekommen.

Einschränkend sei in Bezug auf die Bewertung der Ergebnisse der Komponentenerlegung anzumerken, dass die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs selbstverständlich nicht nur von den hier berücksichtigten Faktoren (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz) geprägt sind. Vielmehr lässt sich die Entwicklung des Energieverbrauchs weder monokausal noch stark vereinfachend vollständig erklären, sie ist vielmehr das Resultat eines sehr komplexen Zusammenspiels zahlreicher (zum Teil interdependenter) Determinanten, die neben den in dieser Komponentenerlegung betrachteten Einflussgrößen die Verbrauchsentwicklung prägen. Insbesondere sind die bereits angesprochenen Wirkungen des Strukturwandels in der hier vereinfachend unterstellten gesamtwirtschaftlichen Komponentenerlegung für den Primärenergieverbrauch nicht enthalten.

Der sektorale Strukturwandel hat in der Vergangenheit in Deutschland tendenziell energieverbrauchssenkend gewirkt. Um diese Hypothese empirisch exakter zu unterlegen, wurde zusätzlich eine isolierte Komponentenerlegung des Endenergieverbrauchs der Industrie durchgeführt, die neben der Aktivitäts- und Intensitätskomponente (Bruttoproduktionswert und Energieeffizienz) zusätzlich eine Strukturkomponente berücksichtigt. Die Strukturkomponente erfasst den Einfluss des intersektoralen Strukturwandels (anhand der Gliederung der Industriesektoren in der Energiebilanz Deutschland, Energiebilanzzeilen 46 bis 59, wobei die Wirtschaftszweige „Grundstoffchemie“ und „Sonstige chemische Industrie“ zu einem Sektor „Chemische Industrie“ zusammengefasst wurden) auf den Endenergieverbrauch der Industrie (Energiebilanzzeile 60).⁴²⁾

Abbildung 19 zeigt vor diesem Hintergrund, dass der intersektorale Strukturwandel in der Zeit zwischen 2003 und 2024 maßgeblich dazu beigetragen hat, den Endenergieverbrauch der Industrie insgesamt zu verringern. Lediglich im Zeitraum zwischen 2003 und 2009 ging von der Erhöhung der Energieeffizienz ein stärkerer verbrauchsensenkender Beitrag auf die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs aus als vom sektoralen Strukturwandel. Vom Wirtschaftswachstum ging – einmal abgesehen vom Rezessionsjahr 2009 – wie zu erwarten ein deutlich positiver Impuls auf den industriellen Energieverbrauch aus.

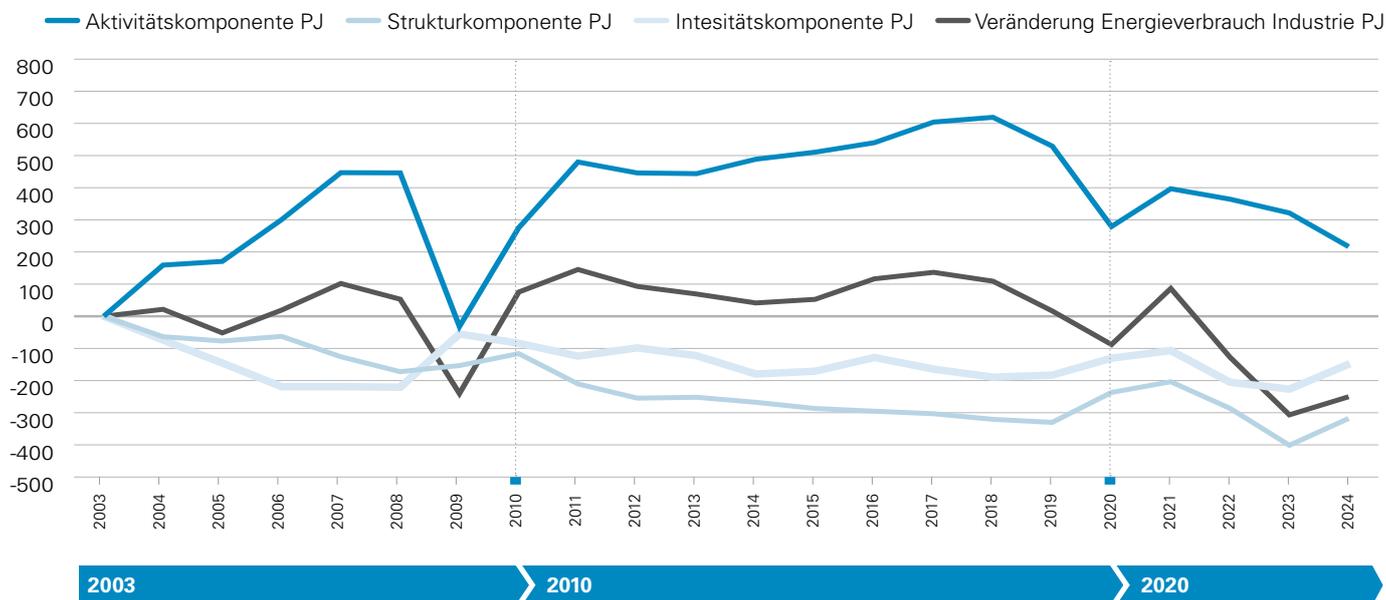
Bei der Interpretation der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität (vgl. Abbildung 17) ist darüber hinaus zu beachten, dass überdurchschnittlich hohen Effizienzgewinnen beim Einsatz von Brennstoffen und Wärme häufig vergleichsweise moderate Einsparungen beim spezifischen Stromverbrauch gegenüberstehen. Ursächlich dafür ist, dass in zahlreichen Wirtschaftsbereichen eine Steigerung der Energieproduktivität oftmals nur durch den vermehrten Einsatz moderner Anlagentechnik zu erreichen ist und viele der eingesetzten Verfahrenstechniken, die der Einsparung von Brennstoffen dienen, den spezifischen Stromverbrauch erhöhen. Aber auch gestiegene Anforderungen an die Belange des Umweltschutzes sowie der anhaltende Trend zur Automatisierung und elektronischen Steuerung von Prozessen haben u. a.

42) Dieser Bericht nutzt zur Komponentenerlegung des Endenergieverbrauchs der Industrie die sog. Log-Mean Divisia Index Method I (LMDI I). Vgl. dazu im Einzelnen B.W. Ang, F.L. Liu, (2001), A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation. Energy 26 (2001), 537–548.

Abbildung 19

Dekompositionsanalyse des Endenergieverbrauchs der Industrie auf Basis der LMDI-Methodik

2003 - 2024



Quellen: Eigene Berechnung Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

dazu geführt, dass die ohnehin als geringer einzustufenden Stromeinsparpotenziale zu einem Teil durch die vermehrte Nutzung dieses Energieträgers in neuen Anwendungsgebieten kompensiert wurden.

Vor diesem Hintergrund verschlechterte sich die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch) im Jahr 2024 aufgrund der leichten Zunahme des Stromverbrauchs (um 1,3 % auf 527,4 Mrd. kWh) bei gleichzeitiger Abnahme des preisbereinigten Bruttoinlandsproduktes um 0,2 % auf 3.608 Mrd. € im Vergleich zu 2023 um 1,5 %. Im Ergebnis wurde 2024 unter Einsatz einer Kilowattstunde elektrischer Energie rund 6,84 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet; 2023 waren es 6,95 € gewesen.

Über den längerfristigen Zeitraum von 1990 bis 2024 betrachtet nahm die Stromproduktivität jahresdurchschnittlich um 1,9 % zu. Zum Vergleich: Die gesamte Energieproduktivität (bereinigt) stieg im gleichen Zeitraum um 2,8 % p.a. (Einzelheiten dazu vgl. Tabelle 16 sowie Abbildungen 20 und 21).

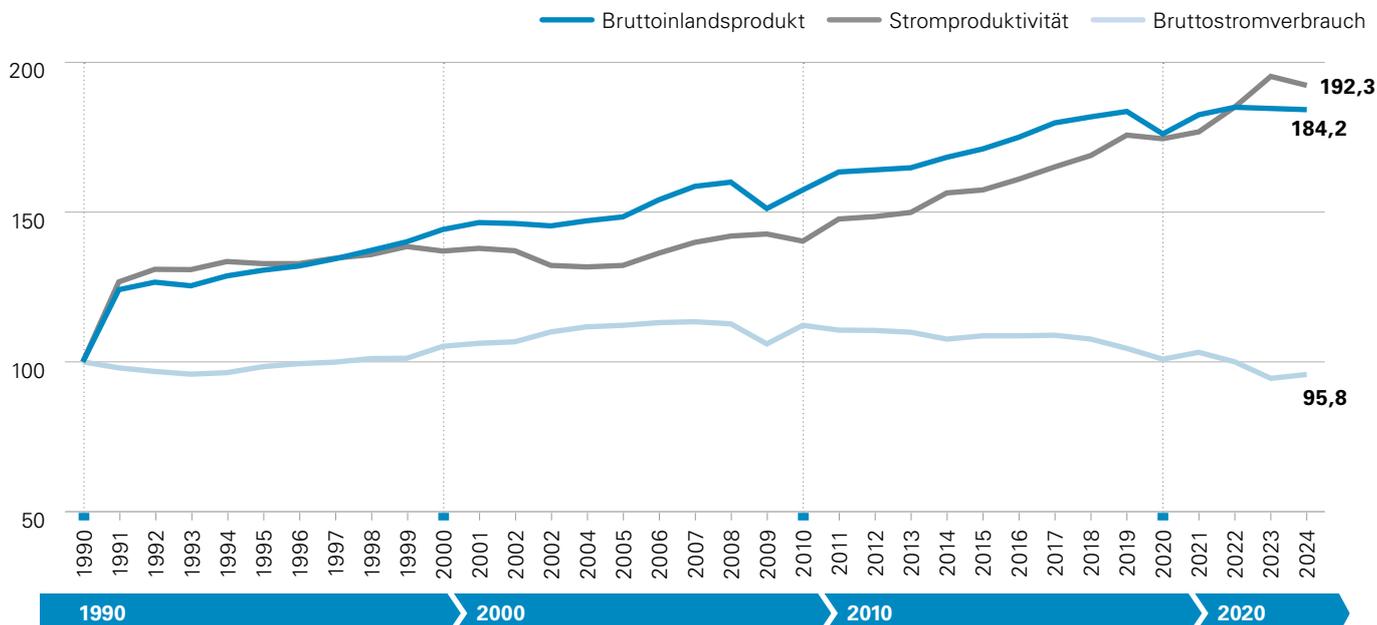
Den Einfluss ausgewählter Komponenten (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Stromproduktivität) auf die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2024 bzw. 2023/2024 zeigt Abbildung 22. Im Gegensatz zur Komponentenerlegung des gesamten Primärenergieverbrauchs basiert die folgende Darstellung des Stromverbrauchs auf beobachteten, nicht temperaturbereinigten Werten. Danach ist der Anstieg des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2024 um 6,9 Mrd. kWh einerseits auf die Abnahme der Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) gegenüber dem Vorjahr 2023 zurückzuführen (+8,0 Mrd. kWh), andererseits der Zunahme der Bevölkerung geschuldet (+1,2 Mrd. kWh). Die Effizienzkomponente des Stromverbrauchs ist in diesem Jahr weiterhin geprägt durch die milde Witterung sowie gegenüber dem Vorjahr gesunkene Strompreise, die das kurzfristige Verbraucherverhalten beeinflussen können.

Von der schrumpfenden Wirtschaftsleistung ging 2024 eine verbrauchssenkende Wirkung aus. Allein aufgrund der verringerten gesamtwirtschaftlichen Produktion bzw. Wirtschaftsleistung sank der

Abbildung 20

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2024

1990 = 100



1) preisbereinigt

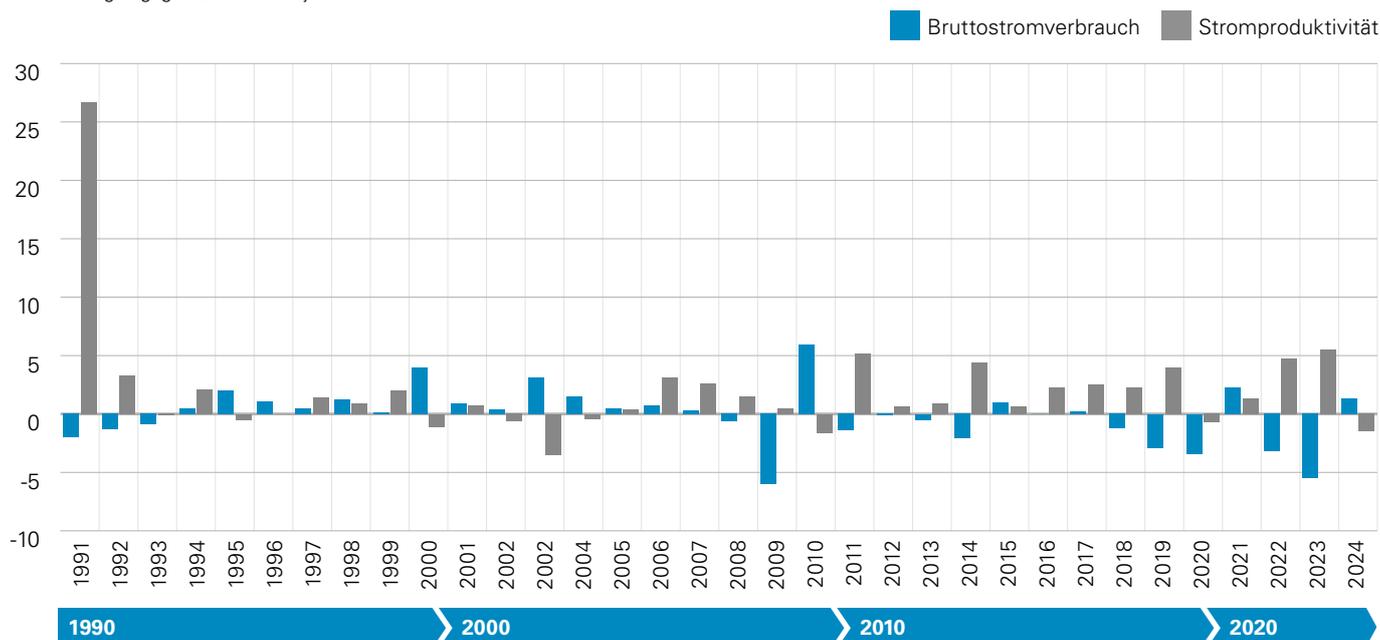
2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz/Bundesministerium der Finanzen; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abbildung 21

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2024

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Quellen: Statistisches Bundesamt; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW); Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Stromverbrauch rechnerisch um 2,3 Mrd. kWh, wobei dieser Rückgang den Mehrverbrauch der aus der Entwicklung der demografischen Komponente sowie der Stromintensitätskomponente resultierte auf kurze Sicht nicht kompensieren konnte.

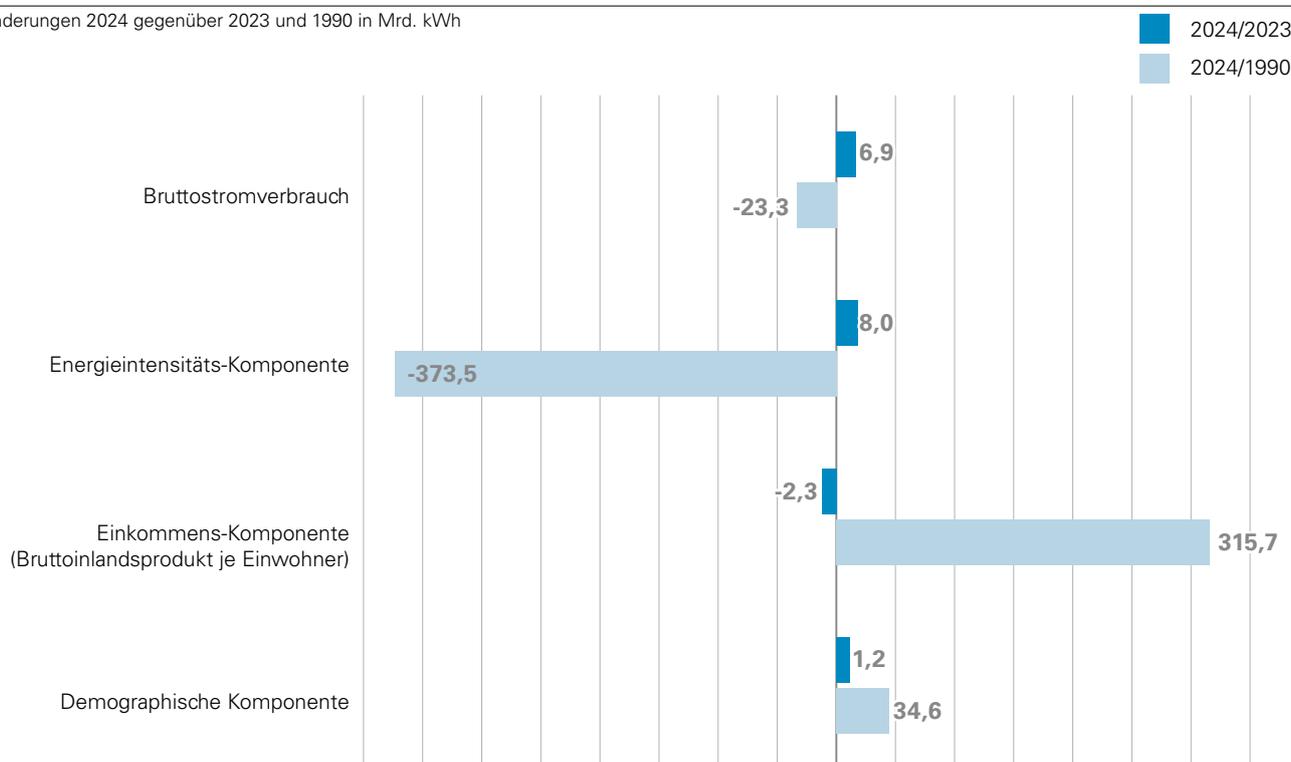
Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2024, also in der längerfristigen Perspektive, führte die kontinuierliche Steigerung der Stromproduktivität „rein rechnerisch“ zu einer absoluten Senkung des Stromverbrauchs, und zwar um fast 374 Mrd. kWh. Allerdings wurden die erzielten Effizienzgewinne im Umgang mit elektrischer Energie zu großen Teilen durch Verbrauchserhöhungen infolge der gegenüber 1990 spürbar gewachsenen Wirtschaft (+316 Mrd. kWh) sowie die demografische Komponente bzw. die Zunahme der Bevölkerung (+35 Mrd. kWh) wieder aufgezehrt.

Gegenüber 1990 ist der Stromverbrauch insgesamt um rund 23,3 Mrd. kWh (entspricht einem Rückgang um 4,2 %) gesunken; er liegt damit im Jahr 2024 immer noch um ca. 28,4 Mrd. kWh (-5,1 %) unter dem corona-bedingten Tiefstand aus dem Jahr 2020 (555,8 Mrd. kWh) und insgesamt auf dem zweitniedrigsten Niveau seit 1990.

Abbildung 22

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2024 gegenüber 2023 und 1990 in Mrd. kWh



Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium der Finanzen, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Energiebedingte CO₂-Emissionen

Vor dem Hintergrund der in den einzelnen Kapiteln des vorliegenden Berichtes skizzierten energie-wirtschaftlichen Entwicklungen ergeben sich nach aktuellen Berechnungen des Umweltbundesamtes für Deutschland insgesamt im Jahr 2024 energiebedingte Emissionen in Höhe von knapp 531 Mio. t CO₂.⁴³⁾ Im Vergleich zum Vorjahr verringerte sich der energiebedingte CO₂-Ausstoß um rund 21,4 Mio. t bzw. knapp 4 %.⁴⁴⁾ Den Rückgang der gesamten CO₂-Emissionen (inkl. Prozesse und andere Quellen) schätzt das Umweltbundesamt unter Zugrundelegung der Früh-schätzung der Energiebilanz Deutschland 2024 (vom 12. Februar 2025), deren Daten auch in diesem Bericht Verwendung fanden, auf eine Größenordnung von 21,3 Mio. t CO₂ (minus 3,6 % gegenüber 2023).

Bei der Interpretation der UBA-Trendtabellen (mit Emissionsdaten von 1990 bis 2024) ist zu beachten, dass die Darstellung in erster Linie den Anforderungen der Klimaschutzgesetzes (KSG) folgt, also nicht die

horizontale Gliederung nach Wirtschaftszweigen der Energiebilanz Deutschland widerspiegelt. Vielmehr umfasst die Darstellung auch Querschnittsbereiche (wie z. B. den Gebäudebereich) oder auch spezifische Zuordnungen z. B. der mit der Stromzeugung in Industriekraftwerken verbundenen CO₂-Emissionen zu den Wirtschaftssegmenten „Energiewirtschaft“ bzw. „Verarbeitendes Gewerbe“⁴⁵⁾. Aus diesem Grund sind die „sektoralen“ Angaben zur Entwicklung der CO₂-Emissionen (energiebedingt) nicht uneingeschränkt mit den in diesem Bericht dargestellten energie-wirtschaftlichen Entwicklungen vergleichbar.

Trotz dieser Einschränkungen (im Hinblick auf die Gliederung der Energiebilanz Deutschland) lassen sich aus Tabelle 17 wesentliche Hinweise für Richtung und Ausmaß der Veränderung der energiebedingten CO₂-Emissionen in den wichtigsten Bereichen des Energiesystems ablesen.

Tabelle 17

Veränderung der energiebedingten CO₂-Emissionen

2023 und 2024, in Mio. t

	2023	2024	Veränderung	
			in %	Mio. t
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (UBA-Trendtabellen)	551,8	530,5	-4,0	-21,4
darunter				
Energiewirtschaft (CRF 1.A.1) ¹⁾	193,9	176,5	-9,8	-17,4
Verarbeitendes Gewerbe (CRF 1.A.2) ²⁾	104,9	105,0	0,1	0,1
Gebäude (CRF 1.A.4.a, 1.A.4.b, 1.A.5)	101,7	99,3	-2,4	-2,4
Verkehr (CRF 1.A.3.a bis 1.A.3.d)	143,6	141,5	-1,4	-2,0
Landwirtschaft (Stat. u. mobile Feuerungen, CRF 1.A.4.c)	7,9	8,1	3,2	0,3

1) Inkl. CO₂-Emissionen aus Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke der Energiewirtschaft.

2) Inkl. CO₂-Emissionen aus Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke im Verarbeitenden Gewerbe.

Quelle: Umweltbundesamt

43) Energiebedingte CO₂-Emissionen, die unmittelbar auf den Einsatz von Brennstoffen und damit Verbrennungsprozesse zurückzuführen sind entsprechend den unter den CRF-Sektoren 1.A.1 (Energiewirtschaft), 1.A.2 (Verarbeitendes Gewerbe), 1.A.4a (GHD), 1.A.4b (Private Haushalte), 1.A.5 (Militär), 1.A.3a bis 1.A.3d (Verkehr) sowie 1.A.4c (Landwirtschaft, Stationäre und mobile Feuerung) subsummierten Emissionsmengen.

44) Einzelheiten vgl. Umweltbundesamt (2025), Aktuelle Treibhausgas-Projektionen; Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/szenarien-fuer-die-klimaschutz-energiepolitik/integrierte-energie-treibhausgasprojektionen#2025> (Abrufdatum: 31.3.2025).

45) In der Energiebilanz Deutschland ist der Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke zur Stromerzeugung und der damit verbundene CO₂-Ausstoß in der Zeile 12 erfasst.

Wie bereits im Vorjahr verzeichnet insbesondere der Sektor Energiewirtschaft eine überproportionale Reduktion des CO₂-Ausstoßes (um insgesamt 17,4 Mio. t bzw. 9,8 % auf 176,5 Mio. t Kohlendioxid im Jahr 2024). Trotz des Wegfalls der Stromerzeugung aus Kernenergie seit April 2023 verringerte sich der CO₂-Ausstoß aller Stromerzeugungsanlagen (Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung sowie der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes, inkl. Stromerzeugung aus KWK-Anlagen) nach den vorliegenden vorläufigen Daten im Jahr 2024 auf 146 Mio. t. Dies entspricht im Vergleich zum Vorjahr einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes um rund 12,4 % bzw. 18,2 Mio. t CO₂. Die Ursache dieser Entwicklung ist, dass der Stromerzeugungsmix hierzulande im Vergleich zu 2023 CO₂-extensiver geworden ist, d.h. insbesondere der Anteil erneuerbarer Energien weiter erhöht wurde und der Beitrag der Kohle zur weiteren Stromerzeugung gesunken ist. Hinzu kommt, dass Deutschland 2024 erneut (und in höherem Umfang als im Vorjahr) mehr Strom aus dem Ausland importiert als in Nachbarländer exportiert hat.

Die Erzeugung von Fernwärme (Heizwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) und die damit verbundenen CO₂-Emissionen nahmen 2024 (vor allem bedingt durch die milderen Außentemperaturen) ebenfalls ab, und zwar um rund 1,8 Mio. t CO₂ bzw. mehr als 11 %.

Aus den in diesem Bericht zusammengetragenen ersten Daten und Schätzungen zur Entwicklung des Energieverbrauchs im Jahr 2024 und den UBA-Trendtabellen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen, lassen sich darüber hinaus erste Hinweise auf die geschätzte Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxidemissionen in anderen Sektoren, vornehmlich denen des Endenergieverbrauchs, ableiten:

- Der Kraftstoff- und Energieverbrauch (bzw. -absatz) im Verkehrssektor dürfte 2024 nach ersten Schätzungen leicht gesunken sein. Diese Entwicklung spiegelt sich in den CO₂-Emissionen wider, die 2024 gegenüber dem Vorjahr um 2,3 Mio. t bzw. 1,4 % abgenommen haben. Der skizzierte Rückgang der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen ist das Resultat verschiedener teilweise gegenläufiger Entwicklungen: Im Straßenverkehr zeichnet sich, aufgrund der nach wie vor hohen Kraftstoffpreise sowie der konjunkturellen Abschwächung (gewerblicher Pkw- und Lkw-Verkehr) eine Verringerung der

CO₂-Emissionen in der Größenordnung von rund 1,5 Mio. t (entspricht einem Rückgang um 1,1 % gegenüber 2023) ab. Auch im Schienenverkehr ist 2024 nach unseren Berechnungen mit einem geringeren CO₂-Ausstoß zu rechnen (2023/2024: -3,8 %). Auch im Luftverkehr sind die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Vorjahr um ca. 2,9 % bzw. rund 0,8 Mio. t gesunken. Damit erreicht der CO₂-Ausstoß des Luftverkehrs 2024 ein Niveau von gut 28,2 Mio. t (Zum Vergleich: im Jahr 2019 betrug die Emissionen in diesem Sektor fast 32 Mio. t; im Corona-Krisenjahr 2020 weniger als 15 Mio. t). Im Gegensatz dazu emittierte die Binnenschifffahrt im Jahr 2024 voraussichtlich mehr CO₂ als im Jahr 2023 (+2,6 %). Allerdings bewegt sich der CO₂-Ausstoß dieses Verkehrsträgers in absoluter Betrachtung auf einem eher geringen Niveau (2024: 0,73 Mio. t), so dass Veränderungen in diesem Sub-Sektor die CO₂-Bilanz des Verkehrssektors nicht besonders stark beeinflussen.

- Im verarbeitenden Gewerbe (inkl. Stromerzeugung in Industriekraftwerken, die dem verarbeitenden Gewerbe zuzurechnen sind) ist auf der Grundlage der bislang vorliegenden Schätzwerte zu erwarten, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen trotz des leichten Rückgangs der Industrieproduktion u. a. aufgrund des Wachstums besonders energieintensiver Branchen, wie der chemischen Industrie) im Jahr 2024 nicht sinken dürfte, sondern eher zunehmen (2023/2024: +4,1 % bzw. 4 Mio. t).
- Aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr milderen Witterung und anhaltend hohen Energiepreisen, die weiterhin Einsparimpulse entfalten, zeichnet sich bei den privaten Haushalten und im GHD-Sektor zur Beheizung von Wohnungen und gewerblich genutzten Räumen im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr ein niedrigerer Energieverbrauch sowie eine damit verbundene gleichgerichtete Emissionsentwicklung ab. Vor diesem Hintergrund könnten die CO₂-Emissionen der privaten Haushalte im Jahr 2024 nach ersten Schätzungen um rund 1,8 Mio. t bzw. 2,3 % verglichen mit dem Vorjahr, im GHD-Sektor um 0,3 Mio. t bzw. 0,9 % gesunken sein.
- Für den Gebäudesektor als Ganzes folgt daraus ein Rückgang des CO₂-Ausstoßes um 2,4 % auf ein Emissionsniveau von 99,3 Mio. t im Jahr 2024 (vgl. Tabelle 17).

Zusammenfassende Entwicklung

Der Energieverbrauch in Deutschland ging 2024 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 1,2 % auf 10.529 Petajoule (PJ) oder 359,2 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE) zurück. Er ist damit auf den niedrigsten Stand seit 1990 zurückgefallen.

Für den geringen Energieverbrauch sind vor allem die nach wie vor erhöhten Energiepreise, die sich abschwächende Konjunktur bzw. sogar schrumpfende Wirtschaftsleistung sowie die milde Witterung verantwortlich. Darüber hinaus waren die eher langfristigen wirksamen Determinanten des Energieverbrauchs auch im Jahr 2024 weiter wirksam. Insbesondere gingen von der Verbesserung der Energieeffizienz, energiesparenden Substitutionsprozessen sowie dem sektoralen Strukturwandel verbrauchssenkende Impulse auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs aus. Vor allem die energieintensiven Industriezweige verzeichneten in der Rezession überproportionale Produktionsrückgänge, was spürbare Auswirkungen auf den Energieverbrauch hat. Die verbrauchssteigernde Wirkung der Bevölkerungszunahme trat im Jahr 2024 gegenüber den skizzierten verbrauchsmindernden Einflussgrößen in den Hintergrund bzw. wurde deutlich überkompensiert.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich 2024 auch vor dem Hintergrund der bereits umrissenen Entwicklungen folgendes Bild: Der Verbrauch erneuerbarer Energien nahm 2024 verglichen mit dem Vorjahr um 1,5 % zu. Hingegen war die Verbrauchsentwicklung bei allen anderen Energiequellen, mit Ausnahme von Erdgas, rückläufig. Der Einsatz von Kernenergie sank nach dem Auslaufen des Streckbetriebs der letzten drei Kernkraftwerke (Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2) und deren endgültiger Stilllegung zum 15. April 2023 im Jahr 2024 auf null. Der Verbrauch von Steinkohle verringerte sich im gleichen Zeitraum um 10,3%, der von Braunkohle um rund 9,5 %. Der Verbrauch (bzw. Absatz) von Mineralöl nahm um 1,7 % ab.

Im insgesamt schrumpfenden Energiemarkt haben folglich die erneuerbaren Energien sowie Erdgas Marktanteile gewonnen. Auf den Erdgasverbrauch entfiel 2024 ein Anteil von 25,9 % (2023: 24,6 %), während die erneuerbaren Energien 20 % des Primärenergieverbrauchs deckten (2023: 19,5 %). Hingegen haben in der Reihenfolge ihrer Bedeutung (aufsteigend) die Kernenergie (-100 %-Punkte), die Steinkohle (-10,3 %), die Braunkohle (-9,5 %) und Mineralöle (-1,7 %) Marktanteile verloren. Im Jahr 2024 deckte die Braunkohle noch 7,7 % und die Steinkohle noch 7,3 % der Primärenergienachfrage. Mineralöl blieb auch 2024 der mit Abstand wichtigste Energieträger und deckte 2024 insgesamt 36,2 % (2023: 36,4 %) der Primärenergienachfrage. Die skizzierten strukturellen Verschiebungen in der Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs lassen erkennen, dass der Energieträgermix 2024 im Vergleich zu 2023 erneut kohlenstoffärmer geworden ist.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2024 (nach vorläufigen Berechnungen) weiter verbessert. Sie erhöhte sich um 0,9 %, so dass 2024 fast 343 € BIP₂₀₂₀ unter Einsatz einer Gigajoule an Primärenergie (GJ) erzielt wurde; 2023 lag dieser Wert noch bei rund 339 € BIP₂₀₂₀/GJ. Der jahresdurchschnittliche Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität in der Zeit von 1990 bis 2024 liegt derzeit bei 2,9 %; unter Ausschaltung der Witterungseffekte und Lagerbestandsbewegungen läge dieser Wert bei 2,8 %.

Im Gegensatz zum Primärenergieverbrauch nahm auch der Bruttostromverbrauch vor allem in Folge des Produktionswachstums energieintensiver Branchen, die sich nach dem Einbruch im Vorjahr wieder etwas erholten sowie getrieben durch Substitutionsprozesse zugunsten des Einsatzes elektrischer Energie im Jahr 2024 zu. Der Bruttostromverbrauch stieg auf 527,4 Mrd. kWh und lag damit um 1,3 % über dem Wert von 2023. Trotz des skizzierten Anstiegs ausgehend von dem Tiefstand im Jahr 2023 (520 Mrd. kWh)

liegt der Bruttostromverbrauch im Jahr 2024 damit immer noch um 0,1 % unter dem bisherigen Tiefstand, der im Jahr 1993 (528 Mrd. kWh) gemessen wurde.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität nahm 2024 gegenüber dem Vorjahr schätzungsweise um 1,5 % leicht ab, sie verringerte sich auf einen Wert von 6,84 €/kWh, nachdem sie 2023 (nach den Daten der endgültigen Energiebilanz Deutschland) bei 6,95 €/kWh gelegen hatte. Im Gesamtergebnis unterschritt die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in diesem Jahr die längerfristige Entwicklung, die im Mittel der Jahre von 1990 bis 2024 zu beobachten ist. In der Zeit zwischen 1990 und 2024 konnte die Stromproduktivität im Durchschnitt nämlich um 1,9 % p.a. gesteigert werden.

Die Bruttostromerzeugung verringerte sich 2024 um etwa 2 % auf rund 501 Mrd. kWh (2023: 511,3 Mrd. kWh). Weiter geändert hat sich auch die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während die Stromerzeugung aus dem Einsatz von Kernenergie nach dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke im April 2023 endgültig beendet wurde, liegt ihr Anteil 2024 erstmals bei null Prozent. Spürbar verringert hat sich parallel dazu die Stromerzeugung aus Steinkohle (-27 %) und Braunkohle (-8 %). Hingegen kam es bei der Stromerzeugung aus Erdgas und erneuerbaren Energie im Jahr 2024 zu einem Plus von 4,8 bzw. 3,2 %. Auch die Stromerzeugung aus Mineralöl (+2,3 %) und sonstigen Energiequellen (+4,8 %) war 2024 höher als im Vorjahr.

Im Ergebnis konnten die erneuerbaren Energien mit einer Erzeugung von insgesamt 285 Mrd. kWh und einem Stromerzeugungsanteil von knapp 57 % ihre Spitzenposition im Erzeugungsmix halten und damit im zweiten Jahr infolge mehr als die Hälfte des hierzulande erzeugten elektrischen Stroms bereitstellen. Erdgas belegte mit 16 % den zweiten und die Stromerzeugung aus Braunkohle mit ca. 15,8 % den dritten Platz im Stromerzeugungsmix. Die Steinkohle trug im Jahr 2024 noch rund 5,6 %, zur gesamten Stromerzeugung bei.

Am Bruttostromverbrauch waren die erneuerbaren Energien 2024 mit 54 % beteiligt, im Vorjahr (endgültige Daten) lag dieser Anteil noch bei etwa 52,9 %.

Beim Stromaustauschsaldo⁴⁶⁾ kam es 2024 zu weiteren Veränderungen. 2024 flossen 26,3 Mrd. kWh mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland. Damit ist Deutschland erneut nach 2023 Netto-Importeur von Strom. Die Stromimporte sind im Vergleich zum Vorjahr um 16,2 % auf 80,3 Mrd. kWh gestiegen, während die Stromexporte um 7,8 % auf 56 Mrd. kWh zurückgingen. Besonders hohe Importüberschüsse waren in der Reihenfolge ihrer Bedeutung im Austausch mit Frankreich (19,8 Mrd. kWh), Dänemark (7,4 Mrd. kWh) und Norwegen (5,8 Mrd. kWh) zu beobachten. Auch im Stromaustausch mit der Schweiz, Belgien und Schweden ergaben sich 2024 Einfuhrüberschüsse. Hingegen zeigte sich im Strom-austausch mit der Polen (8,8 Mrd. kWh), Luxemburg (4 Mrd. kWh), Tschechien (3,8 Mrd. kWh) sowie Österreich (2,1 Mrd. kWh) und den Niederlanden ein Exportüberschuss.

Die Einfuhr von elektrischem Strom anstelle eigener Erzeugung aus Erdgas-, Stein- oder Braunkohlekraftwerken stellt eine wirtschaftliche sinnvolle Option dar, wenn im Ausland günstigere Erzeugungsoptionen (auch aus erneuerbaren Energien) zur Verfügung stehen.

Eine genaue, ausschließlich auf endgültigen Statistikdaten basierende Ermittlung der energiebedingten CO₂-Emissionen für das Jahr 2024 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann allerdings auf der Grundlage der vorliegenden Frühschätzungen der Energiebilanz Deutschland für 2024 (Datenstand: 12. Februar 2025) in Kombination mit dem jeweiligen CO₂-Gehalt der Energieträger eine grobe Abschätzung der Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen vorgenommen werden. Insgesamt hat sich die Struktur des Energieverbrauchs im Jahr 2024 weiter zugunsten erneuerbarer und CO₂-ärmerer fossiler Energieträger verschoben.

46) Die in diesem Bericht verwendeten Daten zum Stromaußenhandel beziehen sich grundsätzlich auf den physikalischen Stromaustausch mit dem Ausland.

In Anbetracht der deutlichen Abnahme des Primärenergieverbrauchs (2024: -1,2 % verglichen mit dem Jahr zuvor) in Kombination mit den beschriebenen Verschiebungen im Energieträgermix sowie der sektoralen Verbrauchsstruktur dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2024 nach ersten Berechnungen des Umweltbundesamtes auf der Grundlage geschätzter Energiebilanzdaten in der Größenordnung von 4 % abgenommen haben. Diese Reduktion entspräche bezogen auf das Emissionsniveau des Vorjahres einer absoluten Reduzierung des energiebedingten CO₂-Ausstoßes um 21,4 Mio. t auf knapp 531 Mio. t CO₂.